



UNIVERSIDAD
DE LA REPUBLICA
URUGUAY



UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA

FACULTAD DE INGENIERÍA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



Proyecto de fin de estudios en la carrera:
Parque eólico Castillos 81 MW - Estudios y Anteproyecto eléctrico
Grupo PECAST

Autores:
Marcello Gregorio
Lucas Narbondo
Michael Varela

Tutor:
Dr. Ing. Mario Vignolo

Fecha de entrega: 26/02/2016

Agradecimientos

En primer lugar queremos agradecer a quienes nos han acompañado durante todo nuestro camino, muy especialmente a nuestras familias y parejas, quienes con su apoyo y paciencia facilitaron la realización del presente trabajo.

Comenzando los agradecimientos a los involucrados directos en este proyecto y para no dar más importancia a nadie, se realizarán menciones según orden cronológico en el avance del proyecto. Agradecemos primero a nuestro tutor, el Dr. Ing. Mario Vignolo, quien desde el comienzo del proyecto mostró su buena disposición y apoyo incondicional al emprendimiento.

Agradecemos también a la empresa SOWITEC Uruguay S.A., especialmente a su Director, el Ing. Tabaré Pagliano, quien desinteresadamente suministró los datos de micrositting del proyecto Castillos, en los cuales se basó el presente trabajo. Agradecemos además a quienes nos ayudaron durante la realización de los estudios de conectividad: el Ing. Nicolás Morales, quien nos ayudó a conseguir el modelo de red uruguaya, a quien nos permitió el uso del software de cálculo Msc. Ruben Chaer y muy especialmente al Ing. Nicolás Yedrzejewski quién también nos apoyó plenamente durante el desarrollo de estos estudios.

Hacemos merecida mención al Ec. Michele Snoeck, autor del material del Curso de Gestión de Proyectos del Instituto de Ingeniería Mecánica y Producción Industrial de la Facultad de Ingeniería de la UdelaR, en el que se basó el capítulo de estudio financiero del presente proyecto.

Finalizamos nuestro agradecimiento recordando a todos aquellos compañeros de estudio, docentes y funcionarios, que nos acompañaron durante la carrera, sin olvidar que sin ellos no habría sido posible nuestra formación profesional y personal y por ende la realización del presente trabajo.

Resumen

El presente documento se elabora como proyecto final de estudios de grado en la carrera de ingeniería eléctrica. Para la total comprensión de algunos de los resultados presentados resultarán de utilidad los conocimientos en el área de sistemas eléctricos de potencia, en lo que respecta a flujos de carga e instalaciones en MT y AT.

El documento contiene un capítulo de anteproyecto de instalación de un parque eólico de 81 MW a la red de AT uruguaya en la localidad de Castillos, Rocha, que busca dar a grandes rasgos una visión sobre la viabilidad técnica y financiera de la realización del proyecto.

Como aplicación específica, se busca optimizar la red interna de media tensión del parque eólico, mediante la realización de flujos de carga e implementando un método de AG para la optimización, de forma tal de minimizar la ecuación económica, considerando la inversión inicial y las pérdidas por efecto Joule. El resultado obtenido mediante la aplicación de algoritmos genéticos será comparado con la configuración de mínimo costo, hallada mediante simulación de todos los casos posibles. De esta forma se podrá validar el método de AG y determinar sus fortalezas a la hora de enfrentarse a un problema de optimización.

Por último se procede a la realización de flujos de carga para determinar la curva de capacidad de la Central Generadora en el nodo de conexión, la cual será comparada con los requerimientos de generación de reactiva que dicta la normativa vigente.

Abstract

The following document is elaborated as a final project of the electrical engineering undergraduate studies. In order to ensure full understanding of some of the results, it will be useful having some knowledge regarding power flow and medium and high voltage electrical facilities.

This paper contains a draft chapter of the installation of a wind farm of 81 MW to the uruguayan high voltage grid in Castillos, Rocha, which seeks to provide a rough insight on the technical and financial viability regarding the realization of the project.

As a specific application, the realization of power flow and the implementation of the genetic algorithm method was performed in order to find the optimal section setting for the conductors of the power collector system in such a way intended to minimize the economic equation, considering the initial investment and the losses due to the Joule effect. The result obtained through the application of genetic algorithms will be compared to the minimal cost setting, found by simulating all possible cases. This way, the GA method could be validated, and its strengths when faced with an optimization problem could be determined.

Lastly, the realization of power flow is anticipated in order to determine the capability curve of the Wind Farm in the point of common couple, which will be compared with the reactive generation requirements that the regulations in force dictate.

Lista de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Resumen	1
1.2. Situación de la Energía Eólica en el mundo	2
1.3. Política Energética de Uruguay	3
1.4. Situación de la Energía Eólica en Uruguay	3
1.4.1. Parques Actualmente en Generación	5
1.4.2. Parques Eólicos en Desarrollo	6
1.5. Marco Legal [6]	8
1.6. Aporte Actual a la matriz energética uruguaya	10
1.7. Alcance del Presente Trabajo	10
2. Estudio de conectividad	13
2.1. Resumen	13
2.2. Alcance	13
2.2.1. Generación y demanda	13
2.3. Hipótesis de Trabajo	15
2.3.1. Rango de tensiones	15
2.3.2. Sobrecargas	15
2.4. Análisis de los Resultados	15
2.4.1. Consideraciones sobre línea Castillos Norte - Rocha	15
2.4.2. Obras Necesarias en red AT de UTE.	16
2.4.3. Influencia del PE en las sobrecargas de la red EAT y AT	17
2.4.4. Estudio de impacto a la red: Peor caso	19
2.4.5. Consignas de Reactiva necesarias	21
2.5. Conclusiones	21
2.6. Trabajos futuros	22
2.6.1. Línea Enrique Martínez-Castillos	22
2.6.2. Reducción de la generación	22
2.7. Extras a documentar	23
2.7.1. Generación	23
2.7.2. Diagramas	23
2.7.3. Practicidad de los reportes	23
2.7.4. Problemas de convergencia en la MVE (Central Batlle y Ordoñez)	23
3. Diseño de Instalaciones	25
3.1. Resumen	25
3.2. Normas Utilizadas	26
3.3. Parque Eólico	26
3.3.1. Aerogeneradores	26
3.3.2. Sistema Colector de Energía	27
3.3.3. Caminería	31
3.4. Subestación Elevadora	31
3.4.1. Generalidades	31
3.4.2. Descripción de la Instalación	31
3.4.3. Edificio de Control	33
3.4.4. Características de los equipos de 150 kV	33
3.4.5. Características de los equipos de 31,5 kV	36
3.4.6. Sistemas complementarios	37
3.4.7. Sistema de Puesta a Tierra[20]	37

3.5.	Puesto de Conexión y Medida	41
3.5.1.	Generalidades	41
3.5.2.	Descripción de la Instalación	41
3.5.3.	Edificio de Control	42
3.5.4.	Características de los equipos de 150 kV	43
3.5.5.	Equipamiento Edificio de Control	45
3.5.6.	Sistema de Puesta a Tierra	46
3.5.7.	Blindaje Atmosférico edificio y playa de 150 kV	47
3.6.	Línea de Alta Tensión	48
3.6.1.	Traza de la Línea	48
3.6.2.	Conductores de Potencia	48
3.6.3.	Hilos de guardia	49
3.6.4.	Aisladores y Accesorios	49
3.7.	Descripción de los refuerzos en la Red	49
3.7.1.	Refuerzo en la LAT ROC-SCA	49
3.7.2.	Ampliación de SE ROC: Construcción de dos secciones de línea de 150 kV	49
3.7.3.	Ampliación de SE SCA: Construcción de una sección de línea de 150 kV	50
3.8.	Estimación del Costo de las Obras	50
4.	Generalidades sobre el Estudio Financiero	51
4.1.	Resumen	51
4.2.	Introducción	51
4.3.	Evaluación financiera	52
4.3.1.	Inversiones	52
4.3.2.	Costos	53
4.3.3.	Beneficios	56
4.4.	Flujo de Caja	57
4.4.1.	Flujo de caja del proyecto y del inversionista	57
4.4.2.	Flujo de caja de proyectos en marcha	58
4.5.	Evaluación de proyectos	59
4.5.1.	Conceptos previos	59
4.5.2.	Criterios de Evaluación de Proyectos	60
4.5.3.	Análisis de Sensibilidad	62
5.	Estudio financiero del proyecto Castillos	63
5.1.	Resumen	63
5.2.	Inversiones	63
5.3.	Financiamiento	63
5.4.	Costos comprometidos durante la operación del Parque Eólico	64
5.4.1.	Costos de Operación y Mantenimiento	64
5.4.2.	Costos de sueldos y honorarios profesionales	65
5.4.3.	Costos de rentas	65
5.4.4.	Costos de desimplantación	66
5.5.	Ganancias esperadas durante la operación del proyecto	66
5.6.	Impuesto a la Renta	66
5.6.1.	Decreto 354/009	67
5.7.	Evaluadores financieros	67
5.7.1.	Flujo de Caja del Proyecto	67
5.7.2.	Tasa Interna de Retorno	67
5.7.3.	Valor Actual Neto	68
5.8.	Análisis de Sensibilidad del Proyecto	68
5.9.	Conclusiones	69
6.	Optimización de la Red de MT mediante simulación	71
6.1.	Resumen	71
6.2.	Introducción	71
6.2.1.	Fundamento Teórico: Flujo de cargas Línea corta	71
6.2.2.	Modelado de la Potencia generada: Valor Eficaz	73
6.2.3.	Resumen de hipótesis asumidas	74
6.2.4.	Descripción del Algoritmo	75
6.2.5.	Diagrama de flujo del programa	76

6.3. Escenarios considerados	77
6.4. El Sistema Colector mínimo	78
6.5. Análisis de Resultados	79
6.5.1. Caso Base	79
6.5.2. Contrato extendido a 30 años	81
6.5.3. Contrato reducido de 10 años	82
6.5.4. Alto precio de la energía comercializada	84
6.5.5. Bajo precio de la energía comercializada	86
6.5.6. Baja Tasa de Descuento	87
6.5.7. Alta Tasa de Descuento	89
6.6. Trabajos Futuros	90
6.7. Conclusiones	91
7. Optimización de los Conductores mediante AG	93
7.1. Resumen	93
7.2. Introducción	93
7.2.1. Generalidades	93
7.2.2. Historia	94
7.2.3. El algoritmo genético básico	94
7.2.4. Población inicial y función de evaluación (“fitness”)	95
7.2.5. Reproducción, Cruzamiento y Mutación	96
7.3. Modelado de la potencia generada: Discreto en postes	97
7.3.1. Presentación del modelo: Generación discreta en 10 postes	97
7.3.2. Comparación entre el modelo discreto y RMS	99
7.4. Aplicación del A.G al proyecto PECAST	99
7.4.1. Resultados del algoritmo genético básico	100
7.4.2. Resultados del algoritmo genético con discretización de la potencia	104
7.5. Resumen de resultados	106
7.6. Conclusiones de la aplicación del A.G en la optimización	107
8. Curva de Capabilidad de la Central Generadora	109
8.1. Resumen	109
8.2. Hipótesis de cálculo	109
8.2.1. Curva P-Q de los aerogeneradores	109
8.2.2. Modelo de la Red hasta el nodo de conexión	111
8.3. Análisis de Resultados	113
8.3.1. Resultados obtenidos	113
8.3.2. Validación del resultado obtenido	115
8.4. Verificación del cumplimiento de la normativa vigente	116
8.5. Conclusiones	117
9. Conclusiones	119
A. Generación Disponible 2021	125
B. Diseño de la malla de tierra de subestación PECAST	131
C. Diseño de la malla de tierra de subestación Castillos Norte	137
D. Traza de la línea de AT	143
E. Costos referenciales de las Obras	147
F. Codigos de fuente	163
F.1. Fitness a partir de múltiples variables	165
F.2. Fitness a partir de un vector con modelo RMS	166
F.3. Fitness a partir de un vector con modelo de Postes	167
F.4. Algoritmo Genético	168
G. Red futura 2025	171
H. Dimensionado de Circuitos del Sistema Colector de Energía	175

I. Flujo de caja del Proyecto	179
J. Dimensionado de Circuitos del Sistema Colector de Energía en configuración de mínimo costo	183
K. Planos de Anteproyecto Eléctrico	187

Índice de figuras

1.1. “Brush Machine” construida en 1888 por Charles Brush en Cleveland, Ohio	1
1.2. Generación Eólica por países, Diciembre 2014 [5]	2
1.3. Generación eólica instalada globalmente, Diciembre 2014[5]	3
1.4. Comparación de diferentes precios de energía	3
1.5. Viento Medio Anual a una altura de medición 90 m[6]	4
1.6. Parques Eólicos: Generando (negro), en Construcción (naranja) y en Desarrollo (amarillo)[6] .	7
1.7. Red Eléctrica de Trasmisión prevista para el año 2017[8]	8
1.8. Matriz de generación eléctrica para el año 2015 en MWh Datos: [16]	10
2.1. Flujo de potencia modelando barra Castillos Norte	16
2.2. Sobrecarga post parque previo a obras	16
2.3. Carga post parque luego de obras	17
2.4. Diagrama unifilar de la red Uruguay de las líneas sobrecargadas con mínimo de demanda generación a pleno e Importación de Brasil	20
2.5. Curva de capacidad (cargabilidad) de la central generadora[11]	21
2.6. Diagrama unifilar cerca de la barra MVE	24
3.1. Unifilar esquemático del Sistema Colector de Energía	28
3.2. Detalle zanjias MT Sistema Colector de Energía	29
3.3. Diseño de cables de MT para Sistema Colector de Energía	30
3.4. Layout de SE PECAST	32
3.5. Corte Lateral de SE PECAST	33
3.6. Diseño de la malla de tierra	40
3.7. Layout de SE CAN	42
3.8. Corte Lateral de SE CAN	42
3.9. Diseño de la malla de tierra del PCyM	47
4.1. Relación entre el gasto en información y la incertidumbre asociada a un proyecto[19]	52
4.2. Punto de equilibrio de un proceso productivo: utilidad y pérdida[19]	55
4.3. Elasticidad de la demanda	56
4.4. Diagrama esquemático de flujo de caja del Proyecto	58
4.5. Diagrama esquemático de flujo de caja del Inversor	58
4.6. Comportamiento del valor actual en función de la tasa de interés[19]	61
4.7. Tasa Interna de Retorno del Proyecto de inversión[19]	61
6.1. Esquema simplificado de una red radial	73
6.2. Generación medida en una semana de un parque eólico en pu, su valor RMS y medio	74
6.3. Diagrama UML de la función fitness implementada para cada sección	76
6.4. Unifilar esquemático del Sistema Colector de Energía para la configuración mínima	79
6.5. Unifilar esquemático obtenido tras la optimización para el caso base	80
6.6. Unifilar esquemático obtenido tras la optimización para el escenario de contrato a 30 años . .	81
6.7. Unifilar esquemático obtenido tras la optimización para el escenario de contrato a 10 años . .	84
6.8. Unifilar esquemático obtenido tras la optimización para el escenario con comercialización de energía a USD 81,00	84
6.9. Unifilar esquemático obtenido tras la optimización para el escenario con comercialización de energía a USD 37,00	87
6.10. Unifilar esquemático obtenido tras la optimización para el escenario con tasa de descuento 3% .	88
6.11. Unifilar esquemático obtenido tras la optimización para el escenario con tasa de descuento 12% .	89

7.1. Diagrama de bloques de un algoritmo genético	96
7.2. Operador cruzamiento	97
7.3. Valores reales de potencia eléctrica generada, ordenados de forma creciente y su discretización	98
7.4. Porcentaje anual de la generación de cada poste en (%)	98
7.5. Costo de pérdidas y valores de diferencia relativa entre los modelos.	99
7.6. Primer corrida del algoritmo genético	100
7.7. Segunda corrida del algoritmo genético	102
7.8. Tercer corrida del algoritmo genético	103
7.9. Optimización mediante AG con función de fitness modelando energía por postes	105
8.1. Curva de Capabilidad de los aerogeneradores[17]	110
8.2. Curva de Capabilidad de los aerogeneradores a la salida del transformador elevador	110
8.3. Diagrama unifilar simplificado hasta nodo de conexión	111
8.4. Curva de Capabilidad obtenida para la Central Generadora	114
8.5. Comparación de la curva P-Q garantizada y la curva de capacidad solicitada según la legislación vigente	117
D.1. Traza de la línea de 150 kV hasta la SE ROC_150	145

Índice de tablas

1.1. Parques Eólicos en Generación [6]	5
1.2. Parques Eólicos privados actualmente en desarrollo [6]	6
1.3. Parques Eólicos actualmente en desarrollo a cargo de UTE[6]	6
2.1. Generación y demanda para cada uno de los escenarios estudiados	14
2.2. Tensiones admisibles	15
2.3. Sobrecargas admisibles	15
2.4. Sobrecarga de líneas. Escenario de exportación a Brasil previo y post parque con obras	18
2.5. Sobrecarga de transformadores. Previo y post parque con obras	18
2.6. Sobrecarga líneas, peor escenario	19
2.7. Sobrecarga transformadores, peor caso	19
2.8. Potencia reactiva inyectada por el parque y tensiones en p.u. en barras del parque.	21
3.1. Características eléctricas de los conductores del sistema colector de energía	29
3.2. Cantidades de Cable de MT, en función de la sección	30
3.3. Coordenadas de la Subestación elevadora, zona horaria 22H	31
3.4. Características eléctricas de los equipos de 150 y 31,5 kV	32
3.5. Parámetros utilizados para el dimensionamiento térmico de conductores de la malla	38
3.6. Coordenadas del Puesto de Conexión y Medidas, zona horaria 22H	41
3.7. Características eléctricas de los equipos de 150 de SE CAN	42
3.8. Características eléctricas de los TT de SE CAN	43
3.9. Características eléctricas de los TI de SE CAN	44
3.10. Características eléctricas de los Transformadores de SSAA	45
3.11. Características del conductor HAWK de la LAT	48
3.12. Estimación del Costo de las Obras de Interconexión	50
4.1. Clasificación de los tipos de costo de un proyecto	53
5.1. Comportamiento de la deuda por financiamiento mediante instituciones bancarias	64
5.2. Costos anuales por concepto de Operación y Mantenimiento de la Central Generadora	65
5.3. Costos anuales por concepto de honorarios profesionales y sueldos	65
5.4. Valor crítico de los diferentes parámetros y modificación del VAN en función de los mismos	69
5.5. Valor crítico de los diferentes parámetros y modificación de la TIR en función de los mismos	69
6.1. Precio considerado para los conductores del sistema colector de energía	77
6.2. Características eléctricas del Sistema Colector de MT mínimo	79
6.3. Comparación entre las secciones obtenidas tras la optimización del caso base y el sistema colector mínimo	80
6.4. Costos asociados a la configuración mínima y a la configuración óptima para el caso base	81
6.5. Comparación entre las secciones obtenidas en la optimización para el caso de contrato a 30 años y para el caso base (contrato a 20 años)	82
6.6. Comparación del desempeño de la configuración optimizada a 30 años y la del caso base	82
6.7. Comparación entre las secciones obtenidas en la optimización para el caso de contrato a 10 años y para el caso base (contrato a 20 años)	83
6.8. Comparación del desempeño de la configuración optimizada a 10 años y la del caso base	83
6.9. Comparación entre las secciones obtenidas en la optimización para el caso MWh a USD 81,00 y para el caso base (energía a USD 59,00)	85
6.10. Comparación del desempeño de la configuración optimizada para MWh a USD 81,00 y la del caso base	85

6.11. Comparación entre las secciones obtenidas en la optimización para el caso de energía a USD 37,00 y para el caso base (energía a USD 59,00)	86
6.12. Comparación del desempeño de la configuración optimizada para MWh a USD 37,00 y la del caso base	87
6.13. Comparación entre las secciones obtenidas en la optimización para el caso tasa de descuento 3% y para el caso base (tasa de descuento 8%)	88
6.14. Comparación del desempeño de la configuración optimizada para tasa de descuento 3% y la del caso base	89
6.15. Comparación entre las secciones obtenidas en la optimización para el caso de tasa de descuento 12% y para el caso base (tasa de descuento 8%)	90
6.16. Comparación del desempeño de la configuración optimizada para tasa de descuento 12% y la del caso base	90
7.1. Comparación entre las secciones obtenidas entre el AG y las secciones óptimas obtenidas en el capítulo 6	101
7.2. Costos asociados a la configuración óptima y a la configuración obtenida por el AG	101
7.3. Comparación entre las secciones obtenidas entre el AG (segunda corrida) y las secciones óptimas obtenidas en el capítulo 6	102
7.4. Costos asociados a la configuración óptima y a la configuración obtenida por el AG (segunda corrida)	103
7.5. Comparación entre las secciones obtenidas entre el AG (tercer corrida) y las secciones óptimas obtenidas en el capítulo 6	104
7.6. Costos asociados a la configuración óptima y a la configuración obtenida por el AG (tercer corrida)	104
7.7. Comparación entre las secciones obtenidas entre el AG (tercer corrida) y las secciones óptimas obtenidas en el capítulo 6	106
7.8. Costos asociados a la configuración óptima y a la configuración obtenida por el AG	106
7.9. Comparación de los distintos casos	106
8.1. Resultado obtenido para la curva de capacidad con la central entregando reactiva	113
8.2. Resultado obtenido para la curva de capacidad con la central consumiendo reactiva	114
A.1. Generación Disponible 2021	128
A.2. Parques Eólicos	129
A.3. Biomasa	130
A.4. Fotovoltáicos	130

Índice de abreviaturas

ACSR: Aluminium Conductor Steel Reinforced
ADME: Administración del Mercado Eléctrico
AG: Algoritmo Genético
AT: Alta Tensión
BOP: Balance of Plant
CASNOR: Castillos Norte
CC: Cortocircuito
CFT: Costos Fijos Totales
CFMe: Costo Fijo Medio
CMg: Costo Marginal
CVMe: Costo Variable Medio
CVT: Costos Variables Totales
CVU: Costos Variables Unitarios
DEWI: Deutsche Eolic Wind Institute
DNC: Despacho Nacional de Cargas
EAT: Extra Alta Tensión
FC: Flujo de Caja
FO: Fibra Óptica
IEC: International Electrotechnical Commission
IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers
IRAE: Impuesto a la Renta de las Actividades Económicas
LAT: Línea Alta Tensión
MIEM: Ministerio de Industria Energía y Minería
MMEE: Mercado Mayorista de Energía Eléctrica
MT: Media Tensión
MTSS: Ministerio de Trabajo y Seguridad Social
ONAN: Oil Natural, Air Natural
ONAF: Oil Natural, Air Forced
PAT: Puesta a Tierra
PCyM: Puesto de Conexión y Medida
PE: Parque Eólico
PECAST: Parque Eólico Castillos Norte
pu: Por unidad
RBC: Relación Beneficio Costo
RMS: Root Mean Square (Raíz cuadrática media) o Valor Eficaz
SE CAS: Subestación Castillos
SE ROC: Subestación Rocha
SE SCA: Subestación San Carlos
SSAA: Servicios Auxiliares
SIN: Sistema Interconectado Nacional
SMEC: Sistema de Medición Comercial
TIR: Tasa Interna de Retorno
UTE: Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas
VA: Valor Actualizado

VAN: Valor Actual Neto

VF: Valor Capitalizado

VR: Valor Residual

Capítulo 1

Introducción

1.1. Resumen

La energía eólica es la energía obtenida a partir del viento. El término “eólico” proviene del latín “*aeolicus*” que significa perteneciente o relativo a Eolos, Dios del viento de la mitología griega. La energía cinética del viento es aprovechada mediante el uso de los denominados aerogeneradores, los cuales convierten dicha energía en energía eléctrica.

La energía eólica es un recurso renovable, inagotable y limpio que ayuda a disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero¹. A su vez, el recurso eólico es bastante predecible a escala anual² y es una fuente de energía cada vez más rentable por lo cual el interés en incluir generación eólica en las redes eléctricas ha ido aumentando en el correr de los años.

Los esfuerzos humanos para explotar el recurso eólico se remontan a tiempos antiguos, donde, por ejemplo, se usaban velas para mover los barcos. Más adelante se utilizaron para los molinos de grano o bombas de agua.

La época de la generación de energía eléctrica a partir del recurso eólico comenzó próxima al año 1900. El primer aerogenerador, especialmente utilizado para la generación de energía fue diseñado en 1888, por Charles Brush en Estados Unidos (figura 1.1).

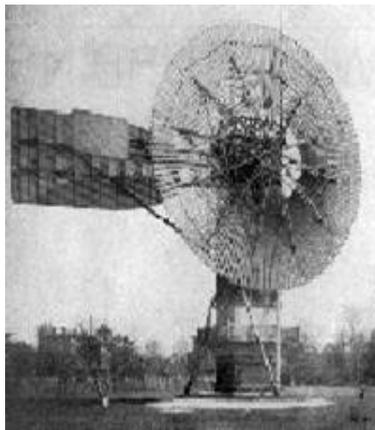


Figura 1.1: “Brush Machine” construida en 1888 por Charles Brush en Cleveland, Ohio

Sin embargo, el interés en la energía eólica despertó recién en los años 70, coincidiendo con la primera crisis

¹Se recomienda al lector interesado que consulte las bases del protocolo de Kioto, protocolo que entró en vigor en el año 2005 a través de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), con el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto Invernadero. La energía eólica tomó un papel central para el desarrollo de este protocolo, que define entre otras cosas, ciertos beneficios económicos a través de los denominados *Bonos de Carbono*

²Si bien resulta complejo predecir la disponibilidad del recurso eólico en el corto plazo, se observa que al considerar períodos mayores la energía eólica es un recurso con bajo grado de incertidumbre, muy por debajo de la incertidumbre asociada al recurso hidráulico, lo que implica que la energía eólica que puede ser generada es prácticamente constante para los diferentes años (MWh/año)

del petróleo, lo que motivó la búsqueda de otras formas de abastecimiento. Desde ese entonces, la energía eólica ha crecido de forma imparable y en la actualidad más de 80 países la generan y para finales de 2014 se contó con un valor mayor a 369,597MW de potencia[5].

1.2. Situación de la Energía Eólica en el mundo

Luego del auge de la energía eólica en los 70, los países europeos fueron los pioneros en implementar generación eólica en sus redes. Los aerogeneradores de aquellas épocas eran demasiado caros y el precio de la energía que se obtenía a partir de los mismos era muy elevado, por lo que suponía un problema para su construcción. Debido a esto, los gobiernos han promovido la energía renovable mediante programas de investigación y subvención.

Se han creado institutos como el Instituto Alemán de la Energía Eólica (DEWI) o el Instituto de Investigación Danés (Risø), que se han encargado de estandarizar las instalaciones y las medidas de seguridad, y se ha logrado que hoy en día la energía eólica ocupe una importante posición en la energía mundial generando un 3% del total[5].

Hoy en día la energía eólica continua creciendo exponencialmente como se puede ver en la figura 1.3, siendo como muestra la figura 1.2, China, Estados Unidos y Alemania los países con más generación [5].

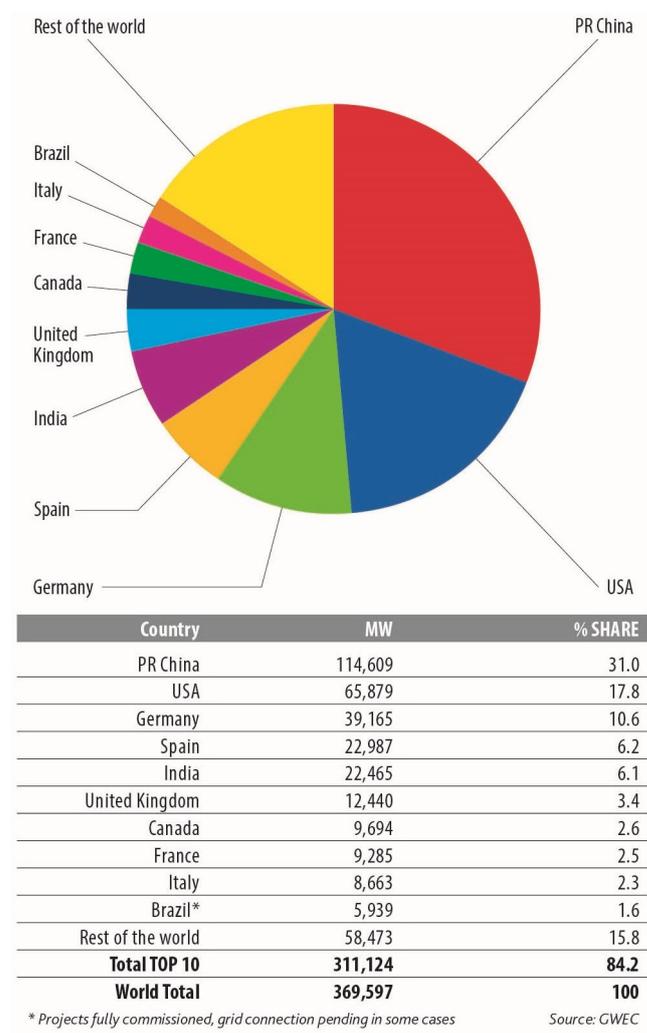


Figura 1.2: Generación Eólica por países, Diciembre 2014 [5]

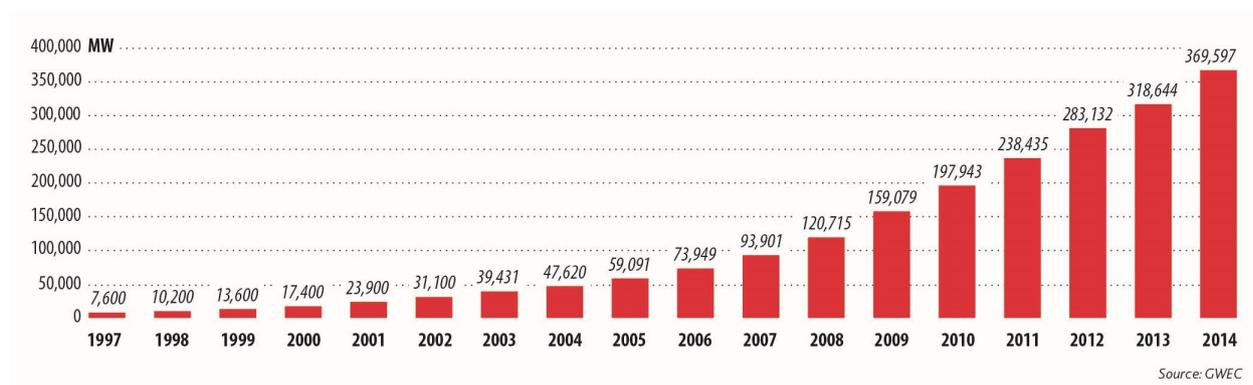


Figura 1.3: Generación eólica instalada globalmente, Diciembre 2014[5]

Se logró que hoy en día la energía eólica tenga un precio muy por debajo de otras energías, como se puede observar en la figura 1.4³, y siendo una fuente renovable está en la mira de muchos países del mundo.

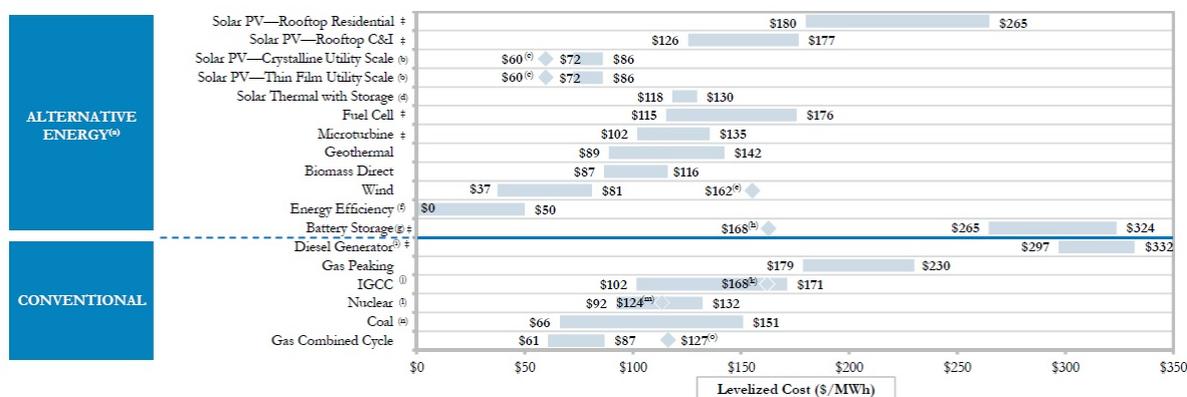


Figura 1.4: Comparación de diferentes precios de energía. Eólica entre U\$S 37 y U\$S 81. [7]

1.3. Política Energética de Uruguay

En el año 2005 se comenzó a edificar la nueva política energética uruguaya. La misma comprende el período desde el 2005 hasta el 2030, contando con la aprobación por parte del Poder Ejecutivo en 2008 y avalada por la Comisión Multipartidaria de Energía a través de un proyecto del MIEM[6].

Esta política tiene como lineamiento general la incorporación de fuentes de energía renovables en la matriz energética del país. En una primera instancia se preveía la inclusión de 300 MW de energía eólica para 2015, meta que fue evaluada nuevamente pasando a tener un objetivo de 1200 MW instalados para el año 2015 [6].

1.4. Situación de la Energía Eólica en Uruguay

Las perspectivas de desarrollo de fuentes de energía renovables basadas en el recurso eólico resultan realmente promisorias para el país. Se manejan precios de la energía de aproximadamente 65.00 USD/MWh[13], muy por debajo del precio de las demás fuentes de energía alternativas (excluyendo la energía hidroeléctrica).

Resulta también muy auspiciosa la distribución de viento en el país. Se tiene un recurso eólico de buen nivel, prácticamente constante en todo el territorio nacional, con vientos promedios de entre 6 y 8 m/s [6].

La figura 1.5 muestra la distribución de velocidades medias anuales de viento a una altura de 90m. Se observa que la zona centro-sur del país (en rojo) es la que posee mayores valores de viento medio.

³base gas oil 4 u\$s/galón, carbón 1.99 u\$s/MMBtu, GNL 4.5 u\$s/MMBtu

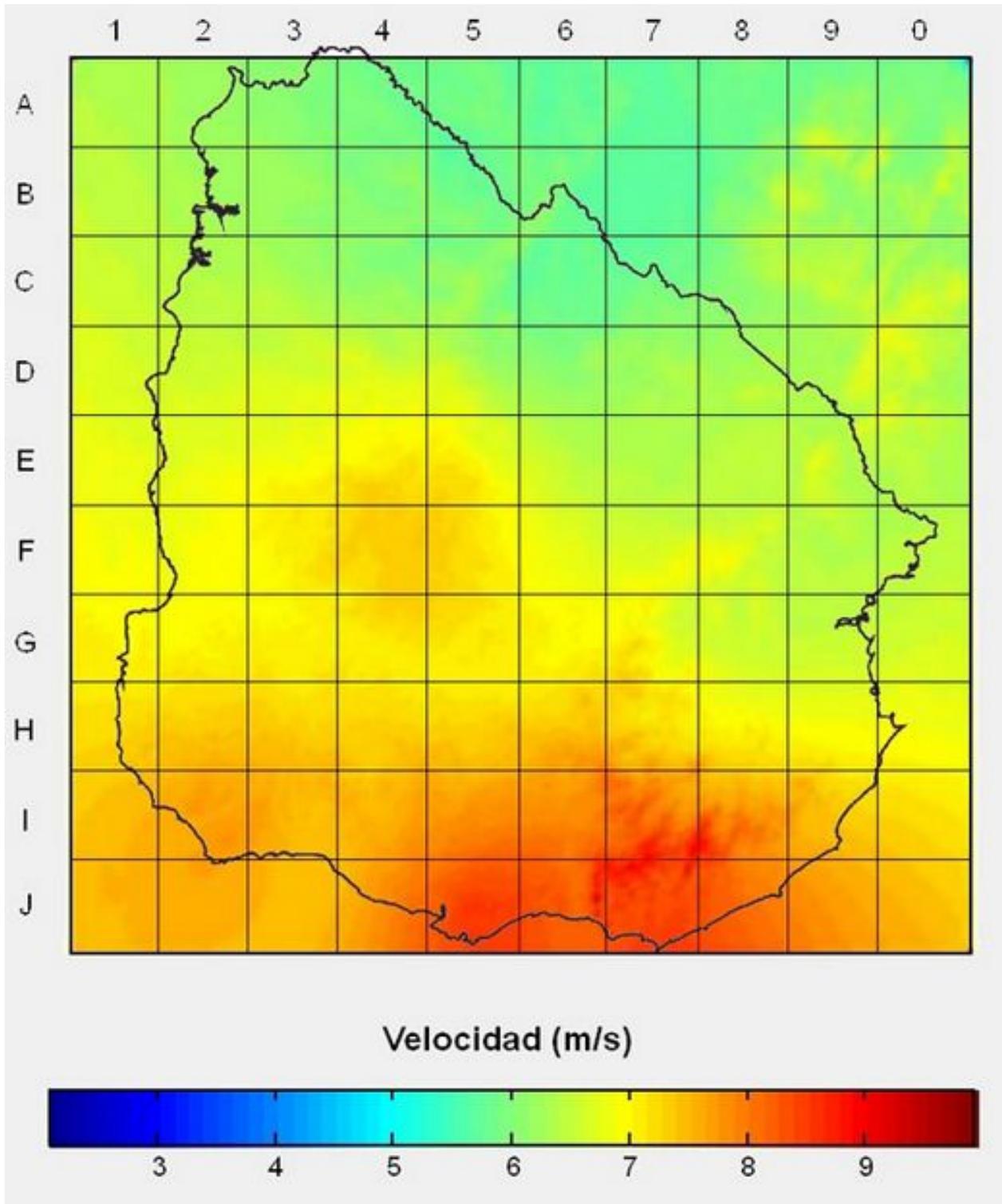


Figura 1.5: Viento Medio Anual a una altura de medición 90 m[6]

Uno de los desafíos con los cuales se encontrará el país en el corto plazo, será la incógnita de cómo aprovechar de la mejor manera el recurso eólico, el cual es una fuente de energía variable y con alto grado de incertidumbre en el corto plazo (a pesar de los modernos métodos de predicción de viento).

Por todo lo anterior, es que la empresa estatal UTE se encuentra trabajando en distintos proyectos que permitan:

- La venta de la energía eléctrica a los países cercanos de la región
- El almacenamiento de la energía eléctrica que pueda ser generada y no necesite ser despachada en ese preciso instante, dado que la demanda no iguala la generación (Valle de demanda).

Las secciones 1.4.1 y 1.4.2 presentan la actualidad de la energía eólica en el país, junto con el plan previsto para el corto plazo.

1.4.1. Parques Actualmente en Generación

Con el objetivo de alinearse a la política energética decidida en el año 2005, según lo visto en la sección 1.3, es que se comenzó con la instalación en el país de varios parques eólicos de mediano y gran porte. La Tabla 1.1 muestra los parques eólicos que se encuentran actualmente en generación.

En la tabla 1.1 se listan tanto aquellos parques a los que UTE ha otorgado Acta de Habilitación Final, como aquellos que a la fecha cuentan con un Acta de Habilitación Parcial. La primera implica que la Central Generadora ha culminado con todos los procesos de habilitación, y tiene todas sus unidades generadoras habilitadas para inyectar energía a la Red Eléctrica. La segunda, por el contrario, es otorgada por UTE cuando la Central Generadora solo ha avalado el cumplimiento de los requisitos necesarios (por ejemplo en lo que respecta a la calidad de la energía) para algunas unidades generadoras, las cuales pueden inyectar energía a la Red, por una potencia menor a la potencia autorizada de la Central Generadora.

Se desprende de la Tabla 1.1 que la potencia eólica actualmente ronda los 750 MW.

Empresa	Potencia Autorizada (MW)	Localidad	Fecha Entrada al SIN
Agroland	0,45	Maldonado	Marzo 2007
Nuevo Manantial	18	Rocha	Junio 2008
Caracoles I	10	Maldonado	Diciembre 2008
Caracoles II	10	Maldonado	Junio 2010
Kentilux	17,2	San José	Mayo 2011
Engraw	3,6	Florida	Enero 2013
Blengio	1,8	San José	Julio 2013
R del Sur	50	Maldonado	Abril 2014
Palmatir	50	Tacuarembó	Mayo 2014
Togely s.a.	7,7	San José	Julio 2014
Luz de Río	50	Florida - Flores	Agosto 2014
Luz de Mar	18	Florida	Agosto 2014
GEMSA	42	Lavalleja	Septiembre 2014
Luz de Loma	18	Florida	Noviembre 2014
Polesine	50	Florida	Noviembre 2014
Cadonal	50	Flores	Febrero 2015
Fingano	50	Maldonado	2015
Aguas Leguas	117,5	Tacuarembó	2015
Estrellada	50	Cerro Largo	2015
Molino de rosas	50	Maldonado	2015
Astidey	50	Flores	2015
Vengano	40	Maldonado	2015
TOTAL (MW)	754,25	-	-

Tabla 1.1: Parques Eólicos en Generación [6]

1.4.2. Parques Eólicos en Desarrollo

En la presente sección se listan los Parques Eólicos que se encuentran actualmente en desarrollo en Uruguay. Mediante los Decretos⁴ 77/006, 403/009, 159/011 y 424/011 UTE adjudicó a privados un total de 987,8MW de potencia Instalada.

En la Tabla 1.2 se muestra la totalidad de los parques privados que se encuentran actualmente en desarrollo, detallándose la Empresa a cargo de la construcción, el nombre, la potencia instalada y la Localidad.

Empresa	Parque	Potencia Instalada (MW)	Localidad
UTE-Electrobras	Artilleros	65,1	Flores
UTE	Juan Pablo Terra	67,2	Artigas

Tabla 1.2: Parques Eólicos privados actualmente en desarrollo [6]

La Tabla 1.3 muestra los parques eólicos actualmente en construcción a cargo de la empresa estatal UTE.

Empresa	Parque	Potencia Instalada (MW)	Localidad
UTE	Colonia Arias	70	Maldonado, Lavalleja
UTE	Valentines	70	Treinta y Tres
UTE I	Pampa	140	Tacuarembó
UTE	Andresito	50	Flores
Teyma	Palomas	71	Salto

Tabla 1.3: Parques Eólicos actualmente en desarrollo a cargo de UTE[6]

Complementando lo expuesto en las secciones anteriores, en las figuras 1.6 y 1.7 se muestra la ubicación de los Parques Eólicos, conjuntamente con la Red de Trasmisión prevista para el año 2017⁵.

⁴El decreto 77/006 también incluye la generación a partir de Biomasa e hidráulica a pequeña escala.

⁵La inclusión de generación distribuida necesariamente implicó reforzar la infraestructura existente, mediante la construcción de varias líneas de transmisión y subestaciones. Algunas de estas obras fueron cubiertas por UTE, otras se incluyeron dentro de las obligaciones contractuales de los generadores privados, como parte de las obras necesarias para posibilitar la interconexión al SIN.

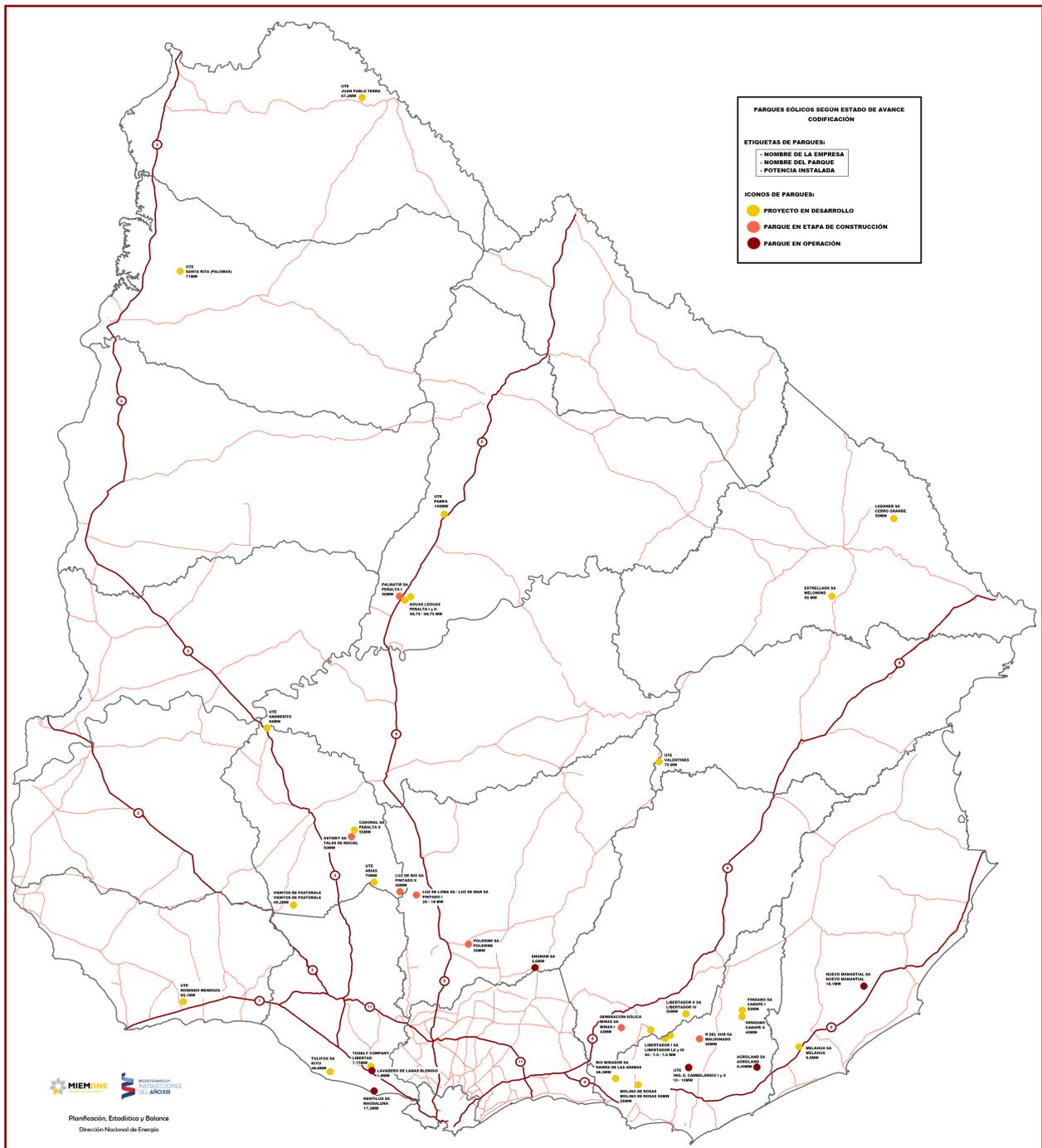


Figura 1.6: Parques Eólicos: Generando (negro), en Construcción (naranja) y en Desarrollo (amarillo)[6]

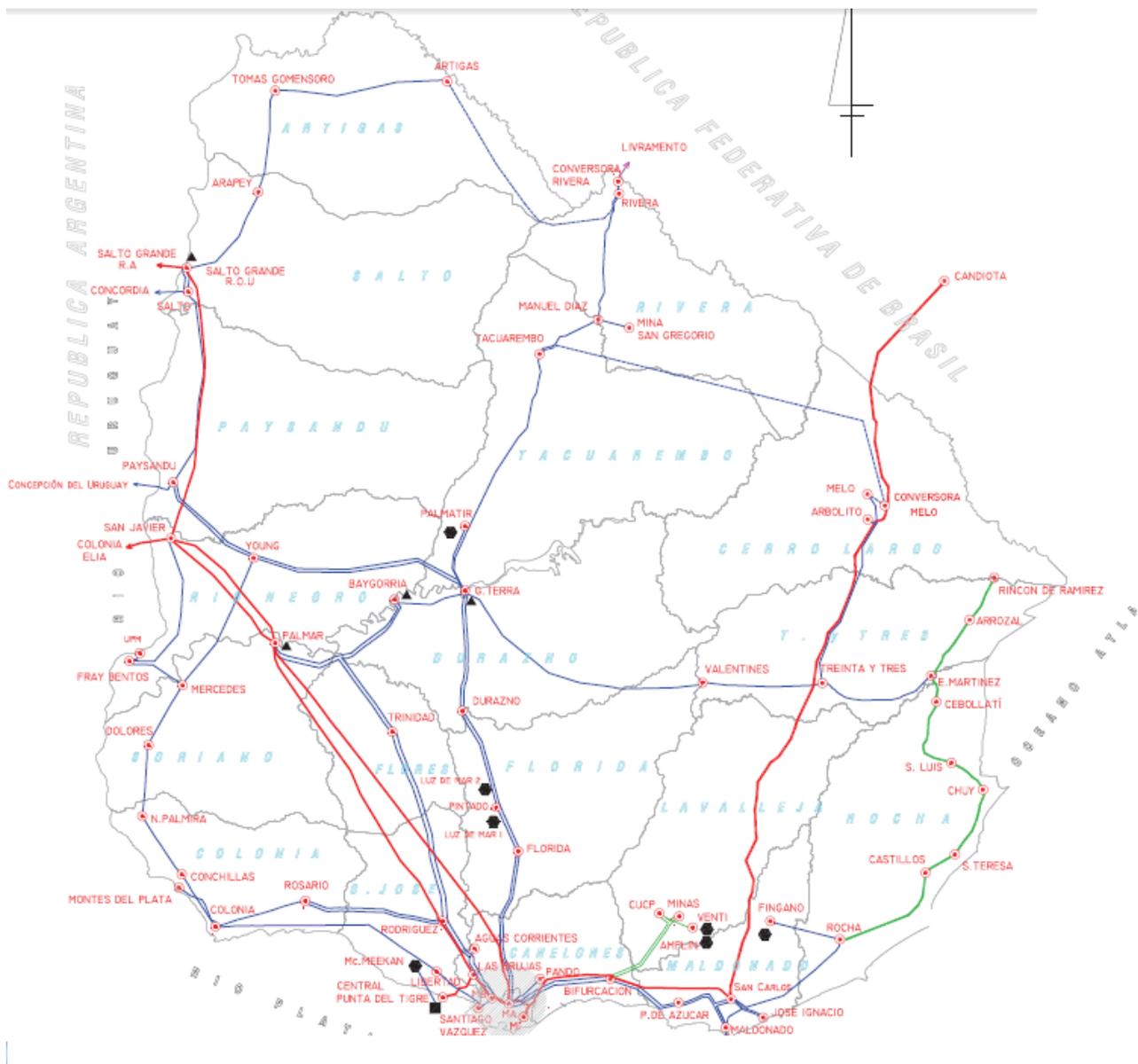


Figura 1.7: Red Eléctrica de Trasmisión prevista para el año 2017[8]

1.5. Marco Legal [6]

En la presente sección se listan las principales leyes y decretos que rigen la actividad de los generadores de energía eléctrica en el país. Existen normativas que son exclusivas para los generadores de energía Eólica, mientras que otras son de aplicación a todos los generadores de energía eléctrica, cualquiera sea la fuente primaria. La actividad de generación eléctrica en Uruguay es libre y de cumplirse las normas técnicas y medioambientales vigentes, cualquier generador puede conectarse a la Red Eléctrica Pública⁶.

Principales Leyes y Decretos regulatorios:

- *Ley Nacional de Electricidad, N° 14.694 de 1977.*

⁶Existen diversas modalidades contractuales, algunos de los generadores han firmado contratos con precio de energía fijo (USD/MWh); otros se encuentran generando en el mercado SPOT, en el cual el precio del MWh es variable y depende de la capacidad de generación disponible con la que cuente UTE

- *Ley de Marco Regulatorio del Sector Eléctrico, N° 16.832* y sus decretos reglamentarios de Trasmisión, Distribución y Mercado Mayorista de Energía Eléctrica de junio de 2002:
 - Decreto N° 276: Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional
 - Decreto N° 277: Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica
 - Decreto N° 278: Reglamento de Trasmisión de Energía Eléctrica
- *Decreto N° 228/007*, que sustituye el artículo 103 del reglamento de trasmisión de energía eléctrica.
- *Decreto N° 366/007*, que modifica los artículos 11, 17, 18, 19 y 68 del decreto N° 277/002
- *Decreto N° 360/002*, Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica y el *Decreto N° 460/009*, de diciembre de 2009, que lo complementa y establece condiciones particulares de despacho para la energía eólica. Posteriormente, el *N° Decreto 72/010*, complementa las condiciones establecidas en el Decreto N° 360/002 para la obtención de autorización del Poder Ejecutivo para la instalación de generación de energía eléctrica.
- *Decreto N° 44/007* de enero de 2007, donde se fija la remuneración para el sistema de trasmisión de energía eléctrica.
- *Decreto N° 229/007* en el que se fijan los cargos y paramétrica para el uso del sistema de trasmisión de energía eléctrica.
- Con fecha 9 de diciembre de 2009 se aprobó el *Decreto N° 567/009* que establece la metodología de despacho de las centrales eólicas. Este decreto funciona como complemento del reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, que no contemplaba las reglas de despacho para esta forma de generación.
- La *Ley N° 18.666* de julio de 2010, que modifica el período máximo de arrendamiento de inmuebles que tengan como destino la generación de energía eléctrica, fijando un máximo de 30 años.
- El *Decreto N° 114/014* de abril de 2014, que establece modificaciones al Decreto N° 276/002, para las definiciones de Suscriptor y Participante Consumidor.
- El *Decreto N° 43/015* de febrero de 2015, que modifica el Decreto N° 276/002, requiriendo autorización del Poder Ejecutivo para las centrales generadoras que estando conectadas al SIN (Sistema Interconectado Nacional), no vuelquen energía a la red. Adicionalmente, se especifica la información a presentar para las centrales generadoras que no estén conectadas al SIN.
- El *Decreto N° 59/015* de febrero de 2015, que establece entre otras cosas el criterio a adoptar para el pago de la energía que el generador se encuentre en condiciones de generar, pero que por una restricción operativa establecida por el DNC (Despacho Nacional de Cargas) no resulte despachada en forma total o parcial. Aplica para los contratos de compraventa de energía eléctrica de fuente eólica y solar fotovoltaica celebrados en el marco de exhortaciones realizadas por el Poder Ejecutivo, así como las ampliaciones que con anterioridad a la fecha del Decreto se hubieran aprobado tomándolas como referencia, en las condiciones que se indican.

Normativa referida a la Eólica Industrial

El *Decreto N° 158/012* aprobado el día 17 de mayo de 2012 establece la posibilidad de que los Consumidores Industriales que generen energía de fuente eólica, puedan realizar contratos de compraventa con UTE. En el marco del decreto se reconocen tres modalidades posibles para la contratación: Generación en el propio predio, Generación fuera del predio y Generación en asociación. Adicionalmente fue aprobado el *Decreto N° 433/012* donde se establece el precio de la energía demandada al sistema y su forma de cálculo y actualización, entre otros aspectos.

Normativa Medioambiental y de Ordenamiento Territorial

En este grupo destacan la *Ley de Prevención y Evaluación del Impacto Ambiental, N° 16.466* de enero de 1994, la *Ley General de Protección del Ambiente, N° 17.283* de noviembre del 2000 y la *Ley de Ordenamiento Territorial, N° 18.308*.

Autorización para generación de energía eléctrica

Para instalar centrales generadoras de energía eléctrica (de cualquier fuente primaria) se debe obtener, entre otras cosas, la autorización del Poder Ejecutivo, cumpliendo los requerimientos de los artículos 53 y 54 del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (*Decreto N° 360/002*) y de su *Decreto Modificativo, N° 72/010* del 22 de febrero de 2010.

Por otra parte, en junio de 2013 fue aprobado el *Nº Decreto 174/013*, que establece modificaciones al procedimiento descrito en los decretos *Nº 360/002* y *Nº 72/010*. Con posterioridad, el *Nº Decreto 43/015* extiende la Autorización de Generación a proyectos que estando conectados al SIN no inyecten energía.

Autorización para participar del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica

Para constituirse en Participante-Generador del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (MMEE) se debe solicitar una autorización ante ADME (Administración del Mercado Eléctrico) y cumplir con los requisitos definidos en la Normativa Vigente.

1.6. Aporte Actual a la matriz energética uruguaya

La figura 1.8 muestra como se constituyó para el año 2015 la matriz de generación de energía eléctrica. Para este año particular, se observa que las fuentes renovables en conjunto alcanzan valores del 85 % de la energía generada, donde se destaca además un porcentaje de energía eólica generada mayor al de origen térmico fósil. Se espera que para los próximos años pueda continuar creciendo el aporte de las fuentes de energía renovables (eólica y solar fotovoltaica) hasta lograr independizarse de la generación térmica, la cual solo sería utilizada en caso de contingencias y necesidad de respuesta rápida y firme.

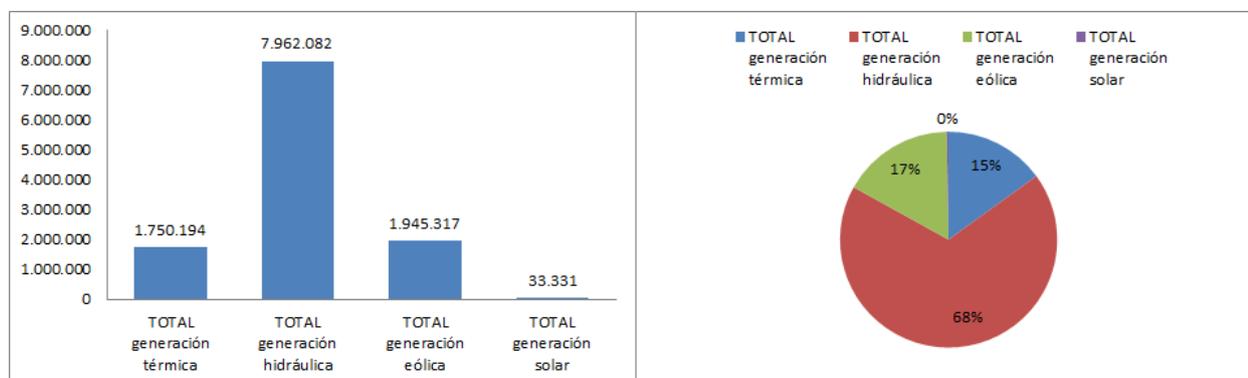


Figura 1.8: Matriz de generación eléctrica para el año 2015 en MWh Datos: [16]

1.7. Alcance del Presente Trabajo

En el marco legal y político descrito en las secciones anteriores es que el presente trabajo busca realizar un Anteproyecto de Conexión a la Red de Trasmisión de UTE para un Parque Eólico de 81 MW. El mismo estará situado en la localidad de Castillos y se conectará a la barra Rocha por medio de una línea de 70km. Contará con 27 aerogeneradores de 3MW cada uno. Se destacan los siguientes puntos del alcance:

- Estudiar la conectividad del Parque Eólico al SIN, incluyendo un análisis de flujo de carga, contemplando la necesidad de introducir posibles ampliaciones a la Red, en los puntos cercanos al Nodo de Conexión del Parque Eólico. Para el presente trabajo la ubicación del predio en donde estará localizado el Parque Eólico, así como la disposición de cada uno de los aerogeneradores dentro del predio se considerarán conocidas y no se modificarán.
- Realizar un Anteproyecto eléctrico de la Central Generadora, incluyendo conexión a la red de AT e instalaciones internas.
- Como aplicación específica se busca optimizar la red interna de MT del PE mediante la aplicación de un AG que permita optimizar la sección de los conductores del Sistema Colector de energía, de forma de maximizar los beneficios económicos obtenidos en el período de duración del contrato, el cual se supone de 20 años. Este algoritmo estará basado en la premisa de que, al aumentar la sección de los conductores, con el consiguiente efecto de necesitar de una mayor inversión, se logra disminuir las pérdidas eléctricas en los conductores, logrando así una mayor producción de energía, que lógicamente se traduce en una mayor generación de beneficios económicos. Se tratará entonces de buscar la sección óptima que permita el mayor repago de la inversión realizada.

- Realizar un estudio económico y financiero sobre la viabilidad del Proyecto a 20 años. Análisis de costos, utilidad y cálculo de evaluadores financieros incluyendo un análisis de sensibilidad respecto a los diferentes parámetros.
- Realizar un flujo de redes radiales utilizando herramientas de cálculo, mediante el cual, siendo conocidas la consignas de potencia activa y reactiva de cada aerogenerador, será posible conocer cuáles serán los valores de potencia P-Q en el nodo de conexión (curvas de capacidad de la Central Generadora).

Capítulo 2

Estudio de conectividad

2.1. Resumen

El estudio de conectividad, implica 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 de estudio del presente trabajo. Al realizar una modificación importante al sistema eléctrico es esencial conocer cómo se comportará el mismo frente a dicho cambio. Es por eso que 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) para poder poner en marcha el proyecto eléctrico.

En este punto se estudiará la conectividad a la red eléctrica de UTE de una central generadora de 81 MW ubicada próxima a la localidad de Castillos, departamento de Rocha. La misma se conectará al SIN en el nodo de Rocha, mediante una línea de aproximadamente 70 km de longitud. Los estudios de flujo de carga fueron realizados utilizando la versión 29 del Software PSS/E y los datos de la red eléctrica uruguaya obtenidos de la página oficial de UTE[10].

El enfoque del presente capítulo estará orientado a la realización de estudios de flujo de carga en régimen permanente; se intentará determinar, mediante la valoración de un número reducido de escenarios de generación y demanda, si para posibilitar la conexión del parque es necesario 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.

2.2. Alcance

Los estudios se realizaron para el año 2021, se simularon casos de demanda máxima y mínima del sistema, con despacho de las máquinas hidráulicas del Río Negro y sin despacho del Río Negro. Finalmente se considera la posibilidad de importar o exportar 572.5 MW de potencia a Brasil¹. Sin embargo, como se verá, la generación supera ampliamente la demanda, por lo que el caso de importación de energía de Brasil se atacará solamente como un estudio del peor caso posible, centrando las conclusiones del análisis en los casos de exportación de energía hacia Brasil.

Solo se estudian en el presente capítulo las líneas, barras y transformadores de tensión igual o mayor a 150 kV, siendo los generadores los únicos elementos que se consideraron en todos los casos, independientemente de su tensión nominal, con el fin de estudiar los diferentes escenarios posibles de generación.

2.2.1. Generación y demanda

Dentro de ambos escenarios de demanda se considerarán las dos situaciones más relevantes para el funcionamiento de las centrales generadoras en Uruguay; si se está frente a un escenario de lluvias o no.

¹500 MW corresponden a la convertora de frecuencia de Melo, recientemente instalada y actualmente en etapa de pruebas. Los restantes 72,5 MW corresponden a la convertora de Rivera, ya en funcionamiento

Por eso, se definen dos casos posibles de generación: Hidráulico y Térmico, donde el primero representa una situación donde es posible prender las centrales hidráulicas y el segundo corresponde a un escenario de baja hidraulicidad, donde no está disponible la generación con las centrales del Río Negro. Además se considerarán dos escenarios posibles de las conversoras de Rivera y Melo, ambas exportando e importando energía a pleno.

En resumen serán 4 casos de estudio, exportando a pleno hacia Brasil y un último caso con toda la generación a pleno más las conversoras importando energía, para estudiar qué sucedería si, hipotéticamente, se tiene toda la generación disponible y se usara a Uruguay como intermediario de importación entre Argentina y Brasil. Si bien es un caso de escasa probabilidad de ocurrencia, la idea del estudio es poder cubrir el peor caso del estado de la red Uruguaya, quedando incluidos así los casos intermedios. Por lo tanto, no se realizará un análisis de gravedad de la situación vs probabilidad de ocurrencia (análisis de tipo estadístico).

Para los estudios realizados, se considera toda la generación privada (eólica, biomasa, fotovoltaica) generando a pleno en todos los escenarios. Los datos de potencia de la generación por fuente se pueden encontrar en el apéndice A.

Para cada uno de los escenarios se comparan los resultados sin la central generadora y con la central generadora. En la Tabla 2.1 se pueden ver los casos de estudio de exportación, los valores de la demanda en cada caso, la generación total y las máquinas que se apagaron.

Lo primero que se puede ver a simple vista es que siempre con la generación presentada se está en un escenario de exportación a Argentina (500 MW y 1600 MW), para lo cual hace falta ver la diferencia entre generación y demanda, más los 572.5 que por hipótesis se considera que se exportan a Brasil.

Escenario	Exportación			
	Hidráulico		Térmico	
	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo
Generación	2632	2631	2315	2315
Demanda	2133	1053	2133	1053
Máquinas Apagadas	6 Salto Grande	6 Salto Grande	6 Salto Grande	6 Salto Grande
	PTI	PTI	PTI	PTI (salvo 1 TG)
	CBO	CBO	CBO	CBO
	MYA	MYA	MYA	MYA
	Maldonado	Maldonado	Maldonado	Maldonado
			Baygorria	Baygorria
			Terra	Terra
			Palmar	Palmar

Tabla 2.1: Generación y demanda para cada uno de los escenarios estudiados

Para facilitar el seguimiento de los resultados presentados, a continuación se aclara la ubicación o nombre de las diferentes barras involucradas, muchas de las cuales se pueden ver en el diagrama unifilar que se presenta en la figura 2.4.

VAL Valentines.

PAL Palmar.

PPU entre PAL y BAY.

C.ELIA Colonia Elia, Interconexión con Argentina.

SAL Salto.

FLO Florida.

MVB Montevideo B.

BON Bonete.

ARB Arbolito.

EFI Eface.

MVR Montevideo R.

L-R barra entre MVL y MVR.

SJA San Javier.

TYT Treinta y Tres.

BAY Baygorria.

TRI Trinidad.

PAY Paysandú.

MVA Montevideo A.

PRO barra entre MVA y FLO.

ROD Rodriguez.

MELB Melo.

LIB Libertad.

MVN Montevideo N.

MVE Montevideo E.

FBE Fray Bentos.

FYS entre FBE y SJA.

2.3. Hipótesis de Trabajo

En el marco de este estudio la red se analiza exclusivamente en régimen, equilibrado, sinusoidal y sin anomalías (régimen N). Se observarán tensiones y sobrecargas para determinar si es necesario realizar alguna obra de transmisión.

2.3.1. Rango de tensiones

Los rangos de tensión admisibles para todas las barras del sistema deben ser los indicados en el documento “Criterios para los estudios de conectividad en la red de Transmisión” [12], los cuales se transcriben en la Tabla 2.2.

Tensión nominal (kV)	Mínimo (p.u)	Máximo (p.u)
500	0.95	1.05
150	0.93	1.07
63	0.93	1.07
31.5	0.95	1.05

Tabla 2.2: Tensiones admisibles

En el presente proyecto se reguló la tensión en las barras generadoras, mediante la inyección de potencia reactiva de los generadores en servicio, con el fin de lograr tensiones admisibles en todo el sistema.

2.3.2. Sobrecargas

De acuerdo a los criterios normativos usuales establecidos por la Gerencia de Estudios y Proyectos de UTE [12], no se admitirá que la conexión de una nueva central generadora provoque sobrecargas en líneas y transformadores de transmisión (ver la tabla 2.3). Sin embargo surge de inmediato al realizar los estudios de flujo de carga, que con la generación presentada para la red 2021, y previo a la conexión del parque existen escenarios de generación y demanda viables, donde una gran cantidad de líneas y transformadores de A.T. se encuentran sobrecargados.

