

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL

FACULTAD REGIONAL CONCORDIA

INGENIERÍA ELÉCTRICA

PROYECTO FINAL DE CARRERA

PARQUE EÓLICO “VIENTOS DE CAMBIO”

Alumnos:

Colman, Kevin Elián

Penco, Facundo

Director de proyecto:

Ing. Schattenhofer, Federico

Tutores:

Ing. Murguía, Javier

Ing. Vázquez, Carlos

Cr. Álvarez, Carlos

Año 2022

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a nuestros profesores y la Facultad Regional Concordia por brindarnos las herramientas necesarias para llevar adelante este proyecto.

A nuestras familias, por el apoyo y el acompañamiento a lo largo del todo el camino, brindando siempre el aliento necesario para seguir adelante.

A nuestros tutores y a todas las personas que han ayudado para que esto sea posible.

¡MUCHAS GRACIAS!

RESUMEN

En este proyecto se estudia la implementación técnico-económica de un parque eólico de 30 MW ubicado en la ciudad de Chajarí.

Se estudian los vientos de la región, adoptando un aerogenerador para las características del viento, y se estima la energía generada en un lapso de 20 años.

La energía que generan los aerogeneradores es transmitida a una subestación propia del parque, para luego vincularse en la subestación de Chajarí al sistema interconectado nacional, mediante una línea trifásica de 132 kV.

El proyecto abarca el parque eólico, obra civil, caminos de servicio, subestación del parque y la línea de conexión.

Se analiza la viabilidad del proyecto a través de los programas de financiación y apoyo a las energías renovables.

PALABRAS CLAVES

Parque Eólico, Aerogenerador, Línea 132 kV, Sub Estación, Chajarí, Estudio de Vientos, 30 MW.

ÍNDICE

AGRADECIMIENTOS	III
RESUMEN	IV
PALABRAS CLAVES	IV
Parque Eólico, Aerogenerador, Línea 132 kV, Sub Estación, Chajarí, Estudio de Vientos, 30 MW	IV
1. Introducción.....	1
2. Memoria descriptiva	3
2.1. Objetivos del proyecto	3
2.2. Problemática actual y antecedentes.....	3
2.3. Conflicto.....	3
2.4. Solución.....	4
2.5. Características técnicas de la red.....	4
2.5.1. Esquemas geográfico y unifilar de Chajarí.....	6
2.6. Alcances y limitaciones.....	7
3. Explotación.....	8
3.1. Selección de ubicación óptima.....	10
3.2. Estudio de vientos	10
3.2.1. Parámetros del terreno	11
3.2.2. Distribuciones de velocidades.....	13
3.2.3. Distribución de dirección de viento	15
3.2.4. Determinación de la clase del viento	17
3.3. Determinación del generador	17
3.3.1. Estimación de los parámetros del parque.....	19
3.4. Emplazamiento.....	22
3.4.1. Distribución de turbinas para integrar una granja eólica	23
4. Generación.....	26
4.1. Aerogenerador.....	26
4.1.1. Esquema de la góndola	27
4.1.2. Rotor	28
4.1.3. Pala.....	29
4.1.4. Generador.....	29
4.1.4.1. Carcasa del estator	30
4.1.4.2. Rotor del generador	31
4.1.5. Cubo del rotor	31

4.1.6.	Rotor lock y sistema mecánico de frenado	32
4.1.7.	Convertor de frecuencia	33
4.1.8.	Sistema pitch y sistemas de freno	34
4.1.9.	Sistema de Yaw.....	36
4.1.10.	Protección contra descargas atmosféricas.....	36
	Sistema de control.....	37
	<i>Estados operativos</i>	<i>37</i>
	Sistema de protección.....	39
	Servicios auxiliares del aerogenerador	39
	Parque eólico.....	40
	Sistema Eléctrico en Media Tensión	42
	Líneas Colectoras.....	43
	Celdas de remonte	47
	Estudio de conectividad	48
	Alcance del estudio	48
	Hipótesis	49
	<i>Límites.....</i>	<i>50</i>
	<i>Obras ENERSA</i>	<i>51</i>
	Flujo de potencia.....	52
	<i>Obras Necesarias en la Red de ENERSA para el Estado Base</i>	<i>54</i>
	<i>Influencia del Parque en la Red de ENERSA</i>	<i>55</i>
	<i>Perfiles de tensión.....</i>	<i>56</i>
	<i>Análisis de contingencia N-1</i>	<i>57</i>
	<i>Conclusiones análisis contingencia.....</i>	<i>61</i>
	<i>Curva Q-V.....</i>	<i>64</i>
	<i>Resumen</i>	<i>67</i>
	Curva de capacidad de la planta generadora	69
	Alcance del Estudio	69
	Hipótesis	71
	Análisis de resultados	74
	<i>Verificación del cumplimiento de la normativa vigente</i>	<i>78</i>
	<i>Conclusiones</i>	<i>79</i>
	Estudio de Cortocircuito.....	81
	Reducción de cortocircuito monofásico con reactor de neutro	83
	Transmisión	84

Subestación del parque	84
Secciones de la subestación	87
<i>Sección de 132 kV</i>	87
<i>Sección de 33 kV</i>	88
<i>Sección de servicios auxiliares</i>	91
<i>Sección Sala de mando</i>	96
Selección y especificaciones para equipos e instalaciones	102
<i>Descargadores</i>	102
<i>Seccionadores</i>	104
<i>Interruptores</i>	105
<i>Transformadores de medida</i>	106
<i>Transformador de potencia</i>	107
<i>Celdas de SE</i>	109
<i>Servicios auxiliares</i>	110
<i>Malla de PAT</i>	115
<i>Pórticos</i>	118
<i>Soportes de equipos</i>	123
<i>Barras</i>	125
<i>Distancias mínimas</i>	127
<i>Hilos de Guardia</i>	130
Plan de Protecciones	134
Línea del parque	137
Estudios preliminares	137
<i>Cálculo mecánico de conductores</i>	138
<i>Diseño del cabezal</i>	138
<i>Verificación de hipótesis de carga normal y extraordinaria</i>	139
<i>Fundaciones – método Sulzberger y método Pohl</i>	139
<i>Parámetros de línea, caída de tensión y pérdidas de potencia</i>	140
<i>Vano económico</i>	141
<i>Sección económica</i>	142
Traza de la línea	145
<i>Acometida de línea</i>	148
Características adoptadas para el sistema de transmisión	148
<i>Configuración de los distintos tipos de estructuras</i>	149
<i>Especificaciones de accesorios que componen las estructuras</i>	149

Planimetría y altimetría	160
Conclusiones generales del proyecto	165
Bibliografía	166

Figura 2-1 Vinculaciones al SADI - Fuente Guía de Referencia del Sistema de Transporte 2019-2023	5
Figura 2-2 Esquema geográfico- Fuente: Guía de Referencia del Sistema de Transporte 2019-2023.....	6
Figura 2-3 Unifilar ET Chajarí - Fuente: Guía de Referencia del Sistema de Transporte 2019-2023.....	7
Figura 3-1 Velocidad media - Fuente: Relevamiento Detallado de los recursos solar y eólico en la provincia de Entre Ríos para la generación de energía.	9
Figura 3-2 Velocidades promedios anuales imagen satelital – Fuente https://sig.se.gob.ar/visor/visorsig.php?t=18 :	11
Figura 3-3 Rugosidad del terreno – Fuente: propia	13
Figura 3-4 Curva de probabilidad – Fuente: propia.....	15
Figura 3-5 Curva de frecuencias acumuladas – Fuente: propia.....	15
Figura 3-6 Rosa de los vientos para la localidad de Chajarí.....	16
Figura 3-7 Curva de potencia aerogenerador IWP-100 – Fuente: IMPSA	18
Figura 3-8 Ubicación geográfica granja eólica – Fuente: propia.....	23
Figura 3-9 Interferencias – Fuente: propia.....	24
Figura 3-10 Restricciones – Fuente: propia	25
Figura 3-11 Dimensiones separación aerogeneradores – Fuente: propia	25
Figura 4-1 Esquema góndola – Fuente: Manual operación AG IWP-100.....	28
Figura 4-2 Generador: rotor, estator, cubo rotor– Fuente: Manual operación AG IWP-100 ..	30
Figura 4-3 Rotor lock y sistema de frenado mecánico Fuente: Manual operación AG IWP-100.....	32
Figura 4-4 Conversor de frecuencia - Fuente: Manual operación AG IWP-100.....	34
Figura 4-5 Sistema de pitch - Fuente: Manual operación AG IWP-100.....	35
Figura 4-6 Sistema de Yaw - Fuente: Manual operación AG IWP-100	36
<i>Figura 4-7 Vista aérea parque – Fuente: propia</i>	42
<i>figura 4-8 Celda Flusarc 36 – Fuente: Schneider Electric</i>	47
Figura 4-9 Flujo de potencia previo a obra – Fuente: propia.....	53
<i>figura 4-10 Flujo de potencia posterior a obra – Fuente: propia</i>	54
<i>Figura 4-11 Perfil de tensión previo al parque – Fuente: propia</i>	56
<i>Figura 4-12 Perfil de tensión posterior al parque – Fuente: propia</i>	57

<i>Figura 4-13 Curva capacidad generador eólico típico - Fuente: Spinadel, Erico (2015). Energía Eólica. Segunda Edición. Nueva Librería.</i>	62
<i>Figura 4-14 Curva Q-V barra San Salvador – Fuente: propia.....</i>	65
<i>Figura 4-15 Curva Q-V barra San Salvador – Fuente: propia.....</i>	66
<i>Figura 4-16 Curva PQ del aerogenerador – Fuente IMPSA</i>	71
<i>Figura 4-17 Simulación curva capacidad – Fuente: propia</i>	73
<i>Figura 4-18 Curva de capacidad de la planta eólica – Fuente: Propia</i>	76
<i>Figura 4-19 Curva de capacidad de la planta eólica limitaciones– Fuente: propia</i>	78
<i>Figura 4-20 Diagrama de Cortocircuito – Fuente: propia</i>	82
<i>Figura 5-1 Vista aérea subestación del parque – Fuente: propia.....</i>	85
<i>Figura 5-2 Vista lateral subestación parque – Fuente: propia.....</i>	87
<i>Figura 5-3 Planta baja sala de mando – Fuente: propia.....</i>	96
<i>figura 5-4 Planta alta sala de mando – Fuente: propia</i>	97
<i>Figura 5-5 Vano económico – Fuente: Propia.....</i>	142
<i>Figura 5-6 Sección económica – Fuente: Propia.....</i>	143
<i>Figura 5-7 Costos de transmisión en función de los niveles de tensión y sección – Fuente: Propia</i>	143
<i>Figura 5-8 Traza línea Parque-SE Chajarí – Fuente: Google Maps.....</i>	145

Tabla 3-1 Resumen de velocidades de viento - Fuente: propia	10
Tabla 3-2 Clasificación de las rugosidades del terreno - Fuente: Spinadel, Érico (2015). Energía Eólica. Segunda Edición. Nueva Librería.	13
Tabla 3-3 Parámetros de la velocidad del viento para turbinas de viento – Fuente: IEC 61400- 1 Wind turbines. Año: 2005.....	17
Tabla 3-4 Datos técnicos aerogenerador – Fuente: IMPSA.....	18
Tabla 3-5 Estimación de potencia – Fuente: propia.....	20
Tabla 3-6 Resumen parámetros de explotación – Fuente: propia.....	22
<i>Tabla 4-1 Resumen de conductores – Fuente: propia.</i>	<i>44</i>
<i>Tabla 4-2 Tramos considerados - Fuente Guía de Referencia del Sistema de Transporte 2019-2023</i>	<i>50</i>
<i>Tabla 4-3 Contingencias PSSE – Fuente: propia.....</i>	<i>58</i>
<i>Tabla 4-4 Capacidad de líneas durante contingencia PSSE – Fuente: propia.....</i>	<i>59</i>
<i>Tabla 4-5 tensión de barras durante contingencia PSSE – Fuente: propia.....</i>	<i>61</i>
<i>Tabla 4-6 Comportamiento capacitivo de parque – Fuente: propia.....</i>	<i>74</i>
<i>Tabla 4-7 Comportamiento inductivo de parque – Fuente: propia.....</i>	<i>74</i>
<i>Tabla 4-8 Resumen de cortocircuito para cada barra con reactor de neutro Fuente: propia</i>	<i>83</i>
<i>Tabla 4-9 Parámetros reactor de neutro – Fuente: propia.....</i>	<i>83</i>
<i>Tabla 5-1 Características descargadores 33 kV – Fuente: catálogo Abb.....</i>	<i>103</i>
<i>Tabla 5-2 Características descargadores 33 kV – Fuente: catálogo Abb.....</i>	<i>104</i>
<i>Tabla 5-3 Características seccionadores 132 kV – Fuente: catálogo Abb</i>	<i>105</i>
<i>Tabla 5-4 Características interruptores 132 kV – Fuente: catálogo Abb</i>	<i>106</i>
<i>Tabla 5-5 a) Características transformador combinado 132 kV – Fuente: catálogo Abb....</i>	<i>107</i>
<i>Tabla 5-6 b) Características núcleos TI transformador combinados 132 kV – Fuente: catálogo Abb</i>	<i>107</i>
<i>Tabla 5-7 c) Características núcleos TV transformador combinado 132 kV – Fuente: catálogo Abb</i>	<i>107</i>
<i>Tabla 5-8 Características transformador 30MVA – Fuente: catálogo Tadeo Czerweny</i>	<i>108</i>
<i>Tabla 5-9 Características grupo celda 33 kV – Fuente: catálogo Schneider</i>	<i>110</i>
<i>Tabla 5-10 Características transformador SSAA – Fuente: catálogo Tadeo Czerweny.....</i>	<i>111</i>
<i>Tabla 5-11 Características oscilador – Fuente: Catalogo Weitingen.....</i>	<i>114</i>
<i>Tabla 5-12 Características generador de emergencias – Fuente: catálogo Fenk-Iveco</i>	<i>114</i>
<i>Tabla 5-13 Características malla puesta a tierra de la SE – Fuente: propia.</i>	<i>117</i>
<i>Tabla 5-14 Parámetros de pórtico de acometida de línea – Fuente: propia.</i>	<i>119</i>
<i>Tabla 5-15 Parámetros de pórtico de barra – Fuente: propia.....</i>	<i>121</i>
<i>Tabla 5-16 Parámetros de Barras – Fuente: propia.</i>	<i>126</i>
<i>Tabla 5-17 Distancias mínimas en aire – Fuente: AEA</i>	<i>127</i>

<i>Tabla 5-18 Distancias mínimas de seguridad y mantenimiento – Fuente: Guía de diseño ET Transener</i>	130
<i>Tabla 5-19 Protecciones de línea – Fuente: propia</i>	135
<i>Tabla 5-20 Protecciones de transformador – Fuente: propia.....</i>	136
<i>Tabla 5-21 Protecciones de alimentadores – Fuente: propia</i>	136
<i>Tabla 5-22 Tensiones, flechas y tiros para distintos vanos – Fuente: propia.....</i>	138
<i>Tabla 5-23 Tensiones, flechas y tiros para hilo de guardia con distintos vanos – Fuente: propia.....</i>	138
<i>Tabla 5-24 Dimensiones de cabezal para distintos vanos – Fuente: propia.....</i>	139
<i>Tabla 5-25 Dimensiones de estructura suspensión para distintos vanos – Fuente: propia..</i>	139
<i>Tabla 5-26 Dimensiones de fundaciones para estructuras de suspensión para distintos vanos – Fuente: propia</i>	140
<i>Tabla 5-27 Parámetros de línea para distintos vanos – Fuente: propia.....</i>	141
<i>Tabla 5-28 Características OPGW 24 hilos-Fuente: Catálogo Prysmian.....</i>	152
<i>Tabla 5-29 Características conductor Al/Ac 240/40mm² – Fuente: RAM 2187.....</i>	153
<i>Tabla 5-30 Características aisladores – Fuente: propia.</i>	154
<i>Tabla 5-31 Características columnas –Fuente: propia.....</i>	155
<i>Tabla 5-32 Características de fundaciones – Fuente: propia.</i>	156
<i>Tabla 5-33 Resumen piquetes – Fuente: propia</i>	161
<i>Tabla 5-34 Resumen tensiones del conductor según distribución de piquetes – Fuente: propia</i>	162

1. Introducción

El crecimiento de la población, el aumento en el consumo y la creación de nuevas industrias obligan a que se establezcan nuevas centrales de energía que puedan abastecer los cambios en la matriz energética.

Las centrales que se utilizaron en el último tiempo en Argentina para poder abastecer al incremento en la demanda fueron de origen térmico que utilizan Diésel o Gasoil como combustible. Estas resultaron una solución a corto plazo, ya que son de rápida instalación y puesta en marcha, pero tienen bajo rendimiento, una generación más costosa, consumen combustibles fósiles y emiten gases que afectan al medio ambiente.

Con el fin de reemplazar esta generación por otras que no tengan emisiones de gases, no consuman productos no renovables y tengan un costo de generación más bajo, se buscó la instalación de centrales a través de fuentes renovables.

Por este motivo, actualmente está en vigencia la ley 27.191 publicada en el año 2015 como una modificación de la ley 26.190 “Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica”. Esta tiene como objetivo en una primera etapa lograr una contribución de las fuentes de energías renovables hasta alcanzar el 8% del consumo de energía eléctrica para el 21 de diciembre del año 2017. Para la segunda etapa, se busca que la generación mediante energía renovable alcance el 20% al 31 de diciembre del año 2025. También, la ley exige que los grandes usuarios con consumos superiores a 300 kW tengan el 8% de su consumo en energía renovable para fines del 2017.

Para cumplir los objetivos de ley, se lanzó en el año 2016 el PROGRAMA RENOVAR, el cual busca celebrar contratos de abastecimiento de energía eléctrica a través del uso de fuente renovables entre personas jurídicas y CAMMESA (Comisión Administradora del Mercado

Mayorista Eléctrico) en representación de los grandes usuarios y agentes distribuidores de Argentina.

En este trabajo se busca explorar la capacidad eólica de la región, acotado a los requerimientos del programa Renovar, con el diseño e instalación de un proyecto Eólico de 30 MW ubicado en la localidad de Chajarí, provincia de Entre Ríos.

2. Memoria descriptiva

2.1. Objetivos del proyecto

- Aprovechar el uso de los vientos de la región, logrando una descentralización de la generación.
- Diversificar las fuentes de generación con el objetivo de lograr un mercado más competitivo y lograr el desarrollo tecnológico en las diferentes áreas.
- Disminuir el consumo de combustibles fósiles y emisiones al medio ambiente.
- Aprovechar los grandes campos de la provincia, dándoles un doble aprovechamiento de utilización (ganadería y generación).
- Fomentar el desarrollo de la industria nacional.

2.2. Problemática actual y antecedentes

- El 60% de la matriz energética actual constituida por fuentes de generación a base de combustibles fósiles.
- No se alcanzan los valores porcentuales de la matriz energética estipulados por la ley en cuanto a generación renovable.
- Líneas de transmisión próximas a alcanzar el máximo técnico.

2.3. Conflicto

- Emisión excesiva de gases de efecto invernadero que afectan a las personas en zonas circundantes a las plantas de generación.
- Grandes penalizaciones en usuarios que no cumplan con los porcentajes de energía renovable establecidos por la ley.
- Altos costos para construir extensas líneas de transmisión.

2.4. Solución

Estudio de la implementación de un Parque Eólico de 30 MW de potencia con su correspondiente estación transformadora y una línea de alta tensión, que evacuara la energía hasta la Estación Transformadora (ET) Chajarí. Se optó por la localidad de Chajarí para la ubicación del parque eólico, debido a las siguientes características presentes en la región, indispensables para la instalación del parque eólico:

- Buena velocidad media de vientos. Determinada a través del estudio precedente, es una de las regiones con mejores vientos en la provincia.
- Presencia de grandes áreas rurales, lo que lleva a una baja interferencia en el flujo del viento y una optimización en la distribución de los aerogeneradores.
- Capacidad de conexión en la subestación eléctrica de Chajarí, con la introducción en el sistema troncal de transmisión de la provincia.
- Acceso a Ruta Nacional 14. Es de gran importancia la vinculación a una ruta nacional por el traslado del equipamiento de considerables dimensiones.
- Acceso a la región mediante red Ferroviaria.

2.5. Características técnicas de la red

El sistema de transporte y vinculaciones al Sistema Argentino De Interconexión (SADI) de la red de 132 kV de Chajarí se encuentra operado por ENERSA.

En el siguiente esquema se muestran las líneas de transmisión (132 kV), distribución (33 y 13.2 kV), las Estaciones Transformadoras (ET) y las alimentaciones con el resto del sistema interconectado.

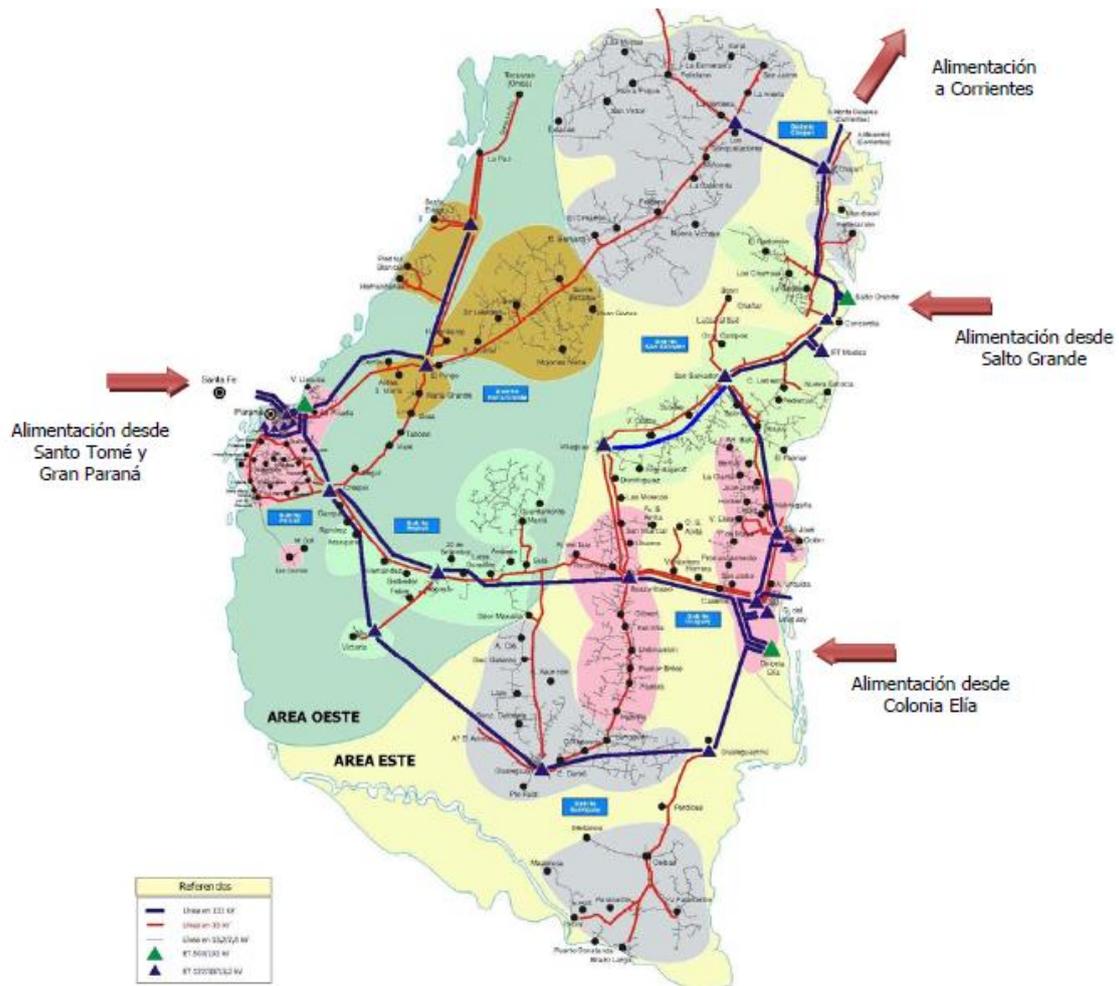


Figura 2-1 Vinculaciones al SADI - Fuente Guía de Referencia del Sistema de Transporte 2019-2023

El abastecimiento al sistema de transporte en 132 kV de la provincia de Entre Ríos desde el SADI se realiza de la siguiente manera:

- En la zona Este de la provincia, desde las estaciones transformadoras Salto Grande (500/132 kV – 2x150 MVA) y Colonia Elía (500/132 kV – 1x300 + 1x150 MVA) pertenecientes a la Comisión Técnica Mixta Salto Grande.
- El vínculo en la zona Oeste de la provincia es con la estación transformadora Santo Tomé (500/132 kV - 3x300 MVA) a través de la red de transmisión de la Empresa Provincial de Energía de Santa Fe. Esta zona también recibe el aporte de la ET Gran Paraná (500/132 kV - 2x300 MVA) que opera TRANSENER, actualmente abasteciendo a la LAT “El Pingo” y se encuentran en construcción cuatro líneas de transmisión para el resto de la zona oeste.

2.5.1. Esquemas geográfico y unifilar de Chajarí

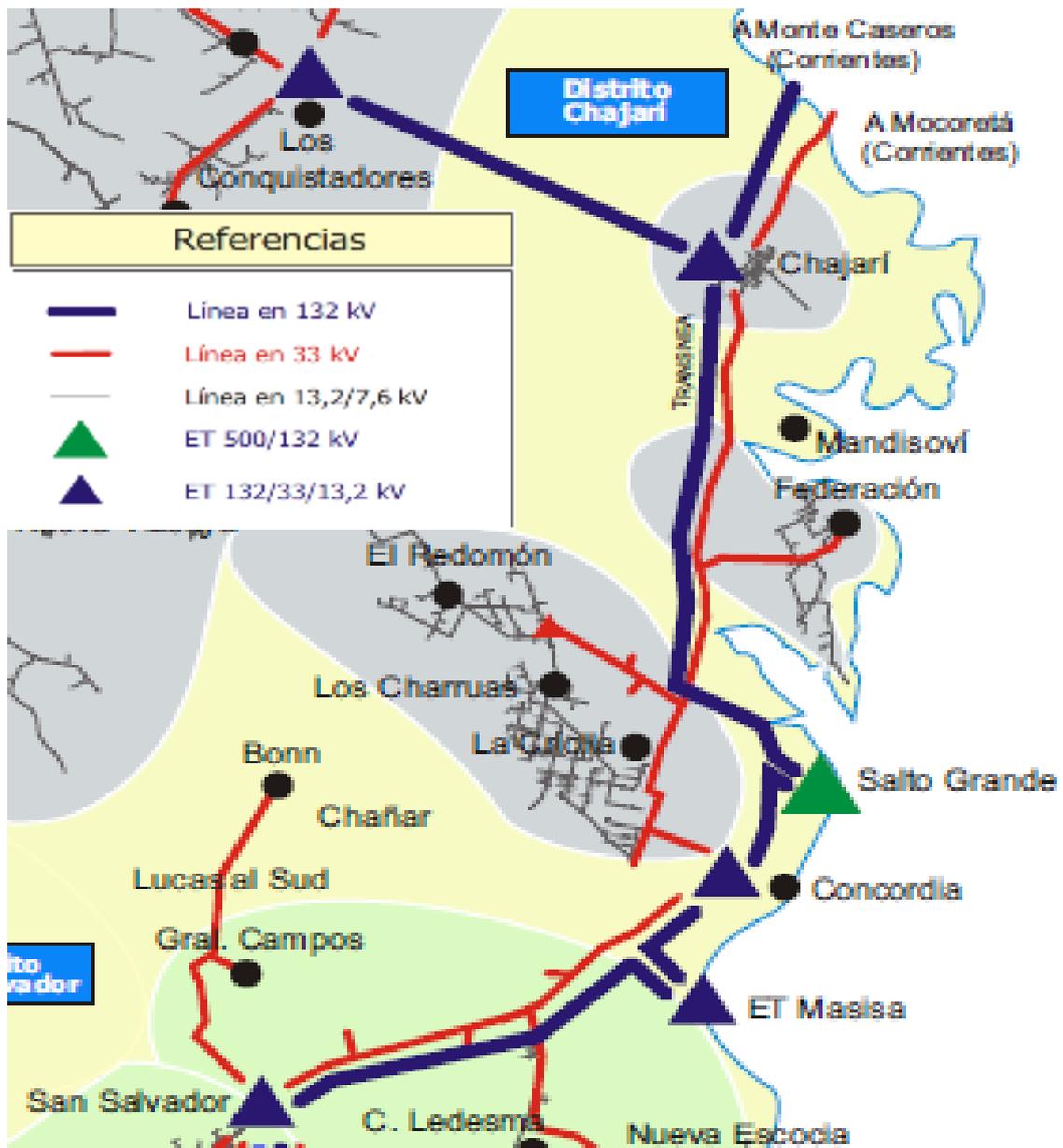


Figura 2-2 Esquema geográfico- Fuente: Guía de Referencia del Sistema de Transporte 2019-2023

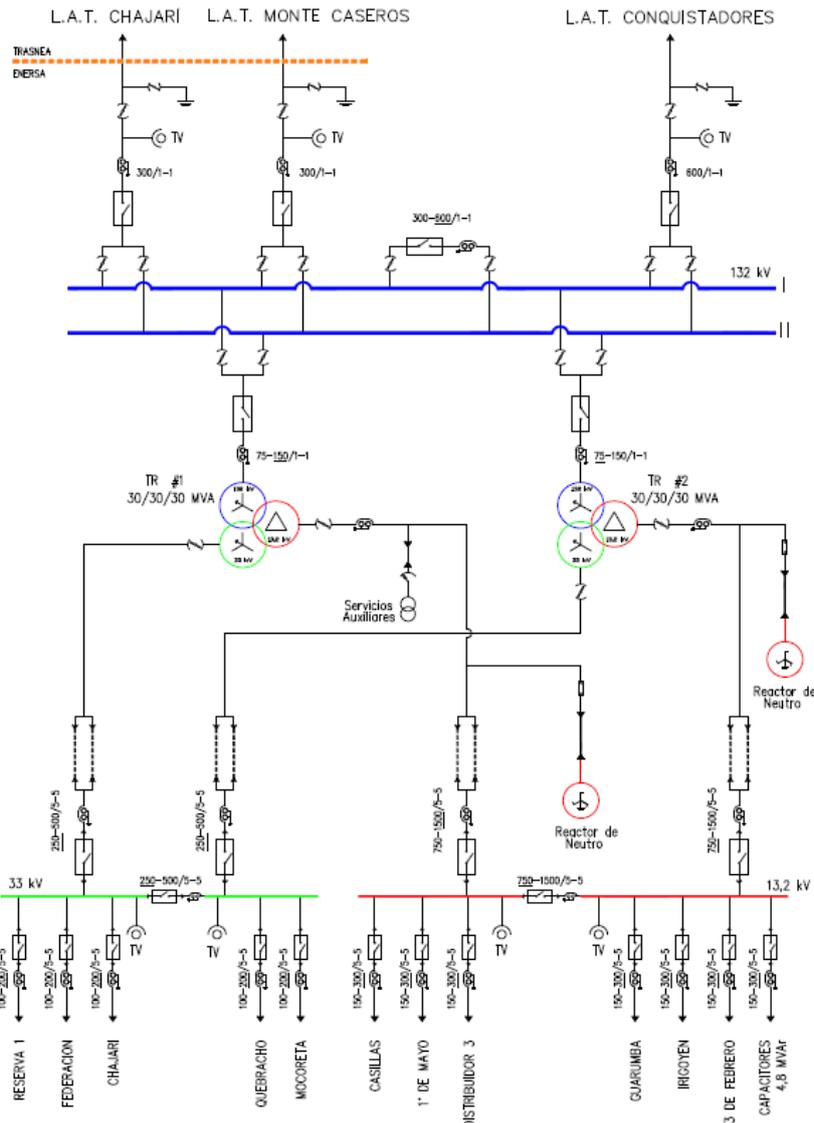


Figura 2-3 Unifilar ET Chajari - Fuente: Guía de Referencia del Sistema de Transporte 2019-2023

2.6. Alcances y limitaciones

El proyecto abarca el estudio de los vientos en la región, el diseño, la selección, el planeamiento, la ejecución y los estudios referentes a un parque eólico con su propia sub-estación transformadora. Además, se incluye la línea que vincula la sub estación del parque con la actual sub estación Chajari en 132kV hasta los bornes del campo de línea en 132 kV.

3. Explotación

El primer paso a la hora de la planificación de un parque eólico es la búsqueda de una zona óptima con alto potencial eólico. Los datos en los que se basa el proyecto fueron aportados por el Servicio Meteorológico Nacional y cotejados con datos de las estaciones meteorológicas de UTN Concordia, Villa del Rosario (Departamento Chajarí), Complejo Hidroeléctrico de Salto Grande, UNER y Parque Eólico Palomas (ROU).

En primer lugar, se realizó el análisis del estudio elaborado por la Facultad de Ciencias Agropecuarias de la Universidad Nacional de Entre Ríos que, a pedido de la Secretaría de Energía de la provincia, llevó a cabo en diciembre del año 2015 un relevamiento detallado de los recursos solar y eólico en la Provincia de Entre Ríos, para lo cual utilizó estaciones convencionales y automáticas de las diferentes redes de datos meteorológicos disponibles, junto con modelos de simulación del campo de viento e imágenes de satélite.

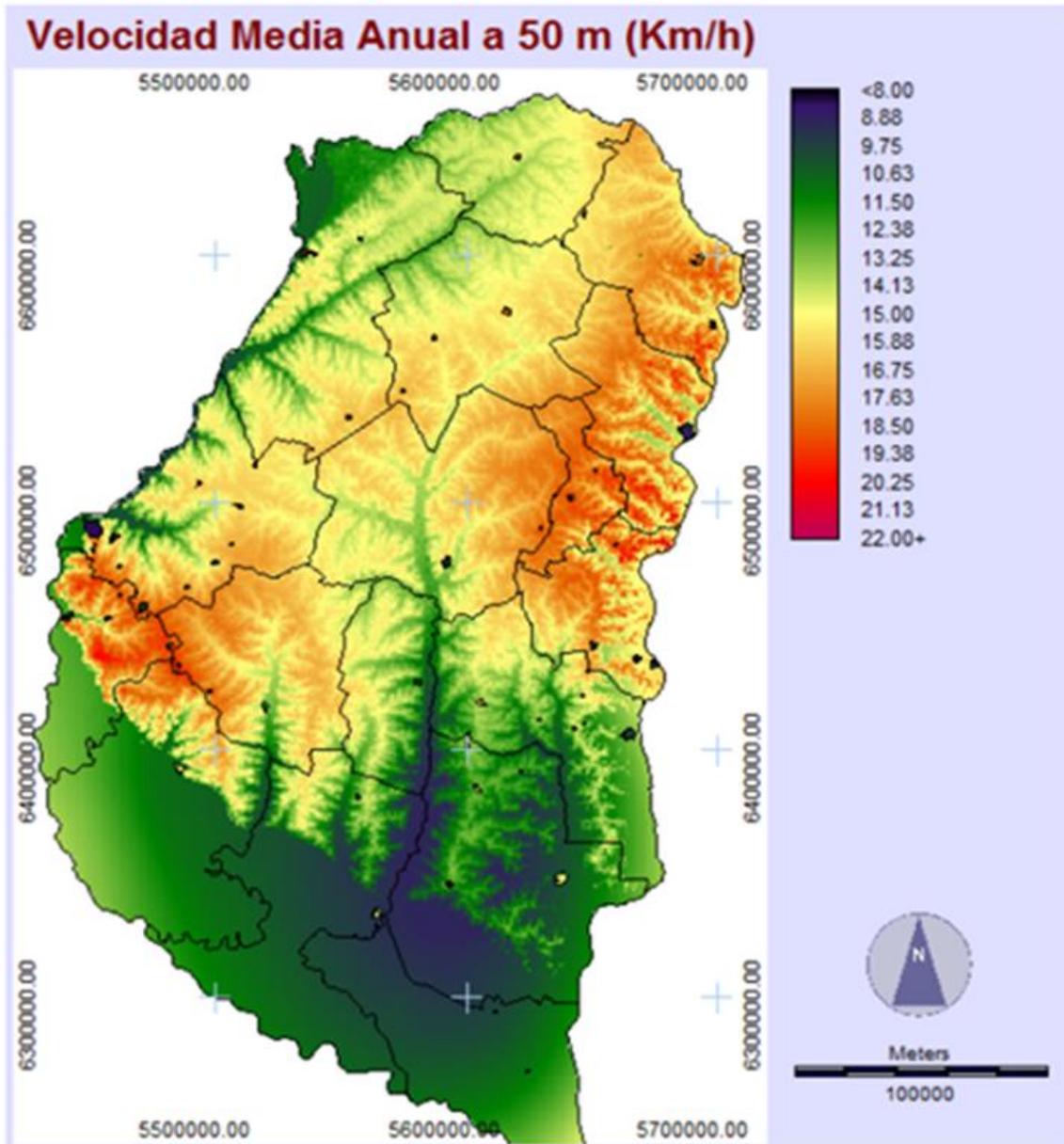


Figura 3-1 Velocidad media - Fuente: Relevamiento Detallado de los recursos solar y eólico en la provincia de Entre Ríos para la generación de energía.

Respecto del recurso eólico, puede apreciarse que el relieve tiene una notable influencia en la cantidad de energía eólica disponible. Del mapa eólico puede destacarse una zona de valores elevados en la región de Paraná y Nogoyá coincidentes con elevaciones del terreno superiores a la cota 100 metros sobre el nivel del mar (msnm). Esto demuestra la influencia de las elevaciones del terreno que favorecen la disponibilidad de energía eólica. También se observan vientos elevados en la costa norte y centro del río Uruguay.

3.1. Selección de ubicación óptima

Basándonos en el estudio anterior, se adoptó a la ciudad de Chajarí para la ubicación del parque eólico, debido a:

- Velocidad media de vientos. Es una de las regiones con mejores vientos en la provincia.
- Presencia de grandes áreas rurales, lo que lleva a una baja interferencia en el flujo del viento y una optimización en la distribución de los aerogeneradores.
- Capacidad de conexión al sistema troncal de transmisión de la provincia.
- Acceso a ruta Nacional y a red ferroviaria, indispensable para el traslado de equipamiento de grandes dimensiones.

3.2. Estudio de vientos

Se tomó como base de datos un intervalo de medición de un año para cada una de las estaciones meteorológicas. Se realizó el promedio de velocidad durante este tiempo y se compararon los valores obtenidos por las estaciones según su altura de medición.

En la tabla de resumen se pueden ver los parámetros calculados con base en las alturas correspondientes a las mediciones del estudio.

Tabla 3-1 Resumen de velocidades de viento - Fuente: propia

Ubicación	Altura[m]	Velocidad(m/s)
Villa del Rosario	2	1.85
Salto Grande	2	1.36
Servicio meteorológico Nacional	10	2.79
UTN Concordia	15	2.22
UNER	50	5.60
Parque eólico Palomas	95.00	7.70

De los primeros cuatro valores se toma como valor de estudio el dado por el Servicio Meteorológico Nacional para una altura de 10 m. Los tres valores se utilizan para constatar a este valor. Como comparación para la altura de 100 m, se tomó un mapa de velocidades

promedias anuales referidas a 100 m., basado en mediciones satelitales correspondientes al Ministerio de Energía y Minería.



Figura 3-2 Velocidades promedio anuales imagen satelital – Fuente <https://sig.se.gob.ar/visor/visorsig.php?t=18>:

Se puede ver con claridad que la velocidad promedio anual es de 6 m/s a 7 m/s, lo que concuerda con el dato obtenido del parque Palomas, ubicado en Salto, Uruguay.

3.2.1. Parámetros del terreno

En las capas más bajas de la atmósfera, las velocidades del viento se ven afectadas por la fricción con la superficie terrestre. En la industria eólica se distingue entre la rugosidad del terreno, la influencia de los obstáculos y la influencia del contorno del terreno, también llamada orografía del área.

En general, cuanto más pronunciada sea la rugosidad del terreno mayor será la ralentización que experimente el viento.

De la tabla 3.1 se utilizan las mediciones de UNER y Palomas para calcular el factor de rugosidad del terreno.

Para determinar el factor de rugosidad se utilizan dos expresiones empíricas, como la ley potencial o la ley logarítmica, que son dos fórmulas distintas de extrapolación de la velocidad del viento a diferentes alturas.

Ley Logarítmica:

$$\frac{V}{V_0} = \frac{\ln\left(\frac{H}{Z_0}\right)}{\ln\left(\frac{H_0}{Z_0}\right)}$$

Ley potencial:

$$V_x = V_m * \left(\frac{H_t}{Z_0}\right)^a$$

Donde:

- Z_0 : coeficiente de longitud de rugosidad (m)
- H: altura de trabajo (m)
- H_0 : altura de medición (m).
- V_0 : velocidad del viento a la altura H_0 .
- V_x : velocidad a la altura H.
- a: Parámetro que depende del tipo de superficie.

Mediante los cálculos realizados en el anexo, se toma como parámetro de rugosidad $a=0.434$ lo que equivale mediante la ley logarítmica a la longitud de rugosidad $Z_0 = 2.57$.

Introduciendo los datos estadísticos del viento a diferentes alturas mediante interpolación, se puede observar la curva del perfil de alturas del viento, que se muestra a continuación:

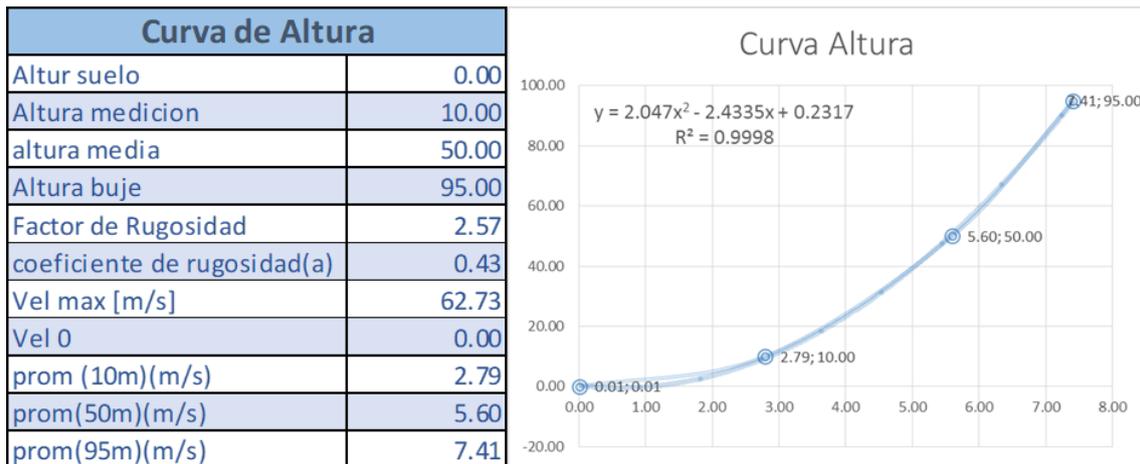


Figura 3-3 Rugosidad del terreno – Fuente: propia

De acuerdo al coeficiente de rugosidad calculado, se puede clasificar al terreno según su rugosidad mediante la siguiente tabla:

Tabla 3-2 Clasificación de las rugosidades del terreno - Fuente: Spinadel, Érico (2015). Energía Eólica. Segunda Edición. Nueva Librería.

Factor de Corrección para distintas rugosidades del terreno		
Descripción del terreno	Z0 (m)	Exponente a
Liso	0.001 - 0.002	0.1 - 0.13
Mar, arena, nieve		
Moderadamente rugoso	0.02 - 0.3	0.13 - 0.20
Hierba corta, regiones rurales, campos de trigo		
Rugoso	0.3 - 2	0.20 - 0.27
Bosques, ciudades pequeñas, obstáculos no superiores a los 10 o 15m		
Muy rugoso	2.0 - 10.0	0.27 - 0.40
Grandes ciudades, altos edificios		

El terreno resulta ser muy rugoso. Esto se debe a que la estación meteorológica del SMN se encuentra ubicada en la ciudad.

Se esperaría un mejor resultado de la rugosidad del terreno si los datos fueran medidos en una torre a 100 m. de altura, donde será instalado el parque, debido a una menor interferencia por obstáculos, ya que se trata de una región rural.

3.2.2. Distribuciones de velocidades

El conocimiento de la distribución de probabilidades de velocidades de viento $p(u)$ es muy importante a la hora de determinar el potencial eólico disponible, además de otros parámetros energéticos de interés.

Si no se dispone de las series temporales medidas en el emplazamiento a evaluar o si se quiere extrapolar datos medidos de un lugar a otro, o de una altura a otra, el utilizar una representación analítica para la distribución de probabilidades de velocidades de viento ofrece ciertas ventajas. Las representaciones analíticas más utilizadas, por su similitud con las distribuciones reales normalmente medidas, es la distribución de Weibull.

Para conocer el comportamiento de la velocidad del viento en un punto de medida, se construyen los denominados histogramas, agrupando los datos medidos en intervalos de velocidad (eje de abscisas) y representando el porcentaje de probabilidad de cada uno de ellos (eje de ordenadas). A partir de estos gráficos se puede obtener información sobre cuáles de las velocidades de viento son más frecuentes, el porcentaje de calmas y la existencia de vientos extremos.

Para este proyecto, se realiza el histograma de frecuencias acumuladas de viento con su aproximación gráfica mediante la distribución de Weibull. Para ello, se separó la cantidad de horas que el viento sopla a una determinada velocidad en relación con la cantidad de horas totales anuales. Luego, se refirieron estos valores a unidades de frecuencia y se utilizaron para aproximar a la función de probabilidad.

Esta distribución se utilizará para estimar la producción energética de un aerogenerador, al igual que los histogramas. En definitiva, el objetivo de la campaña de medición de viento es caracterizar el recurso eólico disponible en una zona determinada en la que se está interesado en proyectar un parque eólico. Como resultado de este análisis, se obtuvo la siguiente distribución:

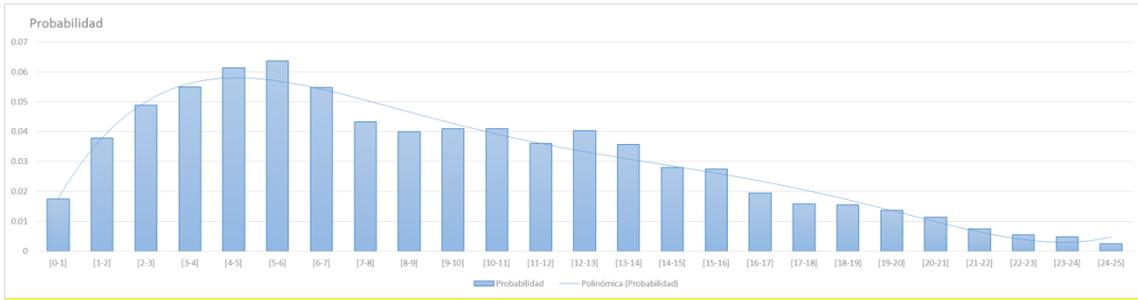


Figura 3-4 Curva de probabilidad – Fuente: propia



Figura 3-5 Curva de frecuencias acumuladas – Fuente: propia

3.2.3. Distribución de dirección de viento

Las características direccionales del viento son de gran importancia, especialmente para la ubicación de máquinas eólicas en terrenos no uniformes, así como el emplazamiento de varias máquinas formando un conjunto (parques eólicos), e incluso para conocer la variabilidad direccional del régimen de vientos al que debe responder el sistema de orientación de la máquina.

La representación más habitual de distribución direccional del viento es la llamada rosa de vientos, que representa el porcentaje de tiempo en que el viento proviene de una determinada dirección o también puede representar la velocidad media en cada dirección y la distribución direccional de la energía. Esta última proporcionará una idea de qué direcciones son las más energéticas en el emplazamiento seleccionado y, por tanto, las más atractivas desde el punto de vista de potencial eólico.

Esta información de dirección del viento es continua de 0 a 360°; por tanto, esto se divide en 36 sectores de dirección del viento de 10 grados cada uno y, si se pondera anualmente, dará la velocidad media del viento en dicha dirección. Del análisis se obtuvieron los siguientes resultados:

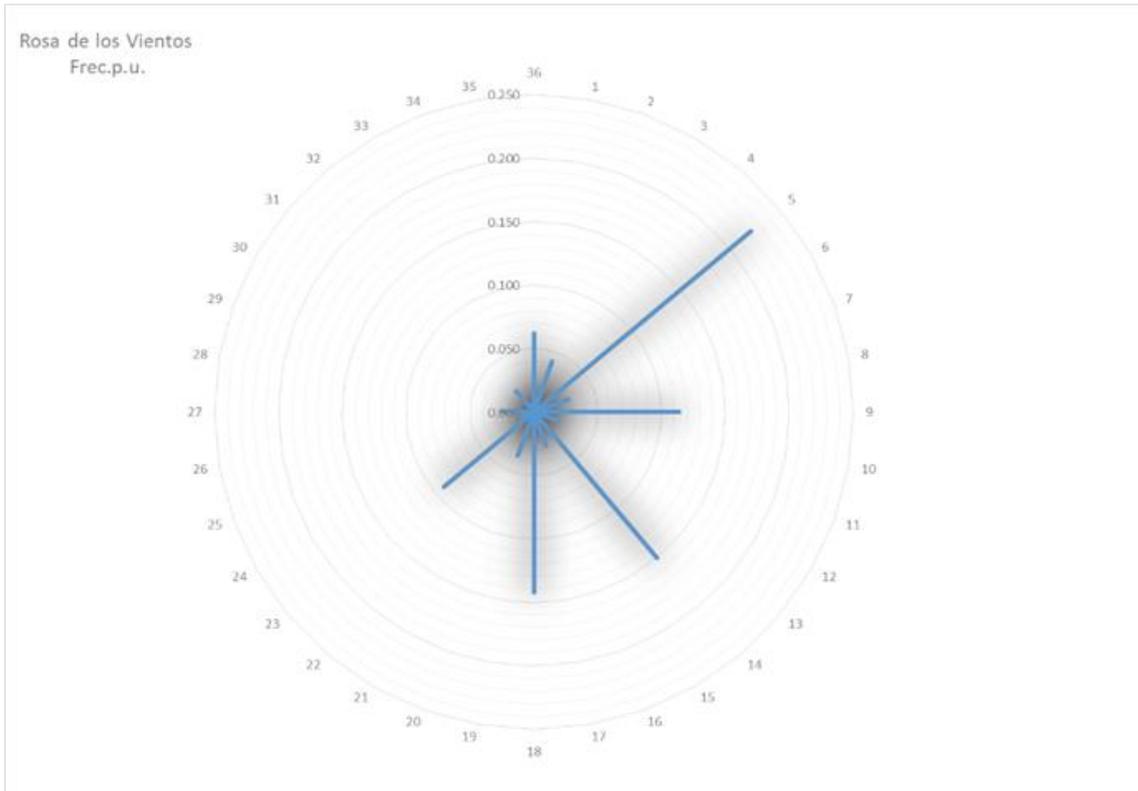


Figura 3-6 Rosa de los vientos para la localidad de Chajarí

De la gráfica puede observarse que hay tres direcciones en la que la velocidad y la fuerza con la que sopla el viento son máximas: esto es en dirección norte (NE), (SE) y S.

Como resultado de este análisis, se adopta la dirección noreste (NE) como la más predominante y con la mayor fuerza del viento, debido a que en esta dirección el área es más abarcativa.

3.2.4. Determinación de la clase del viento

Las condiciones externas a ser consideradas en el diseño de aerogeneradores son dependientes del sitio a establecerse. Por eso, los aerogeneradores son definidos en términos de la velocidad del viento y de los parámetros de turbulencia.