Dado este estado de la red, se tomará como sobrecarga admisible para las líneas y transformadores ya sobrecargadas, aquellas que, luego de instalado el parque, no incrementen en más de un 5% el estado de carga de la línea o transformador previo al parque². Para las líneas que no estuvieran sobrecargadas antes de la conexión del PE se sigue tomando el criterio de la tabla 2.3.

Equipamiento	Régimen N
Transformadores	0%
Líneas	0%
Cables	0%

Tabla 2.3: Sobrecargas admisibles

2.4. Análisis de los Resultados

2.4.1. Consideraciones sobre línea Castillos Norte - Rocha

Debido a que durante el desarrollo de este capítulo no se conocía la ingeniería de la línea, se decidió conectar el parque directamente a la barra Rocha 150. Para verificar que las pérdidas no son significativas, se corrió un caso a modo de ejemplo, copiando los parámetros de una línea similar (ROC-SMR³). Se puede observar en la figura 2.1, que efectivamente las pérdidas de potencia activa de 0,1 MW son despreciables frente a los

²La normativa vigente no establece un criterio para determinar la afección de la la nueva central a los elementos ya sobrecargados. Este criterio deberá validarse con la Gerencia de Estudios y Proyectos de UTE

³SMR es una barra intermedia entre Rocha y San Carlos, de longitud y potencia similar a la línea de conexión del PE

81 MW del parque. Se verificó además que debido a los cambios de reactiva no salga ninguna barra de los niveles establecidos como aceptables, ni se produzcan cambios en las sobrecargas de las líneas.

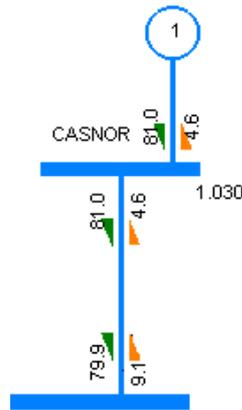


Figura 2.1: Flujo de potencia modelando barra Castillos Norte
En naranja claro Q en MVAR, en verde oscuro P en MW; tensión en pu $u=1.03$

2.4.2. Obras Necesarias en red AT de UTE.

Como primer resultado se ve en la Figura 2.2 al agregar el P.E. Castillos, se obtuvo que en todas las corridas de los flujos de carga, la línea San Carlos-Rocha se sobrecargaba, con sobrecargas que alcanzaban el 50 %. Esto era de esperarse, dado que existían escenarios de generación en los que la línea se encontraba transportando aproximadamente 98 % de su corriente nominal, antes de la conexión del PE. Considerando la proximidad de la línea con la ubicación del parque y la topología de la red en esa región era de suponer que la misma estaría expuesta a una sobrecarga considerable tras la conexión de la Central Generadora.

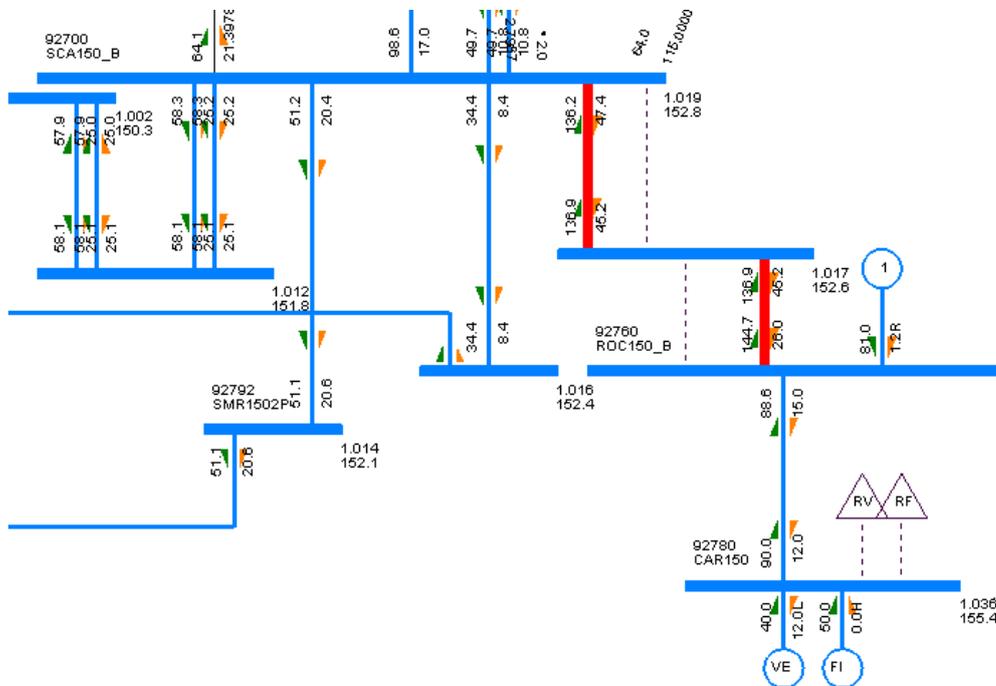


Figura 2.2: Sobrecarga post parque previo a obras, potencia activa en MW (verde) y reactiva en MVAR (naranja). En rojo se muestran las líneas sobrecargadas

Para disminuir la afeción del PE a la red se decidió duplicar la línea, con lo cual se solucionarían los problemas de sobrecarga en la línea San Carlos-Rocha como se muestra en la figura 2.3.

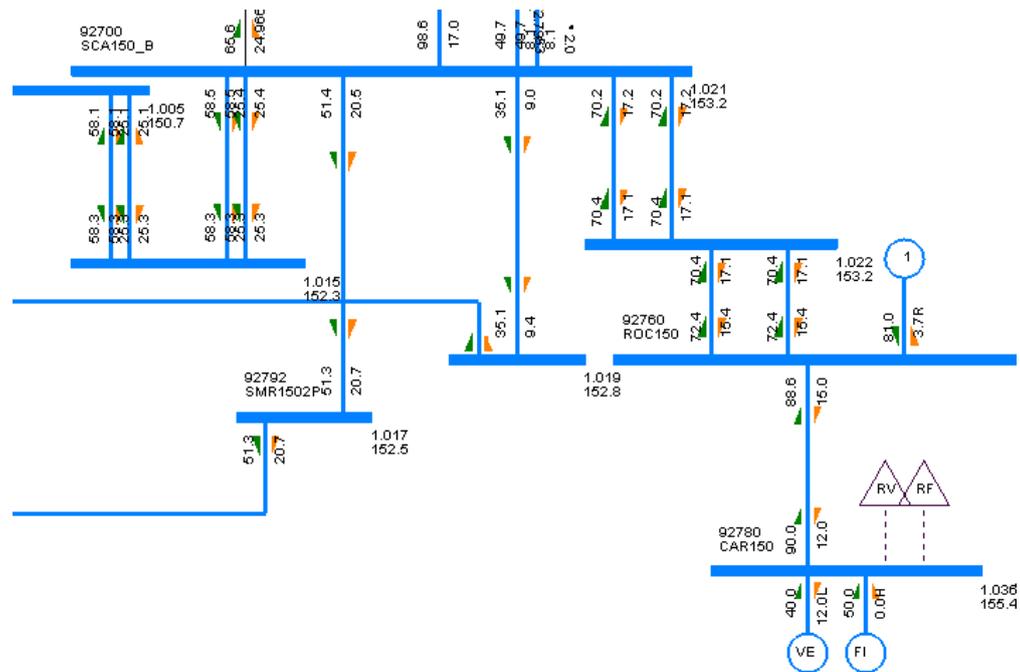


Figura 2.3: Carga post parque luego de obras, potencia activa en MW (verde) y reactiva en MVar (naranja)

Los resultados que se expondrán a continuación serán teniendo en cuenta la nueva ampliación de la red, buscando evaluar si dicha ampliación será suficiente para la instalación del parque.

2.4.3. Influencia del PE en las sobrecargas de la red EAT y AT

Se observó que con la regulación de reactiva disponible en las centrales generadoras junto con la nueva obra de expansión (línea 150 kV SCA-ROC), fue posible satisfacer las consignas de tensión en todas las barras del SIN, sin que el parque produzca ningún tipo de afectación.

De todas formas, debido a su longitud, poca generación, y la incapacidad de la convertora de Melo de regular tensión simultáneamente a la regulación de potencia, en algunos casos la tensión en la barra de Enrique Martínez cae por debajo de 0.95 pu quedando cercano al límite aceptable según el reglamento. No fue posible mejorar la consigna de tensión en esta barra modificando únicamente la potencia reactiva en los generadores cercanos. Si bien estos valores son aceptables según la tabla 2.2, si se desean mantener valores por encima de los 0.95 pu, será necesario compensación local en Enrique Martínez de al menos 2,5 MVar. Por estos motivos se sugieren trabajos futuros en el punto 2.6.

Se presenta en la tabla 2.4 la lista de líneas sobrecargadas con sus respectivos valores numéricos de porcentaje de carga para el estado previo y post parque, destacando que los resultados post parque fueron obtenidos con la línea SCA-ROC ya duplicada.

Se presenta también en la tabla 2.5 el porcentaje de carga de los transformadores de mayor porte de la red eléctrica uruguaya en estado de sobrecarga, para un estado previo y post instalación del parque.

Observando los resultados de las dos tablas, se puede inferir que la entrada en servicio del P.E. más la obra SCA-ROC no produce mayores repercusiones en la red AT y EAT del país. Esto se puede afirmar por dos motivos:

- Porque 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 PE.
- Porque para las líneas ya sobrecargadas en ningún caso la sobrecarga aumenta en más de 5%. Quitando el caso de demanda mínima, generación hidráulica, importación desde Brasil (ver sección 2.4.4), donde se ve en la línea C.ELIA-SJA500_B⁴ un aumento de casi 4%, en ningún caso el aumento de sobrecarga supera al 2%.

⁴Se desataca que esta línea corresponde a la interconexión con Argentina; esta sobrecarga era de esperarse dado que la corriente que circula se vincula directamente con la potencia exportada

BUS#	NAME	BUS#	NAME	Generación				Hidráulica			
				Térmica		Térmica		Hidráulica		Hidráulica	
				Demanda		Mínima	Máxima	Mínima	Máxima	Mínima	Máxima
				Previo	Post	Previo	Post	Previo	Post	Previo	Post
92050	FBE150_B	92661	FYS150_P					100.6	101.9		
92080	SJA150_B	92661	FYS150_P					100.4	101.8		
92420	VAL150_B	92430	TYT150_B			101	100	117	116.9	119	118
92500	PAL150_B	92590	TRI150_B					108	109.7		
92500	PAL150_B	92960	PPU150_B	135	136	112	113	190	190.4	166	166
4004	C.ELIA	90080	SJA500_B								
92030	PAY150_B	92040	SAL150_B								
92100	MVA150_B	92131	PRO1501P					104.6	103.6		
92100	MVA150_B	92132	PRO1502P					104.6	103.6		
92131	PRO1501P	92520	FLO150_B					105.9	105	101	
92132	PRO1502P	92520	FLO150_B					105.9	105	101	
92200	MVB150_B	92570	PBE1502P					110	108.9		
92500	PAL150_B	92540	BON150_B								
92550	BAY150_B	92960	PPU150_B					137	137.3	114	115
92570	PBE1502P	92580	ROD150_B					111	109.5	100	
92481	MELB150P	92492	ARB150P2					105	104.7		
92620	LIB150_B	92681	EFI150_B					107	106.3		
92110	MVN150_B	92360	MVR1502B			108	108	100		108	107
92110	MVN150_B	92250	MVE1502B			124	124			126	127
92123	L-R150_P	92360	MVR1502B	104	103	111	111	104.6	104.1	111	109.5

Tabla 2.4: Sobrecarga de líneas. Escenario de exportación a Brasil previo y post parque con obras. En rojo se muestran aquellas líneas para las cuales la conexión del parque produjo aumento de sobrecarga

BUS#	NAME	Generación Térmica				Generación Hidráulica			
		Mínima		Máxima		Mínima		Máxima	
		Exportación		Exportación		Exportación		Exportación	
		Previo	Post	Previo	Post	Previo	Post	Previo	Post
92500	PAL150_B	119	118.8	109	109.6	137.1	137.2	125	125.6
92500	PAL150_B	106	106.3			125.4	126.1	112	112
92062	CFL150_B	179	179	180	180	178.5	178.5	179	179.4
90500	PAL500_B					108.2	108.7		
90500	PAL500_B					109.8	110.5		

Tabla 2.5: Sobrecarga de transformadores. Previo y post parque con obras. En rojo se muestran aquellos transformadores para los cuales la conexión del parque produjo aumento de sobrecarga

2.4.4. Estudio de impacto a la red: Peor caso

En la presente sección, y a modo de complemento, se estudia uno de los escenarios más exigentes encontrados: Demanda mínima, Generación hidráulica e Importación de Brasil. En este caso se pueden observar en la Tabla 2.6 14 líneas sobrecargadas, una hasta cerca del doble de su capacidad nominal⁵. También en la Tabla 2.7 se pueden ver 5 transformadores de potencia sobrecargados, uno en Salto (CFL) con una sobrecarga de casi 80% (aún sin considerar la instalación del PE).

		Generación		Hidráulica	
		Demanda		Mínima	
		Escenario		Importación	
BUS#	NAME	BUS#	NAME	Previo	Post
92050	FBE150_B	92661	FYS150_P	112.5	114
92080	SJA150_B	92661	FYS150_P	112.4	114
92420	VAL150_B	92430	TYT150_B		
92500	PAL150_B	92590	TRI150_B	119.1	120
92500	PAL150_B	92960	PPU150_B	199.9	201
4004	C.ELIA	90080	SJA500_B	103.1	107
92030	PAY150_B	92040	SAL150_B	107	108
92100	MVA150_B	92131	PRO1501P	102	104
92100	MVA150_B	92132	PRO1502P	102	104
92131	PRO1501P	92520	FLO150_B	103	103
92132	PRO1502P	92520	FLO150_B	103	103
92200	MVB150_B	92570	PBE1502P	103	102
92500	PAL150_B	92540	BON150_B	102	102
92550	BAY150_B	92960	PPU150_B	147	148
92570	PBE1502P	92580	ROD150_B	103	103
92481	MELB150P	92492	ARB150P2		
92620	LIB150_B	92681	EFI150_B		
92110	MVN150_B	92360	MVR1502B		
92110	MVN150_B	92250	MVE1502B		
92123	L-R150_P	92360	MVR1502B		

Tabla 2.6: Sobrecarga líneas, peor escenario

		Generación		Hidráulica	
		Demanda		Mínima	
		Escenario		Importación	
BUS#	NAME	Previo	Post		
92500	PAL150_B	141	141		
92500	PAL150_B	133	134		
92062	CFL150_B	179	179		
90500	PAL500_B	114	115		
90500	PAL500_B	118	119		

Tabla 2.7: Sobrecarga transformadores, peor caso

Este tipo de sobrecargas se darían con la red prevista de 2021 previo a la instalación de parque en cuestión. UTE permite que existan estas posibles sobrecargas, dada la baja probabilidad de ocurrencia de este tipo de escenarios. Tanto en este escenario como en los anteriores donde se exportaban 570 MW a Brasil, la generación superaba ampliamente la demanda (ver tabla 2.1), por lo que estos escenarios de importación son de muy baja probabilidad.

En la figura 2.4 se puede ver las líneas y los transformadores de potencia con sobrecarga de las tablas 2.6 y 2.7. Estos resultados motivan a un trabajo futuro planteado en el punto 2.6.2, donde se propone realizar una clasificación de los generadores por tipo, para poder realizar una corrida más realista que tener toda la generación distribuida a pleno en un mismo instante. Nótese que las corridas realizadas suponen todos los parques eólicos generando a pleno y la solar fotovoltaica a pleno, cuando la eólica suele tener un pico de generación en la noche y la solar a pleno mediodía.

⁵PAL (92500) -PPU (92960)

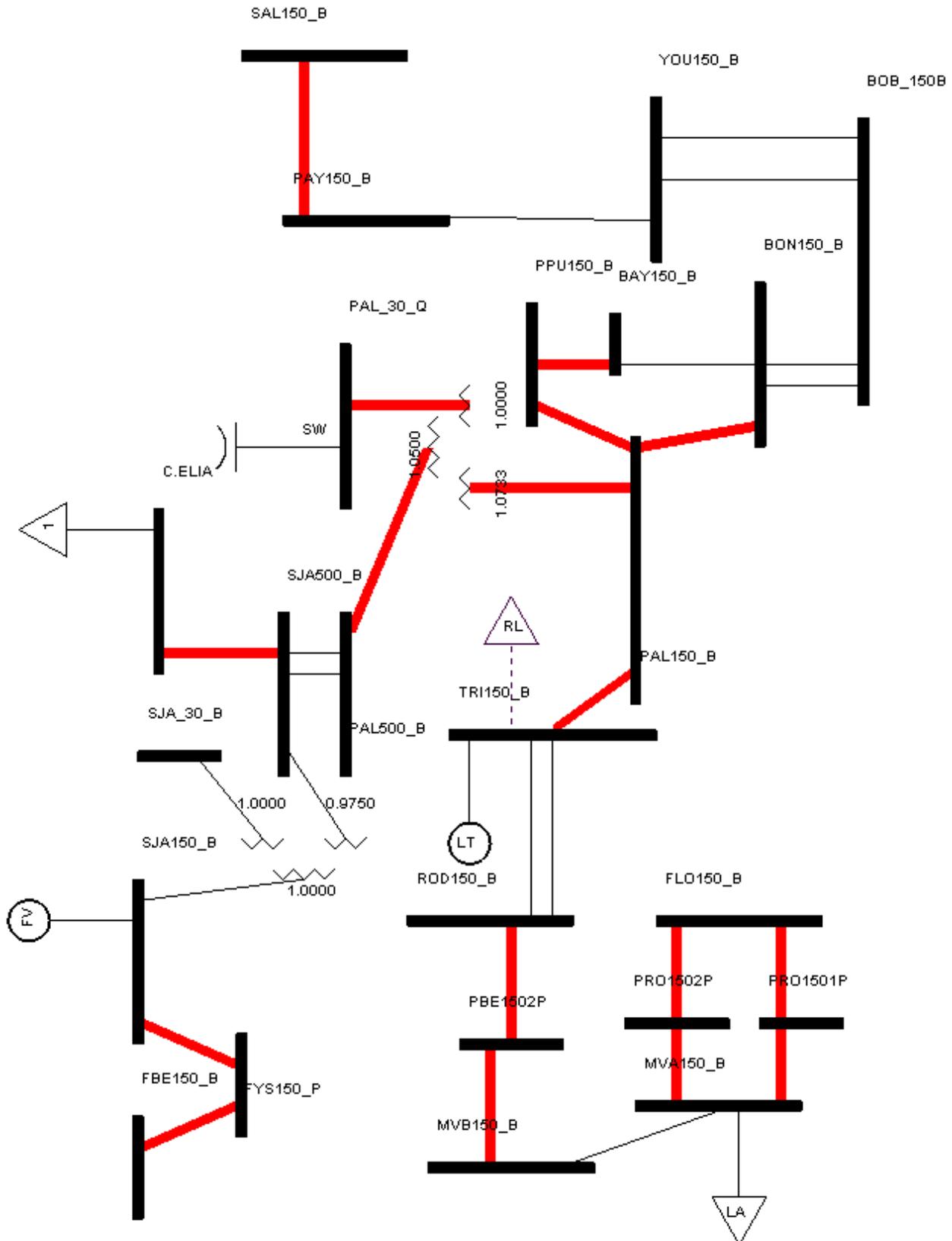


Figura 2.4: Diagrama unifilar de la red Uruguaya de las líneas sobrecargadas con mínimo de demanda generación a pleno e Importación de Brasil

2.4.5. Consignas de Reactiva necesarias

La tabla 2.8 muestra las consignas de reactiva necesarias a inyectar por el parque para mantener los niveles del tensión que se muestran en la tabla en por unidad. Estos niveles de tensión fueron marcados para mantener las tensiones aceptables dentro de toda la red.

Escenario	Exportación a Brasil				Importación
	Térmica		Hidráulica		Hidráulico
Demanda	mínima	máxima	mínima	máxima	mínima
Q Inyectada (MVar)	0.96	9.6	-1.7	4.5	-0.28
Tensión (p.u)	1.04	1.043	1.04	1.035	1.04
Q(%Pn)	1 %	12 %	-2 %	6 %	0 %

Tabla 2.8: Potencia reactiva inyectada por el parque y tensiones en p.u. en barras del parque.

Se observó que los porcentajes de reactiva inyectados son menores al 12%, que si son comparados con la figura 2.5, extraída del documento “CONVENIO DE USO DE LA RED DE UTE EN ALTA TRANSMISIÓN Para Generadores Eólicos conectados a la red de UTE en Alta Tensión” [11], la cual requiere de forma más restrictiva un máximo de 20% de la potencia nominal, se puede asegurar en esta etapa que se cumplen los requerimientos de reactiva.

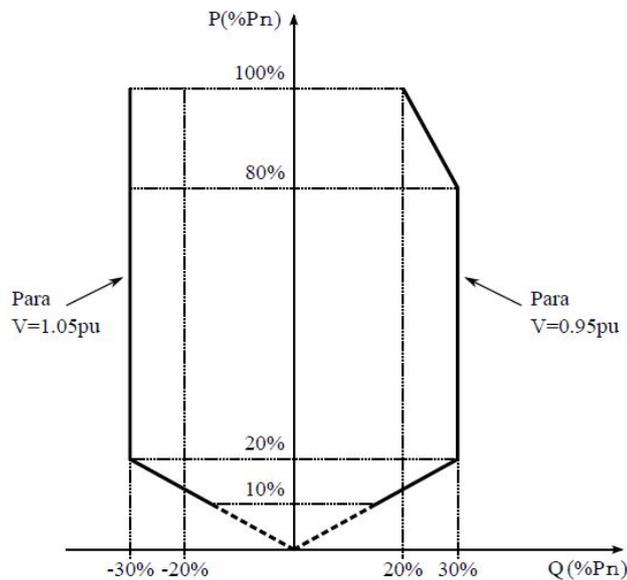


Figura 2.5: Curva de capacidad (cargabilidad) de la central generadora[11]

2.5. Conclusiones

El estudio de conectividad a la red fue realizado satisfactoriamente y 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 uruguaya, 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 esencial duplicar la línea San Carlos-Rocha. Es imposible la instalación del parque con la red en el estado actual. Será objeto de estudio económico, la viabilidad del proyecto teniendo en cuenta la ampliación a realizar.

Otro resultado que vale la pena destacar es la tensión cercana a 0.93 pu que se obtuvo en la barra Enrique Martínez. Se deberá hacer un análisis más extenso, considerando la gravedad de la situación y la probabilidad de ocurrencia ya que esta situación se dio en escenarios muy extremos y puede no ser necesario compensar localmente esa barra.

En cuanto a los transformadores, en ningún caso la instalación del parque afecta la sobrecarga de los mismos ya que se puede ver en las tablas 2.5 y 2.7 que la situación previa y post parque se mantiene igual.

En cuanto a las líneas, la instalación del parque con las obras, como muestran las tablas 2.4 y 2.6 no produce mayores cambios en la red, salvo en la línea PAL-PPU, en uno de los escenarios con menor probabilidad de ocurrencia. En todos los demás casos no se agrega ninguna línea a la lista de sobrecargas y no se aumenta las sobrecargas en más de un 2% 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 bajos, no mayores al 12% y siempre dentro de los límites impuestos por norma.

Por lo tanto, se considera finalizado el capítulo de estudio de conectividad a la red, y la instalación del parque dependerá de un análisis de viabilidad económica dado los resultados obtenidos en esta sección.

2.6. Trabajos futuros

En este punto se busca dejar documentado trabajos que al realizar este capítulo parecieron de interés realizar, pero quedan por fuera del alcance.

2.6.1. Línea Enrique Martínez-Castillos

Enrique Martínez (EMA de aquí en adelante), se ubica en la frontera entre Treinta y Tres y Rocha, justo al final del radial⁶ que nace horizontal desde la central G. Terra (ver figura 1.7). Son 144 km la línea BON-TYT, 63 km más la línea TYT-VAL y 64 km de VAL-EMA, lo que da casi 300 km de radial hasta una central con gran capacidad de regulación de tensión (capacidad de inyección o consumo de potencia reactiva), siempre y cuando esté Bonete generando, sino se deben sumar aproximadamente 300 km más hasta Salto o Montevideo.

Pero tampoco es sencillo regular solamente levantando Terra, si se eleva mucho la tensión en Terra para lograr valores aceptable en EMA luego de los casi 300 Km, se requiere que Pampa imponga una tensión baja en su barra (Aunque en niveles aceptables, haría que para la misma potencia se tenga más corriente y con el cuadrado de ésta van relacionadas las pérdidas por efecto Joule), para evitar problemas de sobre-tensión en Manuel Díaz⁷.

Sería interesante estudiar la posibilidad de tender una línea ROC-EMA o bien migrar la línea CAS-EMA a 150 kV e interconectar el parque propuesto directo a EMA, permitiendo así lograr inyectar potencia reactiva, no solo del parque de estudio en Castillos sino también de otros parques cercanos presentes en la zona este sur y así tener mayor robustez y capacidad de regulación de tensión.

2.6.2. Reducción de la generación

Los escenarios simulados si bien son los que históricamente se han presentado y son probables, deberían adaptarse mejor a una red 2021 con una potencia instalada mayor a 4000 MW, con una menor relación de fuentes de potencia firme, más diversificada y con generación privada.

Nuevamente si bien “es posible”, es un tanto utópico pensar en un escenario con todos los parques eólicos y solares produciendo a pleno al mismo momento, esto debido a las tendencias que tiene el viento de aumentar su potencia en las noches cuando la solar no puede generar.

Quizás, sería más real simplemente tomar un escenario día con la generación fotovoltaica a pleno y un escenario noche con la eólica a pleno.

Por último, hubiera sido interesante utilizar la herramienta FluCar del SimSEE para ingresar la red en formato ‘.raw’, tomar una sala con toda la generación y que el programa se encargue de generar casos más factibles de despacho y a partir de estos que genere el flujo de cargas.

⁶A pesar estar interconectado mediante líneas de 60 kV, Enrique Martínez se encuentra al final de un radial en 150 kV

⁷Ver nuevamente el mapa de la figura 1.7 Manuel Díaz se ubica al norte en la frontera Rivera-Tacuarembó.

2.7. Extras a documentar

Se crea este punto para dejar documentación de particularidades de la experiencia de este capítulo en el proyecto para quien desee replicarlo o realizar un trabajo similar a futuro.

2.7.1. Generación

Sin que fuera parte de los objetivos del presente capítulo, la identificación de los distintos generadores por nombre de barra implicó un trabajo considerable, por lo cual se aclaran algunos de los que más se trabajaron.

CME	converora Melo.	CRI	conversora Rivera.
PTI 50MW	APR.	MVL	CTR.
PTI11TG1	Ciclo Combinado.	PTI11TG2	Ciclo Combinado.
PTL6TV	Ciclo Combinado.	MYA	Central Batlle Motores.

2.7.2. Diagramas

Si bien cambiar de versión de PSS/E el archivo de la red no pareció ser un inconveniente mayor, se encontró que los diagramas presentan poca compatibilidad entre las versiones utilizadas.

Como era de esperarse, utilizar el diagrama construido por una versión posterior no es compatible, pero lo que no se esperaba es que al utilizar un diagrama de una versión anterior, si bien el PSS/E reconoce los elementos del diagrama con los de la red, no logra hacerlo con los del 'tree'. Por lo cual si se quiere, por ejemplo, agregar una nueva línea al diagrama entre 2 barras ya existentes, no es posible porque no reconoce que esas barras ya están en el diagrama.

Debido a esta incompatibilidad, se debió realizar un diagrama totalmente nuevo, lo cual resultó hacerse más rápido de lo esperado. Desde el 'tree' se ejecuta 'draw' en la barra que se desee dibujar y luego desde el diagrama sobre la barra, el comando 'grow' hace crecer todas las líneas que están conectadas a esta barra, se optimiza la disposición de forma amigable y finalmente se borran los transformadores que bajan a distribución.

2.7.3. Practicidad de los reportes

Si bien los diagramas, realizados con cierto cuidado de corresponder la geografía, son una herramienta con un gran potencial para poder ver de forma rápida dónde se presentan contingencias, para así inferir dónde actuar para solucionarlas (por ejemplo fue muy rápido para ver sobretensión cercana a Tacuarembó y pensar en bajar la tensión en bornes de Pampa), la herramienta 'Limit Checking Report' se encontró sumamente práctica sobre todo para realizar los análisis de cada caso luego de finalizar las corridas de los flujos de carga.

2.7.4. Problemas de convergencia en la MVE (Central Batlle y Ordoñez)

Luego de convertir los archivos '.raw' de la red de versión 32 a 29, versión de software a la que se tuvo acceso (algo sencillo para quién tiene acceso a un software moderno), se presentó el siguiente problema:

El software no podía reducir su error de convergencia (mismatch) en la estación MVE a menos de 50 MVA. Parecería que el software no podía resolver el sistema numérico planteado. Se aclara que en la estación MVE se conecta la Central Batlle y Ordoñez 5° y 6° unidad y Motores (MYA), lo cual plantea, como se puede ver en la figura 2.6, una configuración con una alta cantidad de líneas en paralelo por donde el flujo podría ir y volver. Además algunas de estas líneas están dibujadas en paralelo a los transformadores con el fin de simular corrientes en estudios de corto-circuito, que no eran objeto de estudio dentro del alcance del proyecto.

Para solucionar este problema (se recuerda que no se hace estudio de redes de distribución), se sacaron de servicio líneas de la MVE hasta lograr una configuración radial, de modo de brindarle al programa un sistema más simple de resolver (ver figura 2.6)

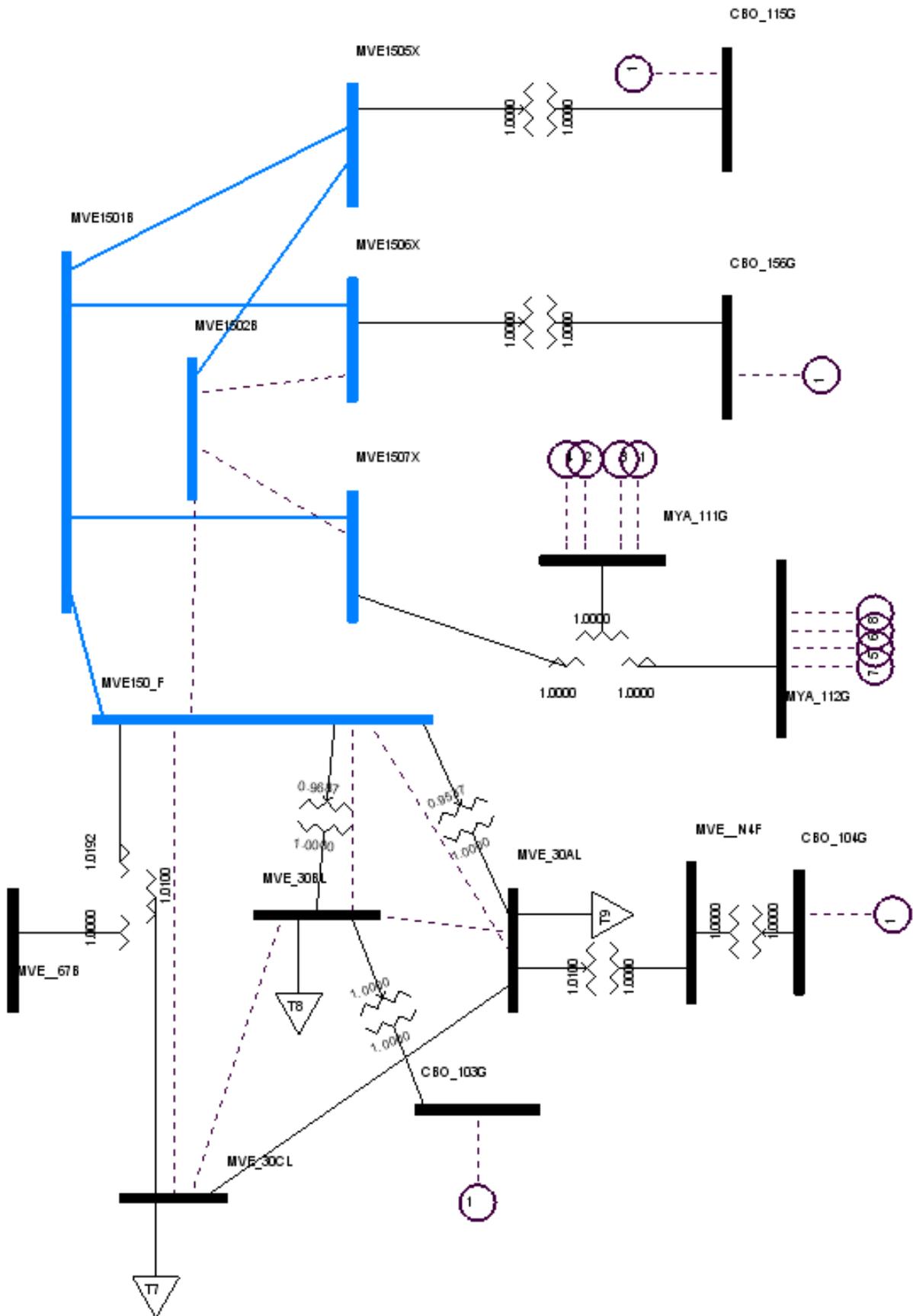


Figura 2.6: Diagrama unifilar cerca de la barra MVE

Capítulo 3

Diseño de Instalaciones

3.1. Resumen

El presente capítulo tiene como objetivo detallar las nuevas instalaciones que se deberán construir para permitir la conexión de la Central Generadora al SIN. Se realizará una presentación de la ingeniería básica de las obras necesarias, a nivel de anteproyecto o proyecto administrativo.

Las obras necesarias se dividen en dos tipos: por un lado aquellas obras que son estrictamente necesarias para permitir la conexión de cualquier central generadora a la red de UTE (unidades generadoras, subestación elevadora, Puesto de Conexión y Medida y línea de Alta Tensión del Parque Eólico) y por otro lado aquellas obras que surgen de la necesidad de implementar ampliaciones en la Red de UTE (Líneas de transmisión que refuercen la red eléctrica, ampliación de subestaciones, instalación de compensación de energía reactiva, entre otras). En el presente capítulo se desarrollará la ingeniería básica de todas aquellas obras que usualmente se deben implementar al conectar una central. No se desarrollarán en detalle las obras adicionales de ampliación de la Red, las cuales se introdujeron en el capítulo anterior.

Las mínimas instalaciones a implementar, a cargo del generador, son las siguientes:

- Parque Eólico

Corresponde a las unidades generadoras de energía: 27 Aerogeneradores de 3,0 MW, totalizando una potencia instalada de 81 MW. La generación de energía se produce en un nivel de tensión de 31,5 kV, la cual es transportada luego a la Subestación Elevadora a través de un Sistema Colector de Energía de Media Tensión.

- Subestación Elevadora

Es la encargada de elevar el nivel de tensión, desde los 31,5 kV correspondientes al nivel de tensión de las unidades generadoras, a los 150 kV correspondientes al nivel de tensión de conexión a la Red de UTE. Esta subestación estará equipada con todos los elementos de medida y maniobra necesarios para permitir la conexión/desconexión de la Central Generadora de la Red.

- Puesto de Conexión y Medida

Permitirá la conexión y desconexión de la Central Generadora de la Red de UTE. Luego de efectuada la recepción de las obras, esta subestación será propiedad de UTE.

- Línea de Alta Tensión

Tiene el objetivo de conectar el Puesto de Conexión y Medida con la Subestación de Rocha (Nodo de Centralización), en un nivel de tensión de 150 kV. Al igual que el Puesto de Conexión y Medida una vez efectuada la Recepción Provisoria de las obras, la línea de Alta Tensión pasará a ser parte del patrimonio de UTE.

En las siguientes secciones se desarrollará en detalle cada uno de los puntos anteriores. Por último, se presenta una estimación del costo total de las obras, incluyendo las obras de expansión.

3.2. Normas Utilizadas

Durante el desarrollo del presente capítulo se han consultado las siguientes normas de referencia:

- Norma IEC 60502-2 - Power cables with extruded insulation and their accessories
- NO-DIS-MA-1502 - Cables subterráneos unipolares. Con aislamiento seco (UTE)
- Norma IEC 60794-3 - Optical Fiber cables: Outdoor cables
- Norma IEEE 80 - Guide for safety in AC substation grounding
- Norma IEC 61089 - Round wire concentric lay overhead electrical stranded conductors
- Norma IEC 60888 - Zinc-coated steel wires for stranded conductors
- Norma IEC 60889 - Hard-drawn aluminium wire for overhead line conductors
- Norma IEC 60120 - Dimensions of ball and socket couplings of string insulator units
- Norma IEC 61284 - Overhead lines - Requirements and tests for fittings
- Norma IEC 62271 - High-Voltage Switchgear and controlgear
- Norma IEC 60044 - Instrument transformers

3.3. Parque Eólico

3.3.1. Aerogeneradores

La Central Generadora estará compuesta por 27 aerogeneradores VESTAS V112-3,0 MW[17] de tipo full converter, diseñados para vientos entre moderados y altos, con una potencia individual de 3,0 MW, totalizando una potencia instalada de 81 MW para el Parque Eólico. Los aerogeneradores tendrán una altura de buje de 96 m y un diámetro de rotor de 112 m, que posibilita un área de barrido de 9852 m^2 . Los aerogeneradores cuentan con transformador de potencia propio, el cual eleva la tensión de 650V del generador a 31,5 kV.

A continuación se introducen los principales componentes de estos aerogeneradores.

Rotor

Compuesto por 3 aspas de carbono y fibra de vidrio de 54,65 m de longitud, con regulación continua del ángulo de pitch, lo que posibilita maximizar la producción energética en función de las condiciones de viento. El rango de operación dinámica del rotor se encuentra entre 6,2 y 17,7 rpm.

Torres

Torres de acero, con conexión mediante brida. Su altura es variable y depende del proyecto en particular. En este caso, las torres serán tales que permitirán una altura de buje de 96 m.

Góndola

Góndola con cubierta de fibra de vidrio. En la góndola están alojados los principales componentes asociados a la generación de energía, conversión de velocidad y transformación del nivel de tensión.

Multiplicadora

Cumple la función de convertir la baja velocidad de rotación del rotor a una alta velocidad de rotación del generador. La relación de conversión es fija: 1/113,2. Tiene una potencia mecánica de 3.300 kW.

Generador

Corresponde a un generador trifásico síncrono de imanes permanentes de 12 polos, con una potencia nominal de 3.880 kVA y una frecuencia de 154 Hz, voltaje de estator de 710 V a 1540 rpm,

Conversor

Conversor de tipo full-scale converter, el cual es el encargado de controlar tanto el generador eléctrico, como la calidad de la energía que se entrega a la red, en lo que refiere al nivel de armónicos y nivel de tensión. Está localizado en la góndola, y cumple la función de convertir la frecuencia variable de salida del generador en una frecuencia alterna fija, entregando además los niveles de potencia activa y reactiva deseados. Consiste en 4 unidades idénticas operando en paralelo, con tensiones nominales de 710 V y 650 V para la entrada y salida respectivamente, con una potencia nominal de 3.800 kVA y corriente nominal de 3.440 A.

Transformador de Potencia

Ubicado en sector cerrado de la góndola, convierte la tensión de salida del convertidor al nivel de tensión del sistema colector de energía. Es un transformador de 3.450 kVA de dos arrollamientos, de grupo de conexión Dyn5, con tensión nominal primaria de 31,5 kV y tensión nominal secundaria de 650 V. Está equipado con intercambiador de tomas del lado primario, del tipo fuera de carga.

Cables de Potencia

Los cables de potencia tienen la función de conectar la sala del transformador ubicada en la Góndola, con las celdas de media tensión, las cuales están ubicadas en la parte inferior de la torre. Son cables aislados de clase 36 kV, cada fase se compone de 3 conductores de 70 mm².

Celdas de Media Tensión

Las celdas de Media Tensión están ubicadas en la parte 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 necesarios para permitir la desconexión de un generador.

El diagrama esquemático de un aerogenerador como el presentado puede observarse en el plano *PECAST-WTG-GRAL* (Apéndice K, plano 1).

3.3.2. Sistema Colector de Energía

El Sistema Colector de energía de Media Tensión (MT) cumple la función de transportar la energía generada por los aerogeneradores hasta la Subestación Elevadora. La construcción de la Red de Media tensión demanda la excavación y posterior relleno de zanjas, y el tendido de conductores de Potencia, Puesta a Tierra y Fibra Óptica. El plano *PECAST-WF-SISCOL* (Apéndice K, plano 4) muestra el layout básico del Parque Eólico, donde se destacan en negro las zanjas de cableado. El plano *PECAST-WF-UNIFILARES* (Apéndice K, plano 2) muestra el diagrama unifilar del Parque Eólico.

Como muestra el diagrama unifilar del Parque Eólico los aerogeneradores se agruparán en 4 ramales distintos:

- Ramal 1: Aerogeneradores 01, 02, 03, 06, 07, 08, 09
- Ramal 2: Aerogeneradores 04, 05, 10, 11, 12, 13
- Ramal 3: Aerogeneradores 18, 19, 17, 16, 15, 14
- Ramal 4: Aerogeneradores 22, 20, 23, 21, 24, 25, 26, 27

La figura 3.1 muestra una ilustración esquemática del diagrama unifilar. Durante el desarrollo del presente trabajo la topología del sistema colector de energía se considerará fija.

El dimensionado del sistema colector de energía se realizó mediante los criterios de corriente admisible y caída de tensión. Se procuró que cada ramal tuviera entre 6 y 8 aerogeneradores. Además, en ningún caso la corriente por los circuitos supera el 80% de la corriente admisible de los conductores. Adicionalmente, se limitó la caída de tensión en los circuitos, de modo que ninguna caída de tensión acumulada superara el 2%. En capítulos posteriores se realizará un dimensionamiento distinto de las secciones, en el que se intentará mejorar el beneficio económico generado por el Parque Eólico, optimizando la relación pérdidas-sección mediante la utilización de algoritmos genéticos.

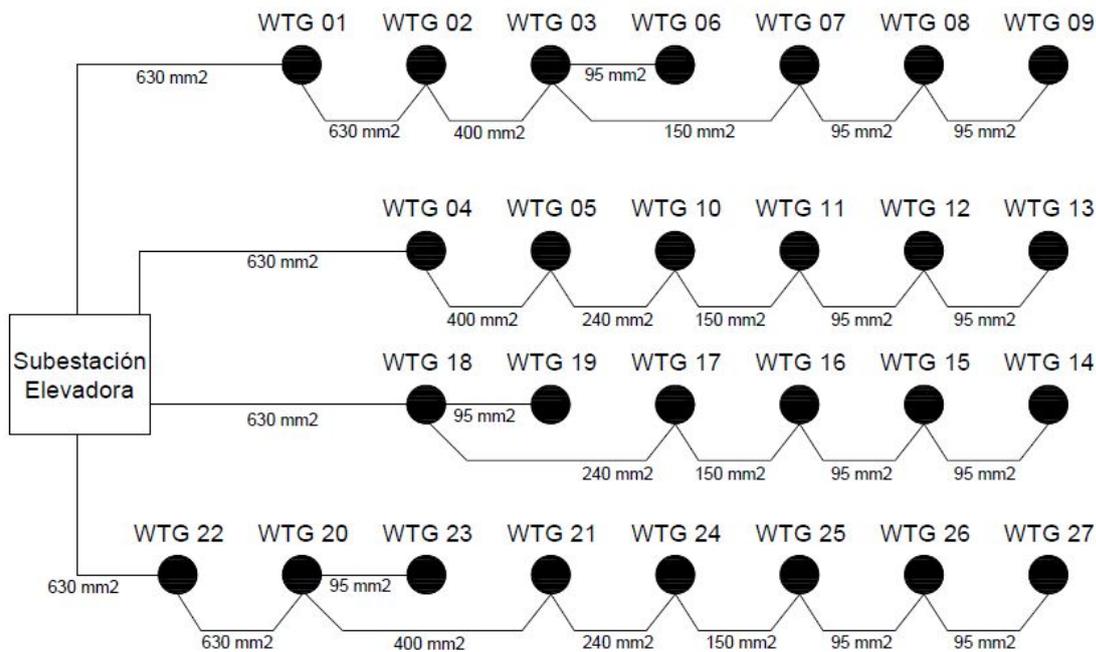


Figura 3.1: Unifilar esquemático del Sistema Colector de Energía

Zanjas de cables

Para implementar el sistema colector de energía de Media Tensión del Parque se procederá a construir zanjas de cables de 1,0 m de profundidad y 0,80 m de anchura. Por estas zanjas discurrirán los conductores de potencia de 31,5 kV, el conductor de puesta a tierra y el conductor de fibra óptica. Las zanjas admitirán el tendido de 1, 2 o 3 ternas de cables. No podrán tenderse más de 3 circuitos de potencia en la misma zanja. En aquellos fragmentos del Sistema Colector por los que discurran más de 3 ternas de cable de media tensión por el mismo camino se deberá proceder a excavar 2 zanjas. Las zanjas serán excavadas con medios mecánicos.

En aquellas zonas donde no haya cruces con rutas nacionales ni caminos vecinales se colocará una capa inicial de 10 cm de arena; sobre esta capa inicial se tenderán los conductores de potencia del sistema colector. Sobre la capa inicial se colocarán 20 cm más de arena, y sobre esta segunda capa se tenderán los conductores de puesta a tierra y de fibra óptica. Luego de tendidos los conductores se colocará una última capa de arena de 20 cm de altura. Sobre esta capa se colocará una placa de polietileno de señalización. Sobre esta última se colocará una capa de 25 cm de tierra proveniente de excavación, se tenderá la cinta de señalización y se incluirán 25 cm adicionales de tierra proveniente de excavación.

En aquellas zonas en las que el sistema colector discurra por debajo de caminos vecinales o rutas nacionales todos los conductores irán tendidos en caños de PVC de diámetro 200 mm. Se colocará una capa de hormigón de limpieza de 10 cm. Sobre esta capa inicial se colocará una capa de hormigón de 50 cm de clase C20, en la que se tenderán los conductores de potencia, Los conductores de fibra óptica y los conductores de puesta a tierra, procurando que los tubos de PVC de estos últimos no queden en contacto con los tubos de PVC de los conductores de potencia. Por encima de la capa de hormigón se colocarán 20 cm de tierra procedente de excavación, se tenderá la cinta de señalización y se colocarán 20 cm adicionales de tierra seleccionada proveniente de excavación.

La figura 3.2 muestra un esquema de las zanjas de media tensión.

Cada 100 m de zanja se colocarán hitos de señalización, con señal de riesgo eléctrico. En todos los puntos de empalme de conductores de potencia se deberán colocar hitos diferentes a los anteriores, y estos puntos deberán relevarse mediante GPS.

Para el tendido de cables deberán construirse aproximadamente 24.750 m de zanjas. La figura 3.2 muestra un esquema de las zanjas de media tensión. El detalle de las mismas puede observarse en el plano *PECAST-WF-ZANJAS*(Apéndice K, plano 3).

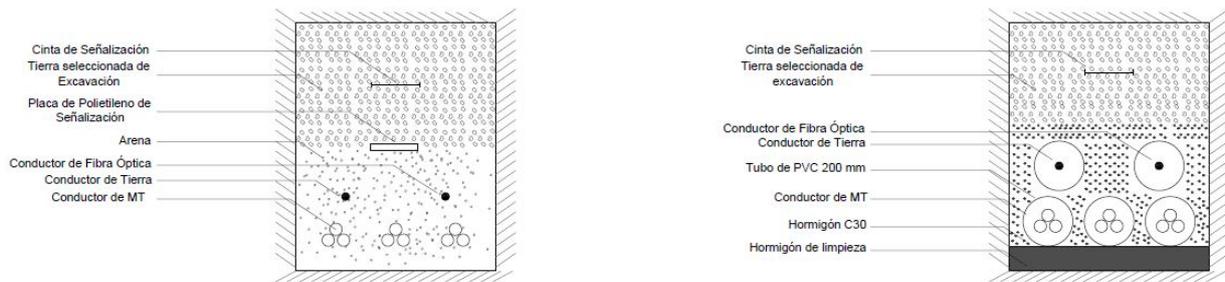


Figura 3.2: Detalle zanjas MT Sistema Colector de Energía

Conductores de potencia

Para el sistema colector de energía se utilizarán conductores de Aluminio de 95, 150, 240, 400 y 630 mm^2 . Todos los conductores estarán diseñados de acuerdo a lo estipulado en la norma IEC 60502-2 y la norma interna de UTE NO-DIS-MA-1502. En caso de encontrarse características contradictorias regirá la más exigente en todos los casos.

La planilla que se muestra en el Apéndice H presenta los cálculos iniciales para el dimensionamiento de los conductores de la Red de MT. Para todos los cálculos realizados se consideró un conductor RHZ1-OL 18/30 kV H16 Al. Las características eléctricas de este conductor se presentan en la Tabla 3.1. Los cálculos iniciales de dimensionamiento se basan en los criterios de corriente admisible. Por diseño, la caída de tensión no podrá tomar valores superiores a un 2% en ninguno de los circuitos.

Sección (mm^2)	kg/m	Intensidad admisible aire (A)	Intensidad admisible enterrado (A)	X (Ω/km)	C ($\mu F/km$)
50	970	170	140	0,151	0,124
70	1085	210	170	0,140	0,138
95	1245	255	205	0,134	0,152
120	1345	295	235	0,134	0,177
150	1495	335	260	0,124	0,177
185	1600	385	295	0,118	0,188
240	1900	455	345	0,114	0,211
300	2140	520	390	0,110	0,228
400	2475	610	445	0,105	0,250
500	3030	720	510	0,104	0,281
630	3625	840	580	0,100	0,313

Tabla 3.1: Características eléctricas de los conductores del sistema colector de energía

Los conductores del Sistema Colector de energía serán de Clase 36 kV, para una tensión de servicio de 31,5 kV, con conductor de aluminio, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE). 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. La figura 3.3 muestra el diseño del cable.

La Tabla 3.2 muestra un resumen de las cantidades de cable a utilizar, en función de la sección del mismo. Se muestran las cantidades por metro lineal de cable.

Sección (mm^2)	Cantidad de Cable (m)
95	27.123,00
150	8.807,00
240	6.087,00
400	6.552,00
630	64.008,00

Tabla 3.2: Cantidades de Cable de MT, en función de la sección

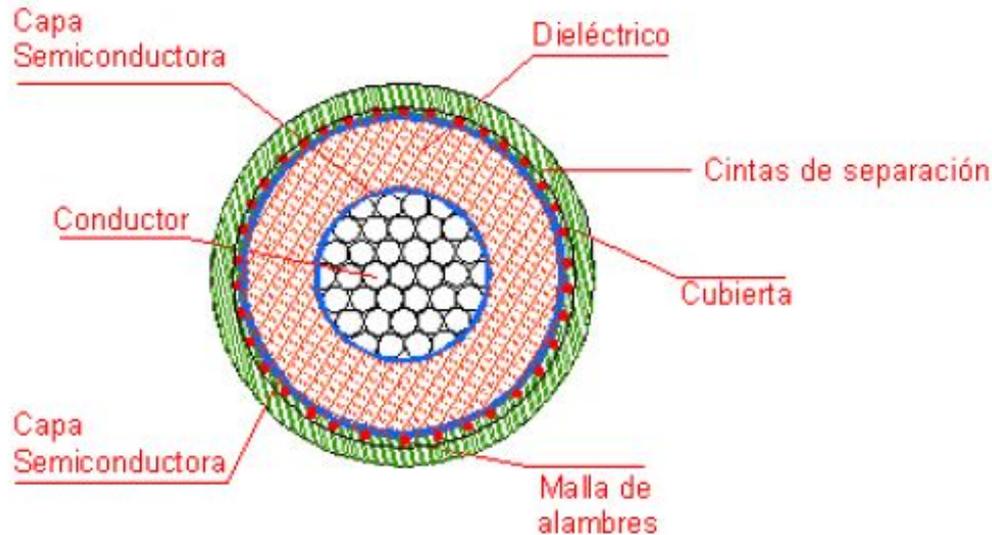


Figura 3.3: Diseño de cables de MT para Sistema Colector de Energía

El diseño de la aislación de los cables estará regido por la norma IEC 60502-2, apto para una temperatura de servicio permanente máxima de 90°C y de 250°C para cortocircuitos de duración máxima 5 segundos. El espesor nominal del aislamiento será de 8,0 mm. Las pantallas semiconductoras del conductor y el aislamiento deberán ser aptas para soportar las temperaturas admisibles del conductor, estarán constituidas por una capa de mezcla semiconductora, adherente al aislamiento. La pantalla metálica del cable estará constituida por una corona de alambres continuos de cobre, de diámetro entre 0,5 y 1 mm, dispuesto en hélice. La cubierta exterior estará formada por una mezcla termoplástica basada en PVC, de color rojo. Los cables contarán con bloqueo de agua en el alma del cable (conductor) y exteriormente en la pantalla metálica. El bloqueo deberá cumplir lo establecido en el ensayo de penetración de agua que se describe en la norma IEC 60502-2.

Los conductores de potencia deberán cumplir con todos los demás ensayos de Tipo, Producción y Recepción que se describen en la norma IEC 60502-2.

Conductores de tierra

Para el sistema de Puesta a Tierra se tenderá una única red de tierras, con conductor de cobre desnudo de 70 mm^2 de sección. Esta red de tierras será tendida por las mismas zanjas que el cableado de MT. Las conexiones se realizarán con terminales de compresión y soldaduras tipo Cadweld en empalmes y derivaciones.

Cable de Fibra Óptica

El cable de Fibra Óptica será tendido por la misma zanja que los cables de MT y el sistema de Puesta a Tierra. Estará diseñado en un todo de acuerdo con lo indicado en la norma IEC 60794-3, y deberá ser apropiado para ir directamente enterrado.

3.3.3. Caminería

Para poder proceder al montaje de los aerogeneradores se deberá reacondicionar los caminos vecinales existentes. Además, se deberán construir 18.542 m de caminos nuevos. El plano *PECAST-WF-CAMINERÍA* (Apéndice K, plano 5) presenta el layout del parque, en el que se observan los caminos vecinales existentes (en verde), la Ruta Nacional N°16 (en azul) y los nuevos caminos que deberán construirse (en rojo).

Los nuevos caminos serán construidos con una pendiente transversal del 2%. Estarán compuestos por una capa sub-base compactada de 30 cm de espesor, seguida de una capa base compactada de 20 cm de espesor.

Deberán construirse cunetas en todas aquellas zonas donde haya desmonte. Estas cunetas serán un triángulo de 80 cm de base y 50 cm de altura, revestidas en hormigón.

Las zanjas de cable se tenderán al costado del camino, a una distancia de 1 m del extremo de las cunetas, en las zonas donde las haya, y a una distancia de 1,80 m del extremo del camino en aquellas zonas donde no haya cuneta. El plano *PECAST-WF-CAMINOS* (Apéndice K, plano 6) presenta el plano de diseño básico de los nuevos caminos a construir.

3.4. Subestación Elevadora

3.4.1. Generalidades

La subestación elevadora cumplirá la función de elevar el nivel de tensión de 31,5 kV del Sistema Colector de Energía a los 150 kV correspondientes al nodo de centralización de la central generadora: el nodo Rocha. La subestación estará equipada con un transformador de potencia de 80/100 MVA de tipo ONAN / ONAF, con tensión primaria 150 kV y tensión secundaria 31,5 kV y con todos los elementos necesarios para garantizar la desconexión de la Central Generadora de la Red de UTE. La subestación elevadora se denominará Subestación Pecast (SE Pecast). En las siguientes secciones se presentan las características técnicas de los principales equipos eléctricos y sistemas de la instalación.

El plano *PECAST-PECAST-UNIFILARES* (Apéndice K, plano 7) muestra los diagramas diagramas unifilares en 150 y 31,5 kV.

La subestación estará emplazada en un predio de 65x35 m, ocupando un área total de 2.275 m². Sobre este predio deberán realizarse todos los trabajos de desmonte y terraplen necesarios para garantizar la nivelación del área de la subestación. La Tabla 3.3 muestra las coordenadas de los cuatro vértices de la Subestación.

Punto	coordenada mE	coordenada mS
V1	238148.00 m E	6235829.00 m S
V2	238178.00 m E	6235809.00 m S
V3	238141.00 m E	6235755.00 m S
V4	238111.00 m E	6235775.00 m S

Tabla 3.3: Coordenadas de la Subestación elevadora, zona horaria 22H

3.4.2. Descripción de la Instalación

La subestación tendrá las siguientes secciones básicas:

- Una sección de 31,5 kV interior al edificio de control
- Una sección de 31,5 kV a la intemperie
- Una sección de 150 kV a la intemperie

Sección 31,5 kV interior al edificio

La sección de 31,5 kV interior al edificio estará compuesta por un sistema de Celdas de Media tensión en configuración de simple barra. Se instalarán en total 8 celdas de Media Tensión, de las cuales 4 celdas corresponderán a la llegada de cables desde el Parque Eólico (circuitos del Sistema Colector de Energía), 2 celdas serán para salida al transformador de potencia de la Subestación, 1 celda será de salida al transformador de servicios auxiliares y una celda será destinada a la medida de tensión.

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

Sección 31,5 kV a la intemperie

La sección de 31,5 kV a la intemperie estará compuesta de una barra de cobre y un sistema de descargadores de sobretensión que cumplirán la función de proteger el transformador de potencia.

Sección 150 kV a la intemperie

La elevación del nivel de tensión se realizará mediante un transformador de 150/31,5 kV para uso continuo a la intemperie, de 80/100 MVA de tipo ONAN / ONAF¹. El sistema de 150 kV también contará con transformadores de corriente y tensión para medida y protección, un descargador de sobretensión que se instalará junto a los bornes de Alta Tensión, un interruptor automático aislado en SF6 y un seccionador de Puesta a tierra que cumplirá la función de aislar la Central generadora de la Red de UTE y efectuar un corte visible.

La Tabla 3.4 presenta las principales características eléctricas de los equipos de 150 y 31,5 kV.

	Sistema 150 kV	Sistema 31,5 kV
Tensión Nominal (kVeff)	150	31,5
Tensión más elevada (kVeff)	170	36
Frecuencia (Hz)	50	50
Tensión soportada impulso de rayo (kVpico)	750	170
Tensión soportada 1 minuto (kV)	325	70
Intensidad de Cortocircuito (kA)	40	25

Tabla 3.4: Características eléctricas de los equipos de 150 y 31,5 kV

Las figuras 3.4 y 3.5 muestran el Layout y un corte lateral de la subestación Elevadora. Los detalles completos de las instalaciones pueden encontrarse en los planos *PECAST-PECAST-LAYOUT* y *PECAST-PECAST-CORTE* (Apéndice K, planos 8 y 9 respectivamente).

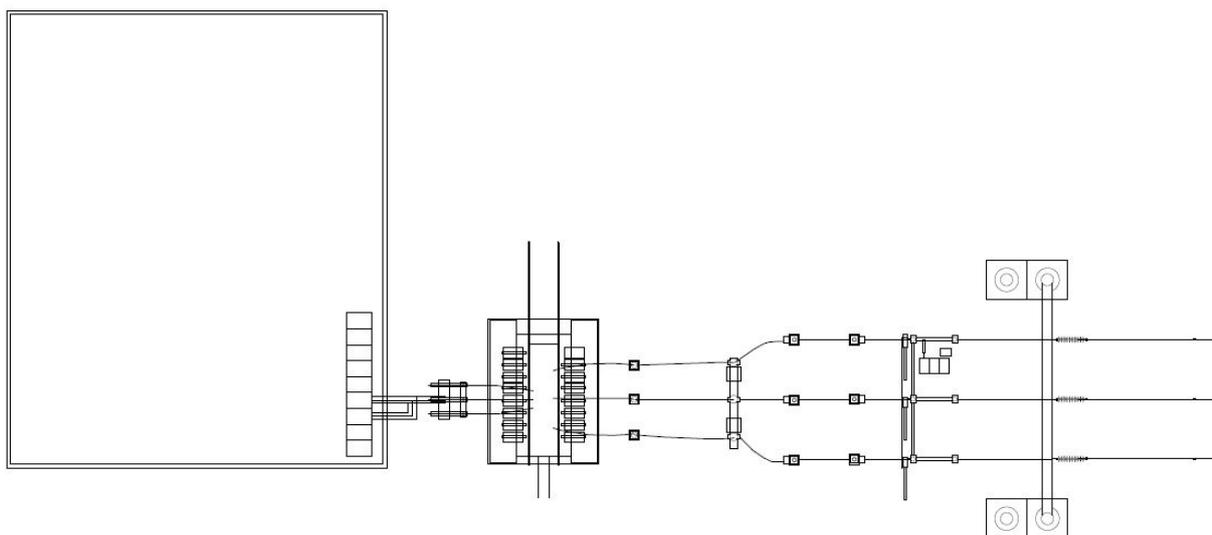


Figura 3.4: Layout de SE PECAST

¹ONAN: Oil Natural, Air Natural; ONAF: Oil Natural, Air Forced.

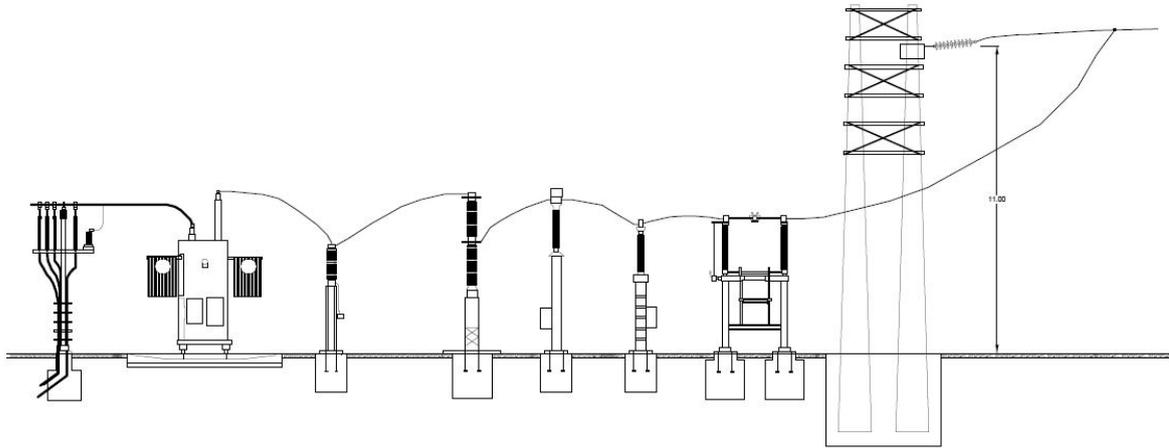


Figura 3.5: Corte Lateral de SE PECAST

3.4.3. Edificio de Control

Con el objetivo de permitir el correcto funcionamiento de las instalaciones se construirá un edificio de control de aproximadamente 437 m². Este edificio constará de una única planta y seguirá las bases de diseño de los edificios normalizados de UTE para instalaciones de transmisión y distribución. El diseño del edificio deberá permitir que se desarrollen con comodidad todas las actividades previstas en las instalaciones, para lo que incluirá las siguientes salas:

- Sala de vestuarios y aseos: Deberán ajustarse a lo indicado en la normativa del Ministerio de Trabajo y Seguridad Social (MTSS).
- Sala de reuniones: Sus dimensiones y diseño serán tales que permitan desarrollar cómodamente reuniones de hasta 8 integrantes.
- Comedor: Sus dimensiones deberán permitir que la sala albergue hasta 6 empleados simultáneamente.
- Sala de armarios de Control y Protección: Deberá tener las dimensiones necesarias para posibilitar el alojamiento de los paneles de control y protección de la Estación.
- Sala de control: Será el puesto de trabajo del personal encargado de la operación de la Central Generadora. Sus dimensiones serán tales que permitirán alojar un escritorio equipado con PC y un armario de servidores.
- Sala de Celdas de Media Tensión: Será la sala que albergará las nueve celdas de media tensión. Estará equipada con piso técnico y sus dimensiones deberán prever la correcta operación de las celdas, dejando además espacio libre para futuras expansiones de la estación.
- Almacén: Espacio amplio, construido con un portón de gran tamaño.

Muros Exteriores

Los muros exteriores serán de ladrillo visto de 20 cm de espesor, construidos con bloque de hormigón vibrado.

Muros Interiores

Los muros interiores serán de 15 cm de ancho. Todos los muros interiores irán revestidos con enlucido de yeso de 1,5 cm de espesor.

3.4.4. Características de los equipos de 150 kV

Transformadores de Tensión

Los transformadores de tensión se utilizarán para medida y protección. Cumplen la función de adaptar los valores elevados de tensión a valores manejables por los equipos de medida y relés de protección. Los

transformadores de tensión serán aptos para funcionamiento continuo a la intemperie. Se utilizarán en total 3 unidades (un transformador por fase). Deberán cumplir al menos con las siguientes características:

- Tensión nominal: 150 kV
- Relación de transformación: $150/\sqrt{3}-0,1/\sqrt{3}-0,1/\sqrt{3}-0,1/\sqrt{3}$ kV
- Clase de precisión: cl. 0,2 - 0,5-3P - 3P
- Potencia de precisión: 20 VA - 20 VA - 50 VA
- Sobretensión de corta duración: 1,5 Un
- Sobretensión permanente: 1,2 Un
- Nivel de aislamiento a frecuencia industrial 1 minuto: 325 kV
- Nivel de aislamiento a impulso tipo rayo: 750 kV

Transformadores de Corriente

Los transformadores de corriente serán utilizados para protección y medida. Se instalarán en total 3 unidades (una unidad por fase). Cumplirán la función de adaptar los valores elevados de corriente a valores pequeños que pueden ser manejados por los instrumentos de medida y protección. Deberán cumplir al menos con las siguientes características:

- Tensión nominal: 150 kV
- Relación de transformación: 400-800/5-5-5-5 A
- Potencia de precisión: 20 VA - 20 VA - 50 VA - 50 VA
- Clase de precisión: cl. 0,2s - 0,5 - 5P20 - 5P20
- Sobretensión de corta duración: 1,5 Un
- Sobretensión permanente: 1,2 Un
- Nivel de aislamiento a frecuencia industrial 1 minuto: 325 kV
- Nivel de aislamiento a impulso tipo rayo: 750 kV
- Corriente de cortocircuito de corta duración: 40 kA
- Corriente de cortocircuito máxima: 100 kA

Seccionador de Puesta a Tierra

El seccionador de Puesta a tierra cumplirá la función de aislar la central generadora de la Red de UTE. Proporcionará un corte visible, será apto para apertura en vacío, equipado con cuchillas principales con mando motorizado. Las cuchillas secundarias de Puesta a tierra tendrán accionamiento manual. Estará diseñado para funcionamiento a la intemperie. Deberá cumplir al menos con las siguientes características:

- Tensión nominal: 150 kV
- Intensidad nominal: 1250 A
- Nivel de aislamiento a frecuencia industrial 1 minuto: 325 kV
- Nivel de aislamiento a impulso tipo rayo: 750 kV

Disyuntor

Se instalará un interruptor automático tripolar de apertura central con mando tripolar, 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. Deberá cumplir al menos con las siguientes características:

- Tensión nominal: 150 kV
- Frecuencia: 50 Hz
- Sobretensión permanente: 1,2 Un
- Nivel de aislamiento a frecuencia industrial 1 minuto: 325 kV
- Nivel de aislamiento a impulso tipo rayo: 750 kV

- Intensidad nominal: 1250 A
- Poder de corte: 40 kA
- Poder de cierre en cortocircuito: 100 kA

Estará equipado con todos los elementos auxiliares necesarios para apertura y cierre: Motor, bobinas, contactos auxiliares de posición de disyuntor.

Descargadores de sobretensión

Los descargadores de sobretensión cumplirán la función de proteger el transformador de potencia, eliminando las posibles sobretensiones producto de descargas atmosféricas. Serán Clase 3, de óxido de zinc y se instalarán 3 unidades (un descargador por fase). Deberán cumplir al menos con las siguientes características:

- Tensión nominal: 150 kV
- Sobretensión permanente: 1,2 Un
- Línea de fuga mínima: 4.250 mm
- Intensidad nominal de descarga: 10 kA

Deberán estar equipados con contador de descargas.

Transformador de Potencia

El transformador de potencia cumplirá la función de elevar el nivel de tensión de 31,5 kV del Sistema Colector a los 150 kV de conexión con la Red de UTE. Será un transformador trifásico apto para servicio continuo a la intemperie, con grupo de conexión YNd11, ONAN/ONAF, de 80/100 MVA. Deberá cumplir al menos con las siguientes características:

- Tensión nominal primaria: 150 kV
- Tensión nominal secundaria: 31,5 kV
- Potencia en condición ONAN: 80 MVA
- Potencia en condición ONAF: 100 MVA
- Frecuencia nominal: 50 Hz
- Grupo de Conexión: YNd11
- Tensión de cortocircuito (ONAN/ONAF): 11,36/12,5 %
- Conmutador bajo carga del lado primario: +/- 10 pasos de 1,5 %
- Nivel de Aislamiento a impulso del lado primario: 750 kV
- Nivel de Aislamiento a impulso del lado secundario: 170 kV

Las pérdidas del transformador en situación de carga nominal no podrán superar los 500 kW.

Equipos y suministros secundarios 150 kV Aisladores

Los aisladores para el pórtico de salida de la Subestación serán de tipo U 120B. Serán aptos para soportar una carga de rotura de 120 kN, y deberán soportar tensiones de hasta 40 kV en servicio permanente y tensiones de impulso de hasta 100 kV. La tensión de perforación de los aisladores deberá ser de al menos 110 kV.

Cada cadena de aisladores estará compuesta por 10 aisladores idénticos.

Conexión entre equipos

La conexión entre equipos de potencia se realizará mediante cable flexible tipo Dahlia de Aluminio, de sección total 282,40 mm². El peso máximo de los cables será de 0,777 kg/m. La resistencia a 20°C no deberá superar los 0,102 Ω/km. La corriente admisible de los cables a temperatura de referencia será de 640 A.

Todos los conectores para la conexión de conductores serán de tipo a compresión.

3.4.5. Características de los equipos de 31,5 kV

El sistema de 31,5 kV se dividirá entre equipos instalados a la intemperie en la playa de maniobras y equipos instalados en el interior del edificio de control.

Equipos a la intemperie

El sistema de equipos de 31,5 kV instalados a la intemperie constará de los siguientes equipos:

- Un sistema de 3 descargadores de sobretensión unipolares de Clase de descarga 2, aptos para funcionamiento a la intemperie, de corriente de descarga a tierra 10 kA y tensión asignada 36 kV. El nivel de aislamiento de los descargadores será de 70/170 kV, la línea de fuga fase a tierra mínima será de 31 mm/kV.
- Una barra de cobre de 865 mm² de sección, con intensidad admisible 2.000 A.

Equipos a instalarse en el edificio de control

Celdas de Media Tensión

El sistema de celdas de Media Tensión será de simple barra, constituido por 8 celdas de media tensión con aislamiento en SF6.

Las celdas de Media Tensión estarán divididas de la siguiente manera:

- 4 celdas se utilizarán para recibir los circuitos provenientes del Sistema Colector de Energía.
- 2 celdas se utilizarán para salida de cables 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

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

- Tipo: Celdas blindadas con aislamiento en SF6
- Tensión de Servicio: 31,5 kV
- Tensión máxima de servicio: 36 kV
- Sobretensión a frecuencia industrial 1 min: 70 kV
- Sobretensión de tipo impulso de rayo: 170 kV
- Intensidad nominal de barras: 2500 A.
- Intensidad nominal en derivaciones: 1200 A
- Intensidad de cortocircuito de corta duración: 25 kA
- Intensidad de cortocircuito de tipo cresta: 63 kA
- Poder de corte del interruptor automático SF6: 25 kA
- Transformadores de Intensidad: 800/5-5 A
- Potencia y Clase de Precisión: 15 VA Cl 5P20 - 15 VA Cl 5P20

La celda de medida de tensión estará equipada con 3 transformadores de tensión de relación de transformación $31,5/\sqrt{3}-0,1/\sqrt{3}$, clase de precisión cl. 0,2 - 0,5-3P y potencia de precisión 20 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. Las celdas también deberán estar equipadas con una Puesta a Tierra, la cual solo podrá accionarse si el seccionador se encuentra abierto (interruptor extraído).

Transformador de Servicios Auxiliares

El transformador de servicios auxiliares cumplirá la función de alimentar las cargas propias del edificio de control: iluminación y fuerza motriz. Se alimentará directamente desde la barra de 31,5 kV (desde Celda H08) y será apto para funcionamiento continuo interior. Cumplirá al menos con las siguientes características:

- Tipo: Seco, refrigeración ONAN.

- Grupo de Conexión: Dyn5
- Potencia nominal: 150 kVA
- Frecuencia nominal: 50 Hz
- Tensión primaria nominal: 31,5 kV
- Tensión secundaria nominal: 0,4 kV
- Conmutador bajo carga del lado de AT: +/- 2x2,5 %
- Nivel Básico de Aislamiento a frecuencia industrial(BIL): 70 kV primario, 3 kV secundario
- Nivel Básico de Aislamiento a impulso tipo rayo: 170 kV
- Tensión de cortocircuito: 6 %

Interconexión entre equipos

La interconexión entre las celdas de Media tensión y el transformador de potencia se realizará mediante cables de Aluminio de tipo RHZ1, con aislamiento en XLPE, de sección nominal 630 mm². De cada una de las celdas de salida a transformador (Celdas H05 y H06) se tenderá una terna de doble circuito: 2x(3x1x630 mm²).

La interconexión entre la celda de Media tensión de salida a transformador de Servicios Auxiliares (H08) se realizará mediante cables de Aluminio de tipo RHZ1, con aislamiento en XLPE, de sección nominal 95 mm². Se tenderá una única terna: 1x(3x1x95 mm²).

3.4.6. Sistemas complementarios

Complementando el montaje de los equipos principales de 150 y 31,5 kV se deberá proceder a montar el sistema de servicios auxiliares, el sistema de control y protecciones y los sistemas de baja tensión e iluminación.

Todos estos sistemas se consideran dentro del proyecto de detalle de las instalaciones y escapan del alcance del presente trabajo, el cual está orientado a describir las instalaciones necesarias a nivel de anteproyecto.

3.4.7. Sistema de Puesta a Tierra[20]

Generalidades

El sistema de Puesta tierra de la instalación tiene dos objetivos principales:

- Proveer un camino de descarga a tierra para las corrientes producto de la operación normal del sistema o de faltas de una fase a tierra, sin que se excedan los límites de diseño de los equipos.
- Asegurar la integridad física de las personas que se encuentren en la Subestación o en sus inmediaciones, limitando las tensiones de paso y contacto que se generan al producirse una falta.

Las especificaciones de diseño del sistema de Puesta a tierra dependerán entre otras cosas del valor de corriente de cortocircuito fase tierra esperado en el Nodo de conexión. Para calcular este valor es necesario conocer la topología de la Red en el punto de conexión. A los efectos de simplificar el cálculo y los alcances del presente capítulo se consideró un valor fijo de corriente Fase tierra de 10 kA, el cual sigue los lineamientos generales exigidos por UTE para el diseño de sus instalaciones de Transmisión.

Los circuitos de tierra en las instalaciones de transmisión se dividen en dos categorías:

1. **Tierra de Protección:** Todos los elementos metálicos que puedan tocarse y que accidentalmente puedan quedar en tensión deben ser conectados a la malla de tierra de la Estación: Ventanas metálicas, escaleras, barandas, gabinetes de equipos, pestillos, portones, entre otros. El objetivo de esta puesta a tierra es limitar la tensión de contacto a la que una persona pueda estar accidentalmente sometida.
2. **Tierra de Servicio:** En esta clasificación se encuentran los dispositivos que intencionalmente deben conectarse a tierra para su operación normal: Descargadores de sobretensión, seccionadores de Puesta a tierra, neutro de transformadores.

La malla de Puesta a Tierra será ejecutada mediante una interconexión de conductores de cobre desnudo, enterrados una profundidad de 0,5 m. Complementariamente se instalarán jabalinas. Este mallado cumplirá la

función de proveer una superficie equipotencial para los dispositivos eléctricos y las estructuras metálicas presentes en la estación.

En las siguientes secciones se detallarán las generalidades del sistema de Puesta a tierra, basándose en el diseño recomendado por la norma IEEE-80

El mismo sistema de Puesta a tierra cumplirá la función de oficiar de Puesta a tierra de servicio y protección, según las recomendaciones de la mencionada norma.

Modelado del Terreno

Para la correcta implementación del sistema de Puesta a tierra es imprescindible la realización de una campaña de medida de resistividad del terreno, mediante la cual se determina un modelo de dos capas equivalente. Una vez obtenido el modelo de dos capas se procede a encontrar un modelo uniforme mediante el cálculo de la resistividad aparente.

Para el cálculo de la presente malla de tierra y de modo de prescindir de las medidas de resistividad se adoptará una resistividad aparente de $75 \Omega.m$, que de acuerdo al Reglamento de Baja Tensión de UTE resulta representativo de terrenos cultivables y fértiles, terraplenes compactos y húmedos[34].

Dimensionado de conductores

El dimensionado de conductores toma en cuenta dos factores fundamentales:

- El aumento de temperatura al que se someten los conductores cuando son atravesados por la corriente de cortocircuito fase tierra, para lo cual el proceso se considera adiabático y todo el calor es absorbido por los conductores.
- Los efectos de la corrosión a los que se somete al material enterrado.

Basándose en los criterios anteriores, el material que se utiliza con frecuencia es el cobre desnudo, de sección superior a 50 mm^2 . Las interconexiones entre conductores se realizan mediante soldadura exotérmica y terminales de compresión.

De acuerdo a la norma IEEE-80, el dimensionamiento de los conductores está dado por la ecuación 3.1

$$I = A_{mm^2} \sqrt{\frac{TCAPx10^{-4}}{tc\alpha_r\rho_r} \cdot \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)} \quad (3.1)$$

Los parámetros utilizados en la ecuación 3.1 toman en cuenta el tipo de material, la corriente de diseño, el tiempo de actuación de las protecciones y las temperaturas de referencia y trabajo del material. Para el cobre comercial con soldadura exotérmica los valores son los que se muestran en la tabla 3.5.

Parámetro	Valor	Descripción
I(kA)	10	Corriente de diseño
$T_m(^{\circ}C)$	1.083	Temperatura máxima del conductor
$T_a(^{\circ}C)$	40	Temperatura ambiente
$T_r(^{\circ}C)$	20	Temperatura de referencia
$\alpha_r(\frac{1}{^{\circ}C})$	0,00393	Coefficiente térmico de resistividad
$\rho_r(\mu.\Omega.cm)$	0,00000172	Resistividad del Conductor
K_0	234	Coefficiente térmico de resistividad
$t_c(s)$	1	Tiempo de Actuación de las protecciones
$TCAP(\frac{J}{cm^3.^{\circ}C})$	3,42	Capacidad Térmica del material por unidad de volumen

Tabla 3.5: Parámetros utilizados para el dimensionamiento térmico de conductores de la malla

Con los parámetros obtenidos, se desprende que la sección mínima para el conductor de la malla es de $35,48 \text{ mm}^2$, por lo que se elije utilizar un conductor de cobre de sección 70 mm^2 .

$$S = 70\text{mm}^2$$

Cálculo de la tensión de toque y paso admisibles

De acuerdo a la norma IEEE-80, las tensiones de toque y paso admisibles para una persona de 50 kg (caso más exigente) están dadas por las expresiones que se muestran en las ecuaciones 3.2 y 3.3 respectivamente.

$$E_{toque} = \frac{0,116}{\sqrt{t_s}} \left(1000 + 1,5C_s(h_s, \rho_s)\rho_s \right) \quad (3.2)$$

$$E_{paso} = \frac{0,116}{\sqrt{t_s}} \left(1000 + 6,0C_s(h_s, \rho_s)\rho_s \right) \quad (3.3)$$

En las ecuaciones 3.2 y 3.3 el coeficiente C_s puede calcularse como sigue:

$$C_s(h_s, \rho_s) = 1 - \frac{0,09 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s} \right)}{2h_s + 0,09} \quad (3.4)$$

Donde ρ corresponde a la resistividad aparente del terreno, ρ_s corresponde a la resistividad de la piedra partida (supuesta $3.000 \Omega.m$) y h_s corresponde al espesor de la capa de piedra partida (0,15 m).

Por último, el parámetro t_s corresponde al tiempo de apertura de las protecciones, que según lo recomendado por la norma se fija en 1 seg.

Con los parámetros anteriores, se obtienen los siguientes valores para la tensión de paso y toque admisibles:

$$E_{toqueAdm} = 520,55V$$

$$E_{pasoAdm} = 1,734,2V$$

Cálculo de la resistencia de la malla de tierra

Una vez determinadas las máximas tensiones de toque y paso admisibles se debe proceder a calcular el valor de resistencia de la malla de tierra propuesta y verificar si se cumple que la elevación del potencial de tierra (GPR) es menor que los valores máximos admisibles.

El valor de resistencia de la malla de tierra está dado por la ecuación

$$R_G = \rho \left[\frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right] \quad (3.5)$$

Como puede observarse en la ecuación 3.5 el valor de resistencia de la malla de tierra depende entre otras cosas de:

- La cantidad de cobre horizontal enterrado (L)
- El área de aterramiento (A)
- La profundidad de entierro de la malla (h)
- La resistividad aparente del terreno (ρ)

La malla rectangular propuesta posee en total 2070 m de conductor horizontal, enterrado una profundidad de 0,50 m, con una área de aterramiento de 3375 m^2 (45m x 75m) y con 78 jabalinas de 3 m de profundidad distribuidas estratégicamente en los bordes y en el interior de la malla. Como ya se había mencionado anteriormente, la resistividad aparente del terreno se tomó de $75 \Omega.m$.

El diseño de la malla puede observarse en la figura 3.6

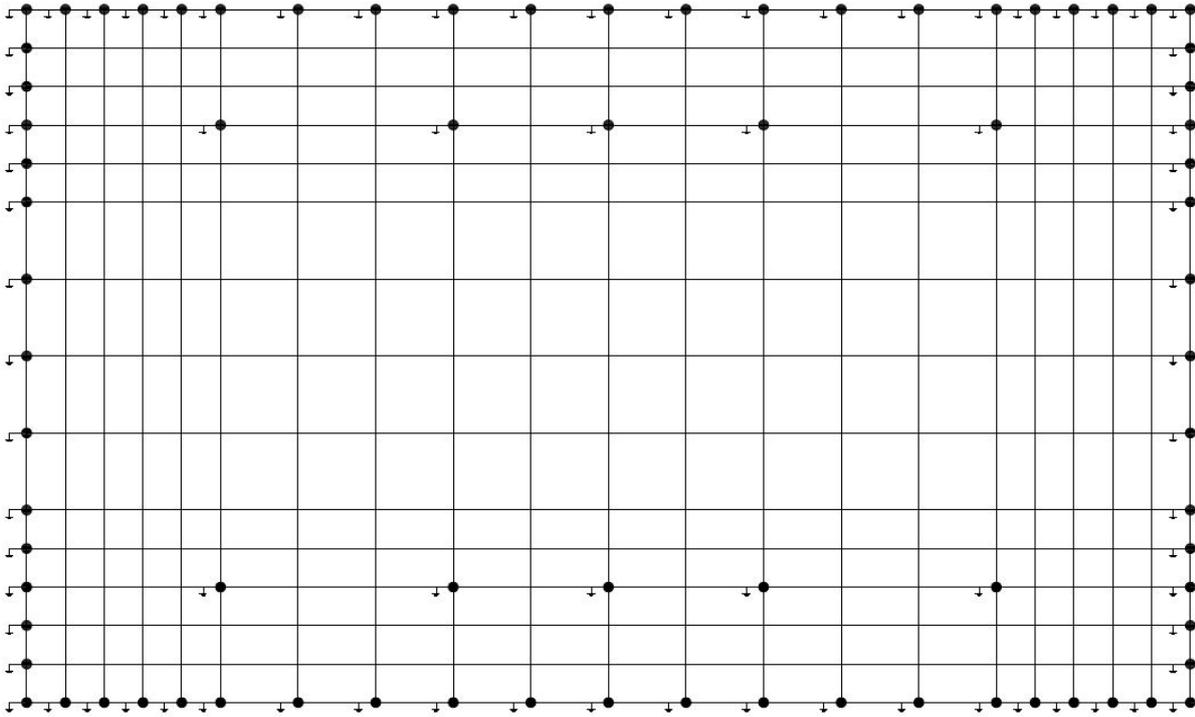


Figura 3.6: Diseño de la malla de tierra

La malla de tierra se extiende hasta 10 m por fuera del cerco perimetral y posee un cuadrículado más pequeño (2,5 m) cerca del mismo, de modo de reforzar las zonas más comprometidas. En el resto de los puntos el cuadrículado de la malla es de 5 m. Se instalará piedra partida en las zonas de la playa de equipos y hasta 1 m por fuera del cerco perimetral. El diseño detallado de la malla puede observarse en el plano *PECAST-PECAST-MTIERRA* (Apéndice K, plano 10). Se verifica que el trazado de la malla no interfiere con las fundaciones de los equipos.

La resistencia de la malla propuesta calculada por el método de las imágenes es de $R_G = 0,60\Omega.m$. La elevación del potencial de tierra durante una falta está dado por la siguiente expresión:

$$GPR = R_G * I_G \quad (3.6)$$

Con una corriente supuesta de 10 kA y la resistencia de la malla propuesta, el valor de GPR obtenido es de 6.028 V, muy por encima de los valores de tensión de toque y paso admisibles. Esto no constituye un problema, pues solo en casos excepcionales suele verificarse que $GPR < \min(E_{toque}, E_{paso})$.

Cálculo de las tensiones de Mesh y Paso

En caso de que se verifique que el GRP se encuentra por encima de las máximas tensiones de toque y paso admisibles se debe proceder a calcular las tensiones de mesh y paso que se producen ante la presencia de una falta. Las ecuaciones 3.7 y 3.8 presentan la forma de cálculo de estas tensiones.

$$E_m = \frac{\rho K_m K_i I_G}{L_M} \quad (3.7)$$

$$E_m = \frac{\rho K_s K_i I_G}{L_s} \quad (3.8)$$

Por simplificación, se omite en esta sección la definición de todos los parámetros auxiliares. La definición y valor de los mismos, así como todos los cálculos auxiliares pueden consultarse en el Apéndice B.

Con los parámetros de diseño y la malla propuesta se obtienen los siguientes resultados:

$$E_{mesh} = 496,37V$$

$$E_{paso} = 286,85V$$

Es inmediato verificar que se cumplen las siguientes condiciones:

- ✓ $E_{mesh} < E_{toqueAdm}$
- ✓ $E_{paso} < E_{pasoAdm}$

Se concluye que el diseño básico de la malla es aceptable y puede pasarse a la etapa de detalles de la malla de tierra: Chicotes de conexión, unión de la malla de tierra con la estructura del edificio, instalación del borne principal de tierra y las barras de tierra interiores para distribución de la tierra en el interior.

3.5. Puesto de Conexión y Medida

3.5.1. Generalidades

El Puesto de Conexión y Medida (PCyM) cumplirá la función de permitir la desconexión de la Central Generadora de la Red de UTE. Al igual que para el caso de la línea de transmisión, una vez que las obras se encuentren finalizadas pasarán a ser parte del Patrimonio de UTE, efectuándose la denominada Recepción Provisoria de las instalaciones. El PCyM no contará con sección de transformación, corresponderá a una instalación en 150 kV, equipada con todos los elementos necesarios para corte y medida comercial de energía. El PCyM se denominará alternativamente Subestación Castillos Norte (SE CAN).

La subestación estará emplazada en un predio de 110x59 m, ocupando un área total de de 6.490 m². Sobre esta área deberán realizarse todos los trabajos de desmonte y terraplen necesarios para garantizar la correcta nivelación de la subestación. Además, según lo requerido por UTE a generadores privados, se reservarán 4 hectáreas (200x200 m) que serán cedidas a UTE, previendo futuras expansiones de la Subestación.

La Tabla 3.6 muestra las coordenadas de emplazamiento de la subestación Castillos Norte.

Punto	coordenada mE	coordenada mS
V1	238078.00 m E	6235783.00 m S
V2	238128.00 m E	6235750.00 m S
V3	238065.00 m E	6235658.00 m S
V4	238015.00 m E	6235691.00 m S

Tabla 3.6: Coordenadas del Puesto de Conexión y Medidas, zona horaria 22H

El plano *PECAST-CAN-COORDENADAS* (Apéndice K, plano 15) muestra las coordenadas de ubicación de la Subestación elevadora y su ubicación en relación a la estación elevadora PCAST.

3.5.2. Descripción de la Instalación

La subestación Castillos contará con una única bahía, en el nivel de tensión de 150 kV. Estará compuesta por una sección de salida a generador (proveniente desde la subestación del generador (SE PCAST) y una sección de salida de línea (correspondiente a la línea desde Subestación Castillos Norte a Subestación Rocha).

La subestación será de tipo barra principal / barra auxiliar. Contará con una sección de acoplador de barras de reserva, la cual en esta etapa permanecerá inactiva. Los equipos de esta sección se instalarán en futuras ampliaciones. Las barras de la subestación permanecerán en esta etapa duplicadas mediante un cortocircuito. Una vez que el acoplador de barras se encuentre operativo la configuración barra principal barra auxiliar presentará las siguientes ventajas operativas:

- Permitirá la operación normal sobre la barra principal.
- Tendrá redundancia en interruptores: El interruptor de la sección de acoplador podrá reemplazar el interruptor de cualquiera de las secciones de llegada a la estación.

Desde el punto de vista operativo, instalar el acoplador de barras en esta etapa (subestación con solo dos secciones) no presentaría ninguna ventaja operativa, dado que la función que cumple el mismo puede ser reemplazada mediante la operación de los interruptores de la sección de línea y la sección de generador.

El Puesto de Conexión y Medida estará equipado con todos los elementos necesarios para maniobra y protección de la Subestación: Disyuntores, seccionadores, transformadores de tensión y corriente, descargadores de sobretensión, seccionador de transferencia de barras (de tipo semipantógrafo), transformador de servicios auxiliares de barras de 150 kV, entre otros. Los equipos tendrán los valores de diseño que se muestran en la Tabla 3.7.

	Sistema 150 kV
Tensión Nominal (kV _{eff})	150
Tensión más elevada (kV _{eff})	170
Frecuencia (Hz)	50
Tensión soportada impulso de rayo (kV _{pico})	750
Tensión soportada 1 minuto (kV)	325
Intensidad de Cortocircuito (kA)	40

Tabla 3.7: Características eléctricas de los equipos de 150 de SE CAN

El plano *PECSAT-CAN-UNIFILARES* (Apéndice K, plano 11) muestra el diagrama unifilar de la instalación. Los planos *PECAST-CAN-CORTE* y *PECSAT-CAN-LAYOUT* (Apéndice K, planos 12 y 13 respectivamente) muestran un corte lateral y layout de la instalación (figuras 3.7 y 3.8).

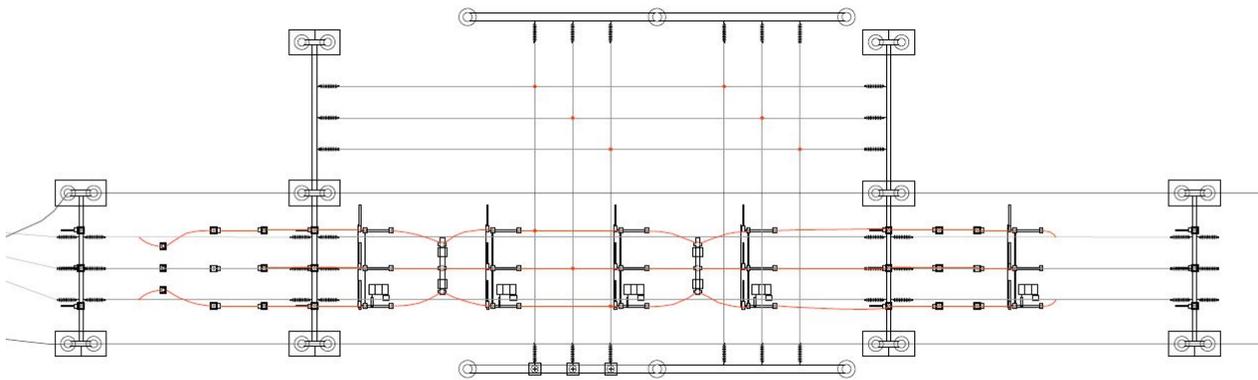


Figura 3.7: Layout de SE CAN

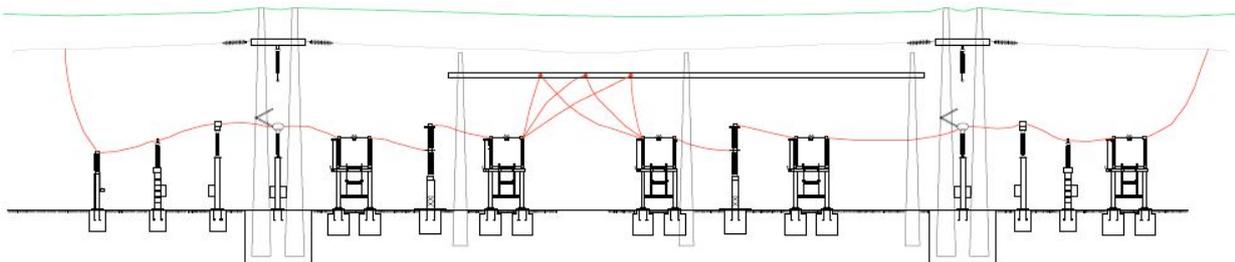


Figura 3.8: Corte Lateral de SE CAN

3.5.3. Edificio de Control

El Puesto de Conexión y Medida contará con un edificio de control de 432 m² (27x16 m). Este edificio estará equipado con todas las salas necesarias para permitir el correcto funcionamiento de la instalación, incluyendo al menos:

- Depósito
- Servicios higiénicos y vestuarios
- Comedor
- Sala de paneles
- Sala de baterías y grupo electrógeno
- Sala de químicos

En todas las salas que estén equipadas con paneles y/o tableros se instalará un piso técnico.

Muros Exteriores

Los muros exteriores serán de ladrillo visto, de 20 cm de espesor.

Muros Interiores

Los muros interiores serán de 15 cm de espesor y estarán revestidos con un enlucido de yeso de 1,5 cm de espesor.

3.5.4. Características de los equipos de 150 kV

Transformadores de Tensión

Los transformadores de tensión se utilizarán para medida y protección. Se utilizarán en total seis transformadores de tensión monofásicos, de los cuales tres transformadores se instalarán en la sección de salida de línea y tres transformadores se instalarán en la sección de salida a generador. Los transformadores de tensión instalados en la sección generador serán los que se utilicen para la medida comercial de energía y deberán por lo tanto contar con tres bobinados secundarios. Los transformadores de tensión de la sección de Línea se utilizarán únicamente para medida y protección, y contarán por lo tanto con dos bobinados secundarios.

Las características adicionales de los transformadores de tensión se muestran en la tabla 3.8

Característica	TT Sección de Línea	TT Sección Generador
Tensión Nominal (kV _{eff})	150	150
Relación de Transformación	$150/\sqrt{3}-0,1/\sqrt{3}-0,1/\sqrt{3}$	$150/\sqrt{3}-0,1/\sqrt{3}-0,1/\sqrt{3}-0,1/\sqrt{3}$
Clase de Precisión	cl. 0,2 - 0,5/3P	cl. 0,2 - 0,2 - 0,5/3P
Potencia de Precisión (VA)	20 - 20	20 - 20 - 20
Sobretensión de corta duración	1,5 Un	1,5 Un
Sobretensión permanente	1,2 Un	1,2 Un
Nivel de Aislamiento a frecuencia industrial (kV)	325	325
Nivel de Aislamiento a impulso tipo rayo (kV)	750	750

Tabla 3.8: Características eléctricas de los TT de SE CAN

Transformadores de Corriente

Los transformadores de corriente se utilizarán para medida y protección. Se utilizarán en total seis transformadores de corriente monofásicos, de los cuales tres transformadores se instalarán en la sección de salida de línea y tres transformadores se instalarán en la sección de salida a generador. Los transformadores de corriente instalados en la sección generador serán los que se utilicen para la medida comercial de energía y deberán por lo tanto contar con un bobinado adicional con una clase de precisión especial (cl. 0.2s), la cual permita que la medida comercial tenga alta precisión tanto para corrientes pequeñas, como para corrientes cercanas a la nominal.

Las características adicionales de los transformadores de corriente se muestran en la tabla 3.9

Característica	TT Sección de Línea	TT Sección Generador
Tensión Nominal (kV _{eff})	150	150
Relación de Transformación	400-800 / 5-5-5	400-800 / 5-5-5-5
Clase de Precisión	cl. 0,2 - 5P20 - 5P20	cl. 0,2s - 0,2 - 5P20 - 5P20
Potencia de Precisión (VA)	20 - 50 - 50	20 - 20 - 50 - 50
Sobretensión de corta duración	1,5 Un	1,5 Un
Sobretensión permanente	1,2 Un	1,2 Un
Nivel de Aislamiento a frecuencia industrial (kV)	325	325
Nivel de Aislamiento a impulso tipo rayo (kV)	750	750
Corriente de C/C de corta duración (kA)	40	40
Corriente de C/C máxima (kA)	100	100

Tabla 3.9: Características eléctricas de los TI de SE CAN

Seccionador de Puesta a Tierra

El seccionador de Puesta a tierra cumplirá la función de aislar la central generadora de la Red de UTE. Se instalará un único seccionador de Puesta a Tierra, en la entrada de la sección del generador. Proporcionará un corte visible, será apto para apertura en vacío, equipado con cuchillas principales con mando motorizado. Las cuchillas secundarias de Puesta a tierra tendrán accionamiento manual. Estará diseñado para funcionamiento a la intemperie. Deberá cumplir al menos con las siguientes características:

- Tensión nominal: 150 kV
- Intensidad nominal: 1250 A
- Nivel de aislamiento a frecuencia industrial 1 minuto: 325 kV
- Nivel de aislamiento a impulso tipo rayo: 750 kV

Disyuntores

Se instalarán en total dos interruptores automáticos tripolares de apertura central con mando tripolar, aptos para funcionamiento continuo a la intemperie. Cumplirán la función de efectuar apertura tanto en condiciones normales de funcionamiento como luego de detectada una falta. La aislación de los interruptores será en SF6 y cumplirán al menos con las siguientes características adicionales:

- Tensión nominal: 150 kV
- Frecuencia: 50 Hz
- Sobretensión permanente: 1,2 Un
- Nivel de aislamiento a frecuencia industrial 1 minuto: 325 kV
- Nivel de aislamiento a impulso tipo rayo: 750 kV
- Intensidad nominal: 1250 A
- Poder de corte: 40 kA
- Poder de cierre en cortocircuito: 100 kA

Descargadores de Sobretensión

Se instalará un juego de tres descargadores de sobretensión monofásicos, los cuales estarán ubicados al final de la sección de línea, antes de la subida a la línea de alta tensión. Serán Clase 3, de óxido de zinc. Estarán equipados con contador de descargas. Deberán cumplir al menos con las siguientes características:

- Tensión nominal: 150 kV
- Sobretensión permanente: 1,2 Un
- Línea de fuga mínima: 4.250 mm

- Intensidad nominal de descarga: 10 kA

Seccionadores de transferencia tipo semipantógrafo

Se instalarán dos seccionadores para transferencia de barra de tipo semipantógrafo. Estos seccionadores cumplirán la función de conectar la salida de línea o la sección de generador a la barra auxiliar, efectuando la conmutación de barras. Además contarán con PAT. Cumplirán al menos las siguientes características:

- Tensión nominal: 150 kV
- Intensidad nominal: 1250 A
- Nivel de aislamiento a frecuencia industrial 1 minuto: 325 kV
- Nivel de aislamiento a impulso tipo rayo: 750 kV

Transformadores de Servicios Auxiliares 150 kV

Con el objetivo de alimentar los servicios auxiliares de la subestación (iluminación, baja tensión, sistemas de control, protecciones, entre otros) se utilizarán tres transformadores de servicios auxiliares monofásicos, de relación de transformación $150/\sqrt{3} - 0,4/\sqrt{3}$. Estos transformadores serán de 100 kVA cada uno, y se conectarán directamente a las barras de 150 kV de la estación. Cumplirán al menos con las características que se indican en la tabla 3.10.

Característica	TT Sección de Línea
Clase de tensión nominal primaria (kV)	170
Tensión nominal primaria (kV)	$150/\sqrt{3}$
Tensión nominal secundaria (kV)	$0,4/\sqrt{3}$
Nivel de aislación a sobretensión temporal primaria (kV)	325
Nivel de aislación a sobretensión de impulso de rayo (kV)	750
Nivel de aislación a sobretensión temporal secundaria (kV)	2,5
Tipo de devanado	monofásico
Potencia Nominal (kVA)	100
Impedancia de cortocircuito	7%

Tabla 3.10: Características eléctricas de los Transformadores de SSAA

Equipos y suministros secundarios 150 kV Aisladores

Los aisladores para los pórticos de llegada desde generador y salida de línea serán de tipo U 120B, aptos para soportar cargas mecánicas de hasta 120 kN y tensiones de hasta 40 kV en servicio permanente, así como tensiones de impulso de hasta 100 kV. La tensión de perforación de los aisladores será de 110 kV. Cada cadena de aisladores estará compuesta por 10 aisladores idénticos.

Conexión entre equipos en playa de maniobras

La conexión entre equipos de potencia se realizará mediante cable flexible tipo Dahlia de Aluminio, se sección total $282,40 \text{ mm}^2$. El peso máximo de estos cables será de $0,777 \text{ kg/m}$. La resistencia a $20 \text{ }^\circ\text{C}$ no deberá superar los $0,102 \text{ } \Omega\cdot\text{m}$. La corriente admisible de los cables a temperatura de referencia será de 640 A.

La conexión para barras y antenas entre pórticos se realizará por intermedio de cable de Aluminio de tipo Columbine ALAL 685, con sección nominal 685 mm^2 .

Para el hilo de guardia se utilizará un conductor de acero galvanizado de 7 hilos de $2,92 \text{ mm}$ de diámetro, con sección total 50 mm^2 .

3.5.5. Equipamiento Edificio de Control

Complementando la instalación de los equipos principales de 150 kV se instalarán en el edificio de control todos aquellos sistemas auxiliares necesarios para garantizar el correcto funcionamiento de la instalación, incluyendo al menos:

- Sistema de servicios auxiliares

- Sistema de Comunicación y Control
- Sistema de Protecciones
- Sistema de iluminación y baja tensión edificio y playa de maniobras

Todos estos sistemas se consideran parte del proyecto de detalle de las instalaciones, y su desarrollo se considera por fuera del alcance que se busca en el presente capítulo.

3.5.6. Sistema de Puesta a Tierra

Generalidades

La presente sección tiene como objetivo describir el sistema de Puesta a tierra implementado para proteger el Puesto de conexión y medida. Se presentarán solo los resultados obtenidos. Todos los resultados teóricos previos sobre diseño de sistemas de puesta a tierra pueden consultarse en la sección 3.4.7.

La resistividad del terreno nuevamente se supondrá uniforme, de valor $75 \Omega.m$.

La corriente de cortocircuito fase tierra que se considerará para el diseño es de 20 kA. Esta corriente es la solicitada en las especificaciones técnicas de UTE para generadores privados que se conectarán a la Red de transmisión.

Dimensionado de Conductores

Al utilizar la ecuación 3.1 para una corriente de 20 kA, se tiene que la sección mínima de los conductores de tierra es de 71 mm^2 , por lo tanto se eligen conductores de 95 mm^2 .

$$S = 95 \text{ mm}^2$$

Cálculo de la tensión de toque y paso admisibles

Suponiendo que la estación posee una capa de piedra partida de 15 cm de espesor se tiene que las tensiones de toque y paso nuevamente están dadas por las ecuaciones 3.2 y 3.3, tomando los siguientes valores:

$$E_{\text{toqueAdm}} = 520,55V$$

$$E_{\text{pasoAdm}} = 1,734,20V$$

Cálculo de la resistencia de la malla

La malla rectangular propuesta se extiende hasta 5 metros por fuera del cerco perimetral y tiene además las siguientes características:

- Largo de la malla: 120 m
- Ancho de la malla: 70 m
- Área de la malla: 8400 m^2
- Conductor de la malla: Cobre, 95 mm^2
- Largo total de conductor enterrado: 5810 m
- Total de jabalinas: 50 jabalinas de 3 m de largo, 3/4" de diámetro
- Distribución de las jabalinas: Con jabalinas distribuidas en el perímetro y en el interior de la malla
- Tipo de conexión: Soldadura exotérmica y chicotes a presión

El cuadrículado de la malla es de 5 m en las zonas interiores y de 2,5 m en las zonas perimetrales, de modo de reforzar las zonas generalmente más comprometidas.

El diseño de la malla de tierra del PCyM puede observarse en la figura 3.9. Los detalles completos de la malla y su ubicación en relación al cerco perimetral se muestran en el plano *PECSAT-CAN-MTIERRA* (Apéndice K, plano 14).

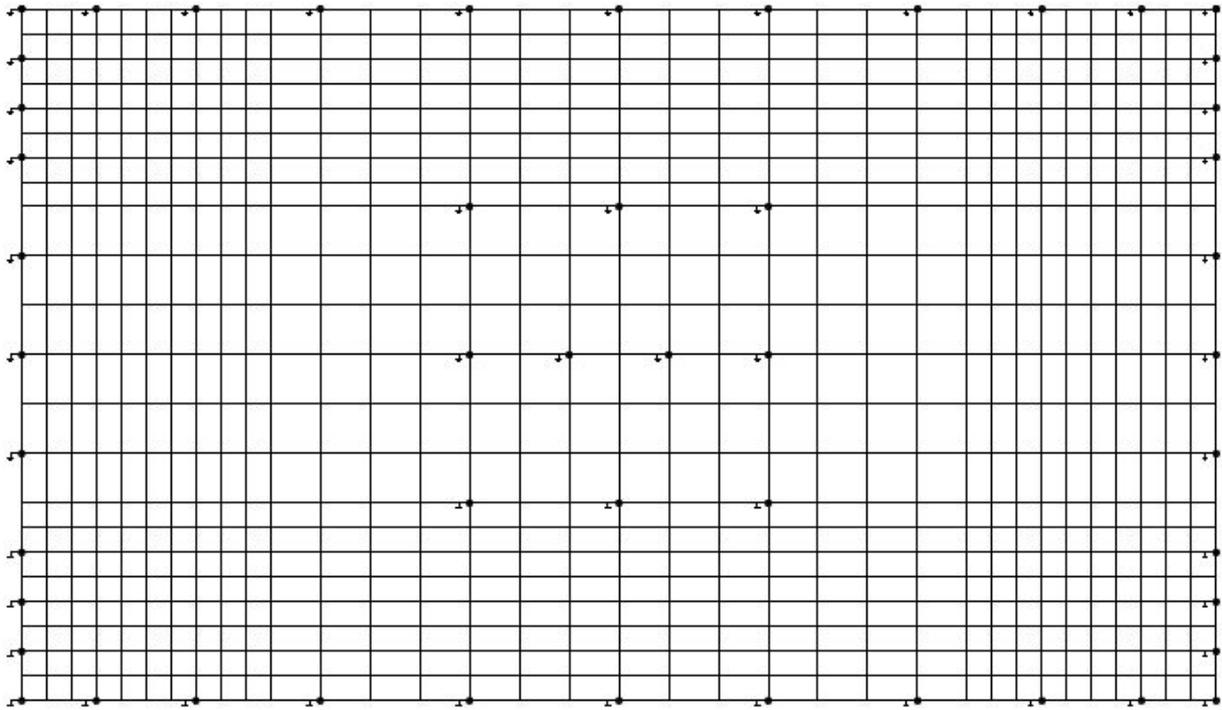


Figura 3.9: Diseño de la malla de tierra del PCyM

La resistencia de la malla propuesta está dada por la ecuación 3.5 y tiene un valor de $0,375 \Omega$.

Es claro que se tiene que la elevación del potencial de tierra ($GPR = RG * IG = 7,49kV$) es muy superior a las tensiones de toque y paso admisibles, por lo que se debe proceder a calcular las tensiones de mesh y paso.

Cálculo de las tensiones de Mesh y Paso

Las tensiones de mesh y paso toman los siguientes valores:

$$E_{mesh} = 519,36V$$

$$E_{paso} = 363,28V$$

Es inmediato verificar que se cumplen las siguientes condiciones:

$$\checkmark E_{mesh} < E_{toqueAdm}$$

$$\checkmark E_{paso} < E_{pasoAdm}$$

Se concluye que el diseño de la malla de puesta a tierra de la Subestación Castillos Norte es satisfactorio en lo que respecta a la seguridad de las personas y de la instalación, por lo que solo resta definir los detalles constructivos de la malla (chicotes de conexión, conexión a la malla de la armadura del edificio, entre otros).

Todos los cálculos auxiliares realizados para el dimensionamiento de la malla de tierra pueden encontrarse en el Apéndice B.

3.5.7. Blindaje Atmosférico edificio y playa de 150 kV

Con el objetivo de proteger la instalación contra eventuales descargas atmosféricas se tomarán las siguientes medidas:

Protección de la playa de 150 kV

Se tenderá un hilo de guardia entre los pórticos. Los mismos se tenderán tanto longitudinalmente como transversalmente. El hilo de guardia corresponderá a un conductor de acero de 50 mm^2 . Los hilos de guardia se sujetarán a las columnas mediante anclajes de retención y se vincularán entre sí mediante puentes realizados

con conductor de acero de 50 mm². El hilo de guardia se conectará a la malla de tierra mediante bajadas flexibles. En cada una de las columnas se instalará una bajada mediante conductor de cobre de 95 mm², similar al utilizado para la conexión a tierra de los equipos de 150 kV de la playa. La vinculación entre el hilo de guardia y los conductores de cobre se realizará mediante conectores de tipo derivación. La conexión final de los hilos de guardia será con la primera torre de la línea de alta tensión, en donde tendrá continuidad a través del conductor OPGW de la línea.

Protección del edificio de control

La protección contra descargas atmosféricas del edificio de control se asegurará mediante la instalación de pararrayos tipo Franklin de 5/8". Estos pararrayos se instalarán en las cuatro esquinas de la azotea. En cada uno de los lados se instalará además una jabalina extra en el punto medio, totalizando 8 jabalinas. Todas las jabalinas se vincularán entre si mediante un conductor de cobre de 95 mm² que discurrirá paralelo a la azotea pero sin estar en contacto con la misma. En cada uno de los pararrayos se instalará una bajada con conductor de cobre de 95 mm² que se tenderá por dentro de un caño de PVC con protección UV. Estas bajadas se vincularán finalmente a la malla de tierra, al menos en dos puntos de la misma.

3.6. Línea de Alta Tensión

La línea de transmisión de aproximadamente 70 km de longitud cumple la función de conectar el Puesto de Conexión y Medida con el nodo de centralización perteneciente al Ente Estatal (Subestación de Rocha).

3.6.1. Traza de la Línea

Para el trazado de la línea se utilizará un total de 180 torres de Alta Tensión, de las cuales 158 serán del tipo Suspensión, 14 del tipo Amarre, y 8 del Tipo Terminal. Las estructuras metálicas serán de acero galvanizado, del tipo reticuladas, aptas para el tendido de doble terna. Se colocarán las torres buscando que el vano sea de aproximadamente 400 m. Las torres terminales se utilizarán en todos los cambios de dirección de la LAT. Se preverá que cada un máximo de 10 torres de suspensión se intercale una torre de amarre. El anexo D muestra la traza de la línea de tensión.

3.6.2. Conductores de Potencia

En esta primera etapa se tenderá una sola terna, con conductor ACSR² Tipo HAWK, de capacidad 659 A (aproximadamente 170 MVA). La Tabla 3.11 presenta las características principales del conductor HAWK que se instalará. El diseño del cable deberá estar sujeto a lo especificado por UTE para generadores que se conectarán al SIN y a lo especificado por las Normas IEC 61089, IEC 60888 e IEC 60889.

El conductor estará compuesto por 7 hilos de acero cincado de 2,68 mm de diámetro (en configuración 1+6) y 26 hilos de aluminio duro de 3,44 mm de diámetro (en configuración 10+16).

Descripción	Conductor
Material	Al-Ac
Sección Nominal (mm ²)	HAWK
Sección Aluminio (mm ²)	241,68
Sección Acero (mm ²)	49,35
Sección Total (mm ²)	281,03
Diámetro Total (mm)	21,79
Peso (kg/m)	0,978
Capacidad (A)	659

Tabla 3.11: Características del conductor HAWK de la LAT

²ACSR: Aluminium Conductor Steel Reinforced

3.6.3. Hilos de guardia

Para la protección de la LAT contra descargas atmosféricas se utilizarán dos tipos de hilos de guardia:

- Cable de tipo OPGW, apto para corrientes de cortocircuito de hasta 11 kA y tiempos de despeje de falta de hasta 0,5 s.

El cable OPGW tendrá un peso que no deberá superar los 0,7 kg/m. Estará compuesto por 24 Fibras Ópticas monomodo. Estará diseñado de acuerdo a lo indicado en la norma IEEE 1138.

- Cable de acero recubierto de aluminio, de sección nominal 73,87 mm².

Este conductor de guardia convencional deberá estar compuesto por 7 hilos de 3,67 mm de diámetro.

Las demás características de los conductores de Protección deberán estar en un todo de acuerdo con las Especificaciones Técnicas de UTE para generadores privados y las normas IEC que sean de aplicación.

Para la puesta a tierra de Cercos y estructuras se utilizará conductor de acero recubierto de cobre de 73,83 mm² de sección, compuesto por 7 hilos de 3,67 mm de diámetro (1 hilo central y una capa exterior de 6 hilos). Las jabalinas de Puesta a Tierra serán de tipo copperweld, de 15 mm de diámetro y 3 m de longitud.

3.6.4. Aisladores y Accesorios

La presente sección introduce las principales características de los accesorios y elementos auxiliares que se instalarán en la LAT.

Aisladores

Los aisladores serán de vidrio templado, de tipo cadena. El acoplamiento de los aisladores entre sí será de tipo bola y cuenca, diseñados en un todo de acuerdo a lo indicado en la norma IEC 60120. Para las cadenas de suspensión se utilizarán en total 10 aisladores de 120 kN, para las cadenas de amarre se utilizarán en total 2x10 aisladores de 120 kN. El diámetro de los aisladores será de 254 mm, deberán ser aptos para resistir tensiones de hasta 40 kV rms durante 1 min.

Herrajes

Los herrajes deberán ser aptos para realizar el mantenimiento de la Línea con Tensión. Estarán diseñados de acuerdo a la norma IEC 61284

3.7. Descripción de los refuerzos en la Red

Como se vió en el capítulo anterior, la conexión de la central generadora al SIN demanda obras de expansión de la Red. En la presente sección se describirán brevemente las obras adicionales requeridas, incluyendo: Ampliación de subestaciones y refuerzo de la LAT ROC-SCA.

3.7.1. Refuerzo en la LAT ROC-SCA

La conexión de la Central generadora ocasionó la sobrecarga de la línea de 150 kV que une la subestación de Rocha (SE ROC) con la subestación San Carlos (SE SCA). Esta es una línea conformada por un vínculo de 96 MVA en serie con un vínculo de 104 MVA, con una longitud total de 72 km. En el capítulo anterior se obtuvo que la única forma de solucionar esta sobrecarga es que se duplique la línea, por lo cual la conexión del parque demandará la construcción de una línea de 150 kV de 72 km de longitud entre las subestaciones ROC y SCA. Esta línea será una doble terna, de la cual en esta etapa solo se tenderá la primera terna.

3.7.2. Ampliación de SE ROC: Construcción de dos secciones de línea de 150 kV

La construcción de las líneas que unen Castillos Norte - Rocha (CAN-ROC) y Rocha - San Carlos (ROC-SCA) conllevará la construcción de dos secciones de línea completas en Subestación ROC. Estas secciones deberán contar con seccionador de Puesta a tierra, transformadores de corriente y tensión en las tres fases, disyuntor y seccionador de transferencia de barra tipo semipantógrafo.

3.7.3. Ampliación de SE SCA: Construcción de una sección de línea de 150 kV

La construcción de la línea que une Rocha - San Carlos (ROC-SCA) conllevará la construcción de una secciones de línea completa en Subestación SCA. Esta sección deberá contar con seccionador de Puesta a tierra, transformadores de corriente y tensión en las tres fases, disyuntor y seccionador de transferencia de barra tipo semipantógrafo.

3.8. Estimación del Costo de las Obras

El costo estimado de las obras de interconexión es de USD 167.172.902,88. El resumen por rubros puede encontrarse en la Tabla 3.12. El desglose completo de los precios está disponible en el Apéndice E.

Instalación	Precio Referencial (USD)
Parque Eólico	124.919.085,29
Subestación PECAST	5.172.280,00
Subestación CAN	3.463.119,00
LAT CAN-ROC	15.526.587,00
LAT ROC-SCA	15.729.031,59
Ampliación SE ROC	1.410.850,00
Ampliación SE SCA	951.950,00
Subtotal (USD)	167.172.902,88

Tabla 3.12: Estimación del Costo de las Obras de Interconexión

Capítulo 4

Generalidades sobre el Estudio Financiero

4.1. Resumen

El objetivo del presente capítulo es brindar al lector las definiciones y herramientas básicas que se utilizan para determinar la viabilidad de un proyecto de inversión. Se definen entre otras cosas, los conceptos de costos, beneficio, costo oportunidad, punto de equilibrio, financiamiento, tasa de descuento, valor actual neto, tasa interna de retorno.¹ En el capítulo siguiente se presentará la evaluación económico-financiera del proyecto Castillos, la cual fue realizada a partir de las definiciones presentadas en este capítulo y sin necesidad de consultar bibliografía adicional.

4.2. Introducción

Todo proyecto posee una etapa de evaluación, mediante la cual se busca determinar si el mismo resulta viable, desde diferentes puntos de vista:

- Viabilidad comercial
- Viabilidad técnica
- Viabilidad ambiental y/o legal
- Viabilidad social

La etapa de evaluación se vuelve imprescindible desde que se toma conciencia de que los recursos con los que se cuenta para la ejecución de nuevos proyectos son limitados: se debe priorizar aquellos proyectos que resulten más efectivos, ya sea desde un punto de vista financiero o desde otro punto de vista específico (como pueden ser los denominados proyectos de interés social, los cuales aún sin generar beneficios económicos pueden resultar atractivos). Con la evaluación de los proyectos se determina el beneficio que se obtiene de la aplicación de determinados recursos.

La evaluación de un proyecto es un proceso de aproximaciones sucesivas, mediante la cual se posibilita la toma de decisiones. Como era de esperarse, al aumentar el gasto de evaluación de un proyecto, disminuye la incertidumbre asociada al mismo, encontrándose que existe una relación de tipo inversamente proporcional entre estas variables. (ver figura 4.1).

¹Todas las definiciones presentadas en este capítulo se basan en el Curso Proyecto de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República, Instituto de Ingeniería Mecánica y Producción Industrial (IMPI). Se recomienda a aquel lector que desee ampliar estos conceptos y ver como se aplican en diferentes ejemplos que consulte el material disponible en la página web del curso: <https://eva.fing.edu.uy/course/view.php?id=266>

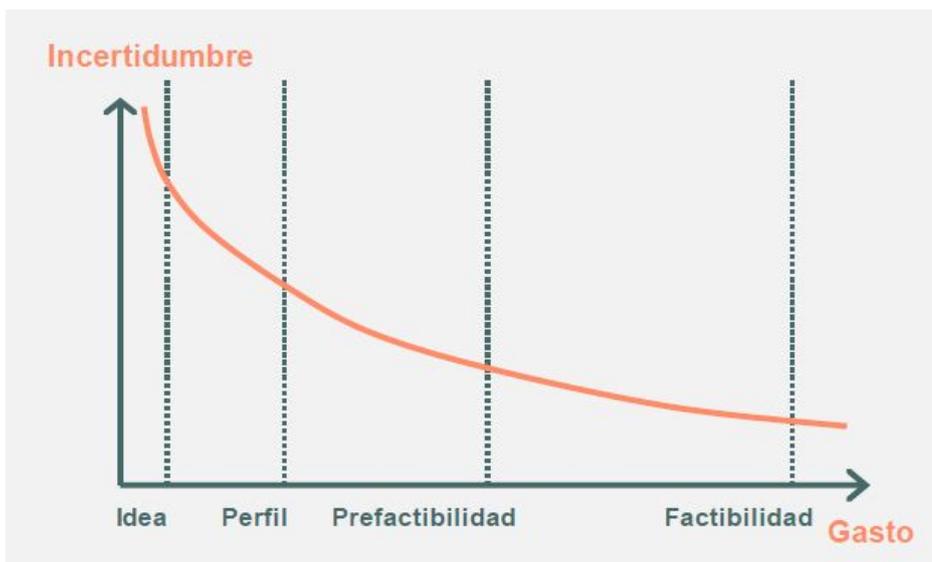


Figura 4.1: Relación entre el gasto en información y la incertidumbre asociada a un proyecto[19]

Al estudiar la viabilidad de un proyecto se realizan tres tipos principales de evaluaciones:

- **Evaluación Financiera:** Busca determinar la rentabilidad de un determinado proyecto, calculando los beneficios y costos asociados a la inversión realizada. El objetivo principal es la maximización del rendimiento financiero, teniendo en cuenta los ingresos y egresos directos asociados al proyecto. La evaluación financiera no toma en cuenta la afectación o beneficio a los agentes indirectos.
- **Evaluación Económica:** Busca determinar la contribución del proyecto a la situación económica general del país. Incluye todos los efectos directos, indirectos e intangibles del proyecto, como lo son el empleo, la producción, el desarrollo tecnológico, entre otros. Es uno de los indicadores más influyentes para los proyectos con participación gubernamental. Toma en cuenta la afectación directa e indirecta a externos, sin hacer diferencia en el agente afectado.
- **Evaluación Social:** Evalúa la contribución del proyecto a los diferentes aspectos sociales: mejora de la calidad de vida, redistribución de la riqueza y los ingresos. Incluye ponderaciones especiales para los determinados grupos sociales “objetivo”. Es claro que un proyecto con limitada rentabilidad financiera puede tener un alto impacto social.

En las siguientes secciones se presentarán brevemente los principales conceptos de los diferentes tipos de evaluación de proyectos.

4.3. Evaluación financiera

Una de las principales herramientas para la evaluación financiera de un proyecto es el flujo de caja. El mismo registra los ingresos, costos, impuestos e inversiones que se generan, en base anual (ingresos y egresos reales de caja), mediante lo cual se determina el denominado flujo de caja, que no es más que la sumatoria de la utilidad neta de cada año del proyecto. Cada saldo anual se debe equiparar en una misma base (valor actual), mediante técnicas que se verán posteriormente en este capítulo. El flujo de caja de un proyecto depende fuertemente de la estimación de los distintos conceptos que lo componen.

4.3.1. Inversiones

Realizar una Inversión implica destinar dinero a productos, bienes, actividades o servicios, con el objetivo de generar más dinero en un futuro. Existen tres tipos básicos de inversión:

Inversión en activos fijos o tangibles: Las inversiones en activos fijos o materiales son aquellas destinadas a la adquisición de bienes muebles e inmuebles (maquinaria, accesorios, edificios, terrenos). Los activos fijos se dividen en dos grandes categorías: amortizables, cuyo valor se deprecia con el correr de los años (maquinaria, herramienta, vehículos, mobiliario) y no amortizables, cuyo valor se mantiene constante con el correr de los

años, sin sufrir ningún tipo de depreciación (terreno).

Activos intangibles: Son aquellos activos no materiales, como lo son servicios, derechos, gastos de organización, capacitaciones, licencias y patentes, entre otros. Todos los activos intangibles son amortizables, pues su valor disminuye con el correr del tiempo. Todos los gastos generados previamente a la puesta en marcha del proyecto de inversión se consideran inversiones intangibles, que deben ser acumuladas en el año 0.

Capital de trabajo: Las inversiones en capital de trabajo, también denominados activos corrientes o circulantes, son aquellas que la empresa o proyecto destina para el pago de las operaciones que componen el ciclo de producción (materia prima, insumos, salarios). Son necesarios para el correcto desarrollo del proceso productivo. Existen diferentes métodos para el cálculo del capital de trabajo: método contable, método del período de desfase, método del déficit acumulado máximo.

4.3.2. Costos

Los costos a los que se enfrenta un proyecto pueden ser clasificados desde diferentes puntos de vista, según se muestra en la tabla 4.1.

Por la función que cumplen	Costos de producción Costos de administración Costos de comercialización Costos financieros Costos fiscales
Por su relación directa o indirecta con los productos finales elaborados	Costos directos Costos indirectos
Por su relación con el volumen de producción	Costos fijos Costos variables Costos semifijos, semivariantes o mixtos
Por el momento en que se determinan	Históricos / hundidos Proyectados

Tabla 4.1: Clasificación de los tipos de costo de un proyecto

Costos directos e indirectos

Costos directos:

Los costos directos son aquellos que se pueden asociar directamente al producto final, como lo son los insumos, mano de obra, costos de transporte, entre otros.

Costos indirectos

Los costos indirectos son aquellos que no se identifican directamente al producto final objetivo, por no pertenecer específicamente a ningún área de producción, como lo son los costos de administración, materiales indirectos de papelería, calefacción, luz, impuestos, entre otros.

Costos hundidos

Los costos hundidos son obligaciones que se contrajeron en el pasado, previamente a tomar la decisión de seguir adelante con el proyecto: costos producidos por estudios de viabilidad, estudios de proyección, confección del proyecto de inversión. Estos costos tienen la característica de que son independientes de realizar o no el proyecto y se deberán afrontar en cualquier caso. En caso de que estos pagos sigan pendientes una vez comenzado el proyecto, los mismos no se deberán tomar en cuenta a la hora de determinar la rentabilidad del proyecto. En este punto debe distinguirse los ingresos que son producto de un costo hundido: estos ingresos si deben tomarse en cuenta durante el estudio de la rentabilidad de un proyecto, pues pueden corresponder a ingresos futuros en el proyecto (por ejemplo la venta o alquiler de un predio adquirido previo al comienzo del proyecto).

Clasificación de costos durante estudio del proyecto

Durante el estudio económico-financiero de un proyecto, los potenciales inversionistas tendrán una visión resumida de los costos cuando se realice una clasificación de los costos como la que sigue:

1. Costos considerados dentro del flujo de caja

Para la formulación del flujo de caja de un proyecto se consideran todos aquellos costos que corresponden a salidas reales de dinero, considerados en el año en que efectivamente se desembolsan.

- *Costos de producción:* Los costos de producción incluyen todos aquellos costos que son necesarios para que el proceso de producción pueda ser realizado satisfactoriamente, como ser: mano de obra directa, mano de obra indirecta, materias primas y materiales indirectos y todos los demás insumos relacionados con el proceso productivo. No se consideran dentro de este grupo todos aquellos costos que se derivan de las áreas de administración o comercialización de la empresa.
- *Costos de administración:* Se resumen dentro de este rubro todos aquellos costos que surgen de la administración de la empresa: sueldos del personal de recursos humanos, gerencia, contaduría; gastos en oficina e informática, entre otros.
- *Costos de comercialización:* Incluyen los costos que se derivan de las acciones de comercialización del producto: estudios de mercado, inversión en publicidad, realización de encuestas a consumidores, entre otros.
- *Costos financieros* Corresponden a los intereses que deben afrontarse tras solicitar préstamos a instituciones bancarias y otras fuentes de financiación.
- *Costos fiscales* Los costos fiscales corresponden a todos los impuestos que la empresa debe pagar: Impuesto a las Rentas de las Actividades Económicas (IRAE), Impuestos al patrimonio, impuestos municipales, entre otros).

2. Costos estimados para el punto de equilibrio del proyecto

El análisis del punto de equilibrio es una forma estática de análisis, en la que se supone que las relaciones costo, volumen de producción y beneficio se comportan de manera lineal, asumiendo entre otras cosas, que la curva de ingresos aumenta linealmente con aumento del volumen de producción.

Dentro de un proyecto de inversión se generan diferentes tipos de costos:

- *Costos Fijos totales (CFT):* Los costos fijos son aquellos a los que la empresa se enfrenta periódicamente e independientemente del volumen de producción de la empresa: arrendamientos, gastos de personal, seguros de maquinaria e instalaciones, impuestos fijos, entre otros.
- *Costos variables totales (CVT):* Los costos variables son aquellos que dependen del nivel de producción de la empresa: materias primas, operarios zafrales cuya contratación depende de las unidades producidas, costos de transporte, comisiones, entre otros.

La consideración conjunta de los costos variables y los costos fijos determina los costos totales que el proyecto afrontará en un determinado período.

Al momento de estudiar el punto óptimo de producción de una empresa, debe tenerse en cuenta el concepto de economía de escala: puede que un aumento producción y por ende un aumento de ingresos por concepto de ventas no se vea reflejado con un proporcional aumento de los costos variables.

El **punto de equilibrio** se define como el volumen de producción para el cual la utilidad de la empresa es cero. Esto es:

$$VENTAS - COSTOS_{TOTALES} = VENTAS - (COSTOS_{FIJOS} + COSTOS_{VARIABLES}) = 0 \quad (4.1)$$

Cuando la producción de la empresa se encuentra por encima del punto de equilibrio se considera una empresa que genera *utilidad* ($utilidad > 0$). Por el contrario, en el caso que el volumen de producción se encuentre por debajo del punto de equilibrio, la empresa genera *pérdidas*. Esto puede observarse en el ejemplo de la figura 4.2.

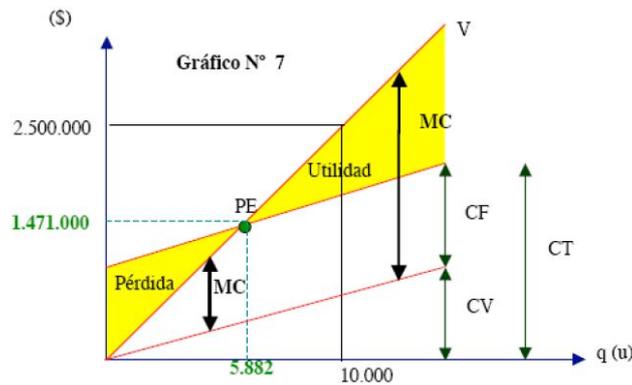


Figura 4.2: Punto de equilibrio de un proceso productivo: utilidad y pérdida[19]

En el punto de equilibrio se verifica además que:

$$PQ - (CVU)Q - CFT = 0 \iff Q(P - CVU) - CFT = 0 \quad (4.2)$$

$$Q = CFT / (P - CVU)$$

Donde:

- Q : Cantidad de unidades producidas
- P : Precio de venta unitario
- CVU : Costos variables unitarios
- CFT : Costos fijos totales

Otros indicadores importantes a la hora de definir el volumen de producción ideal de una determinada empresa son los siguientes:

- Costo fijo medio: $CF_{Me} = \frac{CostoFijoTotal}{Q}$
- Costo variable medio: $CV_{Me} = \frac{CostoVariableTotal}{Q}$
- Costo medio total: $CF_{Me} + CV_{Me}$
- Costo marginal: CMg Variación de CT frente a un cambio unitario en la producción

$$\frac{\Delta CT}{\Delta Q} = \frac{\Delta CV}{\Delta Q} \quad (4.3)$$

Básicamente, la producción de una empresa puede continuar aumentando mientras el precio unitario de venta (P) sea mayor que el costo marginal (CMg).

Una vez definidos los conceptos anteriores se encuentra que existen básicamente tres formas de clasificar la producción de una empresa en función de la denominada **economía de escala**:

- *Rendimiento constante a escala*: El aumento de los costos de producción y la producción son proporcionales, y por lo tanto la variación del costo marginal es nula ($dCMg = 0$).
- *Rendimientos crecientes de escala*: El aumento de los costos de producción disminuye al aumentar la producción y por lo tanto la variación del costo marginal es negativa ($dCMg < 0$).
- *Rendimientos decrecientes de escala*: El aumento de los costos de producción aumenta al aumentar la producción, y por lo tanto la variación del costo marginal es positiva ($dCMg > 0$).

Costos de oportunidad

El costo de oportunidad de un determinado activo se determina por la oportunidad más valiosa que debe descartarse para permitir el uso actual del activo. Básicamente, al decidir la línea de producción de la empresa se debe tomar en cuenta cuánto se deja de ganar mediante otras alternativas que sean excluyentes.

4.3.3. Beneficios

Los beneficios de un proyecto corresponden fundamentalmente a los ingresos por venta del producto o servicio.

$$I = P * Q \quad (4.4)$$

Volumen de producción

El volumen de producción de una empresa generalmente varía durante los diferentes ciclos de producción, dependiendo de diversos factores: precio de venta del producto, capacidad de producción de la maquinaria, entre otros. Se distinguen entonces diferentes períodos en lo que al proceso de producción se refiere:

- Período de arranque de las instalaciones: Una nueva tecnología se pone en servicio, lo que conlleva la necesidad de que se realice una puesta a punto, generándose períodos de baja productividad.
- Período de crecimiento: Instalaciones en funcionamiento satisfactorio y con capacidad para responder a un crecimiento progresivo de la demanda.
- Período de madurez: El número de ventas se mantiene estable y constante.
- Período de declive: Comienzan a disminuir las ventas y se deben buscar diferentes alternativas.

Precio del producto

Existen variados factores que pueden influir en el precio de un producto: mejoras de productividad, capacidad de producción de las empresas competencia, condiciones crediticias y de venta. Además, la demanda tiende a comportarse de forma elástica: las variaciones de precio tienen efecto sobre la cantidad de producto demandada, encontrándose que existen diferentes grados de elasticidad según el producto considerado. La elasticidad se define como la variación porcentual de la cantidad demandada entre la variación porcentual de su precio, esto es:

$$E_d = \frac{\Delta Q_d / Q_d}{\Delta P / P} \quad (4.5)$$

Un bien que presente una demanda inelástica presentará poca variación en la demanda ante un cambio de precio (como por ejemplo pueden ser los medicamentos). Por el contrario, un bien que presente una demanda de tipo elástica presentará grandes cambios en la demanda ante variaciones de precio. Lo anterior se resume en la figura 4.3.