La norma IEC 61400-1 identifica cuatro tipos diferentes de turbinas de viento para ajustarse a diferentes condiciones de viento en el sitio, designando con clases por número crecientes que corresponden a reducciones en la velocidad del viento. La intención de las clases es la de cubrir la mayor parte de los usos.

Tabla 3-3 Parámetros de la velocidad del viento para turbinas de viento – Fuente: IEC 61400-1 Wind turbines. Año: 2005

Parámetro		Clase I	Clase II	Clase III	Clase IV	Clase S
Velocidad de referencia, U_{ref} (m/s)		50.00	42.50	37.50	30.0	
Velocidad anual promedio, U_{ave} (m/s)		10.00	8.50	7.50	6.00	Valores a ser especificados por el diseñador
A Alta	Intensidad de turbulencia a 15m/s I_{15}	0.18	0.18	0.18	0.18	
Turbulencia	Parámetro de la pendiente a	2.00	2.00	2.00	2.00	
B Baja	Intensidad de turbulencia a 15m/s I_{15}	0.16	0.16	0.16	0.18	
Turbulencia	Parámetro de la pendiente a	3.00	3.00	3.00	3.00	
50 year return gust speed, $1.4U_{ref}$ (m/s)		70.0	59.5	52.5	42.0	
1 year return gust speed, $1.05U_{ref}$ (m/s)		52.5	44.6	39.4	31.5	

Según esta clasificación, el tipo de vientos en la ciudad de Chajarí es perteneciente a Clase III.

3.3. Determinación del generador

Para la selección del aerogenerador se tomó como variable principal que el proyecto busca participar del programa de financiamiento Renovar; puesto que para poder obtener los beneficios del programa se exige que aproximadamente el 80% del parque sea de industria nacional. Se selecciona dentro de la empresa IMPSA, ubicada en la provincia de Mendoza, el aerogenerador IMPSA WP-100 -2.0 MW, cuyo diseño perteneciente a las clases IEC III y IEC II es óptimo para velocidades de viento medio.

Tabla 3-4 Datos técnicos aerogenerador – Fuente: IMPSA

DATOS TECNICOS PARA IWP-100 2.0 MW	
Datos generales	
Potencia nominal	2000 kW
Vida útil	20 años
Velocidad nominal	11 m/s
Velocidad de supervivencia	52,5 m/s
Norma de diseño	IEC WT-01 : IEC 61400-1
Clase	III B
Rotor	-30 a 40°C

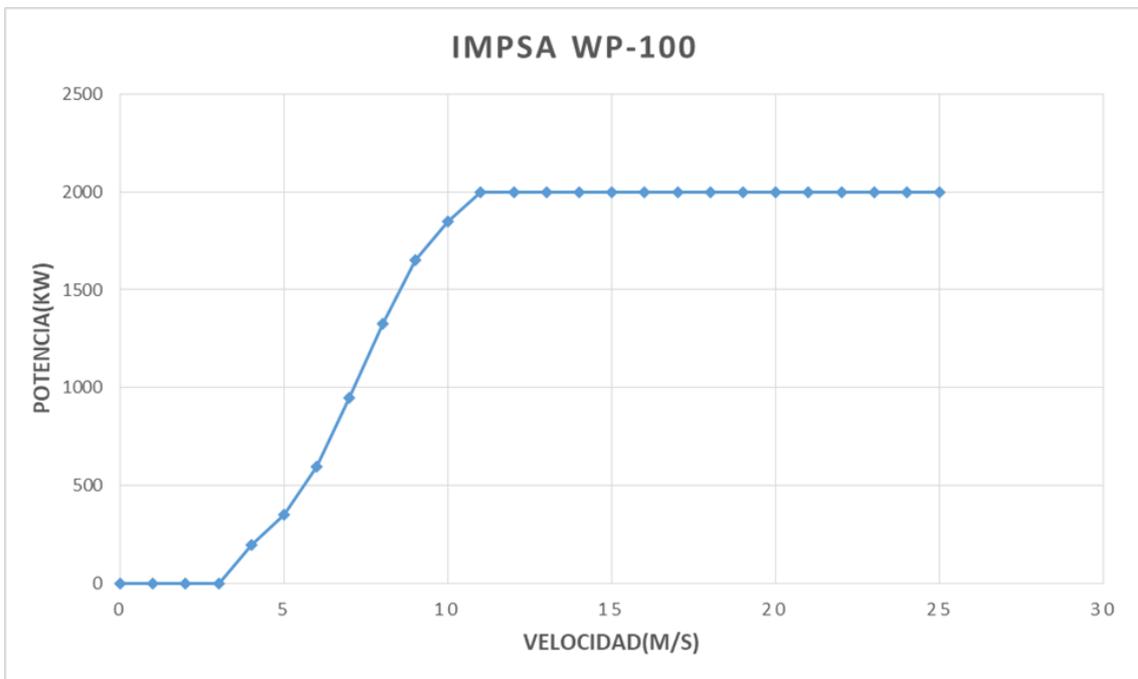


Figura 3-7 Curva de potencia aerogenerador IWP-100 – Fuente: IMPSA

De la curva se puede ver la potencia de arranque en los 3 m/s. La potencia generada solo se utiliza para cubrir las pérdidas. En la velocidad nominal ($v_n=11$ m/s) alcanza los 2000 kW. Para velocidades superiores hasta los 25 m/s se autorregula a rpm constante y se bloquea para velocidades superiores.

El total de las especificaciones del generador adoptado se encuentra en el anexo.

3.3.1. Estimación de los parámetros del parque

Para estimar la energía producida en una hora promedio, se multiplica para cada velocidad del viento la frecuencia dada por la potencia indicada por el fabricante que corresponde a esta velocidad

$$P_{mi} = f_i * P_{gi}$$

La potencia total para una hora promedio viene dada por las sumas de la potencia para todos los intervalos

$$P_{mh} = \sum P_{mi}$$

Tabla 3-5 Estimación de potencia – Fuente: propia

Intervalo	Frecuencia Intervalo	potencia por intervalo	Potencia [kW]
[0-1]	0.1144	0	0.00
[1-2]	0.0174	0	0.00
[2-3]	0.0378	0	0.00
[3-4]	0.0488	100	4.88
[4-5]	0.0549	275	15.10
[5-6]	0.0614	475	29.15
[6-7]	0.0636	775	49.26
[7-8]	0.0548	1137.5	62.31
[8-9]	0.0433	1487.5	64.41
[9-10]	0.0400	1750	70.05
[10-11]	0.0409	1925	78.78
[11-12]	0.0410	2000	82.03
[12-13]	0.0360	2000	72.08
[13-14]	0.0403	2000	80.60
[14-15]	0.0357	2000	71.45
[15-16]	0.0280	2000	56.03
[16-17]	0.0276	2000	55.14
[17-18]	0.0194	2000	38.82
[18-19]	0.0158	2000	31.65
[19-20]	0.0155	2000	30.93
[20-21]	0.0137	2000	27.43
[21-22]	0.0114	2000	22.77
[22-23]	0.0074	2000	14.88
[23-24]	0.0054	2000	10.85
[24-25]	0.0048	2000	9.59
[25-26]	0.0026	0	0.00
[26-27]	0.0020	0	0.00
[27-28]	0.0021	0	0.00
[28-29]	0.0011	0	0.00
[29-30]	0.0012	0	0.00
Total			978.22

Debe destacarse que esta operativa implica varias hipótesis: se ha supuesto que las turbulencias del viento son inexistentes y que los valores medidos durante un año dado se repiten luego de instalada la turbina. Tampoco se realizan ajustes por la variación de la densidad del aire.

Se debe afectar la potencia anual del parque por los factores que conforman el rendimiento del parque:

- Factores de utilización (f_u): es la relación entre el número de horas de utilización anual y el número total de horas del año. Como estándar se considera 0,96.
- Factor estela (f_s): es el efecto que se produce por otros aerogeneradores situados por delante en la dirección del viento. Se considera 0,93
- Rendimiento eléctrico (r_e): está dado por la eficacia de todos los equipos eléctricos, generador, convertidores, filtros, cables de potencia y transformador. El rendimiento eléctrico estipulado está en 0,97

Rendimiento total:

$$\eta = f_u * f_s * r_e = 0.866$$

La potencia corregida está dada por:

$$P_c = P_{mh} * \eta = 847.15 \text{ kW}$$

Con la potencia calculada para una hora se estima la energía anual para un generador y luego para todo el parque.

$$E_{ma} = P_c * 24 * 365 = 7.42 \text{ GWh}$$

$$E_{mp} = E_{ma} * 15 = 111.13 \text{ GWh}$$

Factor de carga: este factor representa en porcentaje la energía producida por el parque en un año con respecto a la energía que este generaría si estuviera permanentemente a plena potencia.

$$Fc = \frac{P_c}{P_n} * 100\% = 42.36\%$$

Tabla 3-6 Resumen parámetros de explotación – Fuente: propia

Parámetros	Formula	Valor	Unidad
Horas anuales (H)		8760	h
Potencia Media del Aerogenerador neta (Pma)	$\Sigma(fi*Pi)$	0.9782	MW
Potencia Media del Aerogenerador (Pc)	$Pma*\eta$	0.85	MW
Potencia Media del Parque (Pmp)	$Pc*N$	12.707	MW
Energía anual aerogenerador (Eag)	$Pc*H$	7	GWh
N° de Aerogeneradores (N)		15	u
Potencia Nominal generador (Pn)		2	MW
Potencia Instalada (Pnp)	$Pn*N$	30	MW
Factor de Utilización (FU)		0.96	°/1
Estela de Sombra (Fs)		0.93	°/1
Rendimiento eléctrico (Re)		0.97	°/1
Rendimiento total (η)	$Fu*Fs*Re$	0.866	°/1
Energía Anual Parque (Eap)	$Pnp*H$	111	GWh
Factor de planta (fp)	$Eap/(Pnp*H)$	42.358	%

3.4. Emplazamiento

La ciudad de Chajarí se encuentra situada geográficamente en el extremo Noreste de la provincia de Entre Ríos, en el distrito Mandisoví, departamento Federación. Está emplazada a la vera de la Ruta Nacional N° 14, en el kilómetro 325 sobre el corredor del Río Uruguay, a 523 km de Buenos Aires y 342 km de Paraná.

Con respecto al río Uruguay, se encuentra aproximadamente a 16 km de la costa del embalse de Salto Grande y alrededor de 24 km del eje del río propiamente dicho, que a su vez constituye la frontera con la República Oriental del Uruguay. Con alrededor de 39.000 habitantes, es la ciudad más grande del departamento Federación.

La ciudad se monta sobre un terreno llano con leves ondulaciones. Estas últimas corresponden a vestigios finales (hacia el Norte) de las grandes lomadas o cuchillas que moldean a la provincia de Entre Ríos.

Las vías ferroviarias que atraviesan la ciudad en sentido Sur-Norte corresponden a la traza del ex ferrocarril General Urquiza.

3.4.1. Distribución de turbinas para integrar una granja eólica

Una granja eólica conectada a la red se configura mediante la instalación integrada de un conjunto de varias turbinas interconectadas mediante redes eléctricas, comprendiendo una misma infraestructura de acceso y control.

Con este criterio se adoptó un terreno cercano a la subestación y próximo a la ruta nacional, con el objetivo de minimizar problemas en el transporte y facilitar la logística e instalación del parque.



Figura 3-8 Ubicación geográfica granja eólica – Fuente: propia

Para determinar la configuración de este parque eólico y la disposición de la turbina sobre el terreno, se tuvieron en cuenta los aspectos del viento; es decir, velocidades medias, vientos extremos y direcciones predominantes. También se consideraron las características del suelo y obstáculos como árboles, redes eléctricas y zonas urbanas.

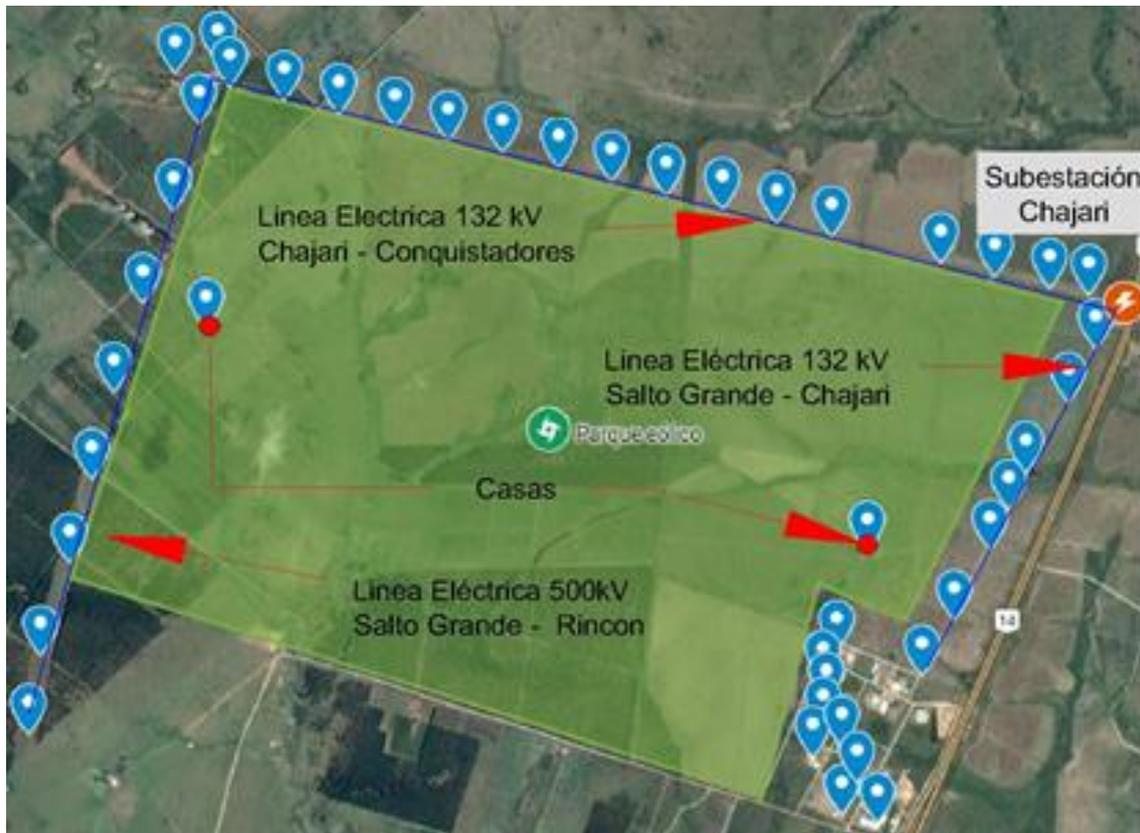


Figura 3-9 Interferencias – Fuente: propia

Con respecto a estas interferencias, se toma una distancia de seguridad de 300 m. Como el terreno predominante es llano y hay una dirección del viento predominante bien definida según lo obtenido en la rosa de los vientos del estudio anterior, los aerogeneradores se dispondrán en filas perpendiculares a la dirección predominante en forma de tresbolillo tanto transversal como longitudinalmente (figura 3-10). Esto se hace con el fin de reducir el factor de estela o, dicho de otra manera, la sombra aerodinámica de una turbina sobre otra, que trae como resultado una disminución de la energía extraíble.

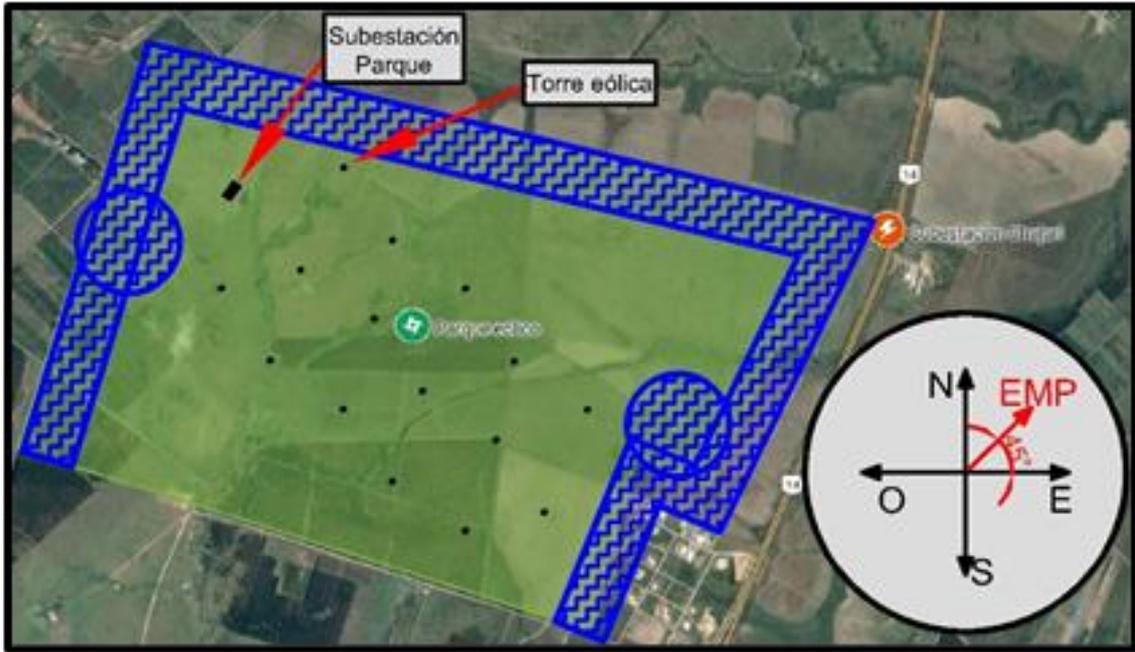


Figura 3-10 Restricciones – Fuente: propia

La distancia mínima recomendada transversalmente a la dirección del viento es de una separación de 3 a 5 veces el diámetro del aerogenerador y en la dirección del viento de 5 a 9 veces el diámetro.



Figura 3-11 Dimensiones separación aerogeneradores – Fuente: propia

4. Generación

Se analizará el principio de funcionamiento de los aerogeneradores seleccionados, las instalaciones eléctricas complementarias de los mismos, así como también el funcionamiento en conjunto, cumpliendo con las condiciones exigidas por CAMESA en el punto de interconexión.

4.1. Aerogenerador

El aerogenerador IMPSA es un convertidor de energía sin caja multiplicadora. Está equipado con un rotor de tres palas, control de pitch y sistema de giro de góndola.

El diseño pertenece a la línea de aerogeneradores en los cuales el generador eléctrico y el rotor están integrados en una sola pieza. Este concepto permite prescindir de una gran cantidad de piezas móviles, dado que el equipo no necesita caja multiplicadora y esto disminuye notablemente la cantidad de piezas individuales. Esta integración resulta en una reducción en las dimensiones del generador eléctrico, peso total de la máquina, costo y emisiones sonoras.

El generador eléctrico es un dispositivo de transmisión directa con imanes permanentes que genera con frecuencia variable a una velocidad rotacional comprendida entre 6 y 19 rpm. Este generador puede trabajar con velocidades de viento en el rango de 3.5 a 25m/s.

Un convertidor de frecuencia adapta la potencia eléctrica del generador a la frecuencia nominal del sistema. Esta es ingresada a la red a través de un transformador elevador.

El equipo posee dos sistemas de freno independientes. El primero es aerodinámico: cambia el ángulo de ataque de cada pala con movimientos independientes entre sí. El otro es mecánico y se usa con propósitos de mantenimiento.

El aerogenerador posee también un sistema de parada de emergencia compuesto por un conjunto de ultra-capacitores. Este sistema es utilizado cuando se presentan problemas en la transferencia de potencia a la parte rotacional. Los ultra-capacitores proveen la energía necesaria a los motores pitch para mover las palas a posición de bandera.

4.1.1. Esquema de la góndola

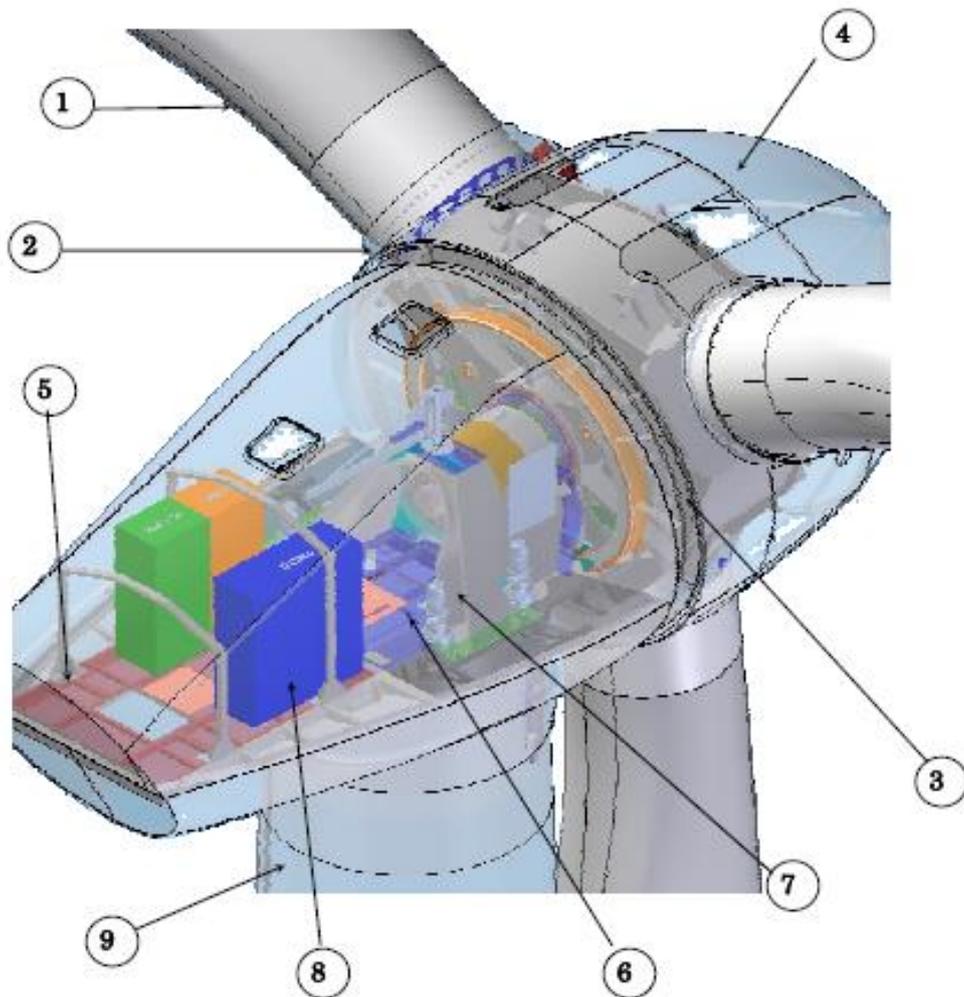
La torre tiene como objetivo posicionar el equipo a gran altura de manera de aprovechar las mejores condiciones del viento.

En el extremo superior de la torre, con un mecanismo que le permite orientarse en la dirección del viento, se encuentra la góndola. Es una estructura diseñada para contener el generador de potencia, el equipamiento auxiliar necesario para su funcionamiento y una cobertura cuyo objetivo es ofrecer refugio contra las condiciones ambientales externas.

Una vez que las condiciones de viento han sido medidas por sensores ubicados en la parte superior de la góndola, esta se orienta de manera de colocarse de frente a la dirección del viento.

Cuando el viento recorre el perfil de las palas, se genera una diferencia de presión entre ambas caras. De esta forma aparece una fuerza que se distribuye a lo largo de las superficies de la pala. Esta fuerza genera una cupla (momento torsor), que es la responsable del movimiento rotante.

La rotación del componente motor-inductor hace que el campo magnético creado por los polos de inducción genere una FEM (fuerza electro motriz) en los circuitos inducidos del componente estructural-inducido. Esta FEM genera una corriente eléctrica que es extraída para ser acondicionada en el equipamiento auxiliar y luego enviada a la red.



1. Palas
2. Sistema Pitch
3. Rotor / Generador UNIPOWER®
4. Góndola
5. Sistema de Medición de Viento
6. Sistema Yaw
7. Estructura Principal
8. Panel de Control
9. Torre

Figura 4-1 Esquema góndola – Fuente: Manual operación AG IWP-100

4.1.2. Rotor

Las palas transforman la energía del aire en movimiento rotacional. Este es iniciado por fuerzas aerodinámicas.

El aerogenerador tiene un rotor de tres palas, el cual está equipado con tecnología de ajuste de pala (pitch).

El rotor es la parte rotante del equipo. Incluye el cubo rotor del generador, las palas, rodamientos pitch, accionamientos y las coberturas de las partes rotantes.

Cada pala del rotor posee un rodamiento de pitch que conecta la pala al cubo rotor. Las palas automáticamente son orientadas de acuerdo a la velocidad del viento y la potencia de salida. Para propósitos de mantenimiento, el rotor puede ser inmovilizado.

4.1.3. Pala

El diseño de la pala está basado en la línea de perfiles aerodinámicos Wortmann. La pala está hecha de fibra de vidrio reforzada con poliéster y tiene un largo correspondiente a su capacidad de generación. Posee un sistema de protección contra descargas atmosféricas.

Cada pala tiene un sistema de medición por fibra óptica. Todos los momentos en la raíz, tanto en el sentido de flapeo como en el sentido adelanto-atraso, junto con la temperatura en la cara interna y externa son medidos. Además, una pala tiene diez sensores en diferentes posiciones para la medición de diferentes esfuerzos en distintas direcciones.

4.1.4. Generador

El generador convierte la energía rotacional del rotor de la turbina en energía eléctrica.

El generador es de tipo multipolar con excitación de imanes permanentes. Está montado directamente dentro del cubo-rotor, formando así una única pieza junto con la turbina. Este nuevo concepto es una innovación en el campo eólico y ha sido registrado bajo el nombre de "UNIPOWER®". Las palas están montadas fuera del cubo-rotor y los imanes permanentes dentro de este. Esto resulta en una robusta y compacta máquina la cual, junto con las bajas rpm de trabajo, asegura máxima confiabilidad y largo tiempo de vida.

El generador está conformado por los siguientes componentes principales: estator y rotor, freno mecánico y rotor lock.

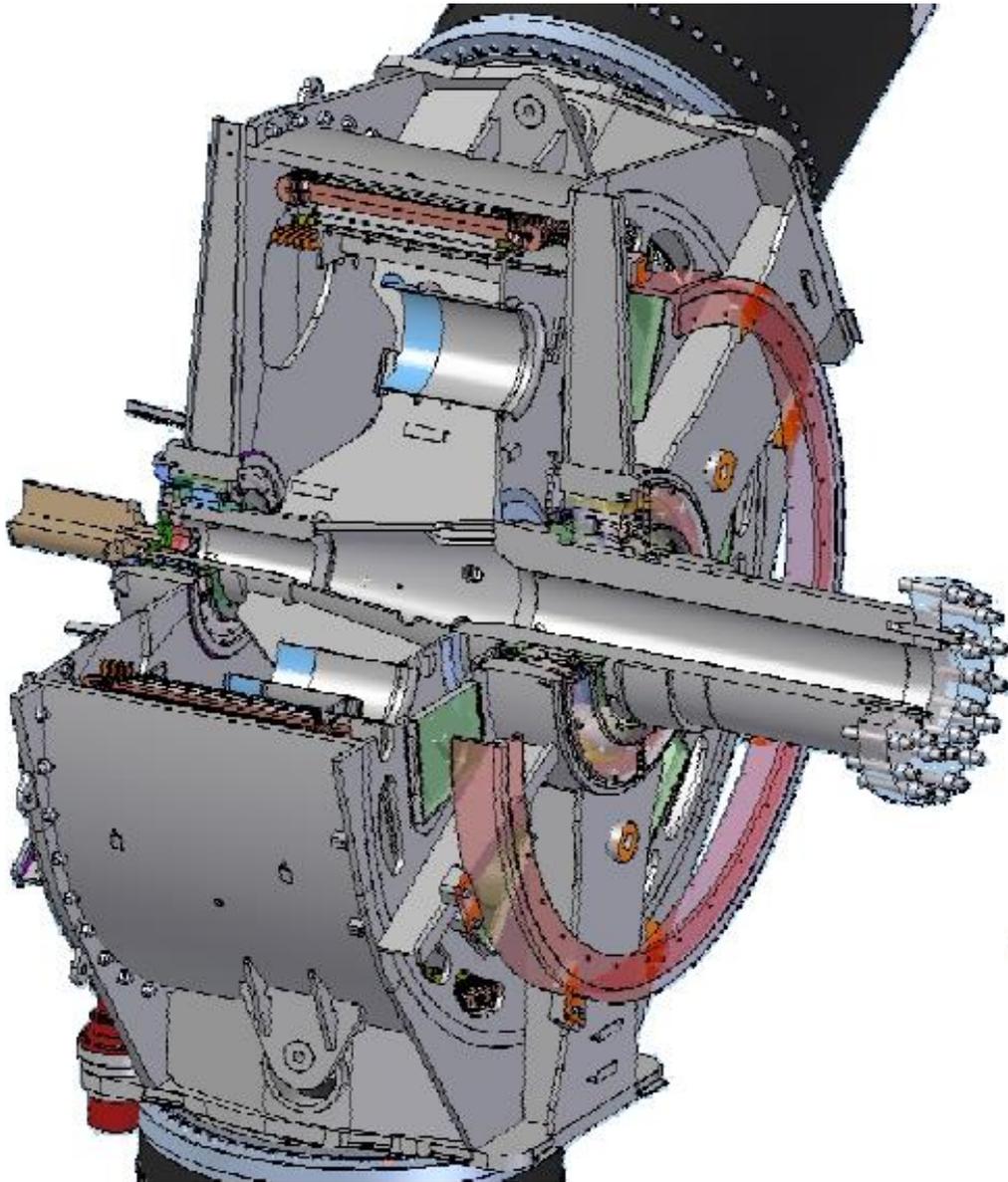


Figura 4-2 Generador: rotor, estator, cubo rotor– Fuente: Manual operación AG IWP-100

4.1.4.1. Carcasa del estator

La carcasa del estator fue diseñada para cumplir con las siguientes funciones:

- Soportar y ubicar correctamente el núcleo magnético, el cual aloja el bobinado.
- Asegurar la transmisión de las fuerzas axiales del circuito magnético.
- Transmitir a la góndola el torque normal y accidental.
- Contener las fuerzas de expansión térmica del circuito magnético.

La carcasa del estator está hecha de chapas de acero roladas soldadas entre sí, quedando de esta manera un anillo que se rigidiza mediante columnas verticales. La refrigeración es por aire mediante cuatro ventiladores convenientemente distribuidos.

El anillo y las columnas verticales están soldados al soporte del estator, que a su vez está conectado a la góndola.

Una característica importante de la carcasa es que permite expansiones radiales junto con desviaciones tangenciales. De esta manera se mantiene centrada sin modificaciones en su forma. El diseño asegura que los esfuerzos debido a la temperatura entre la carcasa y el núcleo no alcancen valores críticos y, de esta manera, evita la deformación del núcleo.

4.1.4.2. Rotor del generador

El rotor del generador se ubica por fuera del estator. La utilización de imanes permanentes permite un diámetro externo más pequeño y un generador más liviano.

4.1.5. Cubo del rotor

El cubo rotor tiene las siguientes funciones:

- Contener los imanes permanentes.
- Asegurar el flujo magnético de un polo a otro.
- Transmitir el torque y oponerse por inercia a los torques accidentales y alternativos producidos por cortocircuitos y cualquier otro esfuerzo que pueda provenir de las palas.
- Contrarrestar la propia fuerza centrífuga y la de los polos a la máxima velocidad.
- Contener la pista de freno.

El anillo del rotor está hecho de chapas de acero roladas, soldadas, con adecuadas características mecánicas.

4.1.6. Rotor lock y sistema mecánico de frenado

El sistema de seguridad de la turbina cuenta con tres sistemas de pitch. Las paradas normales y de emergencia se logran controlando el pitch de las tres palas simultáneamente. El sistema de seguridad es redundante porque la turbina puede ser llevada a una posición segura a pesar de la falla de uno de los motores de pitch. En cualquier caso, el rotor puede ser frenado aplicando los calipers (mordazas) a la pista de freno luego de que la velocidad del rotor haya disminuido por el cambio de paso de la pala (pitch).

- Parada: las palas están en posición de bandera y el freno de parada está aplicado.
- Mantenimiento: las palas están en posición de bandera y el freno de parada está aplicado junto con el rotor lock.

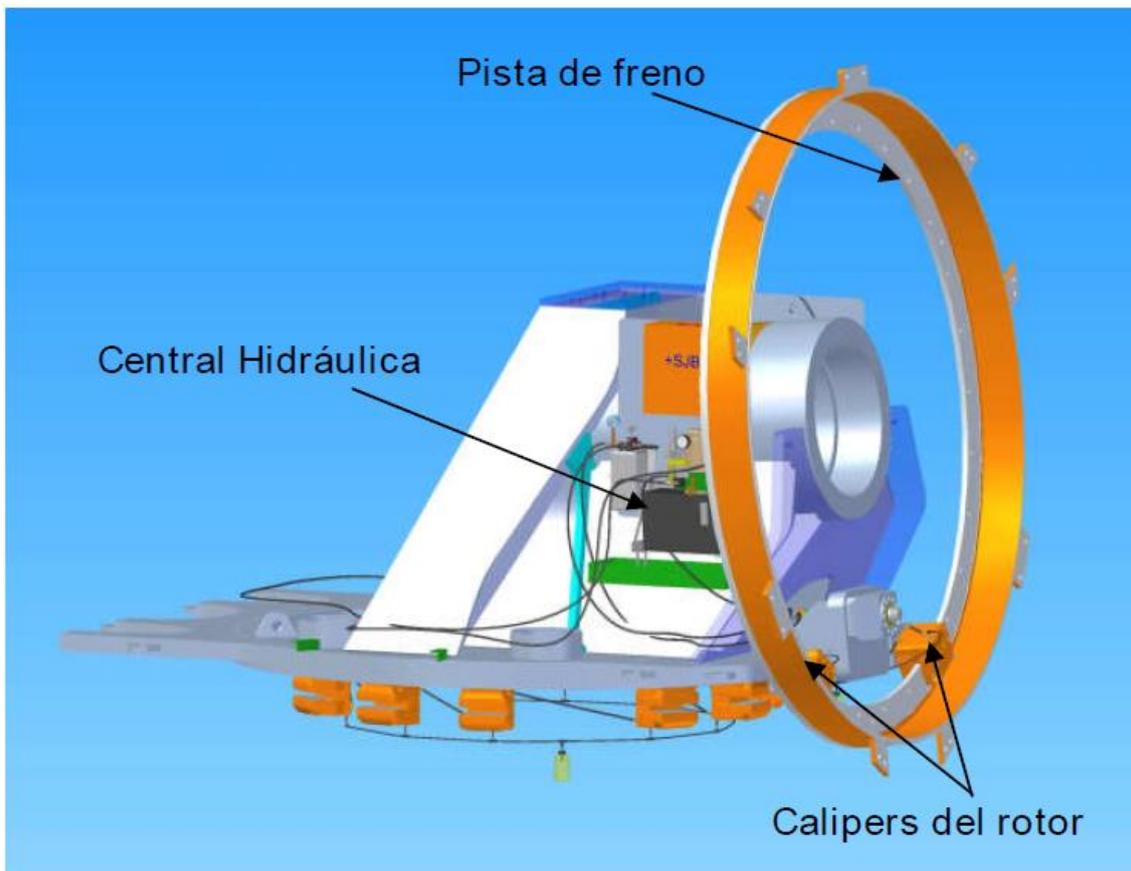


Figura 4-3 Rotor lock y sistema de frenado mecánico Fuente: Manual operación AG IWP-100

El generador cuenta con dos calipers del rotor. La acción de frenado es posible mediante un sistema hidráulico con aceite, impulsado por una bomba. Contienen pastillas de freno que son libres de asbesto y son aplicadas en la pista de freno localizada en el rotor. Las pastillas de freno son fáciles de cambiar ya que no es necesario desmontar los calipers.

El Rotor Lock consiste en un perno operado por aceite a presión, provisto por una bomba manual hidráulica. Está equipado con sensores en dos puntos (cerrado o abierto). Un sistema de seguridad (mecánico) mantiene el seguro en posición de cerrado y alivia la presión a cero.

4.1.7. Conversor de frecuencia

El conversor de frecuencia utilizado tiene la característica de ser de cuatro cuadrantes. Esto permite, mediante la utilización de IGBTs (transistor bipolar de puerta aislada), direccionar el flujo de energía a conveniencia; es decir, utilizar la máquina como motor o generador en cualquier sentido de giro y en un rango variable de velocidad.

El equipo se conecta en bornes del generador utilizando un seccionador con fusibles, un filtro EMI (minimiza las interferencias electro-magnéticas) y un filtro de dV/dT , a fin de minimizar las sobretensiones en bornes del generador como consecuencia de la conmutación en alta frecuencia de los IGBTs. De esta forma, se maximiza el tiempo de vida de la aislación del bobinado.

El corazón del convertidor lo conforma el doble puente IGBT, los cuales se encuentran ubicados en un mismo panel y son refrigerados por agua.

Mediante la utilización de procesadores digitales de señales (DSPs) se realiza control vectorial en ambos puentes (técnica SVPWM: Space Vector PWM). Además, estos procesadores cumplen las funciones de cierre/apertura de los interruptores, precarga, análisis de alarmas, intercambio de señales y comunicaciones con el medio exterior mediante una red local ETHERNET 10/100 y una interfaz hombre-máquina (HMI) embebida para cada puente.

Los algoritmos de control implementados producen un aprovechamiento óptimo tanto del generador como de la turbina. De esta forma, se consigue extraer la máxima potencia posible, en función de la velocidad de rotación.

El puente lado GENERADOR convierte una tensión trifásica alterna, de amplitud y frecuencia variable, en una tensión continua constante.

El puente lado RED se encarga de convertir esta tensión continua en una tensión alterna trifásica, de amplitud y frecuencia constante (exactamente igual al de la red eléctrica en donde se conecta la unidad).

Debido a la gran cantidad de armónicos producidos por este puente, se utiliza un filtro intermedio que asegura un nivel de armónicos inferior al exigido por las normas.

Finalmente, entre el transformador de unidad y el filtro de armónicos, se encuentra el interruptor de base. Este se encarga de vincular el conjunto convertidor-generador a la red eléctrica de potencia.

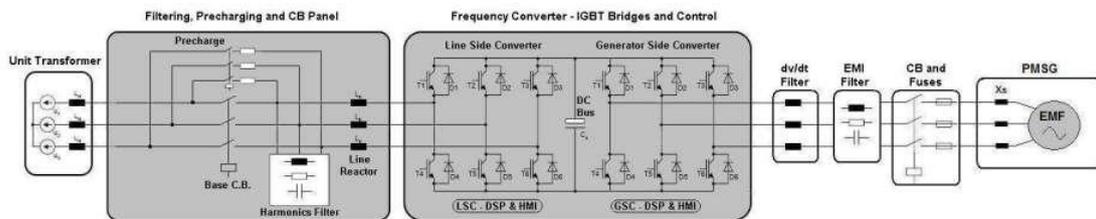


Figura 4-4 Convertor de frecuencia - Fuente: Manual operación AG IWP-100

4.1.8. Sistema pitch y sistemas de freno

El sistema de control de paso (Pitch) permite controlar cada pala independientemente. Esto provee al aerogenerador de control de potencia y freno aerodinámico. A cierta velocidad del viento por encima de las condiciones de potencia de entrada del rotor, esta potencia será limitada por el sistema de pitch. Esta configuración impide la sobrecarga del generador y el

sistema convertidor. El controlador monitorea la potencia de salida, los ángulos de control de paso y las condiciones de viento, así como la operación de velocidad variable para asegurar un rendimiento óptimo.

El mecanismo de control de paso (pitch) de la turbina también funciona como freno del rotor: moviendo las palas a posición de bandera se reduce el torque del rotor y actúa como freno. El sistema consiste en tres motores eléctricos independientes entre sí con almacenamiento de energía. Cada uno consiste en una caja reductora, un servomotor de imanes permanentes trifásico con sensor de posición, un controlador para el servomotor y una unidad de almacenamiento de energía (batería de capacitores).

Los capacitores eliminan la necesidad de pesadas baterías con ácido. Todas las señales son transmitidas por LAN ETHERNET 10/100, protegidas contra sobre voltaje. Sin embargo, hay un bucle de seguridad independiente supervisando la correcta operación de cada uno de los motores de las palas. Cualquier falla en el motor o el enlace ETHERNET iniciará el inmediato movimiento de las palas a posición de bandera (posición segura).

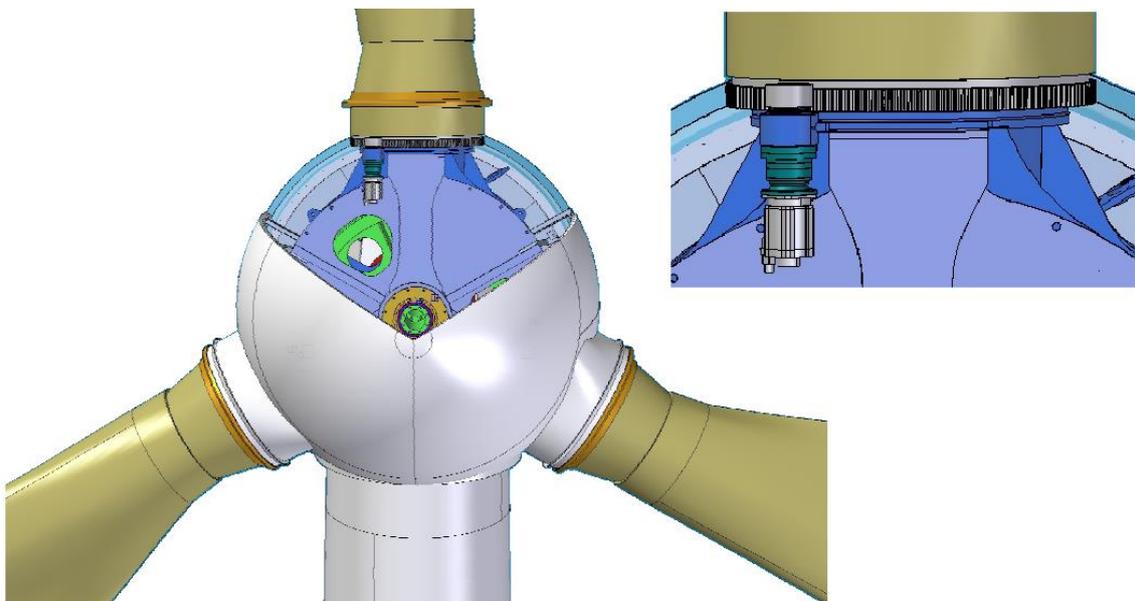


Figura 4-5 Sistema de pitch - Fuente: Manual operación AG IWP-100

4.1.9. Sistema de Yaw

El sistema alinea el rotor con la dirección del viento, determinada por una veleta instalada sobre el carenado de la góndola. Estos datos del viento proveen la base para los movimientos del Yaw, los cuales son realizados mediante motores eléctricos. Los motores están ubicados sobre los dientes del rodamiento que vincula la torre y la base de la góndola.

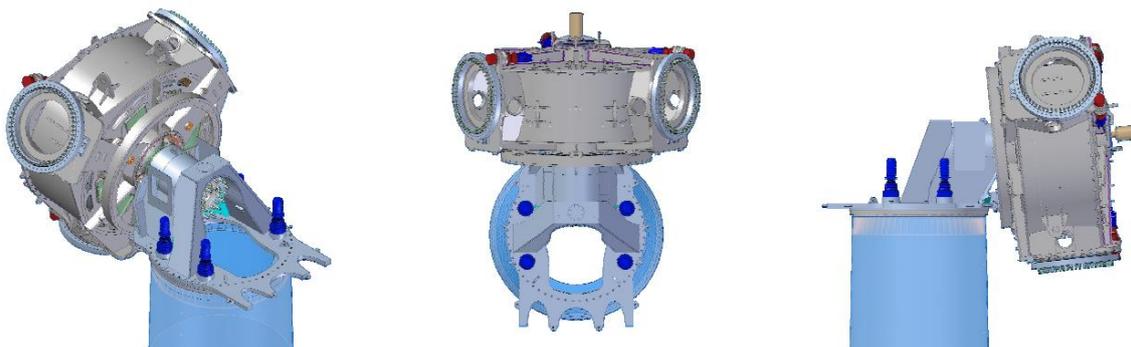


Figura 4-6 Sistema de Yaw - Fuente: Manual operación AG IWP-100

4.1.10. Protección contra descargas atmosféricas

Teniendo en cuenta la mayor probabilidad de recibir descargas atmosféricas en aerogeneradores que en otras estructuras comunes, el diseño contempla la protección completa de los equipos contra la acción perjudicial de los rayos.

Toda la estructura se ha clasificado en zonas de protección contra rayos (LPZ) por sus siglas en inglés, dependiendo del tiempo de incidencia directa, la posibilidad de la misma y la magnitud de corrientes prevista en esa zona.

En las palas se instalan los receptores de descargas atmosféricas integrados, conectados a un conductor de cobre desnudo.

El carenado estático y dinámico contiene una malla metálica conectada a tierra, formando una jaula de Faraday destinada a proteger los equipos eléctricos situados en el interior. La torre metálica también está conectada a la tierra con la misma intención.

El ruteo de los cables y su dimensionamiento ha sido planeado cuidadosamente para reducir la influencia de los rayos.

Además, todos los paneles eléctricos cuentan con dispositivos de protección contra sobretensiones (SPD) para limitar los efectos de variaciones de tensión interna y externa.

Sistema de control

El Aerogenerador IMPSA funciona con generador de velocidad variable. El sistema de control permite el funcionamiento del generador / rotor con diferentes velocidades a bajas velocidades de viento. El sistema de paso de la pala está equipado con servomotores eléctricos. Este regula la velocidad del rotor y la cantidad de potencia aprovechada del viento. Al mover las palas a su posición de bandera, el rotor se detiene.

Estados operativos

El controlador reúne toda la información relativa a las condiciones externas (velocidad y dirección del viento, etc.) y todos los parámetros de los sensores colocados en el aerogenerador (potencia, velocidad, etc.) Basándose en la información recopilada, el aerogenerador es controlado en una condición óptima y un estado seguro. Este cuenta con múltiples estados de funcionamiento del sistema de control, dependiendo de los datos recogidos:

- **PowerUp:** es el primer estado en el que se inicia el control del sistema. La turbina pasa al estado de Espera (Standby) cuando todos los periféricos del PLC están conectados y operativos.
- **Standby:** las palas son enviadas a la posición de bandera y esperan la señal de arranque del pulsador de inicio (StarUp) o un comando del SCADA. Si no hay condiciones de alarma, el estado de operación de la turbina cambiará a inicio (StarUp).
- **StarUp:** las palas son enviadas a la posición de máxima generación. Una vez que llegan a esta posición, la turbina cambia al estado de carga parcial (Part Load).

- Part Load: las palas permanecen en la posición de máxima generación. Si la turbina alcanza el 95% de la velocidad nominal, pasa al estado de transición.
- Transition: las palas son enviadas a la posición de 2°. Cuando la velocidad de rotación llega a la velocidad nominal, cambia el estado a Full Load.
- Full Load: la pala modifica su ángulo de ataque tanto como sea necesario para mantener la velocidad del rotor constante a la velocidad nominal; de modo que el convertidor sea capaz de inyectar a la red la potencia máxima.
- Untwist: la rutina de untwist comienza cuando la posición de la góndola es superior a dos vueltas en cualquier dirección desde la posición cero. Primero, el aerogenerador se detiene con una parada normal. Si la velocidad del viento es inferior a 15 m/s, la góndola gira en la dirección adecuada para destorcer los cables. Durante la operación de destorcido, el control permanece en este estado con las palas en la posición de bandera. Una vez que la góndola se orienta con la dirección del viento, el control pasa a estado de espera (Standby).
- Manual: en este estado es posible controlar individualmente la posición angular de las palas, siempre que la velocidad del viento sea menor que el valor permitido en el parámetro de viento máximo. En este modo, el convertidor de frecuencia está desconectado por lo que no hay posibilidad de generación eléctrica.

En modo Manual también es posible cambiar la posición angular de la góndola. Si la velocidad del rotor excede el valor indicado por el parámetro máxima velocidad, la turbina pasa el estado Normal. Cuando el selector del modo de operación se cambia a AUTOMATIC, el estado de la turbina pasa a Espera (Standby).

- Emergencia: la turbina pasa al estado de emergencia cuando se abre la cadena de seguridad. Las tres palas son enviadas a la posición de bandera por la lógica cableada, sin la asistencia del PLC y con el convertidor de frecuencia desconectado. La turbina

permanece en este estado hasta que la cadena de seguridad se restablece, y luego cambia al estado de Espera (Standby).

Sistema de protección

Permanentemente el control verifica todas las condiciones de operación del sistema. Si alguna pasa límites de seguridad, el aerogenerador reaccionará deteniendo el rotor con el sistema de pitch (palas a la posición de bandera).

La cadena de seguridad es cableada y funciona de forma independiente del sistema de control, teniendo prioridad sobre él. Si cualquiera de estos sensores detecta un fallo de sobre velocidad, alta vibración, torsión de cable, pulsadores de emergencia, pérdida de PLC o fallo de control de pitch, la cadena de seguridad se abre y el Sistema de Pitch detendrá la máquina tan rápido como sea posible. Todos los sensores incluidos en la cadena de seguridad tienen contactos repetidos; su activación es registrada por el PLC y se requiere de un reset manual para restablecer la cadena de seguridad.

Servicios auxiliares del aerogenerador

Los SSAA (servicios Auxiliares) de cada aerogenerador son iguales para todas las máquinas que conformarán el parque. La instalación principal de baja tensión se encuentra en el interior de la góndola del aerogenerador. El tablero principal de baja tensión está alimentado por un conjunto de cables desde el transformador de SSAA 0.75/0.4KV de 100kVA, colocado en la base de la torre. Dicho transformador sirve para suministrar energía a las cargas de SSAA de la máquina.

La instalación principal transcurrirá a lo largo de la torre de la máquina 105m aproximadamente, quedando colgada en un tramo inicial de unos 10 metros y posteriormente anclada a la superficie interior de la torre hasta el suelo de la misma. Debido al giro de la cabina y del rotor alrededor del eje vertical, los alimentadores deben dividirse en ternas en

paralelo, cables unipolares más delgados, para evitar sufrir roturas por torsión. Con el objetivo de alcanzar la máxima selectividad posible entre los interruptores diferenciales.

Parque eólico

En cada aerogenerador, se instala en el interior de la torre un transformador que eleva la tensión de generación 0,75 kV a la de transporte interno del parque 33 kV. Estos son de aislamiento seco y tienen una potencia de 2,3 MVA.