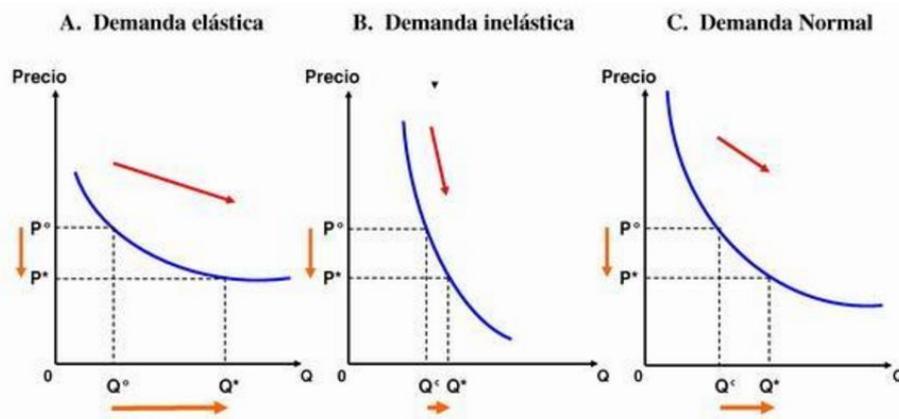


Figura 4.3: Elasticidad de la demanda

Otros beneficios que deben considerarse son **la venta de activos** que se reemplazan durante el proyecto y el **valor residual del proyecto** (producto de considerar un período de evaluación menor que la vida útil del proyecto).

Existen varios métodos para el cálculo del valor residual de un proyecto:

- *Método contable:* El método contable define el valor residual de un proyecto como la suma de los valores contables de todos los activos, donde el valor contable de un bien corresponde al valor de adquisición menos su depreciación acumulada:

$$ValorResidual = \sum_{j=1}^n I_j - \left(\frac{I_j}{n_j} * d_j \right) \quad (4.6)$$

donde:

I_j : Precio de adquisición del bien j

n_j : Período de depreciación del bien j

d_j : Año de cálculo del valor contable del bien j

- *Método comercial:* El método comercial tiene en cuenta que los valores contables no reflejan el valor verdadero de los activos al final de su vida útil. Considera la suma de los valores de mercado esperables. En el caso de que el valor comercial resulte superior al valor contable se debe considerar el efecto tributario. En el método comercial se considera que el valor de desecho corresponde a la suma de los valores de mercado de todos los activos, descontando el efecto tributario correspondiente al Impuesto a las Rentas de las Actividades Económicas.
- *Método económico:* El método económico supone que el valor residual del proyecto equivale al beneficio que el proyecto sería capaz de generar, desde el momento de evaluación hasta el final de su vida útil. Esto es:

$$VR = FC * \frac{(1+i)^n - 1}{(1+i)^n * i} \quad (4.7)$$

Donde:

FC: Flujo de caja del proyecto en el último año o promedio de los últimos 3 años.

i: tasa de descuento (por el mayor riesgo a futuro).

4.4. Flujo de Caja

El flujo de caja de un proyecto de inversión es un cuadro donde se muestra, año tras año, la diferencia entre los ingresos y los egresos efectivos, como consecuencia de la realización del proyecto. Para la construcción del flujo de caja de un proyecto se tienen en cuenta los siguientes aspectos básicos:

1. Solo se consideran los flujos de caja futuros, no considerando los costos hundidos que sean producto de acciones previas a la decisión de realizar el proyecto.
2. El flujo de caja toma en cuenta los flujos reales de fondos. Se registran los gastos e ingresos siempre en el año en que ocurrirá el desembolso o cobro efectivo.
3. Las depreciaciones y amortizaciones son registros contables que no implican desembolsos reales. El flujo de caja solo toma en cuenta su efecto tributario.
4. El flujo de caja de un proyecto es uno de los indicadores más claros de la liquidez del mismo. Representa la cantidad de dinero en efectivo que se espera tener en un momento dado en el futuro.

4.4.1. Flujo de caja del proyecto y del inversionista

Existen dos tipos básicos de flujo de caja en función del fin buscado:

- El que busca medir la rentabilidad de toda la inversión, independientemente del tipo de financiamiento considerado (rentabilidad del proyecto).
- El que busca medir la rentabilidad de los recursos aportados por el inversionista, deduciendo los costos provenientes de otras fuentes de financiamiento.

La estructura básica de un flujo de caja de un proyecto se muestra en la figura 4.4. La figura 4.5 muestra la estructura básica de un flujo de caja desde el punto de vista de un inversionista, que cubre parte de la inversión inicial mediante financiamiento externo. La diferencia básica reside en que en el segundo se deben descontar del flujo de caja los intereses y amortización de la deuda, sumando en el año 0 el préstamo inicial.

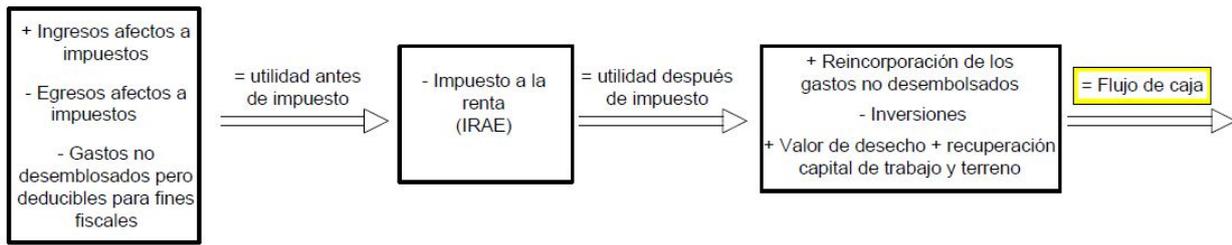


Figura 4.4: Diagrama esquemático de flujo de caja del Proyecto

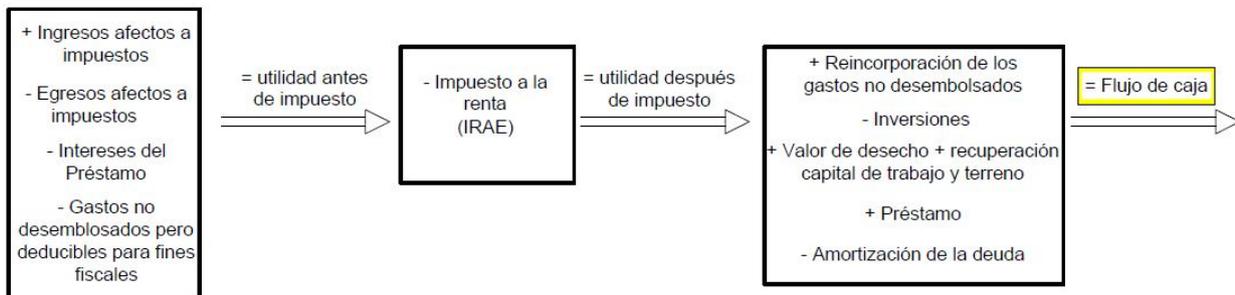


Figura 4.5: Diagrama esquemático de flujo de caja del Inversor

La cuota que se deberá pagar como consecuencia de haber solicitado un préstamo a una institución de financiamiento externo puede calcularse según la ecuación 4.8.

$$C = P \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (4.8)$$

Donde:

i: Tasa de interés del préstamo (en %)

P: Préstamo solicitado

n: Cantidad de años de solicitud del préstamo

4.4.2. Flujo de caja de proyectos en marcha

En determinadas ocasiones es necesario realizar un flujo de caja de un proyecto que ya se encuentra en marcha. Básicamente este nuevo flujo de caja corresponde a una modificación del flujo de caja ya realizado, estudiando la posibilidad de introducir ciertas variantes al proyecto original, como puede ser: adquisición de nueva maquinaria, compra de un nuevo terreno, abandono o externalización de ciertos servicios, entre otros factores. En este punto se tienen en cuenta solamente los costos diferenciales: diferencia de costos entre implementar la modificación o seguir adelante en la situación actual.

La decisión básica de realizar o no una modificación al proyecto original está basada en la siguiente premisa: si los beneficios netos actualizados que se obtienen como consecuencia de realizar la modificación supera a la inversión necesaria entonces se sigue adelante con el cambio o ampliación, en caso contrario, la misma se

descarta.

El método práctico para la realización de una modificación al proyecto puede describirse como sigue:

- Se construye el flujo de carga de ingresos y egresos de la empresa en caso de realizar las modificaciones estudiadas (proyecto).
- Se construye el flujo de carga de ingresos y egresos de la empresa en caso de no realizar las posibles modificaciones.
- Se resta el segundo flujo de carga al primero con el objetivo de identificar los beneficios que surgen como consecuencia de la implementación del proyecto. Si el valor actual neto de la modificación resulta mayor que 0 usualmente se decide a seguir adelante con la misma.²

4.5. Evaluación de proyectos

4.5.1. Conceptos previos

La inversión se entiende como el sacrificio de posponer un consumo en la actualidad, con el objetivo de obtener una compensación futura mayor a cambio de posponer el consumo.

Básicamente un inversor estudia los siguientes puntos fundamentales al momento de decidir si ejecutar una determinada inversión:

- Cómo la pérdida de consumo que provoca la realización de la inversión es compensada por esta última
- Cuáles son los beneficios que se obtendrían si se invirtiera la misma cantidad en alternativas diferentes

Los conceptos anteriores pueden ser contemplados mediante la incorporación de la denominada *tasa de interés* (i), donde n es el año considerado:

1. **Valor capitalizado:** La realización de una inversión o ahorro supone que en un futuro se recibirá una cantidad mayor a la cantidad ahorrada.

$$VF = I(1 + i)^n \quad (4.9)$$

2. **Valor actualizado o descontado:** Un inversor que espera recibir una cierta cantidad de dinero en el futuro asigna a dicha cantidad un valor actual menor.

$$VA = I/(1 + i)^n \quad (4.10)$$

Lo anterior se explica básicamente por los siguientes motivos: El dinero tiende a valer menos con el tiempo, y la recepción posterior de cierto capital impide la realización de inversiones de las que se podría obtener un mayor beneficio.

El concepto de valor actualizado (VA) se vuelve fundamental a la hora de evaluar el flujo de caja de un proyecto, pues el mismo está compuesto por ingresos y egresos (beneficios netos) que se generarán en años diferentes, por lo que se debe contar con una herramienta que posibilite que cada uno de los beneficios en base anual sea evaluado de la misma manera. Es importante tomar en cuenta que el interés considerado es un interés compuesto, es decir, los intereses de cada año se van sumando al capital inicial (se capitalizan).

Las fórmulas de interés también permiten la transformación de una suma de dinero presente (en el año 0) en una serie de cuotas uniformes, distribuidas en n años, de acuerdo a la expresión de la ecuación 4.11, que coincide con el resultado ya adelantado en la sección 4.4.1 (P corresponde al valor del préstamo, C corresponde a la cuota):

$$P = \frac{C}{(1+i)^1} + \frac{C}{(1+i)^2} + \frac{C}{(1+i)^3} + \dots + \frac{C}{(1+i)^{n-1}} + \frac{C}{(1+i)^n} \Rightarrow$$

²El concepto de valor actual neto o valor actualizado, así como otros conceptos necesarios para la evaluación de proyectos de inversión, se encuentran definidos más adelante en este capítulo

$$C = \frac{P}{\frac{1}{(1+i)^1} + \frac{1}{(1+i)^2} + \frac{1}{(1+i)^3} + \dots + \frac{1}{(1+i)^{n-1}} + \frac{1}{(1+i)^n}} \Rightarrow$$

$$C = \frac{P}{\sum_{j=1}^n \frac{1}{(1+i)^j}} = P \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (4.11)$$

4.5.2. Criterios de Evaluación de Proyectos

La presente sección tiene como objetivo presentar los diferentes métodos que existen para la evaluación de proyectos.

1. Valor actual neto (VAN o VPN):

El beneficio neto (BN) anual se actualiza mediante la utilización de los factores vistos anteriormente, aplicándoles el denominado factor de descuento:

$$\frac{1}{(1+i)^n}$$

donde i es la tasa de descuento considerada.

Luego, el valor actual neto (VAN) del proyecto está dado por la siguiente expresión:

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{BN_t}{(1+i)^t} = \sum_{t=1}^n \frac{BN_t}{(1+i)^t} - I_0 \quad (4.12)$$

El VAN es un indicador que se mide en dinero, sus unidades son las de la moneda en la que se maneja el proyecto. Básicamente indica qué ganancia producirá el proyecto, una vez que se hayan descontado todos los gastos, incluyendo gastos de producción, inversión y financiamiento. La ganancia producida por el proyecto se actualiza al valor de hoy, es decir se estudia qué beneficio produciría el proyecto, desde el punto de vista actual.

La condición básica para aceptación de un proyecto es que el VAN sea ≥ 0

La práctica muestra entonces que entre dos proyectos de idéntica vida útil, desde el punto de vista financiero debe optarse siempre por aquel que tiene el mayor valor actual, puesto que esto se traduce en mayores ganancias. Cuando se desea comparar el VAN de dos proyectos de diferente duración, se debe suponer que los proyectos se repiten sucesivamente hasta encontrar una combinación en la que ambos proyectos tienen la misma duración (considerar por ejemplo que un proyecto de 3 años se repite 3 veces, con lo que se habilita realizar una comparación con un proyecto de 9 años).

De la observación de la ecuación 4.12 es inmediato deducir que el VAN cambiará en función de la tasa de descuento que se considere. Cuanto mayor sea la tasa de descuento considerada, menor será el VAN obtenido, pudiendo incluso volverse negativo para proyectos con rentabilidad deficiente. A la hora de evaluar la viabilidad de un proyecto, se vuelve esencial elegir la tasa de descuento adecuada. El comportamiento del VAN en función de la tasa de descuento puede observarse en la figura 4.6.

La tasa de descuento es el precio que se debe pagar por los fondos requeridos para el financiamiento de la inversión. Representa lo que se podría ganar al invertir el capital en otra alternativa, marcando por lo tanto la rentabilidad mínima que se le debe exigir al proyecto:

- En el caso de que el proyecto se sustente con costos propios, la tasa de descuento se define como el *costo oportunidad del inversionista*, es decir, se iguala a la rentabilidad del capital en el mejor uso alternativo. En el caso de que no exista ningún proyecto de inversión alternativo en procesos productivos, podría considerarse por ejemplo la tasa de interés que se obtendría por colocar el dinero en una institución bancaria.
- Si el proyecto se financia completamente mediante la incorporación de un préstamo, la tasa de descuento del proyecto se considera igual a la tasa de interés de dicho préstamo.

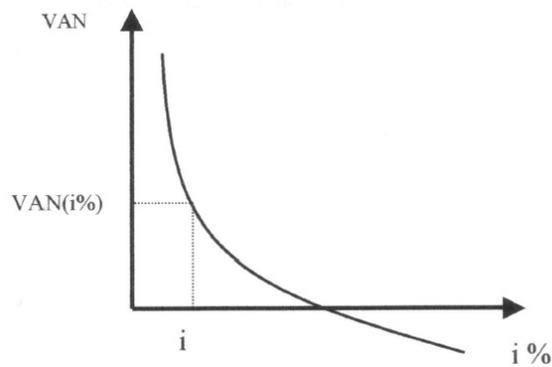


Figura 4.6: Comportamiento del valor actual en función de la tasa de interés[19]

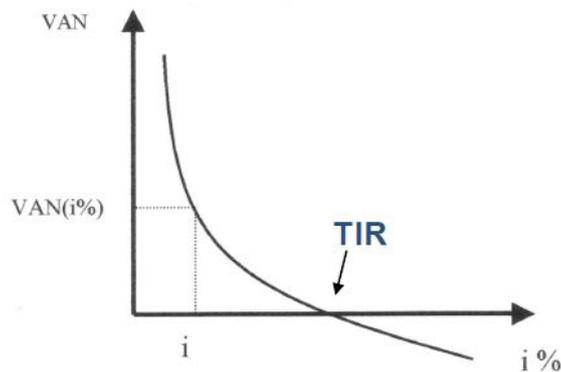


Figura 4.7: Tasa Interna de Retorno del Proyecto de inversión[19]

- Si el proyecto posee financiamiento mixto, se considera un costo ponderado del capital, promediando todas las fuentes de financiación presentes.

2. Tasa interna de retorno (TIR):

La tasa interna de retorno (TIR) es el valor de descuento que hace que el VAN del proyecto se anule (figura 4.7), esto es:

$$\sum_{t=0}^n \frac{BN_t}{(1+i)^t} = 0$$

El TIR corresponde a la tasa máxima a la que se puede remunerar el capital utilizado para financiar el proyecto, sin que la inversión provoque pérdida de capital a los inversionistas.

A la hora de evaluar la viabilidad de un proyecto desde el punto de vista de la TIR, se tienen en cuenta entonces los siguientes puntos:

- Se ejecutan aquellos proyectos cuya TIR es superior a la tasa de descuento exigida por los inversionistas.
- El método resulta adecuado cuando el flujo de caja solo tiene un cambio de signo (caso típico cuando se tiene una inversión fuerte en el año 0, provocando beneficio neto negativo, seguida de beneficios netos positivos en el resto de los años. En caso de que se tengan varios cambios de signo, el método puede inducir a errores o resultados contradictorios.
- No se puede comparar proyectos entre si mediante la evaluación de la TIR de cada uno, por lo que el método no sustituye la comparación entre los valores actuales de cada uno, como se vio en secciones previas.

3. Período de Repago:

El período de repago calcula los años necesarios para recuperar la inversión a través de los beneficios netos. Existen dos versiones para definir el período de repago: considerando la suma de los beneficios netos sin actualizar el valor de los mismos, o considerar la suma de los beneficios netos actualizados al año cero (repago ajustado por ciclo).

4. Relación beneficio-Costo:

La relación costo beneficio se define como sigue:

$$RBC = \frac{VAN_{beneficios}}{VAN_{costos}} \quad (4.13)$$

Esto es, se calculan los valores actualizados de los costos y los beneficios y se mide la relación entre ellos. Nuevamente debe destacarse que no es posible decidir entre la realización del proyecto A o el proyecto B basándose en la RBC de los mismos, por lo que esta herramienta tampoco sustituye a la comparación de los VAN.

4.5.3. Análisis de Sensibilidad

El análisis de sensibilidad es una herramienta que permite determinar como responderá el proyecto a una variación inesperada de las condiciones bajo las cuales se realiza el mismo (parámetros con los que se determinan los diferentes indicadores económico-financieros). Ejemplos claros de los parámetros más influyentes para el cálculo de los indicadores económicos son el precio de venta de los insumos producidos, o el precio de compra de las principales materias primas, entre otros.

El análisis de sensibilidad busca determinar entre otras cosas cuál es el riesgo que tiene el proyecto ante variaciones de los diferentes parámetros. Existen diferentes tipos de riesgo, por ejemplo para un proyecto con costos de producción fijos, la disminución de las ventas en un 10 % puede provocar que el VAN del proyecto se acerque a 0, o incluso se vuelva negativo. Por otra parte, en un proyecto en el que los costos de producción bajen proporcionalmente a la disminución de las ventas, se espera que el impacto de la disminución de las ventas no sea tan drástico. Todo depende del tipo de proyecto y de las condiciones particulares del mismo.

A partir del flujo de caja de un proyecto de inversión es inmediato determinar cuál es el valor crítico de los diferentes parámetros del proyecto, considerando que solo uno de los parámetros varía a la vez (ejemplo: valor crítico de la inversión inicial, valor crítico de las ventas anualizadas, valor crítico de la tasa de descuento).

Capítulo 5

Estudio financiero del proyecto Castillos

5.1. Resumen

El presente capítulo tiene como objetivo presentar las características más notorias del análisis financiero del Parque Eólico Castillos Norte. Se desarrollarán en las siguientes secciones todos aquellos conceptos que permitirán la obtención del flujo de caja del proyecto: inversiones, costos, financiamiento, ganancia, entre otros. En base al estudio del flujo de caja proyectado, se calcularán los principales indicadores económico-financieros que determinan la viabilidad del proyecto financiero: la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Valor Actual Neto (VAN). Por último se presenta un análisis de sensibilidad con respecto a los diferentes parámetros.

5.2. Inversiones

Como se vio en el capítulo 3, el costo total de las obras asciende a USD 167.172.902,88. Esta cantidad deberá desembolsarse previo a la entrada en servicio del Parque Eólico (en lo que por convención se denominará el año 0).

Dentro de las inversiones se destaca la inversión en equipamiento. Este rubro constituye más del 65 % de la inversión total (aerogeneradores, transformador de potencia, equipos de 150 y 31,5 kV, entre otros). Para todos estos equipos se considerará una vida útil de 20 años, y una amortización también a 20 años. Con esta consideración, el valor de mercado de los equipos una vez que finalice el contrato será nulo. El monto anual por depreciación de equipos es de USD 5.599.307,50.

5.3. Financiamiento

Para el presente proyecto se considerará una de las modalidades más comunes de financiamiento, ampliamente utilizada en Uruguay en diversos proyectos de energía eólica:

- Parte del capital necesario es aportado por inversores privados, los que se considerarán dueños de las instalaciones. Esta parte del capital se conoce usualmente como el “*equity*” del proyecto. En el caso del Parque Eólico Castillos Norte, se considerará un equity equivalente al 30 % del monto total de las inversiones, esto es: USD 50.151.870,86.
- El resto del capital necesario se obtiene mediante una fuente de financiamiento externa, generalmente una institución bancaria. En este caso, el monto que se considerará proveniente de financiamiento externo es el equivalente a un 70 % del proyecto de inversión, esto es: USD 117.021.032,02. El préstamo se considerará a 10 años. La tasa de interés será de 8 %. Este capital ingresa por hipótesis en el año 0, al momento de la realización de las inversiones necesarias.

Como se vio en el capítulo 4, la cuota que se deberá pagar viene dada por la siguiente expresión:

$$C = P \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

Con las condiciones planteadas, la cuota anual que deberá abonarse es de USD 17.439.584,57.

El comportamiento de la deuda y la amortización de la misma estará dada por lo indicado en la tabla 5.1

Detalles del préstamo bancario

Año	Saldo Deuda (USD)	Cuota (USD)	Interés (USD)	Amortización (USD)
1	117.021.032,01	17.439.584,57	9.361.682,56	8.077.902,01
2	108.943.130,01	17.439.584,57	8.715.450,40	8.724.134,17
3	100.218.995,84	17.439.584,57	8.017.519,67	9.422.064,90
4	90.796.930,94	17.439.584,57	7.263.754,48	10.175.830,09
5	80.621.100,85	17.439.584,57	6.449.688,07	10.989.896,50
6	69.631.204,35	17.439.584,57	5.570.496,35	11.869.088,22
7	57.762.116,13	17.439.584,57	4.620.969,29	12.818.615,28
8	44.943.500,85	17.439.584,57	3.595.480,07	13.844.104,50
9	31.099.396,35	17.439.584,57	2.487.951,71	14.951.632,86
10	16.147.763,49	17.439.584,57	1.291.821,08	16.147.763,49

Tabla 5.1: Comportamiento de la deuda por financiamiento mediante instituciones bancarias

5.4. Costos comprometidos durante la operación del Parque Eólico

Las fuentes de costos durante la operación del proyecto son muy numerosas. Solo se expondrán en la presente sección aquellos costos que sean debidos a la normal operación del Parque Eólico. No se tendrán en cuenta aquellos desembolsos que surjan como consecuencia de imprevistos o deterioro temprano de las instalaciones. El período de amortización y la vida útil de los equipos se considerarán igual a la duración del contrato con la Administración (20 años). Los costos durante la ejecución del proyecto se considerarán en su mayoría fijos, calculados en dólares.

5.4.1. Costos de Operación y Mantenimiento

Los costos de Operación y Mantenimiento del Parque Eólico incluyen dos grandes grupos:

- *Operación y Mantenimiento de los aerogeneradores:* Incluye actividades de diversa índole, como ser: mantenimiento preventivo, corrección preventiva de menor porte, mantenimiento de los elevadores internos de las torres, registro y reporte de problemas, entre otros.
- *Operación y Mantenimiento del BOP:* Incluirá básicamente los siguientes ítems: mantenimiento del sistema SCADA, comunicaciones y torres meteorológicas, mantenimiento preventivo de la subestación elevadora propiedad del generador, mantenimiento correctivo de la subestación elevadora, registro y reporte de problemas, mantenimiento de caminos internos del parque eólico, entre otros.

La tabla 5.2 muestra el detalle de los costos comprometidos por concepto de Operación y Mantenimiento. Durante los primeros 2 años los costos totales se considerarán de USD 370.000. Durante el resto del contrato los mencionados costos se considerarán de USD 185.000. La diferencia en los montos radica básicamente en que durante el período inicial de operación del Parque Eólico los trabajos de operación, reporte y corrección preventiva son mayores a los generados una vez que el proyecto se encuentra afianzado y en operación normal.

Operación y mantenimiento de aerogeneradores					
Durante los primeros 2 años			Durante el resto del contrato		
Costo unitario	Cantidad	Costo total anual	Costo unitario	Cantidad	Costo total anual
USD 10.000,00	27	USD 270.000,00	USD 5.000,00	27	USD 135.000,00
Operación y mantenimiento del BOP					
Durante los primeros 2 años			Durante el resto del contrato		
Costo unitario	Cantidad	Costo total anual	Costo unitario	Cantidad	Costo total anual
-	-	USD 100.000,00	-	-	USD 50.000,00
Costo total primeros dos años		USD 370.000,00	costo total resto del contrato		USD 185.000,00

Tabla 5.2: Costos anuales por concepto de Operación y Mantenimiento de la Central Generadora

5.4.2. Costos de sueldos y honorarios profesionales

Durante el período de vigencia del proyecto el operador del Parque Eólico contará con un equipo variado de profesionales, que podrá por ejemplo incluir:

- Jefe de Operación y mantenimiento
- Ingenieros dedicados a la operación del parque eólico
- Outsourcing financiero y contable
- Asesoría legal

La tabla 5.3 muestra el cálculo de costos anuales por concepto de honorarios profesionales.

Puesto	Cantidad	Sueldo Base	Meses	Sueldo anual
Jefe de Operación y Mantenimiento	1	USD 4.500,00	12	USD 54.000,00
Ingenieros operación	1	USD 1.800,00	12	USD 21.600,00
Outsourcing contable y financiero	gl	USD 2.000,00	12	USD 24.000,00
Asesoría legal	gl	USD 2.500,00	12	USD 30.000,00
Personal de secretaría	1	USD 950,00	12	USD 11.400,00
Auxiliares limpieza y seguridad	gl	USD 700,00	12	USD 8.400,00
Total anual honorarios y sueldos				USD 149.400,00

Tabla 5.3: Costos anuales por concepto de honorarios profesionales y sueldos

5.4.3. Costos de rentas

Para la instalación de las unidades generadoras se deberán firmar contratos de explotación con los propietarios locales. Estos contratos generalmente serán contratos de arrendamiento, en base anual. Tienen como objetivo reservar un área de exclusión en la que se instalarán los generadores, y en la que el propietario del campo o arrendatario no podrá desarrollar actividades agrícolas o ganaderas (como puede ser por ejemplo un buffer de diámetro 200 m). Generalmente se prefiere una opción de arrendamiento de los terrenos necesarios, por sobre la posibilidad de comprar los mismos, puesto que existen diversas normativas que limitan el fraccionamiento de los terrenos rurales en predios de superficies menor a 5 Ha.

Los costos de arrendamiento suelen dividirse como sigue:

- *Costos de arrendamiento previo a la construcción del proyecto:* Estos costos son independientes de la realización o no del proyecto y previos a la decisión de ejecutar el mismo, por lo que no se consideran dentro del flujo de caja del proyecto de inversión. Usualmente el generador incurre en estos gastos para asegurarse la disponibilidad de las tierras durante las etapas de desarrollo del proyecto (campañas de

medición de viento y estudio de las condiciones ambientales del proyecto, selección de proveedores, etc).

- *Costos de arrendamiento durante la operación del Parque Eólico:* Estos costos deberán ser afrontados por el generador durante toda la duración del contrato, por lo que se tendrán en cuenta a la hora de elaborar el flujo de caja del proyecto.

El costo de arrendamiento se considerará en promedio de USD 5.000/aerogenerador/año. Dado que el parque cuenta con 27 aerogeneradores se tiene un costo de USD 135.000 anuales.

5.4.4. Costos de desimplantación

Se supondrá que una vez finalizado el contrato de compraventa de energía eléctrica con UTE se debe realizar una desimplantación de las instalaciones. Cabe la posibilidad de que una vez vencido el contrato este pueda ser renovado, por un plazo de quizá 5 o 10 años. No existen todavía antecedentes de renovación en el país, puesto que los primeros contratos de comercialización de energía celebrados entre la Administración y generadores privados datan del año 2011, y tienen un plazo de vigencia de 20 años.

El único costo que se considerará como consecuencia de la finalización del contrato es el de desmontaje de los aerogeneradores. Se considerará un precio de desmontaje unitario de USD 200.000. El precio de remoción de la fundación y posterior relleno con material seleccionado se considerará de USD 100.000, por lo que el costo unitario total de desimplantación de cada unidad generadora será de USD 300.000, implicando las 27 unidades un costo total de USD 8.100.000,00, que se considerará desembolsado en el año 20.

No se tomará en cuenta la necesidad de desimplantar la subestación elevadora de tensión, puesto que la misma puede ser construida en un predio propio del generador (que podrá haber sido adquirido en el año 0).

5.5. Ganancias esperadas durante la operación del proyecto

Para calcular la ganancia generada por el Parque Eólico se considerarán las siguientes hipótesis simplificadoras:

- Parque Eólico generando de manera uniforme durante los 20 años del contrato
- Precio del MWh de energía vendido de USD 65,00¹.
- Factor de planta de la instalación de 40 % para todos los años de contrato, donde no se tuvo en cuenta la posibilidad de que se presentan anomalías que saquen de servicio alguno de los aerogeneradores.

Con estas hipótesis se tiene que la ganancia anual generada por el parque eólico está dada por:

$$Ganancia_{anual} = Pot_{instalada} * Factor_{planta} * Precio_{MWh} * 8760 = 81 * 0,40 * 65 * 8760 \Rightarrow$$

$$Ganancia_{anual} = \text{USD } 18.448.560,00^2$$

5.6. Impuesto a la Renta

Se considerará como único impuesto a la renta el IRAE (Impuesto a las Rentas de las Actividades Económicas). Este impuesto se considerará equivalente a un 25 % de la ganancia total generada libre de impuestos.

¹Se considera precio del MWh fijo e independiente de la variación del dólar. Esto constituye en realidad una simplificación: los últimos contratos celebrados en el país incluyen el precio del dólar dentro de la paramétrica utilizada para el cálculo del precio del MWh

²Ganancia anual libre de impuestos

5.6.1. Decreto 354/009

De acuerdo al Decreto 354/009 - *Régimen de Promoción de Energías Renovables*, las empresas que se dediquen a la comercialización de energía eléctrica en el mercado de contratos a término (regidas por el Decreto 360/2002) tendrán beneficios tributarios especiales[18].

Se exonerará el IRAE a las rentas generadas por la empresa o por las actividades realizadas conforme al siguiente detalle:

- 90 % de la renta neta fiscal originada en la actividad promovida, en los ejercicios iniciados entre el 1° de julio de 2009 y el 31 de diciembre de 2017 (tasa efectiva de 2,5 %).
- 60 % en los ejercicios iniciados entre el 1° de enero de 2018 y el 31 de diciembre de 2020 (tasa efectiva 10 %).
- 40 % en los ejercicios iniciados entre el 1° de enero de 2021 y el 31 de diciembre de 2023 (tasa efectiva 15 %).

Por hipótesis se supondrá que la Central Generadora comienza a comercializar la energía producida en el año 2018 (realizando todas las inversiones necesarias durante el año 2017), por lo que claramente estará alcanzada por los beneficios tributarios del Decreto 354/009.

5.7. Evaluadores financieros

Para determinar la viabilidad del proyecto se construirán y calcularán los siguientes indicadores financieros:

- Flujo de Caja (FC)
- Tasa Interna de Retorno (TIR)
- Valor Actual Neto (VAN)

5.7.1. Flujo de Caja del Proyecto

El flujo de caja del proyecto puede encontrarse en el Anexo I. Como se observa se presenta el flujo de caja desde dos puntos de vista: desde el punto de vista del inversionista (teniendo en cuenta el efecto de la financiación parcial mediante instituciones bancarias) y desde el punto de vista del proyecto (flujo de caja del proyecto *per se*, sin tomar en cuenta el tipo de financiación utilizada).

5.7.2. Tasa Interna de Retorno

Como se vio en el capítulo 4 la Tasa Interna de Retorno del proyecto es la tasa de descuento que hace que el valor actual neto se anule, esto es:

$$\sum_{t=0}^n \frac{BN_t}{(1+i)^t} = 0 \Leftrightarrow I_0 = \sum_{t=1}^n \frac{BN_t}{(1+i)^t}$$

donde I_0 es la inversión inicial del proyecto. Es claro entonces que al igual que el flujo de caja, la TIR del proyecto puede obtenerse desde dos puntos de vista:

- **Desde el punto de vista del inversionista:** La TIR obtenida es de 6,46 %.
- **Desde el punto de vista del proyecto per se:** La TIR obtenida es de 6,65 %.

Es claro entonces que la rentabilidad del proyecto será mayor si los inversionistas pueden prescindir del financiamiento a través de instituciones bancarias y aportar todo el capital necesario mediante fondos propios.

En ambos casos la TIR obtenida es positiva, por lo que el proyecto resulta económicamente viable. La decisión de realizar o no el proyecto dependerá de las otras opciones con las que cuente el grupo inversor, es decir, deberá evaluarse el denominado *costo oportunidad*.

5.7.3. Valor Actual Neto

Según lo expuesto en el capítulo anterior, el Valor Actual Neto es el indicador que actualiza los beneficios netos generados por el proyecto de inversión. Está dado por la siguiente expresión:

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{BN_t}{(1+i)^t}$$

Como se observa en la ecuación 4.12 el valor del VAN depende de la tasa de descuento i . Esta tasa de descuento se conoce como “costo capital” y corresponde a un promedio ponderado de las diferentes fuentes de financiamiento. Se debe calcular el costo de cada una de las fuentes de financiamiento con las que cuenta el proyecto, ponderado por su participación relativa en la estructura de capital del emprendimiento³.

Sin entrar en detalles de cálculo, se utilizará una tasa de descuento del 5%. Se obtiene entonces que el VAN del proyecto es el siguiente:

- USD 11.325.860,40 (desde el punto de vista del inversor)
- USD 21.832.376,30 (desde el punto de vista del proyecto en sí)

Con una tasa de descuento del 5% el VAN resulta mayor que 0 en ambos casos, por lo que el proyecto es factible (esto era esperable, dado que la TIR obtenida en el peor caso era de 6,46%). En particular, la TIR indica que el proyecto debería ser realizado (desde el punto de vista financiero) siempre y cuando todas las demás oportunidades con las que cuenta el grupo inversor tengan una tasa de retorno menor a la del proyecto en estudio.

5.8. Análisis de Sensibilidad del Proyecto

La presente sección busca mostrar la influencia que tienen los diferentes factores dentro del cálculo de viabilidad económica. Se mostrará como variando los diferentes componentes un 10% se modifica el resultado final, y por lo tanto la decisión sobre realizar o no el proyecto. Cada uno de los parámetros podrá aumentar o disminuir un 10%. Por hipótesis se considerará que solo uno de los parámetros varía a la vez, permaneciendo fijos todos los demás factores. Adicionalmente, se calculará el valor crítico que toma cada uno de estos parámetros (por definición, el valor crítico de un parámetro es aquel valor que hace que el VAN se anule).

Los parámetros que podrán variar son los siguientes:

- Inversión inicial total
- Costos de desimplantación al finalizar el contrato
- Precio del MWh comercializado
- Factor de planta
- Tasa de descuento

Solo se mostrará la variación del proyecto desde el punto del inversor, es decir, teniendo en cuenta la influencia del financiamiento mediante instituciones bancarias.

El resultado obtenido al variar los diferentes parámetros se presenta en la tabla 5.4. Se muestra el VAN obtenido para el caso base, el VAN obtenido cuando cada uno de los parámetros aumenta o disminuye 10% y el valor crítico que toma cada uno de los parámetros. En todos los casos se consideró una tasa de descuento de 5% para el cálculo del VAN.

Como puede observarse, el parámetro que más influye para el cálculo del VAN es la ganancia generada por la planta (notar en particular que por la forma de cálculo, el factor de planta de la instalación y el precio del MWh provocan la misma variación). Una variación del 10% en estos parámetros hace que el VAN se modifique sensiblemente, pudiendo incluso tomar valores negativos. Es clara que la variación del VAN es muy superior al 10%, por lo que se concluye la gran dependencia que el análisis financiero tiene con

³En los casos en los que el inversor privado es quién aporta el 100% del capital necesario, la tasa de descuento es simplemente el costo oportunidad del inversor. En los casos en los que se hace uso de capital privado más una fuente de financiamiento, se debe calcular el denominado “Costo promedio del Capital” (CPC), el cual resume ambos aportes.

estos parámetros. Por otra parte, la variación del VAN al modificar levemente los costos de desimplantación resultó casi imperceptible, por lo que puede concluirse que el beneficio económico es muy poco sensible en relación a este parámetro. La tasa de descuento considerada y la inversión inicial resultaron ser factores con un impacto moderado.

	Caso Base			Aumento de 10 %		Disminución de 10 %	
	Valor	VAN (USD)	Valor Crítico	Valor	VAN (USD)	Valor	VAN (USD)
Inversión inicial (USD)	167.172.902,88	11.325.860,36	206.813.414,13	183.890.193,17	6.549.491,70	150.455.612,59	16.102.229,01
Costos de Desimplantación de la Obra (USD)	8.100.000,00	11.325.860,36	39.653.423,26	8.910.000,00	10.190.108,35	7.290.000,00	10.771.594,98
Precio del MWh comercializado (USD)	65,00	11.325.860,36	60,81	71,50	28.879.031,56	58,50	-6.227.310,85
Factor de Planta	0,400	11.325.860,36	0,374	0,440	28.879.031,56	0,360	-6.227.310,85
Tasa de descuento (%)	5,00%	11.325.860,36	6,38%	5,50%	7.110.175,43	4,50%	15.929.659,82

Tabla 5.4: Valor crítico de los diferentes parámetros y modificación del VAN en función de los mismos

Del estudio de los valores críticos puede determinarse la variación que pueden tener los diferentes parámetros para que el proyecto deje de ser atractivo para el grupo inversor. Notar que una desviación de aproximadamente 40 MUSD en la inversión inicial (aproximadamente 25 % del total) haría que el proyecto dejara de ser atractivo para el grupo inversor. Lo mismo sucede con el precio de la energía comercializada: el valor de 60,81 USD/MWh hace que el proyecto carezca de interés para el inversor (con una tasa de descuento del 5 %). Finalmente, se observa que el factor de planta juega un rol fundamental en las ecuaciones económicas: un factor de planta de 37,4 % produciría ganancias por debajo de las expectativas a los inversores⁴.

	Caso Base			Aumento de 10 %		Disminución de 10 %	
	Valor	TIR	Valor Crítico (TIR=0)	Valor	TIR	Valor	TIR
Inversión inicial (USD)	167.172.902,88	6,46%	441.385.287,84	183.890.193,17	5,80%	150.455.612,59	7,19%
Costos de Desimplantación de la Obra (USD)	8.100.000,00	6,46%	90.202.209,56	8.910.000,00	6,43%	7.290.000,00	6,49%
Precio del MWh comercializado (USD)	65,00	6,46%	46,52	71,50	8,74%	58,50	4,20%
Factor de Planta	0,400	6,46%	0,286	0,440	8,74%	0,360	4,20%

Tabla 5.5: Valor crítico de los diferentes parámetros y modificación de la TIR en función de los mismos

La tabla 5.5 muestra la variación que tiene la TIR cuando cambian los diferentes parámetros de diseño, junto con el valor crítico de los mismos. En este caso el valor crítico se define como el valor mínimo o máximo que pueden tomar los diferentes factores para que la TIR sea 0, es decir, para que el proyecto deje de tener interés para el emprendedor, aún cuando no hubiese ninguna alternativa de inversión. Nuevamente se verifica que los parámetros con mayor sensibilidad son el factor de planta y el precio de comercialización de la energía, lo que se observa por la gran variación que tiene la TIR cuando estos parámetros se modifican.

5.9. Conclusiones

Durante el desarrollo del presente capítulo se verificó que el proyecto de inversión resulta viable. Tanto la TIR como el VAN resultaron ser positivos, lo que indica que en caso de ejecutarse el proyecto el mismo generaría utilidad al grupo inversor.

Mediante el análisis de sensibilidad se verificó que la viabilidad del proyecto depende fuertemente de ciertas hipótesis, a saber: factor de planta de la instalación, precio del MWh, inversión inicial, entre otros. Es claro también que el marco legal del país hace que la rentabilidad del proyecto aumente. Sin las exoneraciones fiscales promovidas por el Decreto 354/009 se obtendría un resultado muy distinto, y con seguridad el proyecto de inversión tendría un atractivo menor.

⁴Existen diversos factores que pueden influir en el factor de planta de la instalación: error o insuficiencia temporal en las campañas de medición de viento, indisponibilidad temporal de una o más unidades generadoras, entre otros.

Capítulo 6

Optimización de la Red de MT mediante simulación

6.1. Resumen

En el marco de este proyecto, además del anteproyecto eléctrico del parque, será centro de estudio específico el diseño de los conductores de potencia de la red interna del parque. Como es de conocimiento, a mayor sección de conductores menos potencia es disipada, por lo tanto el estudio de este capítulo se basa en optimizar económicamente la sección de los mismos, y evaluar si es viable una inversión más grande en conductores para obtener, en el correr de la vida útil del parque, un beneficio económico mayor debido a pérdidas eléctricas menores.

La presente sección tiene como objetivo presentar la optimización de los conductores de la Red de Media Tensión mediante simulación. Se buscará una optimización desde el punto de vista económico, intentando encontrar la configuración para la cual el costo inversión más el costo de las pérdidas anuales, actualizadas al año 0, es mínimo. El método de optimización consistirá en correr un flujo de carga que calcule las pérdidas y realizar una evaluación de los costos incurridos por concepto de inversión inicial y pérdidas eléctricas, para cada una de las combinaciones posibles de conductores de la Red de Media Tensión. En el capítulo siguiente se presentará un método alternativo, en el que para evitar correr el flujo de carga para todas las combinaciones se utilizarán algoritmos genéticos.

En el capítulo 3 se presentó un diseño preliminar del sistema colector de energía. Este diseño no resultaba de una optimización económica, sino que había sido calculado a partir de los criterios de caída de tensión y corriente admisible y en base a las buenas prácticas de diseño. Para la implementación de las diferentes configuraciones de la red de MT serán válidos conductores de 95, 150, 240, 400 y 630 mm².

En las siguientes secciones se presentan los algoritmos utilizados para la optimización, los diferentes escenarios considerados, y por último se presentan los resultados obtenidos y el análisis de los mismos. Cada uno de los escenarios considerará la variación de un solo parámetro de diseño a la vez.

6.2. Introducción

En esta sección se hace un breve resumen del fundamento teórico utilizado, se aclara cómo ha sido modelado el problema para poder simularlo y finalmente se describe resumidamente cómo se creó el programa utilizado para obtener los resultados que se muestran más adelante en este capítulo.

6.2.1. Fundamento Teórico: Flujo de cargas Línea corta

No es el objetivo de la tesis realizar un estudio del arte del flujo de potencia por lo cual, en este punto sólo se hará memoria al lector de algunas ecuaciones y definiciones específicas necesarias para entender lo realizado.

La necesidad de este modelado surge del hecho que por su longitud, no es posible modelar los cables que forman la red interna del parque como conductores ideales, ya que ni los valores de magnitud y de fase de las tensiones, ni la fase de las corrientes en los extremos de los cables son idénticos al del otro extremo como supone el modelo de conductor ideal.

Según [14] “Se consideran “cortas” las líneas de menos de 80 km”, por lo cual la red a estudiar (de conductores con un máximo del orden de los 10 km), se puede según la bibliografía aproximar como una línea corta.

El modelo de línea corta no considera capacitancias a tierra. Las líneas a modelar además de ser de menor longitud al límite de la bibliografía, también presentan menor capacitancia por ser líneas subterráneas. Por lo cual solamente se modela como una resistencia en serie con una inductancia, que representan respectivamente, las pérdidas Joule en el conductor y la autoinductancia propia del conductor. Se despreció también en el modelo realizado, el efecto de inductancia mutua entre los conductores.

Para los cálculos se siguió la bibliografía [15], más específicamente las ecuaciones y figuras que se muestran textuales a continuación:

“Definición tomada para potencia aparente:

$$\bar{P} = P + jQ = \bar{U}\hat{I}$$

(con esta convención, un receptor sélfico tiene potencia absorbida $Q > 0$ y un receptor capacitivo tiene potencia absorbida $Q < 0$; además en el cuadripolo, \bar{P}_1 resulta entrante y \bar{P}_2 saliente).”

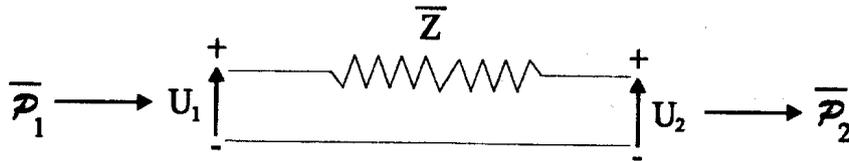


Imagen extraída de [15]

Caso particular: Impedancia $\bar{Z} = Ze^{j\varphi}$

Salida en función de la entrada

$$U_2^2 = U_1^2 + \frac{Z^2}{U_1^2}(P_1^2 + Q_1^2) - 2Z(P_1 \cos \varphi + Q_1 \sin \varphi) \quad (6.1)$$

$$P_2 = P_1 - Z \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2} \cos \varphi \quad (6.2)$$

$$Q_2 = Q_1 - Z \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2} \sin \varphi \quad (6.3)$$

Entrada en función de la salida

$$U_1^2 = U_2^2 + \frac{Z^2}{U_2^2}(P_2^2 + Q_2^2) + 2Z(P_2 \cos \varphi + Q_2 \sin \varphi) \quad (6.4)$$

$$P_1 = P_2 + Z \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} \cos \varphi \quad (6.5)$$

$$Q_1 = Q_2 + Z \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} \sin \varphi \quad (6.6)$$

Iteraciones

En este estudio, se tomaron como datos conocidos: la tensión de conexión a la red y los valores P y Q inyectados en cada nodo por los molinos que se detalla en el punto 6.2.2.

La Figura 6.1 muestra un esquema muy simplificado de una red radial como la que se busca resolver. Es sencillo ver que con las ecuaciones 6.1, 6.2 y 6.3, si se conociera el valor de tensión en “3”, los valores (P,Q) en “4” son dato y se podría directamente hallar el aporte de “4” a “3” en P y Q o la tensión en “4”. De

forma similar, conociendo los valores salientes de (P,Q) en “2”, el valor de tensión en 1 es dato y se podría de 6.1, 6.2 y 6.3 hallar el aporte (P,Q) en 1 o la tensión en “2”.

Pero no es posible analíticamente conocer a priori la tensión en “3” o las potencias en “2”, por lo cual lo que se puede hacer es iterar hasta encontrar una diferencia de potencia activa en todos los nodos menor a una cierta tolerancia; en este trabajo se utilizó una tolerancia de 0,1 kW.

Como condición inicial, se tomó que todos los nodos tienen la misma tensión que la del nodo de conexión y que la potencia en todos los nodos es la sumatoria de las potencias aguas arriba más la propia; sería el equivalente a suponer no se tienen pérdidas en (P,Q) en los cables.

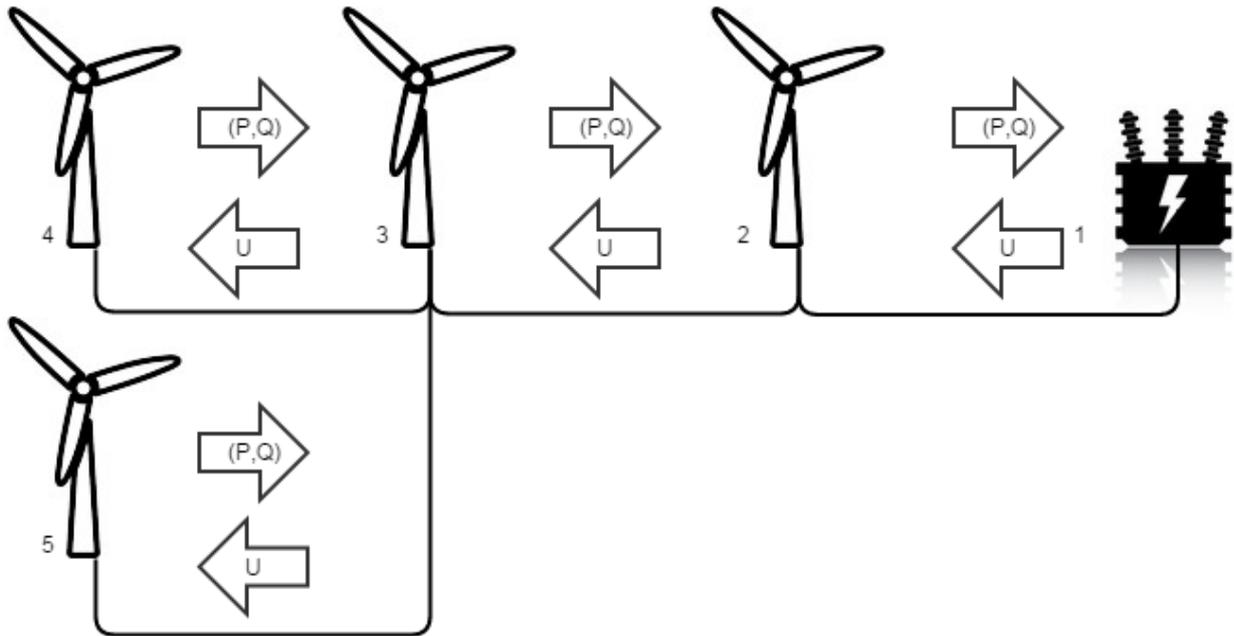


Figura 6.1: Esquema simplificado de una red radial

6.2.2. Modelado de la Potencia generada: Valor Eficaz

El valor eficaz se define para una corriente periódica con cualquier forma de onda, como el valor de una corriente DC que al circular por una determinada resistencia óhmica disipa la misma potencia que dicha corriente.

En este proyecto se busca la configuración de cables que haga mínima la suma de los costos en inversión y pérdidas eléctricas. Para modelar estas pérdidas eléctricas se partió de las medidas SMEC reales, que luego fueron divididas por la potencia total del parque, con lo que se obtuvo un vector de potencias generadas en pu.

Una vez obtenida una realidad de las potencias generadas, se buscó usar un modelo equivalente a sumar las pérdidas hora a hora de todo el año. Como resultado se optó por tomar como potencia generada una potencia continua con valor igual a la potencia RMS de este vector de 8760 puntos horarios. Por definición el valor $RMS = \sqrt{\frac{1}{n} \sum X_n^2}$ es el que produce las mismas pérdidas eléctricas para cualquier tipo de forma de onda.

La figura 6.2 muestra en pu los valores medidos hora a hora en una semana cualquiera de un parque eólico real ubicado en Uruguay, junto a los valores RMS: 0,5999 y medio: 0,5113 de estas medidas.

Si se analiza todo un año completo de mediciones, se obtiene un valor medio de 0,4006 y un valor RMS de 0,5133, que luego multiplicado por los 3 MW de los molinos utilizado en el parque, dan como resultado una generación continua de 1,5399 MW, que es equivalente en cuanto a las pérdidas eléctricas.

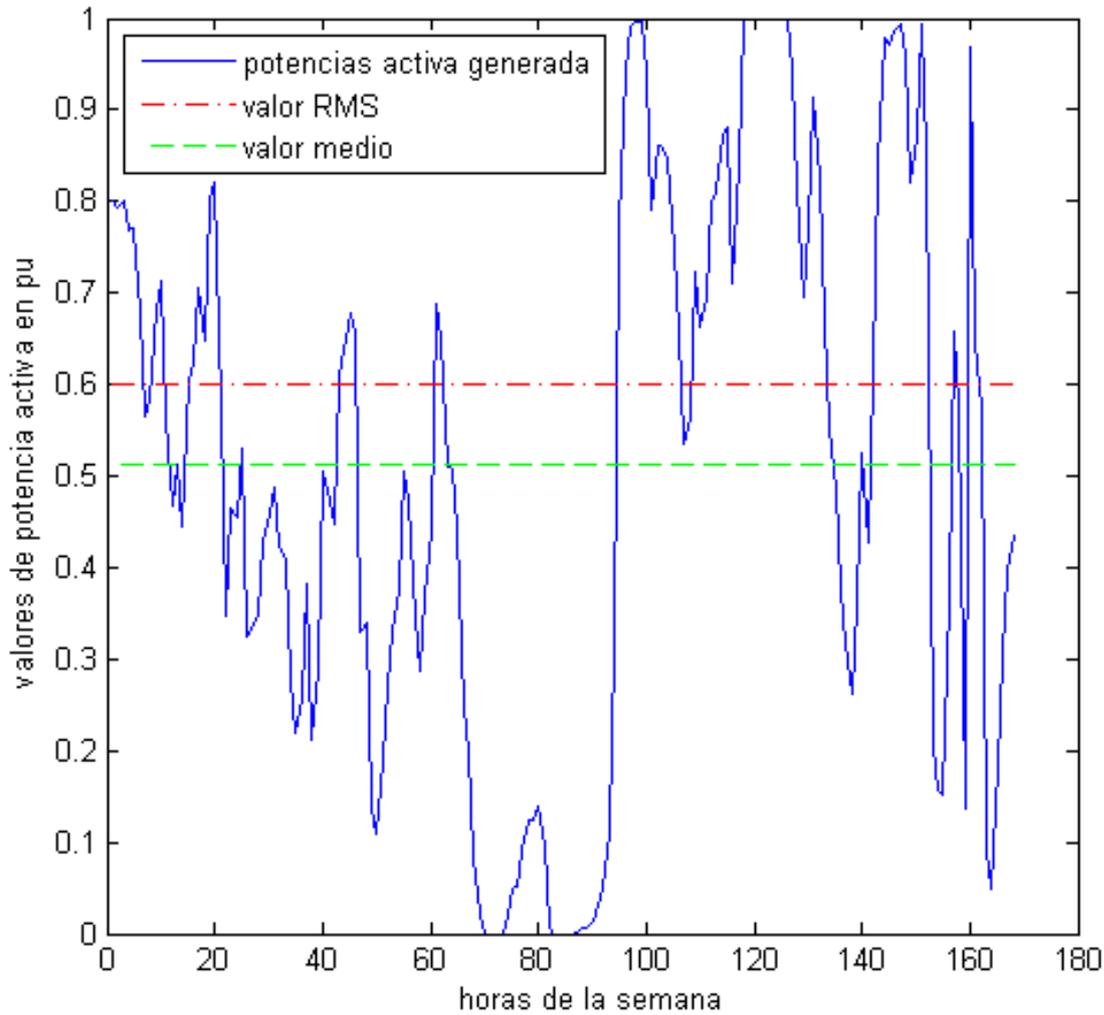


Figura 6.2: Generación medida en una semana de un parque eólico en pu, su valor RMS y medio

6.2.3. Resumen de hipótesis asumidas

- Topología de red de MT fija.
- Tolerancia límite de 0,1 kW para las iteraciones en los flujos de cargas.
- Potencia generada por los molinos igual al valor RMS de la potencia generada medida por un parque similar. Valor 1,5399 MW.
- Potencia reactiva de valor igual al 30 % de la potencia activa generada. Valor 0,5133 MVar.
- Todos los molinos generan de forma continua las 8760 horas del año.
- Se consideran los valores de resistencia e inductancia de los cables presentados por el fabricante como constantes.
- No se consideran los efectos de inductancia mutua entre conductores.
- Se toma como base la realidad de generación de un parque específico, no se considera un análisis probabilístico de realidades.

6.2.4. Descripción del Algoritmo

Esta sección describe el método de cálculo utilizado para obtener los resultados de esta tesis. Los códigos en detalle se muestran en el apéndice F. El programa principal consistió de un bucle que, con distintos parámetros llamaba a *simulando* que consiste en un bucle que probando todas las configuraciones llama a la función *fitness*, presentada a continuación.

Funciones utilizadas

flucar_serie(AofPmol,AofQmol,us,Aofru,Aofxu,Aofl,tol)

=====FUNCION FLUCAR SERIE=====

Resuelve flujos de carga de línea corta (modelo Z) para una línea sin ramificaciones. La barra slack se considera el nodo k=1 de los arreglos.

—————ENTRADAS—————

AofPmol: Array of Real : Arreglo con P inyectadas en cada nodo
 AofQmol: Array of Real : Arreglo con Q inyectadas en cada nodo
 us : int : Tension de la barra considerada slack
 Aofru : Array of Real : Arreglo con resistencias de cables en ohm/km
 Aofxu : Array of Real : Arreglo con impedancias de cables en ohm/km
 Aofl : Array of Real : Arreglo con distancias de cables en km

—————SALIDAS—————

Aofp : Array of Real : Arreglo de P por nodo
 Aofq : Array of Real : Arreglo de Q por nodo
 Aofu : Array of Real : Arreglo de tensiones por nodo

armar_arbol(conductores,potencia,us,f)

=====FUNCION ARMAR ARBOL=====

funcion que construye el arbol (cell) con los datos necesarios para correr el flujo de cargas.

—————ENTRADAS—————

conductores: Cell of array : {[secc1][secc2][secc3] ; [largo1][largo2][largo3]}
 potencia : Real : potencia inyectada por los molinos
 us : Real : tensión en el nodo de conexión
 f : Real : relación Q/P

—————SALIDAS—————

arbol : Cell of cells : Cell con el arbol pronto para correr
 cttotal : Real : Costo total de la inversión en el arbol

flucar_arbol(arbol,padres,potencia_mol)

=====FUNCION FLUCAR ARBOL=====

Resuelve flujos de carga de línea corta (modelo Z) para un árbol de ramas.

La barra slack se concidera el nodo k=1 de los arreglos.

—————ENTRADAS—————

arbol: Cell of cells : {Aofp; Aofq; us; ru; xu; l; inv} los primero 6 ver flucar arbol inv es el costo en inversión

—————SALIDAS—————

res : Cell of cells : Cell con cell con P, Q y U en c/nodo
 perdidas : int : Valor de las pérdidas de P en MW

costo_perdidas_hoy(tasa_descuento, horas, dur_proy, precio_mwh, perdidas)

Retorna el valor presente de un ingreso fijo a dur_proy años.

—————ENTRADAS—————

dur_proy : Duración del Proyecto en años
 tasa_descuento: Tasa de descuento del Costo oportunidad
 horas: Cantidad de horas consideradas
 potencia_mol: Pérdidas en el sistema colector de energía de MT

precio_mwh: Precio de venta de la energía USD/mwh

—————SALIDAS—————

costo_actual: Costo al año cero en millones de USD

fitnes(conductores,ub,f,ramal,potencia_mol,taza, years, horas,precio_mwh)

=====FUNCION FITNES=====

Calcula las perdidas eléctricas, el costo en Mu\$s y el flujo de carga de una configuracion dada.

—————ENTRADAS—————

conductores: Cell of Array: Celda con fila 1 secciones , fila 2 largos; columnas ramas

ub : Real : voltage de la barra considerada slack

f : Real : relacion Q/P

potencia_mol: int : Potencia Sin perdidas en el nodo de conexion

ramal : int : Numero del ramal que se le pasa a calcular

taza : Real : Taza de descuento

years : int : Duración del Proyecto en años

horas : int : Cantidad de horas consideradas

precio_mwh: int : Precio de venta de la energía USD/mwh

—————SALIDAS—————

res : Cell of cells : Cell con cell con P, Q y U en c/nodo

perdidas : int : Valor de las perdidas de P en MW

cfinal : int : costo actualizado por la tasa de retorno de las perdidas en Mu\$s

6.2.5. Diagrama de flujo del programa

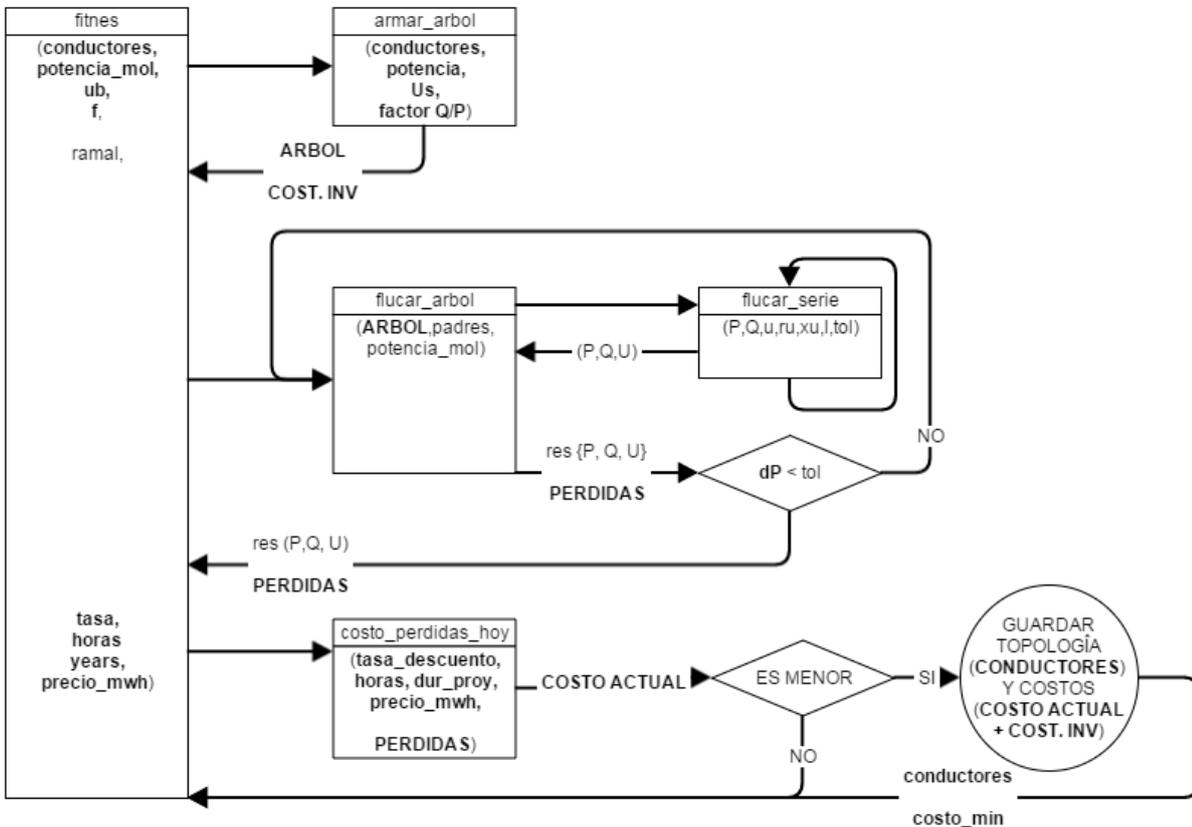


Figura 6.3: Diagrama UML de la función fitness implementada para cada sección

6.3. Escenarios considerados

1. Caso base

El caso base se considerará como el proyecto estándar, en las condiciones que se consideran son las más factibles dadas las condiciones actuales de la generación eólica en el país:

- Precio del MWh de USD 59,00¹.
- Contrato con la Administración a 20 años, en principio sin posibilidad de renovación.
- Tasa de descuento del 8 %.

Los precios considerados para los conductores de potencia del sistema colector de energía son los que se presentan en la Tabla 6.1. Todos los precios están dados por metro lineal de cable, sin tener en cuenta los costos de instalación, los cuales por los métodos que se utilizan se consideran independientes de la sección. Durante los diferentes escenarios el precio de los conductores se considerará fijo, y no se realizará un análisis de sensibilidad en relación a este parámetro de diseño.

Sección	Precio (USD/metro lineal)
95	18,50
150	20,00
240	23,00
400	28,00
630	42,00

Tabla 6.1: Precio considerado para los conductores del sistema colector de energía

2. Contrato extendido

El presente escenario considera la posibilidad de lograr una extensión del contrato con UTE a 30 años. En principio, se espera que la sección óptima resulte mayor que la obtenida para el caso base. Esto se debe a que al considerar más años de contrato, el efecto de las pérdidas en la red de MT será mayor, y por lo tanto justificará un eventual aumento de la inversión inicial, con el objetivo de disminuir las pérdidas.

Este escenario es viable para la realidad uruguaya. Todavía no se han tenido experiencias de renovación de contratos, los cuales han sido celebrados en su amplia mayoría por un plazo de 20 años, pero en caso de que la vida útil de las instalaciones sea superior al plazo de duración de estos contratos celebrados, se entiende que es un escenario posible.

Todas las demás hipótesis descritas en el caso base permanecen incambiadas.

3. Contrato reducido

Este escenario resulta opuesto al considerado anteriormente. Suponiendo un contrato de 10 años con la Administración, se espera que el resultado obtenido sea una disminución en las secciones óptimas, puesto que el efecto de las pérdidas se vería mitigado por la corta duración del contrato, lo que no justificaría un aumento en la inversión inicial.

Este escenario no resulta demasiado probable dadas las condiciones de la normativa uruguaya, en la que se han celebrado la mayoría de los contratos por un plazo de 20 años. Además, no se condice con la vida útil de las instalaciones, la cual también se espera sea de 20 años; de todas formas se entiende pertinente su estudio para evaluar la sensibilidad de los diferentes parámetros de diseño.

¹De acuerdo a la publicación del Grupo Lazard de Setiembre de 2014, el costo del MWh de energía eólica podrá variar aproximadamente entre los 37 y los 81 dólares americanos. El precio elegido de USD 59,00 corresponde al promedio de estos valores.

4. Alto precio de la energía vendida

En este escenario se considerará un aumento del precio del MWh despachado a la red: USD 81,00. Nuevamente este es un escenario de baja probabilidad de ocurrencia, puesto que los contratos ya se han celebrado a largo plazo y el precio del MWh de comercialización se encuentra acordado de antemano.

Otra vez se espera que las secciones óptimas resulten mayores que las del sistema colector obtenido para el caso base, puesto que dado el precio elevado de la energía, las pérdidas en la Red de MT tendrían un mayor impacto económico, haciendo viable un aumento de la inversión inicial.

5. Bajo precio de la energía vendida

Al contrario de lo sucedido para el escenario anterior, en este caso nuevamente se espera que las secciones obtenidas resulten menores que las del caso base. Esto se debe a que no se justificaría un aumento de la inversión inicial con el objetivo de lograr una disminución en las pérdidas eléctricas, pues estas tendrían un reducido impacto económico. Se considerará un precio del MWh de USD 37,00.

6. Baja tasa de descuento

En este escenario se considerará una tasa de descuento del 3%. Este escenario representa la falta de oportunidad por parte del inversor, es decir un *bajo costo oportunidad*. Representa la inexistencia de proyectos de mayor rentabilidad en los cuales los accionistas pudieran invertir, y por lo tanto se espera encontrar una justificación para el aumento de la inversión inicial, dado que las pérdidas actualizadas al año 0 tendrían un mayor peso en la ecuación económica. Otra vez, se espera un aumento de las secciones óptimas obtenidas.

7. Alta tasa de descuento

Por el contrario a lo que sucedía en el caso anterior, en este escenario se espera que la alta tasa de descuento haga que no se justifique un aumento en la inversión inicial, esperando obtener secciones menores como óptimas. La alta tasa de descuento implica la existencia de proyectos alternativos de alto atractivo para los inversores, lo cual implicaría una disminución de la inversión en el Parque Eólico Castillos para posibilitar por ejemplo una diversificación de las inversiones. La tasa de descuento considerada en este nuevo escenario será de 12%.

6.4. El Sistema Colector mínimo

Con el objetivo de disminuir el número de iteraciones consideradas y descartar de antemano las configuraciones no válidas para la Red de Media Tensión se procedió a calcular un sistema colector mínimo. Este sistema colector fue calculado mediante los criterios de caída de tensión y corriente admisible. Se consideraron las mínimas secciones posibles, buscando la minimización de la inversión inicial realizada, pero sin optimizar la relación inversión \iff pérdidas.

Las hipótesis para el diseño de esta Red de Media Tensión fueron las siguientes:

- Ningún cable podrá estar transportando más del 90% de su corriente admisible en la configuración elegida (directamente enterrados).
- No se consideran factores de agrupación para los cables, puesto que dado el diseño de las zanjas los conductores de potencia se encuentran separados 24 cm entre sí (caso más exigente de 3 ternas por zanja).
- La caída de tensión acumulada en los diferentes circuitos no puede en ningún caso superar el 2%.

El dimensionamiento completo de este sistema colector mínimo se muestra en el apéndice J. La figura 6.4 muestra esquemáticamente la Red de MT obtenida. La tabla 6.2 resume las principales características de la configuración obtenida, destacando la máxima caída de tensión para cada uno de los ramales y el circuito con el % máximo de carga.

Ramal	Circuito Máxima carga	Porcentaje de carga	Máxima caída de tensión acumulada
A	WTG07 - WTG03	84,01	1,81 %
B	WTG10 - WTG05	88,32	1,93 %
C	WTG18 - WTG17	88,32	1,51 %
D	WTG24 - WTG21	88,32	1,47 %

Tabla 6.2: Características eléctricas del Sistema Colector de MT mínimo

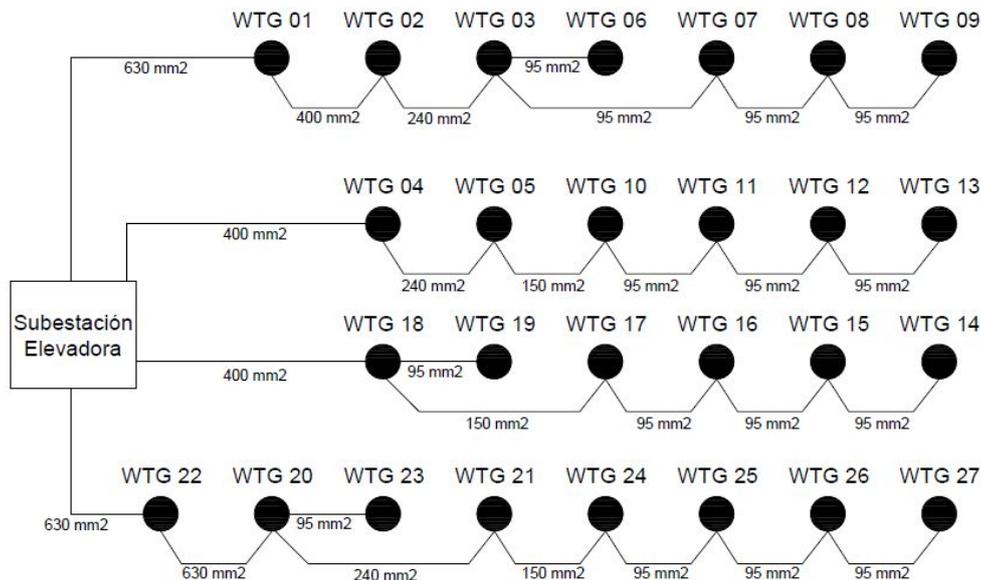


Figura 6.4: Unifilar esquemático del Sistema Colector de Energía para la configuración mínima

Se cumple que es la configuración que respeta las hipótesis de diseño que tiene menor costo de inversión: 3,1 MUSD, comparados con los 3,7 MUSD del sistema colector de energía que se había dimensionado preliminarmente en el capítulo 3. Sin embargo, como se verá en las siguientes secciones esto no implica que sea la sección de diseño óptima, puesto que por el método empleado para el diseño será la configuración válida que presente mayores pérdidas.

6.5. Análisis de Resultados

6.5.1. Caso Base

Según lo indicado anteriormente para el caso base se considerarán las siguiente hipótesis:

- Precio del MWh de USD 59,00.
- Contrato con la Administración a 20 años, en principio sin posibilidad de renovación.
- Tasa de descuento del 8 %.

La presente sección busca comparar las diferencias entre el sistema colector mínimo de la figura 6.4 y el sistema colector optimizado para el caso base.

Una vez que se corre el programa de optimización para el caso base se obtiene el resultado que se muestra en la figura 6.5.

La tabla 6.3 compara el resultado obtenido con el sistema colector mínimo. Notar en particular como varias de las secciones que habían sido seleccionadas para el sistema colector mínimo se incrementaron (a pesar de que ya verificaban los criterios de caída de tensión y corriente admisible). Esto se debe a que la optimización

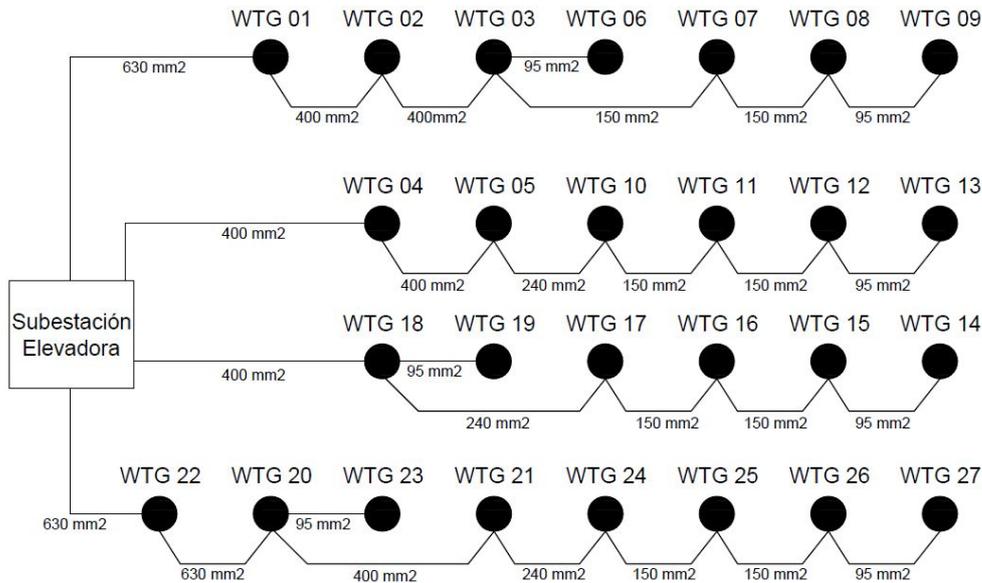


Figura 6.5: Unifilar esquemático obtenido tras la optimización para el caso base

para el caso base toma en cuenta no solo la inversión inicial necesaria sino también la influencia de las pérdidas eléctricas, las cuales se atenúan al aumentar la sección, generando por lo tanto un mayor beneficio económico (a cambio de la mayor inversión inicial). Se destacan en verde aquellas secciones que aumentaron al correr el programa de optimización. En este caso no se registran secciones que hayan disminuido, puesto que el sistema colector mínimo definía la menor sección que podían tener los diferentes circuitos.

Ramal A								
WTG09- WTG08	WTG08- WTG07	WTG07- WTG03	WTG06- WTG03	WTG03- WTG02	WTG02- WTG01	WTG01- SE		Circuito
95	95	95	95	240	400	630		Sección mín (mm ²)
95	150	150	95	400	400	630		Sección Caso Base (mm ²)
Ramal B								
WTG13- WTG12	WTG12- WTG11	WTG11- WTG10	WTG10- WTG05	WTG05- WTG04	WTG04- SE			Circuito
95	95	95	150	240	400			Sección mín (mm ²)
95	150	150	240	400	400			Sección Caso Base (mm ²)
Ramal C								
WTG14- WTG15	WTG15- WTG16	WTG16- WTG17	WTG17- WTG18	WTG19- WTG18	WTG18- SE			Circuito
95	95	95	150	95	400			Sección mín (mm ²)
95	150	150	240	95	400			Sección Caso Base (mm ²)
Ramal D								
WTG27- WTG26	WTG26- WTG25	WTG25- WTG24	WTG24- WTG21	WTG21- WTG20	WTG23- WTG20	WTG20- WTG22	WTG22- SE	Circuito
95	95	95	150	240	95	630	630	Sección mín (mm ²)
95	150	150	240	400	95	630	630	Sección Caso Base (mm ²)

Tabla 6.3: Comparación entre las secciones obtenidas tras la optimización del caso base y el sistema colector mínimo

Como ya se indicó anteriormente, dentro del componente costo del sistema colector existen dos aportes diferentes:

- El costo asociado a la inversión inicial
- El costo asociado a las pérdidas eléctricas en el sistema colector de energía

La tabla 6.4 muestra la comparación de costos entre la configuración mínima y la configuración óptima obtenida para el caso base. Resulta claro que el costo global de la configuración optimizada resulta menor: a pesar de que necesite de una mayor inversión inicial, el costo debido a las pérdidas eléctricas resulta prácticamente un 10 % menor con esta nueva configuración).

Caso	Costo Inversión (USD)	Costo pérdidas (USD)	Costo total actual (USD)
Colector mínimo	3.102.915,00	1.065.443,61	4.168.358,61
Óptimo caso base	3.182.866,50	942.965,48	4.125.831,98

Tabla 6.4: Costos asociados a la configuración mínima y a la configuración óptima para el caso base

6.5.2. Contrato extendido a 30 años

Como fuera adelantado anteriormente, el presente escenario busca considerar la situación en la que se logre una extensión del contrato con la Administración. Las demás hipótesis permanecerán incambiadas, resultando:

- Precio del MWh de USD 59,00.
- Contrato con la Administración a 30 años.
- Tasa de descuento del 8 %.

En este caso se comparará el resultado obtenido con el que se conseguiría si se mantuviera la configuración del caso base (contrato a 20 años).

La tabla 6.5 presenta el resultado obtenido tras la realizar la optimización para el escenario con un contrato a 30 años y la comparación con el caso base. Se destacan en verde aquellas secciones que aumentaron tras considerar un contrato extendido. Como era de esperarse varias secciones aumentaron, ratificando que al considerar estos 10 años extras de contrato, se justifique aumentar la sección de los cables (y por lo tanto la mayor inversión inicial) con el objetivo de disminuir las pérdidas eléctricas. La figura 6.6 muestra el resultado obtenido.

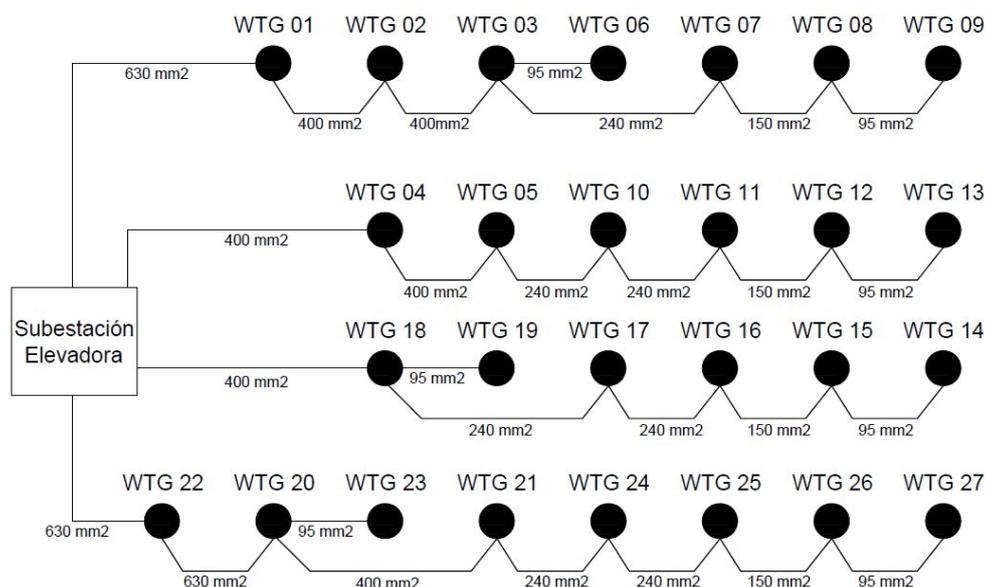


Figura 6.6: Unifilar esquemático obtenido tras la optimización para el escenario de contrato a 30 años

Ramal A								
WTG09- WTG08	WTG08- WTG07	WTG07- WTG03	WTG06- WTG03	WTG03- WTG02	WTG02- WTG01	WTG01- SE		Circuito
95	150	150	95	400	400	630		Sección Caso Base (mm ²)
95	150	240	95	400	400	630		Sección 30 años (mm ²)
Ramal B								
WTG13- WTG12	WTG12- WTG11	WTG11- WTG10	WTG10- WTG05	WTG05- WTG04	WTG04- SE			Circuito
95	150	150	240	400	400			Sección Caso Base (mm ²)
95	150	240	240	400	400			Sección 30 años (mm ²)
Ramal C								
WTG14- WTG15	WTG15- WTG16	WTG16- WTG17	WTG17- WTG18	WTG19- WTG18	WTG18- SE			Circuito
95	150	150	240	95	400			Sección Caso Base (mm ²)
95	150	240	240	95	400			Sección 30 años (mm ²)
Ramal D								
WTG27- WTG26	WTG26- WTG25	WTG25- WTG24	WTG24- WTG21	WTG21- WTG20	WTG23- WTG20	WTG20- WTG22	WTG22- SE	Circuito
95	150	150	240	400	95	630	630	Sección Caso Base (mm ²)
95	150	240	240	400	95	630	630	Sección 30 años (mm ²)

Tabla 6.5: Comparación entre las secciones obtenidas en la optimización para el caso de contrato a 30 años y para el caso base (contrato a 20 años)

La tabla 6.6 muestra la comparación entre los costos que se obtienen con esta nueva configuración optimizada y los que se obtendrían si se mantuviera la configuración del caso base, pero esta vez aplicada al escenario del contrato a 30 años. A pesar de que la diferencia de costos no resulta significativa, puede apreciarse que incrementando algunas de las secciones se obtiene una reducción de los costos totales.

Caso	Costo Inversión (USD)	Costo pérdidas (USD)	Costo total actual (USD)
Caso Base	3.182.866,50	1.081.232,60	4.264.099,10
Óptimo 30 años	3.208.831,50	1.053.251,45	4.262.082,95

Tabla 6.6: Comparación del desempeño de la configuración optimizada a 30 años y la del caso base

6.5.3. Contrato reducido de 10 años

La presente sección busca estudiar el comportamiento del algoritmo de optimización para el caso en que se tenga un contrato reducido de 10 años. Las demás hipótesis permanecerán incambiables en relación al caso base, con lo que se tiene:

- Precio del MWh de USD 59,00.
- Contrato con la Administración a 10 años.
- Tasa de descuento del 8 %.

Nuevamente se compara el desempeño de la configuración obtenida tras la optimización con el desempeño que tendría la topología obtenida para el caso base, pero esta vez aplicada a un escenario de 10 años.

La tabla 6.7 muestra el resultado obtenido tras la realizar la optimización para el escenario con un contrato a 10 años y la comparación con el caso base. Se destacan en rojo aquellas secciones que disminuyeron

tras considerar un contrato reducido. Puede observarse que existen varias secciones que disminuyeron en comparación con el caso base. Lo anterior era de esperarse, dado que la menor duración del contrato hace que no se justifique una alta inversión inicial, puesto que las pérdidas no tendrán un elevado impacto en la ecuación económica.

La figura 6.7 resume el resultado obtenido.

Ramal A								
WTG09- WTG08	WTG08- WTG07	WTG07- WTG03	WTG06- WTG03	WTG03- WTG02	WTG02- WTG01	WTG01- SE		Circuito
95	150	150	95	400	400	630		Sección Caso Base (mm ²)
95	95	150	95	240	400	630		Sección 10 años (mm ²)
Ramal B								
WTG13- WTG12	WTG12- WTG11	WTG11- WTG10	WTG10- WTG05	WTG05- WTG04	WTG04- SE			Circuito
95	150	150	240	400	400			Sección Caso Base (mm ²)
95	95	150	240	240	400			Sección 10 años (mm ²)
Ramal C								
WTG14- WTG15	WTG15- WTG16	WTG16- WTG17	WTG17- WTG18	WTG19- WTG18	WTG18- SE			Circuito
95	150	150	240	95	400			Sección Caso Base (mm ²)
95	95	150	240	95	400			Sección 10 años (mm ²)
Ramal D								
WTG27- WTG26	WTG26- WTG25	WTG25- WTG24	WTG24- WTG21	WTG21- WTG20	WTG23- WTG20	WTG20- WTG22	WTG22- SE	Circuito
95	150	150	240	400	95	630	630	Sección Caso Base (mm ²)
95	95	150	240	240	95	630	630	Sección 10 años (mm ²)

Tabla 6.7: Comparación entre las secciones obtenidas en la optimización para el caso de contrato a 10 años y para el caso base (contrato a 20 años)

La tabla 6.8 muestra la comparación entre los costos que se obtienen con esta nueva configuración optimizada y los que se obtendrían si se mantuviera la configuración del caso base, pero esta vez aplicada al escenario del contrato a 10 años. El ahorro conseguido es limitado, pero puede apreciarse que a pesar de que las pérdidas eléctricas aumentan al disminuir las secciones, la menor inversión inicial hace que el costo global sea menor.

Caso	Costo Inversión (USD)	Costo pérdidas (USD)	Costo total actual (USD)
Caso Base	3.182.866,50	644.457,13	3.827.323,63
Óptimo 10 años	3.134.158,50	681.740,32	3.815.898,82

Tabla 6.8: Comparación del desempeño de la configuración optimizada a 10 años y la del caso base

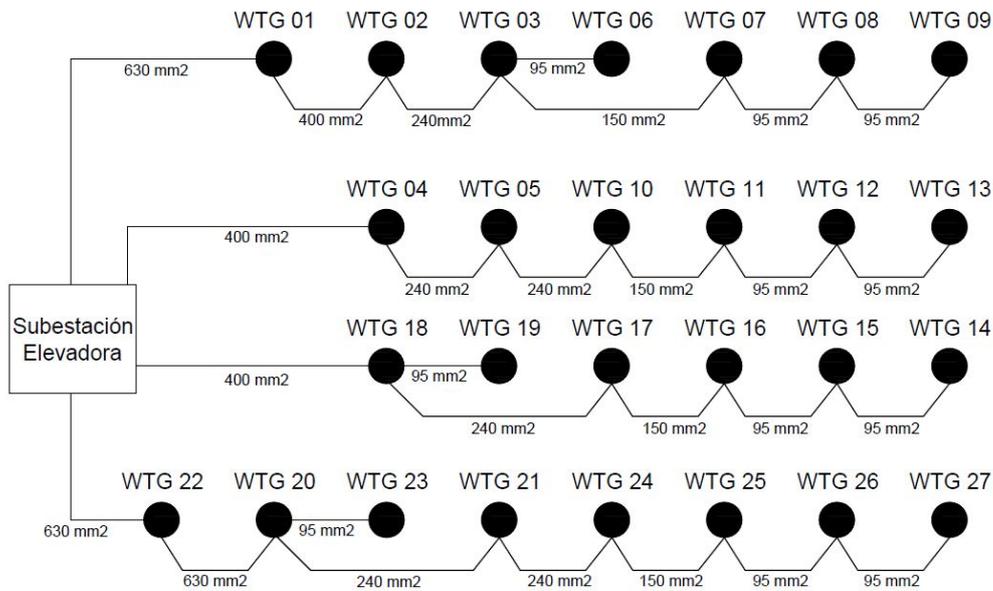


Figura 6.7: Unifilar esquemático obtenido tras la optimización para el escenario de contrato a 10 años

6.5.4. Alto precio de la energía comercializada

En esta sección se busca optimizar la configuración del sistema colector de energía considerando un alto precio de la energía comercializada con la Administración, sin modificar las demás hipótesis tomadas para el caso base:

- Precio del MWh de USD 81,00.
- Contrato con la Administración a 20 años.
- Tasa de descuento del 8 %.

Nuevamente se compara el desempeño de la configuración obtenida tras la optimización con el desempeño que tendría la topología obtenida para el caso base, pero esta vez aplicada a un escenario en el que la energía es comercializada a USD 81,00.

La figura 6.8 muestra el resultado obtenido.

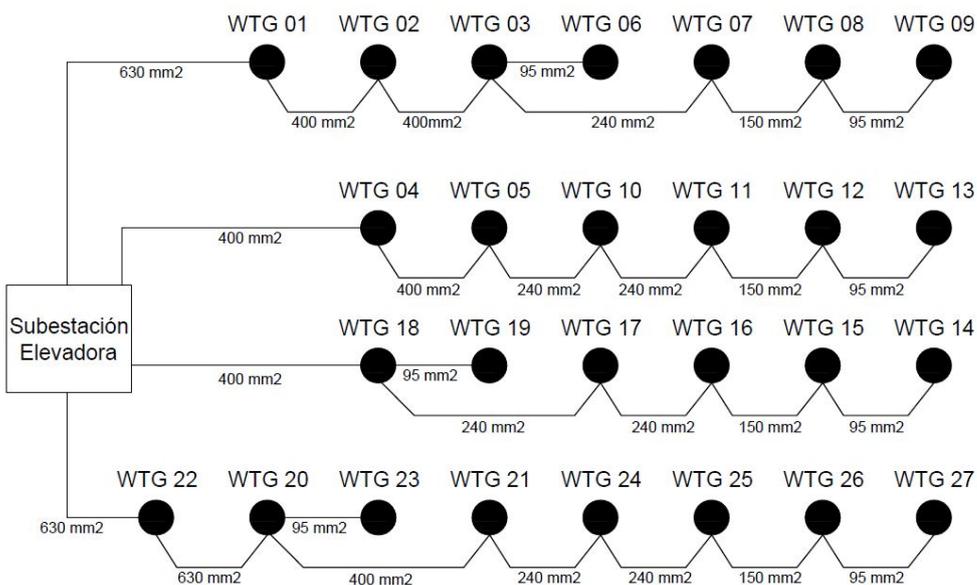


Figura 6.8: Unifilar esquemático obtenido tras la optimización para el escenario con comercialización de energía a USD 81,00

La tabla 6.9 resume el resultado obtenido tras la realización de la optimización para el escenario con precio de energía comercializada de USD 81,00 y la comparación con el caso base. Se destacan en verde aquellas secciones que aumentaron al considerar un mayor valor del MWh. Puede observarse que existen varias secciones que aumentaron en comparación con el caso base. Este resultado está acorde con lo esperado, pues el mayor precio de comercialización hace que la energía perdida a causa del calentamiento Joule tenga un mayor valor, y por lo tanto justifique la realización de una mayor inversión que minimice estas pérdidas.

Ramal A								
WTG09- WTG08	WTG08- WTG07	WTG07- WTG03	WTG06- WTG03	WTG03- WTG02	WTG02- WTG01	WTG01- SE		Circuito
95	150	150	95	400	400	630		Sección Caso Base (mm ²)
95	150	240	95	400	400	630		Sección 81,00 USD (mm ²)
Ramal B								
WTG13- WTG12	WTG12- WTG11	WTG11- WTG10	WTG10- WTG05	WTG05- WTG04	WTG04- SE			Circuito
95	150	150	240	400	400			Sección Caso Base (mm ²)
95	150	240	240	400	400			Sección 81,00 USD (mm ²)
Ramal C								
WTG14- WTG15	WTG15- WTG16	WTG16- WTG17	WTG17- WTG18	WTG19- WTG18	WTG18- SE			Circuito
95	150	150	240	95	400			Sección Caso Base (mm ²)
95	150	240	240	95	400			Sección 81,00 USD (mm ²)
Ramal D								
WTG27- WTG26	WTG26- WTG25	WTG25- WTG24	WTG24- WTG21	WTG21- WTG20	WTG23- WTG20	WTG20- WTG22	WTG22- SE	Circuito
95	150	150	240	400	95	630	630	Sección Caso Base (mm ²)
95	150	240	240	400	95	630	630	Sección 81,00 USD (mm ²)

Tabla 6.9: Comparación entre las secciones obtenidas en la optimización para el caso MWh a USD 81,00 y para el caso base (energía a USD 59,00)

La tabla 6.10 muestra la comparación entre los costos que se obtienen con esta nueva configuración optimizada y los que se obtendrían si se mantuviera la configuración del caso base, pero esta vez aplicada al escenario en el que la energía es comercializada a USD 81,00. A pesar de que la diferencia de costos no resulta significativa, nuevamente puede apreciarse que incrementando algunas de las secciones se obtiene una reducción de los costos totales.

Caso	Costo Inversión (USD)	Costo pérdidas (USD)	Costo total actual (USD)
Caso Base	3.182.866,50	1.294.579,72	4.477.446,22
Óptimo USD 81,00	3.208.831,50	1.261.077,37	4.469.908,87

Tabla 6.10: Comparación del desempeño de la configuración optimizada para MWh a USD 81,00 y la del caso base

6.5.5. Bajo precio de la energía comercializada

En esta sección se busca optimizar la configuración del sistema colector de energía considerando un bajo precio de la energía comercializada con la Administración, sin modificar las demás hipótesis tomadas para el caso base:

- Precio del MWh de USD 37,00.
- Contrato con la Administración a 20 años.
- Tasa de descuento del 8 %.

Nuevamente se compara el desempeño de la configuración obtenida tras la optimización, con el desempeño que tendría la topología obtenida para el caso base, pero esta vez aplicada a un escenario en el que la energía es comercializada a USD 37,00.

La tabla 6.11 muestra el resultado obtenido tras la realizar la optimización para el escenario con un precio de energía de USD 37,00 y la comparación con el caso base. Se destacan en rojo aquellas secciones que disminuyeron tras considerar un contrato reducido. Puede observarse que existen varias secciones que disminuyeron en comparación con el caso base. Lo anterior se justifica con el hecho de que el menor precio de la energía comercializada hace que no se justifiquen las mayores secciones y por lo tanto una mayor inversión en el año 0.

La figura 6.9 resume el resultado obtenido.

Ramal A								
WTG09- WTG08	WTG08- WTG07	WTG07- WTG03	WTG06- WTG03	WTG03- WTG02	WTG02- WTG01	WTG01- SE		Circuito
95	150	150	95	400	400	630		Sección Caso Base (mm ²)
95	95	150	95	240	400	630		Sección 37,00 USD (mm ²)
Ramal B								
WTG13- WTG12	WTG12- WTG11	WTG11- WTG10	WTG10- WTG05	WTG05- WTG04	WTG04- SE			Circuito
95	150	150	240	400	400			Sección Caso Base (mm ²)
95	95	150	240	240	400			Sección 37,00 USD (mm ²)
Ramal C								
WTG14- WTG15	WTG15- WTG16	WTG16- WTG17	WTG17- WTG18	WTG19- WTG18	WTG18- SE			Circuito
95	150	150	240	95	400			Sección Caso Base (mm ²)
95	95	150	240	95	400			Sección 37,00 USD (mm ²)
Ramal D								
WTG27- WTG26	WTG26- WTG25	WTG25- WTG24	WTG24- WTG21	WTG21- WTG20	WTG23- WTG20	WTG20- WTG22	WTG22- SE	Circuito
95	150	150	240	400	95	630	630	Sección Caso Base (mm ²)
95	95	150	240	240	95	630	630	Sección 37,00 USD (mm ²)

Tabla 6.11: Comparación entre las secciones obtenidas en la optimización para el caso de energía a USD 37,00 y para el caso base (energía a USD 59,00)

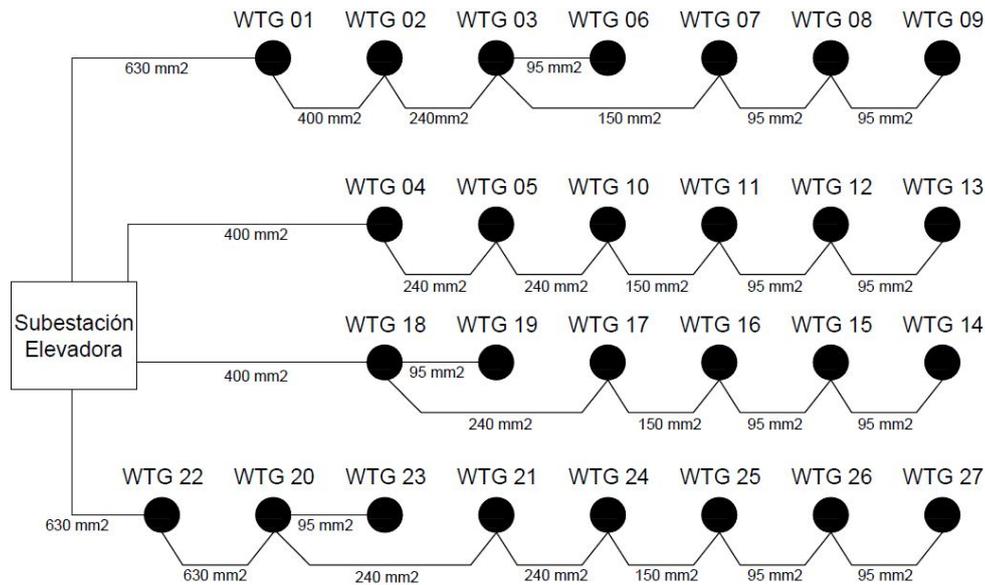


Figura 6.9: Unifilar esquemático obtenido tras la optimización para el escenario con comercialización de energía a USD 37,00

La tabla 6.12 muestra la comparación entre los costos que se obtienen con esta nueva configuración optimizada y los que se obtendrían si se mantuviera la configuración del caso base, pero esta vez aplicada al escenario en el que la energía es comercializada a USD 37,00. Nuevamente la disminución de ciertas secciones permite la obtención de un ahorro para el inversor.

Caso	Costo Inversión (USD)	Costo pérdidas (USD)	Costo total actual (USD)
Caso Base	3.182.866,50	591.351,23	3.774.217,73
Óptimo USD 37,00	3.134.158,50	625.562,14	3.759.720,64

Tabla 6.12: Comparación del desempeño de la configuración optimizada para MWh a USD 37,00 y la del caso base

6.5.6. Baja Tasa de Descuento

En esta sección se busca optimizar la configuración del sistema colector de energía considerando una menor tasa de descuento para el proyecto, sin modificar las demás hipótesis tomadas para el caso base:

- Precio del MWh de USD 59,00.
- Contrato con la Administración a 20 años.
- Tasa de descuento del 3%.

Se compara el desempeño de la configuración obtenida tras la nueva optimización, con el desempeño que tendría la topología obtenida para el caso base, pero esta vez aplicada a un escenario en el que la tasa de descuento del proyecto es de 3%.

La tabla 6.13 resume el resultado obtenido tras la realizar la optimización para el escenario en el que se considera una tasa de descuento del 3% y la comparación con el caso base. Se destacan en verde aquellas secciones que aumentaron al considerar una menor tasa de descuento. Puede observarse que existen varias secciones que aumentaron en comparación con el caso base. Este resultado era de esperarse dado que la menor tasa de descuento hace que los ingresos futuros tengan un mayor valor actual, justificando por lo tanto la inclusión de una mayor inversión inicial con el objetivo de maximizar estos ingresos futuros.

La figura 6.10 muestra el resultado obtenido.

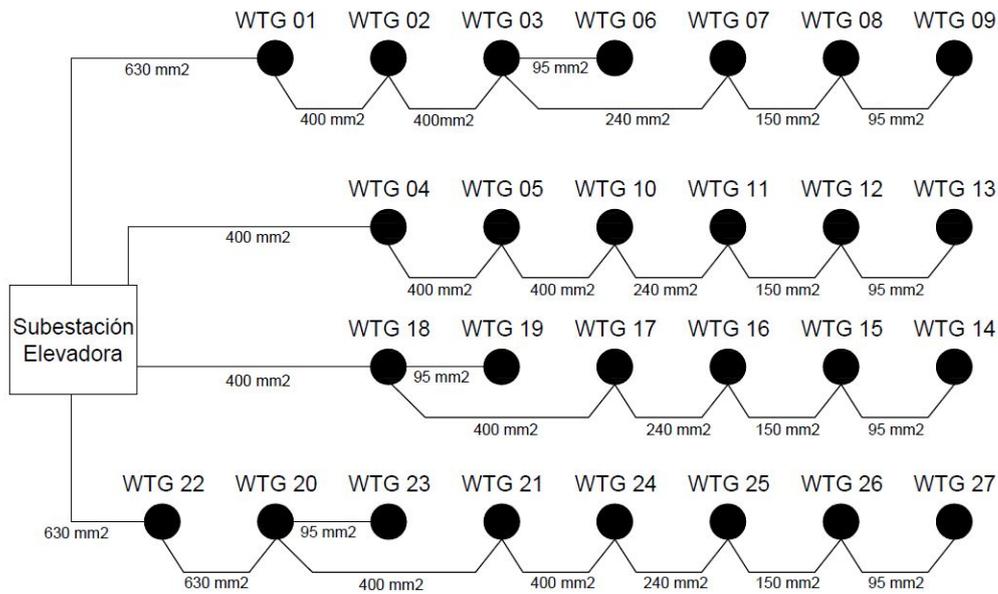


Figura 6.10: Unifilar esquemático obtenido tras la optimización para el escenario con tasa de descuento 3%

Ramal A								
WTG09- WTG08	WTG08- WTG07	WTG07- WTG03	WTG06- WTG03	WTG03- WTG02	WTG02- WTG01	WTG01- SE		Circuito
95	150	150	95	400	400	630		Sección Caso Base (mm ²)
95	150	240	95	400	400	630		Sección tasa 3% (mm ²)
Ramal B								
WTG13- WTG12	WTG12- WTG11	WTG11- WTG10	WTG10- WTG05	WTG05- WTG04	WTG04- SE			Circuito
95	150	150	240	400	400			Sección Caso Base (mm ²)
95	150	240	400	400	400			Sección tasa 3% (mm ²)
Ramal C								
WTG14- WTG15	WTG15- WTG16	WTG16- WTG17	WTG17- WTG18	WTG19- WTG18	WTG18- SE			Circuito
95	150	150	240	95	400			Sección Caso Base (mm ²)
95	150	240	400	95	400			Sección tasa 3% (mm ²)
Ramal D								
WTG27- WTG26	WTG26- WTG25	WTG25- WTG24	WTG24- WTG21	WTG21- WTG20	WTG23- WTG20	WTG20- WTG22	WTG22- SE	Circuito
95	150	150	240	400	95	630	630	Sección Caso Base (mm ²)
95	150	240	400	400	95	630	630	Sección tasa 3% (mm ²)

Tabla 6.13: Comparación entre las secciones obtenidas en la optimización para el caso tasa de descuento 3% y para el caso base (tasa de descuento 8%)

La tabla 6.14 muestra la comparación entre los costos que se obtienen con esta nueva configuración optimizada y los que se obtendrían si se mantuviera la configuración del caso base, pero esta vez aplicada al escenario en el que la tasa de descuento es del 3%. Incrementando algunas de las secciones se logra disminuir los costos totales del sistema colector de energía (inversión+costo de pérdidas).

Caso	Costo Inversión (USD)	Costo pérdidas (USD)	Costo total actual (USD)
Caso Base	3.182.866,50	1.428.879,06	4.611.745,56
Óptimo tasa 3%	3.239.266,50	1.361.058,60	4.600.325,10

Tabla 6.14: Comparación del desempeño de la configuración optimizada para tasa de descuento 3% y la del caso base

6.5.7. Alta Tasa de Descuento

En esta sección se busca optimizar la configuración del sistema colector de energía considerando una mayor tasa de descuento para el proyecto, sin modificar las demás hipótesis tomadas para el caso base:

- Precio del MWh de USD 59,00.
- Contrato con la Administración a 20 años.
- Tasa de descuento del 12%.

Se compara el desempeño de la configuración obtenida tras la nueva optimización, con el desempeño que tendría la topología obtenida para el caso base, pero esta vez aplicada a un escenario en el que la tasa de descuento del proyecto es de 12%.

La figura 6.11 resume el resultado obtenido.

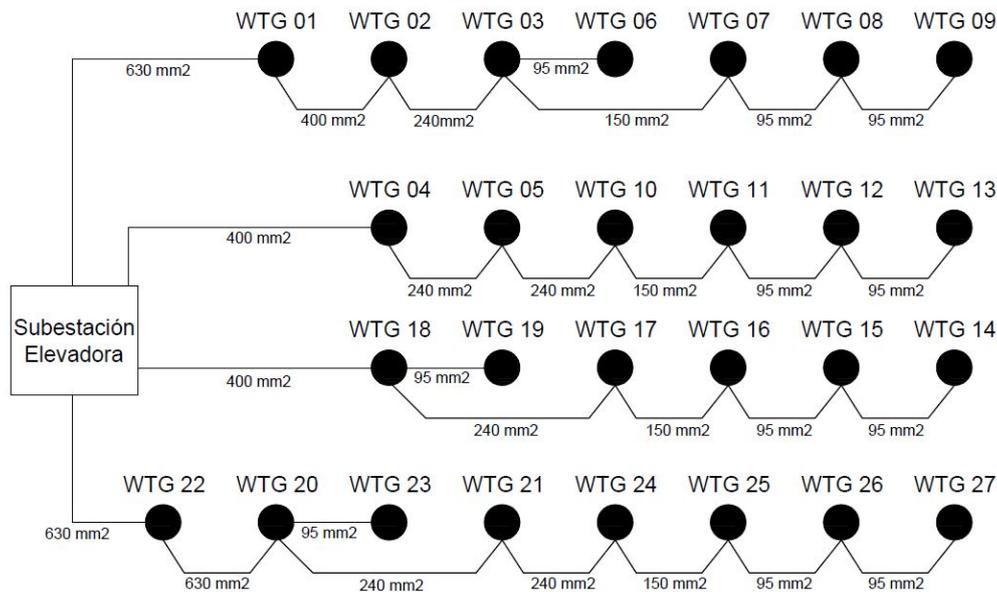


Figura 6.11: Unifilar esquemático obtenido tras la optimización para el escenario con tasa de descuento 12%

La tabla 6.15 muestra el resultado obtenido tras la realización de la optimización para el escenario con una tasa de descuento del 12% y la comparación con el caso base. Se destacan en rojo aquellas secciones que disminuyeron tras considerar un contrato reducido. Puede observarse que existen varias secciones que disminuyeron en comparación con el caso base. Esto se explica por la mayor tasa de descuento, la que hace que las pérdidas futuras no sean considerables cuando se actualizan al año 0, y por lo tanto no se justifica un aumento de la inversión inicial.

La tabla 6.16 muestra la comparación entre los costos que se obtienen con esta nueva configuración optimizada y los que se obtendrían si se mantuviera la configuración del caso base, pero esta vez aplicada al escenario en el que la tasa de descuento es del 12%. Nuevamente al disminuir algunas de las secciones se logra disminuir los costos totales del sistema colector de energía.

Ramal A								
WTG09- WTG08	WTG08- WTG07	WTG07- WTG03	WTG06- WTG03	WTG03- WTG02	WTG02- WTG01	WTG01- SE		Circuito
95	150	150	95	400	400	630		Sección Caso Base (mm ²)
95	95	150	95	240	400	630		Sección tasa 12 % (mm ²)
Ramal B								
WTG13- WTG12	WTG12- WTG11	WTG11- WTG10	WTG10- WTG05	WTG05- WTG04	WTG04- SE			Circuito
95	150	150	240	400	400			Sección Caso Base (mm ²)
95	95	150	240	240	400			Sección tasa 12 % (mm ²)
Ramal C								
WTG14- WTG15	WTG15- WTG16	WTG16- WTG17	WTG17- WTG18	WTG19- WTG18	WTG18- SE			Circuito
95	150	150	240	95	400			Sección Caso Base (mm ²)
95	95	150	240	95	400			Sección tasa 12 % (mm ²)
Ramal D								
WTG27- WTG26	WTG26- WTG25	WTG25- WTG24	WTG24- WTG21	WTG21- WTG20	WTG23- WTG20	WTG20- WTG22	WTG22- SE	Circuito
95	150	150	240	400	95	630	630	Sección Caso Base (mm ²)
95	95	150	240	240	95	630	630	Sección tasa 12 % (mm ²)

Tabla 6.15: Comparación entre las secciones obtenidas en la optimización para el caso de tasa de descuento 12 % y para el caso base (tasa de descuento 8 %)

Caso	Costo Inversión (USD)	Costo pérdidas (USD)	Costo total actual (USD)
Caso Base	3.182.866,50	717.388,65	3.900.255,15
Óptimo tasa 3 %	3.893.049,58	758.891,08	3.893.049,58

Tabla 6.16: Comparación del desempeño de la configuración optimizada para tasa de descuento 12 % y la del caso base

6.6. Trabajos Futuros

En lo que refiere a el modelado de la red interna del parque, sería interesante realizar un análisis de cómo las diferentes simplificaciones realizadas afectan al resultado, como ser:

- No consideración de la dependencia térmica de la impedancia de los conductores.
- No consideración de la inductancia mutua entre los conductores.
- No consideración del modelo completo de línea, el cual implicaría considerar las capacitancias a tierra.
- Considerar una topología fija para la red de MT, impidiendo que el programa de cálculo halle la topología óptima.

Por otra parte, a pesar que considerar generación continua y uniforme para todos los molinos fue fundamental para obtener tiempos de cálculo razonables, no hacer uso de esta simplificación y considerar todos los intervalos de generación variable hora a hora, podría variar levemente el resultado.

Por otro lado se podría haber tomado como generación base la potencia esperada según un análisis probabilístico.

Finalmente, queda pendiente realizar un estudio de análisis de sensibilidad frente al tipo de cambio.

6.7. Conclusiones

El programa desarrollado resultó satisfactorio para la evaluación de los diferentes escenarios energéticos. El mismo respondió de la manera esperada cuando se lo enfrentó a las diferentes condiciones de comercialización (precio del MWh y tiempo del contrato considerado) y contexto (tasa de descuento considerada).

La comparación entre el resultado obtenido para el caso base y el sistema colector mínimo permitió determinar que las secciones mínimas que cumplían las condiciones técnicas de diseño no eran las que maximizaban el beneficio económico para el inversor. La comparación entre las secciones obtenidas para el caso base y las que se obtenían de la optimización de los diferentes escenarios permitió determinar la influencia que tienen los diferentes parámetros dentro del algoritmo de optimización. Todos los parámetros tuvieron aproximadamente la misma influencia. El resultado obtenido del algoritmo de optimización es prácticamente el mismo en todos los casos (comparando entre si los escenarios que producen un aumento de secciones y por otro lado aquellos que modifican las secciones a la baja), lo que indica que todos los parámetros tienen aproximadamente la misma sensibilidad dentro del algoritmo. Los diferentes escenarios considerados son en su mayoría aplicables a la realidad uruguaya, lo que aumenta el interés en los mismos.

A priori y para los volúmenes de inversión considerados en este tipo de proyectos parecería que los ahorros conseguidos no tienen una magnitud importante. Sin embargo, los mismos rondan el 0,5 % dentro del rubro sistema colector de energía, por lo cual podrían tomar relativa importancia dentro de la evaluación de un proyecto. Además, el algoritmo desarrollado es genérico y no aplica únicamente a una red de generadores; el sistema colector de un conjunto de cargas (o una combinación de generadores y cargas) también podría ser optimizado mediante el algoritmo desarrollado.

Por último, se prevé que aumentar el conjunto de secciones consideradas (en el presente capítulo solo se tomaron 5 secciones diferentes de conductores) podría llevar a obtener mayores posibilidades de ahorro. Además, como trabajo futuro se podría estudiar la posibilidad de variar el precio de los conductores de MT dentro de la ecuación económica, determinando como influye un precio de conductor a la baja o al alza.

Capítulo 7

Optimización de los Conductores mediante AG

7.1. Resumen

En el capítulo 6 se buscó una optimización de la red de MT del parque utilizando simulación, es decir iterando entre todas las posibles configuraciones de secciones, hasta obtener el conjunto de secciones que representan la solución óptima del problema. Sin embargo, optimizar mediante el método utilizado en el capítulo anterior presenta ciertas desventajas, ya que en problemas complejos y de muchas variables se requiere un tiempo considerable para su ejecución. Por eso mismo en el presente capítulo se busca resolver el mismo problema de optimización, pero utilizando un algoritmo evolutivo, en este caso el algoritmo genético y comparando el resultado con el obtenido en el capítulo 6. Adicionalmente, aprovechando el bajo tiempo de ejecución del método, se buscará resolver el mismo problema, pero esta vez utilizando valores de potencia generada de forma discretizada en lugar de utilizar el valor RMS como fue explicado en la sección anterior.

A continuación se presenta una breve reseña general de los algoritmos genéticos y su aplicación al problema de optimización de conductores del Parque Eólico en estudio. La herramienta utilizada fue Matlab y se presenta en el Apéndice F el código utilizado para la optimización.

7.2. Introducción

7.2.1. Generalidades

Para la resolución de los problemas de optimización los algoritmos evolutivos se encuentran dentro de los más eficientes, los cuales se basan en el proceso genético de los organismos vivos. En ellos se presentan un conjunto de individuos los cuales se hacen evolucionar mediante acciones aleatorias semejantes a la evolución biológica (mutaciones, recombinaciones genéticas, etc.), en donde los individuos más aptos sobreviven y de esta forma se busca encontrar el individuo más apto, el cual representa la solución óptima al problema. En el caso de estudio se utilizarán los algoritmos genéticos.

Darwin en 1859 estableció el principio de “selección natural” de la siguiente forma: “En lucha por la vida, las variaciones, por insignificante que fueran, si son en algún grado provechosas para los individuos de una especie, en sus relaciones infinitamente complejas con otros los seres orgánicos y con sus condiciones físicas de vida, tenderán a la preservación de tales individuos y generalmente serán heredadas por la descendencia. Las crías, también, tendrán una mejor oportunidad de sobrevivir, ya que, de los muchos individuos de una especie que periódicamente nacen, sólo un pequeño número puede sobrevivir.”[4]

La principal motivación para la aplicación de los algoritmos genéticos viene de su potencial como una técnica de optimización de características particulares, a modo de ser obtenido el punto óptimo de cierta función, aún cuando ésta presenta características no lineales, múltiples picos y discontinuidades. Así mismo, los algoritmos genéticos realizan una búsqueda que evita convergencia para óptimos locales.

“Los algoritmos genéticos constituyen el paradigma más completo de los que presenta la Computación Evolutiva. Una característica importante es el poco conocimiento específico que precisan, del problema al que se aplican, para su funcionamiento. Permiten resolver problemas con poco esfuerzo computacional, especialmente en los casos en que otros métodos fallan o suponen unos requerimientos computacionales excesivos.” [3]

En problemas específicos, tales como las configuraciones de redes eléctricas presentadas en este proyecto, la principal motivación es en cuanto a la dimensión del problema, en función del número de variables involucradas.

“Las características diferenciadoras generales entre los métodos tradicionales de optimización y los algoritmos genéticos son:

1. Los algoritmos genéticos trabajan con una codificación de las soluciones, en vez de con las soluciones.
2. Realizan una búsqueda utilizando una población de posibles soluciones, en vez de con una única solución. Así se obtiene, generalmente, un conjunto de soluciones viables para el problema en estudio.
3. Utilizan una función objetivo (función de evaluación), en vez de utilizar gradientes u otros datos suplementarios. Esto permite resolver problemas con poco conocimiento específico.
4. Utilizan reglas probabilísticas de transición, en lugar de reglas determinísticas. Los operadores que actúan durante la ejecución de un algoritmo genético se aplican con una determinada probabilidad.” [3]

7.2.2. Historia

Fue John Holland en los años 60 quien presentó las primeras ideas en la que se basan los algoritmos genéticos. En ellos se establecen los aspectos básicos de los sistemas adaptativos. Estos sistemas son capaces de automodificarse en respuesta a su interacción con el medio en que están funcionando. El objetivo original de Holland no era diseñar un algoritmo para resolver problemas específicos, sino estudiar formalmente el fenómeno de adaptación, como ocurre en la naturaleza, y desarrollar una manera en donde los mecanismos de selección natural puedan ser importadas a los sistemas computacionales.

Fue en 1962, en la Universidad de Michigan donde sus ideas comenzaron a desarrollarse. Se realizaron los primeros estudios con operadores de selección de tipo elitista y las ideas básicas para el empleo de probabilidades adaptativas de mutación y cruce. Holland siguió trabajando en una teoría general de los sistemas adaptativos y utilizó estas ideas para completar el análisis teórico de sus planes reproductivos, las cuales compiló en su libro “Adaptation in Natural and Artificial Systems” en 1975.

A principios de los 70 ya había un gran interés en entender mejor el comportamiento de los algoritmos genéticos. Se realizaron estudios en detalle sobre la influencia del cruce y la mutación. Estos estudios fueron ampliados de forma teórico-práctica, y a partir de estos estudios se empezó a vislumbrar el enorme potencial de los algoritmos genéticos para resolver problemas de optimización. En esta misma época se empieza a generalizar la investigación sobre los algoritmos genéticos en diversas universidades.

Quince años más adelante, Holland conoció a David Goldberg, un ingeniero mecánico que se convirtió en su estudiante. Goldberg fue el primero en aplicar un algoritmo genético a un problema industrial y brindó grandes aportes a la teoría de los mismos. Hoy en día, la tendencia hacia los algoritmos genéticos ha aumentado enormemente, y este éxito se refleja en las distintas conferencias, libros y publicaciones periódicas. Las aplicaciones basadas en algoritmos genéticos continúan desarrollándose abarcando campos como la ingeniería, la investigación operativa y la programación automática.

7.2.3. El algoritmo genético básico

Los algoritmos genéticos parten de un *string*, elemento que debe tener una relación explícita con los parámetros del problema; tal relación se define una dada codificación. Así mismo, como fue mencionado anteriormente, los parámetros del problema no son tratados directamente por el algoritmo. Un *string* está compuesto por diversos *bits* siendo que cada *bit* puede asumir el valor binario 0 o 1.

Un *string* puede ser entendido, en la genética, como un cromosoma que presenta genes (*bits*) en diferentes lugares del cromosoma (posición en el string), representando diversas características de un individuo. El

valor de cada gen, que corresponde a determinada característica, corresponde a un alelo. Por otro lado, el paquete genético, normalmente llamado genotipo, puede tener su correspondencia en el algoritmo genético por las estructuras de datos que definen el *string*. La interacción de este paquete genético con el ambiente, que define las características del individuo es llamado *fenotipo*, que corresponde, en el algoritmo genético, con la decodificación de la estructura para formar una posible solución alternativa o posibles conjuntos de parámetros de solución del problema.

Una vez establecido el elemento básico del algoritmo genético, esto es el *string*, y su relación con el problema real, o sea su codificación, el mecanismo de un algoritmo genético es relativamente simple. El problema básico reside en la determinación de un “mejor” individuo o “más ajustado”, que es medido por el valor de una función de adaptación aplicada a cada individuo. Dicha función deberá, obviamente, presentar una relación directa con la función objetivo. En el problema de estudio de esta tesis, deberá representar de alguna manera las pérdidas eléctricas en el sistema colector de energía y vincularlo de cierta forma con un modelo económico.

La población inicial de individuos, o sea un conjunto inicial de *strings*, es generalmente establecida de modo aleatorio. Luego, las poblaciones evolucionan en generaciones, básicamente a través de tres operadores:

1. *Reproducción*, que corresponde a un proceso en el cual los individuos son copiados para una generación futura en relación a su función de adaptación.
2. *Cruzamiento*, que corresponde a un operador que actúa sobre un par de *strings* escogidos aleatoriamente.
3. *Mutación*, que corresponde a un operador que puede modificar, con cierta probabilidad, los valores de genes de los *strings*

O sea, los tres operadores mencionados, son realizados sobre una población dado a los efectos de formar una nueva generación; generalmente, el número de individuos de la población a lo largo de las generaciones es mantenido constante. Los operadores de reproducción, cruzamiento y mutación son de implementación muy simples, lo que constituye una de las ventajas de los algoritmos genéticos. Son los responsables de realizar las operaciones que imitan, de cierta forma, fenómenos de la naturaleza, como la teoría de selección natural de Darwin. De esta forma, se espera que las poblaciones, de generación en generación se tornen cada vez mejores o ajustadas, lo que es medido por las funciones de adaptación de sus individuos. El mejor individuo, aquel con mayor valor de esta función, después de un determinado número de generaciones, representa la solución del problema en cuestión. En la figura 7.1 se presenta un diagrama de bloques, de forma simplificada, del algoritmo genético.

7.2.4. Población inicial y función de evaluación (“fitness”)

“El primer paso en la implementación de cualquier algoritmo genético es generar una población inicial. En el algoritmo genético canónico cada miembro de la población está constituido por una cadena binaria de longitud LC que corresponde a la codificación del problema. En muchos casos la población inicial se genera aleatoriamente. Tras crear una población inicial, cada cadena se evalúa (mediante la función de evaluación) y recibe un valor según su aptitud.” [3]

El número de individuos de la población en cada generación debe ser fijado a priori, y es uno de los parámetros importantes de un algoritmo genético.

Como fue mencionado a lo largo de este capítulo, es necesario evaluar que tan “buena” es una potencial solución al problema a optimizar. Por lo tanto, a cada posible solución se le otorga cierto puntaje, que indica que tan cerca está la misma de cumplir con los requisitos del problema, y esto es generado aplicando la función de evaluación o “fitness” al resultado obtenido de dicha solución.

Los valores de la función fitness son usados luego en el proceso de selección natural, el cual selecciona cuales potenciales soluciones continúan a la próxima generación y cuales no. Sin embargo, cabe destacar que el proceso de selección natural no necesariamente elige las mejores soluciones, estas soluciones son elegidas estadísticamente de tal forma que una solución con valores más altos obtenidos de la función fitness posee mayor probabilidad de ser elegida, pero no es garantizado.

Es interesante notar que no siempre la función de evaluación debe ser establecida simplemente basada en la función objetivo del problema real bajo análisis, como es en general el caso de problemas de optimización sin existencia de restricciones. Sin embargo, en la mayoría de los problemas prácticos un conjunto de restricciones

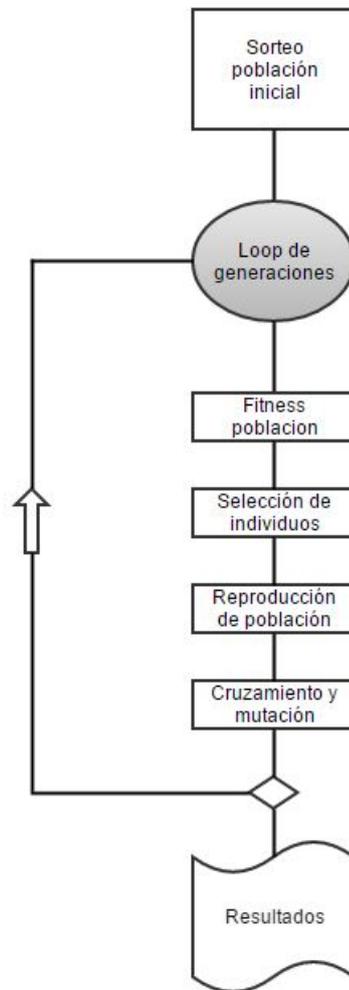


Figura 7.1: Diagrama de bloques de un algoritmo genético

debe ser satisfecho. Una manera para abordar el problema sería simplemente evaluar, para un dado individuo, si existen violaciones de restricciones; en caso afirmativo, la función de evaluación sería igual a cero, y en caso negativo, esta no sería modificada. La forma más usual para abordar este punto es de degradar la función de evaluación, tal degradación deberá ser tanto mayor cuanto más sea la transgresión de dichas restricciones. Existen métodos de penalidades que realizan esta degradación de la función objetivo.

7.2.5. Reproducción, Cruzamiento y Mutación

El proceso de reproducción tiene por objetivo copiar *strings* de individuos de una generación para la otra, de modo que aquellos individuos más ajustados tengan mayor probabilidad de reproducirse en generaciones futuras. Este operador tiende, de esta forma, a emular lo que acontece en la naturaleza, la supervivencia de los más aptos de una generación para otra, conforme la teoría de selección natural de Darwin. Ser apto, en el ambiente artificial de los algoritmos genéticos, consiste simplemente en presentar alto valor en la función de evaluación.

Este operador puede ser implementado de varias formas, como lo es el método basado en la ruleta, entre otros. En este método, cada individuo ocupa un lugar en la ruleta, que es proporcional al valor de su función de evaluación. Entonces, al girar la ruleta, la probabilidad de cada individuo ser seleccionado será directamente proporcional a la función de evaluación.

Este procedimiento garantiza que aquellos individuos más ajustados tengan mayor probabilidad de ser reproducidos en la generación posterior. Debe notarse que en este proceso de reproducción existe una total dependencia en la definición de la función de evaluación para el problema que esta siendo tratado por el algoritmo genético.

Según el diagrama de bloques mostrado en la figura 7.1, después de la operación de reproducción sobre la población de una generación dada, son ejecutados los operadores genéticos de cruzamiento y mutación. El operador cruzamiento opera sobre pares de *strings* escogidos aleatoriamente. Obviamente, estos pares son escogidos a partir de dos individuos generados por el operador de reproducción. A partir de este par de *strings*, en particular los individuos i y j , se genera aleatoriamente un lugar, posición de gen, identificado por la letra l , entre 1 y $n_{gen} - 1$, y luego se intercambian los valores de los bits de ambos *strings* i y j entre las posiciones $l + 1$ y n_{gen} . A continuación se muestra en la figura 7.2 lo mencionado anteriormente.

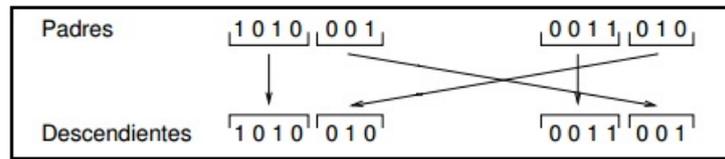


Figura 7.2: Operador cruzamiento

No todos los pares de individuos seleccionados pasan por la operación de cruzamiento. Esto es controlado, en los algoritmos genéticos, a través de un valor de probabilidad fijado a priori, denominado tasa de cruzamiento, p_c . O sea, un cierto porcentaje de los individuos de la nueva generación son simplemente copiados, sin que se intercambie información (material genético) entre elementos de la población. Los valores de esta tasa, por lo general, son mantenidos entre 0.6 y 0.8.

Los operadores de reproducción y cruzamiento representan gran parte del éxito de los algoritmos genéticos. Sin embargo, se utiliza también, el operador genético de mutación, ya que las operaciones de reproducción y cruzamiento pueden resultar en la pérdida de algún material genético importante en determinado lugar, que puede ser recuperado a través del operador de mutación.

El operador de mutación, simplemente altera, ocasionalmente, el valor de un *bit* de un *string* de la nueva población resultante a partir de los otros dos operadores. La probabilidad de mutación de un *bit* es también estipulada a priori y será designada por p_m . Los valores de esta tasa, están en el orden de 0.001, o sea, uno de cada mil *bits* es mutado.

7.3. Modelado de la potencia generada: Discreto en postes

En el presente capítulo se modeló la potencia generada por el parque eólico en función del tiempo mediante un método alternativo, el cual se presenta en las siguientes secciones.

7.3.1. Presentación del modelo: Generación discreta en 10 postes

En este modelado se simplifican diferentes rangos de muestras, en un solo valor de generación de potencia. En este trabajo se asumió utilizar 10 postes de un ancho tal que contengan valores de potencia dentro de un entorno de $\pm 5\%$, como se puede ver en la figura 7.3.

Para esto, se ordenaron las 8760 muestras relevadas de un parque real de potencia activa generada, se las convirtió a pu y se ordenaron de forma monótona, formando así la curva continua que se puede ver en el gráfico 7.3, luego se buscaron los índices de las muestras tal que el valor de la muestra fuera el primero en superar $1 * k/10$ con k entero. Hasta estos índices se supone válido el valor medio de la potencia generada en este poste, como se puede ver en línea discontinua en la figura 7.3. A modo de ejemplo, más de 2000 muestras toman un valor entre 0 y 0.1, por lo cual son asumidas como un valor constante de 0.05 pu.

El “ancho” de cada uno de estos postes fue luego usado para ponderar cuántas horas de todo el año se debe asumir cada valor de potencia. Los valores del porcentaje del año que se debe considerar se genera en cada poste se pueden ver en la figura 7.4.

Por ejemplo se asumirá que el parque generó a 0,05pu 0,2388*8760 hs del año, y así acumulando los 10 postes de generación se sumarán las 8760 horas de generación del año y sus respectivas pérdidas eléctricas.

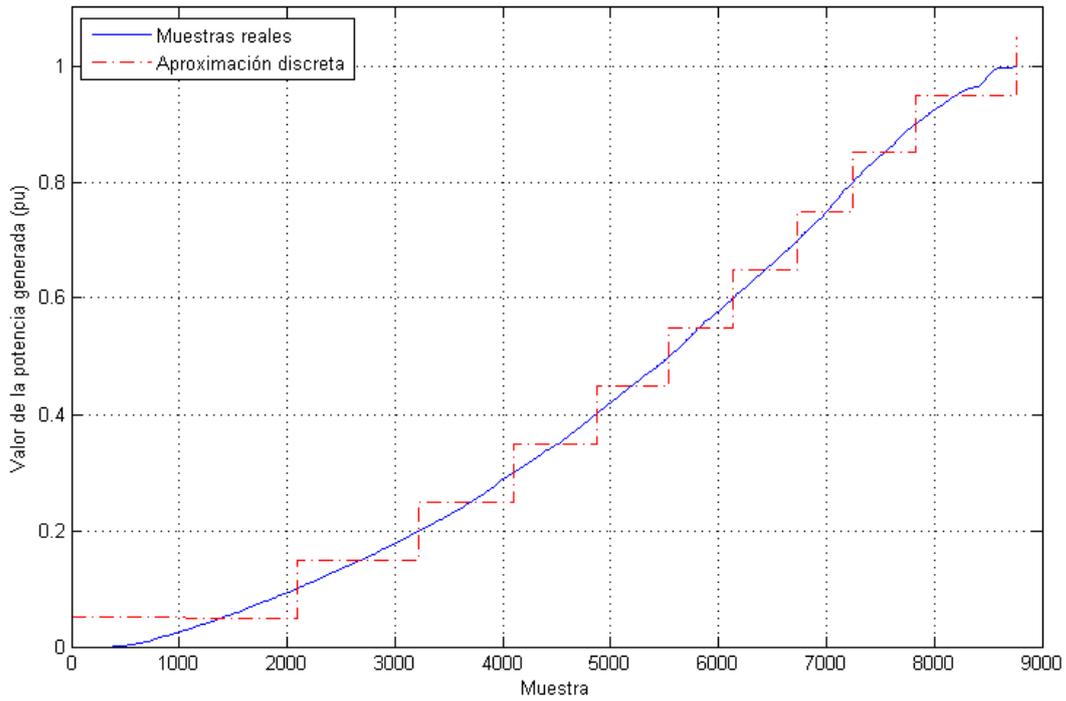


Figura 7.3: Valores reales de potencia eléctrica generada, ordenados de forma creciente y su discretización

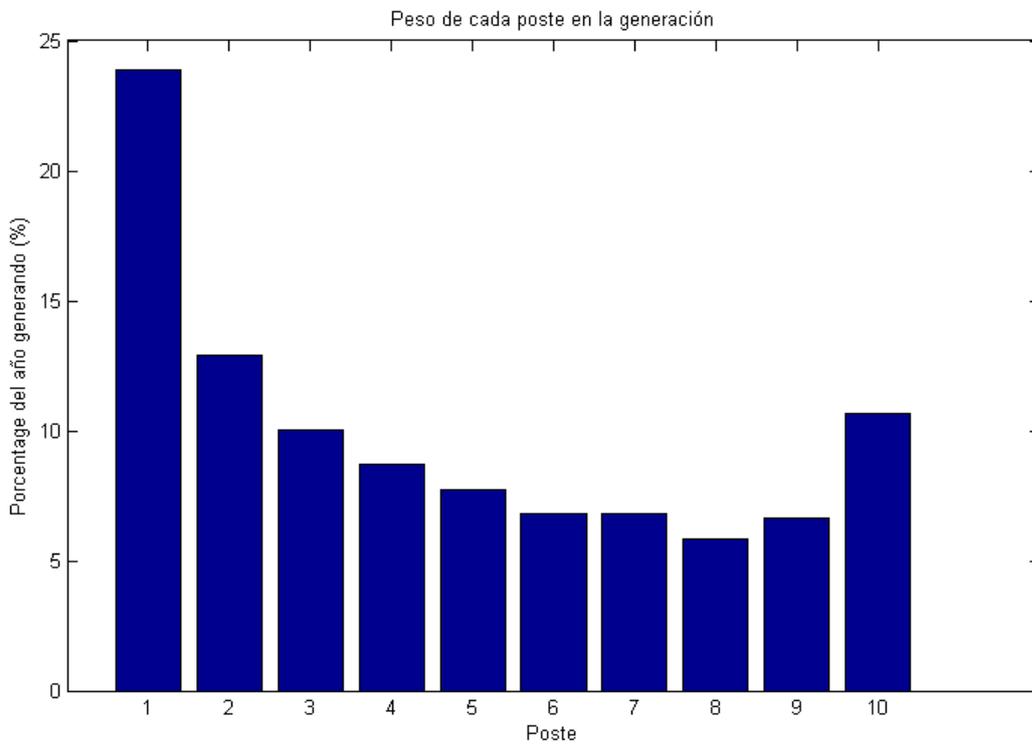


Figura 7.4: Porcentaje anual de la generación de cada poste en (%)

7.3.2. Comparación entre el modelo discreto y RMS

Luego de obtenidos los valores necesarios para ponderar la generación de cada poste, se corrieron flujos de cargas con distintas configuraciones de la red con ambos modelos y se compararon las diferencias de costos devueltos como resultados de las funciones fitness que llaman a cada uno, sin preocuparse mayormente de las diferencias en las configuraciones penalizadas.

Estas diferencias se pueden ver en la figura 7.5 para distintas configuraciones y se observa que en todas se tiene una diferencia del orden de 0,13 % lo cual brinda más seguridad sobre los resultados. En particular para el sistema colector óptimo mostrado en la tabla 6.3, la diferencia de costos es de solo 0,25 %.

Este importante resultado valida la utilización del valor RMS para modelar las pérdidas eléctricas, y por lo tanto el método utilizado en el capítulo 6.