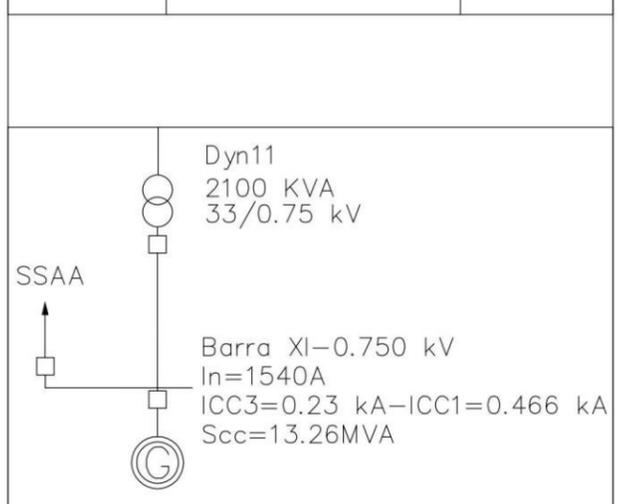
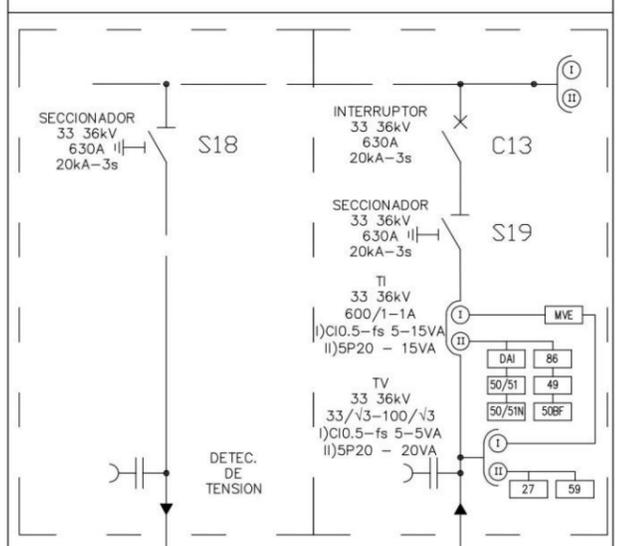
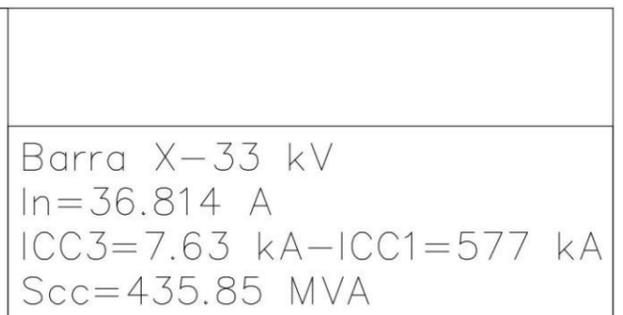
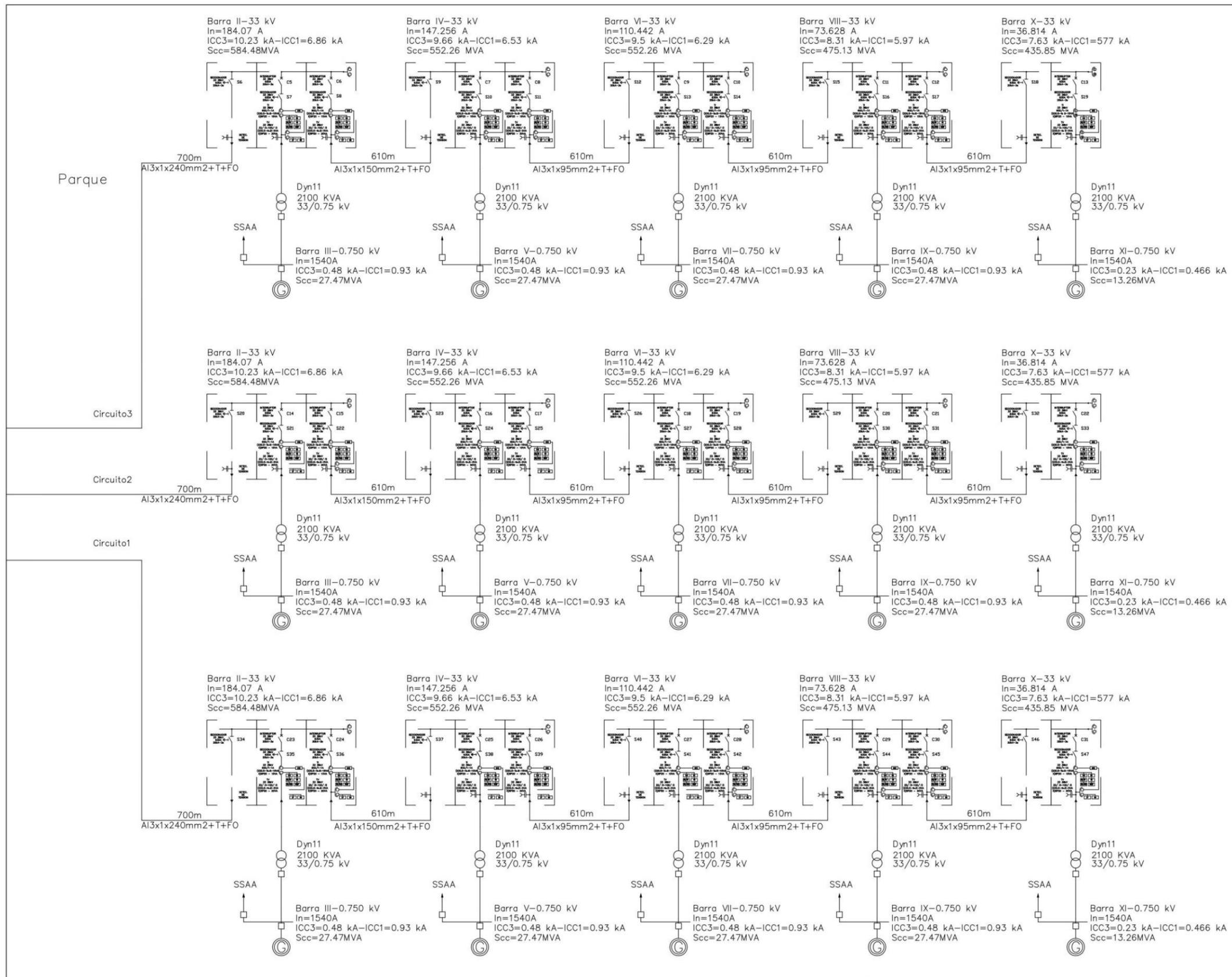
Los aerogeneradores se conectan mediante líneas subterráneas de media tensión, en 33 kV, a la subestación del parque. Estas líneas son denominadas líneas colectoras.

Para la conexión de los 15 molinos eólicos a la subestación se han repartido en 3 líneas, las cuales tienen llegada cada una de ellas a una celda de media tensión equipada con interruptor automático y protecciones, situada en la cercanía del transformador de potencia. Estas líneas los vinculan entre sí gracias a otro conjunto de celdas de remonte ubicadas en el interior del propio aerogenerador.

Lo anterior se muestra esquemáticamente en el plano correspondiente al esquema unifilar y en los planos de conexión de los aerogeneradores a la red de media tensión, en los que se refleja la entrada y salida de los cables a los aerogeneradores según su posición en el circuito colector.

Estos circuitos son trifásicos y van enterrados en zanjas dispuestas paralelas a los caminos por detrás de las plataformas de los aerogeneradores. Los circuitos en los que se agrupan los aerogeneradores están diseñados de la siguiente manera:

- Circuito N° 1: aerogeneradores 1 ,2,3,4 y 5
- Circuito N° 2: aerogeneradores 6,7,8,9 y 10
- Circuito N° 3: aerogeneradores 11,12,13,14 y 15



PARQUE EOLICO - E.R. - Ruta Nacional 14 - Km 325

Propiedad: NUEVOS VIENTOS S.A.

Unifilar Parque

Dibujado por: Colman, Kevin Elian - Penco Facundo

Fecha: 10-08-2019 Plano: N° 1 Esc.: 1:1

Los cables de media tensión y el cable de control son enterrados en zanjas, uniendo los aerogeneradores con la Subestación Eléctrica. Todos los molinos de una misma hilera están conectados entre sí (con el aerogenerador anterior y el posterior) de forma que el fallo de uno de ellos no implica la consecuente inutilización de todo el circuito.

Para comprobar el rendimiento global del parque, cada aerogenerador comunicará los datos que recoja con sus sensores anemométricos al edificio de control del mismo, en el que quedarán almacenados en un ordenador central.

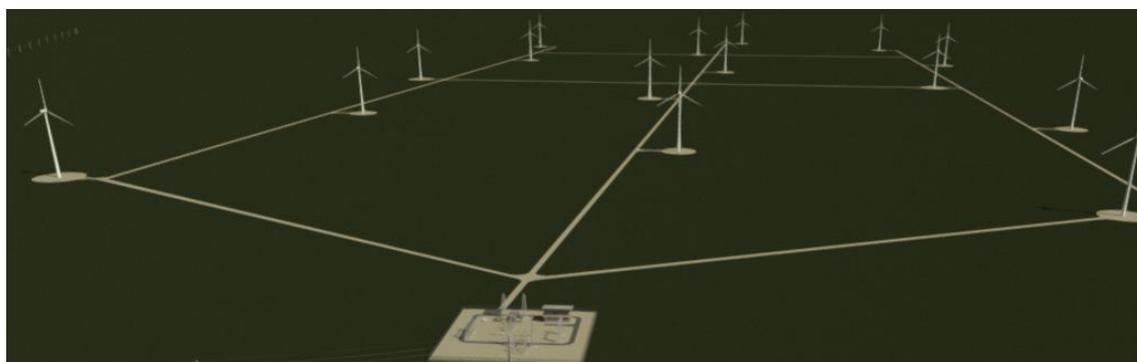


Figura 4-7 Vista aérea parque – Fuente: propia

Sistema Eléctrico en Media Tensión

Dado que la potencia máxima generada en cada de circuito es de 10MW, se contempla elevar en cada torre la potencia generada en 750V hasta un nivel de 33 kV, de modo que las intensidades resultantes sean admisibles por conductores y dispositivos, consiguiendo reducir las pérdidas.

Toda la aparamenta que se instale deberá garantizar el nivel de aislamiento de 36kV, tal como se indica en la norma IRAM 2 211 – Parte I.

En la base de cada torre y sobre una plataforma se instala un transformador de aislamiento seco encapsulado, para una potencia de 2000kW, con relación de transformación $33000(\pm 2 \times 2,5\%)/750V$, conexión Dyn11, nivel de aislamiento 36 kV, tensión de cortocircuito del 8% y con protección térmica mediante sondas PT-100 en cada uno de los devanados.

En el lado de alta tensión se conectará el transformador con su celda de protección mediante tres conductores unipolares XLPE 36/40 kV de sección 95 mm², en aluminio.

Cada una de las turbinas que forman el Parque Eólico dispondrá de un módulo que incluye el panel del transformador con interruptor automático, seccionador de puesta a tierra y el transformador mencionado anteriormente.

Este módulo estará a su vez conectado a los módulos o celdas de entrada y salida de línea del resto de las turbinas del circuito, dependiendo de la posición en el circuito eléctrico que tenga el aerogenerador.

La red que se diseña a una tensión de 33 kV es de categoría A (es decir, el sistema se desconecta en un tiempo inferior a 1 minuto en caso de falla a tierra de cualquier fase).

Dado que se empleará en la red de distribución enterrado o bajo tubos de protección en algunas zonas de paso, la aislación será del tipo XLPE.

Líneas Colectoras

La longitud del cableado para cada uno de los circuitos es de 3,14 Km. Todos los cables de las líneas colectoras convergen en la subestación eléctrica que hay en un extremo del parque. El cableado va enterrado en una zanja de 1,2 metro de profundidad por 0.8 metros de ancho. Hay que tener en cuenta que hay tres cables, ya que la corriente fluye en forma trifásica.

Para alimentar el transformador de potencia, se adoptará un cableado de 50m desde la celda de la subestación, con la particularidad que en este caso la zanja es de 1.2 metros de profundidad por 1.4m de ancho con 3 conductores en paralelo. Para evitar desequilibrio en la corriente que circula en los conductores de la misma fase se montarán con secuencia de fases RST – TSR – RST.

El cálculo de las secciones de cada uno de los tramos de las líneas colectoras, entre aerogeneradores, se ha realizado por caída de tensión, densidad de corriente y cortocircuito.

Los conductores del Sistema Colector de energía serán de Clase 36 kV, para una tensión de servicio de 33 kV. Los mismos están compuestos por un conductor de aluminio, una capa semiconductor interior, una capa aislante o dieléctrico, una capa semiconductor exterior, malla de alambres, una cinta de separación y una cubierta exterior, de secciones 95, 150 y 240 mm² según su ubicación en el circuito, de modo que se mantengan los criterios de caídas de tensión y pérdidas de potencia. Ningún circuito contará con una pérdida de potencia superior al 3% por cada 1000 km de la línea. Todo conductor podrá soportar la corriente de corto circuito determinada según cálculos descritos en el anexo.

Tabla 4-1 Resumen de conductores – Fuente: propia.

Circuito	Conductor Aislacion Seca	Distancia[m]	Seccion (mm2)	R[Ω]90°C	X[Ω]	C[μF]	B[S]	Corriente admisible [A]	Agrupacion	Disposicion
Celda a trafo	cas0.0	50	3*240	0,002683	0,0019	0,003817	1,199E-06	990	3x(3x240mm2)+T+FO	enterrado
Circuito1	CAS1.0	700	240	0,113	0,080	0,160	5,027E-05	330	3x(1x240mm2)+T+FO	enterrado
Circuito1	CAS1.1	610	150	0,161	0,075	0,117	3,676E-05	255	3x(1x150mm2)+T+FO	enterrado
Circuito1	CAS1.2	610	95	0,250	0,081	0,102	3,204E-05	205	3x(1x95mm2)+T+FO	enterrado
Circuito1	CAS1.3	610	95	0,250	0,081	0,102	3,204E-05	205	3x(1x95mm2)+T+FO	enterrado
Circuito1	CAS1.4	610	95	0,250	0,081	0,102	3,204E-05	205	3x(1x95mm2)+T+FO	enterrado
Circuito2	CAS2.0	700	240	0,113	0,08	0,160	5,027E-05	345	3x(1x240mm2)+T+FO	enterrado
Circuito2	CAS2.1	610	150	0,161	0,075	0,117	3,676E-05	260	3x(1x150mm2)+T+FO	enterrado
Circuito2	CAS2.2	610	95	0,250	0,081	0,102	3,204E-05	205	3x(1x95mm2)+T+FO	enterrado
Circuito2	CAS2.3	610	95	0,250	0,081	0,102	3,204E-05	205	3x(1x95mm2)+T+FO	enterrado
Circuito2	CAS2.4	610	95	0,250	0,081	0,102	3,204E-05	205	3x(1x95mm2)+T+FO	enterrado
Circuito3	CAS3.0	700	240	0,113	0,08	0,160	5,027E-05	345	3x(1x240mm2)+T+FO	enterrado
Circuito3	CAS3.1	610	150	0,161	0,075	0,117	3,676E-05	260	3x(1x150mm2)+T+FO	enterrado
Circuito3	CAS3.2	610	95	0,250	0,081	0,102	3,204E-05	205	3x(1x95mm2)+T+FO	enterrado
Circuito3	CAS3.3	610	95	0,250	0,081	0,102	3,204E-05	205	3x(1x95mm2)+T+FO	enterrado
Circuito3	CAS1.4	610	95	0,250	0,081	0,102	3,204E-05	205	3x(1x95mm2)+T+FO	enterrado

Circuito	Potencia Aparente[kVA]	Potencia Activa (kW)	Potencia Reactiva[kVAR]	Corriente [A]	Nivel de Tension[kV]	Caída de Tension[V]	Caída de Tension[%]	Perdida de Potencia[kW]	Perdida de Potencia[%]	Caída de Tension por Tramo[%]	Perdida de Potencia por Tramo[%]
Celda a trafo	31500	30000	1500	552,211	33	0,242	0,00073	5,371	0,25		
Circuito1	10500	10000	500	184,07	33	28,51	0,09	13,53	0,65	0,37	2,28
Circuito1	8400	8000	400	147,256	33	27,98	0,09	12,38	0,59		
Circuito1	6300	6000	300	110,44	33	32,30	0,10	10,81	0,52		
Circuito1	4200	4000	200	73,628	33	21,54	0,07	4,81	0,23		
Circuito1	2100	2000	100	36,81	33	10,77	0,03	1,20	0,05		
Circuito2	10500	10000	500	184,07	33	28,51	0,09	13,53	0,65	0,37	2,28
Circuito2	8400	8000	400	147,256	33	27,98	0,09	12,38	0,59		
Circuito2	6300	6000	300	11,0442	33	32,30	0,10	10,81	0,52		
Circuito2	4200	4000	200	73,628	33	21,54	0,07	4,81	0,23		
Circuito2	2100	2000	100	36,814	33	10,77	0,03	1,20	0,05		
Circuito3	10500	10000	500	184,07	33	28,51	0,09	13,53	0,65	0,37	2,28
Circuito3	8400	8000	400	147,256	33	27,98	0,09	12,38	0,59		
Circuito3	6300	6000	300	11,0442	33	32,30	0,10	10,81	0,52		
Circuito3	4200	4000	200	73,63	33	21,54	0,07	4,81	0,23		
Circuito3	2100	2000	100	36,814	33	10,77	0,03	1,20	0,05		

Seguidamente se expone el sistema eléctrico que se diseña para lograr conducir toda la potencia generada hasta la conexión con la Subestación Transformadora situada en el propio parque.

Cinta de Señalización

Tierra

Placa de Señalización

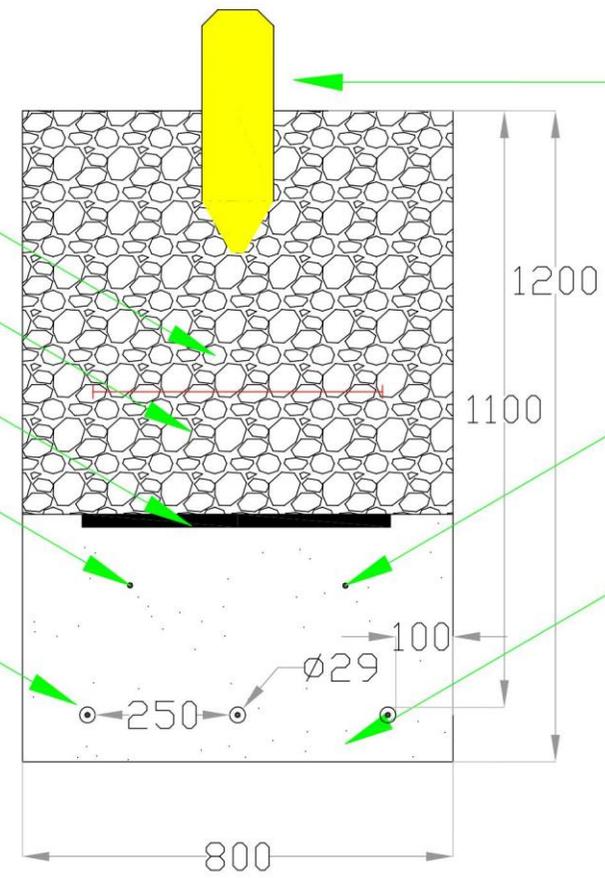
Conductor Tierra

Conductor MT

Mojon

Fibra Optica

Arena



PARQUE EOLICO - E.R. - Ruta Nacional 14 - Km 325

Propiedad: NUEVOS VIENTOS S.A.

Disposición Simple Terna

Dibujado por: Colman, Kevin Elian - Penco Facundo

Fecha: 10-08-2019

Plano: N° 1

Esc.: 1:14



Cinta de Señalización

Tierra

Placa de Señalización

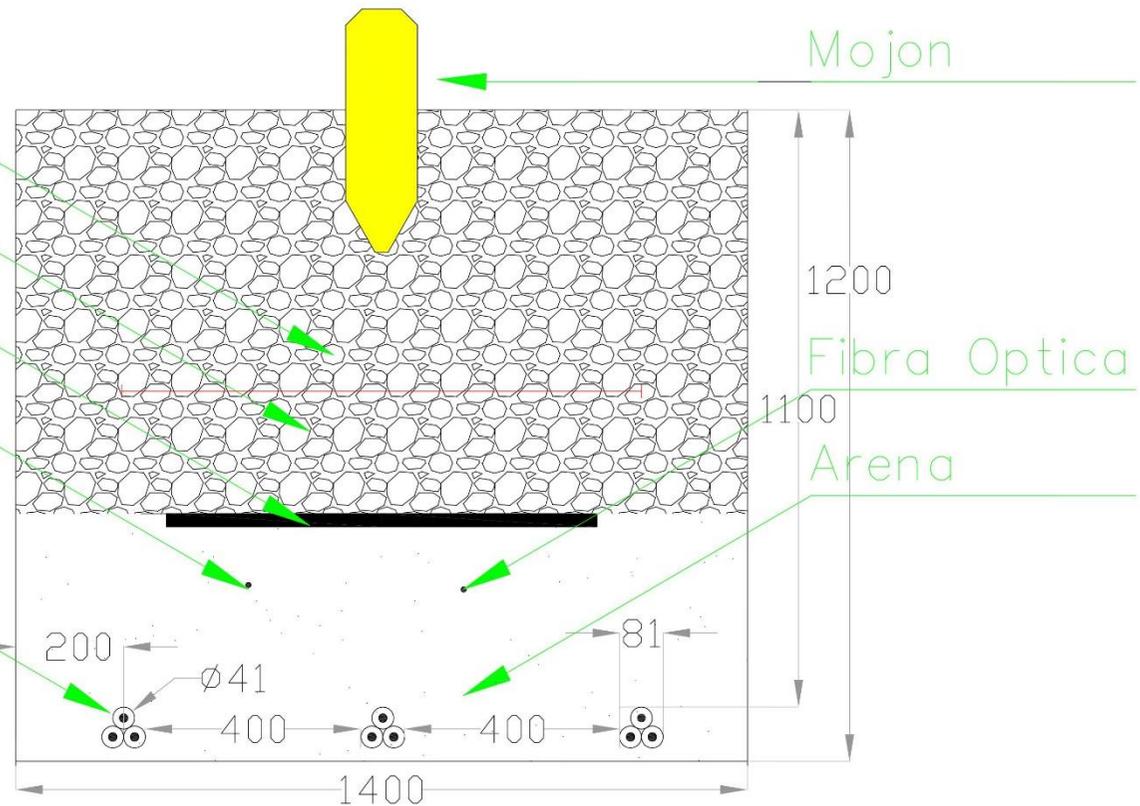
Conductor Tierra

Conductor MT

Mojon

Fibra Optica

Arena



PARQUE EOLICO - E.R. - Ruta Nacional 14 - Km 325

Propiedad: NUEVOS VIENTOS S.A.

Disposición Triple Terna

Dibujado por: Colman, Kevin Elian - Penco Facundo

Fecha: 10-08-2019

Plano: N° 1

Esc.: 1:14



VIENTOS NUEVOS S.A.

Celdas de remonte

Las celdas de Media Tensión están ubicadas en la parte de inferior de la torre. Son celdas aisladas en SF6, de clase 36 kV. Están equipadas con todos los elementos necesarios para protección y medida, así como los elementos de maniobra para permitir la desconexión de un generador. El diagrama esquemático de un aerogenerador como el presentado puede observarse en el plano unifilar del parque.

Se adoptó la gama compacta Flusarc 36 de Schneider. Se compone de unidades integradas que combinan dos a tres funciones C (entrada-salida de alimentadores con seccionador) y CB (entrada-salida de alimentador o transformador con interruptor de vacío) en un solo tanque lleno de SF6 que también alberga las barras colectoras.

La configuración adoptada C-CB-CB combina una función de desconexión del alimentador que vincula el aerogenerador de la celda siguiente(N+1) y dos funciones de entrada / salida con interruptor (CB) que vincula con el aerogenerador(N) de la celda propiamente dicha con el de la celda anterior (N-1).

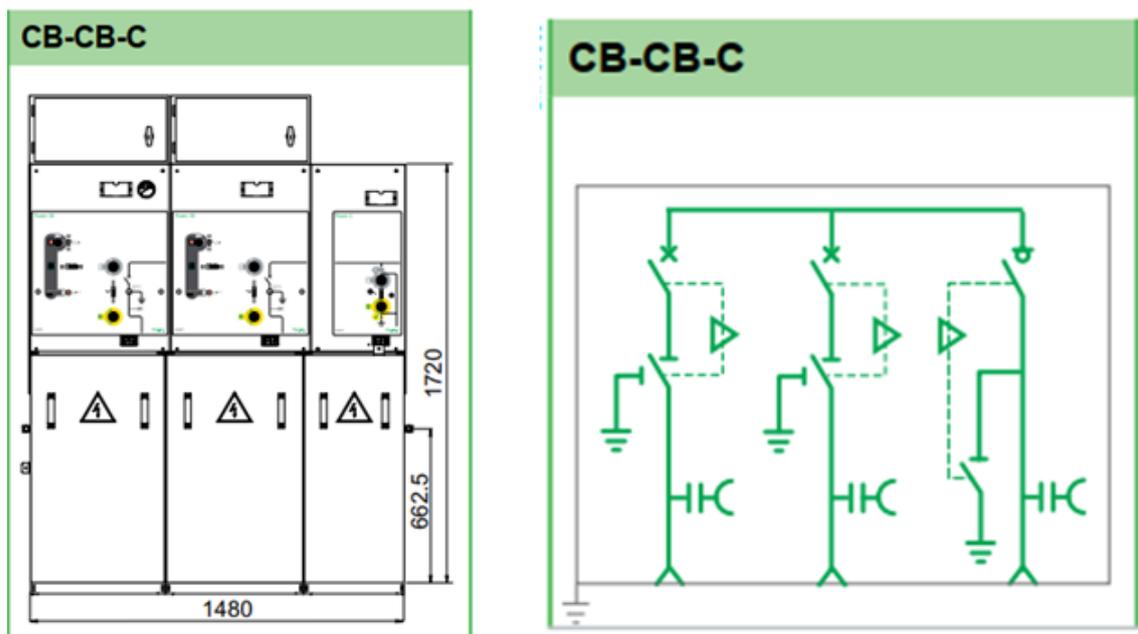


figura 4-8 Celda Flusarc 36 – Fuente: Schneider Electric

Estudio de conectividad

El estudio de conectividad implicó la realización de flujos de carga para determinar la disponibilidad eléctrica del nodo de conexión. Este tipo de estudios son de suma importancia para el desarrollo de un proyecto eléctrico a gran escala, como es el caso del presente trabajo. Al realizar una modificación importante al sistema eléctrico es esencial conocer cómo se comportará el mismo frente a dicho cambio. Por esto, es necesario realizar un estudio de conectividad para determinar, entre otras cosas, si será necesario algún tipo de ampliación de la red (debido a una sobrecarga de las líneas, por ejemplo) que permita poner en marcha el proyecto eléctrico.

Se estudió la conectividad a la red eléctrica de ENERSA de una central generadora Eólica de 30 MW, ubicada próxima a la localidad de Chajarí. La misma se conectó al SADI en el nodo de Chajarí mediante una línea de aproximadamente 4.250 km de longitud en 132 kV. Los estudios de flujo de carga fueron realizados utilizando la versión 34 del Software PSS/E y los datos de la red eléctrica Entrerriana obtenidos de ENERSA.

El enfoque del presente capítulo estuvo orientado a la realización de estudios de flujo de carga en régimen permanente. Se busca determinar, mediante la valoración de un número reducido de escenarios de generación y demanda, si para posibilitar la conexión del parque es necesaria una ampliación en la red de transmisión. Cada uno de los distintos escenarios se valorará de la misma manera, sin importar la probabilidad de ocurrencia de los mismos, sin incurrir en análisis de tipo estadístico.

Alcance del estudio

Los estudios se realizaron para el año 2023, año para el cual todas las obras de mejoras previstas por la empresa encargada de las líneas de transmisión en Entre Ríos han sido finalizadas (obras descritas más adelante), con el objetivo de simular el comportamiento de la

red para los escenarios de máxima demanda con y sin Parque Eólico (estado estable N) y así determinar si es necesario realizar alguna obra de transmisión.

Hacer una evaluación de la estabilidad de la tensión del sistema eléctrico es identificar las contingencias que más provocan abatimiento de voltaje en el caso base en contraste con su comportamiento con la introducción del Parque, así como también la capacidad de los equipamientos que componen el sistema ante estas contingencias (análisis N-1).

También se busca obtener el margen mínimo de potencia reactiva para evitar el colapso de tensión del sistema, haciendo uso del análisis de estado estable de la curva Q-V y con esta, determinar el voltaje de colapso de las barras más importantes.

Determinar los límites de transmisión haciendo uso de flujo en DC.

Hipótesis

- Generación: se consideró dentro del sistema de generación existente de ENERSA, evitando el despacho forzado para salvar restricciones del sistema de transmisión. No se considera despacho externo al sistema de ENERSA, debido a que este es despreciable.
- Generador Eólico: para el generador conectado a la red, se considera un máximo del 30% de la potencia nominal como aporte de reactivo.
- Demanda: para los datos de la demanda (carga) se tomó los máximos valores de P y Q (pico diurno de verano) para el año 2023. El crecimiento de la demanda es definido en función de estudios de ENERSA de datos provistos por CAMMESA, actualizados a mayo del 2018. Para alimentación de grandes usuarios, no se asignó un porcentaje diferenciado de crecimiento de la demanda con relación al resto de las barras.

- Tramos: ENERSA separa su sistema en “tramos”. En particular, para el estudio del en cuestión se tomaron los tramos 7 y 8 descritos a continuación, debido a que el software PSSe34 limita la cantidad de barras a analizar a 50. Por esto, es necesario limitar el estudio al área de interés.

Tabla 4-2 Tramos considerados - Fuente Guía de Referencia del Sistema de Transporte 2019-2023

Nº Tramo	7	8
Suministro	Salto Grande a S. Salvador	Salto Grande a Conquistadores
Barra	Concordia	Chajari
Barra	Massisa	Conquistadores
Barra	San Salvador	Federación
Barra	Villaguay	Federal

- Régimen N: en el marco del estudio de estado estable, se analiza exclusivamente en régimen equilibrado, sinusoidal y sin anomalías.
- Potencia Base: el sistema está expresado en la base de 100MVA.
- Sobrecarga: se estudió que las sobrecargas sobre equipamientos transformadores, líneas, cables subterráneos no superen el 5% del valor nominal del elemento limitante una vez introducido el Parque Eólico. En el diagrama se expresa de color naranja, rojo o marrón en función del porcentaje de la sobrecarga.
- Rango de Tensión: los valores máximos de tensión considerados son Max: 1.05 y los mínimos son Min: 0.95 ambos en P.U. En el diagrama las barras de color verde acusan valores por debajo del mínimo y las barras de color rosa valores por encima del máximo.
- Capacidad Remanente: se consideraron los límites térmicos de todas las instalaciones involucradas (conductores de línea, transformadores de corriente, bobinas de onda portadora, etc.)

Límites

Para eso se utiliza un esquema unifilar en PSSE , considerando las siguientes restricciones o límites:

- Límite Este: se adoptó la barra de Salto Grande en 500kV sin limitaciones de potencia activa ni reactiva; es decir, se la toma como “barra infinita, barra flotante o swing bus”.
- Límite Norte: se considera la ET Monte Caseros como Barra de carga, debido a que la potencia no varía a lo largo del año por la presencia de la ET Mercedes y la convertora Uruguayana. (P=20MW – Q=8MVar).
- Límite oeste: con el cierre norte terminado, se puede despreciar el flujo de activa. Se considera el aporte de reactiva de la ET Gran Paraná en 500kV (P=17.7MW – Q=-10MVAR).
- Límite sur: puede despreciarse la potencia activa, debido al aporte de la ET Colonia Elía (P=0 MW– Q=-15MVar).

Obras ENERSA

Las obras previstas por ENERSA para el período 2019-2023 y consideradas en el flujo de potencia son:

- 2da línea SG-Concordia (2019)
- Línea a ET Federación (2020)
- Línea Conquistadores – Federal (2020)
- Línea Federal – La Paz
- Nueva ET La Paz (2022)
- Nueva ET Federación (2020)
- Nueva ET Federal (2020)
- Reemplazo Transformador 150MVA a 300MVA SG (2022-2023)

Flujo de potencia

Se desarrollaron dos simulaciones para analizar las diferencias entre el estado base previo a la obra y el posterior a esta.

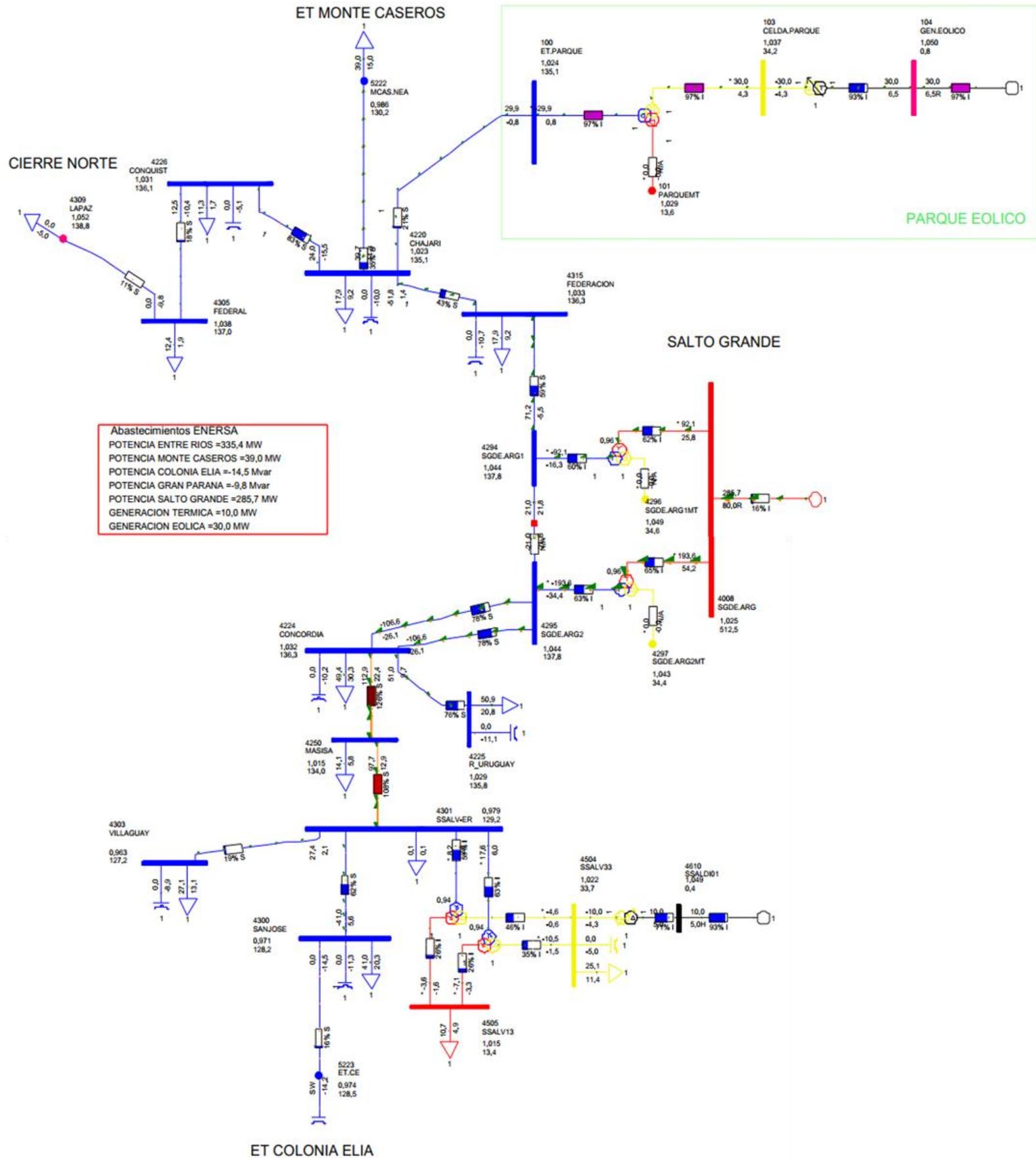


figura 4-10 Flujo de potencia posterior a obra – Fuente: propia

Obras Necesarias en la Red de ENERSA para el Estado Base

Como primer resultado se ve en el Flujo 1, las líneas Concordia-Massisa y Massisa-San Salvador se sobrecargan para los valores de demanda máxima, con sobrecargas que alcanzan el 22.9% y 7.1 % respectivamente. Esto es de esperarse, dado que no se prevee ninguna obra en estos tramos en la actualidad y debería ser atendido para el año del estudio en cuestión, para así evitar el despacho forzado de la central térmica de San Salvador.

Con respecto a las tensiones, no se observan valores por debajo de los niveles mínimos requeridos si la central térmica de San Salvador está despachada en condiciones nominales. De lo contrario, se presentan problemas de baja tensión con niveles de 0.94, 0.92 y 0.93 p.u. en las barras de san salvador, Villaguay y San José. De esto se deduce que será requerida alguna medida para mejorar dicho valor a largo plazo.

La comparación de perfiles de tensión para los flujos 1 y 2 se analizará más adelante en el capítulo.

Influencia del Parque en la Red de ENERSA

Al analizar el Flujo 2 se observó que, con la regulación de reactiva disponible en las centrales generadoras y la nueva obra de expansión (línea 132 kV ETPARQUE-CHAJARÍ), fue posible satisfacer las consignas de tensión en todas las barras sin que el parque produjera ningún tipo de afectación.

Las mejoras de tensión con la introducción del parque rondan en el 2% aproximadamente para las barras de La Paz Conquistadores, M. Caseros, Chajarí y Federación.

Las líneas CONQUISTADORES-CHAJARÍ y CONQUISTADORES-FEDERAL presentan sobrecargas del 1% con sus respectivos valores numéricos de porcentaje de carga para el estado previo y post parque, destacando un alivio importante en la capacidad de las líneas CHAJARÍ-FEDERACIÓN y FEDERACIÓN-SALTO GRANDE del 26%. Por esta

razón, se presenta un alivio en el porcentaje de carga de los transformadores de la ET Salto Grande, para un estado previo y post instalación del parque del 8%.

Observando los resultados antes expuestos, se puede inferir que la entrada en servicio del Parque Eólico no produce mayores repercusiones en la red provincial de AT y EAT. Esto se puede afirmar por dos motivos:

- No aparecen nuevas sobrecargas en la Red: ninguno de los elementos que se encontraban trabajando dentro de sus límites normales se sobrecarga tras la instalación del Parque.
- Las líneas ya sobrecargadas: en ningún caso la sobrecarga aumenta en más de 5% y en ningún caso el aumento de sobrecarga supera al 2%.

Perfiles de tensión

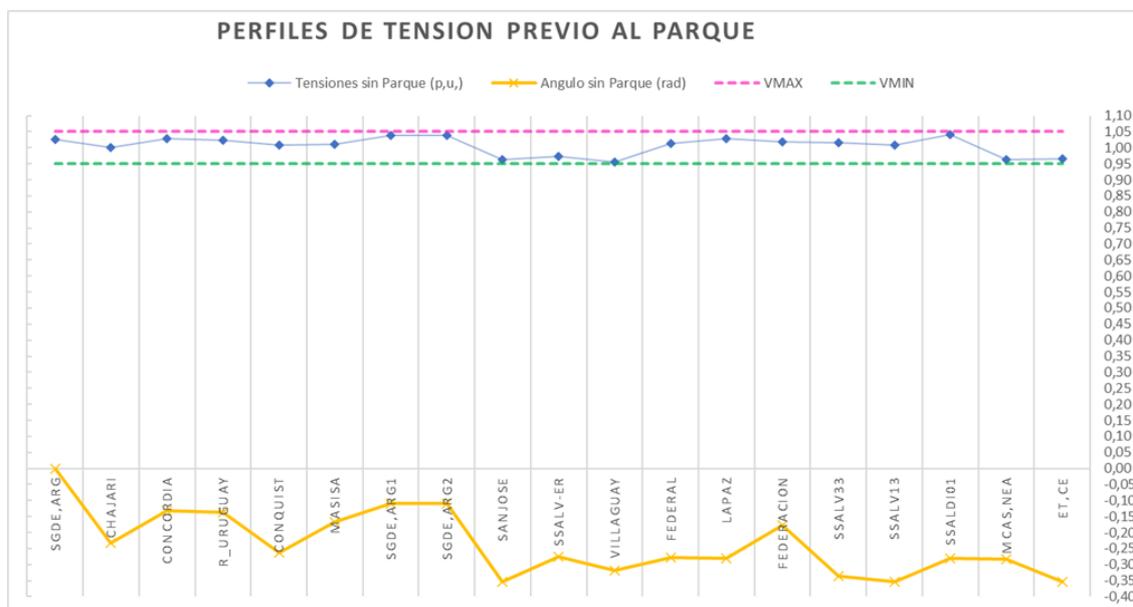


Figura 4-11 Perfil de tensión previo al parque – Fuente: propia

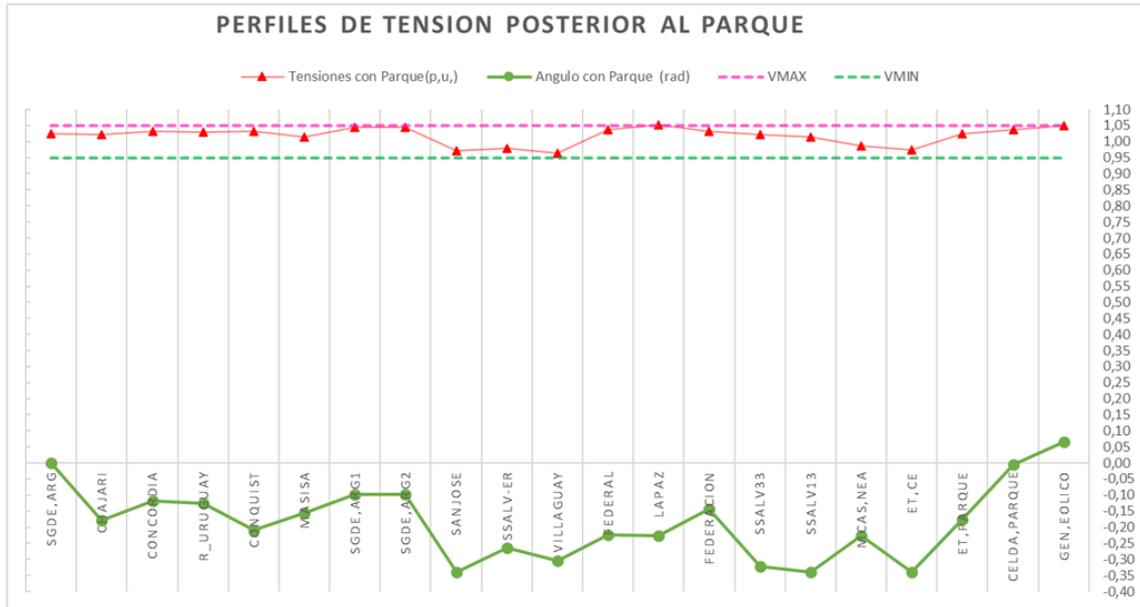


Figura 4-12 Perfil de tensión posterior al parque – Fuente: propia

Análisis de contingencia N-1

Se define una contingencia como el evento que ocurre cuando un elemento de la red es retirado o sale de servicio por causas imprevistas o programadas. Cada vez que se presenta la salida de un elemento en el sistema, las corrientes en las líneas se redistribuyen a través de la red, cambiando las capacidades de las líneas que la componen también cambian las tensiones en las barras.

Para las contingencias simples N-1 sólo se debe retirar un elemento a la vez, sea una línea de transmisión o un transformador, y se observa si el sistema tuvo variante al retirar dicho elemento.

En la presente sección, y a modo de complemento, se estudian a través de la herramienta (ACCC) AC CONTINGENCY SOLUTION de PSSE las 21 líneas y transformadores que comprende el estudio. Los escenarios de contingencia simple expresados a continuación:

Tabla 4-3 Contingencias PSSE – Fuente: propia

ETIQUETA DE CONTINGENCIA		LEYENDA DE CONTINGENCIAS				
		EVENTO				
SAUDA DE LINEA	100-4220(1)	APERTURA DE LINEA	LINE FROM	[ET,PARQUE 132,00]	TO BUS	[CHAJARI 132]
SAUDA DE LINEA	100-101-103(1)	APERTURA DE LINEA	LINE FROM	[ET,PARQUE 132,00]	TO BUS	[PARQUEM 13,20]
SAUDA DE LINEA	103-104(1)	APERTURA DE LINEA	LINE FROM	[CELDA,PARQUE33,000]	TO BUS	[GEN,EOLICO 0,750]
SAUDA DE LINEA	4008-4294-4296(1)	APERTURA DE LINEA	LINE FROM	[SGDE,ARG 500,00]	TO BUS	[SGDE,ARG1 132]
SAUDA DE LINEA	4220-4226(1)	APERTURA DE LINEA	LINE FROM	[CHAJARI 132,00]	TO BUS	[CONQUIST 132]
SAUDA DE LINEA	4220-4315(1)	APERTURA DE LINEA	LINE FROM	[CHAJARI 132,00]	TO BUS	[FEDERACION 132]
SAUDA DE LINEA	4220-5222(1)	APERTURA DE LINEA	LINE FROM	[CHAJARI 132,00]	TO BUS	[MCAS,NEA 132]
SAUDA DE LINEA	4224-4225(1)	APERTURA DE LINEA	LINE FROM	[CONCORDIA 132,00]	TO BUS	[R_URUGUAY 132]
SAUDA DE LINEA	4224-4250(1)	APERTURA DE LINEA	LINE FROM	[CONCORDIA 132,00]	TO BUS	[MASISA 132]
SAUDA DE LINEA	4224-4295(1)	APERTURA DE LINEA	LINE FROM	[CONCORDIA 132,00]	TO BUS	[SGDE,ARG2 132]
SAUDA DE LINEA	4224-4295(2)	APERTURA DE LINEA	LINE FROM	[CONCORDIA 132,00]	TO BUS	[SGDE,ARG2 132]
SAUDA DE LINEA	4226-4305(1)	APERTURA DE LINEA	LINE FROM	[CONQUIST 132,00]	TO BUS	[FEDERAL 132]
SAUDA DE LINEA	4250-4301(1)	APERTURA DE LINEA	LINE FROM	[MASISA 132,00]	TO BUS	[SSALV-ER 132]
SAUDA DE LINEA	4294-4315(1)	APERTURA DE LINEA	LINE FROM	[SGDE,ARG1 132,00]	TO BUS	[FEDERACION 132]
SAUDA DE LINEA	4300-4301(1)	APERTURA DE LINEA	LINE FROM	[SANJOSE 132,00]	TO BUS	[SSALV-ER 132]
SAUDA DE LINEA	4300-5223(1)	APERTURA DE LINEA	LINE FROM	[SANJOSE 132,00]	TO BUS	[ET,CE 132]
SAUDA DE LINEA	4301-4303(1)	APERTURA DE LINEA	LINE FROM	[SSALV-ER 132,00]	TO BUS	[VILLAGUAY 132]
SAUDA DE LINEA	4301-4505-4504(1)	APERTURA DE LINEA	LINE FROM	[SSALV-ER 132,00]	TO BUS	[SSALV13 13,20]
SAUDA DE LINEA	4301-4505-4504(2)	APERTURA DE LINEA	LINE FROM	[SSALV-ER 132,00]	TO BUS	[SSALV13 13,20]
SAUDA DE LINEA	4305-4309(1)	APERTURA DE LINEA	LINE FROM	[FEDERAL 132,00]	TO BUS	[LAPAZ 132]
SAUDA DE LINEA	4504-4610(1)	APERTURA DE LINEA	LINE FROM	[SSALV33 33,000]	TO BUS	[SSALDI01 0,4]

En la tabla siguiente se expresan los valores que exceden el 100% de la capacidad de transporte de líneas o transformadores con respecto a cada contingencia en el estado base (color verde). Se expresarán en color rojo aquellas sobrecargas que se consideren críticas y de color naranja, las correspondientes al parque. Cabe destacar que se considera crítica a aquella contingencia que exceda el 1% de la capacidad con respecto al estado base.

Tabla 4-4 Capacidad de líneas durante contingencia PSSE – Fuente: propia

Monitoreo de líneas por encima del 100% de de la capacidad nominal							
Barra de Origen	Barran de Llegada	Etiqueta de Contingencia	Capacidad Nominal	MW	Mvar	MVA	%
CELDA, PARQUE 33,000	T1 30MVA PARQUE	BASE CASE	30	30	4,3	30,3	101,0%
CONCORDIA 132,00	MASISA 132,00	BASE CASE	91,5	111,8	18,7	113,3	122,0%
MASISA 132,00	SSALV-ER 132,00	BASE CASE	91,5	95,1	4,9	95,2	106,3%
CONCORDIA 132,00	MASISA 132,00	SINGLE LIN 100-4220(1)	91,5	111,7	19,4	113,4	122,6%
MASISA 132,00	SSALV-ER 132,00	SINGLE LIN 100-4220(1)	91,5	94,9	5,5	95	106,8%
CONCORDIA 132,00	MASISA 132,00	SINGLE LIN 100-101-103(1)	91,5	111,7	19,4	113,4	122,6%
MASISA 132,00	SSALV-ER 132,00	SINGLE LIN 100-101-103(1)	91,5	94,9	5,5	95	106,8%
CONCORDIA 132,00	MASISA 132,00	SINGLE LIN 103-104(1)	91,5	111,7	19,4	113,3	122,6%
MASISA 132,00	SSALV-ER 132,00	SINGLE LIN 103-104(1)	91,5	94,9	5,5	95	106,8%
CELDA, PARQUE33,000	T1 30MVA PARQUE	SINGLE LIN 4008-4294-4296(1)	30	30	6,5	30,7	102,2%
SGDE, ARG 500,00	T2 300MVA SG	SINGLE LIN 4008-4294-4296(1)	300	285,9	100,6	303	101,0%
CONCORDIA 132,00	MASISA 132,00	SINGLE LIN 4008-4294-4296(1)	91,5	111,9	22,3	114,1	125,4%
MASISA 132,00	SSALV-ER 132,00	SINGLE LIN 4008-4294-4296(1)	91,5	94,9	7,7	95,2	109,2%
CELDA, PARQUE33,000	T1 30MVA PARQUE	SINGLE LIN 4220-4226(1)	30	30	5,8	30,6	101,9%
CONCORDIA 132,00	MASISA 132,00	SINGLE LIN 4220-4226(1)	91,5	111,7	19,4	113,4	122,6%
MASISA 132,00	SSALV-ER 132,00	SINGLE LIN 4220-4226(1)	91,5	94,9	5,4	95,1	106,8%
CONCORDIA 132,00	MASISA 132,00	SINGLE LIN 4220-4315(1)	91,5	111,8	18,3	113,2	121,6%
MASISA 132,00	SSALV-ER 132,00	SINGLE LIN 4220-4315(1)	91,5	95,1	4,5	95,2	106,0%
ET, PARQUE 132,00	T1 30MVA PARQUE	SINGLE LIN 4220-5222(1)	30	-29,8	5,8	30,4	101,3%
CONCORDIA 132,00	MASISA 132,00	SINGLE LIN 4220-5222(1)	91,5	111,8	17,5	113,1	120,8%
MASISA 132,00	SSALV-ER 132,00	SINGLE LIN 4220-5222(1)	91,5	95,3	3,8	95,4	105,4%
ET, PARQUE 132,00	T1 30MVA PARQUE	SINGLE LIN 4224-4225(1)	30	-30	1,5	30	100,0%
CELDA, PARQUE33,000	T1 30MVA PARQUE	SINGLE LIN 4224-4225(1)	30	30	3,6	30,2	100,8%
CONCORDIA 132,00	MASISA 132,00	SINGLE LIN 4224-4225(1)	91,5	111,7	17,2	113	120,4%
MASISA 132,00	SSALV-ER 132,00	SINGLE LIN 4224-4225(1)	91,5	95,3	3,6	95,3	105,2%
ET, PARQUE 132,00	T1 30MVA PARQUE	SINGLE LIN 4224-4250(1)	30	-30	2,3	30,1	100,2%
CELDA, PARQUE33,000	T1 30MVA PARQUE	SINGLE LIN 4224-4250(1)	30	30	2,8	30,2	100,5%
CELDA, PARQUE33,000	T1 30MVA PARQUE	SINGLE LIN 4224-4295(1)	30	30	4,8	30,3	101,1%
CONCORDIA 132,00	MASISA 132,00	SINGLE LIN 4224-4295(1)	91,5	111,8	21,5	113,9	124,9%
CONCORDIA 132,00	SGDE, ARG 132,00	SINGLE LIN 4224-4295(1)	142	-213,2	-55,8	220,4	152,9%
MASISA 132,00	SSALV-ER 132,00	SINGLE LIN 4224-4295(1)	91,5	94,6	7,2	94,9	108,4%
CELDA, PARQUE33,000	T1 30MVA PARQUE	SINGLE LIN 4224-4295(2)	30	30	4,8	30,3	101,1%
CONCORDIA 132,00	MASISA 132,00	SINGLE LIN 4224-4295(2)	91,5	111,8	21,5	113,9	124,9%
CONCORDIA 132,00	SGDE, ARG 132,00	SINGLE LIN 4224-4295(2)	142	-213,2	-55,8	220,4	152,9%
MASISA 132,00	SSALV-ER 132,00	SINGLE LIN 4224-4295(2)	91,5	94,6	7,2	94,9	108,4%
CELDA, PARQUE33,000	T1 30MVA PARQUE	SINGLE LIN 4226-4305(1)	30	30	5,4	30,5	101,6%
CONCORDIA 132,00	MASISA 132,00	SINGLE LIN 4226-4305(1)	91,5	111,8	19,2	113,4	122,4%
MASISA 132,00	SSALV-ER 132,00	SINGLE LIN 4226-4305(1)	91,5	95	5,3	95,1	106,6%
ET, PARQUE 132,00	T1 30MVA PARQUE	SINGLE LIN 4250-4301(1)	30	-30	2	30	100,1%
CELDA, PARQUE33,000	T1 30MVA PARQUE	SINGLE LIN 4250-4301(1)	30	30	3	30,2	100,6%
CONCORDIA 132,00	MASISA 132,00	SINGLE LIN 4294-4315(1)	91,5	111,7	18,7	113,3	122,0%
MASISA 132,00	SSALV-ER 132,00	SINGLE LIN 4294-4315(1)	91,5	95,1	4,9	95,2	106,3%
CELDA, PARQUE33,000	T1 30MVA PARQUE	SINGLE LIN 4300-4301(1)	30	30	3,9	30,3	100,9%
CELDA, PARQUE33,000	T1 30MVA PARQUE	SINGLE LIN 4300-5223(1)	30	30	5,3	30,5	101,5%
CONCORDIA 132,00	MASISA 132,00	SINGLE LIN 4300-5223(1)	91,5	112,4	39,7	119,2	130,8%
MASISA 132,00	SSALV-ER 132,00	SINGLE LIN 4300-5223(1)	91,5	95,1	24	98,1	114,7%
CELDA, PARQUE33,000	T1 30MVA PARQUE	SINGLE LIN 4301-4303(1)	30	30	3,7	30,2	100,8%
CELDA, PARQUE33,000	T1 30MVA PARQUE	SINGLE LIN 4301-4505-4504(1)	30	30	4,4	30,3	101,1%
CONCORDIA 132,00	MASISA 132,00	SINGLE LIN 4301-4505-4504(1)	91,5	111,8	20,2	113,6	122,5%
MASISA 132,00	SSALV-ER 132,00	SINGLE LIN 4301-4505-4504(1)	91,5	95	6,3	95,2	106,7%
CELDA, PARQUE33,000	T1 30MVA PARQUE	SINGLE LIN 4301-4505-4504(2)	30	30	4,8	30,4	101,2%
CONCORDIA 132,00	MASISA 132,00	SINGLE LIN 4301-4505-4504(2)	91,5	112	27,9	115,4	125,3%
MASISA 132,00	SSALV-ER 132,00	SINGLE LIN 4301-4505-4504(2)	91,5	95,1	13,4	96	109,4%
SSALV-ER 132,00	T1 15MVA SSALV-ER	SINGLE LIN 4301-4505-4504(2)	15	25,7	15,5	30	200,1%
SSALV33 33,000	T1 15MVA SSALV-ER	SINGLE LIN 4301-4505-4504(2)	10	-15	-3,1	15,3	153,2%
CELDA, PARQUE33,000	T1 30MVA PARQUE	SINGLE LIN 4305-4309(1)	30	30	6,3	30,6	102,1%
CONCORDIA 132,00	MASISA 132,00	SINGLE LIN 4305-4309(1)	91,5	111,7	19,4	113,4	122,6%
MASISA 132,00	SSALV-ER 132,00	SINGLE LIN 4305-4309(1)	91,5	94,9	5,4	95,1	106,8%
CELDA, PARQUE33,000	T1 30MVA PARQUE	SINGLE LIN 4504-4610(1)	30	30	5,1	30,4	101,4%
CONCORDIA 132,00	MASISA 132,00	SINGLE LIN 4504-4610(1)	91,5	122,7	32,2	126,8	138,6%
MASISA 132,00	SSALV-ER 132,00	SINGLE LIN 4504-4610(1)	91,5	104,9	14,8	106	122,4%

A continuación, se presenta una tabla en donde se analizan los valores de tensión en contingencia para cada una de las barras.

Se expresarán en color rojo aquellas tensiones de barras que se consideren de emergencia y de color naranja, las correspondientes al parque. Cabe destacar que se considera valores de emergencia de sobretensión y sub tensión a aquellas barras que excedan el intervalo de tensión de 0.85 p.u. y 1.1 p.u. con respecto al estado base (color verde).

Tabla 4-5 tensión de barras durante contingencia PSSE – Fuente: propia

REPORTE DE VOLTAJE						
Etiqueta de Contingencia		Barra	V-CONT	V-INIT	V-MAX	V-MIN
Rango de Base	RANGE BASE CASE	GEN,EOLICO 0,7500	1,050	1,050	1,05	0,85
Rango de Base	RANGE BASE CASE	LAPAZ 132,00	1,052	1,052	1,05	0,85
Fluctuacion Sola Linea en Derivacion	DERIVATION SINGLE LINE 103-104(1)	CELDA, PARQUE33,000	1,001	1,037	1,05	0,85
Fluctuacion en una Sola Linea	RANGE SINGLE LIN 4008-4294-4296(1)	GEN,EOLICO 0,7500	1,050	1,050	1,05	0,85
Fluctuacion en una Sola Linea	RANGE SINGLE LIN 4220-4226(1)	GEN,EOLICO 0,7500	1,050	1,050	1,05	0,85
Fluctuacion en una Sola Linea	RANGE SINGLE LIN 4220-4315(1)	SSALDI01 0,4000	1,053	1,049	1,05	0,85
Fluctuacion en una Sola Linea	RANGE SINGLE LIN 4220-5222(1)	ET, PARQUE 132,00	1,066	1,024	1,05	0,85
Fluctuacion en una Sola Linea	4220-5222(1)	GEN,EOLICO 0,7500	1,050	1,050	1,05	0,85
Fluctuacion en una Sola Linea	4220-5222(1)	CHAJARI 132,00	1,066	1,023	1,05	0,85
Fluctuacion en una Sola Linea	4220-5222(1)	CONQUIST 132,00	1,075	1,031	1,05	0,85
Fluctuacion en una Sola Linea	4220-5222(1)	SGDE, ARG1 132,00	1,052	1,044	1,05	0,85
Fluctuacion en una Sola Linea	4220-5222(1)	SGDE, ARG2 132,00	1,052	1,044	1,05	0,85
Fluctuacion en una Sola Linea	4220-5222(1)	SGDE, ARG1MT 33,000	1,056	1,049	1,05	0,85
Fluctuacion en una Sola Linea	4220-5222(1)	SGDE, ARG2MT 33,000	1,051	1,043	1,05	0,85
Fluctuacion en una Sola Linea	4220-5222(1)	FEDERAL 132,00	1,082	1,038	1,05	0,85
Fluctuacion en una Sola Linea	4220-5222(1)	LAPAZ 132,00	1,095	1,052	1,05	0,85
Fluctuacion en una Sola Linea	4220-5222(1)	FEDERACION 132,00	1,059	1,033	1,05	0,85
Fluctuacion en una Sola Linea	4220-5222(1)	SSALDI01 0,4000	1,061	1,049	1,05	0,85
Fluctuacion en una Sola Linea	4224-4225(1)	GEN,EOLICO 0,7500	1,050	1,050	1,05	0,85
Fluctuacion en una Sola Linea	4224-4225(1)	SGDE, ARG1 132,00	1,051	1,044	1,05	0,85
Fluctuacion en una Sola Linea	4224-4225(1)	SGDE, ARG2 132,00	1,051	1,044	1,05	0,85
Fluctuacion en una Sola Linea	4224-4225(1)	SGDE, ARG1MT 33,000	1,055	1,049	1,05	0,85
Fluctuacion en una Sola Linea	4224-4225(1)	LAPAZ 132,00	1,058	1,052	1,05	0,85
Fluctuacion en una Sola Linea	4224-4225(1)	SSALDI01 0,4000	1,062	1,049	1,05	0,85
Fluctuacion en una Sola Linea	4224-4250(1)	GEN,EOLICO 0,7500	1,050	1,050	1,05	0,85
Fluctuacion en una Sola Linea	4224-4250(1)	CONCORDIA 132,00	1,052	1,032	1,05	0,85
Fluctuacion en una Sola Linea	4224-4250(1)	SGDE, ARG1 132,00	1,057	1,044	1,05	0,85
Fluctuacion en una Sola Linea	4224-4250(1)	SGDE, ARG2 132,00	1,057	1,044	1,05	0,85
Fluctuacion en una Sola Linea	4224-4250(1)	SGDE, ARG1MT 33,000	1,060	1,049	1,05	0,85
Fluctuacion en una Sola Linea	4224-4250(1)	SGDE, ARG2MT 33,000	1,057	1,043	1,05	0,85
Fluctuacion en una Sola Linea	4224-4250(1)	FEDERAL 132,00	1,051	1,038	1,05	0,85
Fluctuacion en una Sola Linea	4224-4250(1)	LAPAZ 132,00	1,065	1,052	1,05	0,85
Fluctuacion en una Sola Linea	4224-4295(1)	GEN,EOLICO 0,7500	1,050	1,050	1,05	0,85
Fluctuacion en una Sola Linea	4224-4295(2)	GEN,EOLICO 0,7500	1,050	1,050	1,05	0,85
Fluctuacion en una Sola Linea	4226-4305(1)	GEN,EOLICO 0,7500	1,050	1,050	1,05	0,85
Fluctuacion en una Sola Linea	4250-4301(1)	GEN,EOLICO 0,7500	1,050	1,050	1,05	0,85
Fluctuacion en una Sola Linea	4250-4301(1)	SGDE, ARG1 132,00	1,055	1,044	1,05	0,85
Fluctuacion en una Sola Linea	4250-4301(1)	SGDE, ARG2 132,00	1,055	1,044	1,05	0,85
Fluctuacion en una Sola Linea	4250-4301(1)	SGDE, ARG1MT 33,000	1,058	1,049	1,05	0,85
Fluctuacion en una Sola Linea	4250-4301(1)	SGDE, ARG2MT 33,000	1,054	1,043	1,05	0,85
Fluctuacion en una Sola Linea	4250-4301(1)	LAPAZ 132,00	1,062	1,052	1,05	0,85
Fluctuacion en una Sola Linea	4300-4301(1)	GEN,EOLICO 0,7500	1,050	1,050	1,05	0,85
Fluctuacion en una Sola Linea	4300-4301(1)	SGDE, ARG1MT 33,000	1,052	1,049	1,05	0,85
Fluctuacion en una Sola Linea	4300-4301(1)	LAPAZ 132,00	1,055	1,052	1,05	0,85
Fluctuacion en una Sola Linea	4300-4301(1)	SSALDI01 0,4000	1,063	1,049	1,05	0,85
Fluctuacion en una Sola Linea	4300-5223(1)	GEN,EOLICO 0,7500	1,050	1,050	1,05	0,85
Fluctuacion Sola Linea en Derivacion	4300-5223(1)	SANJOSE 132,00	0,896	0,971	1,05	0,85
Fluctuacion Sola Linea en Derivacion	4300-5223(1)	SSALV-ER 132,00	0,935	0,979	1,05	0,85
Fluctuacion Sola Linea en Derivacion	4300-5223(1)	VILLAGUAY 132,00	0,917	0,963	1,05	0,85
Fluctuacion Sola Linea en Derivacion	4300-5223(1)	SSALV33 33,000	0,973	1,022	1,05	0,85
Fluctuacion Sola Linea en Derivacion	4300-5223(1)	SSALV13 13,200	0,965	1,015	1,05	0,85
Fluctuacion Sola Linea en Derivacion	4300-5223(1)	SSALDI01 0,4000	1,001	1,049	1,05	0,85
Fluctuacion en una Sola Linea	4301-4303(1)	GEN,EOLICO 0,7500	1,050	1,050	1,05	0,85
Fluctuacion en una Sola Linea	4301-4303(1)	SGDE, ARG1MT 33,000	1,054	1,049	1,05	0,85
Fluctuacion en una Sola Linea	4301-4303(1)	LAPAZ 132,00	1,057	1,052	1,05	0,85
Fluctuacion en una Sola Linea	4301-4303(1)	SSALDI01 0,4000	1,063	1,049	1,05	0,85
Fluctuacion en una Sola Linea	4301-4505-4504(1)	GEN,EOLICO 0,7500	1,050	1,050	1,05	0,85
Fluctuacion en una Sola Linea	4301-4505-4504(1)	LAPAZ 132,00	1,051	1,052	1,05	0,85
Fluctuacion en una Sola Linea	4301-4505-4504(2)	GEN,EOLICO 0,7500	1,050	1,050	1,05	0,85
Fluctuacion Sola Linea en Derivacion	4301-4505-4504(2)	SSALV33 33,000	0,924	1,022	1,05	0,85
Fluctuacion Sola Linea en Derivacion	4301-4505-4504(2)	SSALV13 13,200	0,897	1,015	1,05	0,85
Fluctuacion Sola Linea en Derivacion	4301-4505-4504(2)	SSALDI01 0,4000	0,953	1,049	1,05	0,85
Fluctuacion en una Sola Linea	4305-4309(1)	GEN,EOLICO 0,7500	1,050	1,050	1,05	0,85
Fluctuacion Sola Linea en Derivacion	4305-4309(1)	FEDERAL 132,00	1,000	1,038	1,05	0,85
Fluctuacion en una Sola Linea	4504-4610(1)	GEN,EOLICO 0,7500	1,050	1,050	1,05	0,85
Fluctuacion Sola Linea en Derivacion	4504-4610(1)	SANJOSE 132,00	0,936	0,971	1,05	0,85
Fluctuacion Sola Linea en Derivacion	4504-4610(1)	SSALV-ER 132,00	0,947	0,979	1,05	0,85
Fluctuacion Sola Linea en Derivacion	4504-4610(1)	VILLAGUAY 132,00	0,930	0,963	1,05	0,85
Fluctuacion Sola Linea en Derivacion	4504-4610(1)	SSALV33 33,000	0,973	1,022	1,05	0,85
Fluctuacion Sola Linea en Derivacion	4504-4610(1)	SSALV13 13,200	0,965	1,015	1,05	0,85
Fluctuacion Sola Linea en Derivacion	4504-4610(1)	ET,CE 132,00	0,938	0,974	1,05	0,85

Conclusiones análisis contingencia

Sobrecargas por encima del 100% de la capacidad nominal del parque:

- El disparo del T1 de 150MVA de SGA provoca una sobrecarga del 1.2% sobre el T1 de 30MVA del parque.
- El disparo de la Línea LAPAZ-FEDERAL provoca una sobrecarga de 1.1% sobre el T1 de 30MVA del parque.

Las contingencias no representan una sobrecarga crítica sobre el Transformador del parque. Otro hecho a destacar es que los porcentajes de reactiva inyectados en las dos contingencias antes descritas son del orden del 21.66%. Si son comparados con el máximo aporte para Generadores Eólicos conectados a las redes de Alta Tensión, requiere de forma más restrictiva un máximo de 20 % de la potencia nominal, lo que representaría una sobrecarga del 1.66% presentando una limitación al parque.

Para las demás condiciones de operación, se puede asegurar que se cumplen los requerimientos de reactiva.

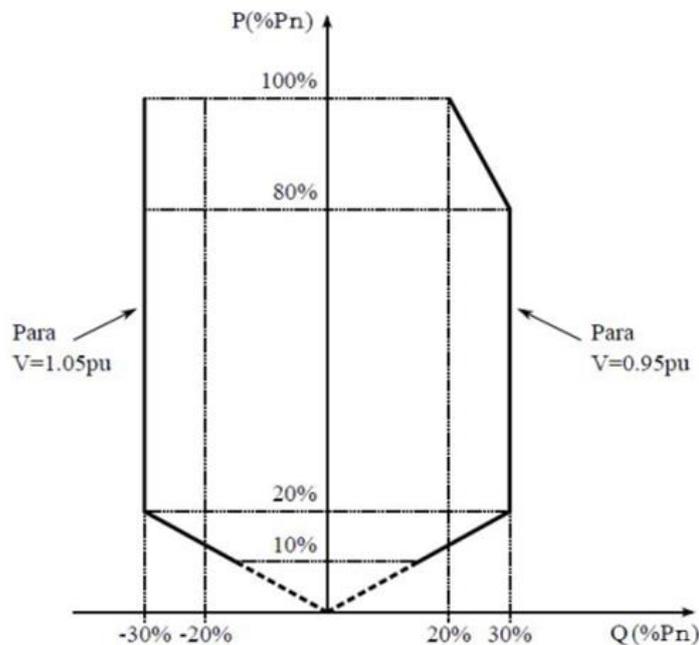


Figura 4-13 Curva capacidad generador eólico típico - Fuente: Spinadel, Erico (2015). Energía Eólica. Segunda Edición. Nueva Librería.

Sobrecarga por encima del 100% de la capacidad nominal del resto de las barras:

- El disparo del T1 de 150MVA de SGA provoca una sobrecarga del 1% sobre el T2 de 300MVA de SGA, del 3.4% sobre la línea CONCORDIA-MASISA, del 2.9% sobre la línea MASISA-SSALV-ER.
- El disparo de CUALQUIERA de las dos Líneas SGDE.ARG2-CONCORDIA provoca una sobrecarga de 52.9% sobre la restante línea de SGDE.ARG2-CONCORDIA, del 2.9% sobre la línea CONCORDIA-MASISA, del 2.1% sobre la línea MASISA-SSALV-ER.
- El disparo de la Línea SAN JOSE-ET. CE provoca una sobrecarga del 8.8% sobre la línea CONCORDIA-MASISA y del 8.4% sobre la línea MASISA-SSALV-ER.
- El disparo del T2 de 30MVA de SSALV-ER provoca una sobrecarga del 100% sobre el T1 de 15MVA de SSALV-ER, 1%, del 3.3% sobre la línea CONCORDIA-MASISA y del 3.1% sobre la línea MASISA-SSALV-ER.
- La salida de la Generadora Térmica de SSALV-ER provoca una sobrecarga del 16.6% sobre la línea CONCORDIA-MASISA, del 16.1% sobre la línea MASISA-SSALV-ER.

El resto de las contingencias no son tan significativas, debido a que no violan las capacidades nominales.

Monitoreo de voltaje para cada barra: en ninguna de las contingencias analizadas, la tensión sobrepasa los niveles de emergencia; pero se describirán las contingencias para aquellas barras próximas a alcanzar dichos niveles.

Sub tensión:

- La salida de la Línea SAN JOSE-ET. CE provoca una caída de la tensión en la barra de SAN JOSE de 0.896 P.U. aproximadamente 118.27kV.
- La salida del T2 de 30 MVA de SSALV-ER provoca una caída de la tensión en la barra de SSALV a niveles de 0.924 P.U. y 0.897 P.U. aproximadamente 30kV y 11.84kV.

- La salida de la Generadora Térmica de SSALV-ER provoca una caída de la tensión en la barra de Villaguay de 0.93P.U. aproximadamente 122.8kV.

Sobre tensión:

- El rechazo de carga de la ET MCAS.NEA provoca una elevación de la tensión en la barra de FEDERAL y LAPAZ de 1.082 P.U. y 1.095 P.U. aproximadamente 142.82 kV y 144.54 kV.

Si bien los niveles de sub tensión no alcanzan los valores de emergencia definidos, la combinación de alguna de estas contingencias con la combinación de la indisponibilidad de la Central Térmica de San Salvador llevaría la tensión a valores inadmisibles.

Curva Q-V

La metodología para el presente análisis consiste en analizar las curvas Q-V de los nodos más afectados por abatimiento del voltaje ante contingencia, en condiciones normales y post-contingencia, para el caso base y para cada una de las contingencias críticas identificadas en el análisis de contingencias. El punto mínimo dentro de la curva Q-V (donde $dQ/dV = 0$) es el punto de colapso de voltaje (punto crítico).

Los puntos en la curva al lado izquierdo del punto crítico representan condiciones inestables de operación. Los puntos a la derecha representan condiciones estables. La distancia vertical entre el eje horizontal y el punto crítico es el margen de potencia reactiva. Si el punto mínimo de la curva Q-V está por encima del eje horizontal, el sistema presenta una deficiencia de potencia reactiva en el nodo analizado y una fuente adicional de potencia reactiva es necesaria para prevenir el colapso de voltaje. Si el punto crítico está por debajo del eje horizontal, el sistema tiene un margen de potencia reactiva positivo (caso deseado). El colapso de voltaje inicia en la barra más débil (crítico) y luego se esparce hacia otras barras débiles o con problemas de baja tensión. Por lo tanto, la barra crítica es la más importante dentro del análisis de colapso de voltaje, usando la técnica de curvas Q-V.

Se han calculado las curvas Q-V en situación de contingencias n-1 para los casos más severos, como lo son la pérdida de las LAT que vinculan el sistema de ENERSA con los abastecimientos. A continuación, se detallan los casos estudiados:

- Apertura del corredor Salto Grande- Concordia.
- Disparo del T1 de 150MVA de SGA.
- Disparo del T1 de 15 MVA de SSALV.
- Salida de la Central Térmica de SSALV

Para este estudio se ha adoptado una demanda de la de los tramos analizados es de 367.4 MW. La demanda se mantiene por debajo de este nivel más del 95 % del año.

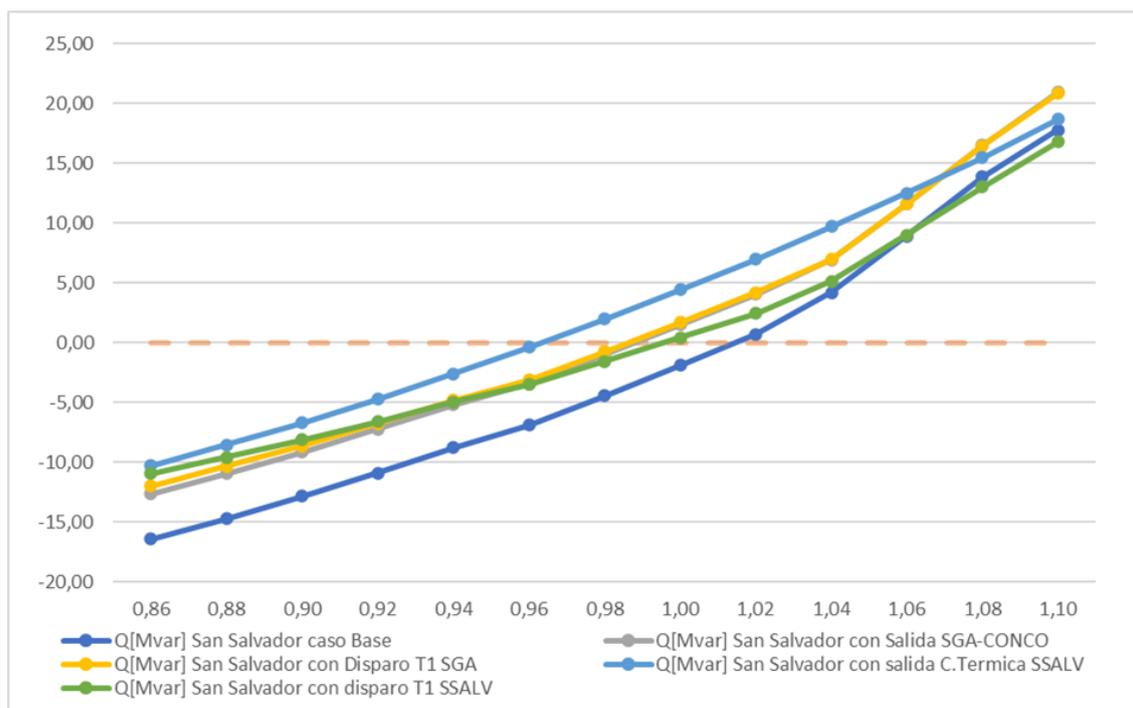


Figura 4-14 Curva Q-V barra San Salvador – Fuente: propia

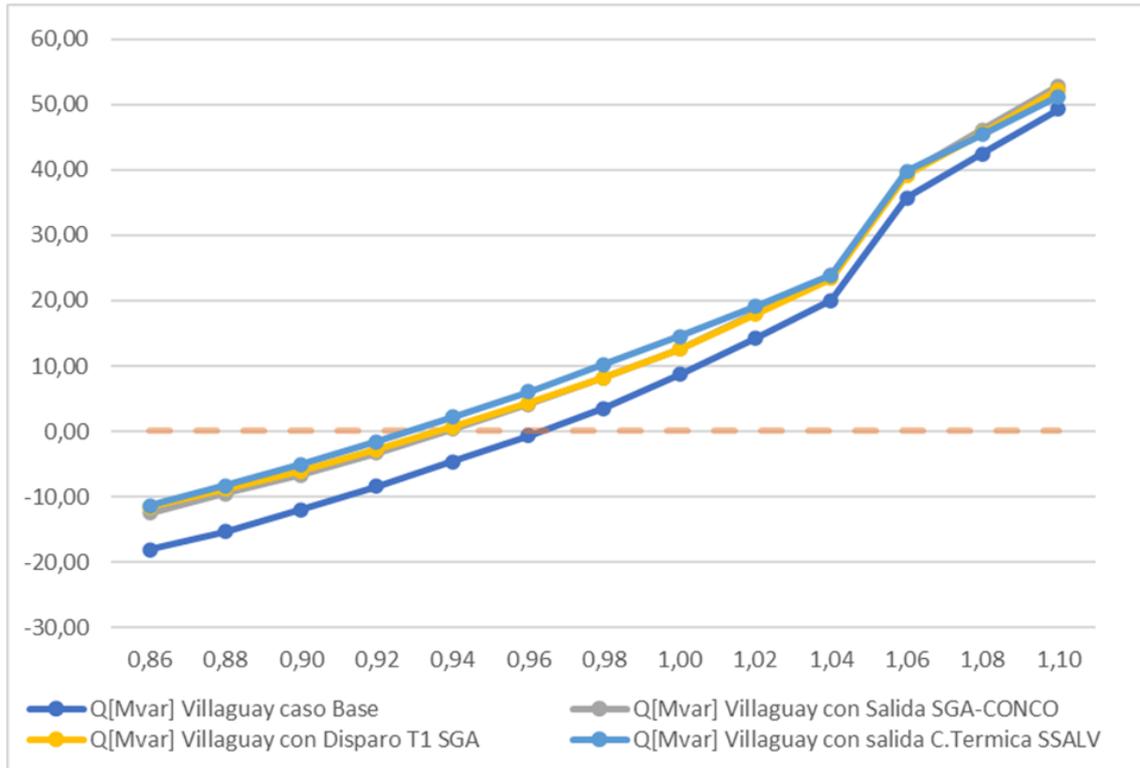


Figura 4-15 Curva Q-V barra San Salvador – Fuente: propia

Se ha desarrollado un estudio de análisis de riesgo de Colapso de Tensión. Se seleccionaron las barras de 132 kV y 13.2 kV de las estaciones transformadoras Villaguay y San Salvador por presentar los mayores valores de caída de tensión.

Dados los niveles de demanda esperables en esta área, la contingencia conlleva al riesgo de colapso de tensiones, existiendo un escaso margen para su regulación.

Se esperan valores de tensión por debajo de 0,8 p.u., rechazo de carga por sub tensión y cortes de demanda de gran alcance. Actualmente, existe una lógica de alivio de carga ante esta contingencia.

Resumen

El estudio de conectividad a la red fue realizado satisfactoriamente, cumpliendo con todas las expectativas planeadas. Como punto más interesante se logró una profunda comprensión de lo que implica un estudio de flujo de carga, un conocimiento de la topología de la red eléctrica provincial y un entendimiento de la herramienta de cálculo PSS/E.

En lo que respecta a la instalación del parque eólico en cuestión, como resultado más importante se obtuvo que es viable la instalación del parque con la red en el estado del año 2023 con las obras de ENERSA propuestas.

Dados los niveles de demanda esperables en Salvador y Villaguay, la apertura del corredor Salto Grande – Concordia acarrea riesgo de colapso de tensiones, existiendo un escaso margen para su regulación.

Se esperan valores de tensión por debajo de 0,89 p.u., rechazo de carga por sub tensión y cortes de demanda de gran alcance. Actualmente existe una lógica de alivio de carga ante esta contingencia. Se deberá hacer un análisis más extenso, considerando la gravedad de la situación y la probabilidad de ocurrencia con el fin de plantear una obra a futuro.

En cuanto a los transformadores, en ningún caso la instalación del parque afecta la sobrecarga de los mismos ya que se puede ver que la situación previa y post parque se mantiene igual.

En cuanto a las líneas, la instalación del parque no produce mayores cambios en la red, salvo en la línea CHAJARÍ-CONQUISTADORES con sobrecarga del 1%. En todos los demás casos no se agrega ninguna línea a la lista de sobrecargas ni se aumentan las sobrecargas a las que ya están por encima de su valor nominal.

Finalmente se observa que los valores de potencia reactiva necesarios para regular las tensiones en la zona son valores no mayores al 20 % y siempre dentro de los límites

impuestos por norma, exceptuando los casos de salida de T1 de 150MVA de SGA y salida de línea LAPAZ-FEDERAL, donde el aporte de reactiva se supera en un 1.66%. Queda pendiente el análisis de los cortes de demanda necesarios para normalizar la situación, debido a que la versión libre de PSSE34 presenta una limitación en la obtención de la curva P-V.

Por lo tanto, se da por finalizado el capítulo de estudio de conectividad a la red donde se considera la instalación del parque viable técnicamente.

Curva de capacidad de la planta generadora

La presente sección tiene como objetivo desarrollar el estudio de las curvas P-Q del Parque Eólico (también conocidas comúnmente como curvas de Capacidad de la Central Generadora). A partir de las curvas P – Q de un aerogenerador individual y considerando diferentes consignas de generación de potencia activa y potencia reactiva es que se construye este tipo de curvas.

Alcance del Estudio

Como se vio en capítulos anteriores, la central generadora debe satisfacer ciertos requisitos de generación de potencia reactiva en función de la potencia activa generada. A través de estas consignas es que se logra controlar tensión en el nodo de conexión. De acuerdo a la reglamentación vigente, la Central debe ser capaz de corregir problemas de sobretensión y sub tensión en el nodo (absorbiendo o inyectando reactiva).

En el caso de que la red de Media Tensión pudiera considerarse ideal (sistema de barra única), sería de esperarse que la forma de la curva de capacidad en el nodo de conexión coincidiera con la curva de un aerogenerador individual (con la única diferencia de que las magnitudes crecen proporcionalmente con el número de aerogeneradores). Sin embargo, cuando se considera la impedancia propia de los cables de la Red de Media Tensión se tiene que la curva de capacidad en el nodo de conexión se ve afectada. Además, se deberá considerar el consumo de potencia reactiva en el transformador de potencia del Parque Eólico, el cual eleva la tensión a 132 kV.

En las siguientes secciones se presentan las hipótesis consideradas para el estudio de las curvas de capacidad junto con el análisis de los resultados obtenidos, destacando como se vería afectado el resultado si se realizaran ciertas simplificaciones en las hipótesis para modelar la red de MT.

Hipótesis

- Curva P-Q del aerogenerador: se supondrá que los aerogeneradores tienen a la salida del convertidor una curva de capacidad como la que se muestra en la figura. Esta curva es la correspondiente a un aerogenerador IMPSA WP-100 2.0 MW. Según lo declarado por el fabricante, los aerogeneradores tienen una curva de tipo $\cos(\varphi) = 0.90$, constante, tanto para el caso inductivo como para el caso capacitivo. De este modo, se verifica que la curva de capacidad del aerogenerador se muestra en azul. La curva verde muestra curvas de tipo $\cos(\varphi)=0.9$ constante. La máquina es capaz de inyectar o de consumir reactiva, como se observa, 0,485 p.u (+/- 0.97 MVar) para todo el rango de potencia activa. Esto indica que la máquina será capaz de controlar tensión en el nodo de conexión, aun cuando se encuentre trabajando con vientos bajos y, por ende, sin generación de potencia activa.

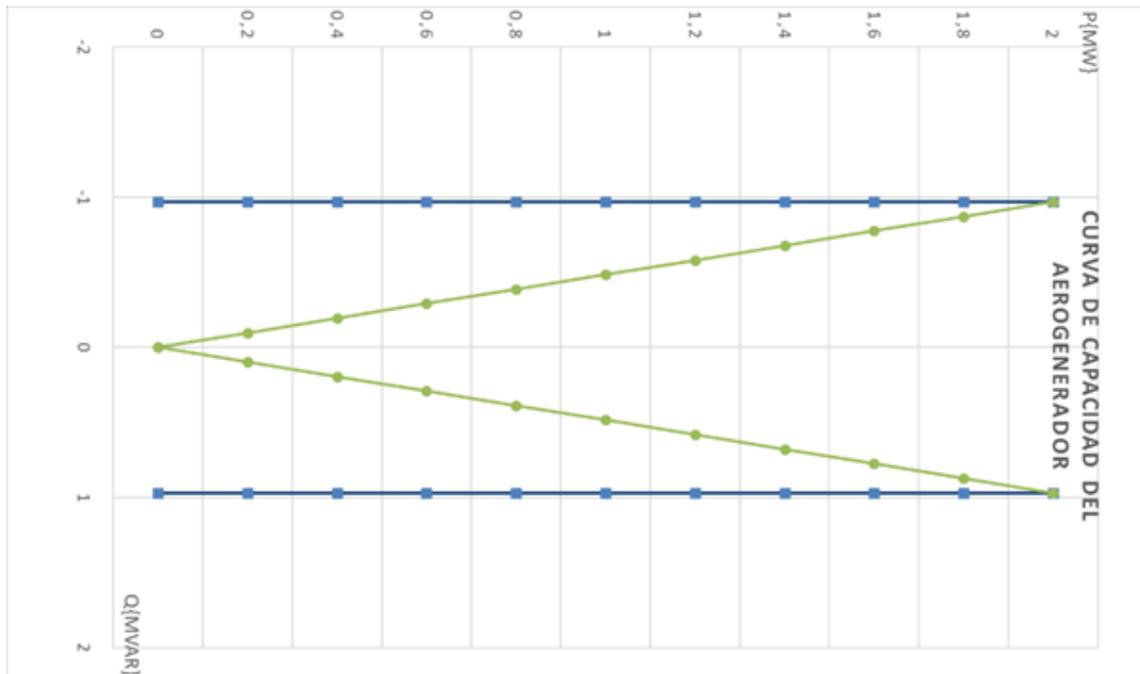


Figura 4-16 Curva PQ del aerogenerador – Fuente IMPSA

Sin embargo, la curva de capacidad anterior se ve afectada por la presencia de los transformadores elevadores de los aerogeneradores, los cuales elevan el nivel de tensión de 750 V a la salida del convertidor, a los 33 kV del sistema colector de energía.

- Modelado de la red en el nodo de conexión: a los efectos de determinar la curva de capacidad de las unidades generadoras en el nodo de conexión, se deberán tomar en cuenta los siguientes dos efectos:

1. Influencia en la potencia reactiva de la red de Media Tensión: La red de Media Tensión se modelará mediante PSSEv34, considerando el modelo de línea larga. Se considerará el aporte de las capacitancias a tierra, las cuales tienden a inyectar reactiva aun cuando el Parque Eólico no se encuentre generando potencia activa. Las principales características de los conductores se presentaron en el capítulo de selección de conductores (tabla resumen de conductores de MT).

Durante el desarrollo de los capítulos anteriores, la red interna del Parque había sido modelada como una impedancia serie, con parte real y parte imaginaria, despreciando la admitancia (Y). El modelo para líneas largas agrega cierto grado de dificultad a los cálculos necesarios pero permite la obtención de resultados de mayor precisión. Por este motivo, el parque se modela a través de PSSE.

2. Influencia en la potencia reactiva del transformador de potencia: Como se vio en los capítulos anteriores, el transformador de potencia de la Central Generadora se considerará de tipo ONAN/ONAF de 30MVA. En este caso, se trabajará con las características del transformador puramente inductivo y se realizarán las iteraciones.

Conocidas las potencias activa, reactiva y tensión a la salida correspondiente a la red de MT, se procederá a obtener las potencias de salida del transformador.

Método de simulación: para el cálculo de potencia y reactiva y la tensión de salida se utilizó la siguiente configuración:

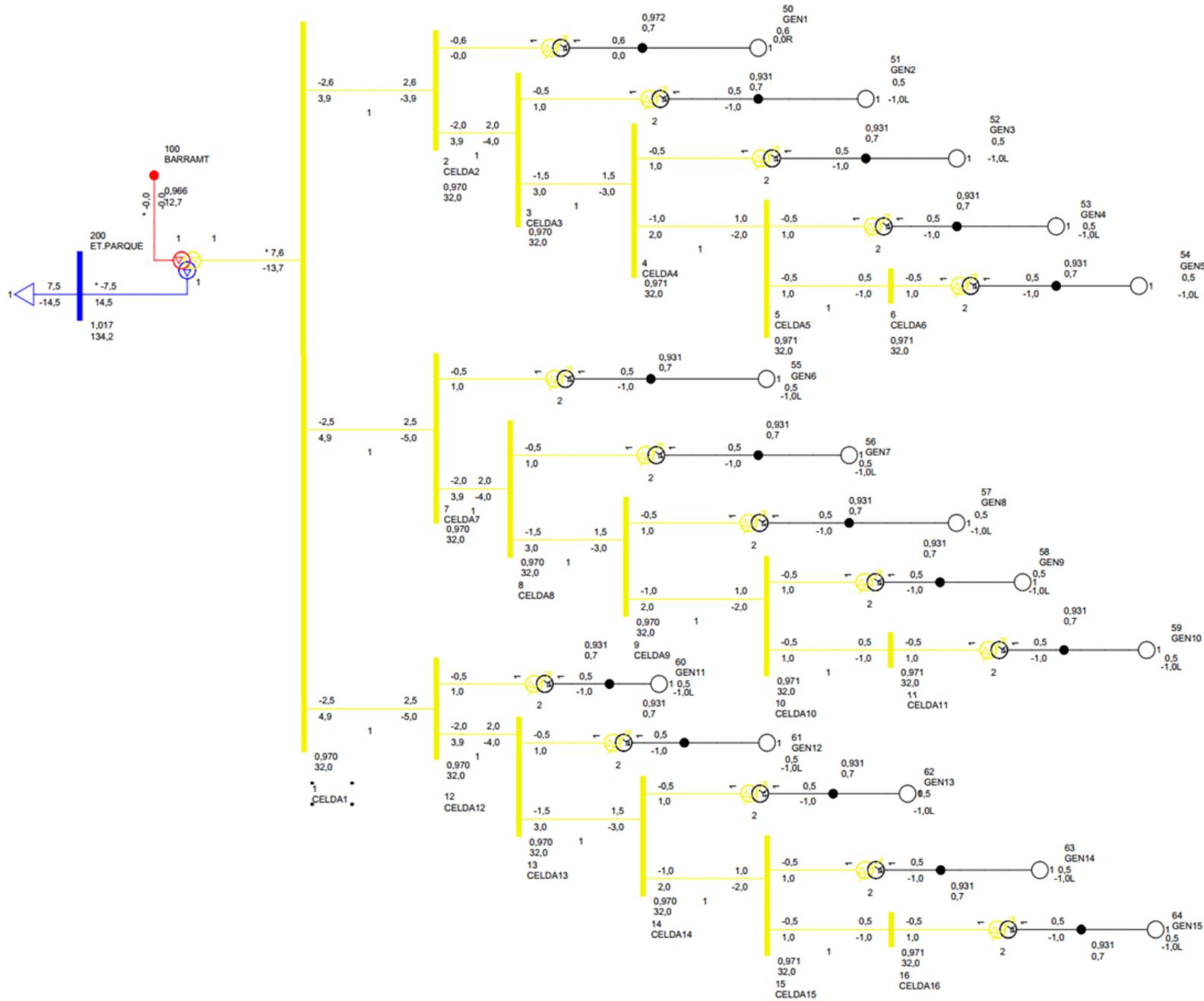


Figura 4-17 Simulación curva capacidad – Fuente: propia

El método de cálculo utilizado es el mismo método iterativo que el presentado en el capítulo de estudio de conectividad, el cual considera conocidas la tensión en la barra n-1 y las potencias de entrada en la barra n. La única salvedad es que el modelo aquí presentado permite considerar las capacitancias a tierra, lo que no estaba contemplado en las ecuaciones en el estudio de conectividad donde se consideró un circuito equivalente de la Central Eólica.

Análisis de resultados

Esta sección tiene el objetivo de presentar la curva de capacidad obtenida al considerar el modelo de línea larga y la configuración vistas anteriormente. Con excepción de las tensiones, todos los resultados se presentan en el nodo de conexión, a la salida del transformador de potencia.

A los efectos de calcular la curva P-Q, se ha dividido el intervalo de generación de potencia activa de la Central Eólica [0-30 MW] en intervalos de 7.5 MW, con lo que se totalizaron 5 puntos de estudio. Para cada uno de estos puntos se introdujo la consigna de carga a la salida del transformador, tanto para el caso capacitivo como para caso inductivo y se corrieron los flujos obteniendo las potencias y tensión de cada generador. Se supuso por hipótesis que el lado de MT del Transformador de Potencia se encuentra a tensión nominal (32 kV).

La primera tabla muestra el resultado obtenido para el caso en el que el parque entrega reactiva a la red (comportamiento capacitivo). La segunda tabla muestra el resultado obtenido para el caso en que la Central Generadora consume reactiva de la red (comportamiento inductivo). Para cada uno de los casos se presentan las potencias de entrada en cada iteración, las potencias de salida en la estación elevadora y la tensión en el aerogenerador más comprometido.

Tabla 4-6 Comportamiento capacitivo de parque – Fuente: propia

Simulación	Potencia Activa Inyectada (MW) EN BORNES DEL TRAF0	Con Influencia del TRAF0	Potencia Activa Inyectada (MW) EN BORNES GENERADORES	Con Influencia del TRAF0 + CONDUCTORES	Potencia Activa de Salida (MW)	SIN Influencia	Tension de Barras Comprometida (kV)	DIFERENCIA DE POTENCIA CON LA INFLUENCIA DEL TRAF0	DIFERENCIA DE POTENCIA Influencia del TRAF0 + CONDUCTORES	INFLUENCIA TRAF0	INFLUENCIA TRAF0+COND
0	0	15,4	0,1	16	0	14,53	32	0,87	1,47	13,66	13,06
5	7,5	15,6	7,6	16,7	7,5	14,53	32	1,07	2,17	13,46	12,36
10	15,1	16,2	15,1	17,9	15,0	14,53	32	1,67	3,37	12,86	11,16
15	22,6	17,3	22,7	20,5	22,5	14,53	32	2,77	5,97	11,76	8,56
20	30,2	19,1	30,3	24,8	30,0	14,53	32	4,57	10,27	9,96	4,26

Tabla 4-7 Comportamiento inductivo de parque – Fuente: propia

Simulación	Potencia Activa Inyectada (MW) EN BORNES DEL TRAF0	Con Influencia del TRAF0 C	Potencia Activa Inyectada (MW) EN BORNES GENERADORES	Con Influencia del TRAF0 + CONDUCTORES C	Potencia Activa de Salida (MW)	SIN Influencia C	Tension de Barras Comprometida (kV)	DIFERENCIA DE POTENCIA CON LA INFLUENCIA DEL TRAF0	DIFERENCIA DE POTENCIA Influencia del TRAF0 + CONDUCTORES	INFLUENCIA TRAF0	INFLUENCIA TRAF0+COND
0	0	-13,8	0,1	-14,3	0	-14,53	32	0,73	0,23	-15,26	-14,76
5	7,6	-13,7	7,6	-14	7,5	-14,53	32	0,83	0,53	-15,36	-15,06
10	15,1	-13,1	15,1	-12,8	15,0	-14,53	32	1,43	1,73	-15,96	-16,26
15	22,7	-12,1	22,7	-10,8	22,5	-14,53	32	2,43	3,73	-16,96	-18,26
20	30,1	-10,9	30,3	-7,5	30,0	-14,53	32	3,63	7,03	-18,16	-21,56

El gráfico a continuación muestra la curva de capacidad obtenida. Se ve a la izquierda que la Central generadora consume reactiva de la red ($Q \leq 0$) y a la derecha, el caso en que la central generadora entrega reactiva a la red ($Q \geq 0$). La potencia activa se expresa en MW y la potencia reactiva en MVar.

Cada uno de los aerogeneradores puede trabajar con infinitas consignas de potencia reactiva en función de la activa (siempre que se respete que este punto es interior a la curva presentada en la figura de la curva del generador individual).

De este modo, puede concluirse que la Central Generadora será capaz de trabajar en cualquiera de los puntos interiores a la curva de las dos curvas verdes.

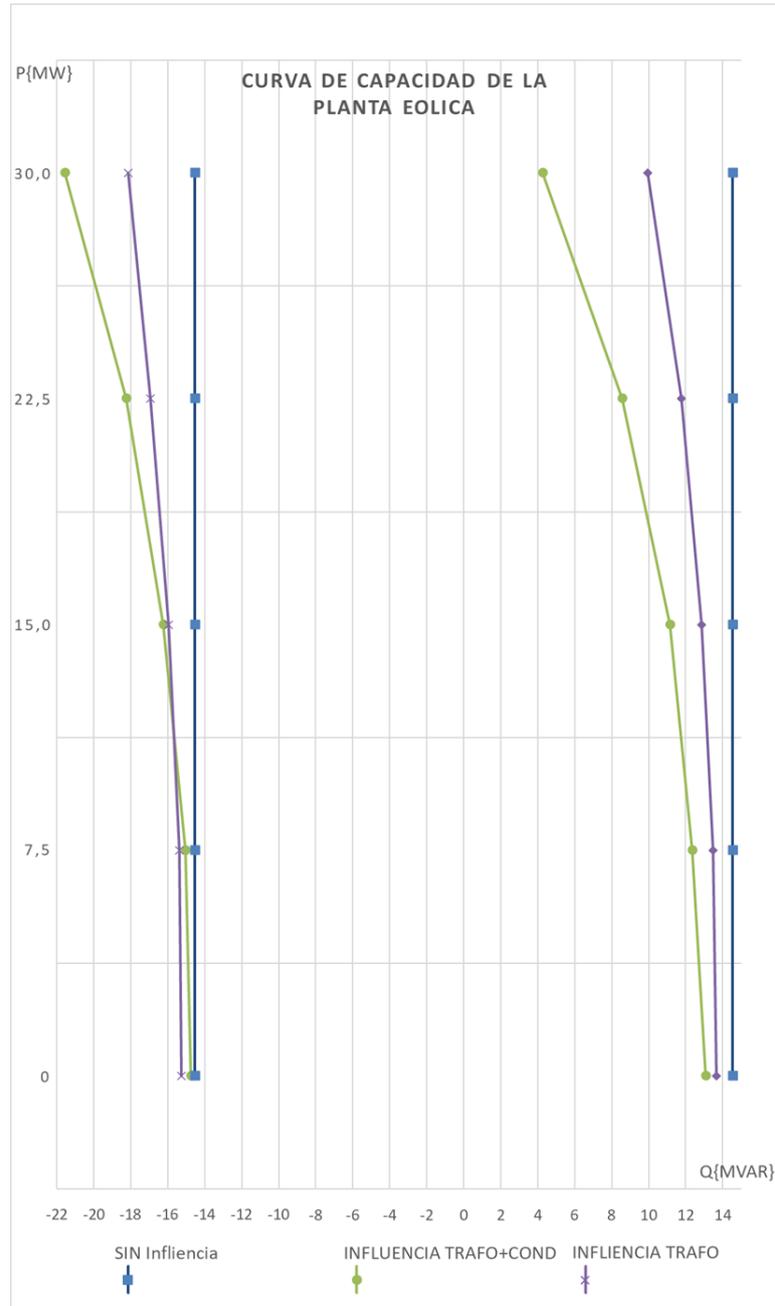


Figura 4-18 Curva de capacidad de la planta eólica – Fuente: Propia

Del análisis de las tablas y el gráfico pueden destacarse los siguientes puntos:

- La forma de la curva de capacidad se asemeja levemente a la forma de la curva de capacidad de los aerogeneradores, pero ponderada por la cantidad de máquinas. Sin embargo, debe notarse que a medida que el parque comienza a aumentar la generación de potencia activa (y, por lo tanto, toma más corriente), las curvas comienzan a inclinarse. Esto se debe a la potencia reactiva consumida por la inductancia del transformador, la cual es proporcional al cuadrado de la corriente que las atraviesa.

Este efecto puede observarse tanto para el caso capacitivo como para el caso inductivo, verificándose que la potencia reactiva consumida en la mencionada inductancia es de aproximadamente 4.6 MVar.

- Por otra parte, se observó la existencia de potencia reactiva introducida por las propias líneas de media tensión (circuito 1, 2 y 3), las cuales inyectan aproximadamente 2 MVar, aun cuando el parque se encuentre sin generación. El total de la potencia reactiva inyectada por los conductores llega a 5.7MVar.
- Los valores de tensión en los aerogeneradores se mantienen en todo momento dentro de los rangos admisibles (considerando admisible una tensión de $\pm 10\%$). Adicionalmente, se observa que cuando el parque inyecta reactiva la tensión en los aerogeneradores debe mantenerse por encima de la tensión en la estación, mientras que cuando el parque consume reactiva la tensión en los aerogeneradores tiende a estar por debajo de la tensión nominal.

En lo que respecta a la tensión en el lado de alta tensión del transformador, se logró verificar que se cumple lo siguiente:

- Caso con parque entregando reactivo lado media tensión simulado: $U=32\text{kV}$
- Caso con parque consumiendo reactivo lado media tensión simulado: $U =32\text{kV}$
- Caso con parque entregando reactivo lado alta tensión: $U=120\text{ kV}$
- Caso con parque consumiendo reactivo lado de alta tensión: $U=133,2\text{ kV}$

Se observa que la tensión en el lado de AT se aparta levemente de la tensión nominal que se tenía por hipótesis en la barra de MT. Mediante el accionamiento del conmutador bajo carga del transformador podría llevarse la tensión a tensión nominal en el lado de AT.

Por otra parte, el modelado de la red de MT mediante simulación permitió validar el resultado obtenido anteriormente en el capítulo de selección de conductor. Las pérdidas de potencia activa con y sin considerar las capacitancias a tierra son prácticamente idénticas.

Verificación del cumplimiento de la normativa vigente

Como se vio en el capítulo de conectividad, existen ciertas exigencias de capacidad de reactiva en el nodo de conexión que las centrales generadoras deben satisfacer. El objetivo de la presente sección es verificar si la curva de capacidad obtenida para la central generadora verifica los mencionados requerimientos.