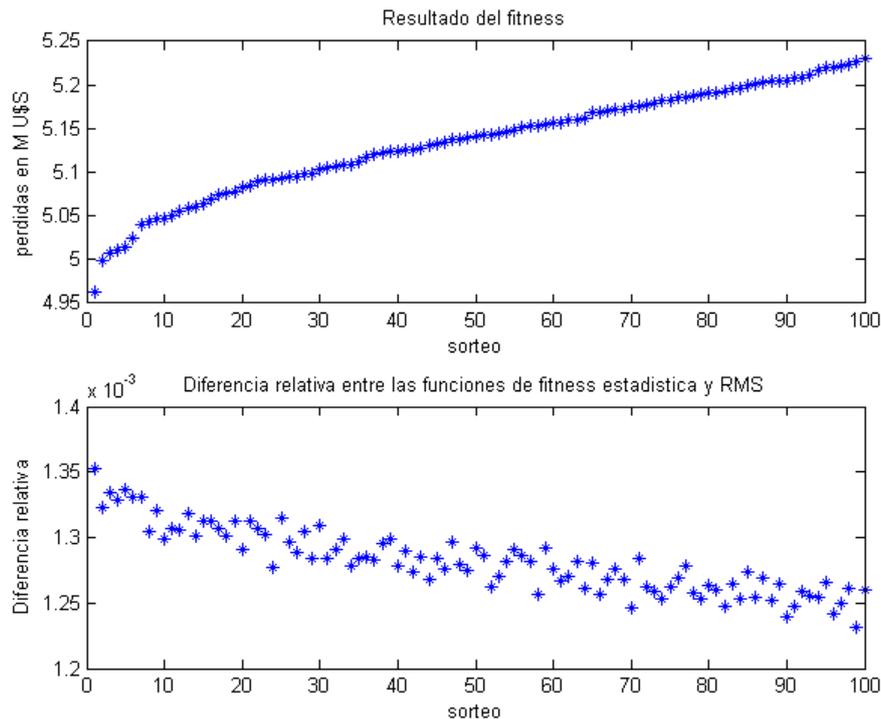


Figura 7.5: Costo de pérdidas y valores de diferencia relativa entre los modelos.

7.4. Aplicación del A.G al proyecto PECAST

Para la aplicación del algoritmo genético se utilizó la función de Matlab “ga”, la cual se encarga de todas las funciones del AG (reproducción, cruzamiento y mutación) así también como del sorteo de la población inicial. Se deben indicar ciertos parámetros como tamaño de población y número de generaciones, entre otros, parámetros que se irá variando para observar la convergencia del algoritmo en función de los mismos. Como en la sección anterior se logró llegar a la solución óptima del problema, el objetivo de la presente sección consistirá en estudiar la variación de estos parámetros para obtener una solución igual (o lo más próxima posible).

La mayor cantidad de funciones utilizadas fueron implementadas del capítulo anterior, para esta sección se deberá construir la ya mencionada función fitness del AG, la cual tendrá 27 variables de entradas (que se corresponden con los cables de la red de MT del parque) y deberá encargarse de correr los flujos de carga y luego realizar el análisis económico.

El principal problema de la misma fue como codificar la entrada a la función fitness ya que se están utilizando valores de secciones discretos y ya predeterminados. Por lo anterior, no era posible dejar que las entradas al AG sean abiertas sin ningún tipo de restricción. Para esto se acotaron las entradas en variables enteras con cota inferior igual a 1 y cota superior igual a 5 para luego codificar el 1 como la sección $95mm^2$ y

así sucesivamente hasta el 5 como la sección $630mm^2$ como se observa a continuación.

Sección (mm^2)	95	150	240	400	630
Codificación	1	2	3	4	5

Como fue mencionado en el resumen se aplicará el algoritmo genético a dos casos diferentes. El primer caso, será correr el AG de la misma forma que se realizó en la sección 6, utilizando el valor RMS de potencia para la generación de cada aerogenerador. Se tomará como punto de comparación las secciones obtenidas en el caso base del capítulo anterior, ya que corresponden con los valores óptimos del problema. En el apéndice F se muestra el código utilizado para la programación del algoritmo genético.

Para el segundo caso se utilizarán los valores de potencia como fue explicado en la sección 7.3.

7.4.1. Resultados del algoritmo genético básico

Como primera corrida del AG, los parámetros utilizados fueron los parámetros por defecto. El tamaño de la población fue de 50 individuos y se corrieron 30 generaciones. En la figura 7.6 se observa un plot donde se muestra, a medida que avanzan las generaciones, el valor promedio de la fitness (evaluada en cada individuo de la generación) así como también el mejor valor de fitness en dicha generación. El tiempo de ejecución fue de 112 segundos¹

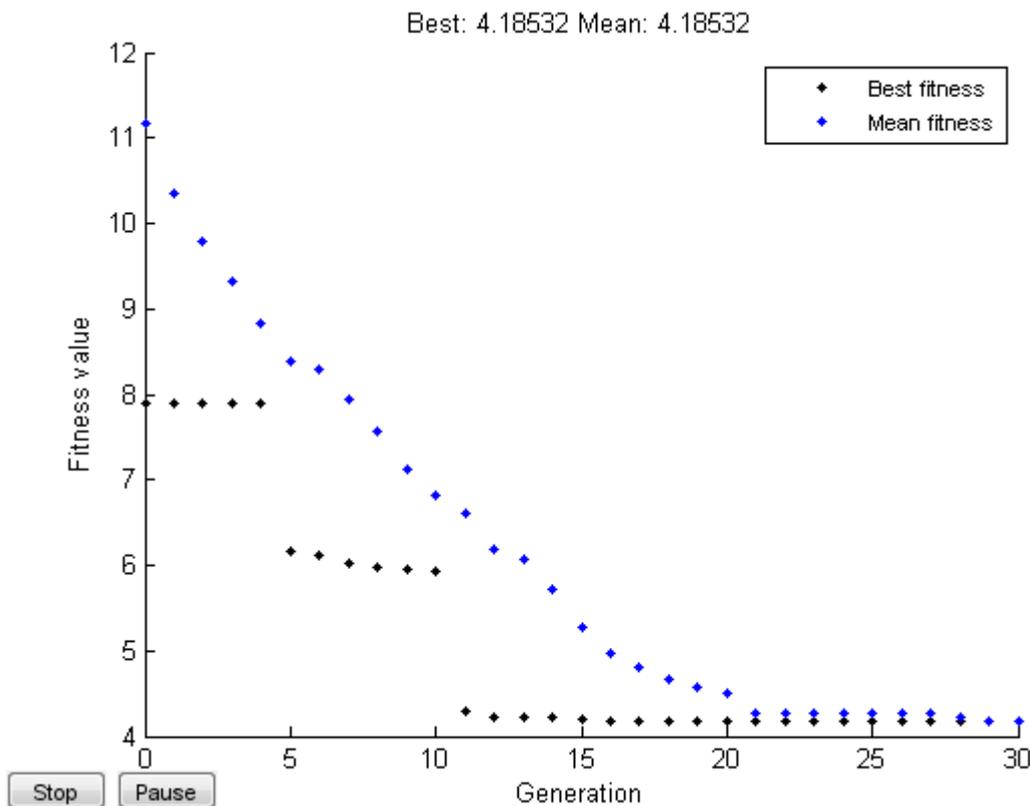


Figura 7.6: Primer corrida del algoritmo genético

Se puede observar claramente como el valor de la fitness (tanto como el valor promedio y el mejor valor) disminuyen a medida que incrementa el numero de la generación, convergiendo al mínimo buscado. A medida que las generaciones avanzan los valores fitness de toda la población tienden a ser igual al del individuo más apto.

Se muestra a continuación una tabla con los resultados de secciones obtenidos. Se resalta en color rojo las secciones que cambian respecto al caso base del capítulo anterior.

¹El algoritmo fue corrido en un computador con procesador intel i5, 16 Gb de memoria RAM

Ramal A								
WTG09 WTG08	WTG08 WTG07	WTG07 WTG03	WTG06 WTG03	WTG03 WTG02	WTG02 WTG01	WTG01 SE		Circuito
95	150	150	95	400	400	630		Sección Caso Base (mm ²)
150	240	400	150	400	400	630		Sección AG (mm ²)
Ramal B								
WTG13 WTG12	WTG12 WTG11	WTG11 WTG10	WTG10 WTG05	WTG05 WTG04	WTG04 SE			Circuito
95	150	150	240	400	400			Sección Caso Base (mm ²)
150	240	240	240	400	400			Sección AG (mm ²)
Ramal C								
WTG14 WTG15	WTG15 WTG16	WTG16 WTG17	WTG17 WTG18	WTG19 WTG18	WTG18 SE			Circuito
95	150	150	240	95	400			Sección mín (mm ²)
95	240	240	240	150	400			Sección AG (mm ²)
Ramal D								
WTG27 WTG26	WTG26 WTG25	WTG25 WTG24	WTG24 WTG21	WTG21 WTG20	WTG23 WTG20	WTG20 WTG22	WTG22 SE	Circuito
95	150	150	240	400	95	630	630	Sección mín (mm ²)
150	150	240	240	400	240	630	630	Sección AG (mm ²)

Tabla 7.1: Comparación entre las secciones obtenidas entre el AG y las secciones óptimas obtenidas en el capítulo 6

Se observan bastantes cambios respecto a las secciones obtenidas en el capítulo 6. La diferencia reside en que el algoritmo genético no itera con todas las posibles secciones de conductores, como si sucedía en el capítulo anterior, asegurando por tanto que la solución hallada correspondería al mínimo absoluto. Se presenta en la tabla 7.2 la comparación entre los costos de ambos casos.

Caso	Costo total actual (USD)	Pérdidas eléctricas (kW)
AG	4.185.3201,52	176,4
Óptimo caso base	4.125.831,98	185,8

Tabla 7.2: Costos asociados a la configuración óptima y a la configuración obtenida por el AG

Se puede observar como los costos obtenidos con el AG son más grandes. Esto era de esperar ya que conocemos la sección óptima de conductores, y debido a que el AG no convergió a estas mismas secciones, implica que el mismo convergió a un valor de secciones con pérdidas económicas mayores.

A continuación se mejoraron los parámetros del AG para lograr obtener un resultado más próximo a las secciones óptimas. Lo primero que se realizó fue incrementar el número de generaciones, ya que esto implica que el algoritmo tenga la posibilidad de converger a un mejor valor. A su vez se incrementó también el tamaño de la población. Una población más numerosa implica más individuos que puedan reproducirse por generación y se logre converger a valores mejores de fitness más rápido.

En la segunda corrida del AG el tamaño de la población y el número de generaciones se incrementaron a 150 y 100 respectivamente. En la figura 7.7 se gráfica lo mismo que en la figura 7.6 pero con los parámetros utilizados en este caso. El tiempo de ejecución fue de 551 segundos

Se observa como para este caso el algoritmo detuvo su ejecución antes de llegar a las 100 generaciones. Esto se debe a la existencia de una tolerancia entre el valor medio de la fitness y el mejor valor, que detiene

la ejecución del algoritmo si se logra. En la tabla 7.3 se presentan los resultados obtenidos en esta corrida, marcando nuevamente en rojo las secciones diferentes respecto al caso óptimo encontrado en el capítulo anterior

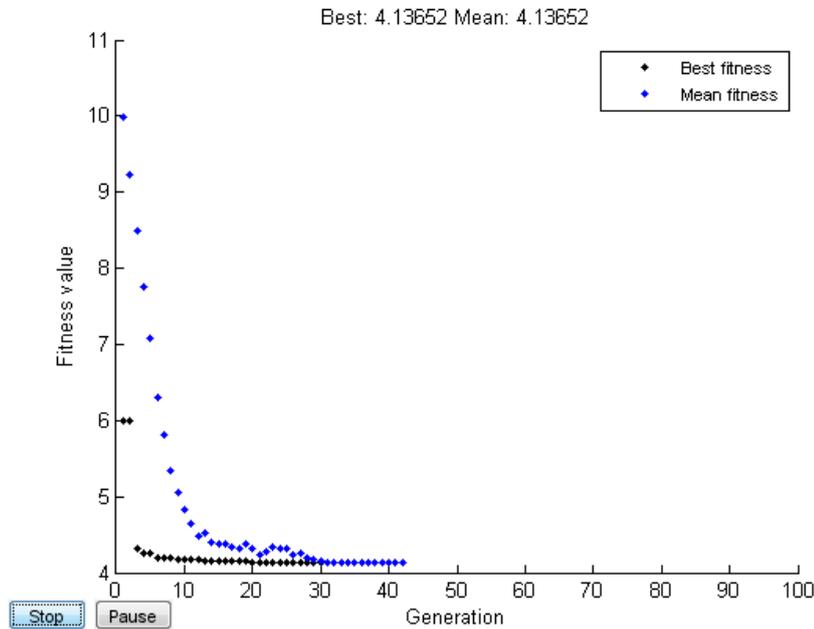


Figura 7.7: Segunda corrida del algoritmo genético

Ramal A								
WTG09- WTG08	WTG08- WTG07	WTG07- WTG03	WTG06- WTG03	WTG03- WTG02	WTG02- WTG01	WTG01- SE		Circuito
95	150	150	95	400	400	630		Sección Caso Base (mm ²)
95	150	240	95	400	400	630		Sección AG (mm ²)
Ramal B								
WTG13- WTG12	WTG12- WTG11	WTG11- WTG10	WTG10- WTG05	WTG05- WTG04	WTG04- SE			Circuito
95	150	150	240	400	400			Sección Caso Base (mm ²)
150	150	150	240	400	400			Sección AG (mm ²)
Ramal C								
WTG14- WTG15	WTG15- WTG16	WTG16- WTG17	WTG17- WTG18	WTG19- WTG18	WTG18- SE			Circuito
95	150	150	240	95	400			Sección mín (mm ²)
150	150	150	240	95	400			Sección AG (mm ²)
Ramal D								
WTG27- WTG26	WTG26- WTG25	WTG25- WTG24	WTG24- WTG21	WTG21- WTG20	WTG23- WTG20	WTG20- WTG22	WTG22- SE	Circuito
95	150	150	240	400	95	630	630	Sección mín (mm ²)
95	150	240	240	400	95	630	630	Sección AG (mm ²)

Tabla 7.3: Comparación entre las secciones obtenidas entre el AG (segunda corrida) y las secciones óptimas obtenidas en el capítulo 6

En este caso se ve como mejoró notoriamente el resultado obtenido en las secciones, únicamente se encontró una diferencia por ramal. Era de esperarse un cambio notorio ya que el algoritmo se detuvo por lograr la tolerancia en lugar de haber llegado al máximo número de generaciones, como sucedió en el caso anterior. Se presenta en la tabla 7.4 la comparación entre los costos de ambos casos.

Como era de esperarse se observa una mejora con respecto al valor de costos obtenidos en la primera corrida. Sin embargo sigue habiendo un pequeño margen entre este valor y los costos en el caso óptimo debido a que el algoritmo no logró converger a las mismas secciones.

Ya se logró una notoria mejora incrementando el valor de la población, así que lo que se hará por último es cambiar los parámetros de las funciones de mutación y cruzamiento, por ejemplo, cambiar la probabilidad de que un bit pueda mutar. Se mantuvo el número de generaciones en 50 ya que en el caso anterior se interrumpió la ejecución en la generación número 42, con lo que se entendió que no era necesario incrementar este número.

El algoritmo genético aplica mutaciones utilizando la opción que se especifica en el panel de función de la mutación. La opción de mutación por defecto (Gaussiana), añade un número aleatorio (o mutación), elegido de una distribución gaussiana, a cada entrada del vector de padres. Típicamente, la cantidad de mutación, que es proporcional a la desviación estándar de la distribución, disminuye en cada nueva generación. Para este caso se cambió la función de mutación a “Adaptive Feasible”, la cual genera aleatoriamente direcciones que se adaptan con respecto a la mutaciones con o sin éxito de la última generación. A su vez, la fracción de cruzamiento, especifica la fracción de cada población, que se componen de los niños de cruce. Una fracción de cruzamiento de 1 significa que todos los niños son hijos de cruce, mientras que una fracción de cruce de 0 significa que todos los niños son hijos de mutación. El valor por defecto de esta fracción es de 0,8, el cual se modificó a 0,3, como fuera estudiado en [3] como el mejor valor de cruzamiento para este caso. Se presenta en la figura 7.8 el ploteo para este caso. El tiempo de ejecución fue de 746 segundos

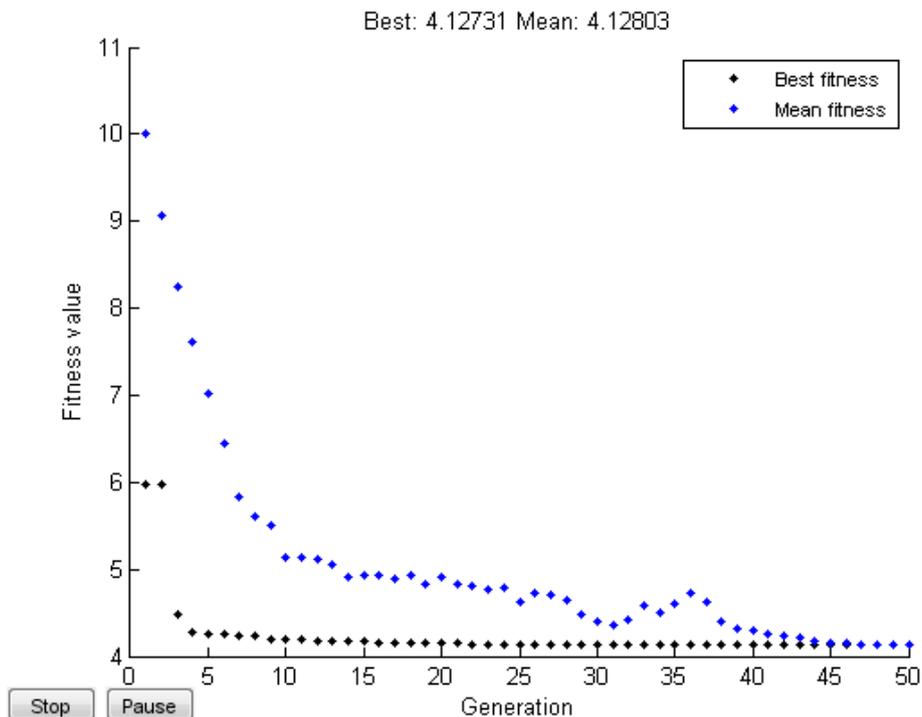


Figura 7.8: Tercer corrida del algoritmo genético

Caso	Costo total actual (USD)	Pérdidas eléctricas (kW)
AG	4.136.521,63	182,7
Óptimo caso base	4.125.831,98	185,8

Tabla 7.4: Costos asociados a la configuración óptima y a la configuración obtenida por el AG (segunda corrida)

En la tabla 7.6 se presentan los resultados de secciones obtenidos en este caso, comparándolos con los óptimos.

Ramal A								
WTG09 WTG08	WTG08 WTG07	WTG07 WTG03	WTG06 WTG03	WTG03 WTG02	WTG02 WTG01	WTG01 SE		Circuito
95	150	150	95	400	400	630		Sección Caso Base (mm ²)
95	95	150	150	400	400	630		Sección AG (mm ²)
Ramal B								
WTG13 WTG12	WTG12 WTG11	WTG11 WTG10	WTG10 WTG05	WTG05 WTG04	WTG04 SE			Circuito
95	150	150	240	400	400			Sección Caso Base (mm ²)
95	150	150	240	400	400			Sección AG (mm ²)
Ramal C								
WTG14 WTG15	WTG15 WTG16	WTG16 WTG17	WTG17 WTG18	WTG19 WTG18	WTG18 SE			Circuito
95	150	150	240	95	400			Sección mín (mm ²)
95	150	150	240	95	400			Sección AG (mm ²)
Ramal D								
WTG27 WTG26	WTG26 WTG25	WTG25 WTG24	WTG24 WTG21	WTG21 WTG20	WTG23 WTG20	WTG20 WTG22	WTG22 SE	Circuito
95	150	150	240	400	95	630	630	Sección mín (mm ²)
95	150	150	240	400	150	630	630	Sección AG (mm ²)

Tabla 7.5: Comparación entre las secciones obtenidas entre el AG (tercer corrida) y las secciones óptimas obtenidas en el capítulo 6

Y también se presenta la tabla con los valores de costos:

Caso	Costo total actual (USD)	Pérdidas eléctricas (kW)
AG	4.127.312,29	186,7
Óptimo caso base	4.125.831,98	185,8

Tabla 7.6: Costos asociados a la configuración óptima y a la configuración obtenida por el AG (tercer corrida)

En este último caso se puede observar como el valor de costos se aproximó mucho más al valor de costos con secciones óptimas. Cambiando los parámetros del AG fue posible lograr converger a un valor muy cercano, aunque como se ve en la tabla 7.5 todavía hay 3 valores de secciones que no coincidieron.

7.4.2. Resultados del algoritmo genético con discretización de la potencia

Luego de los resultados comentados anteriormente, se corrió también el AG, pero con la función de fitness que toma las pérdidas económicas como el costo de inversión junto a la sumatoria de las pérdidas en los 10 postes de potencia generada ponderados respectivamente según lo explicado en el punto 7.3.

El AG se corrió para este caso con las opciones:

- Función de creación de población: "gacreationuniform"
- Tamaño de población: 170
- Generaciones: 50

- Tamaño de Elite: 1
- Tolerancia: 1×10^{-10}
- Tasa de cruce: 0,4
- Función de mutación "mutationadaptfeasible"
- Tasa de mutación: 0,03

Al correr el AG se lo vio evolucionar como se puede observar en la figura 7.9. La corrida fue detenida de forma manual al alcanzar las 45 generaciones luego de 9.273 segundos, duración ampliamente superior a la necesaria al utilizar el modelo RMS.

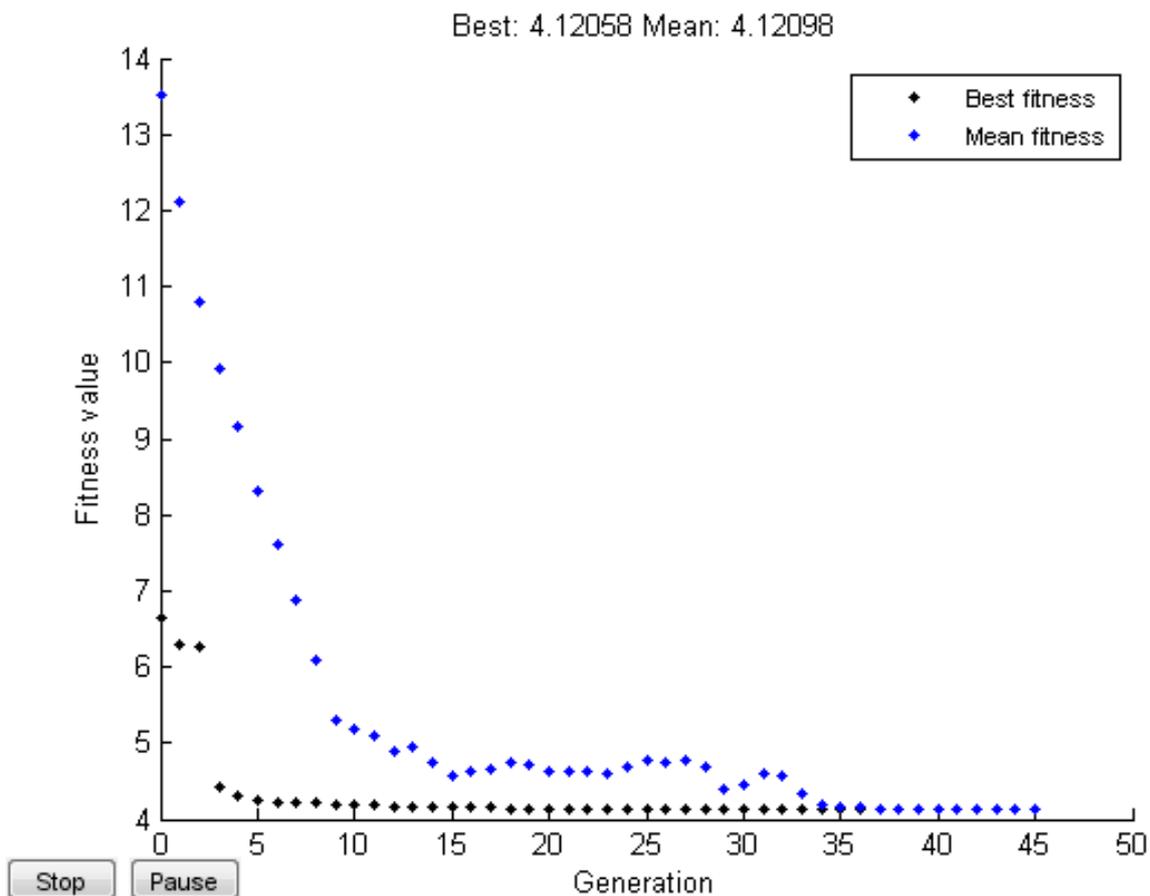


Figura 7.9: Optimización mediante AG con función de fitness modelando energía por postes

Luego de concluir, el AG halló una configuración óptima que se muestra en la tabla 7.7. Como se puede observar de las 27 secciones solo cuatro difieren en relación a la configuración óptima. En la tabla 7.8, se puede observar el costo de la configuración alcanzada por el AG utilizando el modelo por postes, junto a los costos que devuelve el modelo RMS, y además el costo de la configuración óptima hallada en el capítulo anterior con el modelo RMS. Se observan notoriamente dos puntos de importancia: En primer lugar, que entre los dos modelos la diferencia es aproximadamente de tan solo 1 parte en 400, un 0,25 %, lo que confirma la equivalencia de los dos modelos, según fuera demostrado en la sección 7.3. Por otro lado, se observa que la diferencia de costos entre la sección óptima calculada mediante el método RMS y la convergida por el AG difieren aproximadamente en tan solo 5 en 4000, un 0,13 %, lo cual refleja un correcto funcionamiento del algoritmo genético.

Ramal A								
WTG09 WTG08	WTG08 WTG07	WTG07 WTG03	WTG06 WTG03	WTG03 WTG02	WTG02 WTG01	WTG01 SE		Circuito
95	150	150	95	400	400	630		Sección Caso Base (mm ²)
95	150	240	95	400	400	630		Sección AG (mm ²)
Ramal B								
WTG13 WTG12	WTG12 WTG11	WTG11 WTG10	WTG10 WTG05	WTG05 WTG04	WTG04 SE			Circuito
95	150	150	240	400	400			Sección Caso Base (mm ²)
95	150	240	240	400	400			Sección AG (mm ²)
Ramal C								
WTG14 WTG15	WTG15 WTG16	WTG16 WTG17	WTG17 WTG18	WTG19 WTG18	WTG18 SE			Circuito
95	150	150	240	95	400			Sección mín (mm ²)
150	150	150	240	95	400			Sección AG (mm ²)
Ramal D								
WTG27 WTG26	WTG26 WTG25	WTG25 WTG24	WTG24 WTG21	WTG21 WTG20	WTG23 WTG20	WTG20 WTG22	WTG22 SE	Circuito
95	150	150	240	400	95	630	630	Sección mín (mm ²)
95	150	150	240	400	150	630	630	Sección AG (mm ²)

Tabla 7.7: Comparación entre las secciones obtenidas entre el AG (tercer corrida) y las secciones óptimas obtenidas en el capítulo 6

Caso	Costo total actual (USD)	Pérdidas eléctricas (kW)
AG_discreto	4.120.582,61	
AG_RMS	4.130.695,18	182,9
Óptimo caso base RMS	4.125.831,98	185,8

Tabla 7.8: Costos asociados a la configuración óptima y a la configuración obtenida por el AG

7.5. Resumen de resultados

En la siguiente tabla se resume de manera ordenada los resultados obtenidos en las secciones anteriores.

Corrida	Población	Generaciones	tasa de cruce	tasa de mutación	tiempo de cálculo (s)
1	50	30	0,8	0,001	112
2	150	100	0,8	0,001	551
3	150	50	0,3	0,03	746
4	170	50	0,4	0,03	9.273

Tabla 7.9: Comparación de los distintos casos

7.6. Conclusiones de la aplicación del A.G en la optimización

Se finalizó de forma satisfactoria el capítulo de optimización mediante algoritmo genético. Lo primero a resaltar es el aprendizaje en lo que refiere a algoritmos evolutivos, una estrategia de optimización con la que no se había tenido contacto durante la carrera. Se entendió la metodología que usan estos algoritmos para optimizar problemas, especialmente el funcionamiento del algoritmo genético, el cual se basa en la evolución biológica. Se logró un entendimiento acerca de las funciones que el mismo utiliza para lograr la optimización y fue posible observar como variar los parámetros de la misma influye en la convergencia del algoritmo.

En cuanto a la optimización de la red interna del parque utilizando el valor RMS de la potencia de cada aerogenerador, luego de variar los parámetros adecuadamente, fue posible lograr una convergencia muy aproximada a la solución óptima hallada en el capítulo anterior. El algoritmo convergió a una configuración con sólo tres secciones diferentes, con una diferencia en costos respecto a la configuración óptima del orden del 0.05%. En cuanto al algoritmo, es posible afirmar que un cambio en el tamaño de población influye notoriamente en la convergencia del mismo, logrando una convergencia considerablemente mejor para poblaciones mayores. Se puede concluir que el algoritmo converge a una solución muy próxima a la óptima y con tiempos considerablemente menores (del orden de 4 veces más rápido) por lo que es posible afirmar que es un método de optimización muy bueno, sobre todo si se tienen problemas con muchas variables y de difícil resolución.

Aprovechando el bajo tiempo de ejecución del algoritmo fue posible realizar una discretización de la potencia de los aerogeneradores, de tal forma de trabajar con 10 postes de valores de potencia. Lo primero que se estudió fue la diferencia entre este método y el que fue utilizado anteriormente para el cálculo de potencia (valor RMS de la potencia generada). Efectivamente esta diferencia fue del orden de 0.13% lo cual verifica que utilizar el valor RMS de la potencia es una aproximación de excelente precisión. Luego se realizó la optimización utilizando el cálculo de potencia de esta forma para lograr un sistema colector con muy pocas secciones diferentes respecto a los anteriores. El tiempo de ejecución del mismo fue muy alto respecto a los demás (del orden de las 2 horas) lo que hubiera sido demasiado tiempo de ejecución usando la metodología anterior y no aprovechando el algoritmo genético. El mismo convergió a una solución donde los costos eran incluso menores que el sistema óptimo del capítulo anterior, pero es importante destacar que esta diferencia está dada debido a que la potencia fue calculada de forma diferente y no hace referencia a que la configuración hallada sea mejor que la obtenida en el capítulo anterior.

Capítulo 8

Curva de Capabilidad de la Central Generadora

8.1. Resumen

La presente sección tiene como objetivo desarrollar el estudio de las curvas P-Q del Parque Eólico (también conocidas comúnmente como curvas de capabilidad 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. 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 subtensión en el nodo (absorbiendo o inyectando reactiva).

Para el caso en que la red de Media Tensión pudiera considerarse ideal (sistema de barra única) es de esperarse que la forma de la curva de capabilidad en el nodo de conexión coincida 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 capabilidad en el nodo de conexión se ve afectada. Además, se deberá considerar el consumo de potencia reactiva en el transformador de potencia del PE, el cual eleva la tensión a 150 kV.

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

8.2. Hipótesis de cálculo

8.2.1. Curva P-Q de los aerogeneradores

Por hipótesis se supondrá que los aerogeneradores tienen a la salida del converter una curva de capabilidad como la que se muestra en la figura 8.1[17]. Esta curva es la correspondiente a un aerogenerador VESTAS V112-3,0 MW. La curva de capabilidad del aerogenerador se muestra en negro. La curva azul muestra curvas de tipo $\cos(\varphi)$ constante (0,868 en el caso en que inyecta reactiva y 0,933 en el caso en que consume reactiva). como se observa, la máquina es capaz de inyectar una reactiva constante de 0,572 p.u (+ 1,71 MVar) o de consumir 0,385 p.u (-1,15 MVar) para todo el rango de potencia activa. Esto indica que la máquina será capaz de controlar tensión en el nodo de conexión, aún cuando se encuentre trabajando con vientos bajos y por ende sin generación de potencia activa.

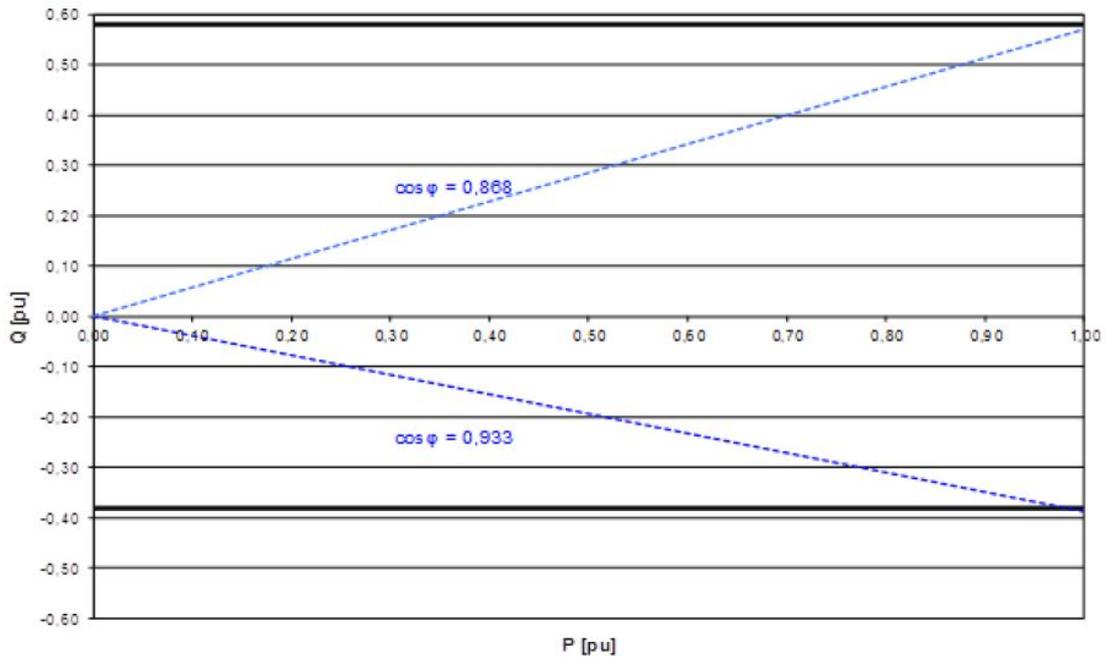


Figura 8.1: Curva de Capacidad de los aerogeneradores[17]

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 690 V a la salida del convertidor, a los 31,5 kV del sistema colector de energía. 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[17]. De este modo se verifica que:

$$\cos(\varphi) = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \Leftrightarrow \cos^2(\varphi)(P^2 + Q^2) = P^2 \Leftrightarrow Q = P \sqrt{\frac{1 - \cos^2(\varphi)}{\cos^2(\varphi)}}$$

Considerando una potencia activa nominal de 3,0 MW se tiene que la reactiva será entonces $Q=1,45$ MVar, constante, para cada uno de los aerogeneradores, tanto para el caso inductivo como para el caso capacitivo (figura 8.2).

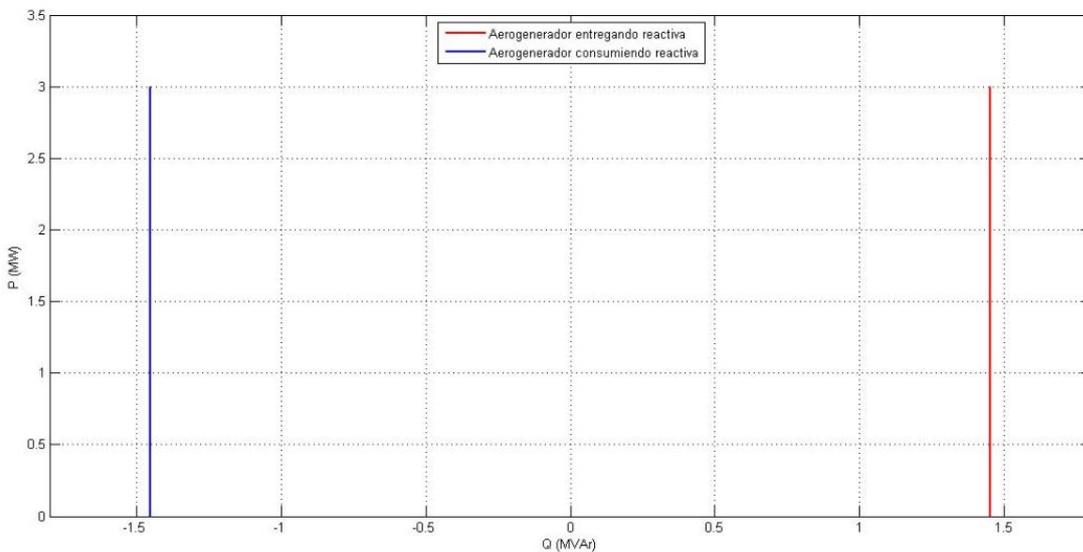


Figura 8.2: Curva de Capacidad de los aerogeneradores a la salida del transformador elevador

8.2.2. Modelo de la Red hasta 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 efectos:

1. Cómo la red de MT afecta a la potencia reactiva
2. La pérdida de potencia reactiva que provoca el transformador de potencia

La figura 8.3 muestra la situación descrita. Se detalla a continuación cómo se modela cada uno de los efectos mencionados.

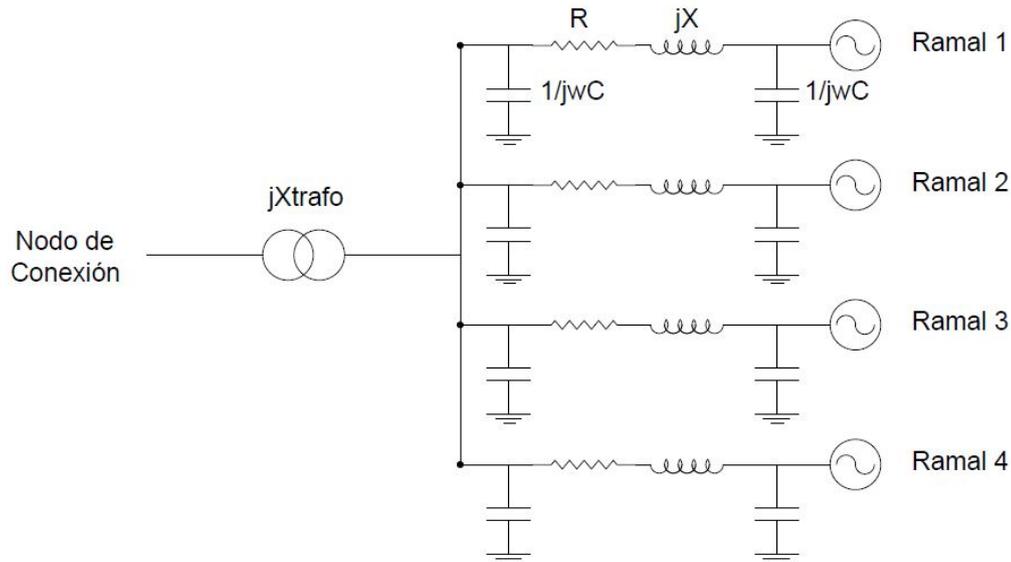


Figura 8.3: Diagrama unifilar simplificado hasta nodo de conexión

Red de Media Tensión

La red de Media Tensión se modelará mediante cuadripolos de potencia[15], considerando el modelo de línea larga. Se considerará el aporte de las capacitancias a tierra, las cuales tienden a inyectar reactiva aún cuando el Parque Eólico no se encuentra generando potencia activa. Las principales características de los conductores se presentaron en el capítulo 3 (tabla 3.1).

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 de cuadripolos para líneas largas agrega cierto grado de dificultad a los cálculos necesarios, pero permite la obtención de resultados de mayor precisión. La línea larga se modela como cuadripolo mediante las siguientes constantes[15]

$$\bar{A} = ch(\bar{\theta})$$

$$\bar{B} = \bar{Z} \frac{sh(\bar{\theta})}{\bar{\theta}}$$

$$\bar{C} = \bar{Y} \frac{sh(\bar{\theta})}{\bar{\theta}}$$

$$\bar{D} = ch(\bar{\theta})$$

donde:

- L : Longitud de la línea (km)
- r : Resistencia unitaria (Ω/km)
- l : Inductancia unitaria (H/km)
- c : Capacitancia unitaria (F/km)
- g : conductancia unitaria (Ω^{-1}/km), la cual se considerará despreciable
- w : Frecuencia de generación ($2\pi f = 2\pi 50 rad/seg$)
- $\bar{Z} = (r + jwl)L$: Impedancia total de la línea (en Ω)
- $\bar{Y} = (g + jwc)L$: Admitancia total de la línea (en Ω^{-1})
- $\bar{\theta} = \sqrt{\bar{Z}\bar{Y}}$: Constante total de la línea (adimensionada)

Método de Cálculo

Para el cálculo de las potencias activa y reactiva y la tensión de salida del cuadripolo se utilizan las siguientes ecuaciones escalares[15], las cuales surgen de la teoría de cuadripolos y utilizan como único dato las magnitudes de entrada al sistema:

$$U_2^2 = D^2 U_1^2 + \frac{B^2}{U_1^2} (P_1^2 + Q_1^2) - 2BD \{P_1 \cos(\beta - \delta) + Q_1 \sin(\beta - \delta)\}$$

$$P_2 = AD \{P_1 \cos(\alpha - \delta) + Q_1 \sin(\alpha - \delta)\} + BC \{P_1 \cos(\beta - \gamma) + Q_1 \sin(\beta - \gamma) - CDU_1^2 \cos(\delta - \gamma)\} - AB \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2} \cos(\beta - \alpha)$$

$$Q_2 = AD \{P_1 \sin(\delta - \alpha) + Q_1 \cos(\delta - \alpha)\} + BC \{P_1 \sin(\beta - \gamma) - Q_1 \cos(\beta - \gamma) - CDU_1^2 \sin(\delta - \gamma)\} - AB \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2} \sin(\beta - \alpha)$$

Donde las constantes A,B,C y D corresponden a los parámetros del cuadripolo, calculados según los visto en la sección anterior, verificándose que:

$$\bar{A} = Ae^{j\alpha}; \bar{B} = Be^{j\beta}; \bar{C} = Ce^{j\gamma}; \bar{D} = De^{j\delta};$$

El método de cálculo utilizado es entonces el mismo método iterativo que el presentado en el capítulo 6, 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 las ecuaciones aquí presentadas son genéricas y permiten considerar las capacitancias a tierra, lo que no estaba contemplado en las ecuaciones presentadas en la sección 6.2.1.

Transformador de Potencia

Como se vio en el capítulo 3, el transformador de potencia de la Central Generadora se considerará de tipo ONAN/ONAF. En este caso se trabajará con las características del transformador en condición ONAF, esto es:

- Tensión de CC: 0,125 %
- Potencia en condición ONAF: 100 MVA

La impedancia se considerará puramente inductiva, y se realizarán los cálculos del lado de MT del trafo, con lo cual el módulo de la impedancia estará dado por:

$$Z_{trafo} = Z_{cc} \frac{U^2}{S_{nominal}} = 0,125 * \frac{31,5^2}{100} = 1,24 \Omega$$

Conocidas las potencias activa y reactiva y tensión a la salida del cuadripolo correspondiente a la red de MT (mediante el procedimiento anteriormente descrito) se procederá a calcular las potencias y tensión de salida del transformador, utilizando las siguientes expresiones[15]:

$$U_2 = U_1^2 + \frac{Z^2}{U_2^2}(P_1^2 + Q_1^2) - 2Z(P_1 \cos(\varphi) + Q_1 \sin(\varphi))$$

$$P_2 = P_1 - Z \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2} \cos(\varphi)$$

$$Q_2 = Q_1 - Z \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2} \sin(\varphi)$$

Donde $\bar{Z} = Ze^{j\varphi}$

8.3. Análisis de Resultados

8.3.1. Resultados obtenidos

Esta sección tiene el objetivo de presentar la curva de capacidad obtenida al considerar el modelo de línea larga y las ecuaciones 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 dividió el intervalo de generación de potencia activa de los aerogeneradores [0-3 MW] en intervalos de 0,2 MW, con lo que se totalizaron 16 puntos de estudio. Para cada uno de estos puntos se introdujo la consigna de generación de reactiva de cada aerogenerador a la salida del transformador (+ 1,45 MVar en el caso capacitivo y -1,45 MVar en el caso inductivo) y se calcularon las potencias y tensión de salida. Se supuso por hipótesis que el lado de MT del Transformador de Potencia se encuentra a tensión nominal (31,5 kV). La tabla 8.1 muestra el resultado obtenido para el caso en el que el parque entrega reactiva a la red (comportamiento capacitivo). La tabla 8.2 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.

Corrida	Potencia activa inyectada (MW)	Potencia reactiva inyectada (MVar)	Potencia activa salida (MW)	Potencia reactiva salida (MVar)	Tensión Barra más comprometida (kV)
1	0,00	39,15	-0,09	38,99	31,75
2	5,40	39,15	5,30	38,95	31,78
3	10,80	39,15	10,69	38,83	31,80
4	16,20	39,15	16,08	38,63	31,83
5	21,60	39,15	21,47	38,36	31,85
6	27,00	39,15	26,86	38,00	31,88
7	32,40	39,15	32,24	37,57	31,90
8	37,80	39,15	37,61	37,06	31,93
9	43,20	39,15	42,99	36,47	31,95
10	48,60	39,15	48,36	35,80	31,97
11	54,00	39,15	53,72	35,05	32,00
12	59,40	39,15	59,09	34,22	32,02
13	64,80	39,15	64,45	33,32	32,05
14	70,20	39,15	69,81	32,34	32,07
15	75,60	39,15	75,16	31,28	32,10
16	81,00	39,15	80,51	30,14	32,12

Tabla 8.1: Resultado obtenido para la curva de capacidad con la central entregando reactiva

Corrida	Potencia activa inyectada (MW)	Potencia reactiva inyectada (MVar)	Potencia activa salida (MW)	Potencia reactiva salida (MVar)	Tensión Barra más comprometida (kV)
1	0,00	-39,15	-0,08	-38,87	31,25
2	5,40	-39,15	5,31	-38,91	31,27
3	10,80	-39,15	10,70	-39,03	31,30
4	16,20	-39,15	16,09	-39,23	31,32
5	21,60	-39,15	21,48	-39,52	31,34
6	27,00	-39,15	26,87	-39,88	31,45
7	32,40	-39,15	32,25	-40,32	31,37
8	37,80	-39,15	37,62	-40,84	31,38
9	43,20	-39,15	43,00	-41,44	31,40
10	48,60	-39,15	48,37	-42,13	31,41
11	54,00	-39,15	53,74	-42,89	31,42
12	59,40	-39,15	59,10	-43,73	31,44
13	64,80	-39,15	64,46	-44,65	31,45
14	70,20	-39,15	69,82	-45,65	31,46
15	75,60	-39,15	75,17	-46,73	31,47
16	81,00	-39,15	80,52	-47,88	31,48

Tabla 8.2: Resultado obtenido para la curva de capacidad con la central consumiendo reactiva

La figura 8.4 muestra gráficamente la curva de capacidad obtenida. Se muestra en azul el caso en que la Central generadora consume reactiva de la red ($Q \leq 0$) y en rojo 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 8.1). De este modo, puede concluirse que la Central Generadora será capaz de trabajar en cualquiera de los puntos interiores a la curva de la figura 8.4.

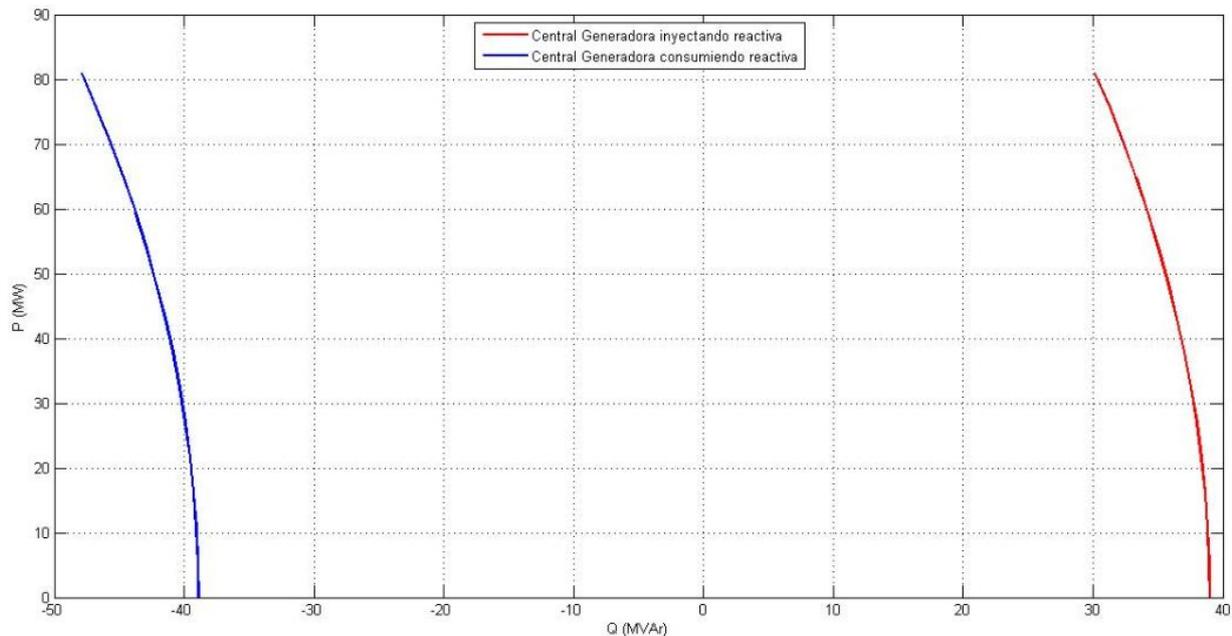


Figura 8.4: Curva de Capacidad obtenida para la Central Generadora

Del análisis de las tablas 8.1 y 8.2 y la figura 8.4 pueden concluirse los siguientes puntos de interés:

1. 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 de las líneas y el transformador, la cual es proporcional al cuadrado de la corriente que las atraviesa, y por lo tanto, proporcional a la potencia aparente al cuadrado. Este efecto puede observarse tanto para el caso capacitivo como para el caso inductivo, verificándose que la potencia reactiva consumida en las mencionadas inductancias es de aproximadamente 11 MVar.

2. Por otra parte, se observó la existencia de potencia reactiva introducida por las propias líneas de MT, las cuales inyectan aproximadamente 2 MVar, aún cuando el parque se encuentre sin generación. En el caso en que la red de MT pudiera considerarse ideal (sistema de barra única) es de esperarse que no se observen los efectos anteriormente descritos.
3. 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:

1. Caso con parque entregando reactiva: $U=158,52$ kV
2. Caso con parque consumiendo reactiva: $U=146,52$ 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. Esto no constituye ninguna restricción: mediante el accionamiento del conmutador bajo carga del transformador podría llevarse la tensión a tensión nominal en el lado de AT.

Por otra parte, es interesante notar que el modelado de la red de MT mediante cuadripolos permitió validar el resultado obtenido anteriormente en el capítulo 6. Las pérdidas de potencia activa con y sin considerar las capacitancias a tierra son prácticamente idénticas. Este resultado era de esperarse, puesto que la simplificación realizada tiene una influencia considerable sobre el comportamiento de la potencia reactiva pero no sobre la potencia activa (pues la parte real de la impedancia de los cables no se ve afectada por dicha simplificación).

8.3.2. Validación del resultado obtenido

A los efectos de validar el resultado obtenido se realizaron ciertas verificaciones elementales. La primera de ellas es un cálculo aproximado de la potencia reactiva que se espera sea inyectada por la red de MT. Por otra parte, la segunda verificación está orientada al cálculo aproximado de la reactiva consumida en las inductancias de los conductores y el transformador de potencia¹.

Reactiva inyectada por la capacitancia de las líneas:

Como se vió en el capítulo 3, la red de media tensión del parque eólico está compuesta por conductores de 95, 150, 240, 400 y 630 mm², los que totalizan aproximadamente 37 km de tendido de cable. Suponiendo que estos conductores tienen una capacitancia por unidad de longitud promedio de $0,22 \mu F/km$ se tiene que:

$$Q_{inyectada} = U^2 * w * C = U^2 * 2\pi * 50 * c * largo$$

Considerando que el sistema completo se encuentra a tensión nominal, se tiene que:

$$Q_{inyectada} = 31,500^2 * 2\pi * 50 * 0,22 * 10^{-6} * 37 = 2,5 * 10^6 VAr$$

$$Q_{inyectada} \simeq 2,5 MVar$$

¹El objetivo de la presente sección no es presentar un cálculo riguroso, simplemente se busca validar la magnitud de los resultados obtenidos durante la construcción de las curvas de capacidad, mediante la realización de cálculos sumamente simples.

Este resultado se condice de buena forma con el obtenido mediante el estudio de las curvas de capacidad, donde se observó que la reactiva inyectada por las líneas de MT era de aproximadamente 2 MVar.

Reactiva consumida en las inductancias de las líneas y el transformador:

A los efectos de verificar la reactiva que se consume en las inductancias de las líneas en la situación de máxima carga se procede a considerar (de forma muy aproximada) que el parque está compuesto por 4 ramales de idéntica longitud (9,5 km cada uno). Se considera además que todos los ramales se encuentran conduciendo la misma corriente.

A tensión nominal y potencia nominal, la corriente de cada ramal estará dada por:

$$I = \frac{S_{nominal}}{\sqrt{3} * U} = \frac{P}{\sqrt{3} * U * \cos\varphi} \simeq 412,34A$$

Donde se considera que los aerogeneradores se encuentran trabajando a $\cos\varphi=0,90$.

De este modo, la reactiva consumida en las inductancias viene dada por la siguiente expresión:

$$Q_{consumida-l\acute{ine}as} = 4 * 3 * I^2 * L = I^2 * l * largo = 4 * 3 * 342^2 * 0,11 * 9,5 \simeq 2,13MVar$$

Donde el factor de 4 viene dado por la cantidad de ramales, para los que se considera una inductancia de 0,11 Ω/km .

Por otra parte, la reactiva consumida por el transformador de potencia puede calcularse como sigue:

$$Q_{consumida-trafo} = 3XI^2 = 3 * 0,125 * \frac{31,5^2}{100} * 1649,36 \simeq 10,12MVar$$

De este modo, se tiene que la reactiva total consumida en la inductancia de los conductores y el transformador de potencia es:

$$Q_{consumida} \simeq 12,25MVar$$

Nuevamente, este resultado se condice de buena forma con el obtenido anteriormente. Se observa que este valor de reactiva es levemente superior al encontrado durante el desarrollo de las curvas de capacidad. Sin embargo esto era de esperarse, puesto que en esta verificación simplificada se supone que toda la corriente atraviesa el mismo conductor (cuyos parámetros son además aproximados), cuando en realidad esto no es así: la corriente se va acumulando progresivamente y no toda la corriente recorre la longitud total del sistema colector.

8.4. Verificación del cumplimiento de la normativa vigente

Como se vio en el capítulo 2, existen ciertas exigencias de capacidad de reactiva en el nodo de conexión que las centrales generadoras deben satisfacer[11]. El objetivo de la presente sección es verificar si la curva de capacidad obtenida para la central generadora verifica los mencionados requerimientos.

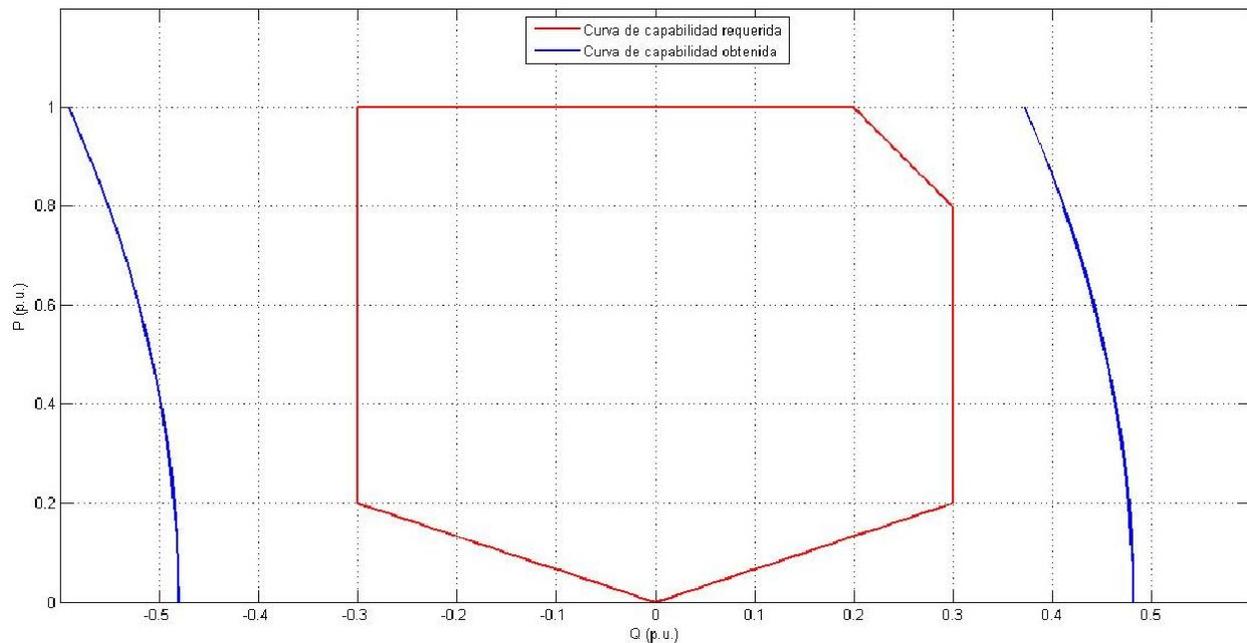


Figura 8.5: Comparación de la curva P-Q garantizada y la curva de capacidad solicitada según la legislación vigente

La figura 8.5 muestra la comparación entre la curva de capacidad obtenida para la central generadora (en azul) y la curva P-Q requerida a generadores eólicos según la legislación vigente (en rojo). Es claro que 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 instalada². 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 y 1,00 p.u.) 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.

8.5. 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 básico a la hora de determinar la factibilidad de conexión de un parque eólico, donde se deberá verificar que la curva de capacidad cumple lo requerido por la legislación vigente. Existen otros tipos de estudios complementarios que escapan al alcance del presente trabajo, pero que son de igual importancia³. 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 modelo considerado; en estos casos si podría llegar a ser necesario proceder a la instalación de un banco de condensadores o reactores.

²Según la normativa vigente esto no sería estrictamente necesario. Cuando la potencia activa inyectada por la Central Generadora sea menor al 10% de la potencia instalada, el parque no deberá verificar ninguna consigna de generación de reactiva

³Las centrales generadoras deben cumplir con ciertas consignas de generación de armónicos y flicker, así como huecos de tensión. Estos estudios se realizan generalmente en la fase de estudio de viabilidad, y se complementan luego con una medición de la calidad de la energía, una vez que central generadora se encuentra instalada

Por otra parte, el modelado de la red mediante cuadripolos permitió entender como 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 despreciara 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.

Finalmente, el estudio de las curvas de capacidad y el análisis de los diferentes fenómenos encontrados permitió comprender la forma de la curva de capacidad exigida según la normativa vigente.

Capítulo 9

Conclusiones

El desarrollo de esta tesis posibilitó aplicar múltiples conocimientos adquiridos durante el grado en lo que refiere a los sistemas eléctricos de potencia. Además, se tuvo la oportunidad de explorar áreas complementarias directamente relacionados con la formación en ingeniería como ser métodos cálculo, optimización mediante algoritmos genéticos, modelado de los fenómenos físicos y a su vez también desarrollar nuevos conocimientos en áreas multidisciplinarias como lo es el análisis de viabilidad financiera, el cual resulta fundamental a la hora de evaluar cualquier proyecto de inversión.

La realización de estudios de conectividad es de suma importancia a la hora de evaluar la viabilidad de un proyecto. Es posible que un proyecto que se encuentra enmarcado en lo que parecieran ser condiciones óptimas de diseño (disponibilidad del recurso eólico, acceso a fuentes de financiamiento, condiciones sociales y ambientales favorables), deba ser descartado a causa de la necesidad de planes de expansión en la red, los cuales solamente podrán ser determinados a través de un estudio de conectividad adecuado. Considerando la conexión del parque eólico Castillos Norte en la estación de transmisión de Rocha, el estudio realizado arrojó la necesidad de duplicar la línea existente entre Rocha y San Carlos (sección 2.4.2). Se verificó que una vez construida la línea, es posible que las corrientes y tensiones se mantengan dentro de los límites adecuados sin necesidad de realizar otras obras adicionales, verificando además que la compensación de reactiva necesaria puede ser realizada por los aerogeneradores, sin tener que recurrir al uso de compensación fija.

La obra de expansión necesaria es de porte medio (LAT aproximadamente 80 km de longitud), por lo que no descarta la realización del proyecto pero agrega un desafío al aumentar la inversión inicial necesaria en aproximadamente 18 MUSD, lo que conlleva a una disminución de la rentabilidad del proyecto. De todas formas, el análisis financiero determinó que el proyecto resulta viable, habiendo obtenido desde el punto de vista del inversor, con una tasa de descuento del 5%, los siguientes resultados:

$$\text{TIR} = 6,46\%$$

$$\text{VAN} = \text{USD } 11.325.860,36$$

El estudio de sensibilidad financiera del proyecto determinó que los parámetros que más influyen para el cálculo del VAN son el factor de planta y el precio de la energía. Por otra parte, la tasa de descuento considerada y la inversión inicial resultaron ser factores con un impacto moderado.

Durante el desarrollo del presente trabajo se pudo comprobar que las pérdidas eléctricas en la red de MT por efecto Joule, producidas por una onda de potencia cualquiera (tomada a partir de la generación histórica de un parque eólico), coinciden con las pérdidas que produce una onda de valor constante igual a la potencia RMS de esta onda. Este es uno de los resultados más destacados durante el desarrollo de la tesis, debido a que permite reducir considerablemente los tiempos de cálculos de los programas, a priori sin perder precisión en los resultados.

El desarrollo de los algoritmos de optimización de conductores permitió trabajar en la implementación de diversas funciones, desde un programa de cálculo de flujo de cargas, pasando por un programa de cálculo financiero hasta llegar al programa principal de la optimización, el cual fue desarrollado para dos hipótesis en principio distintas: el cálculo de pérdidas mediante el valor RMS y cálculo mediante generación en postes discretos.

La optimización de conductores fue realizada mediante dos métodos distintos. Por un lado se procedió al cálculo del costo de cada una de las configuraciones posibles de conductores de la red de MT (Capítulo 6), método que presenta la ventaja de ser sumamente sencillo y permite hallar la configuración de mínimo costo absoluto. Por otra parte, se realizó luego una optimización mediante algoritmos genéticos, lo que permitió la obtención de un resultado en tiempos 4 veces menores y con una diferencia del orden del 0,05%.

Finalmente el capítulo de curvas de capacidad permitió comprender cómo los diferentes parámetros propios de la instalación afectan la disponibilidad de potencia reactiva en el nodo de conexión. La inductancia propia de las líneas y el transformador tienden a consumir gran parte de la reactiva generada, produciendo un corrimiento de las curvas a mayor potencia generada. Por otra parte, las capacitancias de la línea tienen a inyectar un valor de reactiva considerable constante e independiente del nivel de generación, lo cual se aprecia en mayor medida en las situaciones de baja generación. La curva de capacidad obtenida fue comparada con los requerimientos de la normativa vigente, verificándose que la central generadora es capaz de cumplir con estos requerimientos satisfactoriamente.

Dado el alcance de la presente tesis, fue necesario realizar ciertas hipótesis simplificadoras a saber:

- Capítulo 2: Los valores de capacidad de líneas y transformadores se consideran según catálogo, para temperaturas que son superiores a la temperatura ambiente promedio del Uruguay.
- Capítulo 5: Se consideró a criterio de los autores una tasa de descuento del 5%, sin profundizar en métodos de cálculo de este parámetro. Por otra parte los costos de inversión y mantenimiento fueron estimados, sin proceder a solicitar cotizaciones.
- Capítulo 6 y 7: Se tomaron como base de la generación valores históricos de potencia activa medidos durante un año en un parque específico, los cuales no necesariamente cumplen la realidad del parque Castillos, la cual podría ser estimada por ejemplo, mediante campañas de medición de viento.

Con todas las consideraciones anteriormente mencionadas se concluye que el objetivo trazado al inicio de este proyecto fue cumplido de manera satisfactoria, habiendo obtenido resultados de interés dentro de los plazos estipulados.