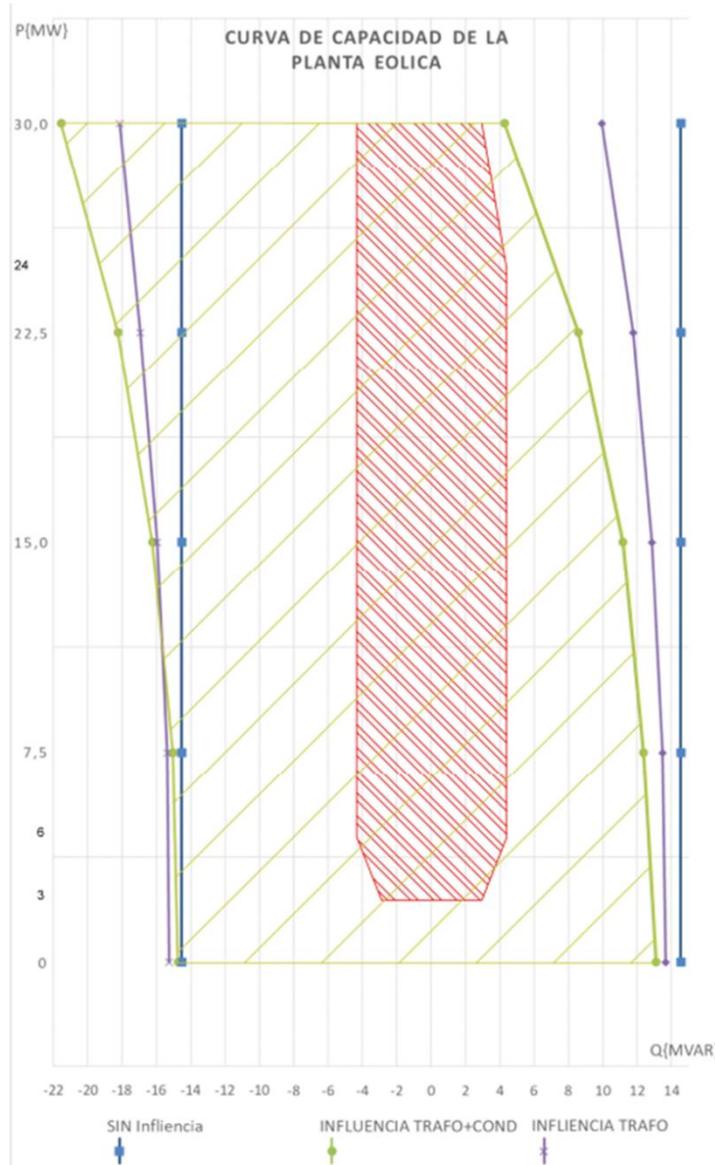


Figura 4-19 Curva de capacidad de la planta eólica limitaciones– Fuente: propia

La figura muestra la comparación entre la curva de capacidad obtenida para la central generadora (en verde) y la curva P-Q requerida a generadores eólicos según la legislación vigente (en rojo). La Central Generadora es capaz de satisfacer los requerimientos de reactiva

en todo el rango de generación, incluso cuando la potencia activa generada es menor al 10 % de la potencia instalada.

Por lo anterior, se asegura que la Central Generadora podrá controlar tensión en el nodo de conexión sin la necesidad de incluir elementos de compensación de reactiva (banco de capacitores o reactores).

Por otra parte, resulta interesante analizar la forma que presenta la curva de capacidad exigida a los generadores eólicos: cuando la generación de potencia activa aumenta (entre 0,80 - 1,00 p.u. /24-30MW) se observa que la curva exigida deja de ser constante y pasa a ser lineal con pendiente negativa. Esto responde claramente al efecto de pérdida de potencia reactiva en inductancias y transformadores. La curva solicitada emula de cierta forma este efecto. Si no se constituyera esta flexibilización, se agregaría cierto grado de complejidad para satisfacer los requerimientos de reactiva para las zonas de generación cercana a la potencia nominal y quizá debería recurrirse a la instalación de compensación fija.

Conclusiones

El estudio de las curvas P-Q permitió conocer el comportamiento de la Central Generadora en el nodo de conexión, en lo que respecta a la generación de potencia reactiva. Este tipo de estudios es fundamental a la hora de determinar la factibilidad de conexión de un parque eólico, donde se debe verificar que la curva de capacidad cumpla lo requerido por la legislación vigente.

Existen otros tipos de estudios complementarios que escapan al alcance del presente trabajo pero que son de igual importancia (las centrales generadoras deben cumplir con ciertas consigas de generación de armónicos y flicker, así como huecos de tensión).

En el caso de estudio, se verificó que la Central Generadora cumple de manera holgada los requerimientos de reactiva sin la necesidad de introducir elementos estáticos de

compensación de reactiva. Para otros tipos de generadores eólicos, la generación de reactiva se anula cuando baja la generación de potencia activa. Todo depende del fabricante y del modelo considerado. En estos casos sí podría llegar a ser necesario proceder a la instalación de un banco de condensadores o reactores.

Por otra parte, el modelado de la red mediante PSSE permitió entender cómo la curva de capacidad se ve afectada por los diferentes parámetros de la línea. En particular, existe una inyección de potencia reactiva que es propia de la capacitancia de la línea e independiente del nivel de generación de la central, así como un consumo de reactiva en las inductancias de la línea. Si se despreciaran los parámetros de la línea (considerando un sistema de barra único), se tendría que la curva de capacidad de la Central Generadora sería simplemente la curva P-Q de los aerogeneradores, afectada por la cantidad de máquinas instaladas.

Estudio de Cortocircuito

Se obtuvo el cortocircuito trifásico y monofásico de cada una de las barras del parque eólico mediante el método de cálculo resistivo, a través de las componentes simétricas de cada uno de los elementos que conforman la instalación. Los valores de corriente de cortocircuito están referidos a la base de cada barra. La memoria de cálculos está detallada en el anexo.

Para el cálculo se adoptaron los parámetros de cada uno de los siguientes equipos:

- Conjunto Generador Eólico
- Conductores
- Transformador de Potencia
- Línea 132kV
- Aportes

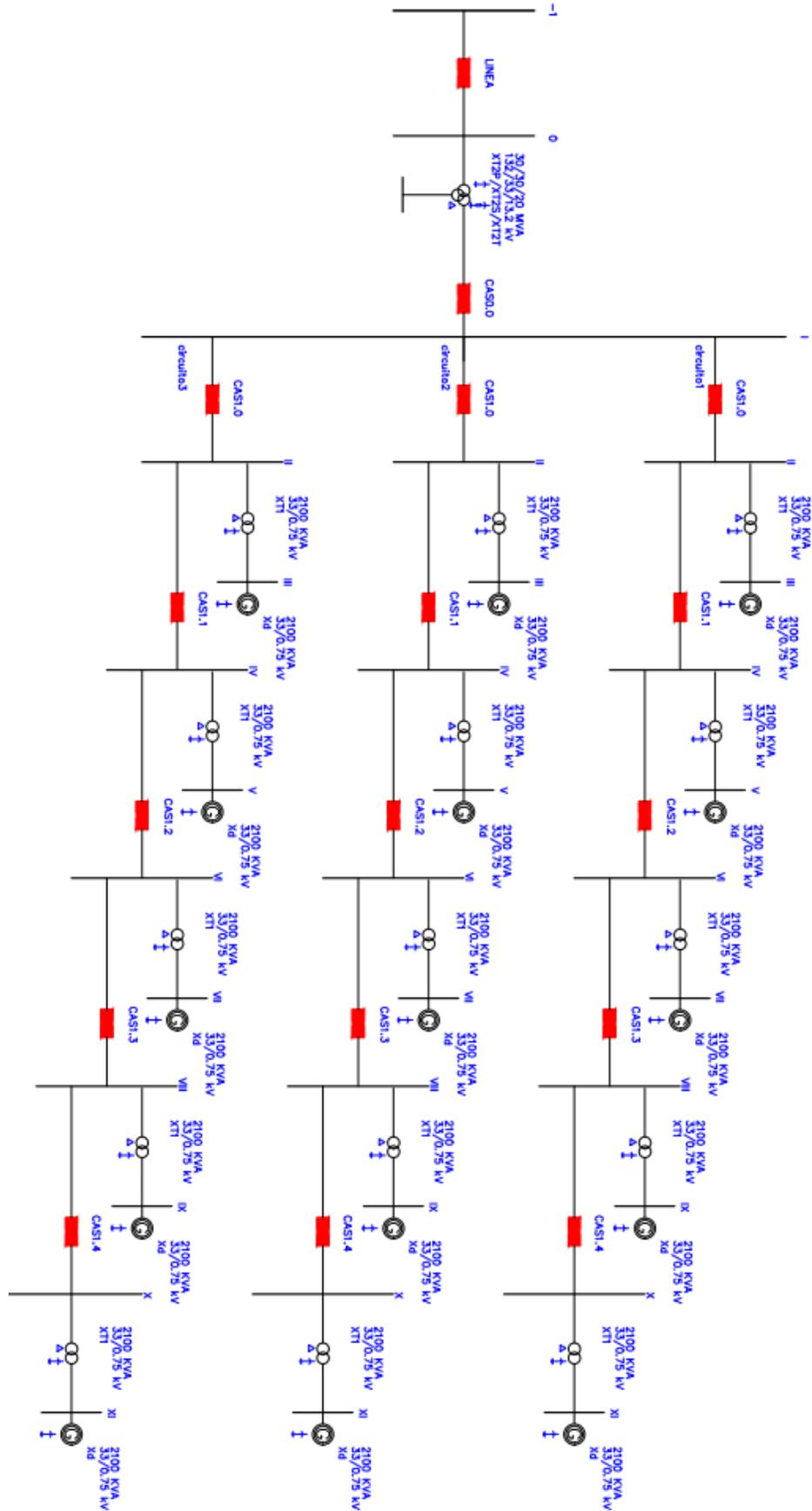


Figura 4-20 Diagrama de Cortocircuito – Fuente: propia

Se recopilan los datos principales obtenidos de todas las corrientes de falla en las diferentes barras del sistema.

Tabla 4-8 Resumen de cortocircuito para cada barra con reactor de neutro Fuente: propia

Punto de Cortocircuito	Potencia de CC		Intensidad de CC		Tension Base [kV]	Impedancia p,u,		
	Trifasico[M VA]	Monofasico[M VA]	Trifasico[kA]	Monofasico[kA]		Zthd	Zthi	Ztho+3zn
SE Chajari-Barra -1	699,65	391,02	12,24	6,84	33	0,0470	0,0470	0.189
SE Parque-Barra 0	676,64	387,30	11,84	6,78	33	0,0490	0,0490	0.188
Barra 1	598,78	400,31	10,48	7,00	33	0,0550	0,0550	0.177
Barra 2	584,48	391,86	10,23	6,86	33	0,0560	0,0560	0.179
Barra 3	27,47	53,03	0,48	0,93	33	1,202	1,202	0.202
Barra 4	552,26	373,19	9,66	6,53	33	0,0600	0,0600	0.183
Barra 5	-	-	-	-	33	-	-	-
Barra 6	543,15	359,64	9,50	6,29	33	0,0610	0,0610	0.189
Barra 7	-	-	-	-	33	-	-	-
Barra 8	475,13	341,17	8,31	5,97	33	0,0690	0,0690	0.19
Barra 9	-	-	-	-	33	-	-	-
Barra 10	435,85	329,79	7,63	5,77	33	0,0760	0,0760	0.192
Barra 11	13,26	26,64	0,23	0,466	33	2,4890	2,4890	0.215

Reducción de cortocircuito monofásico con reactor de neutro

Debido a que la intensidad de cortocircuito monofásico superaba ampliamente la capacidad de admisión de los conductores, se incorporó un reactor de neutro en el centro de estrella del transformador de potencia para reducir la corriente de cortocircuito trifásica un 66, se implementó en el transformador del lado de 33kV. Para esto se consideró el punto de mayor potencia de cortocircuito monofásico; es decir, la barra uno. Los cálculos auxiliares están expresados en el anexo.

Tabla 4-9 Parámetros reactor de neutro – Fuente: propia

DATOS TECNICOS PARA REACTOR DE NEUTRO	
Tensión Nominal	33 kV
Frecuencia Nominal	50 Hz
Conexión de Neutro del Sistema	Reactor en Centro de Estrella lado 33kV
Refrigeración	ONAN
Clase térmica	A (105°C)
Potencia continua (permanente)	21,92 MVA
Potencia en régimen de falla durante 10s	17,55 MVA
Corriente continua (permanente)	0,664 kA
Corriente de falla máxima admisible de neutro o termica	22,2 kA
El tiempo de régimen de falla	10 seg
Reactancia homopolar	2,052 Ω
BIL	350 kV
Máxima sobretemperatura del aceite durante falla (hot point)	65 °C
Máxima temperatura del aceite en servicio normal	55 °C
Material del bobinado	cobre

Transmisión

La Subestación Eléctrica ubicada en el mismo parque eólico elevará la tensión hasta 132 kV con el fin de realizar un transporte de la energía con bajas pérdidas. Se dimensiona con capacidad suficiente para admitir la potencia que pudiesen generar futuros parques eólicos en la zona o una ampliación de este. Se situará en el parque, en una zona óptima técnicamente.

La línea que transmitirá la energía desde esta Subestación se realizará a través de caminos rurales ya existentes, por 4.2km, hasta llegar a la subestación de Chajarí, la cual deberá ser reformada para permitir el ingreso de esta línea. El diseño de dicha reforma queda fuera de este proyecto.

Al sistema de simple barra de alta tensión de la Subestación del parque (132 kV) se conectan los equipos de operación, transformación, medida de energía eléctrica y tarificación.

El bobinado secundario del transformador de potencia será alimentado por un sistema de simple barra en 33 kV, desde la celda principal de la Subestación, compuesta por los módulos de llegada de las líneas colectoras.

Subestación del parque

La subestación elevadora cumplirá la función de llevar el nivel de tensión de 33 kV del Sistema Colector de Energía a los 132 kV, correspondientes al nodo de la central generadora: el nodo Chajarí. Estará equipada con un transformador de potencia de 30 / 30 / 20 MVA de tipo ONAN/ ONAF, con tensión primaria 132 kV, tensión secundaria 33 kV y tensión terciaria 13,2 kV. Incluirá todos los elementos necesarios para garantizar la desconexión de la Central Generadora de la Red de Enersa. La subestación elevadora se denominará SE Parque. En las siguientes secciones se presentan las características técnicas de los principales equipos eléctricos y sistemas de la instalación.



Figura 4-21 Vista aérea subestación del parque – Fuente: propia

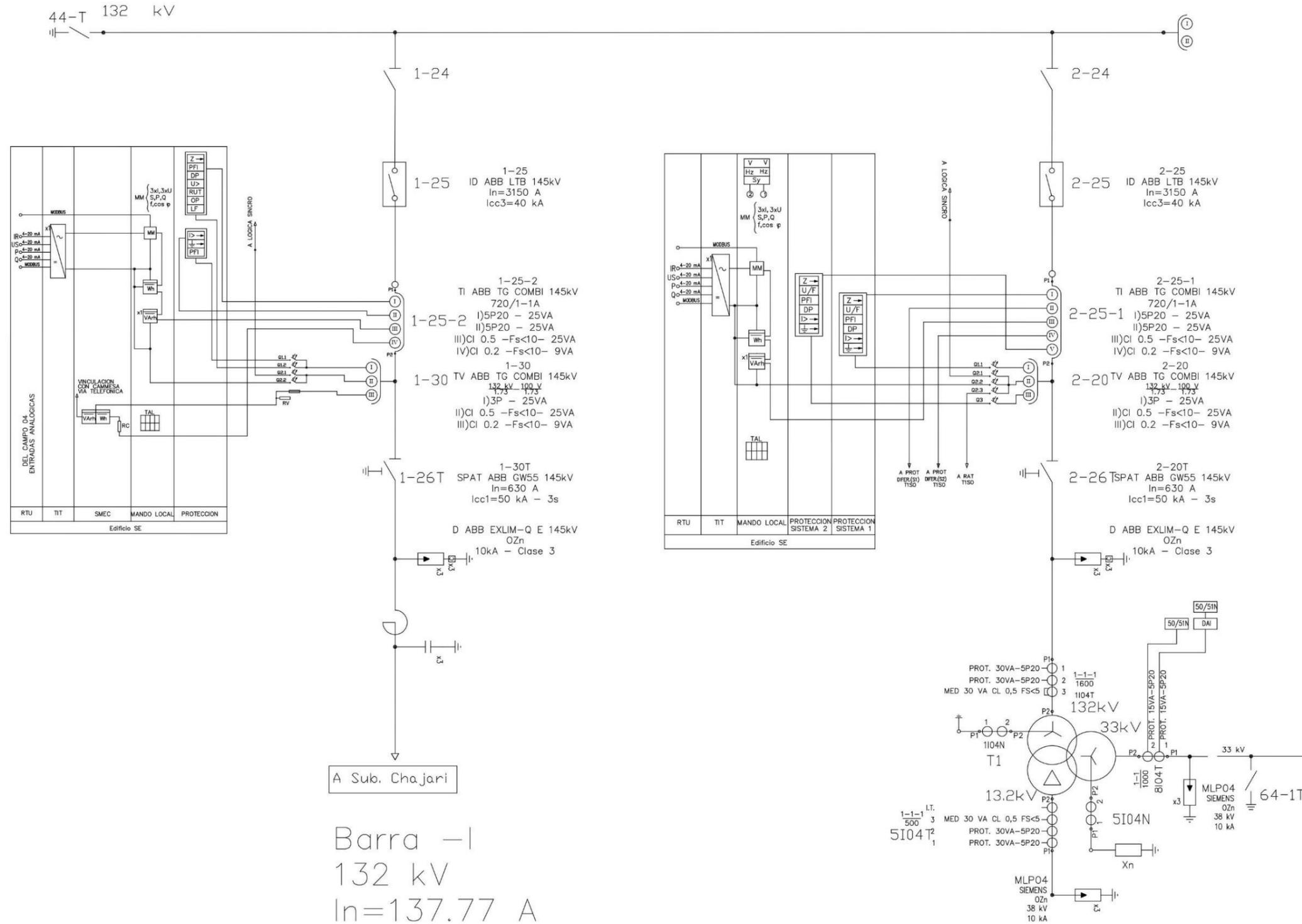
El plano SE Parque muestra los diagramas unifilares en 132 y 33 kV:

Barra 0 132 kV In=137.77 A Scc₃₃=676.64MVA

Campo PAT Barra 0

Tramo1 - Salida de Línea

Tramo2 - Transformación



Barra -1
132 kV
In=137.77 A
Scc₃₃=699.65MVA

Playa 132 kV SE

TRANSFORMADORES DE CORRIENTE - CAMPO DE LÍNEA 01						
CÓDIGO EQUIPO	1-25-2					
MARCA	ABB					
MODELO	TG COMBI-145					
U NOMINAL DE RED	132 kV					
U NOMINAL MÁXIMA DE RED	145 kV					
FRECUENCIA	50 Hz					
BIL	650 kV					
CORRIENTE NOMINAL	120%					
RANGO EXTENDIDO						
NÚCLEO	UTILIZACIÓN	PRESTACIÓN/Rb	CLASE	NÚCLEO	FACTOR LIM. PREC.	RELAC. DE TRANSFORMACIÓN
1	PROTECCIÓN	30 VA	5P		>20	
2	PROTECCIÓN	30 VA	5P		>20	600 - 900 A
3	MEDICIÓN	15 VA	0.5		< 10	1-1-1-1 A
4	SMEC	10 VA	0.2		< 10	

TRANSFORMADORES DE TENSION - CAMPO DE LÍNEA 01						
CÓDIGO EQUIPO	1-30					
MARCA	ABB					
MODELO	TG COMBI-145					
TIPO	INDUCTIVO					
U NOMINAL DE RED	132 kV					
U NOMINAL MÁXIMA DE RED	145 kV					
FRECUENCIA	50 Hz					
BIL	650 kV					
NÚCLEO	UTILIZACIÓN	PRESTACIÓN	CLASE	RELAC. DE TRANSFORMACIÓN		
1	PROTECCIÓN	30 VA	3P	132 / 0,1 - 0,1 - 0,1kV	1.73	1.73
2	MEDICIÓN	15 VA	0,5			
3	PROTECCIÓN	30 VA	3P			

INTERRUPTORES CAMPOS 01/02				SECCIONADORES	
CÓDIGO EQUIPO	1-25/2-25			CÓDIGO EQUIPO	44-1
MARCA	ABB				1-30T
MODELO	LTB 14501.3				2-20T
U NOMINAL DE RED	132 kV				44-11
U NOMINAL MÁXIMA DE RED	145 kV				
CORRIENTE NOMINAL	3150 A			MARCA	ABB
FRECUENCIA	50 Hz			MODELO	
BIL	650 kV			POSICIÓN DE MONTAJE	UNIPOLAR PAT
CORR. DE RUPTURA SIMÉTRICA	7.0 VA			U NOMINAL DE RED	132 kV
TIEMPO TOTAL DE APERTURA	30 ms			CORRIENTE CORTOCIRCUITO	50 kA - 3s
TIEMPO TOTAL DE CIERRE	60 ms			FRECUENCIA	50 Hz
TIPO DE OPERACIÓN	TRIPOLAR			BIL	650

PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR					
S1	ABB	REL 670	Z →	PROTECCIÓN DE IMPEDANCIA DE LÍNEA	
			U/F	PROTECCIÓN DE SOBRECARGA	
			PFI	PROTECCIÓN DE FALLA INTERRUPTOR	I _{nom} = 1 A
			DP	PROTECCIÓN DE DISCREPANCIA DE POLOS	I _{nom} = 110/1,73 V I _{nom} = 50 Hz
S2	ABB	REL 670	D →	PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL DE FASE	
			U →	PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL DE TIERRA	
			Z →	PROTECCIÓN DE IMPEDANCIA DE LÍNEA	
			U/F	PROTECCIÓN DE SOBRECARGA	

PROTECCIONES DE LINEAS					
ABB	REL 670	REL 670	Z →	PROTECCIÓN DE IMPEDANCIA DE LÍNEA	
			PFI	PROTECCIÓN DE FALLA INTERRUPTOR	
			DP	PROTECCIÓN DE DISCREPANCIA DE POLOS	I _{nom} = 1 A
			U →	PROTECCIÓN DE SOBRECARGA	I _{nom} = 110/1,73 V I _{nom} = 50 Hz
ABB	REX 521	REL 670	RUT	RECIBRE UNIPOLAR	
			OP	OSILO PERTURBOGRAFO	
			LF	LOCALIZADOR DE FALLAS	
			D →	PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL DE FASE	

PROTECCIÓN DE ACOPLADOR DE BARRAS DE 132 kV					
ABB	RET 670	REL 670	D →	PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASE	
			PFI	PROTECCIÓN DE FALLA INTERRUPTOR	I _{nom} = 1 A
			DP	PROTECCIÓN DE DISCREPANCIA DE POLOS	I _{nom} = 50 Hz
			Z →	PROTECCIÓN DE IMPEDANCIA	

REFERENCIAS			
RTU	UNIDAD TERMINAL REMOTA		
S1	SISTEMA 1 DE PROTECCION		
S2	SISTEMA 2 DE PROTECCION		
RAT	REGULADOR AUTOMATICO DE TENSION		
C	CONTADOR DE DESCARGA		
MM	MULTIMEDIDOR		
VS	VERIFICADOR DE SINCRONISMO		
CS	LLAVE DE SINCRONIZACION		
Z	PROTECCION DE DISTANCIA		

PARQUE EOLICO - E.R. - Ruta Nacional 14 - Km 325

Propiedad: NUEVOS VIENTOS S.A.

Unifilar SE

Dibujado por: Colman, Kevin Elian - Penco Facundo

Fecha: 10-08-2019

Plano: N° 1

Esc.: 1:1



Secciones de la subestación

La subestación estará emplazada en un predio de 81x80 m, ocupando un área total de 6.480 m². Sobre este predio deberán realizarse todos los trabajos de desmonte y terraplén necesarios para garantizar la nivelación del área de la subestación.

La subestación tendrá las siguientes secciones básicas:

- Sección de 132 kV.
- Sección de 33 kV.
- Sección de servicios auxiliares.
- Sección Sala de mando

Sección de 132 kV

La elevación del nivel de tensión se realizará mediante un transformador de 132/33/13,2 kV para uso continuo a la intemperie. El sistema de 132 kV también contará con transformadores de corriente y tensión del tipo combinado (en el mismo equipo) para medida y protección, descargadores de sobretensión que se instalarán junto a los bornes de Alta Tensión, interruptores aislado en SF₆ y juegos de seccionadores que cumplirán la función de aislar la Central generadora y los equipos de la estación de la red de Enersa para realizar maniobras y mantenimiento.



Figura 4-22 Vista lateral subestación parque – Fuente: propia

Características generales 132kV

- Nivel básico de aislación: 650 kV
- Nivel de aislamiento por maniobra: 230 kV
- Corriente térmica de cortocircuito ($I_{th}=icc3$ para $t=1s$): 12.3 kA
- Corriente dinámica de cortocircuito: 33.7 kA

Sección de 33 kV

La sección de 33 kV de acometida del parque, ubicada en el exterior, estará compuesta por un sistema de Celdas de Media tensión en configuración de simple barra. Se instalarán en total seis celdas de Media Tensión, de las cuales tres celdas corresponderán a la llegada de cables desde el Parque Eólico (circuitos del Sistema Colector de Energía), una celda será de salida al transformador de potencia de la Subestación, una celda de salida al transformador de servicios auxiliares y una celda destinada a la medición de tensión.

Todas las celdas estarán equipadas con interruptor automático con aislación en SF₆, transformadores de corriente para medida, protección y sistema de protección contra sobre corriente, sobre tensión, baja tensión y falla de interruptor. En las celdas de llegada de los cables desde el Sistema Colector se instalarán además todos los elementos necesarios para la medida de tensión, corriente, potencia activa y potencia reactiva.

Desde este conjunto de celdas se alimentará el transformador de potencia a través de una triple terna de cable subterráneo 3 x (3 x 240 mm²), seccionadores a cuchilla y un sistema de descargadores de sobretensión que cumplirán la función de proteger el transformador de potencia y el conductor de sobretensiones.

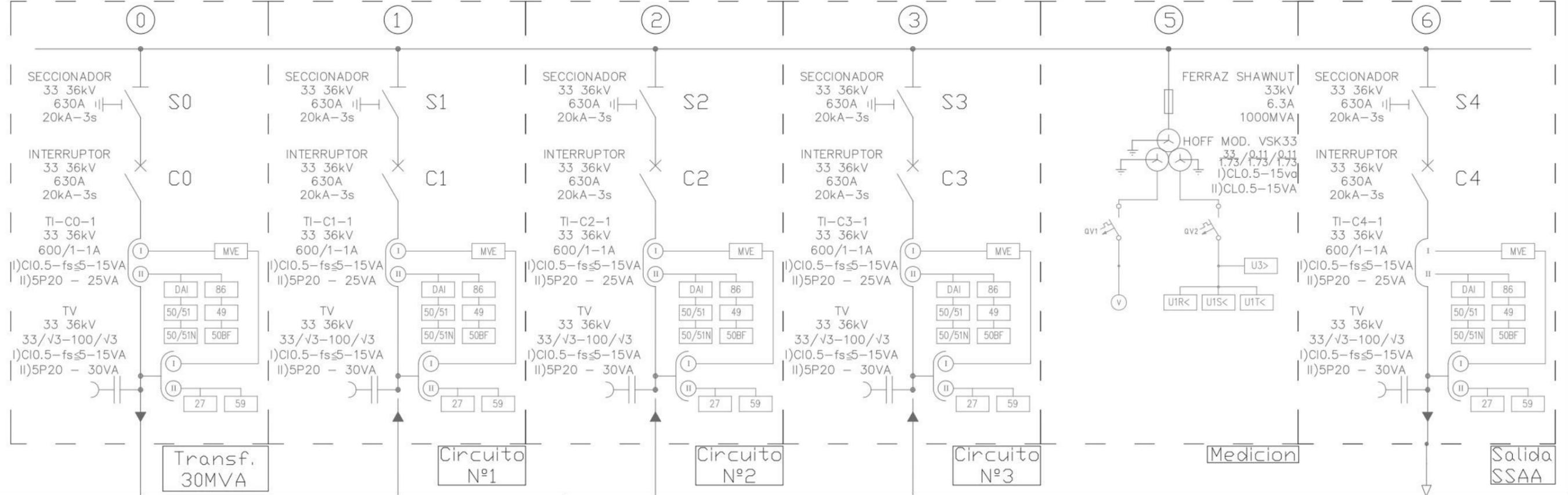
Características generales 33kV

- Nivel básico de aislación: 170 kV
- Nivel de sobretensión resistida a frecuencia industrial de corta duración: 70 kV
- Corriente térmica de cortocircuito ($I_{th}=icc3$ para $t=1s$): 10.5 kA

- Corriente dinámica de cortocircuito: 27.747 kA

La configuración adoptada de simple barra puede verse expresada en el plano de la celda colectora en 33kV expuesto a continuación.

Celda Transformación Celda Colectora Celda Colectora Celda Colectora Celda Medicion Celda SSAA



REFERENCIAS

- MVE MULTIMEDIDOR DE VARIABLES ELECTRICAS Schneider PM3200
- V VOLTIMETRO 50-330V +0.3% Schneider Cl. 0.5
- A AMPERIMETRO 0-1.2A +0.5% Schneider Cl. 0.5
- P VATIMETRO 0-00W Schneider Cl. 1
- q VATIMETRO 0-00VAR Schneider Cl. 2
- S VATIMETRO 0-00VA Schneider Cl. 1
- FP COFIMETRO 0.000-1 Schneider factor de potencia(verdadero)
- Hz FRECUENCIMETRO 40-70Hz Schneider Cl. 0.5
- kWh MEDIDOR DE ENERGIA ACTIVA 0-1x10¹²Wh CL.1
- kVarh MEDIDOR DE ENERGIA REACTIVA 0-1x10¹²VARh CL.2
- kVA MEDIDOR DE ENERGIA APARENTE 0-1x10¹²VAh CL.1
- THD MEDIDOR DE DISTORSION ARMÓNICA HC / H1 X 100 %

- DAI DETECTOR DE ARCO INTERNO
- 50/51 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE
- 50/51N PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE TIERRA
- 86 RELE DE DISPARO Y BLOQUEO
- 49 PROTECCION DE IMAGEN TERMICA
- 50FI PROTECCION DE FALLA DE INTERRUPTOR
- 27 RELE DE MINIMATENSIÓN
- 59 PROTECCION DE SOBRETENSIÓN
- U< RELE DE FALTA DE TENSIÓN
- U> RELE DE SOBRETENSIÓN
- V VOLTIMETRO

TRANSFORMADORES DE CORRIENTE - CELDA SE						
CÓDIGO EQUIPO	TI-C0-1/TI-C1-1/TI-C2-1/TI-C3-1/TI-C4-1					
MARCA	SCHNEIDER					
MODELO	RING TYPE IEC61869					
U NOMINAL DE RED	33 kV					
U NOMINAL MÁXIMA DE RED	36 kV					
FRECUENCIA	50 Hz					
BIL	170 kV					
CORRIENTE NOMINAL RANGO EXTENDIDO	120%					
NÚCLEO	UTILIZACIÓN	PRESTACIÓN/Rb	CLASE	NUCLEO	FACTOR LIM. PREC.	RELAC. DE TRANSFORMACIÓN
1	PROTECCIÓN	25 VA	5P		>20	600 A
2	MEDICIÓN	15 VA	0.5		< 5	1-1 A

INTERRUPTORES CAMPOS 01/02	
CÓDIGO EQUIPO	C0/C1/C2/C3/C4
MARCA	SCHNEIDER
MODELO	FLUSARC 36
U NOMINAL DE RED	33 kV
U NOMINAL MÁXIMA DE RED	36 kV
CORRIENTE NOMINAL	630 A
FRECUENCIA	50 Hz
BIL	170 kV
CORR. DE RUPTURA SIMÉTRICA	1.6 GVA
TIEMPO TOTAL DE APERTURA	60 ms
TIEMPO TOTAL DE CIERRE	60 ms
TIPO DE OPERACIÓN	TRIPOLAR

TRANSFORMADORES DE TENSIÓN - CELDA SE						
CÓDIGO EQUIPO	TV-C0-1/TV-C1-1/TV-C2-1/TV-C3-1/TV-C4-1					
MARCA	SCHNEIDER					
MODELO	CABLE CONNECTED TYPE IEC61869					
TIPO	INDUCTIVO					
U NOMINAL DE RED	33 kV					
U NOMINAL MÁXIMA DE RED	36 kV					
FRECUENCIA	50 Hz					
BIL	170 kV					
NÚCLEO	UTILIZACIÓN	PRESTACIÓN	CLASE	RELAC. DE TRANSFORMACIÓN		
1	PROTECCION	30 VA	3P	33 / 0.1 - 0.1 - 0.1kV		
2	MEDICION	15 VA	0.5	1.73/ 1.73 1.73 1.73		

SECCIONADORES	
CÓDIGO EQUIPO	S0/S1/S2/S3/S4
MARCA	SCHNEIDER
MODELO	FLUSARC 36
POSICIÓN DE MONTAJE	VERTICAL
U NOMINAL DE RED	33 kV
CORRIENTE CORTOCIRCUITO	20 KA - 3s
FRECUENCIA	50 Hz
BIL	170 kV

PARQUE EOLICO - E.R. - Ruta Nacional 14 - Km 325

Propiedad: NUEVOS VIENTOS S.A.

Celda 33kV SE

Dibujado por: Colman, Kevin Elian - Penco Facundo

Fecha: 10-08-2019 Plano: N° 1 Esc.: 1:20



Sección de servicios auxiliares

La energía necesaria a los servicios auxiliares será aportada desde la celda colectora de la SE en 33kV por un conductor subterráneo de aluminio 3 x (1 x 50 mm²) a través del transformador de servicios auxiliares de 160kVA. En el anexo pueden consultarse los cálculos tenidos en cuenta para la selección de equipos.

El esquema adoptado permite que, ante condiciones de ausencia de alimentación desde el transformador de SSAA, la energización de las cargas esenciales se realice mediante el grupo de emergencia, cumpliendo los automatismos y enclavamientos correspondientes entre los interruptores Q1, Q2 y Q3.

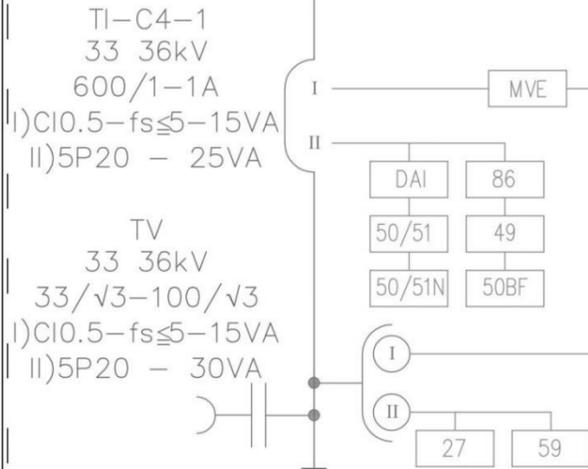
En los planos unifilares presentados a continuación se ilustra el esquema adoptado.

Celda SSAA

6

SECCIONADOR
33 36kV
630A
20kA-3s
S4

INTERRUPTOR
33 36kV
630A
20kA-3s
C4



Salida
SSAA

C.A.S 33kV
3(1x50)mm²-Al

0Zn
36 kV
10 kA

T. CZERWENY
33 +/- 2x2.5%
0.4-0.23 Kv
160kVA
DyN11 Xcc=4%

Tablero SSAA 8

INTERRUPTOR
0.4kV
400A
70kA
Q1

INTERRUPTOR
0.4kV
400A
70kA
Q2

INTERRUPTOR
0.4kV
400A
70kA
Q3

Carga
Esencial

Carga no
Esencial

BATERIAS
125 V
600A/h

Grupo Diesel

Carga CC

INTERRUPTORES BAJA TENSION

CÓDIGO EQUIPO	Q1/Q2/Q3
MARCA	TERASAKI
MODELO	TB2 H/400
U NOMINAL DE RED	380 V
U NOMINAL MÁXIMA DE RED	410 V
CORRIENTE NOMINAL	400 A
FRECUENCIA	50 Hz
BIL	8 kV
CORR. DE RUPTURA SIMÉTRICA	12 MVA
TIEMPO TOTAL DE APERTURA	60 ms
TIEMPO TOTAL DE CIERRE	60 ms
TIPO DE OPERACIÓN	TRIPOLAR

PARQUE EOLICO - E.R. - Ruta Nacional 14 - Km 325

Propiedad: NUEVOS VIENTOS S.A.

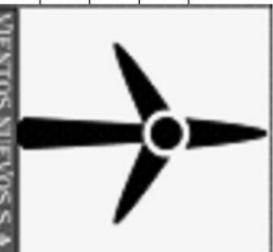
SSAA SE

Dibujado por: Colman, Kevin Elian - Penco Facundo

Fecha: 10-08-2019

Plano: Nº 1

Esc.: 1:1



Se busca cumplir con los requerimientos de energía que la subestación demanda para satisfacer distintas exigencias:

- Alimentaciones esenciales (que no pueden faltar sin comprometer el servicio).
- Alimentaciones de servicios no esenciales (que pueden faltar por tiempos largos sin afectar el servicio).

Para satisfacer estas necesidades, se adoptan distintas fuentes de alimentación:

- Corriente alterna de UPS (unidades de potencia no interrumpibles).
- Corriente continua segura de batería (fuente independiente de eventos externos).
- Grupo diésel de emergencias.

Los circuitos de los servicios auxiliares antes descritos tienen las siguientes características:

- Corriente alterna 380/220 V, frecuencia industrial.
- Corriente continua segura 125 V.
- Corriente continua para comunicaciones 48 V.

Corriente alterna 380/220 V

El consumo de corriente alterna de 380 / 220 V se divide en dos grupos:

Consumo esencial: estas cargas pueden quedar algún tiempo sin alimentación pero se consideran con máxima prioridad, ya que al no alimentarlas la situación rápidamente se transforma en crítica.

- Ventilación del transformador
- Regulación del transformador
- Cargadores de baterías
- Consumos no esenciales:
- Corriente alterna para servicios generales (iluminación, calefacción, fuerza motriz, tomacorrientes de playa, etc.)

SSAA en corriente continua 125V

El consumo de este sistema responde a las necesidades de las protecciones y el accionamiento de los equipos de maniobra.

Las baterías forman una parte importante de la ET, ya que tienen como función principal almacenar la energía que se utiliza en el disparo de los interruptores, por lo que deben hallarse siempre en óptimas condiciones de funcionamiento.

Las baterías adoptadas para el parque son ácidas (Pb-Ca). Los valores adoptados del banco son:

- 600 a/h
- 56 Vasos
- Vaso de 2,25v

Los límites de servicio de las baterías son de +/- 10% Un. El sistema tiene cargador de 60A de capacidad y tienen al banco continuamente en flote, entregando la energía de consumo desde el cargador.

El cargador es alimentado con 380Vca desde la barra de cargas esenciales.

Las salidas de distribución hacia los servicios que alimenta el banco son:

- Tensiones P1 y D1 de todos los campos
- Tensión de comando C1
- Tensión de alarma A1
- Tensión general G1

- Iluminación de emergencia playa, celdas y sala de mando
- Tensión DAG
- Alimentación de motores de interruptores
- Alimentación comando Transformador de Potencia
- Sistema supervisor RTU
- Tensión auxiliar de interruptores de BT y MT
- Comando tablero de MT y BT
- Señalización tablero BT y MT
- Alarma BT y MT
- Oscilador

SSAA en corriente continua 48V

La función principal de los servicios auxiliares de 48Vcc es alimentar de forma ininterrumpida a todos los equipos afectados a las comunicaciones en la S.E. Están formados por un banco de baterías y un cargador / rectificador. La batería va con su polo positivo (+), conectado a tierra.

El sistema se conecta en el tablero de servicios auxiliares de Corriente Alterna, de donde se alimenta el cargador / rectificador y energiza el tablero de Distribución de 48Vcc, desde donde se alimentan todos los equipos asociados.

Las alarmas de baja y alta tensión de baterías están configuradas en 46Vcc y 60Vcc respectivamente.

Armario 1: distribución 48Vcc.

Contiene todos los distribuidores a los equipos de comunicaciones y algunos cuadros de alarmas específicos como falla alimentación 125 Vcc.

Armario 2: protecciones 48 Vcc.

Contiene la llegada del banco, así como del cargador de batería y la salida hacia el tablero de distribución. En todos los casos está protegido por fusibles extraíbles conectados sobre el negativo.

Las baterías adoptadas para el parque son ácidas con electrolito gelificado marca Sonnenschein. Los valores adoptados del banco son:

- 300Ah
- 8 Vasos
- Vaso de 6V

Sección Sala de mando

Se presenta una disposición general con los equipos y servicios que componen la sala de mando y los SSAA de la Sub Estación, para después detallar sus parámetros.

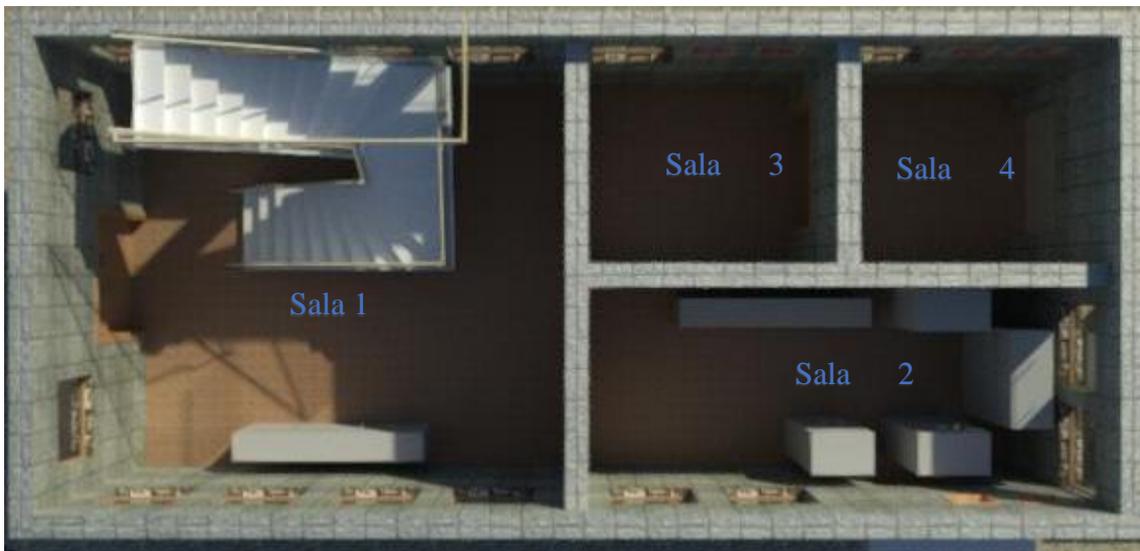


Figura 4-23 Planta baja sala de mando – Fuente: propia



figura 4-24 Planta alta sala de mando – Fuente: propia

Planta Baja

- Sala 1: consta de tablero general de distribución de baja tensión, de corriente alterna y continua, con módulos que controlan la iluminación interna y de emergencia del edificio, la iluminación de playa, la iluminación de emergencia de la playa y los tomacorrientes del edificio. Además, cuenta con las borneras fronteras, que son las encargadas de relacionar los cables externos provenientes de la playa con los cables internos que van a las protecciones y comandos, constituyendo un punto importante para mediciones.
- Sala 2: distribución de corriente alterna y corriente continua.
 - Armario 1: protección general de las baterías de 48 Vcc. Contiene la llegada del banco de batería, la llegada del cargador y las salidas.
 - Armario 2: distribución de 48Vcc. Desde aquí se alimentan los distintos equipos de comunicación de la estación.
 - Armario 3: cargador de batería de 48Vcc.

Armario 4: cargador de batería de 125Vcc.

Armario 5: tablero de servicios auxiliares de 125Vcc. Desde aquí salen las alimentaciones para los diferentes equipos de la estación.

Armario 6: tablero de servicios auxiliares de 380Vca. A él llegan las alimentaciones desde el transformador de servicios auxiliares y salen las alimentaciones generales para los diferentes equipos de la estación.

Armario 9: ondulator. Es una fuente de corriente alterna no interrumpible.

Armario 10: distribución del ondulator. Desde aquí se alimentan los diferentes equipos de la estación que requieren que el servicio sea no interrumpible, denominadas cargas esenciales.

- Sala 3: se encuentra el banco de baterías plomo-ácido de 48Vcc., utilizadas para el sistema de comunicación.
- Sala 4: en esta sala se halla el banco de batería plomo-ácido de 125Vcc, utilizado para los distintos equipos de la estación.

Planta Alta

Tramo 1 salida de línea: en este conjunto de armarios se encuentran protecciones de los equipos ubicados en la playa en el tramo 1. Está formado por:

- Campo 1-25 sistemas 1 y 2.
- Línea Parque Eólico-Chajarí sistema 1 y 2.

Tramo 2 transformador de potencia: son los armarios que contienen las protecciones de los equipos ubicados en la playa en el tramo 2. Está formado por:

- Campo TRANSFORMACIÓN: transformador 132/33/13.2 KV sistema 1 y2.
- Campo 2-25 sistemas 1 y2.

Generales, son los armarios formados por:

- Barra I: se encuentran las protecciones de sistema 1 y 2.
- Sincronizador: es el encargado de comparar las magnitudes al momento de realizar un acoplamiento en paralelo.
- Contadores de energía: en este armario se hallan los medidores, los cuales registran la energía que el Parque Eólico entrega al sistema. Además, los medidores digitales manejadas por CAMMESA.

Tablero de comando: son los armarios que contienen los instrumentos de magnitudes, cuadro de alarmas y un mímico de la estación, que a través de un SCADA permiten visualizar los estados de los diferentes equipos de la playa y operarlos.

Está formado por 4 armarios:

1-Tramo 1:

- Alarmas de equipos ubicados en tramo 1.
- Instrumentos de magnitudes de línea de Chajarí.

2-Ctl Gral.: se encuentran datos de las magnitudes para sincronizar y también alarmas.

3- Barra I 132 KV:

- Alarmas de equipos ubicados en barra 1.
- Instrumentos de magnitudes de barra1.

4-Tramo2:

- Alarmas de equipos ubicados en tramo 2.
- Instrumentos de magnitudes equipos ubicados en tramo 2.
- Alarmas del Transformador de Potencia del Parque.
- Instrumentos de magnitudes del Transformador de Potencia.

Armario de Media Tensión: contiene mímicos e instrumentos de medida de la entrada de media tensión desde el transformador de potencia, con sus interruptores de media tensión,

protecciones, señalizaciones de media y baja tensión. También, alarmas del transformador servicios auxiliares.

Registadores: en este armario encontramos el oscilo y registradores:

- Armario de Oscilo: registra las magnitudes eléctricas antes, durante y después de una falla en el sistema eléctrico. Brinda los datos a una PC que se encuentra anexa a él. En ella se puede observar tiempo, magnitudes, distancia.

Armario de alta frecuencia: en este se puede ver registrado el ingreso de una orden de protecciones desde la otra punta de la línea referida. Estas órdenes que llegan de las estaciones ligadas mandan abrir los interruptores correspondientes a través de una aceleración de estado.

- S1: protecciones en sistema 1 y 2 de la línea Chajarí.

Comunicaciones AF: estos armarios envían y reciben las comunicaciones, telefonía y tele acciones entre las diferentes estaciones ligadas.

Consola de operación: es el lugar donde se centraliza el control de comunicaciones, protocolización de eventos, actuación de protecciones, interpretación de oscilo, confirmación de operaciones, etc. El espacio cuenta con:

- Monitores de vigilancia del predio
- Monitor de información de energía suministrada por el Complejo del Parque
- Monitor de protocolización de alarmas
- Computadoras para trabajar en sistemas, informes de actuación de protecciones, levantar reportes de protocolización, etc.
- Monitor de información de los PLC de los interruptores de playa de la estación
- Teléfonos

Equipos lógicos: estos reciben y transmiten la información y órdenes de maniobra de los equipos. En este grupo están los armarios de transductores, borneras y RTU (Unidad Terminal Remota).

Selección y especificaciones para equipos e instalaciones

A continuación, se presentan las características principales y los criterios de elección para los siguientes equipos:

- Descargadores
- Seccionadores – Seccionadores de PAT
- Interruptores
- Transformadores de medida
- Transformador de potencia
- Celdas
- SSAA
- Malla de PAT
- Pórticos
- Soportes de equipos
- Barras

Descargadores

Se desea proteger el transformador de potencia, cables subterráneos y transformadores de medición, de sobretensiones ocasionadas por descargas atmosféricas. Se dimensionaron los correspondientes descargadores para ambos niveles de tensión.

Para el nivel de tensión de 33 kV, se va a omitir la verificación del margen de protección para sobretensiones del tipo maniobra no así para el nivel de 132 kV. Los cálculos se detallan en anexo.

Los descargadores de sobretensión instalados del lado de media tensión cumplirán la función de proteger el transformador de potencia, eliminando las posibles sobretensiones producto de descargas atmosféricas proveniente de los circuitos del parque.

Se instalarán 3 unidades (un descargador por fase) que deberán cumplir al menos con las siguientes características:

Tabla 4-10 Características descargadores 33 kV – Fuente: catálogo Abb

DATOS TECNICOS DESCARGADOR LADO 33KV	
Datos generales	
Marca	Abb Polim-D
Material	Oxido metalico
Tension nominal	33 kV
Tension residual (8/20µS)	77 kV
Tension residual para sobretension de origen atmosferico (1,2/50µS)	87,8 kV
Corriente nominal de descarga(8/20µS)	10 kA
Corriente de cortocircuito durante 0.2s	20 kA
Clase	I
Distancia de fuga	60 mm
Capacidad termica	3,6 kJ/kV
Norma de diseño	IEC 60099-4

Los descargadores de sobretensión instalados en la llegada de la línea de alta tensión cumplirán la función de proteger todos los equipos de playa. Eliminando las posibles sobretensiones producto de descargas atmosféricas, se instalará un descargador por fase. Deberán cumplir al menos con las siguientes características:

Tabla 4-11 Características descargadores 33 kV – Fuente: catálogo Abb

DATOS TECNICOS DESCARGADOR LADO 132KV	
Datos generales	
Marca	Abb Exlim-QE
Material	Oxido metalico
Tension nominal	132 kV
Tension residual (8/20µS)	254 kV
Tension residual para sobretension de origen atmosferico (1,2/50µS)	568 kV
Tension residual para sobretension de maniobra (30/60µS)	214 kV
Corriente nominal de descarga(8/20µS)	10 kA
Corriente de cortocircuito durante 0.2s	65 kA
Clase	III
Distancia de fuga	3685 mm
Capacidad termica	7,8 kJ/kV
Norma de diseño	IEC 60099-4

Seccionadores

Los seccionadores y seccionadores de puesta a tierra cumplirán la función de aislar la central generadora de la Red.

Proporcionan un corte visible que permite condiciones de trabajo seguro a través de la posibilidad de vincular a tierra las líneas de entrada y salida.

Son aptos para apertura en vacío, equipados con cuchillas principales con mando motorizado. Las cuchillas secundarias de puesta a tierra tendrán accionamiento manual. Los cálculos se encuentran en el anexo.

Estarán diseñados para funcionamiento a la intemperie. Deberán cumplir al menos con las siguientes características:

Tabla 4-12 Características seccionadores 132 kV – Fuente: catálogo Abb

DATOS TECNICOS SECCIONADOR PAT 132KV	
Datos generales	
Marca	Abb GW55
Tension nominal	145kV
Nivel Basico de aislacion al impulso atmosferico (1.2/50µs)	650 kV
Maxima sobretencion soportada a frecuencia industrial durante 1 min	275 kV
Corriente primaria nominal	3150 A
Cortocircuito trif. Soportado durante 4s	40 kA
Cortocircuito trif. dinamico de secc.	100 kA
Corriente nominal de secc. de PAT	630 A
Cortocircuito trif. secc. de PAT durante	50 kA
Cortocircuito dinamico soportado por secc. de PAT	125 kA
Normativa	IEC 62271-1

Interruptores

Se instalará un interruptor automático tripolar de apertura central, apto para funcionamiento continuo a la intemperie. Cumplirá la función de efectuar apertura tanto en condiciones normales de funcionamiento como luego de detectada una falta. La aislación será en SF6. Los cálculos se encuentran en el anexo.