Bibliografía

- [1] *Paper*
Autores: Dr. Ing. Mario Vignolo, Ing. Diego Oroño, Ing. Carlos Zilli
Título: Adecuación del modelo regulatorio del mercado eléctrico uruguayo.
Publicación: V Encuentro Latinoamericano de Economía de la Energía, 2015
Año: 2015
- [2] *Presentación*
Autores: Msc. Ing. Ruben Chaer
Título: ELECTRICITY RENEWABLES AND INTERMITTENCY DEVELOPMENT IN LAC.
Publicación: V Encuentro Latinoamericano de Economía de la Energía, 2015
Año: 2015
- [3] *Tesis Doctoral*
Autores: José Luis Bernal Agustín
Título: Aplicación de algoritmos genéticos al diseño óptimo de sistemas de distribución de energía eléctrica.
Institución: Universidad de Zaragoza
Año: 1998
- [4] *Paper*
Autores: Msc. Ing. Ruben Chaer
Título: Optimización genética aplicada a la planificación de inversiones de generación eléctrica
Publicación: Encuentro de especialistas en Energía, Potencia, Instrumentación y Medidas, IEEE
Año: 2010
- [5] Título: Global Wind Energy Council
Url: <http://www.gwec.net/>
Año: 2015
- [6] Título: Proyecto Energía Eólica - MIEM / DNE
Url: <http://www.energiaeolica.gub.uy/>
Año: 2015
- [7] Autores: Lazard
Título: Lazard's levelized cost of energy analysis - Version 8.0
Año: 2014
- [8] Título: Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas
Url: <http://portal.ute.com.uy/>
Año: 2015
- [9] Autores: Reglamento de Calidad del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica
Url: http://www.ute.com.uy/pags/generacion_privada/documentos/RCSDEE%20-2010.pdf
Año: 2015
- [10] Título: Datos para realizar simulaciones de carga
Url: <http://portal.ute.com.uy/institucional/ute-i/datossimulacioncarga>
Año: 2015
- [11] Título: CONVENIO DE USO DE LA RED DE UTE EN ALTA TRASMISIÓN
Url: http://www.ute.com.uy/Compras/asp_compras/ContratacionE/Vol%20III%20ANEXO%20IV%20Convenio%20uso%20red%20alta%20Trasmisi%C3%B3n.%20Dataroom.doc
Año: 2015

- [12] Titulo: Criterios para los estudios de conectividad en la red de Transmisión
Autor: UTE
Año: 2015
- [13] Titulo: Uruguay dispondrá de 1.600 megavatios de energía eólica en 2017
Autor: Presidencia
Url: <https://www.presidencia.gub.uy/comunicacion/comunicacionnoticias/ute-conexion-parque-eolico-melowing>
Fecha: 28/08/2015
- [14] Titulo: Material teórico curso “Redes Eléctricas”, Facultad de Ingeniería, UdelaR, capítulo 3
Url: <https://eva.fing.edu.uy/mod/folder/view.php?id=32403>
Fecha: 08/01/2015
- [15] Titulo: REDES DE POTENCIA
Autor: Prof. Ing. Isi Haim
Url: https://eva.fing.edu.uy/pluginfile.php/67350/mod_folder/content/0/formulas.rar?forcedownload=1
Fecha: 08/01/2015
- [16] Titulo: Generación bruta de Energía Eléctrica por planta
Autor: Ministerio de Industrias Energía y Minería
Url: [http://www.miem.gub.uy/documents/49872/0/Generación bruta de energía eléctrica por planta?version=1.49&t=1449858130000](http://www.miem.gub.uy/documents/49872/0/Generación+bruta+de+energía+eléctrica+por+planta?version=1.49&t=1449858130000)
Fecha: 17/01/2015
- [17] Titulo: General Specification V112-3.0 MW 50/60 Hz
Autor: VESTAS Technology R&D
Fecha: 17/04/2012
- [18] Titulo: Beneficios Fiscales aplicables al sector en el marco de la Ley de Inversiones
Autor: CPA Ferrere - Gonzalo Secco y Fernando Chaves
Fecha: Junio 2013
- [19] Titulo: Curso Proyecto - Instituto de Ingeniería, Mecánica y Producción Industrial
Autor: Ec. Michele Snoeck
Año: 2014
- [20] Titulo: Mallas de Tierra en Alta Tensión
Autores: Dr. Ing. Mario Vignolo, Ing. Fernando Berruti
Año: 2011
- [21] Titulo: Métodos de Otimização Aplicados a Sistemas Elétricos de Potência
Autores: Nelson Kagan, Hernán Prieto Schmidt, Carlos César Barioni de Oliveira, Henrique Kagan
Año: 2009
- [22] Titulo: Genetic Algorithms in search, optimization and machines learning
Autores: David E. Golberg
Año: 1989
- [23] Titulo: Norma IEC 60502-2 - Power cables with extruded insulation and their accessories
Autores: International Standard IEC
Año: 2004
- [24] Titulo: NORMA DE DISTRIBUCIÓN NO-DIS-MA-1502 - CABLES SUBTERRÁNEOS UNIPOLARES CON AISLAMIENTO SECO - REDES DE ALTA TENSION HASTA 36kV
Autores: UTE
Año: 2014
- [25] Titulo: Norma IEC 60794-3 - Optical Fiber cables: Outdoor cables
Autores: International Standard IEC
Año: 2015
- [26] Titulo: Norma IEEE 80 - Guide for safety in AC substation grounding
Autores: International Standard IEEE
Año: 1986

- [27] Título: Norma IEC 61089 - Round wire concentric lay overhead electrical stranded conductors
Autores: International Standard IEC
Año: 1991
- [28] Título: Norma IEC 60888 - Zinc-coated steel wires for stranded conductors
Autores: International Standard IEC
Año: 1987
- [29] Título: Norma IEC 60889 - Hard-drawn aluminium wire for overhead line conductors
Autores: International Standard IEC
Año: 1987
- [30] Título: Norma IEC 60120 - Dimensions of ball and socket couplings of string insulator units
Autores: International Standard IEC
Año: 1984
- [31] Título: Norma IEC 61284 - Overhead lines - Requirements and tests for
ttings
Autores: International Standard IEC
Año: 1997
- [32] Título: Norma IEC 62271 - High-Voltage Switchgear and controlgear
Autores: International Standard IEC
Año: 2003
- [33] Título: Norma IEC 60044 - Instrument transformers
Autores: International Standard IEC
Año: 2003
- [34] Título: Reglamento de Baja Tensión - Capítulo XXIII
Autores: UTE
Año: 2001

Apéndice A

Generación Disponible 2021

Bus Number	Bus Name	Pmax (MW)
90480	CME500_B 500.00	500
92000	SGU150_B 150.00	50.5
92051	UPM150_B 150.00	40
92051	UPM150_B 150.00	41.3
92064	PLM2150_ 150.00	50
92080	SJA150_B 150.00	10
92171	KIY150_B 150.00	48.6
92370	PLA150_B 150.00	42
92401	CRI150_B 150.00	72.5
92412	TACB150_ 150.00	20
92412	TACB150_ 150.00	20
92485	SIR150_B 150.00	50
92490	ARB150_B 150.00	50
92560	CPA150_B 150.00	50
92590	TRI150_B 150.00	0.6
92593	ICO150_B 150.00	49.2
92594	CCO150_B 150.00	50
92594	CCO150_B 150.00	50
92611	RME150_B 150.00	65.1
92701	NCA150_B 150.00	50
92702	FVE150_B 150.00	50
92702	FVE150_B 150.00	50
92703	CAM150_B 150.00	50
92760	ROC150_B 150.00	81
92775	GAZ150_B 150.00	50
92780	CAR150_B 150.00	50
92780	CAR150_B 150.00	40
92800	CPB_150_ 150.00	100
92810	CSA150_B 150.00	50
92910	PIB_150_ 150.00	50
92921	PPE150_B 150.00	80
94330	JIK_60_B 63.000	50
94330	JIK_60_B 63.000	7.5
94330	JIK_60_B 63.000	7.5
94430	TYT_60_L 63.000	9.9
94610	ROS_60_L 63.000	9
94760	ROC_60_L 63.000	0.3
94760	ROC_60_L 63.000	9.9
94830	NMA_60_G 63.000	11.8
95020	YOU_30_L 31.500	29.5
95030	PAY_30_L 31.500	40
95030	PAY_30_L 31.500	4.8
95040	SAL_30_L 31.500	66
95050	FBE_30_L 31.500	5
95060	ARA_30_L 31.500	10
95062	CFL_30_L 31.500	71
95070	TGO_30_L 31.500	5
95070	TGO_30_L 31.500	5
95090	ART_30_L 31.500	5
95091	JVI_30_L 31.500	67.2
95120	MVL_30_L 31.500	3.2
95150	ARL_30_L 31.500	70
95400	RIV_30_L 31.500	11.5
95400	RIV_30_L 31.500	5
95400	RIV_30_L 31.500	7
95410	TAC_30_L 31.500	10
95410	TAC_30_L 31.500	5
95410	TAC_30_L 31.500	5

95420	VAL_30_L 31.500	3.6
95421	VAL_30_G 31.500	70
95430	TYT_30_L 31.500	12.5
95501	PAL_30_L 31.500	5
95540	BON_30_L 31.500	5
95610	ROS_30_L 31.500	9
95620	LIB_30_L 31.500	0.9
95620	LIB_30_L 31.500	17.2
95620	LIB_30_L 31.500	7.8
95640	MER_30_L 31.500	9.5
95702	SCA_30_L 31.500	20
95710	BIF_30_L 31.500	1.8
95730	MAL_30_L 31.500	1
95910	PIB_30_L 31.500	20
95910	PIB_30_L 31.500	18
95960	PPU_30B 31.500	50
95970	PAM_30_L 31.500	140
98011	SGU_137G 13.800	135
98012	SGU_138G 13.800	135
98013	SGU_139G 13.800	135
98014	SGU_130G 13.800	135
98015	SGU_131G 13.800	135
98016	SGU_132G 13.800	135
98017	SGU_134G 13.800	135
98121	MVL_11AG 11.500	110
98122	MVL_11BG 11.500	110
98171	PTI_111G 11.500	50
98172	PTI_112G 11.500	50
98173	PTI_113G 11.500	50
98174	PTI_114G 11.500	50
98175	PTI_115G 11.500	50
98176	PTI_116G 11.500	50
98177	PTI11TG1 11.500	173
98178	PTI11TG2 11.500	173
98179	PTI_6TV 6.0000	185
98262	CBO_103G 10.500	50
98263	CBO_104G 10.500	50
98264	CBO_115G 11.000	80
98265	CBO_156G 15.000	125
98266	MYA_111G 11.500	10.5
98268	MYA_112G 11.500	10.5
98511	PAL_151G 15.000	111
98512	PAL_152G 15.000	111
98513	PAL_153G 15.000	111
98541	TER_131G 13.800	38
98542	TER_132G 13.800	38
98543	TER_133G 13.800	38
98544	TER_134G 13.800	38
98551	BAY_71G 7.0000	36
98552	BAY_72G 7.0000	36
98553	BAY_73G 7.0000	36
98730	MAL_11_G 11.000	24

Tabla A.1: Generación Disponible 2021

Central Generadora	Pot (MW)	Departamento
Parque Eólico Kiyu	48.6	San Jose
Gen Eólica Minas S.A	42	Lavalleja
Ladaner EO	50	Cerro Largo
Estrellada EO	50	San Jose
Palmatir EO	50	San Jose
Lanas Trinidad EO	0.6	San Jose
Vientos Pastoreale EO	49.2	San Jose
Astidley EO	50	San Jose
Cadonal EO	50	San Jose
Artilleros EO	65.1	San Jose
Molino de Rosas EO	50	San Jose
R del Sur 1	50	San Jose
R del Sur 2	50	San Jose
Noukar	50	San Jose
Fingano	50	San Jose
Vengano	50	San Jose
Peralta I y II	100	San Jose
Polesine	50	San Jose
Luz de Rio	50	San Jose
Agroland	0.25	San Jose
Nuevo Manantial	11.8	San Jose
Palomas	71	San Jose
Juan Pablo Terra	67.2	San Jose
Arias	70	San Jose
Valentines	70	San Jose
Blengio	0.9	San Jose
Kentilux	17.2	San Jose
Caracoles	20	San Jose
Engraw	1.8	San Jose
Luz de Loma	20	San Jose
Luz de Mar	18	San Jose
Andresito	50	San Jose
Pampa	140	San Jose

Tabla A.2: Parques Eólicos

Central Generadora	Pot (MW)	Departamento
UPM Bio	40	Rio Negro
UPM Bio	41.3	Rio Negro
Bioenergy I Bio EO	20	Tacuarembó
Bioenergy II Bio	20	Tacuarembó
Montes del Plata	80	Colonia
Lumiganor	9.9	Treinta y Tres
Liderdat	4.85	Paysandú
Alur	5	Artigas
Bioener	11.5	Rivera
Ponlar	7	Rivera
Fenirol EO	10	Tacuarembó
Weyerhouser	5	Tacuarembó
Galofer	12.5	Treinta y Tres
Aborgama	1	Maldonado

Tabla A.3: Biomasa

Estación	Pot (MW)
Salto Grande	50.5
San Javier	10
Young	29.8
Paysandú	40
Salto	66
Fray Bentos	5
Arapey	10
Tomas Gomensoro	5
Artigas	5
Rivera	5
Tacuarembó	5
Palmar	5
Terra	5
Mercedes	9.5

Tabla A.4: Fotovoltáicos

Apéndice B

Diseño de la malla de tierra de subestación PECAST

Diseño del Sistema de Puesta a Tierra de la Subestación Elevadora

NOTA: Se muestran en amarillo todas las celdas de entrada de datos

1) Selección del conductor de la malla

I (kA)	10
Amm2	35,4813298
Tm (°C)	1083
Ta (°C)	40
Tr (°C)	20
αr	0,00393
ρr	1,72
K0	234
tc(s)	1
TCAP	3,42

$$I = A_{mm^2} \sqrt{\left(\frac{TCAP \times 10^{-4}}{t_c \alpha_r \rho_r}\right) \ln\left(\frac{K_o + T_m}{K_o + T_a}\right)}$$

Con los valores anteriores se obtiene:

$$S = 35,4813298$$

Por lo tanto se elije un conductor de sección 70 mm2

S (mm2)	70
---------	----

2) Cálculo de la tensión de toque y paso admisibles

ρa ($\Omega \cdot m$)	75
ρs ($\Omega \cdot m$)	3000
hs(m)	0,15
Cs(hs, ρs)	0,775
ts	1

Resistividad Aparente del terreno

Resistividad de la Piedra partida

Espesor de la capa superficial de Piedra partida

Tiempo de actuación de las protecciones

$$E_{TOQUE} = \frac{0,116}{\sqrt{t_s}} (1000 + 1,5C_s (h_s, \rho_s) \rho_s)$$

$$E_{PASO} = \frac{0,116}{\sqrt{t_s}} (1000 + 6,0C_s (h_s, \rho_s) \rho_s)$$

Tensión de Toque

Tensión de Paso

Etoque	520,55
Epaso	1734,2

3) Diseño de la malla de tierra

Largo de la malla
Ancho de la malla
Área total de la malla
Profundidad de enterrado de la malla
Resistividad aparente del terreno
Longitud total de conductor enterrado

L(m)	75
A(m)	45
A(m2)	3375
h(m)	0,5
ρa ($\Omega \cdot m$)	75
L(m)	2070

$$R_G = \rho \left[\frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right] \quad \text{Fórmula de Sverak}$$

Con los parámetros anteriores la resistencia de la malla es:

RG	0,602882858
----	-------------

4) Cálculo de la corriente de cortocircuito

Factor de Asimetría de la Falta
 Factor de Crecimiento Cf
 Split Factor

Df	1
Cf	1
Sf	1

Corriente de Diseño

$$I_G = D_F S_F C_F I_F$$

IG (kA)	10
---------	----

5) Cálculo del GPR

$$GPR = R_G I_G$$

GPR (kV)	6,028828582
----------	-------------

Verifico si el GPR es menor que la tensión de toque y paso admisible: Si se cumple esta condición entonces el diseño de la malla está finalizado, de lo contrario debo calcular la tensiones de paso y contacto en la malla

GPR (V) 6028,828582
 Et (V) 520,55 **➔ El GPR no es menor que la tensión de toque**

5) Cálculo de la tensión de Mesh (Em)

5.1 Cálculo del Factor Km

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

Máxima separación entre los conductores de la malla
 Profundidad de entierro de los conductores de la malla
 Diámetro de los conductores de la malla

D (m)	5
h (m)	0,5
d (m)	0,004720349

Tipo de Malla: **Con jabalinas en el perímetro y en el interior de la malla**

Largo de las jabalinas
 Cantidad de Jabalinas

lr(m)	3
njab	78

na 17,25
 nb 1,016265496
 nc 1
 nd 1
 n 17,53057981

Kh 1,224744871
 Kii 1

K_{ii} : su valor es

- 1 en caso que la malla tenga jabalinas a lo largo del perímetro, en las esquinas y en el interior de la misma.
- $\frac{1}{(2n)^{\frac{2}{\pi}}}$ en caso de mallas con pocas jabalinas en el perímetro o sin jabalinas en las esquinas.

Cálculo del Factor Km

Km	0,499148388
----	-------------

5.2 Cálculo del Factor Ki

$$K_i = 0,644 + 0,148n$$

Ki	3,238525812
----	-------------

5.3 Cálculo del factor Lm

Lm	2442,491883
----	-------------

Cálculo de la tensión de Mesh

Em	496,3695933
----	-------------

6) Cálculo de la tensión de Paso (Es)

6.1 Cálculo del Factor Ks

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

Ks	0,206840036
----	-------------

6.2 Cálculo del Factor Ls

$$L_S = 0,75L_C + 0,85L_R$$

Ls	1751,4
----	--------

6.3 Cálculo del Factor Ki

Ki	3,238525812
----	-------------

Cálculo de la tensión de paso

Es	286,8520028
----	-------------

Verificación final del diseño de la malla de tierra:

La malla de tierra resulta satisfactoria si se verifica simultáneamente que:

$$\begin{aligned} E_m &< E_{toque} \\ E_s &< E_{paso} \end{aligned}$$

Malla Satisfactoria:

El diseño de la malla es satisfactorio
--

Apéndice C

Diseño de la malla de tierra de subestación Castillos Norte

Diseño del Sistema de Puesta a Tierra de la Subestación Elevadora

NOTA: Se muestran en amarillo todas las celdas de entrada de datos

1) Selección del conductor de la malla

I (kA)	20
Amm2	70,9626596
Tm (°C)	1083
Ta (°C)	40
Tr (°C)	20
αr	0,00393
ρr	1,72
K0	234
tc(s)	1
TCAP	3,42

$$I = A_{mm^2} \sqrt{\left(\frac{TCAP \times 10^{-4}}{t_c \alpha_r \rho_r} \right) \ln \left(\frac{K_o + T_m}{K_o + T_a} \right)}$$

Con los valores anteriores se obtiene:

$$S = 70,9626596$$

Por lo tanto se elije un conductor de sección 70 mm2

S (mm2)	95
---------	----

2) Cálculo de la tensión de toque y paso admisibles

ρa ($\Omega \cdot m$)	75
ρs ($\Omega \cdot m$)	3000
hs(m)	0,15
Cs(hs, ρs)	0,775
ts	1

Resistividad Aparente del terreno

Resistividad de la Piedra partida

Espesor de la capa superficial de Piedra partida

Tiempo de actuación de las protecciones

$$E_{TOQUE} = \frac{0,116}{\sqrt{t_s}} (1000 + 1,5 C_s (h_s, \rho_s) \rho_s)$$

$$E_{PASO} = \frac{0,116}{\sqrt{t_s}} (1000 + 6,0 C_s (h_s, \rho_s) \rho_s)$$

Tensión de Toque

Tensión de Paso

Etoque	520,55
Epaso	1734,2

3) Diseño de la malla de tierra

Largo de la malla
Ancho de la malla
Área total de la malla
Profundidad de entierro de la malla
Resistividad aparente del terreno
Longitud total de conductor enterrado

L(m)	120
A(m)	70
A(m2)	8400
h(m)	0,5
ρa ($\Omega \cdot m$)	75
L(m)	5810

$$R_G = \rho \left[\frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right] \quad \text{Fórmula de Sverak}$$

Con los parámetros anteriores la resistencia de la malla es:

RG	0,374513343
----	-------------

4) Cálculo de la corriente de cortocircuito

Factor de Asimetría de la Falta
 Factor de Crecimiento Cf
 Split Factor

Df	1
Cf	1
Sf	1

Corriente de Diseño

$$I_G = D_F S_F C_F I_F$$

IG (kA)	20
---------	----

5) Cálculo del GPR

$$GPR = R_G I_G$$

GPR (kV)	7,49026686
----------	------------

Verifico si el GPR es menor que la tensión de toque y paso admisible: Si se cumple esta condición entonces el diseño de la malla está finalizado, de lo contrario debo calcular la tensiones de paso y contacto en la malla

GPR (V) 7490,26686
 Et (V) 520,55 **➡ El GPR no es menor que la tensión de toque**

5) Cálculo de la tensión de Mesh (Em)

5.1 Cálculo del Factor Km

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

Máxima separación entre los conductores de la malla
 Profundidad de entierro de los conductores de la malla
 Diámetro de los conductores de la malla

D (m)	5
h (m)	0,5
d (m)	0,00549904

Tipo de Malla: **Con jabalinas en el perímetro y en el interior de la malla**

Largo de las jabalinas
 Cantidad de Jabalinas

lr(m)	3
njab	50

na 30,57894737
 nb 1,018103619
 nc 1
 nd 1
 n 31,13253697

Kh 1,224744871
 Kii 1

K_{ii} : su valor es

- 1 en caso que la malla tenga jabalinas a lo largo del perímetro, en las esquinas y en el interior de la misma.
- $\frac{1}{(2n)^{\frac{2}{\pi}}}$ en caso de mallas con pocas jabalinas en el perímetro o sin jabalinas en las esquinas.

Cálculo del Factor Km

Km	0,398645352
----	-------------

5.2 Cálculo del Factor Ki

$$K_i = 0,644 + 0,148n$$

Ki	5,251615472
----	-------------

5.3 Cálculo del factor Lm

Lm	6046,451788
----	-------------

Cálculo de la tensión de Mesh

Em	519,3621414
----	-------------

6) Cálculo de la tensión de Paso (Es)

6.1 Cálculo del Factor Ks

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

Ks	0,206831487
----	-------------

6.2 Cálculo del Factor Ls

$$L_S = 0,75L_C + 0,85L_R$$

Ls	4485
----	------

6.3 Cálculo del Factor Ki

Ki	5,251615472
----	-------------

Cálculo de la tensión de paso

Es	363,2774036
----	-------------

Verificación final del diseño de la malla de tierra:

La malla de tierra resulta satisfactoria si se verifica simultáneamente que:

$$Em < E_{toque}$$

$$Es < E_{paso}$$

Malla Satisfactoria:

El diseño de la malla es satisfactorio
--

Apéndice D

Traza de la línea de AT

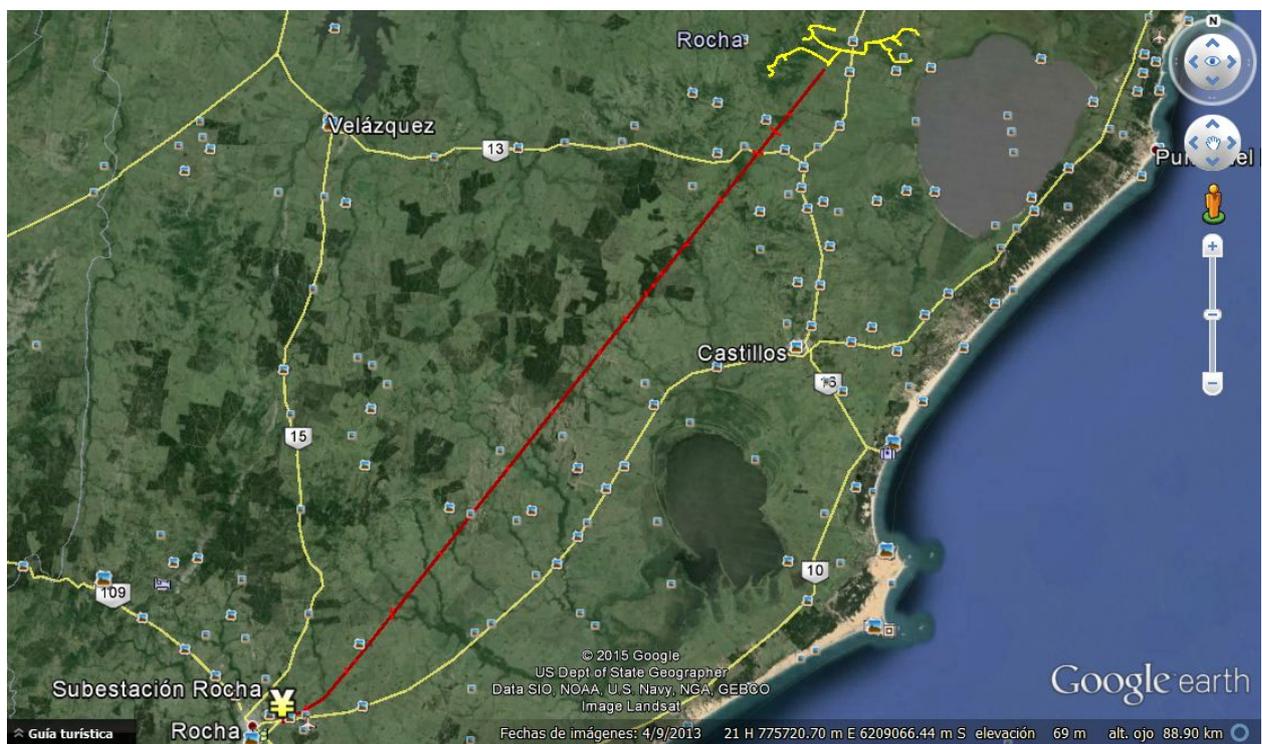


Figura D.1: Traza de la línea de 150 kV hasta la SE ROC_150

Apéndice E

Costos referenciales de las Obras

Resumen de Costos referenciales

Fecha: 24/09/2015
Revisión: 0

Item	Total**	Unidades	Precio Unitario (USD)	Precio Total (USD)
Parque Eólico				124.919.085,29
Ingeniería Parque Eólico				150.000,00
Caminería Interna				3.170.949,43
Unidades Generadoras				108.000.000,00
Fundaciones de Aerogeneradores				7.586.454,86
Plataformas de Montaje de aerogeneradores				1.065.150,00
Zanjas de Media tensión				658.750,00
Suministros				4.287.781,00
Subestación PECAST				5.172.280,00
Ingeniería Subestación Elevadora				225.000,00
Movimiento de tierras Estación Elevadora				213.452,50
Edificio de Control de Subestación Elevadora				1.092.500,00
Trabajos Civiles en la Bahía				53.500,00
Equipamiento de Media y Alta Tensión				2.595.750,00
Trabajos Electromecánicos				333.397,50
Distribución de corriente alterna / corriente continua				244.000,00
Sistema de Puesta a tierra				49.680,00
Otros Suministros				365.000,00
Subestación CAN				3.463.119,00
Ingeniería PCyM				225.000,00
Movimiento de tierras Estación Elevadora				461.119,00
Edificio de Control de Subestación Elevadora				1.080.000,00
Trabajos Civiles en la Bahía				383.500,00
Equipamiento de Media y Alta Tensión				664.800,00
Trabajos Electromecánicos				24.300,00
Distribución de corriente alterna / corriente continua				274.000,00
Sistema de Puesta a tierra				115.400,00
Otros Suministros				460.000,00
LAT CAN-ROC				15.526.587,00
Ingeniería				147.000,00
Fundaciones				2.869.587,00
Suministros				9.140.000,00
Trabajos Electromecánicos				3.370.000,00
LAT ROC-SCA				15.729.031,59
Ingeniería				151.200,00
Fundaciones				2.959.488,73
Suministros				9.216.342,86
Trabajos Electromecánicos				3.402.000,00
Ampliación SE ROC				1.410.850,00
Ingeniería Ampliación SE ROC				491.200,00
Movimiento de tierras Estación Elevadora				285.200,00
Trabajos Civiles en la Bahía				206.000,00
Equipamiento de Media y Alta Tensión				478.700,00
Trabajos Electromecánicos				17.100,00
Distribución de corriente alterna / corriente continua				40.000,00
Sistema de Puesta a tierra				18.850,00
Otros Suministros				365.000,00
Ampliación SE SCA				951.950,00
Ingeniería Ampliación SE SCA				423.100,00
Movimiento de tierras Estación Elevadora				250.100,00
Trabajos Civiles en la Bahía				173.000,00

Equipamiento de Media y Alta Tensión				246.900,00
Trabajos Electromecánicos				17.100,00
Distribución de corriente alterna / corriente continua				40.000,00
Sistema de Puesta a tierra				9.850,00
Otros Suministros				215.000,00

Resumen Costo Referencial de las Obras

Precio Total (USD)*
167.172.902,88

Inversión en Equipamiento	%
111.986.150,00	0,66988219

* Todos los precios utilizados son referenciales, para la estimación de costos no se realizaron cotizaciones en firme

** Las cantidades utilizadas son referenciales y provienen de la ingeniería básica desarrollada para el presente proyecto

Parque Eólico - Desglose de precios

Fecha: 24/09/2015
Revisión: 0

Item	Total**	Unidades	Precio Unitario (USD)	Precio Total (USD)
Ingeniería Parque Eólico				150.000,00
Ingeniería básica y de detalle Parque Eólico	1,0	gl	150.000,00	150.000,00
Caminería Interna				3.170.949,43
Desbroce de Suelo Vegetal	74.168,0	m3	7,00	519.176,00
Excavación	37.084,0	m3	6,00	222.504,00
Terraplenaje	37.084,0	m3	10,00	370.840,00
Excavación de Préstamo	29.667,2	m3	14,00	415.340,80
Capa Sub-base	31.289,6	m3	17,00	531.923,63
Capa Base	23.177,5	m3	30,00	695.325,00
Cunetas de Hormigón	18.542,0	ML	20,00	370.840,00
Drenaje	90,0	ml	500,00	45.000,00
Unidades Generadoras				108.000.000,00
Arerogenerador 3,0 MW - Suministro, Inst, Commissioning	27,0	ud	4.000.000,00	108.000.000,00
Fundaciones de Aerogeneradores				7.586.454,86
Suelo Vegetal	3.740,7	m3	7,00	26.184,86
Excavación	29.700,0	m3	15,00	445.500,00
Suelo seleccionado	13.500,0	m3	20,00	270.000,00
Montaje de Jaula de pernos	27,0	un	6.000,00	162.000,00
Hormigón de Limpieza	972,0	m3	260,00	252.720,00
Hormigón C30	13.500,0	m3	260,00	3.510.000,00
Hormigón C40	351,0	m3	300,00	105.300,00
Acero	1.215.000,0	kg	2,00	2.430.000,00
Encofrado y nivelación	2.430,0	m2	30,00	72.900,00
Tubos Plásticos - Suministro y montaje	472,5	ML	60,00	28.350,00
Malla de tierra y Puesta a tierra de Aerogenerador	27,0	ud	2.500,00	67.500,00
Grouting	27,0	ud	8.000,00	216.000,00
Plataformas de Montaje de aerogeneradores				1.065.150,00
Suelo vegetal	37.800,0	m2	7,00	264.600,00
Excación	18.900,0	m3	6,00	113.400,00
Terraplenaje	18.900,0	m3	10,00	189.000,00
Excavación de préstamo	0,0	m3	14,00	0,00
Capa Sub-base	9.450,0	m3	17,00	160.650,00
Capa Base	9.450,0	m3	30,00	283.500,00
Drenaje	27,0	un	2.000,00	54.000,00
Zanjas de Media tensión				658.750,00
Construcción de zanjas de media tensión de 1,0 m de profundidad y 0,80 m de ancho, incluyendo excavación por medio mecánicos y posterior relleno con arena y tierra seleccionada proveniente de excavación, tendido de conductores de media tensión, fibra óptica y puesta a tierra, tendido de cintas de señalización y protección	24.750,0	ML	25,00	618.750,00

Construcción de zanjas de media tensión de 1,0 m de profundidad y 0,80 m de ancho para cruces de caminos, incluyendo excavación por medio mecánicos y posterior relleno con hormigón y tierra seleccionada proveniente de excavación, tendido de conductores de media tensión, fibra óptica y puesta a tierra, tendido de cinta de señalización	500,0	ML	80,00	40.000,00
Suministros				4.287.781,00
Cable MT 1*95 mm ² , Al, 18/30 kV XLPE	27.123,0	ML	18,50	501.775,50
Cable MT 1*150 mm ² , Al, 18/30 kV XLPE	8.655,0	ML	20,00	173.100,00
Cable MT 1*240 mm ² , Al, 18/30 kV XLPE	6.087,0	ML	23,00	140.001,00
Cable MT 1*400 mm ² , Al, 18/30 kV XLPE	6.652,0	ML	28,00	186.256,00
Cable MT 1*630 mm ² , Al, 18/30 kV XLPE	64.008,0	ML	42,00	2.688.336,00
Cable de cobre 50 mm ²	24.750,0	ML	13,00	321.750,00
Conductor de Fibra Óptica	37.125,0	ML	4,50	167.062,50
Conectores enchufables para cable de media tensión	150,0	ud	730,00	109.500,00

Parque Eólico

Precio Total (USD)*
124.919.085,29

* Todos los precios utilizados son referenciales, para la estimación de costos no se realizaron cotizaciones en firme

** Las cantidades utilizadas son referenciales y provienen de la ingeniería básica desarrollada para el presente proyecto

Subestación Elevadora PECAST - Desgloce de precios

Fecha: 24/09/2015
Revisión: 0

Item	Total**	Unidades	Precio Unitario (USD)	Precio Total (USD)
Ingeniería Subestación Elevadora				225.000,00
Ingeniería básica y de detalle Subestación Elevadora	1,0	gl	225.000,00	225.000,00
Movimiento de tierras Estación Elevadora				213.452,50
Suelo Vegetal	910,0	m3	7,00	6.370,00
Excavaciones	2.275,0	m3	6,00	13.650,00
Terraplenaje	2.275,0	m3	10,00	22.750,00
Excavación de Préstamo	0,0	m3	14,00	0,00
Capa Sub-base	910,0	m3	17,00	15.470,00
Capa Base	48,8	m3	30,00	1.462,50
Caminos de Concreto	325,0	m2	350,00	113.750,00
Drenajes	1,0	gl	20.000,00	20.000,00
Cerca Perimetral	200,0	ML	100,00	20.000,00
Edificio de Control de Subestación Elevadora				1.092.500,00
Construcción de edificio de control	437	m2	2.500,00	1.092.500,00
Trabajos Civiles en la Bahía				53.500,00
Soportes de Hormigón para transformadores de tensión	3,0	ud	1.500,00	4.500,00
Soportes de Hormigón para transformadores de corriente	3,0	ud	1.500,00	4.500,00
Soportes de Hormigón para seccionadores	6,0	ud	2.500,00	15.000,00
Soportes de Hormigón para interruptores	3,0	ud	1.500,00	4.500,00
Soportes de Hormigón para descargadores de sobretensión	3,0	ud	1.000,00	3.000,00
Pórticos	1,0	ud	20.000,00	20.000,00
Columnas de Hormigón	1,0	ud	2.000,00	2.000,00
Equipamiento de Media y Alta Tensión				2.595.750,00
Transformador de Potencia 80 / 100 MVA ONAN/ONAF	1,0	ud	2.000.000,00	2.000.000,00
Transformador de tensión	3,0	ud	10.500,00	31.500,00
Transformador de corriente	3,0	ud	10.500,00	31.500,00
Seccionador Tripolar	1,0	ud	21.000,00	21.000,00
Disyuntor tripolar	1,0	ud	47.000,00	47.000,00
Descargador de sobretensión 150 kV	3,0	ud	3.000,00	9.000,00
Descargador de sobretensión 31,5 kV	3,0	ud	650,00	1.950,00
Barra de cobre tripolar	1,0	ud	10.000,00	10.000,00
Conductor de Aluminio con Aislación XLPE sección 630 mm2	300,0	ML	43,00	12.900,00
Conectores para cables de MT	50,0	ud	200,00	10.000,00
Conductor Dahlia	300,0	ML	45,00	13.500,00
Cadenas de retención y amarre	3,0	ud	800,00	2.400,00
Celdas de Media tensión, llegada de cables desde Colector	5,0	ud	45.000,00	225.000,00
Celdas de Media tensión, salida a transformador de potencia	2,0	ud	45.000,00	90.000,00
Celdas de Media tensión, salida a transformador SSAA	1,0	ud	45.000,00	45.000,00
Celdas de Media tensión, medida de tensión	1,0	ud	45.000,00	45.000,00
Trabajos Electromecánicos				333.397,50
Montaje de Transformador de Potencia 80 / 100 MVA	1,0	gl	300.000,00	300.000,00
Montaje de transformador de tensión	1,0	gl	1.575,00	1.575,00
Montaje de transformador de corriente	1,0	gl	1.575,00	1.575,00
Montaje de seccionador tripolar	1,0	gl	3.150,00	3.150,00
Montaje de disyuntor tripolar	1,0	gl	7.050,00	7.050,00

Montaje de descargador de sobretensión 150 kV	1,0	gl	450,00	450,00
Montaje de descargador de sobretensión 31,5 kV	1,0	gl	97,50	97,50
Montaje de barra de cobre tripolar	1,0	gl	1.500,00	1.500,00
Montaje de Celdas de media tensión	1,0	gl	18.000,00	18.000,00
Distribución de corriente alterna / corriente continua				244.000,00
Transformador de servicios auxiliares	1,0	ud	28.000,00	28.000,00
Grupo Generador 100 kVA	1,0	ud	42.000,00	42.000,00
Panel de corriente alterna	1,0	ud	25.000,00	25.000,00
Panel de corriente continua	1,0	ud	17.000,00	17.000,00
Rectificador 110 Vdc	1,0	ud	12.000,00	12.000,00
Rectificador 48 Vdc	1,0	ud	12.000,00	12.000,00
Banco de Baterías	1,0	ud	8.000,00	8.000,00
Cofre de zona	1,0	ud	5.000,00	5.000,00
Cables de control	3.000,0	ML	15,00	45.000,00
Cables de baja tensión	2.000,0	ML	20,00	40.000,00
Bandejas portacables	100,0	ML	100,00	10.000,00
Sistema de Puesta a tierra				49.680,00
Conductor de cobre 70 mm ²	2.070,0	ML	15,00	31.050,00
Soldaduras exotérmicas	400,0	ud	30,00	12.000,00
Jabalinas de Puesta a tierra	78,0	ud	85,00	6.630,00
Otros Suministros				365.000,00
Sistema de protección de la estación	1,0	gl	160.000,00	160.000,00
Sistema de Comunicaciones de la estación	1,0	gl	150.000,00	150.000,00
Blindaje atmosférico	1,0	gl	15.000,00	15.000,00
Detección de Incendio	1,0	gl	20.000,00	20.000,00
Sistema de Seguridad antintrusos	1,0	gl	20.000,00	20.000,00

Subestación Elevadora PECAST

Precio Total (USD)*
4.947.280,00

* Todos los precios utilizados son referenciales, para la estimación de costos no se realizaron cotizaciones en firme

** Las cantidades utilizadas son referenciales y provienen de la ingeniería básica desarrollada para el presente proyecto

Puesto de Conexión y medidas SE CAN - Desgloce de precios

Fecha: 24/09/2015
Revisión: 0

Item	Total**	Unidades	Precio Unitario (USD)	Precio Total (USD)
Ingeniería PCyM				225.000,00
Ingeniería básica y de detalle PCyM	1,0	gl	225.000,00	225.000,00
Movimiento de tierras Estación Elevadora				461.119,00
Suelo Vegetal	2.596,0	m3	7,00	18.172,00
Excavaciones	6.490,0	m3	6,00	38.940,00
Terraplenaje	6.490,0	m3	10,00	64.900,00
Excavación de Préstamo	0,0	m3	14,00	0,00
Capa Sub-base	2.596,0	m3	17,00	44.132,00
Capa Base	1.622,5	m3	30,00	48.675,00
Caminos de Concreto	550,0	m2	350,00	192.500,00
Drenajes	1,0	gl	20.000,00	20.000,00
Cerca Perimetral	338,0	ML	100,00	33.800,00
Edificio de Control de Subestación Elevadora				1.080.000,00
Construcción de edificio de control	432	m2	2.500,00	1.080.000,00
Trabajos Civiles en la Bahía				383.500,00
Soportes de Hormigón para transformadores de tensión	6,0	ud	1.500,00	9.000,00
Soportes de Hormigón para transformadores de corriente	6,0	ud	1.500,00	9.000,00
Soportes de Hormigón para seccionadores	24,0	ud	2.500,00	60.000,00
Soportes de Hormigón para interruptores	6,0	ud	1.500,00	9.000,00
Soportes de Hormigón para descargadores de sobretensión	3,0	ud	1.000,00	3.000,00
Soportes de seccionadores pantógrafos	6,0	ud	1.500,00	9.000,00
Soportes de Transformador de Servicios Auxiliares	3,0	ud	1.500,00	4.500,00
Canales para cables playa de maniobra	200,0	ML	800,00	160.000,00
Pórticos	6,0	ud	20.000,00	120.000,00
Equipamiento de Media y Alta Tensión				664.800,00
Transformador de tensión	6,0	ud	10.500,00	63.000,00
Transformador de corriente	6,0	ud	10.500,00	63.000,00
Seccionador Tripolar	5,0	ud	21.000,00	105.000,00
Disyuntor tripolar	2,0	ud	47.000,00	94.000,00
Descargador de sobretensión 150 kV	3,0	ud	3.000,00	9.000,00
Seccionador Pantógrafo	6,0	ud	25.000,00	150.000,00
Transformador de Servicios Auxiliares barras 150 kV	3,0	ud	45.000,00	135.000,00
Conductor Columbine	400,0	ML	45,00	18.000,00
Conductor Dahlia	200,0	ML	25,00	5.000,00
Hilo de guardia	200,0	ML	18,00	3.600,00
Cadenas de retención y amarre	24,0	ud	800,00	19.200,00
Trabajos Electromecánicos				24.300,00
Montaje de transformador de tensión	1,0	gl	1.575,00	1.575,00
Montaje de transformador de corriente	1,0	gl	1.575,00	1.575,00
Montaje de seccionador tripolar	1,0	gl	3.150,00	3.150,00
Montaje de disyuntor tripolar	1,0	gl	7.050,00	7.050,00
Montaje de descargador de sobretensión 150 kV	1,0	gl	450,00	450,00
Montaje seccionador pantógrafo	1,0	gl	3.750,00	3.750,00
Montaje de Transformador de Servicios Auxiliares	1,0	gl	6.750,00	6.750,00

Distribución de corriente alterna / corriente continua				274.000,00
Transformador de servicios auxiliares	1,0	ud	28.000,00	28.000,00
Grupo Generador 100 kVA	1,0	ud	42.000,00	42.000,00
Panel de corriente alterna	1,0	ud	25.000,00	25.000,00
Panel de corriente continua	1,0	ud	17.000,00	17.000,00
Rectificador 110 Vdc	1,0	ud	12.000,00	12.000,00
Rectificador 48 Vdc	1,0	ud	12.000,00	12.000,00
Banco de Baterías	1,0	ud	8.000,00	8.000,00
Cofre de zona	1,0	ud	5.000,00	5.000,00
Cables de control	5.000,0	ML	15,00	75.000,00
Cables de baja tensión	2.000,0	ML	20,00	40.000,00
Bandejas portacables	100,0	ML	100,00	10.000,00
Sistema de Puesta a tierra				115.400,00
Conductor de cobre 70 mm ²	5.810,0	ML	15,00	87.150,00
Soldaduras exotérmicas	800,0	ud	30,00	24.000,00
Jabalinas de Puesta a tierra	50,0	ud	85,00	4.250,00
Otros Suministros				460.000,00
Sistema de protección de la estación	1,0	gl	240.000,00	240.000,00
Sistema de Comunicaciones de la estación	1,0	gl	150.000,00	150.000,00
Blindaje atmosférico	1,0	gl	30.000,00	30.000,00
Detección de Incendio	1,0	gl	20.000,00	20.000,00
Sistema de Seguridad antintrusos	1,0	gl	20.000,00	20.000,00

Puesto de Conexión y medida SE CAN

Precio Total (USD)*
3.463.119,00

* Todos los precios utilizados son referenciales, para la estimación de costos no se realizaron cotizaciones en firme

** Las cantidades utilizadas son referenciales y provienen de la ingeniería básica desarrollada para el presente proyecto

Línea de Alta Tensión Castillos Norte / Rocha - Desglose de precios

Fecha: 24/09/2015
Revisión: 0

Item	Total**	Unidades	Precio Unitario (USD)	Precio Total (USD)
Ingeniería				147.000,00
Proyecto de ingeniería de detalle	1,0	gl	147.000,00	147.000,00
Fundaciones				2.869.587,00
Excavación	20.160,0	m3	6,00	120.960,00
Acero	360.000,0	kg	2,50	900.000,00
Concreto	4.320,0	m3	260,00	1.123.200,00
Encofrado y nivelación	3.204,9	m2	30,00	96.147,00
Suelo seleccionado	15.840,0	m3	17,00	269.280,00
Conexión de Puesta a Tierra	720,0	ud	500,00	360.000,00
Suministros				9.140.000,00
Conductor HAWK	210.000,0	ML	9,00	1.890.000,00
Conductor OPGW	73.500,0	ML	12,00	882.000,00
Torres de Suspensión	158,0	ud	20.000,00	3.160.000,00
Torres de Amarre	14,0	ud	22.000,00	308.000,00
Torres Terminales	8,0	ud	25.000,00	200.000,00
Aisladores	10.800,0	ud	200,00	2.160.000,00
Herrajes	1.080,0	ud	500,00	540.000,00
Trabajos Electromecánicos				3.370.000,00
Tendido de Conductor	70,0	kML	20.000,00	1.400.000,00
Tendido de Conductor OPGW	70,0	kML	10.000,00	700.000,00
Montaje de Torres	180,0	ud	7.000,00	1.260.000,00
Energización y Test de Línea de Alta Tensión	1,0	gl	10.000,00	10.000,00

Línea de Alta Tensión CAN-ROC

Precio Total (USD)*
15.526.587,00

* Todos los precios utilizados son referenciales, para la estimación de costos no se realizaron cotizaciones en firme

** Las cantidades utilizadas son referenciales y provienen de la ingeniería básica desarrollada para el presente proyecto

Línea de Alta Rocha / San Carlos - Desgloce de precios

 Fecha: 24/09/2015
 Revisión: 0

Item	Total**	Unidades	Precio Unitario (USD)	Precio Total (USD)
Ingeniería				151.200,00
Proyecto de ingeniería de detalle	1,0	gl	151.200,00	151.200,00
Fundaciones				2.959.488,73
Excavación	20.736,0	m3	6,00	124.416,00
Acero	370.285,7	kg	2,50	925.714,29
Concreto	4.443,4	m3	260,00	1.155.291,43
Encofrado y nivelación	3.296,5	m2	30,00	98.894,06
Suelo seleccionado	16.758,1	m3	17,00	284.887,25
Conexión de Puesta a Tierra	740,6	ud	500,00	370.285,71
Suministros				9.216.342,86
Conductor HAWK	216.000,0	ML	9,00	1.944.000,00
Conductor OPGW	75.600,0	ML	12,00	907.200,00
Torres de Suspensión	154,0	ud	20.000,00	3.080.000,00
Torres de Amarre	14,0	ud	22.000,00	308.000,00
Torres Terminales	8,0	ud	25.000,00	200.000,00
Aisladores	11.108,6	ud	200,00	2.221.714,29
Herrajes	1.110,9	ud	500,00	555.428,57
Trabajos Electromecánicos				3.402.000,00
Tendido de Conductor	72,0	kML	20.000,00	1.440.000,00
Tendido de Conductor OPGW	72,0	kML	10.000,00	720.000,00
Montaje de Torres	176,0	ud	7.000,00	1.232.000,00
Energización y Test de Línea de Alta Tensión	1,0	gl	10.000,00	10.000,00

Línea de Alta Tensión ROC-SCA

Precio Total (USD)*
15.729.031,59

* Todos los precios utilizados son referenciales, para la estimación de costos no se realizaron cotizaciones en firme

** Las cantidades utilizadas son referenciales y provienen de la ingeniería básica desarrollada para el presente proyecto

Ampliación SE ROC - Desgloce de precios

Fecha: 24/09/2015
Revisión: 0

Item	Total**	Unidades	Precio Unitario (USD)	Precio Total (USD)
Ingeniería Ampliación SE ROC				75.000,00
Ingeniería básica y de detalle Ampliación SE ROC	1,0	gl	75.000,00	75.000,00
Movimiento de tierras Estación Elevadora				285.200,00
Suelo Vegetal	800,0	m3	7,00	5.600,00
Excavaciones	2.000,0	m3	6,00	12.000,00
Terraplenaje	2.000,0	m3	10,00	20.000,00
Excavación de Préstamo	0,0	m3	14,00	0,00
Capa Sub-base	800,0	m3	17,00	13.600,00
Capa Base	500,0	m3	30,00	15.000,00
Caminos de Concreto	500,0	m2	350,00	175.000,00
Drenajes	1,0	un	20.000,00	20.000,00
Cerca Perimetral	240,0	ML	100,00	24.000,00
Trabajos Civiles en la Bahía				206.000,00
Soportes de Hormigón para transformadores de tensión	6,0	ud	1.500,00	9.000,00
Soportes de Hormigón para transformadores de corriente	6,0	ud	1.500,00	9.000,00
Soportes de Hormigón para seccionadores	12,0	ud	2.500,00	30.000,00
Soportes de Hormigón para interruptores	6,0	ud	1.500,00	9.000,00
Soportes de seccionadores pantógrafos	6,0	ud	1.500,00	9.000,00
Canales para cables playa de maniobra	100,0	ML	800,00	80.000,00
Pórticos	3,0	ud	20.000,00	60.000,00
Equipamiento de Media y Alta Tensión				478.700,00
Transformador de tensión	6,0	ud	10.500,00	63.000,00
Transformador de corriente	6,0	ud	10.500,00	63.000,00
Seccionador Tripolar	4,0	ud	21.000,00	84.000,00
Disyuntor tripolar	2,0	ud	47.000,00	94.000,00
Seccionador Pantógrafo	6,0	ud	25.000,00	150.000,00
Conductor Columbine	200,0	ML	45,00	9.000,00
Conductor Dahlia	100,0	ML	25,00	2.500,00
Hilo de guardia	200,0	ML	18,00	3.600,00
Cadenas de retención y amarre	12,0	ud	800,00	9.600,00
Trabajos Electromecánicos				17.100,00
Montaje de transformador de tensión	1,0	gl	1.575,00	1.575,00
Montaje de transformador de corriente	1,0	gl	1.575,00	1.575,00
Montaje de seccionador tripolar	1,0	gl	3.150,00	3.150,00
Montaje de disyuntor tripolar	1,0	gl	7.050,00	7.050,00
Montaje seccionador pantógrafo	1,0	gl	3.750,00	3.750,00
Distribución de corriente alterna / corriente continua				40.000,00
Transformador de servicios auxiliares	0,0	ud	28.000,00	0,00
Grupo Generador 100 kVA	0,0	ud	42.000,00	0,00
Panel de corriente alterna	0,0	ud	25.000,00	0,00
Panel de corriente continua	0,0	ud	17.000,00	0,00
Rectificador 110 Vdc	0,0	ud	12.000,00	0,00
Rectificador 48 Vdc	0,0	ud	12.000,00	0,00
Banco de Baterías	0,0	ud	8.000,00	0,00
Cofre de zona	1,0	ud	5.000,00	5.000,00

Cables de control	1.000,0	ML	15,00	15.000,00
Cables de baja tensión	1.000,0	ML	20,00	20.000,00
Bandejas portacables	0,0	ML	100,00	0,00
Sistema de Puesta a tierra				18.850,00
Conductor de cobre 70 mm ²	1.000,0	ML	15,00	15.000,00
Soldaduras exotérmicas	100,0	ud	30,00	3.000,00
Jabalinas de Puesta a tierra	10,0	ud	85,00	850,00
Otros Suministros				365.000,00
Sistema de protección de la estación	1,0	gl	160.000,00	160.000,00
Sistema de Comunicaciones de la estación	1,0	gl	150.000,00	150.000,00
Blindaje atmosférico	1,0	gl	15.000,00	15.000,00
Detección de Incendio	1,0	gl	20.000,00	20.000,00
Sistema de Seguridad antintrusos	1,0	gl	20.000,00	20.000,00

Ampliación SE ROC

Precio Total (USD)*
1.410.850,00

* Todos los precios utilizados son referenciales, para la estimación de costos no se realizaron cotizaciones en firme

** Las cantidades utilizadas son referenciales y provienen de la ingeniería básica desarrollada para el presente proyecto

Ampliación SE SCA - Desgloce de precios

Fecha: 24/09/2015
Revisión: 0

Item	Total**	Unidades	Precio Unitario (USD)	Precio Total (USD)
Ingeniería Ampliación SE SCA				50.000,00
Ingeniería básica y de detalle Ampliación SE SCA	1,0	gl	50.000,00	50.000,00
Movimiento de tierras Estación Elevadora				250.100,00
Suelo Vegetal	400,0	m3	7,00	2.800,00
Excavaciones	1.000,0	m3	6,00	6.000,00
Terraplenaje	1.000,0	m3	10,00	10.000,00
Excavación de Préstamo	0,0	m3	14,00	0,00
Capa Sub-base	400,0	m3	17,00	6.800,00
Capa Base	250,0	m3	30,00	7.500,00
Caminos de Concreto	500,0	m2	350,00	175.000,00
Drenajes	1,0	un	20.000,00	20.000,00
Cerca Perimetral	220,0	ML	100,00	22.000,00
Trabajos Civiles en la Bahía				173.000,00
Soportes de Hormigón para transformadores de tensión	3,0	ud	1.500,00	4.500,00
Soportes de Hormigón para transformadores de corriente	3,0	ud	1.500,00	4.500,00
Soportes de Hormigón para seccionadores	6,0	ud	2.500,00	15.000,00
Soportes de Hormigón para interruptores	3,0	ud	1.500,00	4.500,00
Soportes de seccionadores pantógrafos	3,0	ud	1.500,00	4.500,00
Canales para cables playa de maniobra	100,0	ML	800,00	80.000,00
Pórticos	3,0	ud	20.000,00	60.000,00
Equipamiento de Media y Alta Tensión				246.900,00
Transformador de tensión	3,0	ud	10.500,00	31.500,00
Transformador de corriente	3,0	ud	10.500,00	31.500,00
Seccionador Tripolar	2,0	ud	21.000,00	42.000,00
Disyuntor tripolar	1,0	ud	47.000,00	47.000,00
Seccionador Pantógrafo	3,0	ud	25.000,00	75.000,00
Conductor Columbine	200,0	ML	45,00	9.000,00
Conductor Dahlia	100,0	ML	25,00	2.500,00
Hilo de guardia	200,0	ML	18,00	3.600,00
Cadenas de retención y amarre	6,0	ud	800,00	4.800,00
Trabajos Electromecánicos				17.100,00
Montaje de transformador de tensión	1,0	gl	1.575,00	1.575,00
Montaje de transformador de corriente	1,0	gl	1.575,00	1.575,00
Montaje de seccionador tripolar	1,0	gl	3.150,00	3.150,00
Montaje de disyuntor tripolar	1,0	gl	7.050,00	7.050,00
Montaje seccionador pantógrafo	1,0	gl	3.750,00	3.750,00
Distribución de corriente alterna / corriente continua				40.000,00
Transformador de servicios auxiliares	0,0	ud	28.000,00	0,00
Grupo Generador 100 kVA	0,0	ud	42.000,00	0,00
Panel de corriente alterna	0,0	ud	25.000,00	0,00
Panel de corriente continua	0,0	ud	17.000,00	0,00
Rectificador 110 Vdc	0,0	ud	12.000,00	0,00
Rectificador 48 Vdc	0,0	ud	12.000,00	0,00
Banco de Baterías	0,0	ud	8.000,00	0,00
Cofre de zona	1,0	ud	5.000,00	5.000,00

Cables de control	1.000,0	ML	15,00	15.000,00
Cables de baja tensión	1.000,0	ML	20,00	20.000,00
Bandejas portacables	0,0	ML	100,00	0,00
Sistema de Puesta a tierra				9.850,00
Conductor de cobre 70 mm ²	500,0	ML	15,00	7.500,00
Soldaduras exotérmicas	50,0	ud	30,00	1.500,00
Jabalinas de Puesta a tierra	10,0	ud	85,00	850,00
Otros Suministros				215.000,00
Sistema de protección de la estación	1,0	gl	160.000,00	160.000,00
Blindaje atmosférico	1,0	gl	15.000,00	15.000,00
Detección de Incendio	1,0	gl	20.000,00	20.000,00
Sistema de Seguridad antintrusos	1,0	gl	20.000,00	20.000,00

Ampliación SE SCA

Precio Total (USD)*
951.950,00

* Todos los precios utilizados son referenciales, para la estimación de costos no se realizaron cotizaciones en firme

** Las cantidades utilizadas son referenciales y provienen de la ingeniería básica desarrollada para el presente proyecto

Apéndice F

Codigos de fuente

F.1. Fitness a partir de múltiples variables

```

%=====FUNCION FITNES=====
% Calcula las perdidas electricas , el costo en Mu$s y el flujo de carga.
% de una configuracion dada.
% -----ENTRADAS-----
% conductores: Cell of Array: Celda con fila 1 secciones , fila 2 largos; columnas ramas
% ub      : Real      : voltage de la barra considerada slack
% f      : Real      : relacion Q/P
% potencia_mol: int    : Potencia Sin perdidas en el nodo de conexion
% ramal   : int      : Numero del ramal que se le pasa a calcular
% taza   : Real      : Taza de descuento
% years  : int      : Duracion del Proyecto en anos
% horas  : int      : Cantidad de horas consideradas
% precio_mwh: int    : Precio de venta de la energia USD/mwh
% -----SALIDAS-----
% res      : Cell of cells : Cell con cell con P, Q y U en c/nodo
% perdidas : int          : Valor de las perdidas de P en MW
% cfinal   : int          : costo actualizado por la taza de
%                                     retorno de las perdidas en Mu$s
function [res , cfinal , perdidas , invertido]=fitnes ( conductores , ub , f , ramal , potencia_mol , ...
taza , years , horas , precio_mwh)

    ramalminimo1={[630 400 240] [95 95 95] [95]};
    ramalminimo2={[400 240 150 95 95 95]};
    ramalminimo3={[400] [150 95 95 95] [95]};
    ramalminimo4={[630 630] [240 150 95 95 95] [95]};
    invertido=0;

    if (ramal==1)
        res={cell(3,1) cell(3,1) cell(3,1)};
        perdidas=0;
        padres=[0 1 1];
        [arbol , cttotal]=armar_arbol(conductores , potencia_mol , ub , f);
        for k= 1:length(conductores)
            if (~ all (conductores {1,k}>=ramalminimo1 {1,k}) )
                cfinal=3;
                return
            end
        end
        [res , perdidas]=flucar_arbol(arbol , padres , potencia_mol);
        cph=costo_perdidas_hoy(taza , horas , years , precio_mwh , perdidas) ;
        cfinal=(cph+cttotal)/1E6; %sumo la inversion
        invertido=invertido+cttotal;
    elseif(ramal==2)
        res={cell(3,1) cell(3,1) cell(3,1)};
        perdidas=0;
        padres=[0];
        [arbol , cttotal]=armar_arbol(conductores , potencia_mol , ub , f);
        if (~ all (conductores {1,1}>=ramalminimo2 {1,1}) )
            cfinal=3;
            return
        end
        [res , perdidas]=flucar_arbol(arbol , padres , potencia_mol);
        cph=costo_perdidas_hoy(taza , horas , years , precio_mwh , perdidas) ;
        cfinal=(cph+cttotal)/1E6; %sumo la inversion
        invertido=invertido+cttotal;
    end
    elseif(ramal==3)
        res={cell(3,1) cell(3,1) cell(3,1)};

```

```

    perdidas=0;
    padres=[0 1 1];
    [arbol , cttotal]=armar_arbol(conductores , potencia_mol ,ub ,f);
    for k= 1:length(conductores)
        if (~ all(conductores {1,k}>=ramalminimo3 {1,k}) )
            cfinal=3;
            return
        end
    end
    [res ,perdidas]=flucar_arbol(arbol ,padres ,potencia_mol);
    cph=costo_perdidas_hoy(taza , horas , years , precio_mwh , perdidas) ;
    cfinal=(cph+cttotal)/1E6; %sumo la inversion
    invertido=invertido+cttotal;
elseif (ramal==4)
    res={cell(3,1) cell(3,1) cell(3,1)};
    perdidas=0;
    padres=[0 1 1];
    [arbol , cttotal]=armar_arbol(conductores , potencia_mol ,ub ,f);
    for k= 1:length(conductores)
        if (~ all(conductores {1,k}>=ramalminimo4 {1,k}) )
            cfinal=3;
            return
        end
    end
    [res ,perdidas]=flucar_arbol(arbol ,padres ,potencia_mol);
    cph=costo_perdidas_hoy(taza , horas , years , precio_mwh , perdidas) ;
    cfinal=(cph+cttotal)/1E6; %sumo la inversion
    invertido=invertido+cttotal;
end
end
end
end

```

F.2. Fitness a partir de un vector con modelo RMS

```

function F=fitness(x)
ub=31E3;
f=0.3;
potencia_mol=0.5135*3E6;
taza=0.08;
years=20;
horas=8760;
precio_mwh=59;
sec=[95 150 240 400 630];
s=zeros(1,27);

for i=1:27
    xround=round(x(i));
    s(i)=sec(xround);
end

for k=1:4
    ramal=k;
    if (ramal == 1)
        conductores={ [s(1) s(2) s(3)] [s(4) s(5) s(6)] [s(7)]
            [4.545 1.252 1.117] [0.956 1.204 0.754] [1.078]};
        [res ,cfinal1 ,perdidas]=fitnes(conductores ,ub ,f ,1 ,potencia_mol ,taza , years ,...
            horas ,precio_mwh);
    end
    if (ramal == 2)
        conductores={ [s(8) s(9) s(10) s(11) s(12) s(13)]
            [6.723 0.433 0.672 0.572 0.854 0.658]};
    end
end

```

```

        [res , cfinal2 , perdidass]=fitnes ( conductores ,ub ,f ,2 ,potencia_mol ,taza , years ,...
            horas , precio_mwh );
    end
    if (ramal == 3)
        conductores={ [s(14)] [ s(15) s(16) s(17) s(18)] [s(19)]
            [4.4] [0.814 0.688 0.812 0.826] [1.108]};
        [res , cfinal3 , perdidass]=fitnes ( conductores ,ub ,f ,3 ,potencia_mol ,taza , years ,...
            horas , precio_mwh );
    end
    if (ramal == 4)
        conductores={ [s(20) s(21)] [s(22) s(23) s(24) s(25) s(26)] [ s(27)]
            [3.66 0.756] [0.634 0.543 0.669 0.674 0.585] [0.488]};
        [res , cfinal4 , perdidass]=fitnes ( conductores ,ub ,f ,4 ,potencia_mol ,taza , years ,...
            horas , precio_mwh );
    end
end
F=cfinal1+cfinal2+cfinal3+cfinal4;

```

F.3. Fitness a partir de un vector con modelo de Postes

```

function Fest=fitness_est(x)

rel=[0.238812785388128,0.129109589041096,0.100228310502283,0.087328767123288,...
    0.077283105022831,0.068036529680365,0.068150684931507,0.05810502283105,...
    0.066438356164384,0.106506849315068];
ub=31E3;
f=0.3;
taza=0.08;
years=20;
precio_mwh=59;
sec=[95 150 240 400 630];
s=zeros(1,27);
F=zeros(1,10);
perdidass=zeros(4,10);
for i=1:27
    xround=round(x(i));
    s(i)=sec(xround);
end

for iposte=1:10
    potencia_mol=3E6*(iposte-0.5)/10;
    horas=8760*rel(iposte);
    for ramal=1:4
        if (ramal == 1)
            conductores={ [s(1) s(2) s(3)] [s(4) s(5) s(6)] [s(7)]
                [4.545 1.252 1.117] [0.956 1.204 0.754] [1.078]};
            [~, cfinal1 , perdidass(ramal , iposte) , invertido1]=fitnes ( conductores ,ub ,f ,1 ,...
                potencia_mol ,taza , years , horas , precio_mwh );
        end
        if (ramal == 2)
            conductores={ [s(8) s(9) s(10) s(11) s(12) s(13)]
                [6.723 0.433 0.672 0.572 0.854 0.658]};
            [~, cfinal2 , perdidass(ramal , iposte) , invertido2]=fitnes ( conductores ,ub ,f ,2 ,...
                potencia_mol ,taza , years , horas , precio_mwh );
        end
        if (ramal == 3)
            conductores={ [s(14)] [ s(15) s(16) s(17) s(18)] [s(19)]
                [4.4] [0.814 0.688 0.812 0.826] [1.108]};
            [~, cfinal3 , perdidass(ramal , iposte) , invertido3]=fitnes ( conductores ,ub ,f ,3 ,...
                potencia_mol ,taza , years , horas , precio_mwh );
        end
    end
end

```

```

end
    if (ramal == 4)
        conductores={ [s(20) s(21)] [s(22) s(23) s(24) s(25) s(26)] [ s(27)]
            [3.66 0.756] [0.634 0.543 0.669 0.674 0.585] [0.488]};
        [~, cfinal4, perdidas(ramal, iposte), invertido4]=fitnes(conductores, ub, f, 4, ...
            potencia_mol, taza, years, horas, precio_mwh);
    end
end
inv = (invertido1+invertido2+invertido3+invertido4);
F(iposte)=(cfinal1 +cfinal2+cfinal3+cfinal4 - inv /1E6 );
aux=floor((cfinal1 +cfinal2+cfinal3+cfinal4)/3);
if(F(iposte)>3)
    Ftest=aux*3.8+(invertido1+invertido2+invertido3+invertido4)/1E6;
    return
    %F(iposte)=F(iposte)/5;
end
end
Ftest=sum(F)+(invertido1+invertido2+invertido3+invertido4)/1E6;

```

F.4. Algoritmo Genético

```

clear all
close all
clc
tic;
lb = [1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1];
ub = [5 5 5 5 5 5 5 5 5 5 5 5 5 5 5 5 5 5 5 5 5 5 5];
% opts = gaoptimset(...
%     'PopulationSize', 150, ...
%     'Generations', 100, ...
%     'EliteCount', 2, ...
%     'TolFun', 1e-10, ...
%     'PlotFcns', @gaplotbestf);

opts = gaoptimset(...
    'CreationFcn', {@gacreationuniform}, ...
    'PopulationSize', 170, ...
    'Generations', 50, ...
    'EliteCount', 1, ...
    'TolFun', 1e-10, ...
    'CrossoverFraction', 0.4, ...
    'MutationFcn', ...
    {@mutationadaptfeasible, 0.03}, ...
    'PlotFcns', @gaplotbestf); % , ...
%     'CrossoverFraction', 0.3, ...
%     'MutationFcn', ...
%     {@mutationadaptfeasible, 0.02});

%rand('twister', 0);
rng(0, 'twister');
[xbest, fbest, exitflag] = ga(@fitness_est, 27, [], [], [], [], lb, ub, [], opts);
% [xbest, fbest, exitflag] = ga(@fitnessAG, 27, [], [], [], [], lb, ub, [], opts);

sec=[95 150 240 400 630];
sbest=sec(round(xbest));
sbest1=sbest(1:7)
sbest2=sbest(8:13)
sbest3=sbest(14:19)
sbest4=sbest(20:27)

```

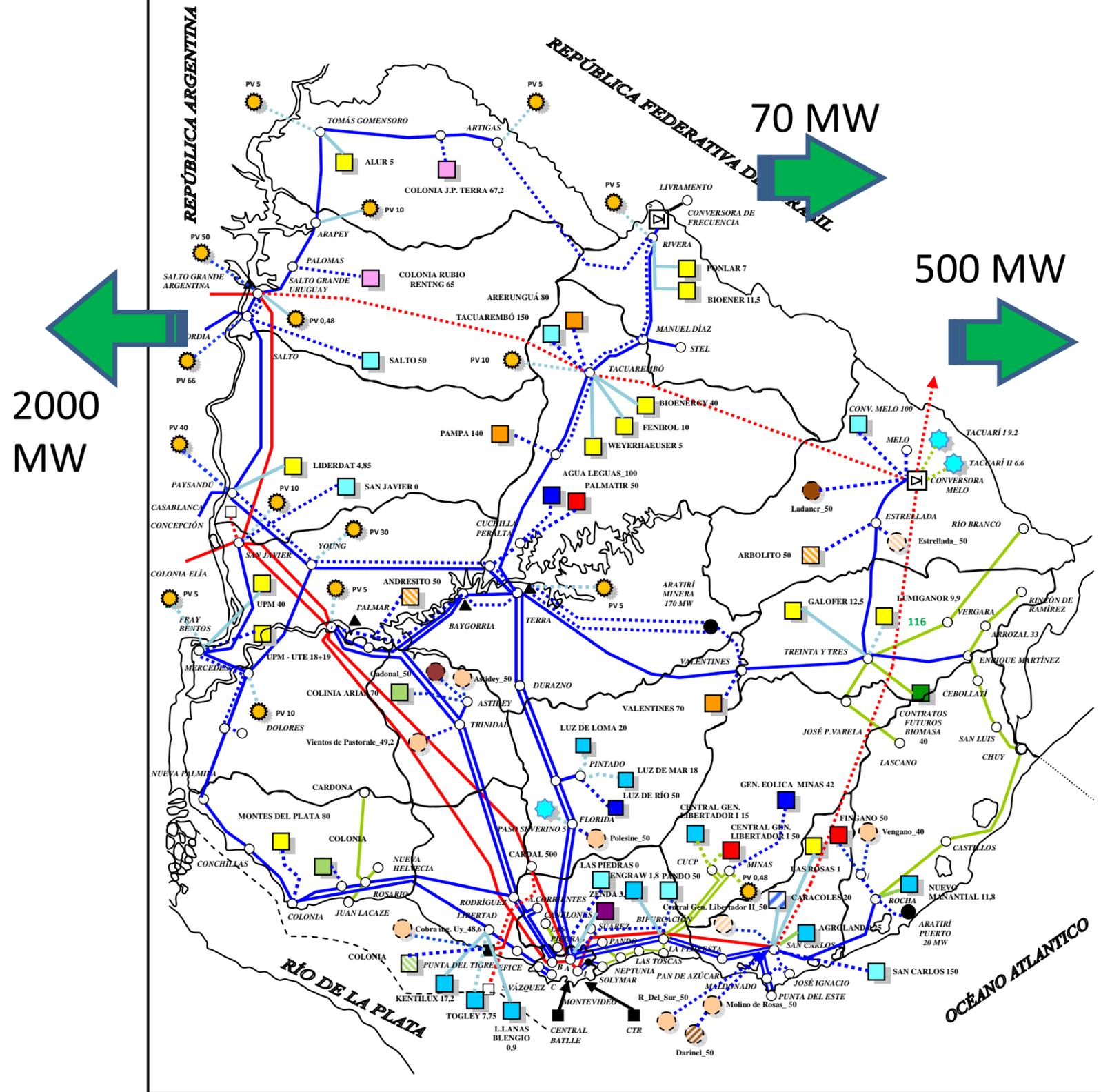
```
Tiempo=toc  
%[1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27]
```