Deberá cumplir al menos con las siguientes características:

Tabla 4-13 Características interruptores 132 kV – Fuente: catálogo Abb

DATOS TECNICOS INTERRUPTOR 132KV	
Datos generales	
Marca	Abb LTB145
Aislacion	SF6
Tension nominal	145kV
Nivel Basico de aislacion al impulso atmosferico (1.2/50µs)	650 kV
Maxima sobretencion soportada a frecuencia industrial durante 1 min	275 kV
Distancia minima flashover (arco)	1750 mm
Duracion maxima del cortocircuito	3 s
Tiempo mecanico de la operacion de cierre	60 ms
Tiempo mecanico de la operacion de apertura	30 ms
Corriente primaria nominal	3150 A
Cortocircuito trif. Soportado durante 3s	40 kA
Cortocircuito trif. dinamico de secc.	100 kA
Normativa	IEC 62271-100&108

Transformadores de medida

Se busca realizar la medición de parámetros de corriente y tensión para la estación transformadora del Parque Eólico, con el objetivo de alimentar equipos de medición, protección y facturación. Se seleccionarán transformadores combinados (TC) conformados por transformadores de intensidad (TI) y transformadores de tensión (TV) aislados en SF6. Con esta disposición, los dos transformadores se encuentran en el mismo equipo. Los cálculos se encuentran en el anexo.

Deberán cumplir al menos con las siguientes características:

Tabla 4-14 a) Características transformador combinado 132 kV – Fuente: catálogo Abb

DATOS TECNICOS TC 132KV	
Datos generales	
Marca	Abb TG COMBI
Aislacion	SF6
Tension nominal	145kV
Nivel Basico de aislacion al impulso atmosferico (1.2/50µs)	650 kV
Maxima sobretencion soportada a frecuencia industrial durante 1 min	275 kV
Distancia minima flashover (arco)	1184 mm
Normativa	IEC 60044-1

Tabla 4-15 b) Características núcleos TI transformador combinados 132 kV – Fuente: catálogo Abb

DATOS TECNICOS TC 132KV			
TI		NUCLEOS	
Nº de nucleos de corriente	3	Medicion	Clase 0.5 - Fs≤10 - 15 VA
Corriente primaria nominal	720 A	Proteccion	Clase 5P20 - 25 VA
Corriente secundaria nominal	1 A	Facturacion	Clase 0.2 - Fs≤10 - 9 VA
Factor de Sobrecorriente	1.2		
Factor Limite de Presicion	20		

Tabla 4-16 c) Características núcleos TV transformador combinado 132 kV – Fuente: catálogo Abb

DATOS TECNICOS TC 132KV			
TV		NUCLEOS	
Nº de nucleos de tension	3	Medicion	Clase 0.5 - Fs≤10 - 100 VA
Tension primaria nominal	132/1.73	Proteccion	Clase 3P - 150 VA
Tension secundaria nominal	100/1.73	Facturacion	Clase 0.2 - Fs≤10 - 50 VA
Relacion de transformacion	1.32		

Transformador de potencia

El transformador de potencia cumplirá la función de elevar el nivel de tensión desde el nivel de 33 kV del sistema colector a los 132 kV de conexión con la red de Enersa. Será un transformador trifásico apto para servicio continuo a la intemperie, con grupo de conexión

YN/yn0/d11, ONAN/ONAF, de 30/30/20 MVA. Deberá cumplir al menos con las siguientes características:

Tabla 4-17 Características transformador 30MVA – Fuente: catálogo Tadeo Czerweny

DATOS TECNICOS PARA TRANSFORMADOR DE POTENCIA 30M TADEO CZERWENY SA

Características constructivas	
Potencia nominal	30 / 30 / 20 MVA
Norma de fabricación	IEC 60076
Tipo de servicio	Continuo
Sistema de refrigeración	ONAN (0-70%) y ONAF (70-100%)
Tensiones nominales	132 / 33 / 13,2 kV
Bil	650 / 170 / 95 kV
Sil	275 kV/-/-
Rango de regulación en 132 kV (bajo carga)	132 ± 10 x 1,25 % kV
Rango de regulación en 33 kV (sin carga)	34,5 ± 2 x 2,5 % kV
Frecuencia	50 Hz
Grupo de conexión	YN/yn0/d11

Impedancia directas de cortocircuito entre arrollamientos (referidas al Primario)	
Xps	10,02%
Xpt	18,05%
Xst	6,22%

Impedancia homopolar de cortocircuito entre arrollamientos (referidas al Primario)	
Xo1	8,74%
Xo2	0,55%
Xo3	4,88%

Aislamiento	
Clase de aislamiento	A
Calentamiento promedio del aceite	≤ 60° C
Calentamiento promedio de los arrollamientos	≤ 65° C
Calentamiento máximo del aceite	≤ 105° C
Calentamiento máximo de los arrollamientos	≤ 120° C
Temperatura máxima del ambiente	45° C
Humedad relativa máxima (a 25 °C)	100%
Altitud máxima sobre el nivel del mar	100 m
Regulación en carga	Si
Nivel máximo de ruido (a 1 m de la cuba)	75 dB (A)
Tensión SS.AA	400/230V ± 10%
Tensión regulador	110 Vcc+17% -15% Vcc

Dimensiones y pesos	
Ancho	6,1 m
Largo	3,25 m
Altura	4,75 m
Peso total instalado	69000 kg
Peso total de aceite	34000 kg

Aceite mineral	
Resistencia dieléctrica (entre discos de diámetro 25 mm distanciados de 2.5 mm)	30.000 V
Punto de Fluidez mínimo	-40 °C
Punto de evaporación no inferior	132 °C
Punto de combustión, no inferior	148 °C
Peso total de aceite	34000 kg

Celdas de SE

El sistema de celdas de Media Tensión será de simple barra, constituido por celdas con aislamiento en SF6.

Las celdas estarán divididas de la siguiente manera:

- 3 celdas se utilizarán para recibir los circuitos provenientes del Sistema Colector de Energía
- 1 celda se utilizará para salida hacia el transformador elevador principal
- 1 celda se utilizará para la salida al transformador de servicios auxiliares
- 1 celda se utilizará para la medida de tensión

La celda de medida de tensión estará equipada con 2 transformadores de tensión de relación de transformación 33, clase de precisión 0,5-3P y potencia de precisión 5 VA - 20 VA. La protección de los transformadores se realizará mediante fusible de 5A.

El interruptor automático de las celdas será de tipo extraíble, lo que le permitirá cumplir la función de seccionamiento, efectuando un corte visible. También deberán estar equipadas con una puesta a tierra, la cual solo podrá accionarse si el seccionador se encuentra abierto (interruptor extraído). Los cálculos se encuentran en el anexo.

Todas las celdas utilizadas para entrada y salida de cables deberán cumplir al menos las siguientes características:

Tabla 4-18 Características grupo celda 33 kV – Fuente: catálogo Schneider

DATOS TECNICOS CELDA 33KV	
Datos generales	
Marca	Schneider Flusarc
Aislacion	SF6
Tension nominal	36 kV
Nivel Basico de aislacion al impulso atmosferico (1.2/50µs)	170 kV
Maxima sobretencion soportada a frecuencia industrial durante 1 min	70 kV
Distancia minima flashover (arco)	1750 mm
Duracion maxima del cortocircuito	3 s
Tiempo mecanico de la operacion de cierre	60 ms
Tiempo mecanico de la operacion de apertura	60 ms
Corriente primaria nominal	630 A
Corriente nominal de barra	1250 A
Cortocircuito trif. Soportado durante 3s	20 kA
Cortocircuito trif. dinamico de secc.	50 kA
Normativa	IEC 62271-100, 103&108

DATOS TECNICOS TC 33KV			
TI		NUCLEOS	
Nº de nucleos de corriente	2	Medicion	Clase 0.5 - Fs≤5 - 5 VA
Corriente primaria nominal	630 A	Proteccion	Clase 5P20 - 15 VA
Corriente secundaria nominal	1 A		
Factor de Sobrecorriente	1.2		
Factor Limite de Presicion	20		

DATOS TECNICOS TC 33KV			
TV		NUCLEOS	
Nº de nucleos de tension	2	Medicion	Clase 0.5 - Fs≤5 - 5VA
Tension primaria nominal	33kV/1.73	Proteccion	Clase 3P - 20 VA
Tension secundaria nominal	100V/1.73		
Relacion de transformacion	330		

Servicios auxiliares

El transformador de servicios auxiliares se alimentará directamente desde la barra de 33 kV, desde la celda 6 y será apto para funcionamiento continuo.

La potencia del transformador se obtiene de la suma de todas las cargas instaladas en baja tensión, afectándolas por el factor de simultaneidad.

El consumo de las cargas instaladas en BT se estima en 100 kW. Se adopta, por lo tanto, un transformador 33/0.400 kV; 160 kVA según IRAM 2250.

Cumplirá al menos con las siguientes características:

Tabla 4-19 Características transformador SSAA – Fuente: catálogo Tadeo Czerweny

DATOS TECNICOS PARA TRANSFORMADOR DE SSAA	
Datos generales	
Relacion	33000(+/-2*2,5%)/400 V
Potencia Nominal	160 kVA
Grupo de Conexión	Dyn11
Perdidas en Vacío	600 W
Perdidas en Corto Circuito	2800 W
Ucc	4%

Cargador 125V

Los sistemas de corriente continua se alimentarán mediante un banco de baterías de 125 Vcc, conformado por 56 baterías de Pb – Ca.

El cargador mantiene las baterías al nivel de carga nominal. Estos dispositivos son rectificadores estáticos que entregan la tensión de “flote” de la batería.

El rectificador es del tipo puente trifásico, con diodos de silicio y estabilización de la tensión de salida por medio de tiristores. El transformador de alimentación del puente es del tipo de aislación seca.

La tensión de salida deberá mantenerse constante, admitiéndose variaciones de +/-2% del valor estabilizado, para variaciones descarga entre 0 y 100 % de la corriente nominal, y con variaciones de tensión +10, -15 % y variaciones de frecuencia de la fuente de alimentación de corriente alterna de +/- 2%.

La corriente de salida deberá ser limitada automáticamente por los cargadores. Tal limitación se fija normalmente en el 100 % de la corriente nominal.

El cargador deberá permitir la carga de la batería en "flote" y "fondo". La conmutación de modos de carga se deberá poder hacer en modo manual y automático.

Con el cargador en "automático", la posición de carga habitual es en "flote" y se pasará automáticamente a "fondo" por baja tensión de batería o luego de una falta de tensión de entrada.

Completa la carga de la batería, se retornará automáticamente a "flote". La duración de la carga a fondo es controlada por un temporizador ajustable.

En la alimentación a la carga, el cargador deberá estar dotado de filtros para mantener el ondeo residual (ripple) dentro de los siguientes valores indicativos:

- Con batería conectada: 2 % eficaz
- Con batería desconectada: 5 % eficaz

También deberán preverse en el cargador dispositivos adecuados para que, cualquiera sea la condición de carga de la batería, la tensión del consumo se mantenga dentro de los límites +/- 10 % de su valor nominal, 125V, valor estabilizado.

En caso de baja tensión en el cargador, deberá evitarse la descarga de la batería sobre aquel.

- Carga a fondo: en esta condición el banco de baterías no tiene carga o ha alcanzado el estado mínimo de carga admisible, caracterizado por la tensión mínima de funcionamiento seguro. Este modo de carga implica máxima corriente de carga (valor ajustable desde 0 a 100% I_n), generalmente a un 100% de I_n e implica mantener una tensión constante máxima en bornes del banco de baterías.

Este valor máximo de tensión depende del tipo de celdas. Para nuestro caso, Pb-ácido es de 2,25 V por celda. Con este modo de carga se pretende alcanzar rápidamente la tensión nominal del sistema.

- Carga a flote: el banco de baterías tiene una tensión en bornes superior a la nominal del sistema y, por lo tanto, recibe una intensidad de corriente desde el cargador que permite mantener el sistema en esas condiciones con el estado de carga actual. Generalmente, se diseña para mantener la tensión un 10% por encima de la tensión nominal del sistema y serían valores típicos 2,475 V por celda.

Cargador 48V

Se adopta cargador 48V60AAC.

El cargador consiste en un rectificador con un único transformador trifásico y un puente de 6 tiristores. Posee un sistema de control y comando totalmente digital. El régimen de carga puede ser automático o manual.

La configuración permite entregar una tensión de flote de 54 Vcc, una corriente máxima de ecualización de 60 A. Tiene un programa para que el paso a flote sea con una corriente de 10 A y una tensión de 48Vcc. Las alarmas de baja y alta tensión de baterías se configuran en 46Vcc y 60Vcc respectivamente.

Este cargador se alimenta desde el Tablero de Servicios Auxiliares de Corriente Alterna del lado de Servicios Esenciales con una tensión de 380 Vca.

Unidad de Potencia no Interrumpible

Es un ondulator que funciona con una entrada de 380 Vca de servicios auxiliares y otra de 125 Vcc. Mantiene siempre una salida de tensión alterna 220 V segura. Alimenta el protocolizador de eventos, la pc SCADA, computadora, telefonía IP, PLCs, ETC.

Las características del oscilador son:

Tabla 4-20 Características oscilador – Fuente: Catalogo Weitingen

DATOS TECNICOS PARA OSCILADOR	
Datos generales	
Modelo	Weitingen
Entrada	380Vac/7.3A
Salida	125 Vcc/16,5A
Potencia	1,6 kVA
Frecuencia	50 Hz

Grupo diésel

En caso de falta de la media tensión para alimentar SSAA., se conecta a la barra de cargas esenciales, suministrando 380 Vca.

El grupo se ubicará en una unidad fija exterior a la sala de mando, con capacidad de trabajar a la intemperie. Constará con sistema de conexión automático ante la detección de ausencia de tensión, así como sistemas de control para mantener las condiciones deseadas de tensión y frecuencia.

Las características mínimas requeridas serán:

Tabla 4-21 Características generador de emergencias – Fuente: catálogo Fenk-Iveco

DATOS TECNICOS GENERADOR FENK-IVECO	
Datos Motor	
Potencia nominal	138 kW
Velocidad nominal	1800 rpm
Numero de cilindros	6
Disposición de cilindros	En linea
Valculas por cilindro	2
Ciclo de motor	Diesel 4 tiempos
Sistema de inyeccion	Directo
Sistema de aspiracion	Turbocompresor

Datos Generador	
Frecuencia	50 Hz
Voltaje	400V
Potencia nominal	130 kVA
	104 kW
Regulacion	± 1% con cualquier factor de potencia y variaciones entre - 5%/+30%
Clase de aislacion	H
Sistema de excitacion	Sin escobillas
Rotor	Jaula de amortiguacion
Sobrecarga admitida	110% potencia nominal (1 hora cada 6 horas)

Malla de PAT

Se busca un diseño del sistema de puesta a tierra que cumpla con 2 premisas:

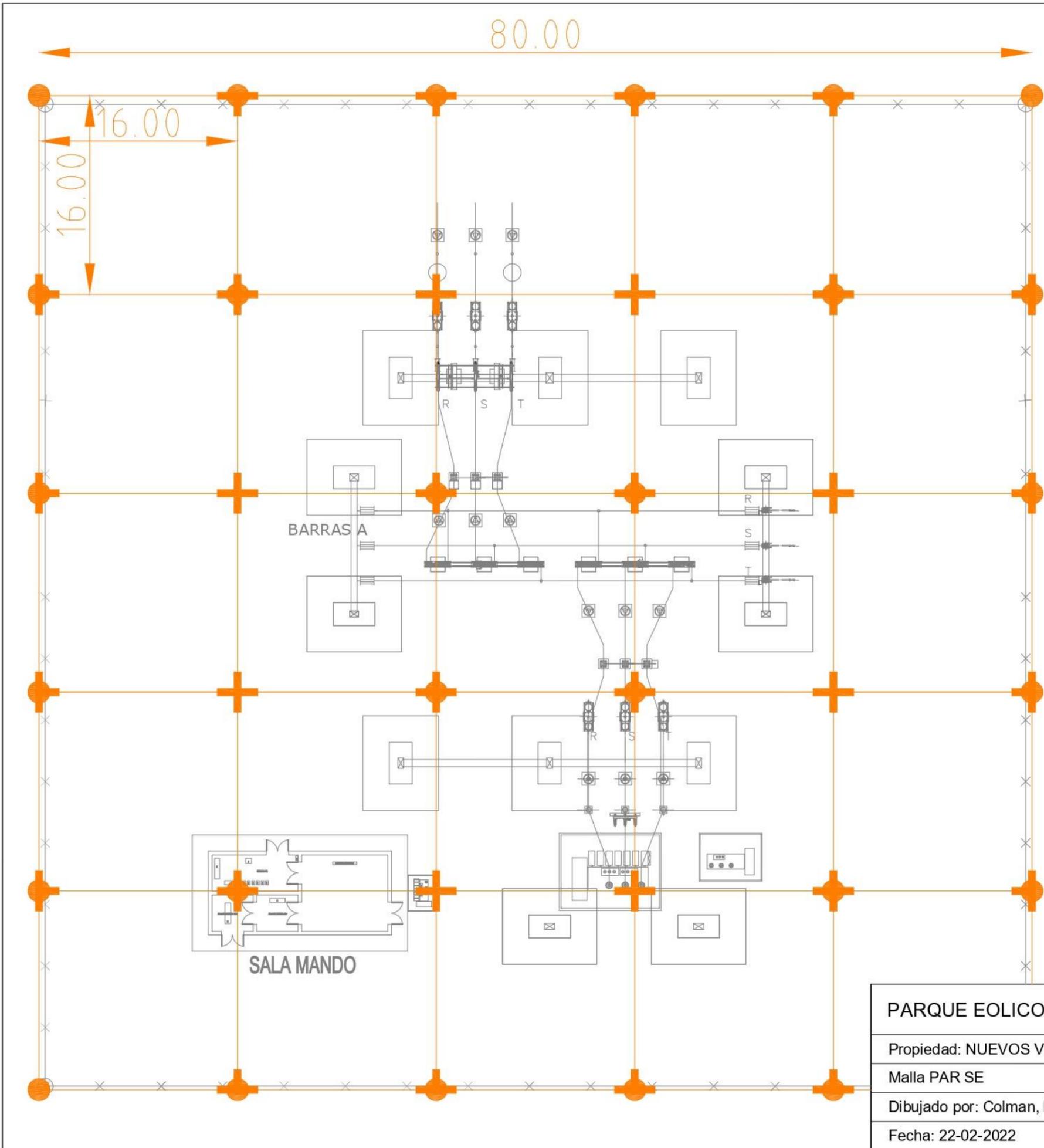
- Proveer un medio para descargar las corrientes a tierra, bajo condiciones normales de operación o incluso en falla, sin exceder los límites operativos de los equipos o afectar la continuidad del servicio.
- Asegurar que las personas en las proximidades de la instalación no estén expuestas a peligro de choque eléctrico.

Se buscó un diseño básico de la malla de puesta a tierra para la subestación y así, definir los límites en cuanto a la diferencia de potencial que pueda existir en la subestación bajo condiciones de falla, que puedan afectar al cuerpo humano.

La malla de tierra tendrá 80 m a lo largo y ancho de la subestación, abarcando así el alambrado del predio que también estará conectado a la malla para evitar potenciales peligrosos sobre este.

La cuadrícula de la malla de 16 m de lado, compuesta por un conductor de cobre electrolítico duro de 7 hilos de 95 mm² de sección enterrados en zanjas a 1.5 m de

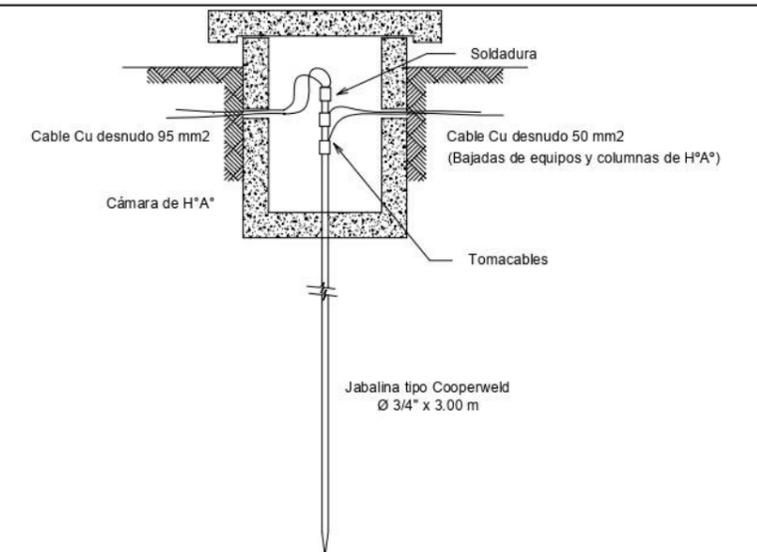
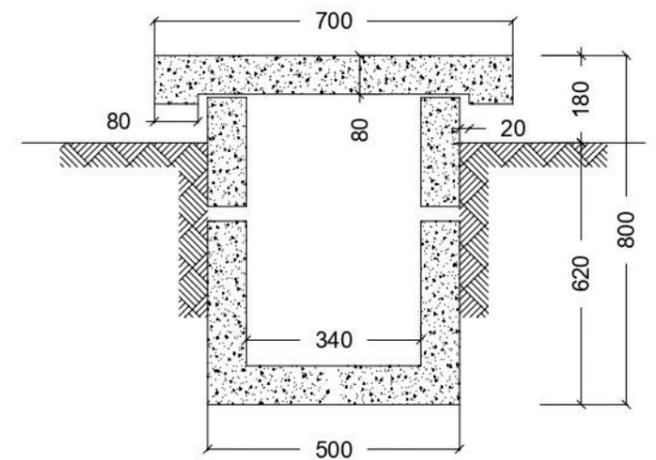
profundidad. Las uniones y bajadas deberán ser realizadas a través de soldaduras cupro - aluminotérmicas en moldes apropiados (X, T, empalmes, etc.), como muestra la figura a continuación.



REFERENCIAS

- +** Uniones en cruz 95x95
Cantidad: 16
- T** Uniones en T 95/95
(Cantidad: 16)
- Cámara y jabalina de 1/2" x 3 m
Cantidad: 16
- Cable de Cu 95 mm² (19 hilos)

CAMARA DE INSPECCION



PARQUE EOLICO - E.R. - Ruta Nacional 14 - Km 325

Propiedad: NUEVOS VIENTOS S.A.

Malla PAR SE

Dibujado por: Colman, Kevin Elian - Penco Facundo

Fecha: 22-02-2022

Plano: N° 1

Esc.: 3:1



Se utilizarán en total 28 jabalinas distribuidas en la periferia de la malla y en el interior de manera de ecualizar el voltaje de la malla. Serán de acero de alta resistencia, recubierto de una capa de cobre aplicada electrolíticamente de un espesor no menor de 2,5 mm, con un diámetro exterior mínimo de 19 mm y una longitud de 3000 mm en un solo tramo.

Las líneas de tierra de la malla (unión entre la malla y el morseto al pie de la estructura) serán de cobre electrolítico duro, 19 hilos y 2 x 50 mm² de sección, hasta la soldadura al cable de la malla.

Las líneas colectoras (Bajadas) serán de cobre electrolítico duro, 19 hilos y 2 x 50 mm² de sección y las líneas de tierra se le unirán por medio de morsetos bifilares.

Las líneas de tierra tendrán en un extremo terminales de cobre, fijados por compresión o indentación a través de morsetería de bronce, con bulones, tuercas, arandelas planas y elásticas cadmiadas. Se vincularán entre sí y con la masa del equipo que deben poner a tierra.

Parámetros de la malla de PAT

Las características mínimas requeridas serán:

Tabla 4-22 Características malla puesta a tierra de la SE – Fuente: propia.

DATOS TECNICOS PARA MALLA DE PAT	
Datos del terreno	
Resistividad del terreno	50 Ωm
Resistividad de la capa superior	2500 Ωm
Espesor de la capa superior	0.15 m
Tensiones de paso y contacto	
Tiempo de exposición a la corriente en el cuerpo	0.1 s
Magnitud rms máxima de la corriente a través del cuerpo	0,367 A
Tensión de paso máxima admisible	4136 V
Tensión de contacto máxima admisible	1310 V
GPR Maximo gradiente de potencial	1997 V
Tension de malla	546 V
Tension de paso	151 V
Parametros de Malla	
Profundidad de la malla	1.5 m
Longitud del lado de la cuadrícula	16 m
Número de jabalinas	28
Longitud de la jabalina 3/4"	3 m
Longitud total de conductor enterrado	1044 m
Resistencia total de PAT	0.285 Ω

Los cálculos detallados utilizados pueden encontrarse en el anexo.

Pórticos

Para las estructuras de acometida de línea como también para soporte de barra en la playa de 132kV, se adoptó una estructura tipo pórtico formada por una viga que es soportada en ambos extremos, por un par de postes que están unidos entre sí por vínculos. La viga es la encargada de transmitir los esfuerzos de los conductores a través de los postes a las fundaciones, como se detalla en los cálculos anexos.

Todas las estructuras serán de hormigón armado centrifugado o pretensado.

Para el cálculo mecánico, además del peso propio y el viento sobre la estructura, deberán tomarse en cuenta las siguientes sollicitaciones:

- Cargas estáticas: peso del haz de conductores, cadenas de retención, distanciadores rígidos, bajadas de conexión con distanciadores.
- Cargas dinámicas durante la operación: esfuerzos de cortocircuito.
- Cargas de viento máximo sobre los conductores y accesorios.

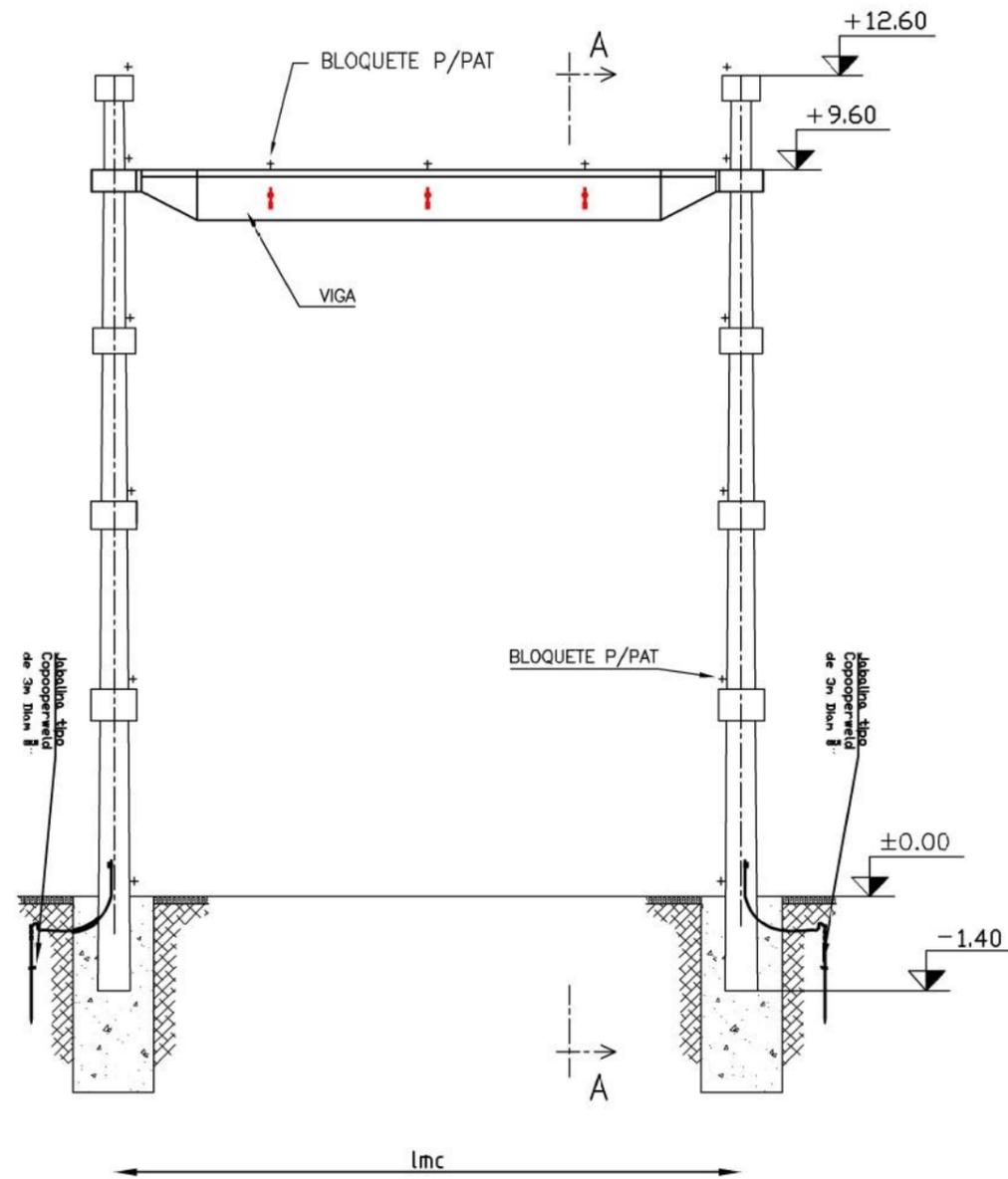
Para las hipótesis de carga en el diseño de las estructuras aporticadas se utilizaron las condiciones establecidas en la reglamentación para estaciones transformadoras AEA95402 y la reglamentación de líneas aéreas exteriores de MT y AT AEA95301. Es decir, cargas de servicio, cargas de construcción, mantenimiento y cargas de contención de falla.

Parámetros de Pórtico de acometida de línea

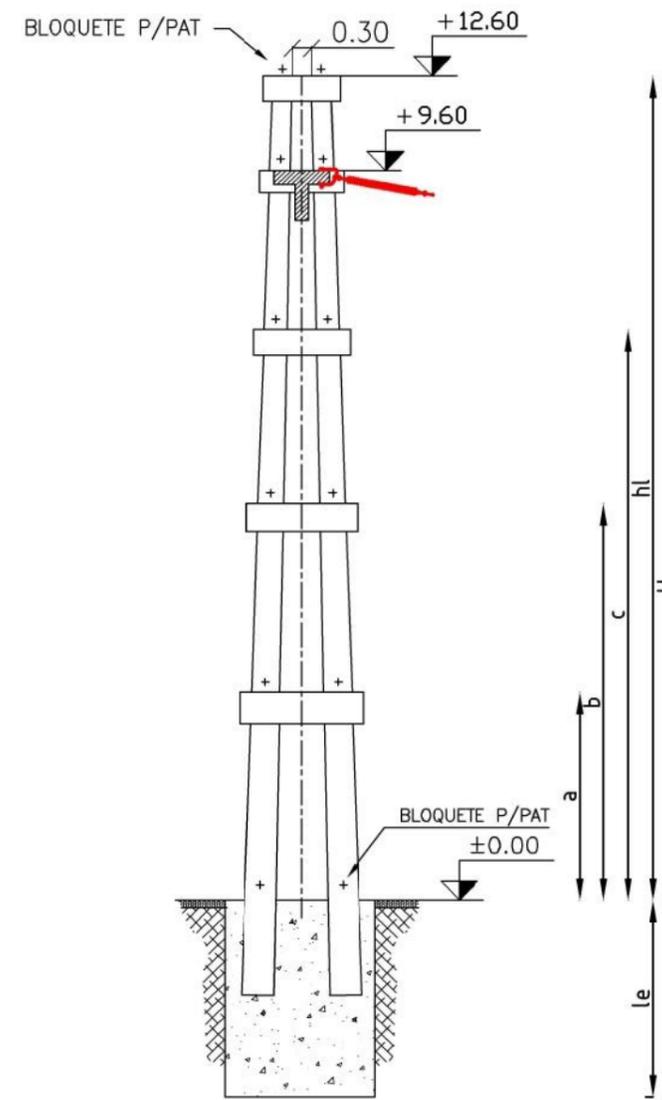
Tabla 4-23 Parámetros de pórtico de acometida de línea – Fuente: propia.

DATOS TECNICOS PARA PORTICO ACOMETIDA	
Datos estructura	
Largo del vano de acometida (real 25m)	140 m
Largo transversal de la barra	10 m
Distancia entre fases	2,5 m
Distancia desde el suelo al cond	9,6 m
Distancia desde el suelo al hg	12,6 m
Distancia total del poste	14 m
Vinculos	4
Poste	
Numero de postes	2
Resistencia del poste	2400 daN
Peso poste	2530 daN
Diametro menor	0,28 m
Diametro mayor	0,475 m
Viga perfil T	
Ala	0,5 m
Alma	0,45 m
Espesor	0,12 m
Peso viga	2425 daN
Longitud	10 m
Fundacion	
Eje longitudinal	3,5 m
Eje transversal	3 m
Profundidad de la base	3 m
Empotramiento	1,4 m
Peso fundacion	71309 daN

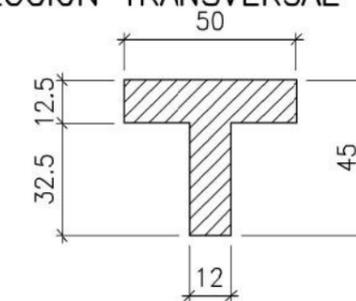
PORTICO DE ACOMETIDA



CORTE A-A



SECCION TRANSVERSAL DE VIGA



Tipo Estructura	Poste							Aislador la (m)	Mensula	
	H (m)	σ (daN)	hl (m)	le (m)	a (m)	b (m)	c (m)		lmc (m)	lmhg (m)
PÓRTICO	14.00	1500	12.60	2.4	2.50	5.00	8.00	1.80	10.00	0.60

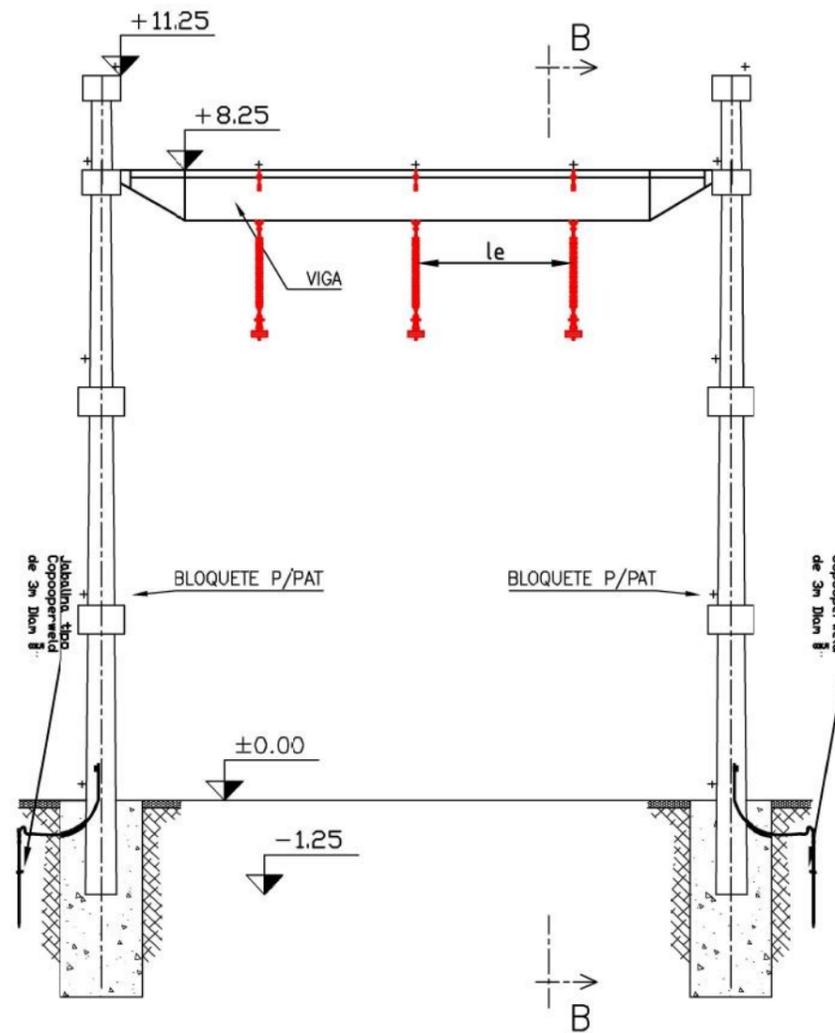
PARQUE EOLICO - E.R. - Ruta Nacional 14 - Km 325			 VIENTOS NUEVOS S.A.
Propiedad: NUEVOS VIENTOS S.A.			
Estructura de Pórtico Acometida			
Dibujado por: Colman, Kevin Elian - Penco Facundo			
Fecha: 14-12-2021	Plano: N° 1	Esc.: 1:100	

Parámetros de Pórtico de barra

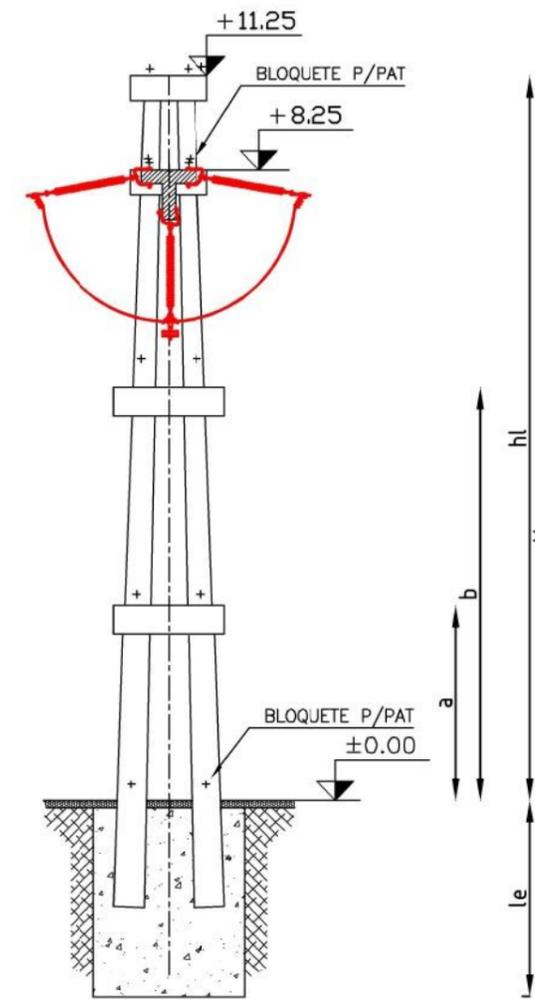
Tabla 4-24 Parámetros de pórtico de barra – Fuente: propia.

DATOS TECNICOS PARA PORTICO BARRA	
Datos estructura	
Largo del vano	50 m
Largo transversal de la barra	10 m
Distancia entre fases	2,5 m
Distancia desde el suelo al cond	8,25 m
Distancia desde el suelo al hg	11,25 m
Distancia total del poste	12,5 m
Vinculos	2
Poste	
Numero de postes	2
Resistencia del poste	1350 daN
Peso poste	1700 daN
Diametro menor	0,24 m
Diametro mayor	0,42 m
Viga perfil T	
Ala	0,5 m
Alma	0,45 m
Espesor	0,12 m
Peso viga	2425 daN
Longitud	10 m
Fundacion	
Eje longitudinal	2,4 m
Eje transversal	3 m
Profundidad de la base	2,4 m
Empotramiento	1,25 m
Peso fundacion	38947 daN

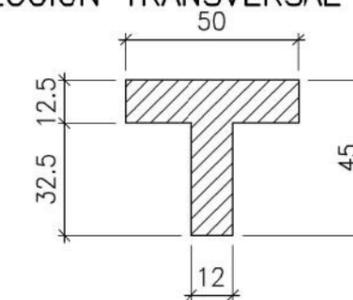
PÓRICO DE BARRA



CORTE B-B



SECCION TRANSVERSAL DE VIGA



Tipo Estructura	Poste						Aislador			Mensula		
	H (m)	σ (daN)	hl (m)	le (m)	a (m)	b (m)	la (m)	lmc (m)	lnhg (m)			
RR	12.50	750	8.25	2.4	2.9	5.5	1.80	10.00	0.60			

PARQUE EOLICO - E.R. - Ruta Nacional 14 - Km 325

Propiedad: NUEVOS VIENTOS S.A.

Estructura de Pórtico Barra

Dibujado por: Colman, Kevin Elian - Penco Facundo

Fecha: 14-12-2021

Plano: N° 1

Esc.: 1:100



NUEVOS VIENTOS S.A.

Soportes de equipos

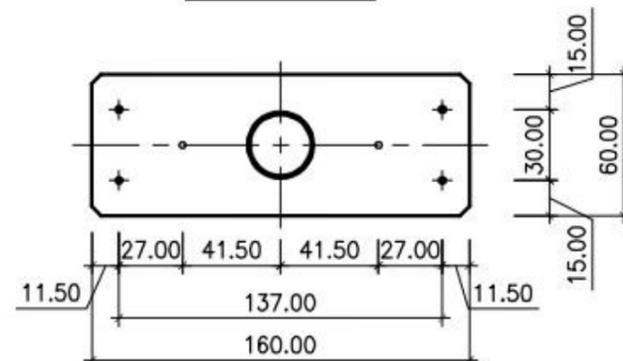
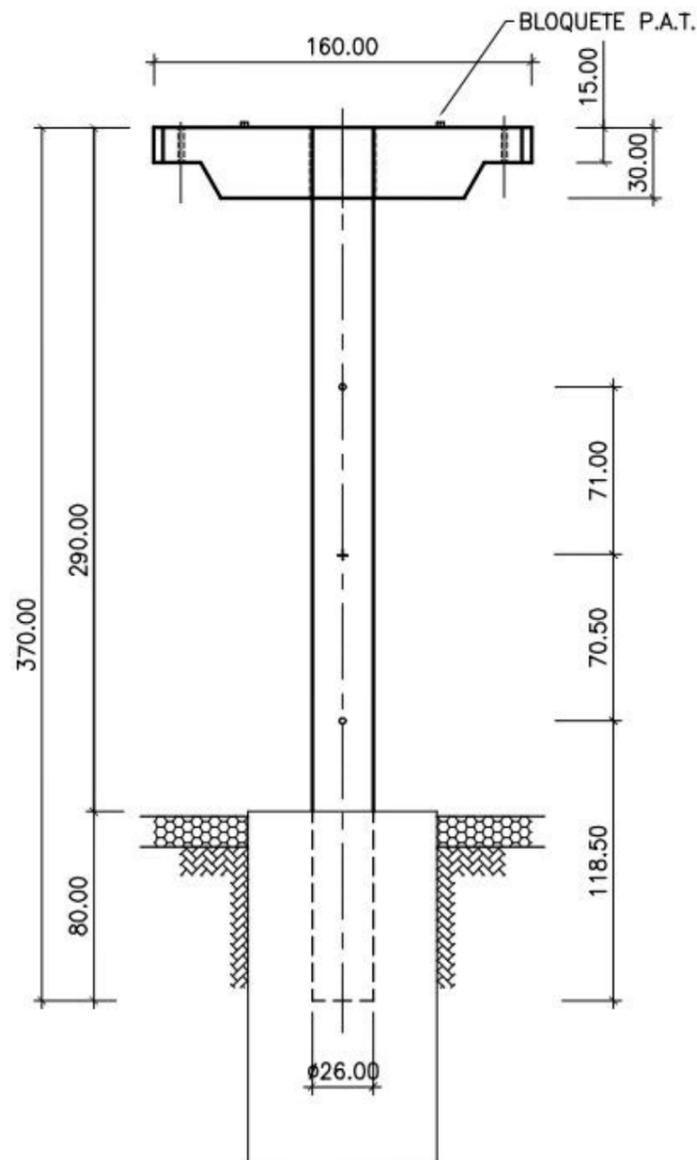
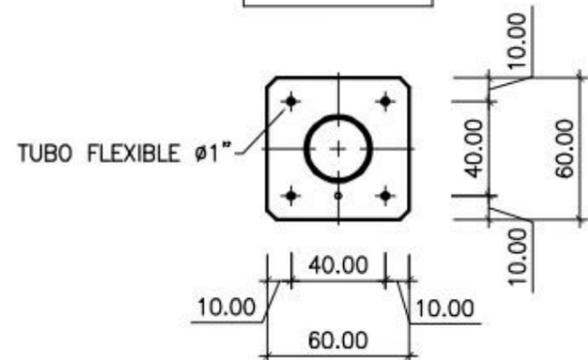
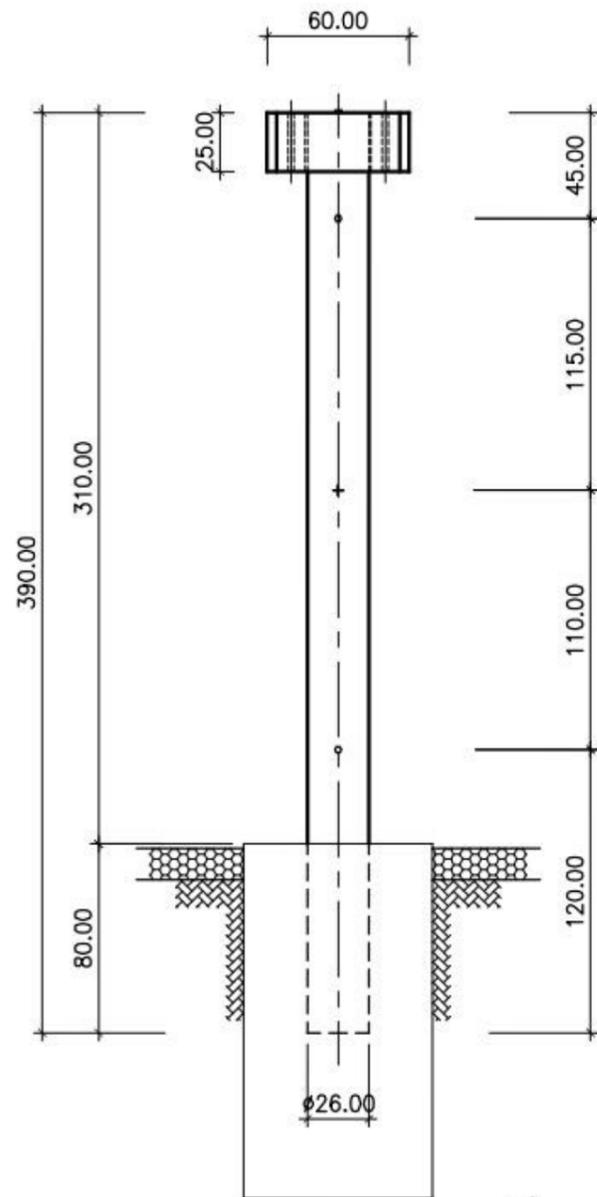
Al igual que los pórticos, los soportes de equipos se dimensionaron para los esfuerzos mecánicos de cortocircuito máximo calculado para el diseño general de la estación. Además del peso propio y el viento sobre la estructura. Las cargas de viento serán calculadas siguiendo la norma AEA95301.

Una condición para el dimensionamiento en las estructuras soporte de equipos será las exigencias de operación del equipo. En los seccionadores de tipo horizontal, la estructura soporte deberá tener un arriostamiento horizontal para garantizar la correcta conexión de los contactos. Los soportes para equipos como las ménsulas en instalaciones de 132 kV, serán de hormigón centrifugado o pretensado.

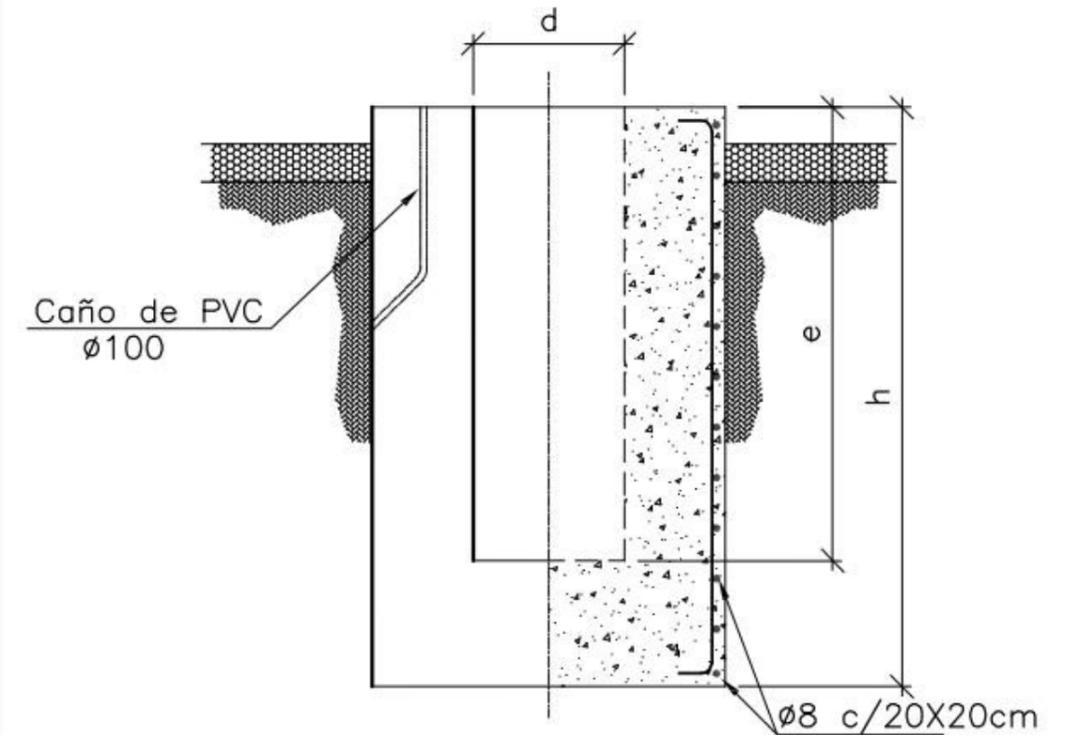
Debido a la variedad de equipos y dimensiones, la estación constará con dos tipos de soportes que varían en su altura, tipo de ménsula y fundación.

SOPORTE DESCARGADORES,
AISLADORES,
TCs Y TC DE BARRA
CANTIDAD 6+6+6+1=19

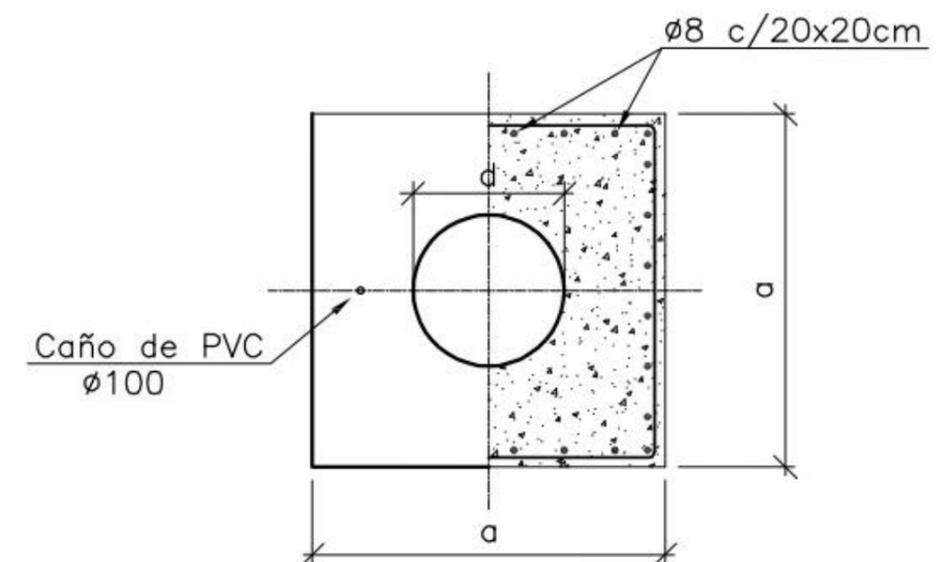
SOPORTE
SECCIONADORES.E
INTERRUPTORES
CANTIDAD 9+6=15



FUNDACION SOPORTE DE EQUIPOS



VISTA LATERAL



VISTA EN PLANTA

PARQUE EOLICO - E.R. - Ruta Nacional 14 - Km 325

Propiedad: NUEVOS VIENTOS S.A.

Soporte de Equipos

Dibujado por: Colman, Kevin Elian - Penco Facundo

Fecha: 30-01-2022

Plano: N° 1

Esc.: 1:30



NUEVOS VIENTOS S.A.

Barras

La subestación cuenta con 3 secciones de barras, como se muestra en el plano de planta: la barras principales o barras A, las barras del campo de transformación y las barras del campo de acometida. Para la primera se utilizó conductor flexible de aluminio/acero mientras que para los dos restantes se optó por conductores anulares rígidos de aluminio.

El diseño del sistema de barras se realizó en base a la norma IRAM 2359 – Parte 2.

En primer lugar, se seleccionaron las barras según la corriente nominal y se las afectó por factores de compensación hasta llegar a las condiciones requeridas de trabajo.

Para todas las barras del parque se tomó como temperatura media del aire circundante 40°C en un lapso de 24hs y como temperatura máxima 90°C. Es el valor límite que puede alcanzar sin deteriorar a los soportes y aisladores en contacto con las barras.

Se verificaron las barras por solicitaciones de cortocircuito y la influencia a los aisladores, soportes y pórticos. Estos esfuerzos dependen de las disposiciones espaciales de las barras, soportes y la máxima intensidad de cortocircuito.

Para realizar la verificación mecánica, se utiliza la norma IRAM 2358 (Corrientes de Cortocircuito - Métodos para el cálculo de sus efectos). Al no ser constante la separación de los apoyos, se dividió y estudió la barra en sectores.

Parámetros de barras

Tabla 4-25 Parámetros de Barras – Fuente: propia.

DATOS TECNICOS PARA BARRAS 132kV	
Barras Principales	
Largo del vano	30 m
Tipo de conductor	Masizo 240/40
Materialidad	Al-Ac
Seccion	282,5 mm ²
Corriente nominal	645 A
Separacion entre conductores	2,5 m
Barras Campo Transformación	
Largo del vano	23 m
Tipo de conductor	Anular 20/4
Materialidad	Al
Seccion	201 mm ²
Corriente nominal	472 A
Separacion entre conductores	2,5 m
Barras Campo de Linea	
Largo del vano	23 m
Tipo de conductor	Anular 40/3
Materialidad	Al
Seccion	349 mm ²
Corriente nominal	750 A
Separacion entre conductores	2,5 m

Distancias mínimas

Es necesario asegurar la capacidad dieléctrica para resistir las tensiones de impulso; con lo cual, se consideran las distancias mínimas, dirigidas solamente a los requerimientos de la coordinación de aislación.

Los requerimientos de seguridad pueden tener como resultado distancias sustancialmente mayores.

Para este caso en particular, se tomó la recomendación de la reglamentación para estaciones transformadoras AEA95402:

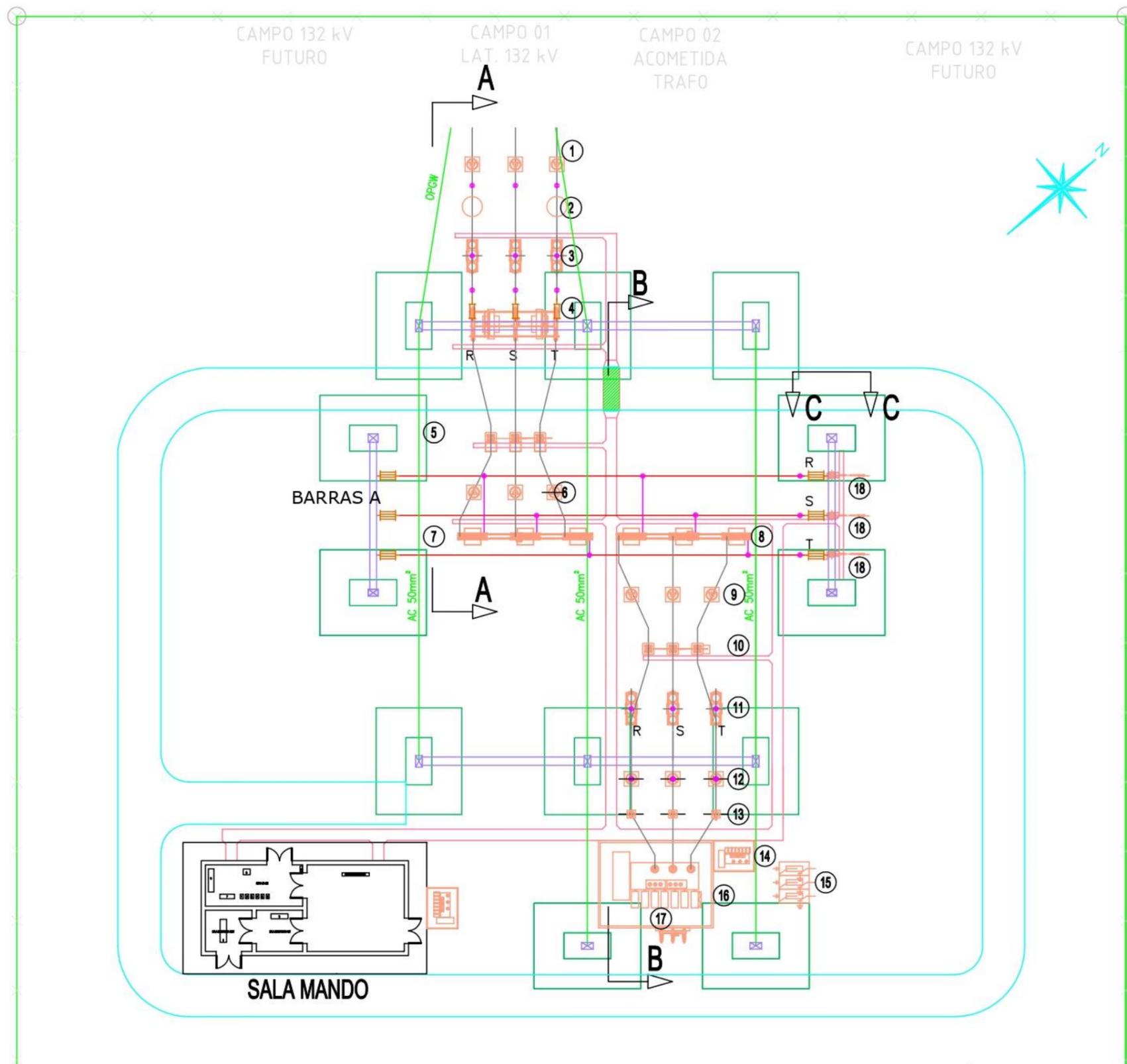
Tabla 4-26 Distancias mínimas en aire – Fuente: AEA

Tension Maxima del Equipamento [kV]	Bill [kV]	Distancias Minimas en Aire [mm]
36	170	320
145	650	1300

El análisis de la distancia de aislamiento es relativo a la disposición de los equipos en la instalación (barras, conductores, etc.), no así las correspondientes a los aparatos en sí, ya que estas son fijadas por los ensayos a los que son sometidos para el cumplimiento de las respectivas normas de fabricación y recepción.

Las distancias adoptadas en la subestación (punta-estructura metálica) sobrepasan estas distancias mínimas, como puede verse en el anexo.

A continuación, se exponen los planos de planta y cortes donde quedan expresadas las dimensiones reales de la SE:



REFERENCIAS:

- ① DESCARGADOR DE LINEA
- ② CAPACITOR Y BOBINA DE ACOPLAMIENTO
- ③ TRANSFORMADOR COMBINADO (TV-TI)
- ④ SECCIONADOR DE LINEA C/ CUCH. PAT
- ⑤ INTERRUPTOR
- ⑥ SOPORTE
- ⑦ SECCIONADOR DE BARRA
- ⑧ SECCIONADOR DE BARRA
- ⑨ SOPORTE
- ⑩ INTERRUPTOR
- ⑪ TRANSFORMADOR COMBINADO (TV-TI)
- ⑫ SOPORTE
- ⑬ DESCARGADOR
- ⑭ REACTOR DE NEUTRO
- ⑮ CELDAS
- ⑯ TRANSFORMADOR DE POTENCIA
- ⑰ SECCIONADOR MT
- ⑱ SECCIONADOR DE PAT

PARQUE EOLICO - E.R. - Ruta Nacional 14 - Km 325

Propiedad: NUEVOS VIENTOS S.A.

Planta SE

Dibujado por: Colman, Kevin Elian - Penco Facundo

Fecha: 21-02-2022

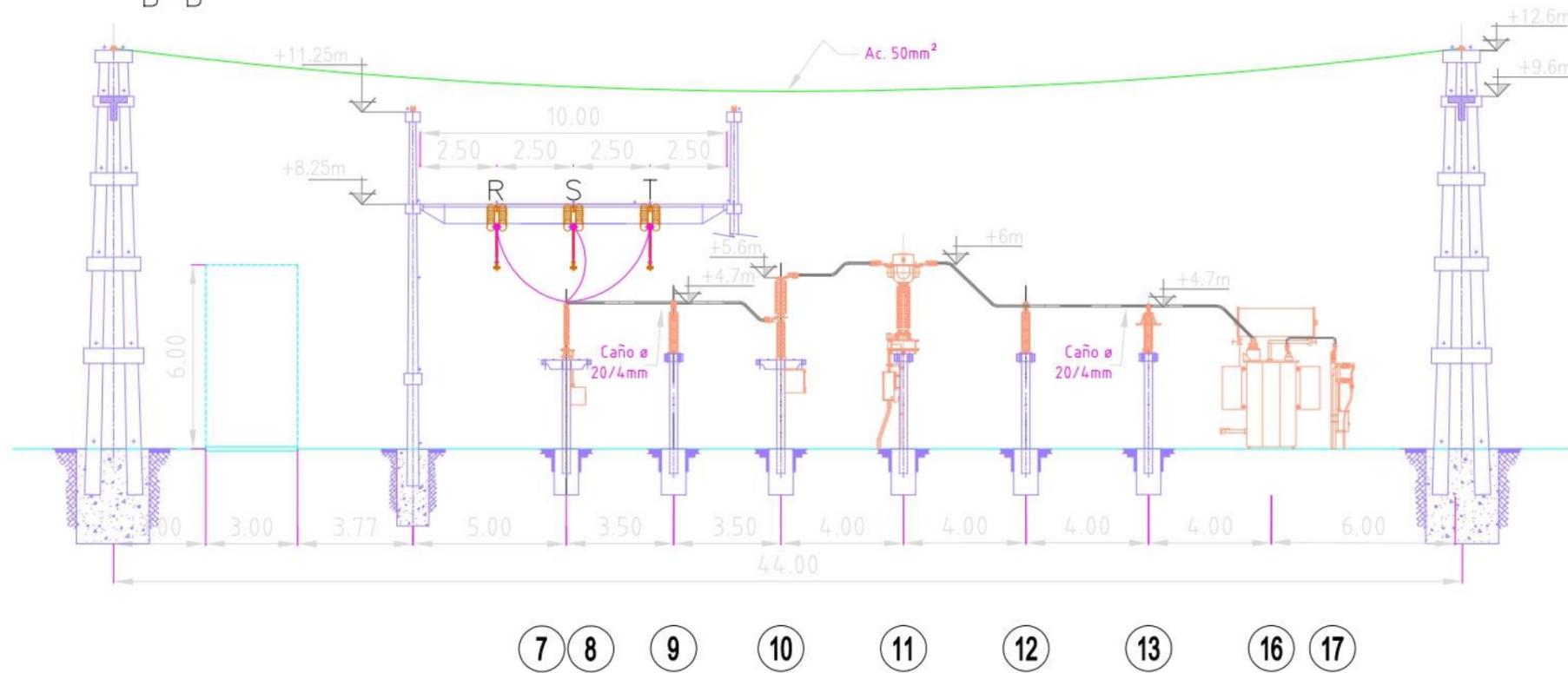
Plano: N° 1

Esc.: 3:1

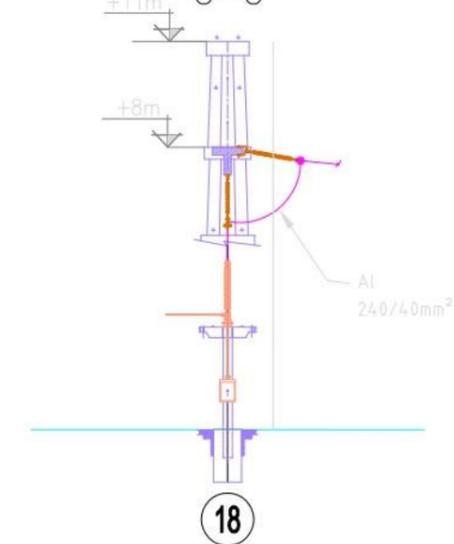


VIENTOS NUEVOS S.A.

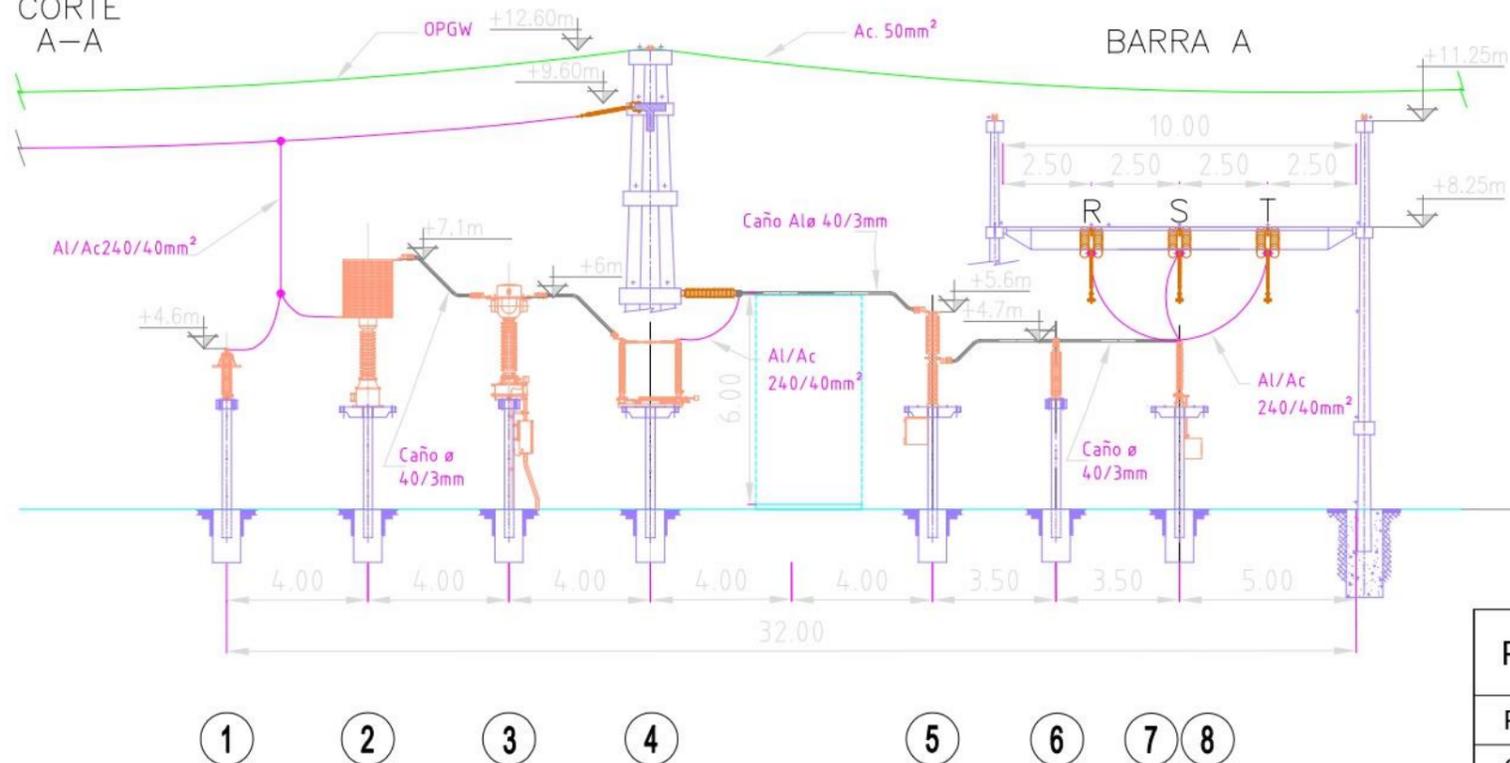
CORTE B-B



CORTE C-C



CORTE A-A



REFERENCIAS:

- | | | | |
|---|------------------------------------|---|---------------------------------|
| ① | DESCARGADOR DE LINEA | ⑩ | INTERRUPTOR |
| ② | CAPACITOR Y BOBINA DE ACOPLAMIENTO | ⑪ | TRANSFORMADOR COMBINADO (TV-TI) |
| ③ | TRANSFORMADOR COMBINADO (TV-TI) | ⑫ | SOPORTE |
| ④ | SECCIONADOR DE LINEA C/ CUCH. PAT | ⑬ | DESCARGADOR |
| ⑤ | INTERRUPTOR | ⑭ | REACTOR DE NEUTRO |
| ⑥ | SOPORTE | ⑮ | CELDAS |
| ⑦ | SECCIONADOR DE BARRA | ⑯ | TRANSFORMADOR DE POTENCIA |
| ⑧ | SECCIONADOR DE BARRA | ⑰ | SECCIONADOR MT |
| ⑨ | SOPORTE | ⑱ | SECCIONADOR DE PAT |

PARQUE EOLICO - E.R. - Ruta Nacional 14 - Km 325

Propiedad: NUEVOS VIENTOS S.A.

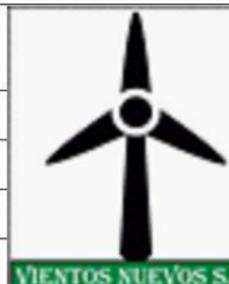
Cortes SE

Dibujado por: Colman, Kevin Elian - Penco Facundo

Fecha: 21-02-2022

Plano: N° 1

Esc.: 5:1



VIENTOS NUEVOS S.A.

Distancias de seguridad

La distancia mínima vertical para la zona de seguridad debe ser 2.25m, en lo que respecta a la circulación de personal.

De la misma manera, deberá impedirse el acceso en el sentido horizontal, a una distancia menor a 0.9m a partir de barandas o cercos, en dirección a zonas con tensión.

La distancia entre la base del aislador más cercano a tierra y el piso no deberá ser inferior a estos valores, ya que el aislador se considera como una pieza sujeta a gradiente de tensión.

La altura mínima de las partes vivas sobre el nivel del suelo en ningún caso debe ser inferior a 3.05m.

Para aquellos casos en que por razones de montaje por falta de espacio de las partes bajo tensión se encuentran a altura inferiores a las especificadas, se instalarán barandas protectoras o bien cubiertas.

Tabla 4-27 Distancias mínimas de seguridad y mantenimiento – Fuente: Guía de diseño ET Transener

DATOS TECNICOS DISTANCIAS MINIMAS DE SEGURIDAD Y MANTENIMIENTO									
Tension Nominal [kV]	Distancias Minimas Fase-Tierra [mm]			Distancias Minimas entre Fases [mm]		Distancia minimas de mantenimiento y seguridad [mm]			
	Desde conductor rigidos y partes metalicas bajo tension		Para ejes de conductores flexibles	Entre conductores rigidos o partes metalicas bajo tension	Entre ejes de conductores flexibles	Entre ejes de Columnas de seccionadores de campos	Entre eje de conductores adyacentes juegos de barras diferentes	De partes inferiores de porcelana al suelo	De partes bajo tension a pasillos o pistas
	a paredes y soportes	a barandillas o cercos							
132	1400	2500	1600	1500	2450	2600/380	3600	2000/2100	4500

Hilos de Guardia

Se busca proteger la subestación del parque contra las descargas atmosféricas directas e indirectas. Ya que los descargadores sirven para proteger el equipo únicamente contra las ondas entrantes, es necesario instalar hilos de guardia con el fin de evitar que provoquen daño en la aislación de los equipos que la componen.

Las descargas atmosféricas directas provocan solicitaciones exigentes para las aislaciones de los equipos, debiéndose disminuir al mínimo posible el número de las mismas, con un costo económico razonable. Es práctica común utilizar hilos de guardia como sistema de protección.

En la zona por proteger se incluye todo el equipo y en particular al transformador.

Los objetivos a cumplir son:

- Reducir la tensión inducida en la línea aérea por los rayos que caen en las cercanías
- Proteger los conductores de fase, absorbiendo las descargas atmosféricas
- Reducir la acción del rayo descargado directamente en la línea aérea, para lo cual tiene mera importancia la disposición con respecto a los conductores
- Reducir el efecto de la corriente de cortocircuito, disminuyendo las tensiones de paso que puedan poner en peligro a las personas o animales. De esta manera, baja la influencia sobre los circuitos de telecomunicación situados cerca de la línea, en caso de producirse cortocircuito a tierra.

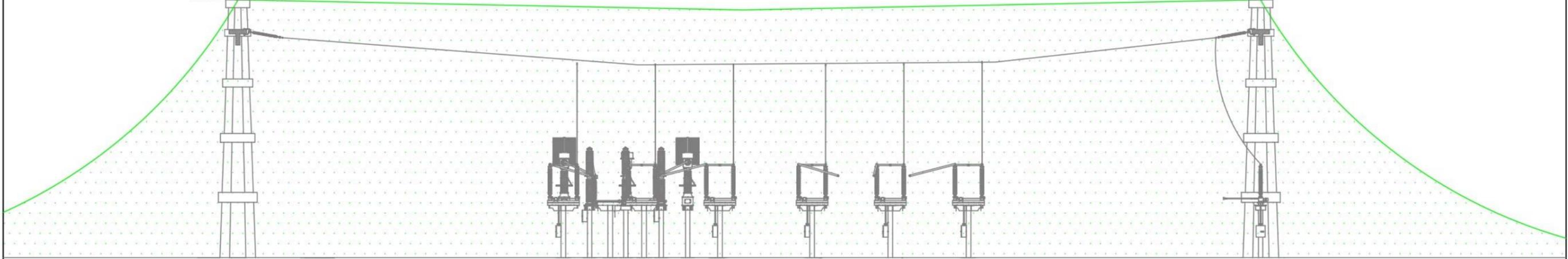
La acción protectora del hilo de guardia se determina por “zonas de protección” o también son conocidos como “ángulos de protección”. Dichas zonas son fundamentales en la configuración de líneas eléctricas aéreas y estaciones de transformación, dado que la misma influye considerablemente sobre su diseño.

Los hilos de guardia o hilos de tierra se colocan sobre los conductores de fase en la parte más alta de los soportes y conectados a tierra. Se utilizará como hilo de guardia el cable de acero galvanizado de 50 mm².

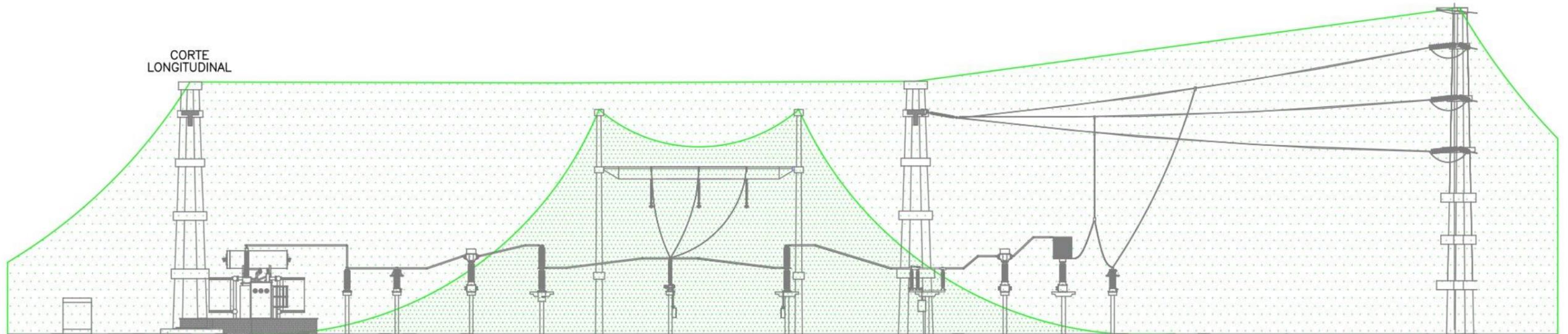
La verificación se desarrolló aplicando el método de Langrehr, que en forma conservativa adopta el criterio de un ángulo de protección de 30°.

Se realizó la verificación gráfica permitiendo comprobar que el tendido previsto de los hilos de guardia en la playa resulta adecuado para proteger a las instalaciones de descargas de origen atmosférico, como se observa a continuación.

CORTE
TRANSVERSAL



CORTE
LONGITUDINAL



PARQUE EOLICO - E.R. - Ruta Nacional 14 - Km 325

Propiedad: NUEVOS VIENTOS S.A.

Blindaje SE

Dibujado por: Colman, Kevin Elian - Penco Facundo

Fecha: 22-02-2022

Plano: N° 1

Esc.: 3:1



VIENTOS NUEVOS S.A.

Plan de Protecciones

El sistema de protecciones está integrado por el conjunto de elementos destinados a salvaguardar las instalaciones y los equipos contra perturbaciones tales como cortocircuitos, fallas de aislación, rechazo de cargas, sobre o baja tensión, pérdidas de estabilidad u otros, que puedan ocasionar daños a las instalaciones o a las personas.

El sistema de protecciones deberá:

- ser selectivo. Aislar la perturbación y mantener la mayor parte de instalaciones en servicio
- detectar las anomalías en el menor tiempo posible, a partir de las informaciones analógicas y digitales
- emitir órdenes de comando selectivas tendientes a mantener la estabilidad del sistema
- evitar que los valores nominales del equipamiento sean superados
- evitar daños a equipos y personal

El diseño del sistema de protecciones se divide en: “protecciones principales”, destinadas a cubrir la totalidad de las fallas posibles del elemento o zona a proteger; y “protecciones de respaldo”, destinadas a suplantar a las principales si estas no actúan, sea por indisponibilidad o por falta de sensibilidad.

Las funciones de respaldo pueden ser desempeñadas por protecciones locales o remotas. Son ejecutadas por una protección que tiene un principio de funcionamiento diferente a la principal.

El sistema de protecciones proyectado abarca a las de línea, transformador de potencia, reactores de neutro, barras e interruptores, con las funciones de:

- Transferencia de disparo directo
- Re cierre automático
- Localización de fallas en líneas
- Registro de perturbaciones

Tabla 4-28 Protecciones de línea – Fuente: propia

Proteccion de linea	
Proteccion	Funciones de proteccion
Proteccion principal	Diferencial (87)
	Sobreintensidad direccional de neutro (67N)
	Sobreintensidad temporizada de neutro (51N)
	Reenganchador (79)
	Localizador (LOC)
	Osciligrafia (OSC)
Proteccion de respaldo	Distancia (21)
	Sobreintensidad direccional de neutro (67N)
	Localizador (LOC)
	Osciligrafia (OSC)
Proteccion interruptor	Falla de interruptor (50S-62)
	Osciligrafia (OSC)

Tabla 4-29 Protecciones de transformador – Fuente: propia

Proteccion de transformador	
Proteccion	Funciones de proteccion
Proteccion principal lado AT	Diferencial de transformador (87T)
	Sobreintensidad instantanea de fase (50)
	Sobreintensidad temporizada de fase (51)
	Sobreintensidad temporizada de neutro (51N)
	Proteccion de cuba (64)
Proteccion de respaldo AT	Osciligrafia (OSC)
	Diferencial de transformador (87T)
	Sobreintensidad instantanea de fase (50)
	Sobreintensidad temporizada de fase (51)
	Sobreintensidad temporizada de neutro (51N)
Proteccion interruptor lado AT	Osciligrafia (OSC)
	Falla de interruptor (50S-62)
Proteccion propias lado AT - MT	Buchholz (63B)
	Buchholz Jansen (63B)
	Indicador de nivel (70)
	Liberador de presion (63L)
	Nivel magnetico transformador (63NT)
	Nivel magnetico regulador (63NR)
	Temperatura (26T)
	Imagen termica (49)
	Proteccion de cuba (64)
Proteccion principal lado MT	Sobreintensidad temporizada de fase (51)
	Sobreintensidad temporizada de neutro (51N)
Proteccion interruptor lado MT	Falla de interruptor (50S-62)
	Osciligrafia (OSC)
Proteccion propias reactor de neutro de PAT	Buchholz (63B)
	Indicador de nivel (70)
	Liberador de presion (63L)
	Temperatura (26T)
	Imagen termica (49)
	Proteccion de cuba (64)

Tabla 4-30 Protecciones de alimentadores – Fuente: propia

Proteccion de alimentadores	
Proteccion	Funciones de proteccion
Proteccion principal MT	Sobreintensidad direccional de neutro (67N)
	Sobreintensidad instantanea de fase (50)
	Sobreintensidad temporizada de fase (51)

Línea del parque

El objetivo del estudio mostrado a continuación fue el diseño de una línea en alta tensión de 132kV para vincular la subestación del parque eólico con la subestación de Chajarí, capaz de transmitir toda la energía disponible del parque, considerando además posibles ampliaciones.

Estudios preliminares

Para obtener la forma óptima de la línea de transmisión, se buscó no solo satisfacer las especificaciones técnicas, sino también cumplir con el criterio de “sección económica”, el cual busca el mínimo entre los costos de inversión de la instalación y los costos de pérdidas de energía, que surgen durante la vida útil de un conductor logrando una mejora económica del proyecto. En el anexo se expresa la memoria de cálculo.

A continuación, se describirán los estudios realizados para niveles de tensión de 33kV y 132kV para secciones de conductor de según IRAM 2187:

- AL-AC 210/35mm²
- AL-AC 240/40mm²
- AL-AC 300/50mm²
- AL-AC 340/30mm²
- AL-AC 380/50mm²

Para todas las secciones de las fases, se utiliza el mismo hilo de guardia según:

- OPGW de 24 fibras

Como hipótesis para el vano económico y sección económica, se tomó la estructura de suspensión coplanar vertical, que es la estructura más representativa y que con mayor frecuencia se repite a lo largo de la línea, sin considerar variaciones de altura del suelo.

Los vanos de estudio son: 100m-140m-160m-180m-200m-220m-240m-260m. Los cálculos realizados son descritos a continuación.

Cálculo mecánico de conductores

Para cada uno de los conductores y vanos antes descritos se realizaron los siguientes cálculos según AEA 95301 para líneas aéreas exteriores de media y alta tensión:

- Cargas Específicas: peso propio y acción del viento.
- Estado Básico: es el que provoca la condición más desfavorable en el conductor.
- Ecuaciones de Estado: permite conocer las tensiones mecánicas del conductor para cualquier estado, partiendo de los datos de tensión, carga específica y temperatura de un estado tomado como punto de partida.
- Verificación de las tensiones en los estados restantes: deben ser menores a las máximas admisibles para cada estado. Conociendo los datos de temperatura y carga específica del estado cuya tensión quiere determinarse, tomando como punto de partida al estado Básico y aplicando la ecuación de cambio de estado, no se sobrepasan las tensiones máximas admisibles de cada uno de los estados restantes.
- Tiros: para cada estado.
- Flechas: para cada estado.

Tabla 4-31 Tensiones, flechas y tiros para distintos vanos – Fuente: propia

C Al-Ac 240-40 mm2 +HG									
Vanos (m)		100	140	160	180	200	220	240	260
Acción del conductor en el vano considerado	Peso del conductor(daN)	98	137	157	176	196	216	235	255
	Carga máxima del viento(daN)	363	515	580	644	707	769	831	892
	Tiro máximo(daN)	3209	3679	3858	4024	4178	4320	4453	4576
	Flecha máxima vertical(m)	1,59	1,71	2,14	2,61	3,13	3,68	4,27	4,91

Tabla 4-32 Tensiones, flechas y tiros para hilo de guardia con distintos vanos – Fuente: propia

132 kV									
HG OPGW									
Vanos (m)		100	140	160	180	200	220	240	260
Acción del conductor en el vano considerado	Peso del hilo de guardia(daN)	56,3	55,16	63,04	70,92	78,80	86,68	94,56	102,44
	Carga máxima del viento(daN)	232,22	224,39	252,84	280,85	308,49	335,82	362,86	389,66
	Tiro máximo(daN)	2081	1629	1711	1787	1858	1925	1987	2046
	Flecha máxima vertical(m)	0,75	1,32	1,69	2,10	2,54	3,03	3,55	4,11

Diseño del cabezal

Siguiendo los lineamientos de la AEA y con los datos de cada conductor, hilo de guardia, ménsulas y aisladores, se calcula:

- Distancias Eléctricas Mínimas: en el medio del vano y en la estructura
- Distancia entre Fases: distancia entre conductor superior, medio e inferior

Tabla 4-33 Dimensiones de cabezal para distintos vanos – Fuente: propia

132 kV									
C Al-Ac 240-40 mm ² +HG									
Vanos (m)		100	140	160	180	200	220	240	260
Cabezal	Altura fijación conductor hilo de guardia (m)	13,30	19,80	19,80	20,70	21,60	22,50	23,40	24,30
	Altura fijación mensula superior (m)	13,30	17,80	17,80	18,70	19,60	20,50	21,40	22,30
	Altura fijación mensula media (m)	11,40	14,80	14,80	15,70	16,60	17,00	17,90	18,80
	Altura fijación mensula inferior (m)	9,20	11,80	11,80	12,70	13,60	13,50	14,40	15,30
	Altura fijación conductor superior (m)	13,90	15,76	15,76	16,66	17,56	18,46	19,36	20,26
	Altura fijación conductor medio (m)	11,70	12,76	12,76	13,66	14,56	14,96	15,86	16,76
	Altura fijación conductor inferior (m)	9,50	9,76	9,76	10,66	11,56	11,46	12,36	13,26
	Distancia del conductor en el centro del vano al suelo (m)	7,91	8,06	7,62	8,05	8,43	7,78	8,09	8,35
	Distancia entre fases (m)	2,20	3,00	3,00	3,00	3,00	3,50	3,50	3,50
	longitud mensula (m)	1,41	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80
longitud mensula hilo de guardia (m)	0,59	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	

Verificación de hipótesis de carga normal y extraordinaria

Las estructuras se proyectaron para las diferentes condiciones de funcionamiento con las siguientes combinaciones de cargas:

- Cargas de Servicio
- Carga de Construcción y Mantenimiento
- Carga de Contención de Falla

Tabla 4-34 Dimensiones de estructura suspensión para distintos vanos – Fuente: propia

132 kV									
C Al-Ac 240-40 mm ² +HG									
Estructura de Suspensión	Altura total del poste (m)	18	22	22	23	24	25	26	27
	Resistencia del Poste a la Rotura (daN)	2700	3000	3300	3600	3900	3900	4200	4500
	Peso del poste (daN)	4100	5960	6300	7200	7850	8300	8700	9150
	Diámetro del poste en la cima (m)	0,29	0,30	0,31	0,32	0,33	0,33	0,34	0,35
	Diámetro del poste en la base (m)	0,56	0,63	0,64	0,67	0,69	0,71	0,73	0,76

Fundaciones – método Sulzberger y método Pohl

Se calculan las dimensiones mínimas, cargas verticales sobre la fundación, coeficientes de compresibilidad, momentos estabilizantes, momento volcador, verificación de la estabilidad de la fundación.

Tabla 4-35 Dimensiones de fundaciones para estructuras de suspensión para distintos vanos – Fuente: propia

132 kV									
C Al-Ac 240-40 mm ² +HG									
Vanos (m)		100	140	160	180	200	220	240	260
Fundacion	Ancho del tronco de columna (m)	2,80	3,50	3,60	3,80	3,80	3,80	4,00	4,00
	Ancho de la zapata (m)	2,80	3,50	3,60	3,80	3,80	3,80	4,00	4,00
Estructura de	Aspero base piramidal (m)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Espesor de la base (m)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Suspensión	Profundidad de la zapata (m)	2,80	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
	Volumen de hormigon de la fundacion (m ³)	21,36	35,38	37,46	41,72	41,72	41,72	45,82	45,82

Parámetros de línea, caída de tensión y pérdidas de potencia

Con la disposición del cabezal, para la configuración coplanar vertical adoptada, se calculan los siguientes parámetros:

- Capacidad- Reactancia- Susceptancia: secuencia directas, inversas y homopolar para el modelo Pi de la línea
- Impedancia Característica de la Línea: distancia entre conductor superior, media e inferior
- Potencia Natural de la Línea: relación existente entre la diferencia de potencial aplicada y la corriente absorbida por la línea, en el caso hipotético de que esta tenga una longitud infinita, o cuando aun siendo finita no existen reflexiones
- Potencia máxima por límite térmico: para líneas cortas de menos de 80km de largo, la capacidad de carga es limitada por la capacidad térmica nominal de los conductores o por las capacidades nominales del equipo en los terminales, no por la caída de tensión ni por consideraciones de estabilidad.

Todos los cálculos se encuentran expresados en el anexo.

Tabla 4-36 Parámetros de línea para distintos vanos – Fuente: propia

132 kV									
C Al-Ac 240-40 mm ² +HG									
Vanos (m)		100	140	160	180	200	220	240	260
Parametros de Linea	Resistencia Electrica a 20°C (Ω/km)	0,119	0,119	0,119	0,119	0,119	0,119	0,119	0,119
	Reactancia Capacitiva Directa e Inversa (Ω/km)	3,170E+11	3,345E+11	3,345E+11	3,346E+11	3,347E+11	3,433E+11	3,434E+11	3,435E+11
	Reactancia Capacitiva Hoopolar (Ω/km)	5,926E+11	6,183E+11	6,183E+11	6,273E+11	6,356E+11	6,234E+11	6,310E+11	6,380E+11
	Suceptancia Capacitiva Directa e Inversa (S/km)	3,155E-06	2,990E-06	2,990E-06	2,989E-06	2,988E-06	2,913E-06	2,912E-06	2,911E-06
	Suceptancia Capacitiva Homopolar (S/km)	1,687E-06	1,617E-06	1,617E-06	1,594E-06	1,573E-06	1,604E-06	1,585E-06	1,567E-06
	Reactancia Inductiva Directa e Inversa (Ω/km)	0,361	0,380	0,380	0,381	0,381	0,390	0,390	0,390
	Reactancia Inductiva Homopolar (Ω/km)	0,666	0,693	0,693	0,702	0,712	0,698	0,707	0,714
	Impedancia Caracteristica de la Linea (Ω)	347,232	365,14	365,14	365,25	365,34	374,21	374,30	374,38
	Potencia Natural de la Linea (MW)	50,180	47,72	47,72	47,71	47,69	46,56	46,55	46,54
Potencia Maxima por Limite Termico(MW)	109,800	109,80	109,80	109,80	109,80	109,80	109,80	109,80	
Caída de Tension y Perdida de Potencia	Caída de tension (kV)	0,132	0,133	0,133	0,133	0,133	0,134	0,134	0,134
	Caída de tension (%)	0,100	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Perdida de Potencia	Perdidas de Potencia (MVA)	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025
	Perdidas de Potencia (%)	0,082	0,08	0,08	0,08	0,08	0,09	0,09	0,09

Vano económico

Se obtuvo la distancia óptima entre postes teniendo en cuenta:

- Costos Fijos: costo total de aisladores, morsetería y accesorios, ménsulas, ménsulas de hilo de guardia grúa, cuadrilla y puesta a tierra para cada estructura
- Costos Semifijos: costos de la fundación más costos de la columna para cada estructura
- Costos Variables: costos total del conductor de fase e hilo de guardia por metro
- Costos Variables: costos de pérdidas por efecto Joule a lo largo de la vida útil de la línea
- Costos del Vano por Kilómetro de Línea

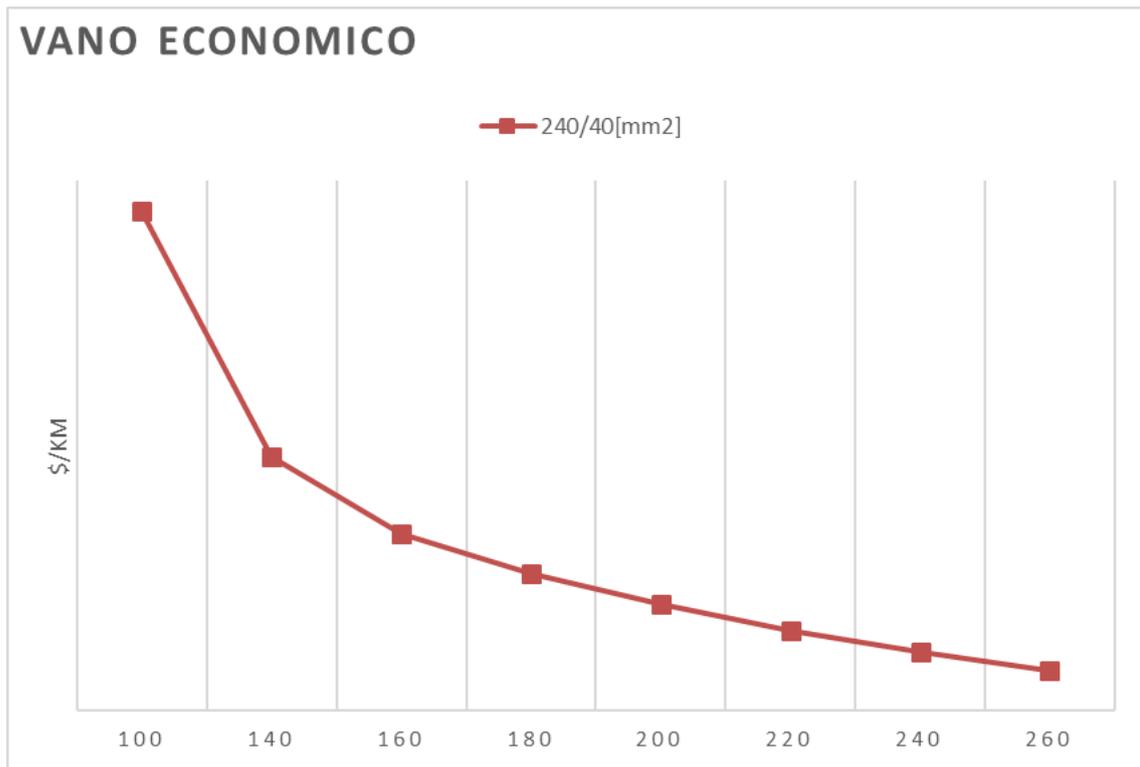


Figura 4-25 Vano económico – Fuente: Propia

Sección económica

Se expresaron gráficamente los resultados de los cálculos antes descritos, para cada sección de conductor y vano, considerando el mínimo en cada caso para optimizar la solución. Arrojando los siguientes resultados:

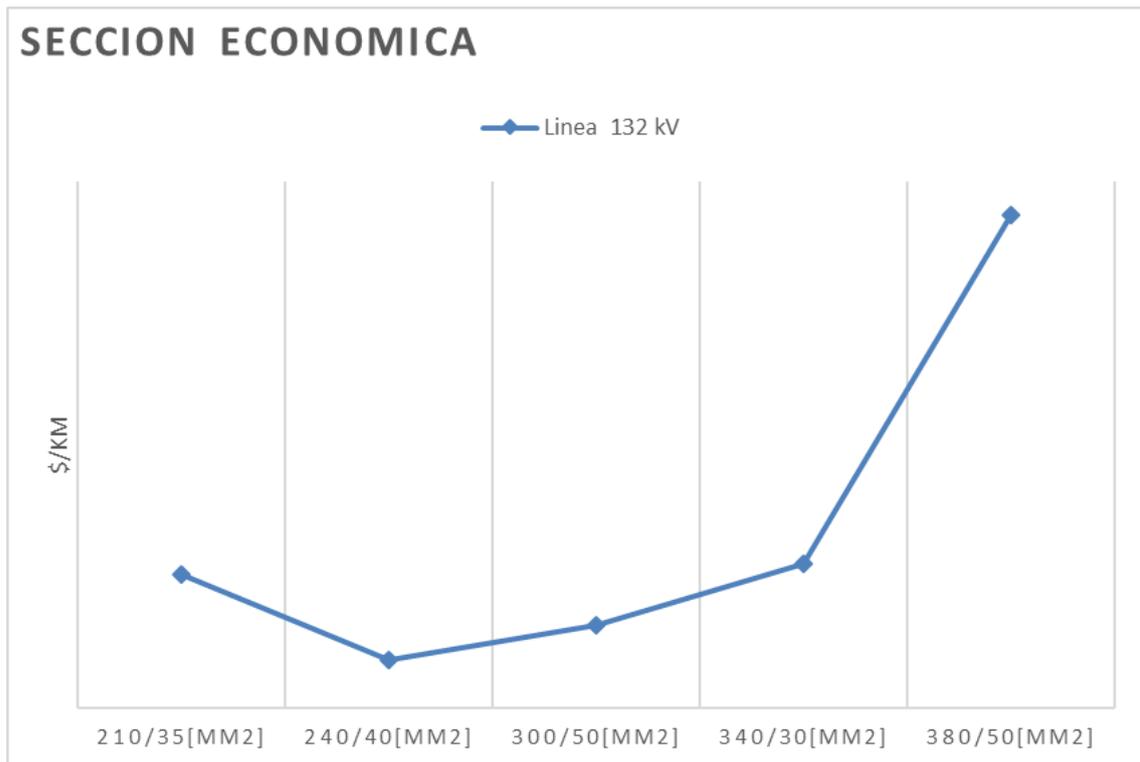


Figura 4-26 Sección económica – Fuente: Propia

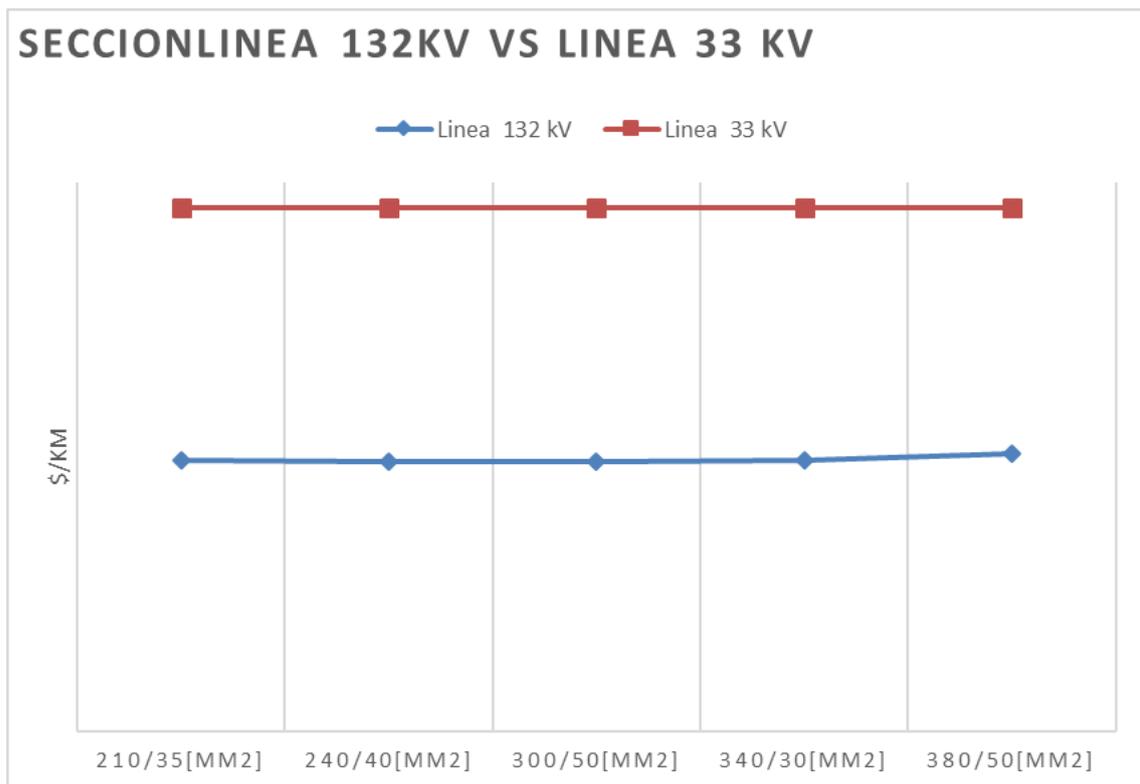


Figura 4-27 Costos de transmisión en función de los niveles de tensión y sección – Fuente: Propia

- Sección Económica: en la gráfica se observan los costos por kilómetro mínimos para cada una de las secciones, donde se ve que a lo largo de la vida útil del conductor el menor valor corresponde la sección de 240/40mm².

- Nivel de tensión: la ejecución del proyecto en niveles de 33kV se descarta debido a la gran diferencia de los costos por pérdidas con respecto a 132kV.
- Vano Económico: la gráfica de los costos por kilómetro para cada uno de los distintos vanos en estudios muestra que los vanos mínimos son 240m y 260m para la sección de 240/40mm².

Conclusión: los resultados de los estudios presentan como resultado, utilizar valores de alta tensión para el transporte de la energía con una sección óptima a lo largo de la vida útil del conductor de Al 240/40mm².

En cuanto al vano, los valores con mayor beneficio económico se encuentran en contraposición con el cumplimiento de la normativa actual de tendido de redes eléctricas en espacios públicos en cuanto a distancias de seguridad. Por este motivo, se deberá reducir el vano a valores pertinentes. Se describe a continuación el caso correspondiente.

Traza de la línea

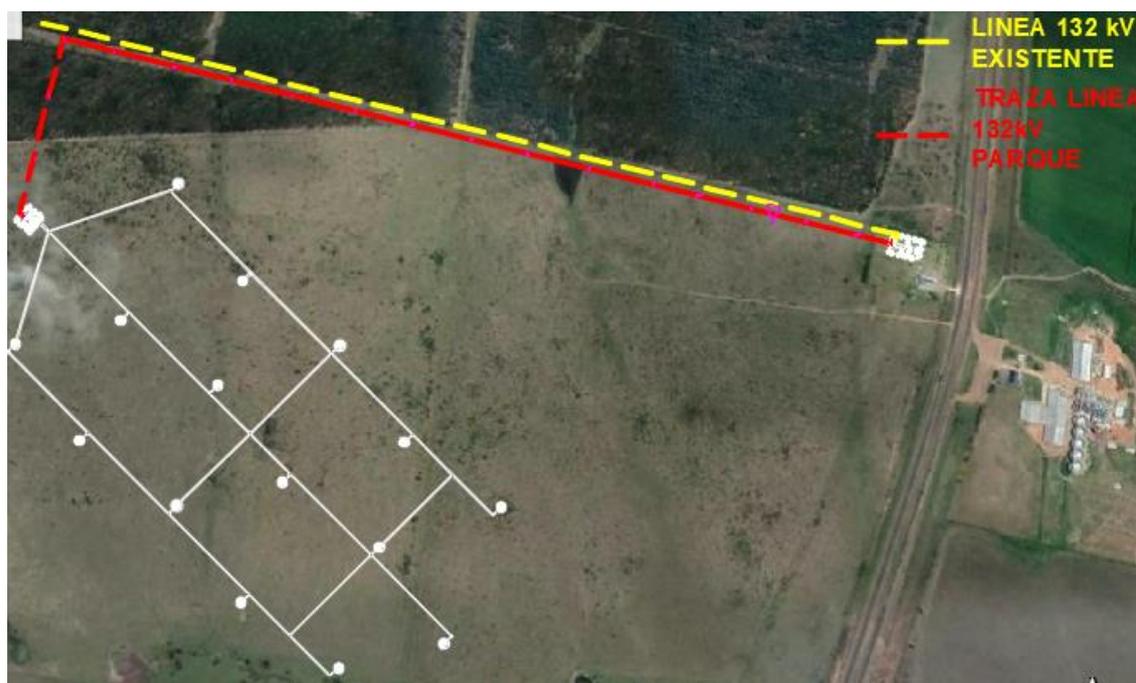


Figura 4-28 Traza línea Parque-SE Chajarí – Fuente: Google Maps

Para la selección de la traza se tomó como criterio: tener la menor cantidad de vértices, evitar cruces de líneas y zonas geológicamente inestables o de deslizamiento. Además, se tuvo en cuenta que la línea se localice en una zona accesible, que facilite tanto la construcción como el mantenimiento posterior de la misma cumpliendo con las distancias mínimas según las normativas.

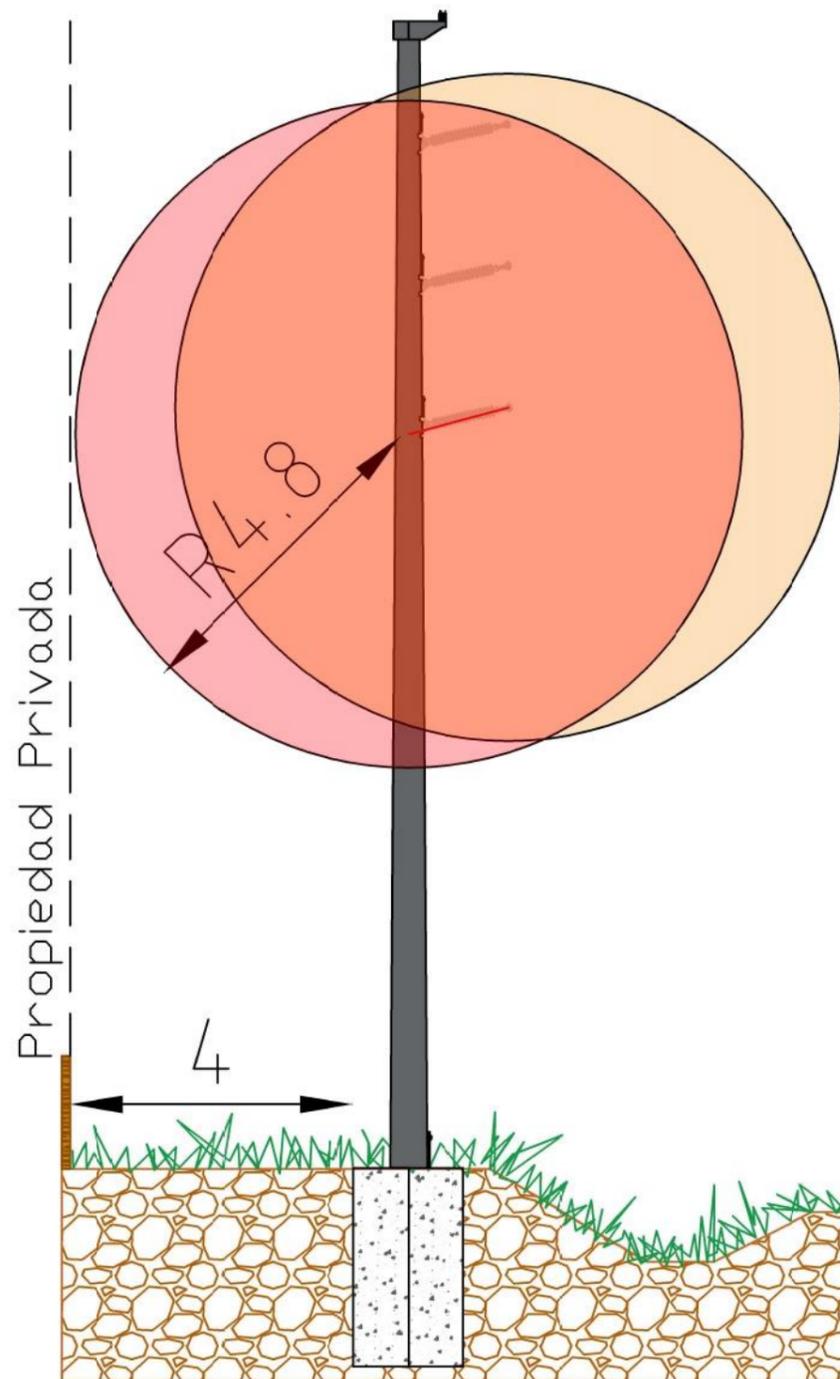
La zona de emplazamiento de la subestación del parque eólico se encuentra ubicada estratégicamente próxima a la ruta nacional N°14, sobre la que se encuentra la subestación Chajarí, lugar de acometida de la línea a proyectar.

La traza discurre desde la subestación del parque en dirección Norte, recorriendo 0.80km, para hacer un desvío de 90° siguiendo en dirección Este – Oeste paralela a una línea de 132kV existente aproximadamente por 3.56km.

La línea ingresa a la sub estación Chajarí, conformando un recorrido total de 4,38 km. De esta manera, la traza de la línea recorre espacios puramente públicos sin ocupar zonas privadas, por lo que no se debe definir la franja de servidumbre.

La separación con respecto a la línea existente está dada por las medidas del camino en función a la normativa de Asociación Argentina de Carreteras y, a su vez, también por la distancia punto a punto entre el conductor y la propiedad lindera a dicho camino.

La condición antes descrita es un criterio condicionante para el vano de la línea, ya que este debe reducirse con la meta de reducir la flecha y así cumplir la distancia de seguridad mínima exigida, donde las personas puedan acceder sin prejuicios o de edificaciones que puedan construirse a futuro. En la siguiente figura ilustrativa se considera la distancia contemplada en la norma AEA para las condiciones sin viento y viento máximo.



Distancia punto a punto
a Techos, balcones,
chimeneas, antenas,
tanques de agua y
otras instalaciones de
servicio

Propiedad Privada

Línea Existente

4

6

1.5

30

PARQUE EOLICO - E.R. - Ruta Nacional 14 - Km 325

Propiedad: NUEVOS VIENTOS S.A.

Corte camino rural

Dibujado por: Colman, Kevin Elian - Penco Facundo

Fecha: 19-03-2022

Plano: N° 1

Esc.: 1:100



VIENTOS NUEVOS S.A.

Acometida de línea

Para la interconexión al SADI en la Estación Transformadora de Chajarí, se deberá realizar una ampliación del campo de acoplamiento longitudinal de barras en 132 kV, previendo de todo el equipamiento de playa necesario para dicha conexión. Esto incluirá seccionadores e interruptores junto con los transformadores de medición de tensión e intensidad.

El campo de 132 kV corresponde a la distribuidora provincial ENERSA, con lo cual la línea de alta tensión para la evacuación de energía del parque quedará a disposición para operación y mantenimiento por parte de la empresa distribuidora. La configuración del campo de línea del parque fue definida en el capítulo anterior.

Características adoptadas para el sistema de transmisión

Según los estudios realizados antes descritos, las características para la línea de alta tensión adoptadas son las siguientes:

- Nivel de tensión 132 kV
- Configuración coplanar vertical simple terna
- Conductor AL-AC 240/40mm²
- Vano 100 m
- Conductor hilo de guardia OPGW de 24 fibras
- Aisladores poliméricos tipo line post de silicona 21LP630124 Avator para las estructuras especiales
- Aisladores poliméricos tipo bastón de silicona 3FL4 Siemens para las estructuras especiales
- Morsetería y herraje de hierro galvanizado

- Las columnas se construyen mediante el proceso denominado hormigón armado pretensado vibrado H°35
- Las fundaciones serán de hormigón armado H°17 de forma cuadrada para estructuras simples y triples, rectangulares para estructuras dobles
- La puesta a tierra se realizará mediante jabalinas tipo copperweld de tres (3) metros de 5/8” de diámetro. Se deberá colocar una jabalina por cada estructura simple y dos jabalinas en las estructuras dobles.

Configuración de los distintos tipos de estructuras

Para el trazado de la línea se utilizará un total de 46 torres de Alta Tensión, de las cuales 39 serán del tipo Suspensión (S), 3 del tipo retención recta (RR) y 4 retención angular (RA). Se colocarán las torres buscando que el vano sea de aproximadamente 100 m. Para cualquier cambio de dirección de la LAT se utilizarán torres de retenciones angulares. Se preverá que cada 10 torres de suspensión se intercale una torre de retención recta para evitar esfuerzos longitudinales en los aisladores line post de las suspensiones.

En los planos expuestos a continuación se describe altura de poste para cada una de las estructuras características, capacidad de rotura de los mismos, como así también las dimensiones del diseño del cabeza y bases.

Especificaciones de accesorios que componen las estructuras

Se presentan las características principales y criterios de elección para los siguientes equipos:

- Conductor OPGW de 24 fibras
- Conductor Al 240/40 mm²
- Aisladores line post y bastón
- Postes

- Ménsulas y vínculos
- Fundaciones y PAT

Conductor OPGW 24 fibras

Se adoptó como solución técnica para la comunicación digital, el uso de fibra óptica dada la buena protección del cable y la alta disponibilidad del sistema que puede obtenerse.

Las señales e información a transmitir provienen de la operación en tiempo real (SOTR) del parque eólico, transmisión de datos y órdenes para la desconexión automática de generadores (DAG); transmisión de órdenes de protección, la transmisión de voz para vinculación entre centrales telefónicas (digitales o analógicas), etc.

Para lograr un sistema altamente inmune a las fallas, se utiliza una configuración redundante, para casos de un daño o una falla, requiriendo un menor tiempo de reparación y re-sincronización. Para esto se duplican los terminales de línea ópticos para evitar la conmutación en los equipos, se deja librada al sistema de control la elección de la información de mejor calidad. En este caso, la vinculación se efectúa con un único cable óptico, pero con diferentes pares de fibras. En el caso de que alguna fibra se dañe, se procede a la conmutación a otras fibras de reserva disponibles en el cable.

Internamente, el núcleo óptico se compone de fibras ópticas cubiertas por un tubo de PBT que protegen las fibras contra las altas temperaturas. Al mismo tiempo permiten el alargamiento de las fibras incluso a la máxima tracción especificada.

El cable OPGW también está compuesto por fibras de vidrio de refuerzo usadas como elemento de tracción y protección térmica y que evitan el desplazamiento del núcleo en el tubo de aluminio. Un gel absorbente de hidrógeno se usa para proteger las fibras ópticas de la degradación óptica producida por el hidrógeno.

El tubo de aluminio provee al cable el nivel adecuado de protección al cortocircuito, la mejor solución para evitar la corrosión, una perfecta estanqueidad del núcleo y alta resistencia al aplastamiento.

Los hilos de acero recubierto de aluminio proveen al cable de la carga requerida, evitan la corrosión del cable y derivan la corriente de cortocircuito.

Complementariamente a este sistema, deben tenerse en cuenta los elementos siguientes:

- Amortiguadores para cables OPGW
- Cajas de empalme en pie de torre para transición cable OPGW a cable óptico de último tramo hasta Sala de Equipos
- Herrajes de sujeción de cables OPGW y ADSS (extremos, by pass en torres, cambio de dirección, etc.)
- Cajas de empalme estancas para ubicación en torre.

Tabla 4-37 Características OPGW 24 hilos-Fuente: Catálogo Prysmian

DATOS TECNICOS OPGW 24 FIBRAS	
Características físicas y mecánicas	
Diametro	13,7mm
Peso	563kg/km
Carga de rotura	70kN
Traccion max recomendada	24,4kN
Modulo de elasticidad	112,5kN/mm ²
Seccion	79,9mm ²
Coefficiente de dilatacion	14,6 ^{^-6°C^-1}
Temp de operación	40°C/85°C
Tubo Al D.int./D.ext.	4,6/7,4mm
Armadura 10 hilos Al	3,17±0,05mm
Características electricas	
Resistencia electrica (20°C)	0,49Ω/km
Cortocircuito desde 35°C	87kA ^{^2} s
Cortocircuito en 0,3s	17kA
Características opticas	
Atenuacion	1550nm≤0,22dB/km
Discontinuidad de punto	1550nm≤0,05dB
Atenuacion vs largo de onda	1525~1575nm≤0,05dB
Pendiente de dispersion relativa	≤0,0092ps/nm*km
Coefficiente de dispersion	1530~1565nm-2~6ps/nm*km
PMD	≤0,1ps/km
Diametro del campo modal	1550nm-9,6±0,4μm
Longitud de onda limite λ _{cc}	≤1450nm
Perdida de Macro-curva	1550nm(60nm)≤0,05dB

Conductor Al 240/40mm²

El conductor empleado será de aluminio con alma de acero (ACSR) (Aluminum Conductor Steel Reinforced), conforme a la normativa IRAM 2187.

Estos conductores están elaborados con alambres de Aluminio 1350 - H19 (extra duro) cableados sobre un núcleo de acero galvanizado, compuesto por un conjunto de alambres constituyendo una cuerda.

Tabla 4-38 Características conductor Al/Ac 240/40mm² – Fuente: RAM 2187

DATOS TECNICOS CONDUCTOR ACSR	
Características físicas y mecánicas	
Sección nominal	240/40mm ²
Sección real	282,5mm ²
Diametro	21,9mm
Peso	979,8daN/km
Modulo de elasticidad	7700kg/mm ²
Coefficiente de dilatacion termica	18,9*10 ⁻⁶ c ⁻¹
Carga de rotura	8510daN
Tension de rotura	30daN/mm ²

Aisladores line post y bastón

Se adoptaron aisladores Avaton de tipo line post para las estructuras de suspensión y aisladores Siemens de tipo bastón para las estructuras especiales, ambos del tipo constructivo IHS (Injected Husing and Shed) de revestimiento y aletas inyectadas.

El núcleo del aislador se trata de una varilla construida de fibra de vidrio y resina traslucida con elevada resistencia mecánica.

El recubrimiento del núcleo y aletas se fabrica en base a un elastómero de silicona HTV (High Temperature Vulcanizing), resistente a condiciones ambientales y vandalismo.

Tabla 4-39 Características aisladores – Fuente: propia.

DATOS TECNICOS AISLADOR LINEPOST AVATOR	
Características físicas y mecánicas	
Modelo	21LP630124
Numero de aletas	21
Tension de servicio	138kV
Carga mecanica nominal	1346kN
Longitud	1240mm
Inclinacion	12°
Peso neto	17kg
Características eléctricas	
Distancia de perdidas	3656mm
Distancia de arco seco	1050mm
Tension contorneo mojado 50Hz	350kV
Tension Contorneo pos. Impulso	650kV
DATOS TECNICOS AISLADOR BASTON	
Características físicas y mecánicas	
Modelo	3FL4
Numero de aletas	15
Tension de servicio	138
Carga mecanica nominal	120kN
Longitud	1386mm
Inclinacion	-
Peso neto	6,1kg
Características eléctricas	
Distancia de perdidas	4599mm
Distancia de arco seco	1214mm
Tension contorneo mojado 50Hz	275
Tension contorneo pos. Impulso	650

Postes

Las columnas serán de hormigón armado pretensado vibrado, de cemento de alta resistencia inicial (denominado comercialmente Cemento Súper). El hormigón es curado mediante inyección de vapor un lapso de tiempo suficiente para posibilitar el desmolde de los mismos, poseyendo una resistencia mínima a la compresión de 350 kg-cm²

La vibración se realiza mediante vibradores de alta frecuencia adheridos a los moldes metálicos.

La armadura activa, compuesta por acero trenza 3 x 3 mm y la pasiva, por hierro D.N., son recubiertas en toda su extensión de acuerdo a los espesores indicados en las normas.

La continuidad eléctrica está asegurada a través de boquetes de bronce soldados a una barra de acero dulce Ø 8 mm de longitud, igual a la del poste.

Tabla 4-40 Características columnas –Fuente: propia

Columnas								
Cantidad	Denominación	N° de Postes	H [m]	Peso poste [daN]	Resist poste [daN]	Temp [m]	ϕCima[m]	ϕBase [mm]
31	S	1	17	3500	2700	1,7	0,29	0,545
6	S+1	1	18	4100	2700	1,8	0,29	0,56
2	S+2	1	19	4500	2700	1,9	0,29	0,575
3	RR0°	2	18	4100	2700	1,62	0,29	0,56
2	RR15°	2	18	5200	4200	1,62	0,34	0,61
1	RA 64°	2	18	5200	4200	1,62	0,34	0,61
1	RA 90°	2	18	6000	5100	1,62	0,37	0,64

Ménsulas y vínculos

Serán de hormigón armado pretensado vibrado y además huecas, de modo tal que no permitan la acumulación de agua o la ubicación de nidos.

Las ménsulas y accesorios contarán con bloquetes para su puesta a tierra mediante la vinculación a los bloquetes de puesta a tierra, ubicados a lo largo de la columna en posiciones cercanas a cada uno de los accesorios a montar. Las dimensiones de las ménsulas, ménsulas de hilo de guardia y vínculos se observan en los planos a continuación.

Fundaciones y PAT

Las fundaciones se realizarán en hormigón armado de resistencia no menor a 170kg/m³ siendo estas verificadas según el método de Sulzberger para suelo adoptado, cuyo valor de

coeficiente de compresibilidad se consideró mayor o igual a 8 daN/cm³ según estudio del suelo de Chajarí, adjuntado en el anexo.

En base a este criterio se han dimensionado las bases, según se indica en la siguiente planilla de fundaciones. El cálculo de la armadura queda fuera de los alcances del proyecto.

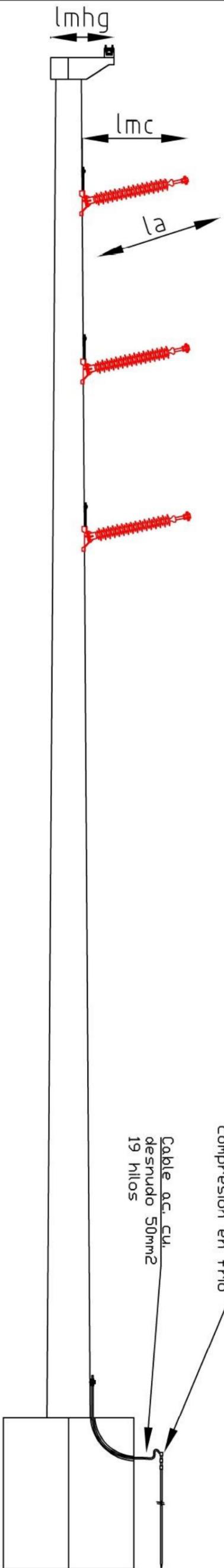
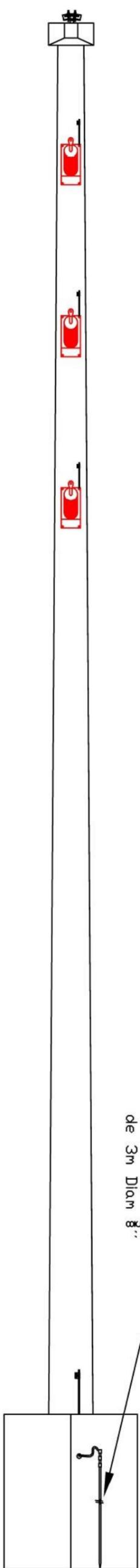
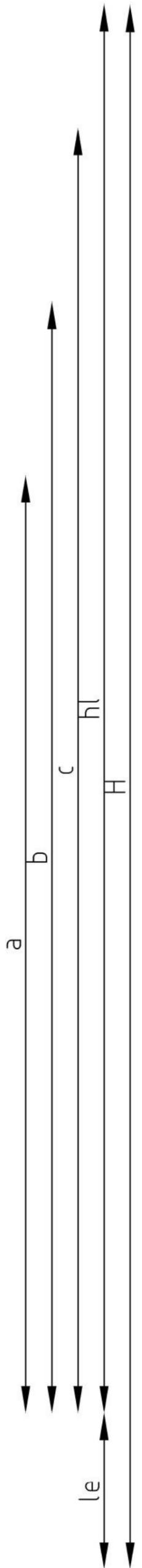
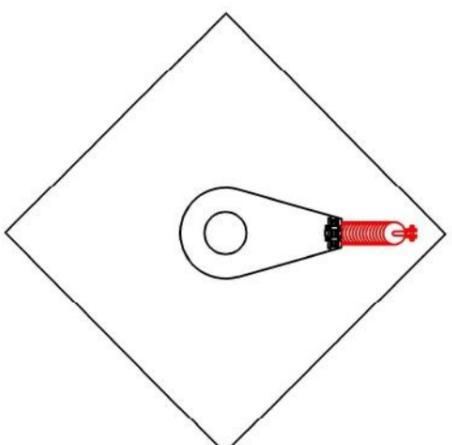
Las fundaciones tendrán inmersas en el hormigón los conductos para la instalación de los cables de puesta a tierra de las estructuras.

Las puestas a tierras de las estructuras de la línea se ejecutarán por medio de jabalinas de cobre con alma de acero, de tipo copperweld o similar, de diámetro nominal 5/8'' y longitud de 3m, según norma IRAM2309. Se colocará al menos una jabalina por cada poste. La conexión entre la estructura y la jabalina se hará mediante un cable de cobre con alma de acero, de 50mm² de sección nominal. La conexión entre el cable y la jabalina se realizará mediante conector de cobre a compresión en frío.

En los cabezales se conectarán a tierra los accesorios de las cadenas en el extremo de fijación a la estructura, la base metálica de los aisladores line post y el cable de guardia. De igual manera, deberán realizarse las conexiones entre bloquetes de las ménsulas y los postes. Estas también se realizarán con cable de cobre con alma de acero, de 50mm² de sección nominal y 19 hilos.

Tabla 4-41 Características de fundaciones – Fuente: propia.

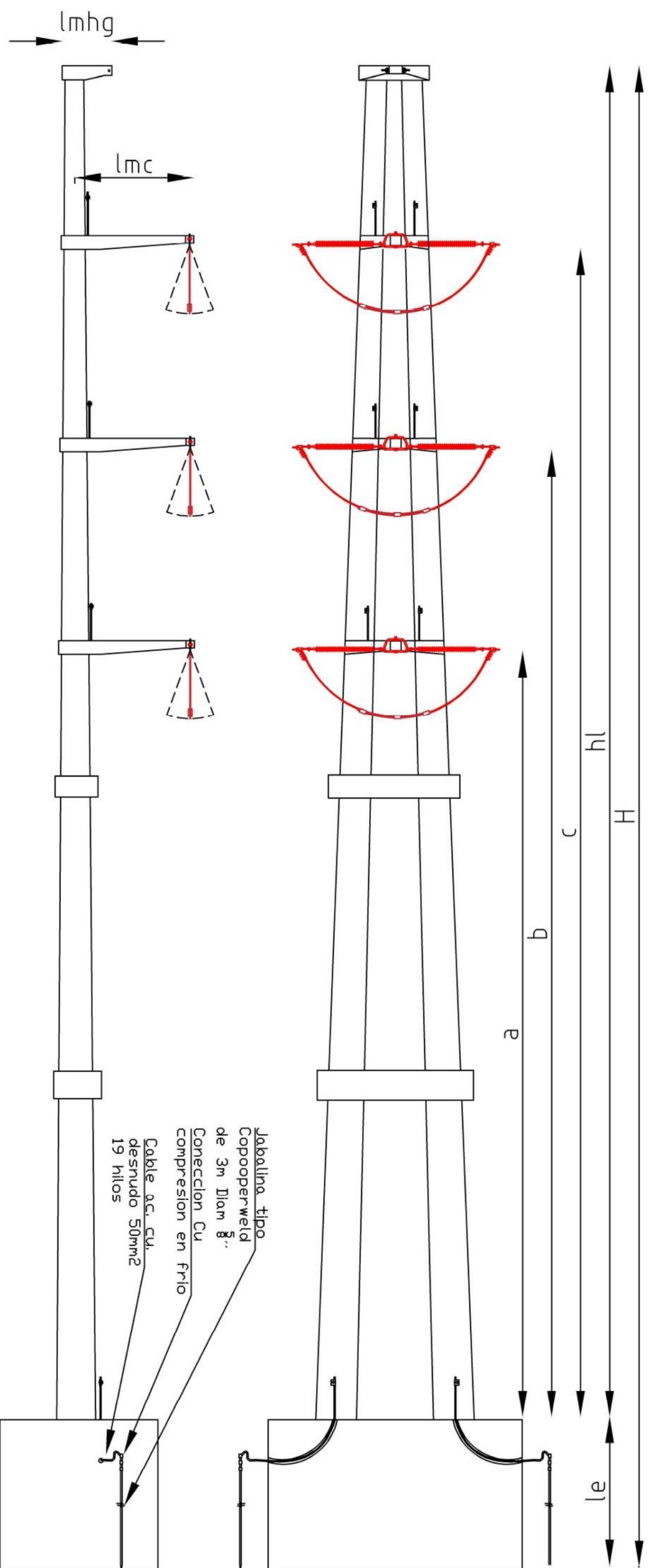
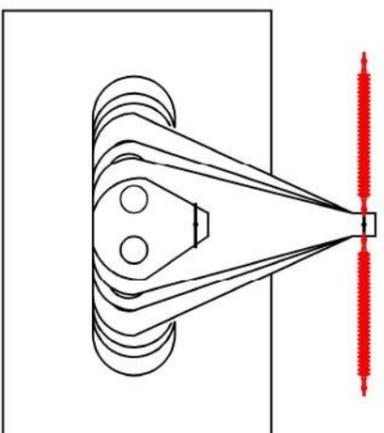
Fundaciones									
Cantidad	Denominación	T [m]	A [m]	B [m]	a [m]	b [m]	dp [m]	Dp [m]	Vfund [m ³]
31	S	2,4	2,6	2,6	2,6	2,6	0,29	0,545	15,827
6	S+1	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	0,29	0,56	21,54
2	S+2	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	0,29	0,575	21,537
3	RR0°	2,8	4	2	4	2	0,25	0,52	21,685
2	RA15°	2,6	4	2,5	4	2,5	0,26	0,53	25,256
1	RA 64°	2,6	4	3,5	4	3,5	0,28	0,55	35,602
1	RA 90°	2,6	4	4	4	4	0,29	0,56	40,774



Tipo Estructura	Poste						Aislador		Mensula	
	H (m)	σ (daN)	hl (m)	le (m)	a (m)	b (m)	c (m)	la (m)	lmc (m)	lmhg (m)
S	17.00	2700	15.30	2.40	9.50	11.70	13.90	1.44	1.409	0.59
S+1	18.00	2700	16.20	2.80	10.40	12.60	14.80	1.44	1.409	0.59
S+2	19.00	2700	17.10	2.80	11.30	13.50	15.70	1.44	1.409	0.59

PARQUE EOLICO - E.R. - Ruta Nacional 14 - Km 325
 Propiedad: NUEVOS VIENTOS S.A.
 Estructura de Suspensión (S)
 Dibujado por: Colman, Kevin Elian - Penco Facundo
 Fecha: 13-03-2022 Plano: N° 1 Esc.: 1:50





Tipo Estructura	Poste						Aislador		Mensula	
	H (m)	σ (daN)	hl (m)	le (m)	a (m)	b (m)	c (m)	la (m)	lmc (m)	lmhg (m)
RR	18,00	1500	16,38	2,80	9,70	12,50	15,30	1,80	1,60	1,00

PARQUE EOLICO - E.R. - Ruta Nacional 14 - Km 325

Propiedad: NUEVOS VIENTOS S.A.

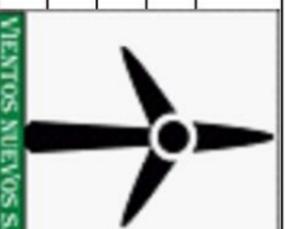
Estructura de Retención Recta 0° (RR)

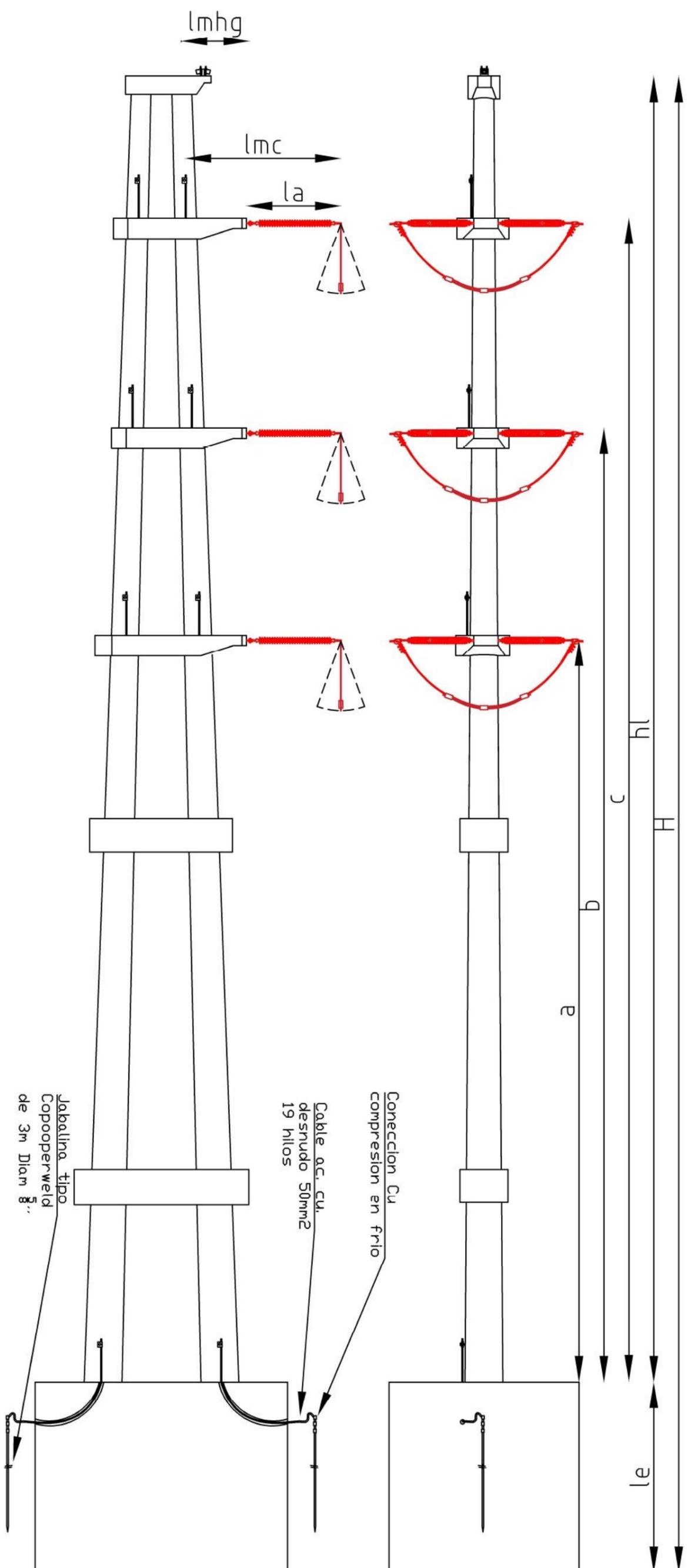
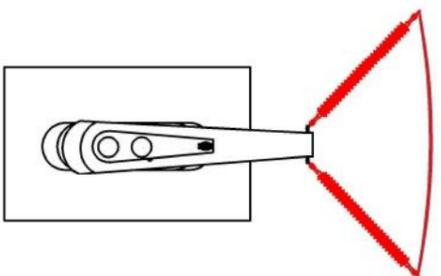
Dibujado por: Colman, Kevin Elian - Penco Facundo

Fecha: 13-03-2022

Plano: N° 1

Esc.: 1:50





Tipo Estructura	Poste						Aislador		Mensula	
	H (m)	σ (daN)	hl (m)	le (m)	a (m)	b (m)	c (m)	la (m)	lmc (m)	lmhg (m)
RAD90°	19,00	2700	17,87	2,60	10,39	13,19	15,99	180	1,60	0,85
RAD64°	19,00	2400	17,87	2,60	10,39	13,19	15,99			
RAD15°	19,00	1800	17,87	2,60	10,39	13,19	15,99			

PARQUE EOLICO - E.R. - Ruta Nacional 14 - Km 325

Propiedad: NUEVOS VIENTOS S.A.

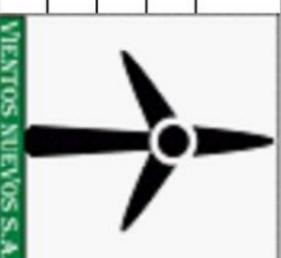
Estructura de Retención Angular (RA)

Dibujado por: Colman, Kevin Elian - Penco Facundo

Fecha: 13-03-2022

Plano: N° 1

Esc.: 1:50



Planimetría y altimetría

Considerando las características topográficas del terreno, se analizaron las zonas para la implantación de las estructuras. Como primera fuente de consulta se recurrió a las cartas topográficas del Instituto Geográfico Militar, con el propósito de ver las variaciones de las curvas de nivel. Por sobre esta cartografía se definió la traza con suficiente precisión como para establecer la cantidad y variedad de estructuras especiales (ángulos, terminales, cruces especiales, transposiciones, etc.).

Una vez definido el perfil del terreno se establecieron las estructuras especiales, luego los espacios intermedios con las estructuras de suspensión, procurando la aproximación de esta separación al vano económico antes calculado con la menor variedad de estructuras posibles. A continuación, se detallan los piquetes obtenidos:

Tabla 4-42 Resumen piquetes – Fuente: propia

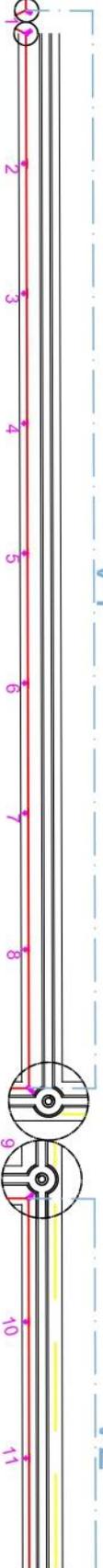
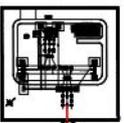
Detalle de Piquetes								
Piq. Nº	Tipo de Estructura		Vertice	Dist. Entre vertices	Vano Anterior	Ángulo (°)	Fundacion	
	Denom.	Material						
0	Por	HºA		20	0		Rect. Simple	
1	RA	HºA	V1	-	20	64	Rect. Simple	
2	S	HºA		-	100	0	Cuadrada Simple	
3	S	HºA		-	100	0	Cuadrada Simple	
4	S	HºA		-	100	0	Cuadrada Simple	
5	S	HºA		-	100	0	Cuadrada Simple	
6	S	HºA		-	100	0	Cuadrada Simple	
7	S	HºA		-	100	0	Cuadrada Simple	
8	S	HºA		-	105	0	Cuadrada Simple	
9	RA	HºA			810	105	90	Rect. Simple
10	S+2	HºA	V2	-	100	0	Cuadrada Simple	
11	S	HºA		-	100	0	Cuadrada Simple	
12	S+1	HºA		-	100	0	Cuadrada Simple	
13	S	HºA		-	100	0	Cuadrada Simple	
14	S	HºA		-	100	0	Cuadrada Simple	
15	S	HºA		-	100	0	Cuadrada Simple	
16	S	HºA		-	100	0	Cuadrada Simple	
17	S	HºA		-	100	0	Cuadrada Simple	
18	S	HºA		-	100	0	Cuadrada Simple	
19	RR	HºA		-	100	0	Rect. Simple	
20	S	HºA		-	100	0	Cuadrada Simple	
21	S+1	HºA		-	100	0	Cuadrada Simple	
22	S	HºA		-	100	0	Cuadrada Simple	
23	S	HºA		-	100	0	Cuadrada Simple	
24	S	HºA		-	100	0	Cuadrada Simple	
25	S	HºA		-	100	0	Cuadrada Simple	
26	S	HºA		-	100	0	Cuadrada Simple	
27	S	HºA		-	100	0	Cuadrada Simple	
28	S	HºA		-	100	0	Cuadrada Simple	
29	RR	HºA		2000	100	0	Rect. Simple	
30	S	HºA	V3	-	100	0	Cuadrada Simple	
31	S+1	HºA		-	100	0	Cuadrada Simple	
32	S	HºA		-	95	0	Cuadrada Simple	
33	S	HºA		-	95	0	Cuadrada Simple	
34	S	HºA		-	95	0	Cuadrada Simple	
35	S	HºA		-	95	0	Cuadrada Simple	
36	S+1	HºA		-	95	0	Cuadrada Simple	
37	S	HºA		-	105	0	Cuadrada Simple	
38	RR	HºA		-	105	0	Rect. Simple	
39	S	HºA		-	105	0	Cuadrada Simple	
40	S+1	HºA		-	115	0	Cuadrada Simple	
41	S+1	HºA		-	115	0	Cuadrada Simple	
42	S+2	HºA		-	90	0	Cuadrada Simple	
43	S	HºA		-	100	0	Cuadrada Simple	
44	S	HºA		-	100	0	Cuadrada Simple	
45	RA	HºA			-	90	15	Rect. Simple
46	RA	HºA			1690	90	15	Rect. Simple
Portico	Por	HºA		20	20	0	Rect. Simple	

Para evitar que el conductor se incline en la fijación, se procuró mantener una diferencia de tiros entre vanos adyacentes sea en el orden del 10%. Resumidos a continuación:

Tabla 4-43 Resumen tensiones del conductor según distribución de piquetes – Fuente: propia

vanos		Tensiones[daN/mm ²]										
N°	a [m]	Estado I		Estado II		Estado III		σ _{IIIadm} m	Estado IV		Estado V	
		σ _I	σ _{Iadm}	σ _{II}	σ _{IIadm}	σ _{III}	Δσ		σ _{IV}	σ _{IVadm} m	σ _V	σ _{Vadm}
1	20	-9,27	21,00	11,57	21,00	8,29		21,00	10,69	21,00	7,5	7,50
2	100	2,44		10,93		11,39	27%		10,36		7,5	
3	100	2,44		10,93		11,39	0%		10,36		7,5	
4	100	2,44		10,93		11,39	0%		10,36		7,5	
5	100	2,44		10,93		11,39	0%		10,36		7,5	
6	100	2,44		10,93		11,39	0%		10,36		7,5	
7	100	2,44		10,93		11,39	0%		10,36		7,5	
8	105	2,84		10,89		11,59	2%		10,34		7,5	
9	105	2,84		10,89		11,59	0%		10,34		7,5	
10	100	2,44		10,93		11,39	2%		10,36		7,5	
11	100	2,44		10,93		11,39	0%		10,36		7,5	
12	100	2,44		10,93		11,39	0%		10,36		7,5	
13	100	2,44		10,93		11,39	0%		10,36		7,5	
14	100	2,44		10,93		11,39	0%		10,36		7,5	
15	100	2,44		10,93		11,39	0%		10,36		7,5	
16	100	2,44		10,93		11,39	0%		10,36		7,5	
17	100	2,44		10,93		11,39	0%		10,36		7,5	
18	100	2,44		10,93		11,39	0%		10,36		7,5	
19	100	2,44		10,93		11,39	0%		10,36		7,5	
20	100	2,44		10,93		11,39	0%		10,36		7,5	
21	100	2,44		10,93		11,39	0%		10,36		7,5	
22	100	2,44		10,93		11,39	0%		10,36		7,5	
23	100	2,44		10,93		11,39	0%		10,36		7,5	
24	100	2,44		10,93		11,39	0%		10,36		7,5	
25	100	2,44		10,93		11,39	0%		10,36		7,5	
26	100	2,44		10,93		11,39	0%		10,36		7,5	
27	100	2,44		10,93		11,39	0%		10,36		7,5	
28	100	2,44		10,93		11,39	0%		10,36		7,5	
29	100	2,44		10,93		11,39	0%		10,36		7,5	
30	100	2,44		10,93		11,39	0%		10,36		7,5	
31	100	2,44		10,93		11,39	0%		10,36		7,5	
32	95	2,01		10,97		11,20	2%		10,38		7,5	
33	95	2,01		10,97		11,20	0%		10,38		7,5	
34	95	2,01		10,97		11,20	0%		10,38		7,5	
35	95	2,01		10,97		11,20	0%		10,38		7,5	
36	95	2,01		10,97		11,20	0%		10,38		7,5	
37	105	2,84		10,89		11,59	3%		10,34		7,5	
38	105	2,84		10,89		11,59	0%		10,34		7,5	
39	105	2,84		10,89		11,59	0%		10,34		7,5	
40	115	3,50		10,81		11,97	3%		10,30		7,5	
41	115	3,50		10,81		11,97	0%		10,30		7,5	
42	90	1,54		11,01		11,00	9%		10,40		7,5	
43	100	2,44		10,93		11,39	3%		10,36		7,5	
44	100	2,44		10,93		11,39	0%		10,36		7,5	
45	90	1,54		11,01		11,00	4%		10,40		7,5	
46	90	1,54		11,01		11,00	0%		10,40		7,5	
Portico	20	-9,27		11,57		8,29	33%		10,69		7,5	

Se construyeron dos parábolas para representar la forma de la catenaria del conductor para los estados de máxima y mínima temperatura y se ajustó de manera gráfica la ubicación de los apoyos, de forma tal que se verifique la distancia mínima de despeje del suelo sobre todo el perfil longitudinal de la línea. A continuación, puede consultarse el plano detallado de altimetría.

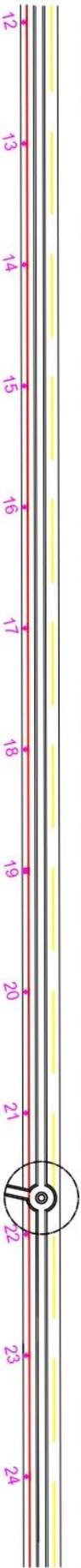


V1

V2



V2

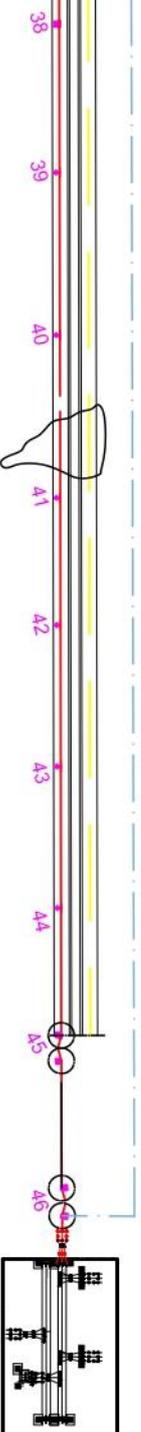


V2

V3



V3



PARQUE EOLICO - E.R. - Ruta Nacional 14 - Km 325

Propiedad: NUEVOS VIENTOS S.A.

Instalacion Electrica

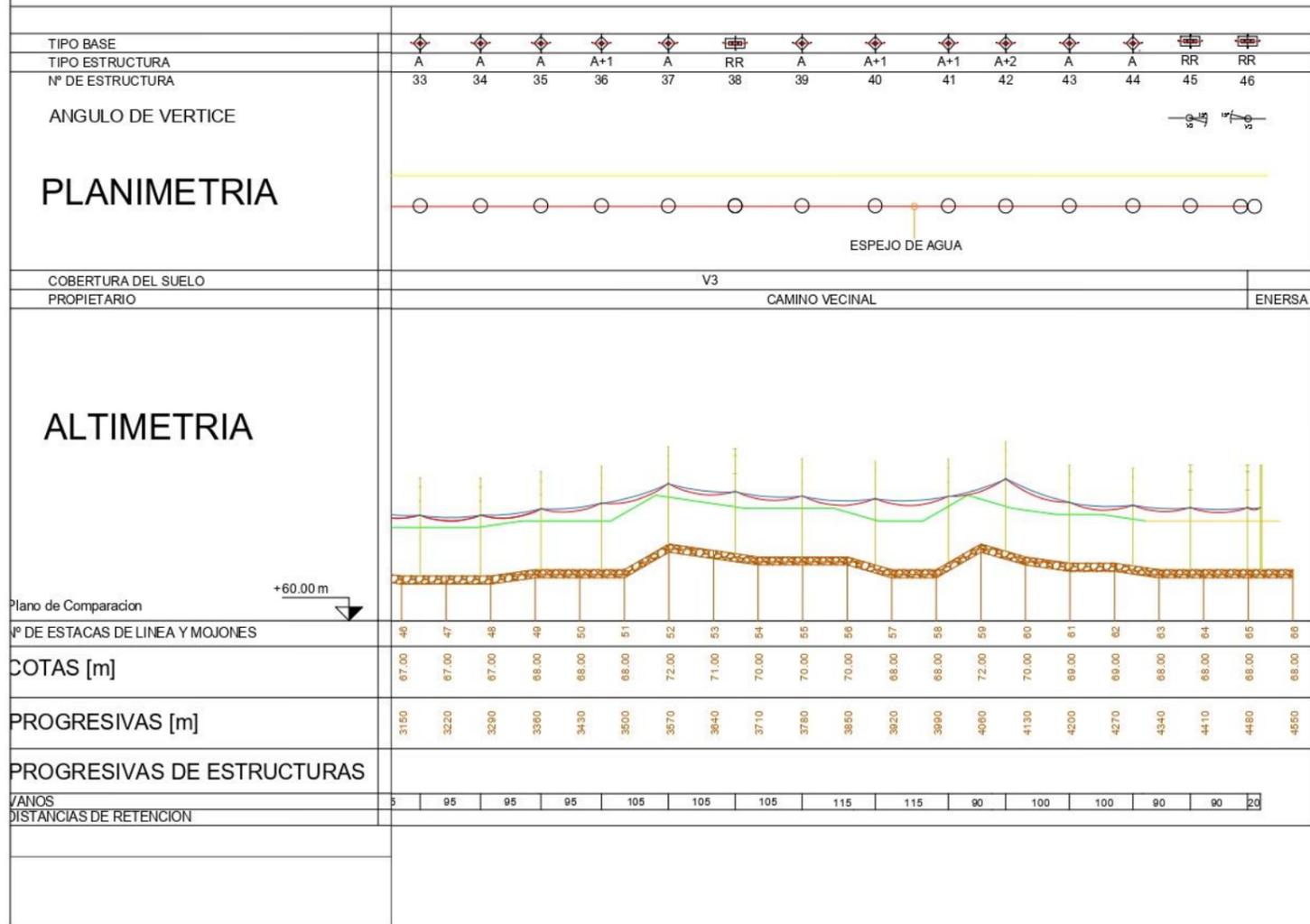
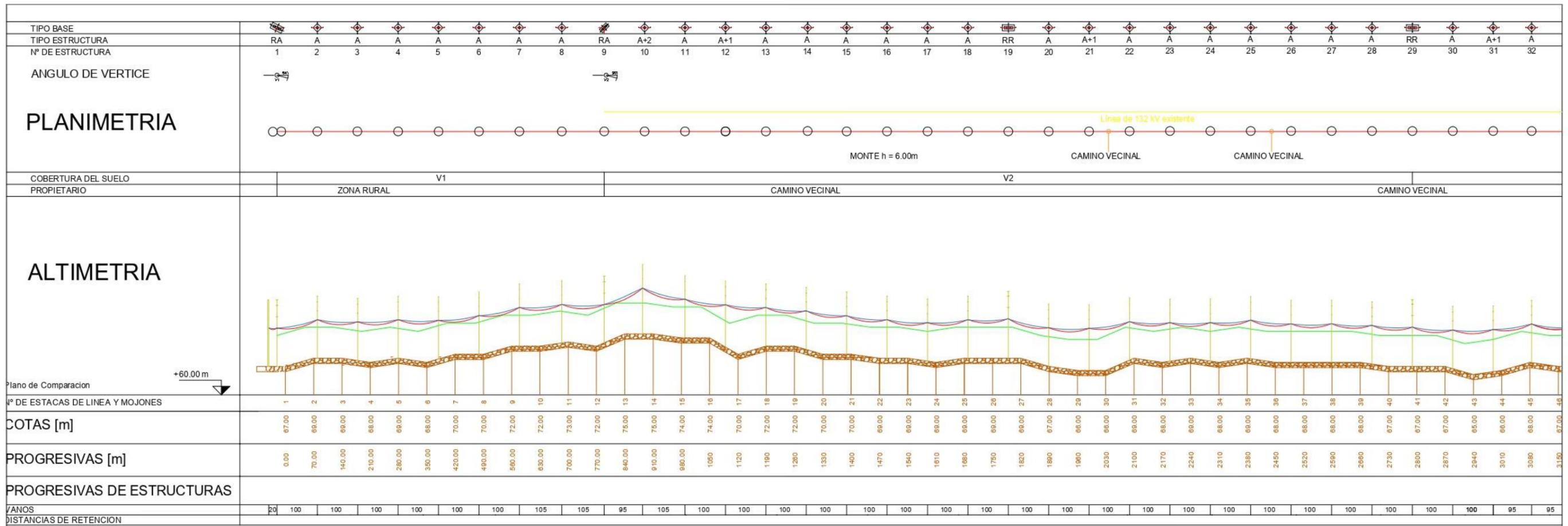
Dibujado por: Colman, Kevin Elian - Perco Facundo

Fecha: 10-08-2019

Plano: N° 1

Esc.: 1:500





PARQUE EOLICO - E.R. - Ruta Nacional 14 - Km 325		
Propiedad: NUEVOS VIENTOS S.A.		
Planimetria		
Dibujado por: Colman, Kevin Elian - Penco Facundo		
Fecha: 10-08-2019	Plano: N° 1	

Conclusiones generales del proyecto

Luego de analizar los estudios técnicos y financieros del proyecto, se pudo llegar a las siguientes conclusiones:

Los estudios eléctricos demuestran que el parque eólico es técnicamente viable, ya que el punto adoptado para la interconexión al sistema de 132kV cumple con los requerimientos mínimos exigidos. Dicho de otra forma, el aporte del parque es pequeño en comparación al aporte de las generadoras hidráulicas de la región, soportando contingencias simples y dinámicas.

Por lo anterior se cumple la normativa de CMMESA sin la necesidad de complejas modificaciones en la topología del sistema.

Para asegurar la operación estable, es necesario que el parque cuente con un sistema de control conjunto de tensión de todos los aerogeneradores, ya que fue considerado en las hipótesis.

El proyecto también es una buena alternativa desde el punto de vista técnico para mejorar la matriz de energía renovable en la zona durante los próximos años.

Por otro lado, esta solución tiene un impacto social y ambiental mínimo en comparación con cualquier otra solución a este problema.

Resumiendo, el proyecto es técnicamente viable y económicamente rentable en determinados términos.

Bibliografía

Asociación Electrotécnica Argentina 95301 (2007). *Reglamentación líneas aéreas exteriores de media tensión y alta tensión.*

Asociación Electrotécnica Argentina 95402 (2011). *Reglamentación para estaciones transformadoras.*

Checa, L. M. (1988). *Líneas de transporte de energía.* 3^{era} ed.

Energía de Entre Ríos S. A. (2018). *Guía de referencia. Ingeniería y planificación.*

Institute of Electrical and Electronics Engineers Std80 (2000). *Guide for safety in AC substation grounding.* New York.

International Electrotechnical Commission 61400 (2001). *Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines.* 1^{era} ed.

Martínez Fayó, J. M. (2006). *Apuntes de cátedra: generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.* Universidad Tecnológica Nacional. Facultad regional Paraná.

Murguía, J. [s/f]. *Apuntes de cátedra: centrales de generación eléctrica.* Universidad Tecnológica Nacional. Facultad regional Concordia.

Roeper, R. (1985). *Corrientes de cortocircuitos en redes trifásicas.* 2^{nda} ed.

Spinadel, E. (2015). *Energía Eólica.* 2^{nda} ed.

Vázquez, C. A. (2020). *Apuntes de cátedra: generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.* Universidad Tecnológica Nacional. Facultad regional Concordia.

Coordinación de aislación – IRAM 2 211 – año 1985.

Software utilizado:

Software de flujo de potencia “PSSe34”

Software de cálculo “Mathcad”

Software de diseño “Autocad”

Software de diseño “Rebit”