Apéndice G

Red futura 2025

Red Prevista 2023 - T1

GENERACIÓN EXISTENTE, CONTRATADA,
ADJUDICADA



GEN RENOVABLES PRIVADOS	
	BIOMASA NETA (264 MW)
	BIOMASA FUTURA (40 MW)
	EÓLICA (93 MW)
GEN EÓLICA K39607 Y EXT.	
	EÓLICA 1ª. ETAPA (150 MW)
	EÓLICA 2ª. ETAPA (192 MW)
GEN EÓLICA UTE	
	EÓLICA EXISTENTE (20 MW)
	UTE (137 MW)
	UTE EN S.A. (390 MW)
	UTE - ELETROBRÁS (199 MW)
	UTE - EXPANSIÓN (500 MW)
GEN PRIVADA CON GAS NATURAL	
	ZENDA (3,2 MW)
	Eólica 2 y 1/2 (437 MW)
	2ª ETAPA: Eólica 2 y 1/2 (150 MW)
	PV - Solar Fotovoltaica (257 MW)
	Proyectos con dificultades
	MINI HIDRÁULICAS (21 MW)

Apéndice H

Dimensionado de Circuitos del Sistema Colector de Energía

Parque Eólico Castillos Norte- Dimensionado de Circuitos del sistema colector de energía

Sección	Circuito	Potencia Activa (kW)	Potencia Reactiva (kVAr)	Potencia Aparente (kVA)	Nivel de Tensión (V)	Corriente (A)	Agrupación	Sección efectiva fase (mm2)	Corriente Admisible a 40°C (A)	Distancia (m)	Resistividad (Ohm.mm2/m)	Resistencia (Ohm/km)	Reactancia (Ohm/km)	Caída de Tensión (V)	Caída de Tensión (%)
A	WTG09 - WTG08	3.000,00	900,00	3.132,09	31.500,00	57,407	Al 3x1x95 mm2	95	205	0,754	0,028	0,2947	0,134	24,05165514	0,08%
A	WTG08 - WTG07	6.000,00	1.800,00	6.264,18	31.500,00	114,814	Al 3x1x95 mm2	95	205	1,204	0,028	0,2947	0,134	76,81218246	0,24%
A	WTG07 - WTG03	9.000,00	2.700,00	9.396,28	31.500,00	172,220	Al 3x1x150 mm2	150	260	0,956	0,028	0,1867	0,124	61,14758095	0,19%
A	WTG06 - WTG03	3.000,00	900,00	3.132,09	31.500,00	57,407	Al 3x1x95 mm2	95	205	1,078	0,028	0,2947	0,134	34,38684912	0,11%
A	WTG03 - WTG02	15.000,00	4.500,00	15.660,46	31.500,00	287,034	Al 3x1x400 mm2	400	445	1,117	0,028	0,0700	0,105	53,98833333	0,17%
A	WTG02 - WTG01	18.000,00	5.400,00	18.792,55	31.500,00	344,441	Al 3x1x630 mm2	630	580	1,252	0,028	0,0444	0,1	53,25968254	0,17%
A	WTG01 - SE	21.000,00	6.300,00	21.924,64	31.500,00	401,848	Al 3x1x630 mm2	630	580	4,545	0,028	0,0444	0,1	225,5666667	0,72%
B	WTG13 - WTG12	3.000,00	900,00	3.132,09	31.500,00	57,407	Al 3x1x95 mm2	95	205	0,658	0,028	0,2947	0,134	20,98937544	0,07%
B	WTG12 - WTG11	6.000,00	1.800,00	6.264,18	31.500,00	114,814	Al 3x1x95 mm2	95	205	0,854	0,028	0,2947	0,134	54,48305965	0,17%
B	WTG11 - WTG10	9.000,00	2.700,00	9.396,28	31.500,00	172,220	Al 3x1x150 mm2	150	260	0,572	0,028	0,1867	0,124	36,58620952	0,12%
B	WTG10 - WTG05	12.000,00	3.600,00	12.528,37	31.500,00	229,627	Al 3x1x240 mm2	240	345	0,672	0,028	0,1167	0,114	38,62186667	0,12%
B	WTG05 - WTG04	15.000,00	4.500,00	15.660,46	31.500,00	287,034	Al 3x1x400 mm2	400	445	0,433	0,028	0,0700	0,105	20,92833333	0,07%
B	WTG04 - SE	18.000,00	5.400,00	18.792,55	31.500,00	344,441	Al 3x1x630 mm2	630	580	6,723	0,028	0,0444	0,1	285,9942857	0,91%
C	WTG14 - WTG15	3.000,00	900,00	3.132,09	31.500,00	57,407	Al 3x1x95 mm2	95	205	0,826	0,028	0,2947	0,134	26,34836491	0,08%
C	WTG15 - WTG16	6.000,00	1.800,00	6.264,18	31.500,00	114,814	Al 3x1x95 mm2	95	205	0,812	0,028	0,2947	0,134	51,80356491	0,16%
C	WTG16 - WTG17	9.000,00	2.700,00	9.396,28	31.500,00	172,220	Al 3x1x150 mm2	150	260	0,688	0,028	0,1867	0,124	44,00579048	0,14%
C	WTG17 - WTG18	12.000,00	3.600,00	12.528,37	31.500,00	229,627	Al 3x1x240 mm2	240	345	0,814	0,028	0,1167	0,114	46,78303492	0,15%
C	WTG19 - WTG18	3.000,00	900,00	3.132,09	31.500,00	57,407	Al 3x1x95 mm2	95	205	1,108	0,028	0,2947	0,134	35,34381153	0,11%
C	WTG18 - SE	18.000,00	5.400,00	18.792,55	31.500,00	344,441	Al 3x1x630 mm2	630	580	4,400	0,028	0,0444	0,1	187,1746032	0,59%
D	WTG27 - WTG26	3.000,00	900,00	3.132,09	31.500,00	57,407	Al 3x1x95 mm2	95	205	0,585	0,028	0,2947	0,134	18,66076692	0,06%
D	WTG26 - WTG25	6.000,00	1.800,00	6.264,18	31.500,00	114,814	Al 3x1x95 mm2	95	205	0,674	0,028	0,2947	0,134	42,99951078	0,14%
D	WTG25 - WTG24	9.000,00	2.700,00	9.396,28	31.500,00	172,220	Al 3x1x150 mm2	150	260	0,669	0,028	0,1867	0,124	42,79051429	0,14%
D	WTG24 - WTG21	12.000,00	3.600,00	12.528,37	31.500,00	229,627	Al 3x1x240 mm2	240	345	0,543	0,028	0,1167	0,114	31,20784762	0,10%
D	WTG21 - WTG20	15.000,00	4.500,00	15.660,46	31.500,00	287,034	Al 3x1x400 mm2	400	445	0,634	0,028	0,0700	0,105	30,64333333	0,10%
D	WTG23 - WTG20	3.000,00	900,00	3.132,09	31.500,00	57,407	Al 3x1x95 mm2	95	205	0,488	0,028	0,2947	0,134	15,56658847	0,05%
D	WTG20 - WTG22	21.000,00	6.300,00	21.924,64	31.500,00	401,848	Al 3x1x630 mm2	630	580	0,756	0,028	0,0444	0,1	37,52	0,12%
D	WTG22 - SE	24.000,00	7.200,00	25.056,74	31.500,00	459,254	Al 3x1x630 mm2	630	580	3,660	0,028	0,0444	0,1	207,5936508	0,66%

Reumen de Cantidades de Cable

Sección	ML
95	27.123,00
150	8.655,00
240	6.087,00
400	6.552,00
630	64.008,00

Nota: Todas las cantidades están expresadas en metros lineales de cable unipolar

Apéndice I

Flujo de caja del Proyecto

Flujo de Caja del inversionista

Concepto \ Año	0 (2017)	1 (2018) (*2)	2 (2019)	3 (2020)	4 (2021)	5 (2022)	6 (2023)	7 (2024)	8 (2025)	9 (2026)	10 (2027)	11 (2028)	12 (2029)	13 (2030)	14 (2031)	15 (2032)	16 (2033)	17 (2034)	18 (2035)	19 (2036)	20 (2037)	
Ingresos venta energía		18.448.560,0	18.448.560,0	18.448.560,0	18.448.560,0	18.448.560,0	18.448.560,0	18.448.560,0	18.448.560,0	18.448.560,0	18.448.560,0	18.448.560,0	18.448.560,0	18.448.560,0	18.448.560,0	18.448.560,0	18.448.560,0	18.448.560,0	18.448.560,0	18.448.560,0	18.448.560,0	18.448.560,0
Costos operación y mantenimiento		-370.000,0	-370.000,0	-185.000,0	-185.000,0	-185.000,0	-185.000,0	-185.000,0	-185.000,0	-185.000,0	-185.000,0	-185.000,0	-185.000,0	-185.000,0	-185.000,0	-185.000,0	-185.000,0	-185.000,0	-185.000,0	-185.000,0	-185.000,0	-185.000,0
Costos salarios		-149.400,0	-149.400,0	-149.400,0	-149.400,0	-149.400,0	-149.400,0	-149.400,0	-149.400,0	-149.400,0	-149.400,0	-149.400,0	-149.400,0	-149.400,0	-149.400,0	-149.400,0	-149.400,0	-149.400,0	-149.400,0	-149.400,0	-149.400,0	-149.400,0
Costos arrendamiento		-135.000,0	-135.000,0	-135.000,0	-135.000,0	-135.000,0	-135.000,0	-135.000,0	-135.000,0	-135.000,0	-135.000,0	-135.000,0	-135.000,0	-135.000,0	-135.000,0	-135.000,0	-135.000,0	-135.000,0	-135.000,0	-135.000,0	-135.000,0	-135.000,0
Interés préstamo		-9.366.821,1	-8.720.234,2	-8.021.920,4	-7.267.741,5	-6.453.228,3	-5.573.554,0	-4.623.505,7	-3.597.453,6	-2.489.317,3	-1.292.530,2											
Depreciación		-5.599.307,5	-5.599.307,5	-5.599.307,5	-5.599.307,5	-5.599.307,5	-5.599.307,5	-5.599.307,5	-5.599.307,5	-5.599.307,5	-5.599.307,5	-5.599.307,5	-5.599.307,5	-5.599.307,5	-5.599.307,5	-5.599.307,5	-5.599.307,5	-5.599.307,5	-5.599.307,5	-5.599.307,5	-5.599.307,5	-5.599.307,5
Utilidad antes del impuesto		2.828.031,4	3.474.618,3	4.357.932,1	5.112.111,0	5.926.624,2	6.806.298,5	7.756.346,8	8.782.398,9	9.890.535,2	11.087.322,3	12.379.852,5										
Impuestos (*1)		-282.803,1	-347.461,8	-435.793,2	-766.816,7	-888.993,6	-1.020.944,8	-1.939.086,7	-2.195.599,7	-2.472.633,8	-2.771.830,6	-3.094.963,1	-3.094.963,1	-3.094.963,1	-3.094.963,1	-3.094.963,1	-3.094.963,1	-3.094.963,1	-3.094.963,1	-3.094.963,1	-3.094.963,1	-3.094.963,1
Utilidad neta		2.545.228,2	3.127.156,4	3.922.138,9	4.345.294,4	5.037.630,6	5.785.353,8	5.817.260,1	6.586.799,2	7.417.901,4	8.315.491,8	9.284.889,4										
Depreciación		5.599.307,5	5.599.307,5	5.599.307,5	5.599.307,5	5.599.307,5	5.599.307,5	5.599.307,5	5.599.307,5	5.599.307,5	5.599.307,5	5.599.307,5	5.599.307,5	5.599.307,5	5.599.307,5	5.599.307,5	5.599.307,5	5.599.307,5	5.599.307,5	5.599.307,5	5.599.307,5	5.599.307,5
Amortización de la deuda		-8.082.335,9	-8.728.922,8	-9.427.236,6	-10.181.415,5	-10.995.928,8	-11.875.603,1	-12.825.651,3	-13.851.703,4	-14.959.839,7	-16.156.626,9											
Inversión		-167.172.902,9																				
Préstamo		117.021.032,0																				
Inversión para desmontaje																						-8.100.000,0
Flujo de Caja	-50.151.870,9	62.199,8	-2.458,9	94.209,8	-236.813,7	-358.990,7	-490.941,8	-1.409.083,7	-1.665.596,8	-1.942.630,8	-2.241.827,6	14.884.196,9	6.784.196,9									

Flujo de caja del proyecto de inversión

Concepto \ Año	0 (2017)	1 (2018) (*2)	2 (2019)	3 (2020)	4 (2021)	5 (2022)	6 (2023)	7 (2024)	8 (2025)	9 (2026)	10 (2027)	11 (2028)	12 (2029)	13 (2030)	14 (2031)	15 (2032)	16 (2033)	17 (2034)	18 (2035)	19 (2036)	20 (2037)	
Ingresos venta energía		18.448.560,0	18.448.560,0	18.448.560,0	18.448.560,0	18.448.560,0	18.448.560,0	18.448.560,0	18.448.560,0	18.448.560,0	18.448.560,0	18.448.560,0	18.448.560,0	18.448.560,0	18.448.560,0	18.448.560,0	18.448.560,0	18.448.560,0	18.448.560,0	18.448.560,0	18.448.560,0	18.448.560,0
Costos operación y mantenimiento		-370.000,0	-370.000,0	-185.000,0	-185.000,0	-185.000,0	-185.000,0	-185.000,0	-185.000,0	-185.000,0	-185.000,0	-185.000,0	-185.000,0	-185.000,0	-185.000,0	-185.000,0	-185.000,0	-185.000,0	-185.000,0	-185.000,0	-185.000,0	-185.000,0
Costos salarios		-149.400,0	-149.400,0	-149.400,0	-149.400,0	-149.400,0	-149.400,0	-149.400,0	-149.400,0	-149.400,0	-149.400,0	-149.400,0	-149.400,0	-149.400,0	-149.400,0	-149.400,0	-149.400,0	-149.400,0	-149.400,0	-149.400,0	-149.400,0	-149.400,0
Costos arrendamiento		-135.000,0	-135.000,0	-135.000,0	-135.000,0	-135.000,0	-135.000,0	-135.000,0	-135.000,0	-135.000,0	-135.000,0	-135.000,0	-135.000,0	-135.000,0	-135.000,0	-135.000,0	-135.000,0	-135.000,0	-135.000,0	-135.000,0	-135.000,0	-135.000,0
Depreciación		-5.599.307,5	-5.599.307,5	-5.599.307,5	-5.599.307,5	-5.599.307,5	-5.599.307,5	-5.599.307,5	-5.599.307,5	-5.599.307,5	-5.599.307,5	-5.599.307,5	-5.599.307,5	-5.599.307,5	-5.599.307,5	-5.599.307,5	-5.599.307,5	-5.599.307,5	-5.599.307,5	-5.599.307,5	-5.599.307,5	-5.599.307,5
Utilidad antes del impuesto		12.194.852,5	12.194.852,5	12.379.852,5																		
Impuestos (*1)		-1.219.485,3	-1.219.485,3	-1.237.985,3	-1.856.977,9	-1.856.977,9	-1.856.977,9	-3.094.963,1	-3.094.963,1	-3.094.963,1	-3.094.963,1	-3.094.963,1	-3.094.963,1	-3.094.963,1	-3.094.963,1	-3.094.963,1	-3.094.963,1	-3.094.963,1	-3.094.963,1	-3.094.963,1	-3.094.963,1	-3.094.963,1
Utilidad neta		10.975.367,3	10.975.367,3	11.141.867,3	10.522.874,6	10.522.874,6	10.522.874,6	9.284.889,4														
Depreciación		5.599.307,5	5.599.307,5	5.599.307,5	5.599.307,5	5.599.307,5	5.599.307,5	5.599.307,5	5.599.307,5	5.599.307,5	5.599.307,5	5.599.307,5	5.599.307,5	5.599.307,5	5.599.307,5	5.599.307,5	5.599.307,5	5.599.307,5	5.599.307,5	5.599.307,5	5.599.307,5	5.599.307,5
Inversión		-167.172.902,9																				
Inversión para desmontaje																						-8.100.000,0
Flujo de Caja	-167.172.902,9	16.574.674,8	16.574.674,8	16.741.174,8	16.122.182,1	16.122.182,1	16.122.182,1	14.884.196,9	6.784.196,9													

Resumen - Cálculo de Indicadores Económico-Financieros (*3)

	TIR	VAN (USD)
Desde el Punto de vista del inversor	6,46%	11.325.860,4
Desde el punto de vista del proyecto	6,65%	21.832.376,3

Referencias:

*1 - Se considera como único impuesto el IRAE (Impuesto a las Rentas de las Actividades Económicas). Este impuesto se considera equivalente al 25 % de la utilidad neta antes del impuesto.

De acuerdo al Decreto 354/009 - Régimen de Promoción de Energías Renovables, se exonerará el IRAE a las rentas generadas por la empresa o por las actividades descriptas, conforme a lo siguiente:

90 % de la renta neta fiscal originada en la actividad promovida en los ejercicios iniciados entre el 1° de julio de 2009 y el 31 de diciembre de 2017 (tasa efectiva 2,5 %

60 % en los ejercicios iniciados entre el 1° de enero de 2018 y el 31 de diciembre de 2020 (tasa efectiva 10 %)

40 % en los ejercicios iniciados entre el 1° de enero de 2021 y el 31 de diciembre de 2023 (tasa efectiva 15 %)

*2 - Se considera entrada en Generación en el año 2018

*3 - Tasa de descuento considerada para el cálculo del VAN: 5 %

Apéndice J

Dimensionado de Circuitos del Sistema Colector de Energía en configuración de mínimo costo

Parque Eólico Castillos Norte- Dimensionado de Circuitos del sistema colector de energía en configuración de menor costo

Sección	Circuito	Potencia Activa (kW)	Potencia Reactiva (kVAr)	Potencia Aparente (kVA)	Nivel de Tensión (V)	Corriente (A)	Agrupación	Sección efectiva fase (mm2)	Corriente Admisible a 40°C (A)	% Carga	Distancia (m)	Resistividad (Ohm.mm2/m)	Resistencia (Ohm/km)	Reactancia (Ohm/km)	Caída de Tensión (V)	Caída de Tensión (%)
A	WTG09 - WTG08	3.000,00	900,00	3.132,09	31.500,00	57,407	Al 3x1x95 mm2	95	205	28,00	0,754	0,028	0,2947	0,134	24,05165514	0,08%
A	WTG08 - WTG07	6.000,00	1.800,00	6.264,18	31.500,00	114,814	Al 3x1x95 mm2	95	205	56,01	1,204	0,028	0,2947	0,134	76,81218246	0,24%
A	WTG07 - WTG03	9.000,00	2.700,00	9.396,28	31.500,00	172,220	Al 3x1x95 mm2	95	205	84,01	0,956	0,028	0,2947	0,134	91,48560602	0,29%
A	WTG06 - WTG03	3.000,00	900,00	3.132,09	31.500,00	57,407	Al 3x1x95 mm2	95	205	28,00	1,078	0,028	0,2947	0,134	34,38684912	0,11%
A	WTG03 - WTG02	15.000,00	4.500,00	15.660,46	31.500,00	287,034	Al 3x1x240 mm2	240	345	83,20	1,117	0,028	0,1167	0,114	80,24669841	0,25%
A	WTG02 - WTG01	18.000,00	5.400,00	18.792,55	31.500,00	344,441	Al 3x1x400 mm2	400	445	77,40	1,252	0,028	0,0700	0,105	72,616	0,23%
A	WTG01 - SE	21.000,00	6.300,00	21.924,64	31.500,00	401,848	Al 3x1x630 mm2	630	580	69,28	4,545	0,028	0,0444	0,1	225,5666667	0,72%
Máxima caída de tensión acumulada																1,81%
B	WTG13 - WTG12	3.000,00	900,00	3.132,09	31.500,00	57,407	Al 3x1x95 mm2	95	205	28,00	0,658	0,028	0,2947	0,134	20,98937544	0,07%
B	WTG12 - WTG11	6.000,00	1.800,00	6.264,18	31.500,00	114,814	Al 3x1x95 mm2	95	205	56,01	0,854	0,028	0,2947	0,134	54,48305965	0,17%
B	WTG11 - WTG10	9.000,00	2.700,00	9.396,28	31.500,00	172,220	Al 3x1x95 mm2	95	205	84,01	0,572	0,028	0,2947	0,134	54,73824962	0,17%
B	WTG10 - WTG05	12.000,00	3.600,00	12.528,37	31.500,00	229,627	Al 3x1x150 mm2	150	260	88,32	0,672	0,028	0,1867	0,124	57,30986667	0,18%
B	WTG05 - WTG04	15.000,00	4.500,00	15.660,46	31.500,00	287,034	Al 3x1x240 mm2	240	345	83,20	0,433	0,028	0,1167	0,114	31,10726984	0,10%
B	WTG04 - SE	18.000,00	5.400,00	18.792,55	31.500,00	344,441	Al 3x1x630 mm2	400	445	77,40	6,723	0,028	0,0700	0,105	389,934	1,24%
Máxima caída de tensión acumulada																1,93%
C	WTG14 - WTG15	3.000,00	900,00	3.132,09	31.500,00	57,407	Al 3x1x95 mm2	95	205	28,00	0,826	0,028	0,2947	0,134	26,34836491	0,08%
C	WTG15 - WTG16	6.000,00	1.800,00	6.264,18	31.500,00	114,814	Al 3x1x95 mm2	95	205	56,01	0,812	0,028	0,2947	0,134	51,80356491	0,16%
C	WTG16 - WTG17	9.000,00	2.700,00	9.396,28	31.500,00	172,220	Al 3x1x95 mm2	95	205	84,01	0,688	0,028	0,2947	0,134	65,83901353	0,21%
C	WTG17 - WTG18	12.000,00	3.600,00	12.528,37	31.500,00	229,627	Al 3x1x150 mm2	150	260	88,32	0,814	0,028	0,1867	0,124	69,4199873	0,22%
C	WTG19 - WTG18	3.000,00	900,00	3.132,09	31.500,00	57,407	Al 3x1x95 mm2	95	205	28,00	1,108	0,028	0,2947	0,134	35,34381153	0,11%
C	WTG18 - SE	18.000,00	5.400,00	18.792,55	31.500,00	344,441	Al 3x1x400 mm2	400	445	77,40	4,400	0,028	0,0700	0,114	261,9885714	0,83%
Máxima caída de tensión acumulada																1,51%
D	WTG27 - WTG26	3.000,00	900,00	3.132,09	31.500,00	57,407	Al 3x1x95 mm2	95	205	28,00	0,585	0,028	0,2947	0,134	18,66076692	0,06%
D	WTG26 - WTG25	6.000,00	1.800,00	6.264,18	31.500,00	114,814	Al 3x1x95 mm2	95	205	56,01	0,674	0,028	0,2947	0,134	42,99951078	0,14%
D	WTG25 - WTG24	9.000,00	2.700,00	9.396,28	31.500,00	172,220	Al 3x1x95 mm2	95	205	84,01	0,669	0,028	0,2947	0,134	64,02078496	0,20%
D	WTG24 - WTG21	12.000,00	3.600,00	12.528,37	31.500,00	229,627	Al 3x1x150 mm2	150	260	88,32	0,543	0,028	0,1867	0,124	46,30841905	0,15%
D	WTG21 - WTG20	15.000,00	4.500,00	15.660,46	31.500,00	287,034	Al 3x1x240 mm2	240	345	83,20	0,634	0,028	0,1167	0,114	45,54736508	0,14%
D	WTG23 - WTG20	3.000,00	900,00	3.132,09	31.500,00	57,407	Al 3x1x95 mm2	95	205	28,00	0,488	0,028	0,2947	0,134	15,56658847	0,05%
D	WTG20 - WTG22	21.000,00	6.300,00	21.924,64	31.500,00	401,848	Al 3x1x630 mm2	630	580	69,28	0,756	0,028	0,0444	0,1	37,52	0,12%
D	WTG22 - SE	24.000,00	7.200,00	25.056,74	31.500,00	459,254	Al 3x1x630 mm2	630	580	79,18	3,660	0,028	0,0444	0,1	207,5936508	0,66%
Máxima caída de tensión acumulada																1,47%

Reumen de Cantidades de Cable

Sección	ML
95	35.778,00
150	6.087,00
240	6.552,00
400	37.125,00
630	26.883,00

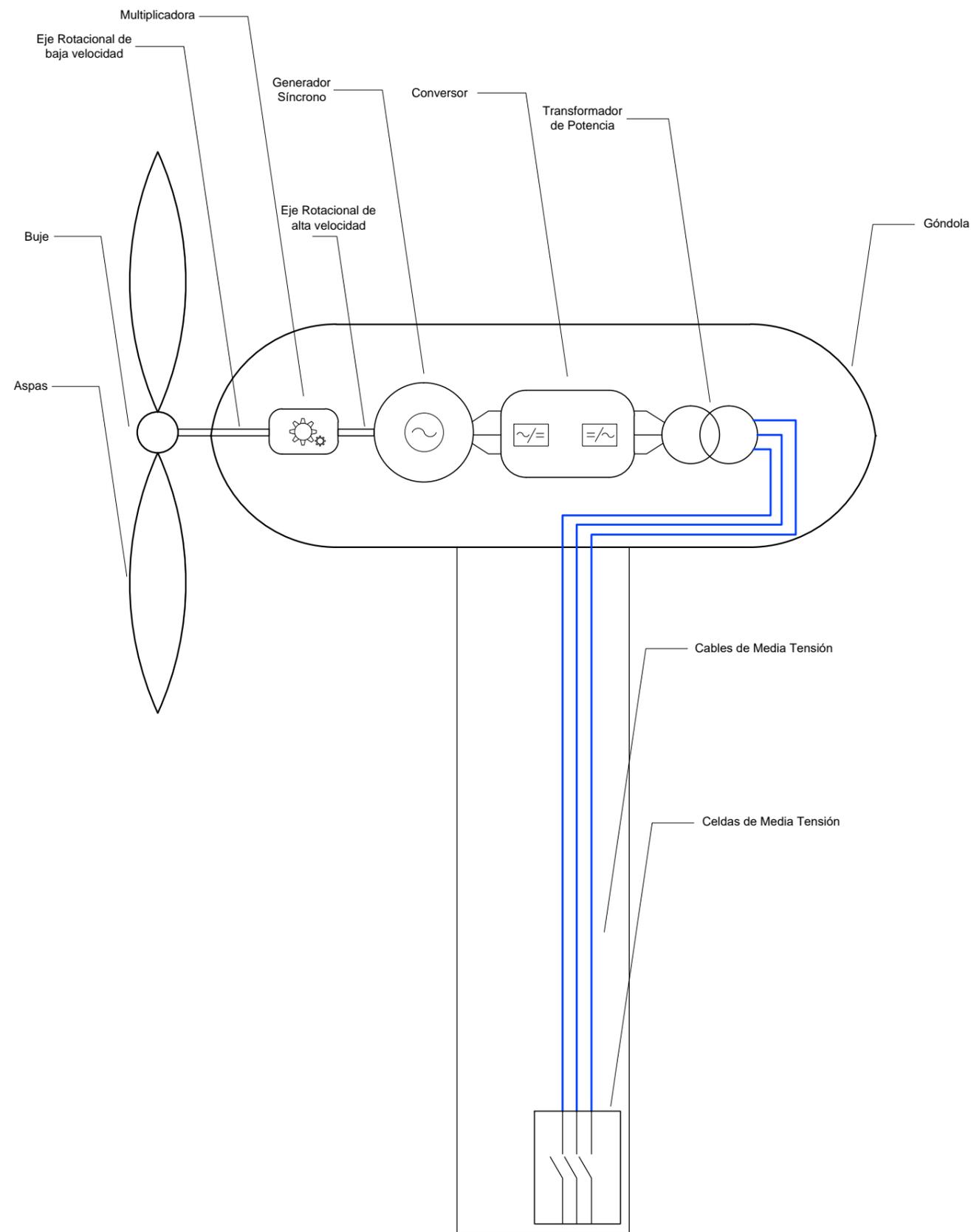
Nota: Todas las cantidades están expresadas en metros lineales de cable unipolar

Apéndice K

Planos de Anteproyecto Eléctrico

Listado de Planos

N°	Nombre	Descripción	Revisión	Páginas
1	PECAST-WTG-GRAL	Esquema General Aerogenerador VESTAS V112-3,0 MW	0	1
2	PECAST-WF-UNIFILARES	Diagrama Unifilar Parque Eólico	0	1
3	PECAST-WF-ZANJAS	Zanjas de Media Tensión - Detalles	0	1
4	PECAST-WF-SISCOL	Sistema Colector de Energía	0	1
5	PECAST-WF-CAMINERÍA	Caminería Interna Parque Eólico	0	1
6	PECAST-WF-CAMINOS	Caminería Interna - Detalles Caminos	0	1
7	PECAST-PECAST-UNIFILARES	SE PCAST - Diagramas Unifilares	0	2
8	PECAST-PECAST-LAYOUT	SE PCAST - Layout	0	1
9	PECAST-PECAST-CORTE	SE PCAST - Corte Lateral	0	1
10	PECAST-PECAST-MTIERRA	SE PCAST - Malla de Tierra	0	1
11	PECAST-CAN-UNIFILARES	SE CAN - Diagramas Unifilares	0	1
12	PECAST-CAN-CORTE	SE CAN - Corte Lateral	0	1
13	PECAST-CAN-LAYOUT	SE CAN - Layout	0	1
14	PECAST-CAN-MTIERRA	SE CAN - Malla de Tierra	0	1
15	PECAST-CAN-COORDENADAS	SE CAN - Coordenadas de Subestaciones	0	1



Aerogenerador Vestas V112 - 3.0MW

Potencia Individual: 3,0 MW

Rotor: 54,65 m de longitud, rango dinámico entre 6,2 y 17,7 rpm

Torres: Altura de Buje: 96 m.

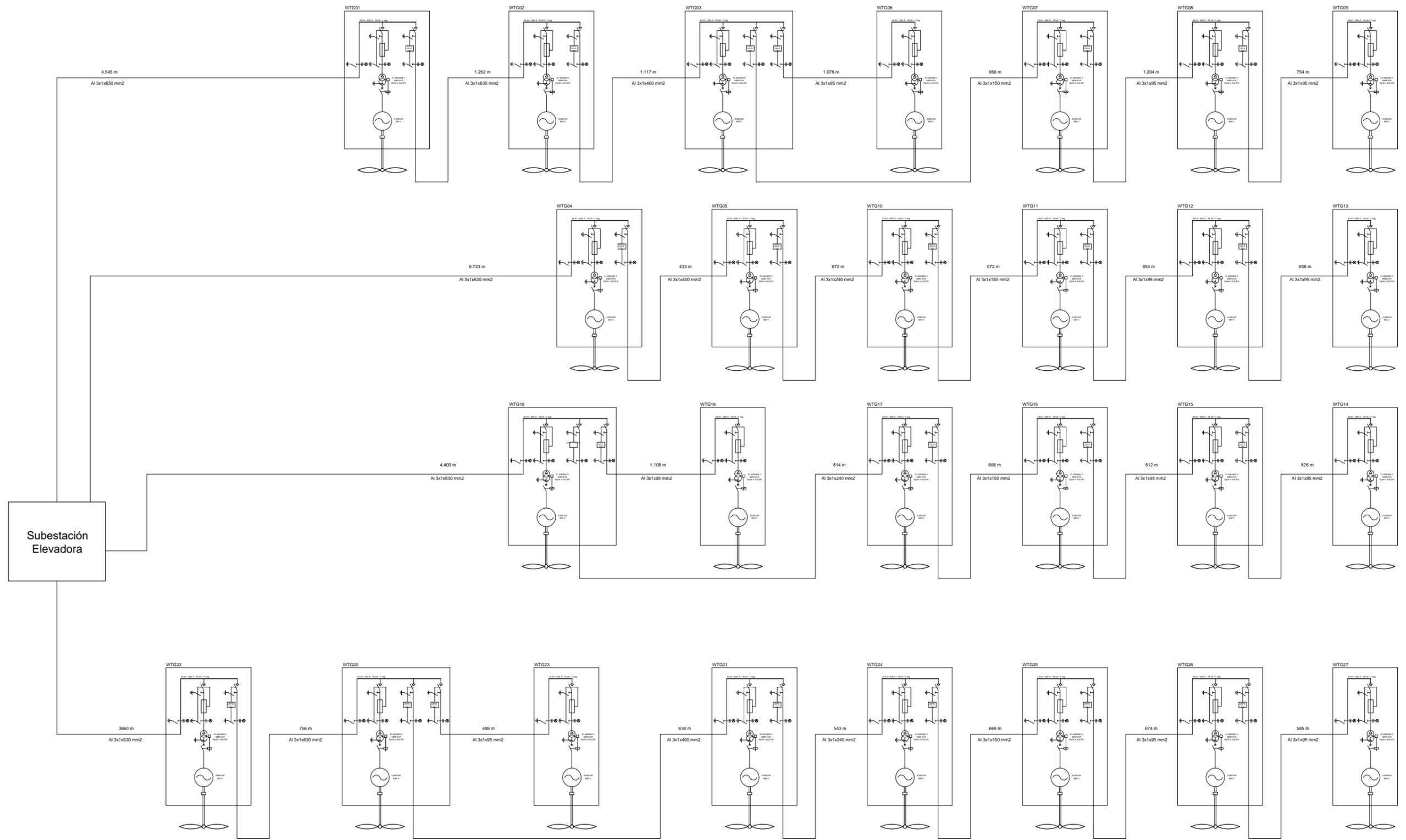
Multiplicadora: de relación de transformación fija: 1/113,2, potencia mecánica 3.300 kW

Generador: Síncrono de imanes permanentes, de 12 polos, con potencia nominal 3.880 kVA y tensión de salida 710 V.

Convertidor: 4 unidades operando en paralelo, de tipo Full converter, con tensión de salida 650 V y potencia nominal 3.800 kVA.

Transformador de Potencia: Transformador trifásico de 2 arrollamientos, Grupo de conexión Dyn5, 3.450 kVA, tensión primaria nominal 31,5 kV, tensión secundaria nominal 0,650 kV

4			 UNIVERSIDAD DE LA REPUBLICA URUGUAY	 FACULTAD DE INGENIERÍA		PROYECTISTAS: Marcello Gregorio Lucas Narbondo Michael Varela	PARQUE EÓLICO PECAST	Aerogenerador Vestas V112 - 3MW		Plano: PECAST-WTG-GRAL			
3								Partes Componentes		Nombre Archivo PECAST-WTG-GRAL		Escala: N/A	
2												Hoja 1	
1	Emisión Original	17/09/2015										de 1	
REV.													



4		
3		
2		
1	Emisión Original	17/09/2015
REV.		



PROYECTISTAS:
 Marcello Gregorio
 Lucas Narbondo
 Michael Varela

PARQUE EÓLICO
 PECAST

Parque Eólico

Diagrama Unifilar

Plano:
 PECAST-WF-UNIFILARES

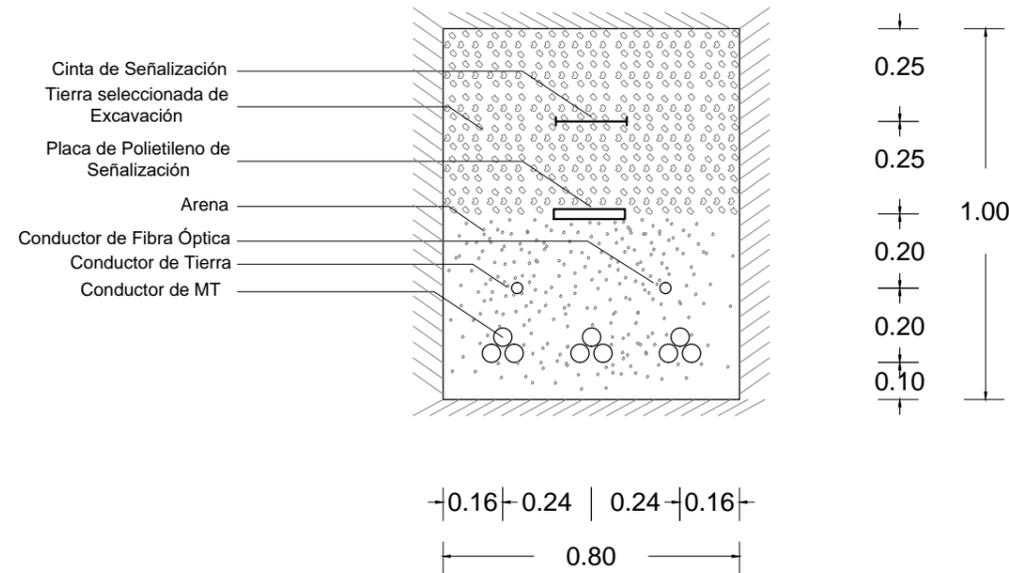
Nombre Archivo:
 PECAST-WF-UNIFILARES

Escala: N/A

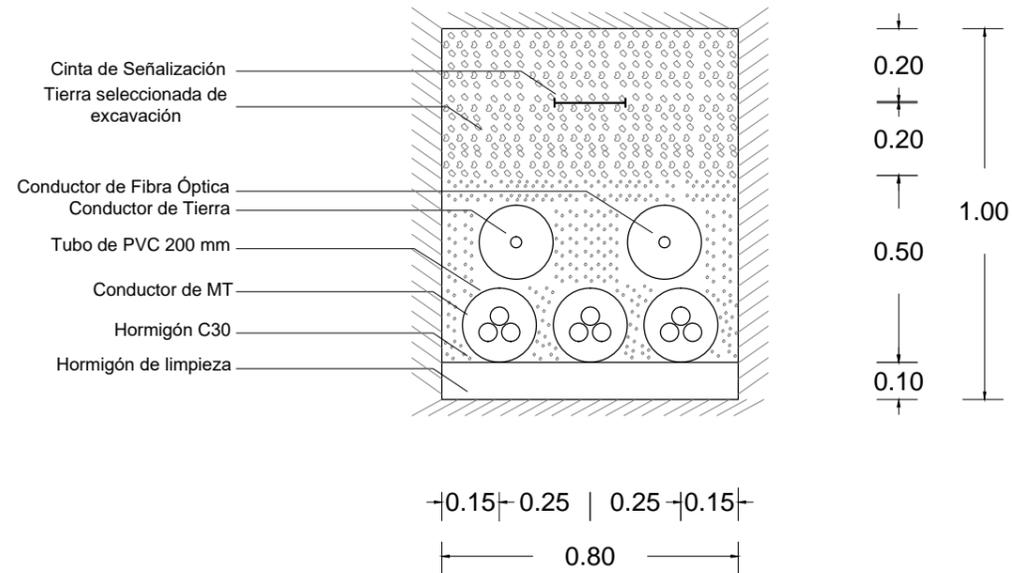
Hoja 1

de 1

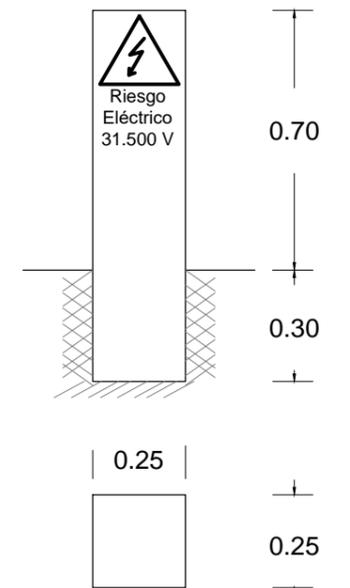
ZANJA DE CABLES
(1, 2, 3 ternas cable MT + PAT + Fibra Óptica)



ZANJA DE CABLES CRUCES DE CAMINOS
(1, 2, 3 ternas cable MT + PAT + Fibra Óptica)

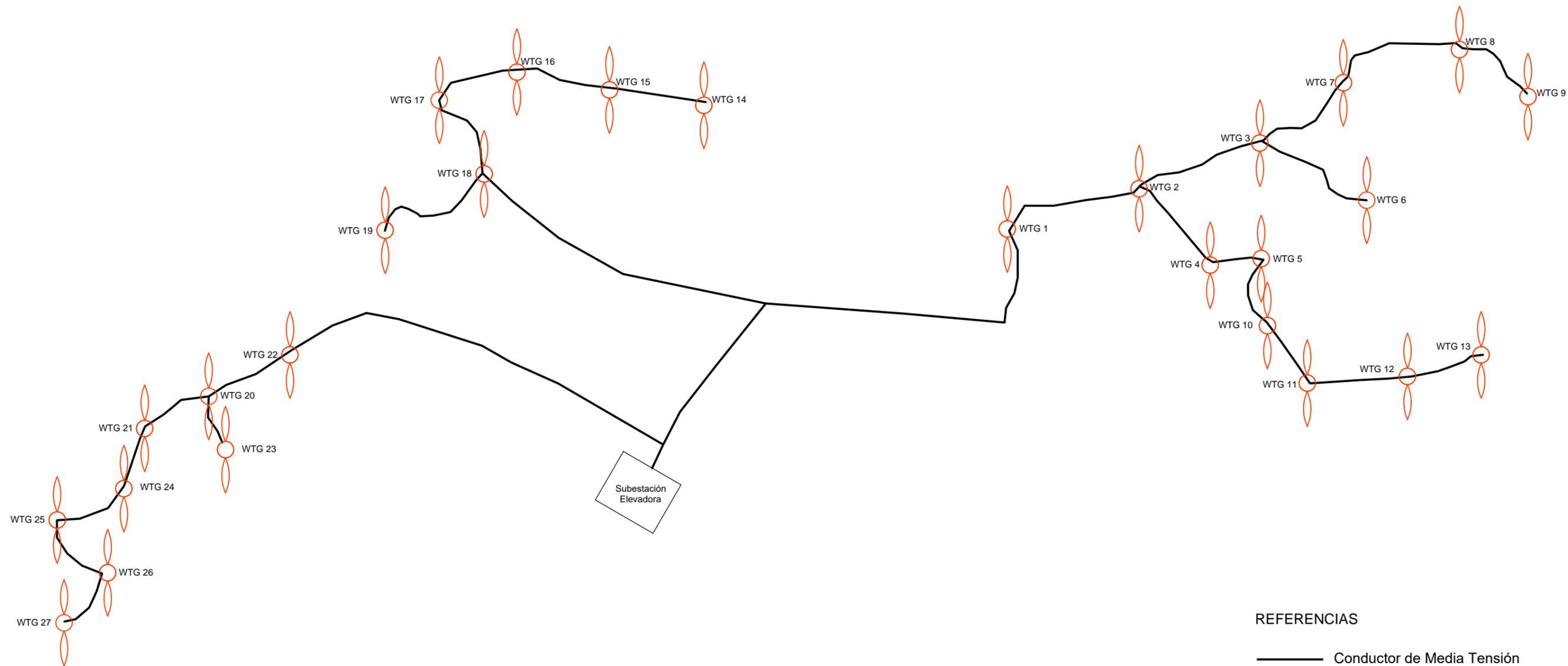


MOJONES DE SEÑALIZACIÓN
(Distanciados 100 m)



Nota: Solo se muestra el caso de una zanja por la que se encuentran tendidos tres ternas de conductores de potencia.
En el caso que la zanja contenga dos circuitos se elimina la terna central, en el caso que la zanja contenga un solo circuito se eliminan las dos ternas de los extremos.

4						PROYECTISTAS: Marcello Gregorio Lucas Narbondo Michael Varela	PARQUE EÓLICO PECAST	Parque Eólico		Plano: PECAST-WF-ZANJAS	
3								Zanjas de Media Tensión	Nombre Archivo PECAST-WF-ZANJAS	Escala: N/A	
2										Hoja 1	
1	Emisión Original	17/09/2015								de 1	
REV.											



REFERENCIAS

— Conductor de Media Tensión

⊗ Aerogenerador

4		
3		
2		
1	Emisión Original	17/09/2015
REV.		



PROYECTISTAS:
 Marcello Gregorio
 Lucas Narbondo
 Michael Varela

PARQUE EÓLICO
 PECAST

Parque Eólico

Sistema Colector de Energía

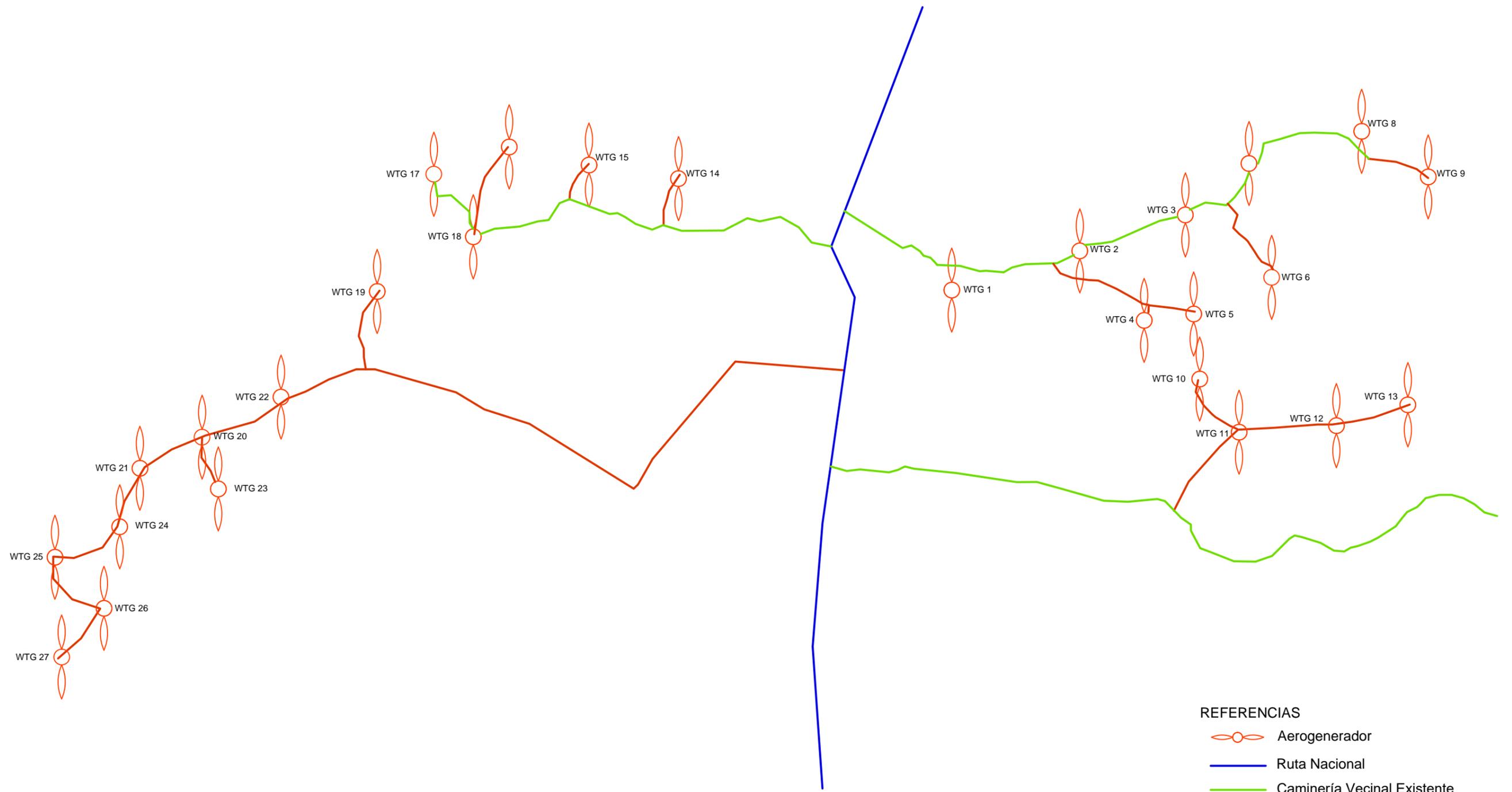
Plano:
 PECAST-WF-SISCOL

Nombre Archivo:
 PECAST-WF-SISCOL

Escala: N/A

Hoja 1

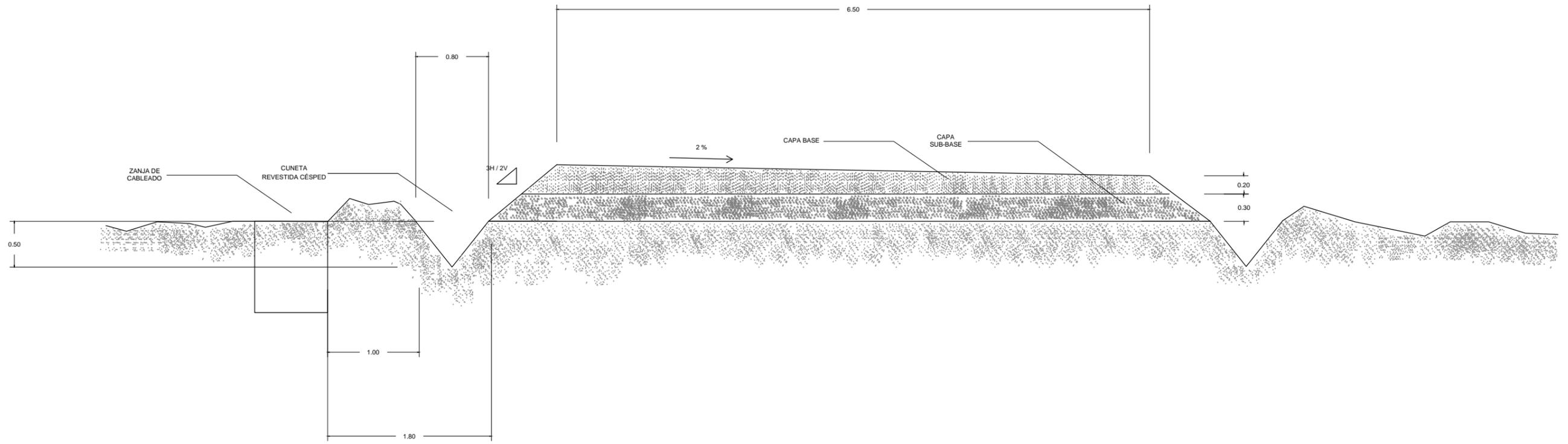
de 1



REFERENCIAS

-  Aerogenerador
-  Ruta Nacional
-  Caminería Vecinal Existente
-  Nuevos Caminos a construir

4						PROYECTISTAS: Marcello Gregorio Lucas Narbondo Michael Varela	PARQUE EÓLICO PECAST	Parque Eólico		Plano: PECAST-WF-CAMINERÍA			
3								Caminería Interna		Nombre Archivo PECAST-WF-CAMINERÍA	Escala: N/A		
2												Hoja 1	
1	Emisión Original	17/09/2015										de 1	
REV.													

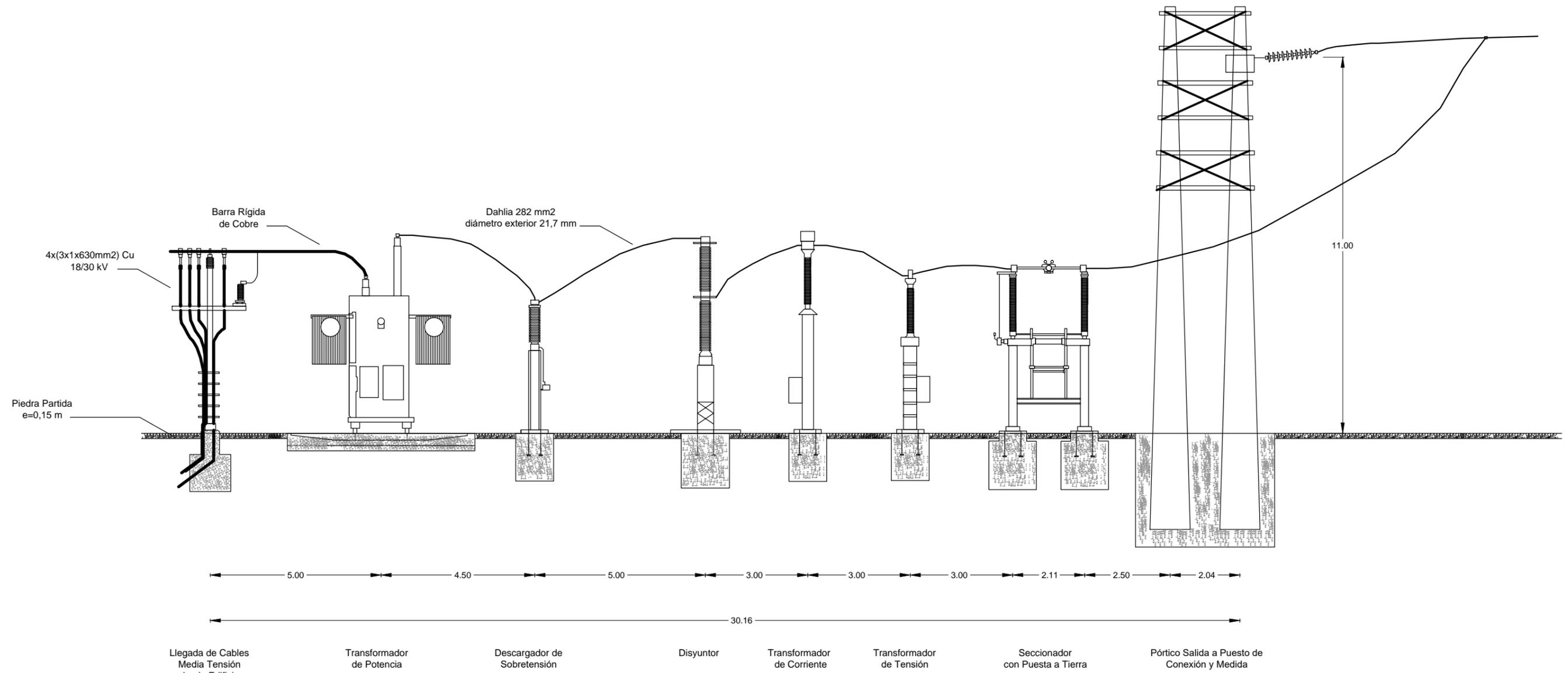


NOTAS

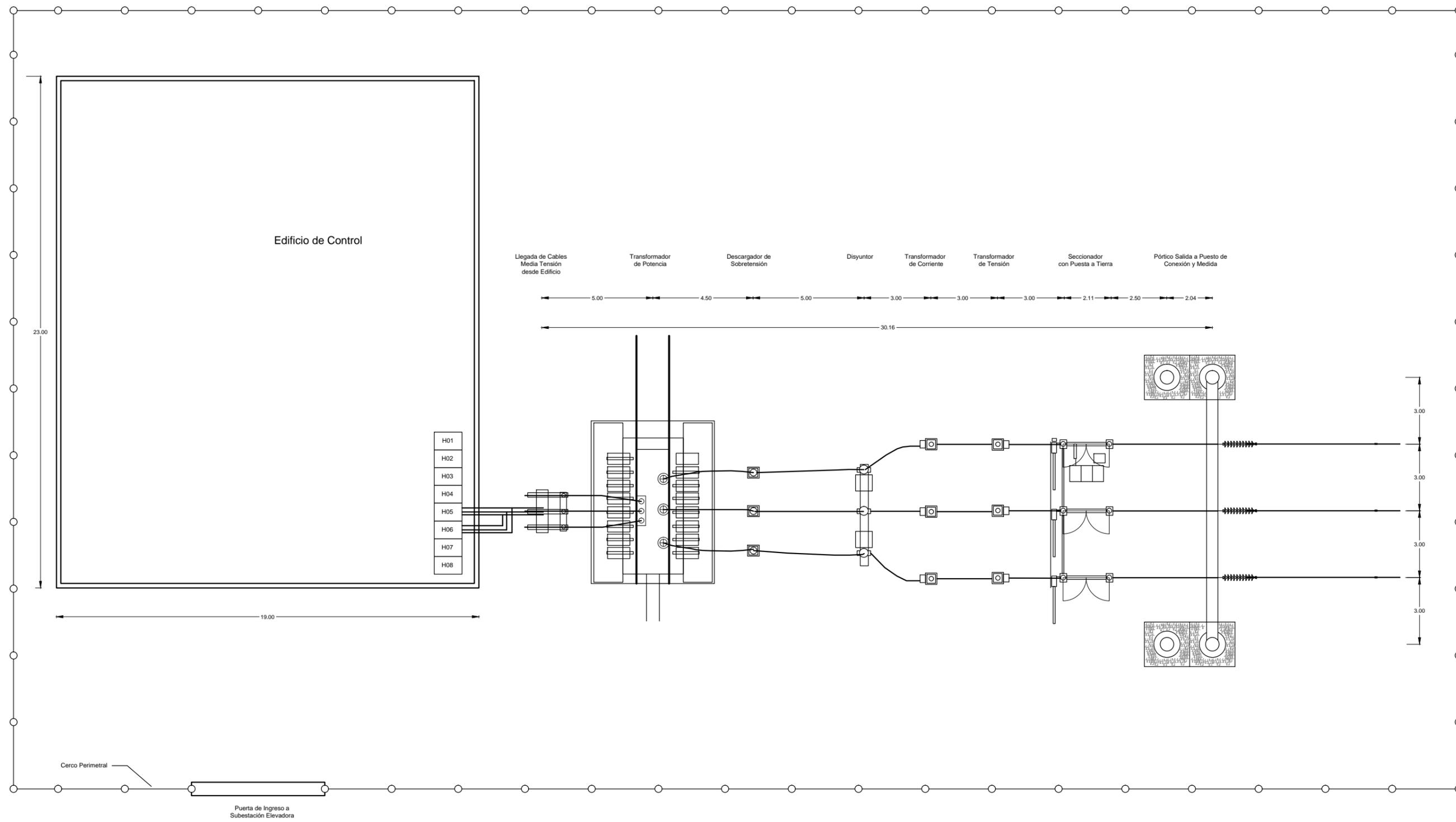
La pendiente transversal de los caminos será de 2%

Todas las cunetas en desmonte serán revestidas en hormigón

4			 UNIVERSIDAD DE LA REPUBLICA URUGUAY	 FACULTAD DE INGENIERÍA	 PARQUE EÓLICO PECAST	PROYECTISTAS: Marcello Gregorio Lucas Narbondo Michael Varela	Parque Eólico PECAST	Plano: PECAST-WF-CAMINOS		
3								Sección de Caminería interna	Nombre Archivo PECAST-WF-CAMINOS	Escala: N/A
2										
1	Emisión Original	17/09/2015								Hoja 1
REV.										de 1



4			 UNIVERSIDAD DE LA REPUBLICA URUGUAY	 FACULTAD DE INGENIERÍA		PROYECTISTAS: Marcello Gregorio Lucas Narbondo Michael Varela	PARQUE EÓLICO PECAST	Subestación Elevadora PECAST		Plano: PECAST-PECAST-CORTE	
3								Corte Lateral	Nombre Archivo PECAST-PECAST-CORTE	Escala: N/A	
2											Hoja 1
1	Emisión Original	17/09/2015									
REV.											



4		
3		
2		
1	Emisión Original	17/09/2015
REV.		



PROYECTISTAS:
 Marcello Gregorio
 Lucas Narbondo
 Michael Varela

PARQUE EÓLICO
 PECAST

Subestación Elevadora PECAST

Layout de Estación

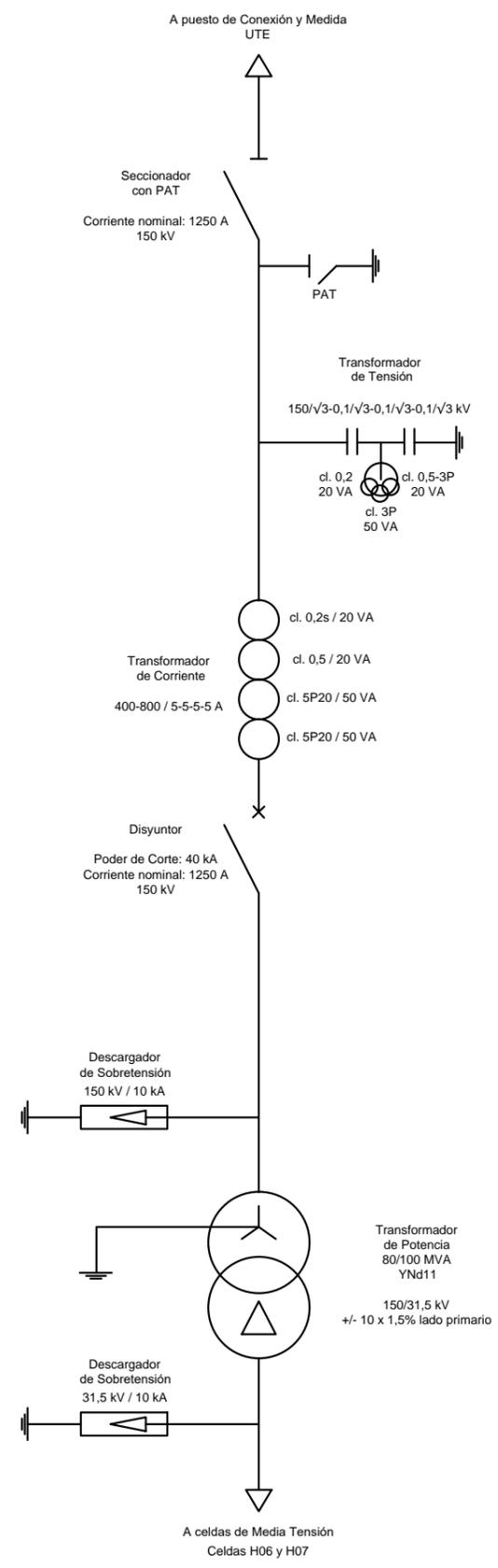
Plano:
 PECAST-PECAST-LAYOUT

Nombre Archivo
 PECAST-PECAST-LAYOUT

Escala: N/A

Hoja 1

de 1



Características Eléctricas de los Equipos de 150 y 31,5 kV

	Equipos de 150 kV	Equipos de 31,5 kV
Tensión Nominal (kVeff)	150	31,5
Tensión más elevada (kVeff)	170	36
Frecuencia (Hz)	50	50
Tensión soportada a impulso de rayo (kVpico)	750	170
Tensión soportada 1 minuto (kV)	325	70
Intensidad de Cortocircuito (kA)	40	25

4		
3		
2		
1	Emisión Original	17/09/2015
REV.		

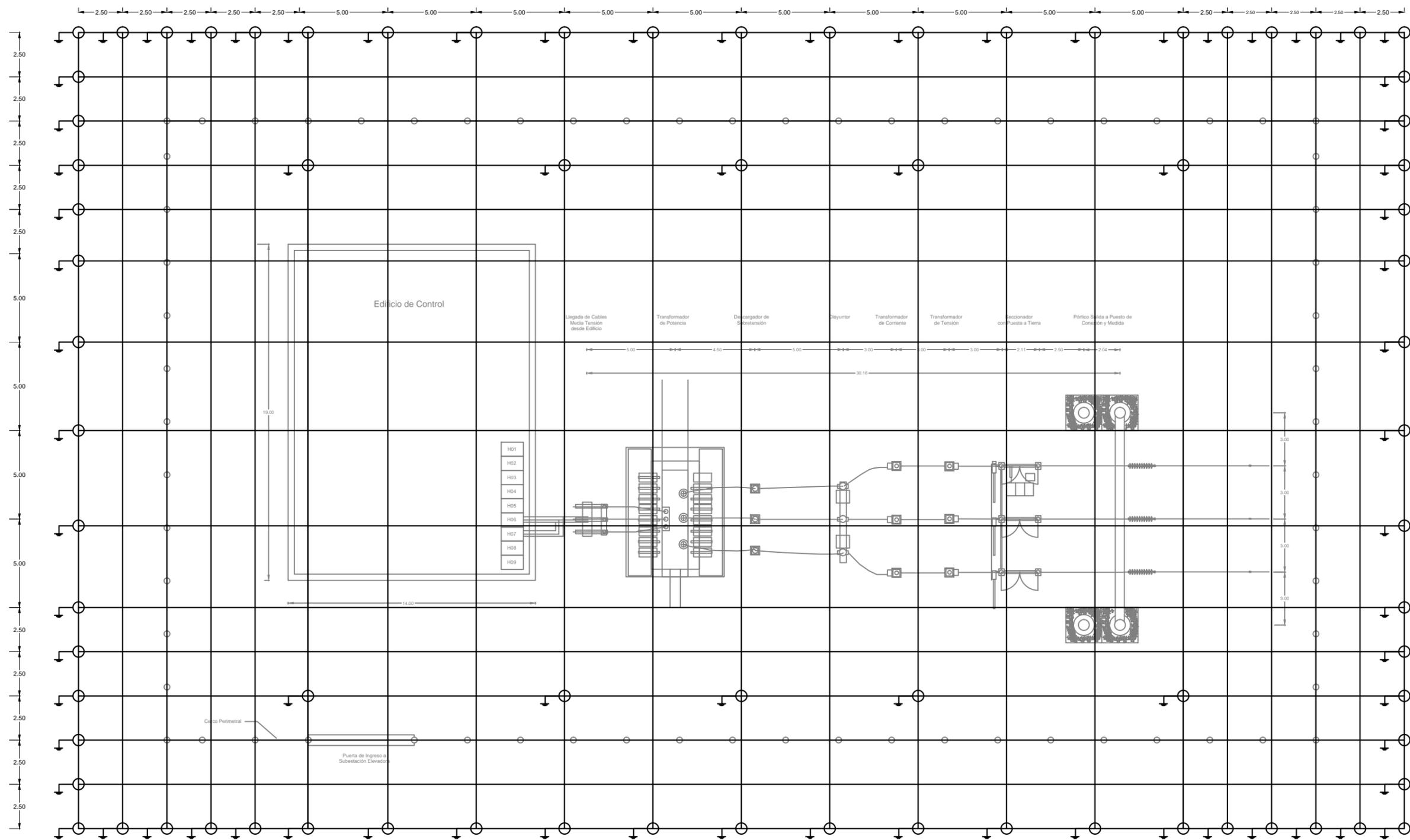


PROYECTISTAS:
 Marcello Gregorio
 Lucas Narbondo
 Michael Varela

PARQUE EÓLICO
 PECAST

Subestación Elevadora PECAST
 Diagramas Unifilares

Plano: PECAST-PECAST-UNIFILARES	Escala: N/A
Nombre Archivo PECAST-PECAST-UNIFILARES	Hoja 1
	de 2



4		
3		
2		
1	Emisión Original	17/09/2015
REV.		



PROYECTISTAS:
 Marcello Gregorio
 Lucas Narbondo
 Michael Varela

PARQUE EÓLICO
 PECAST

Subestación Elevadora PECAST

Malla de Tierra

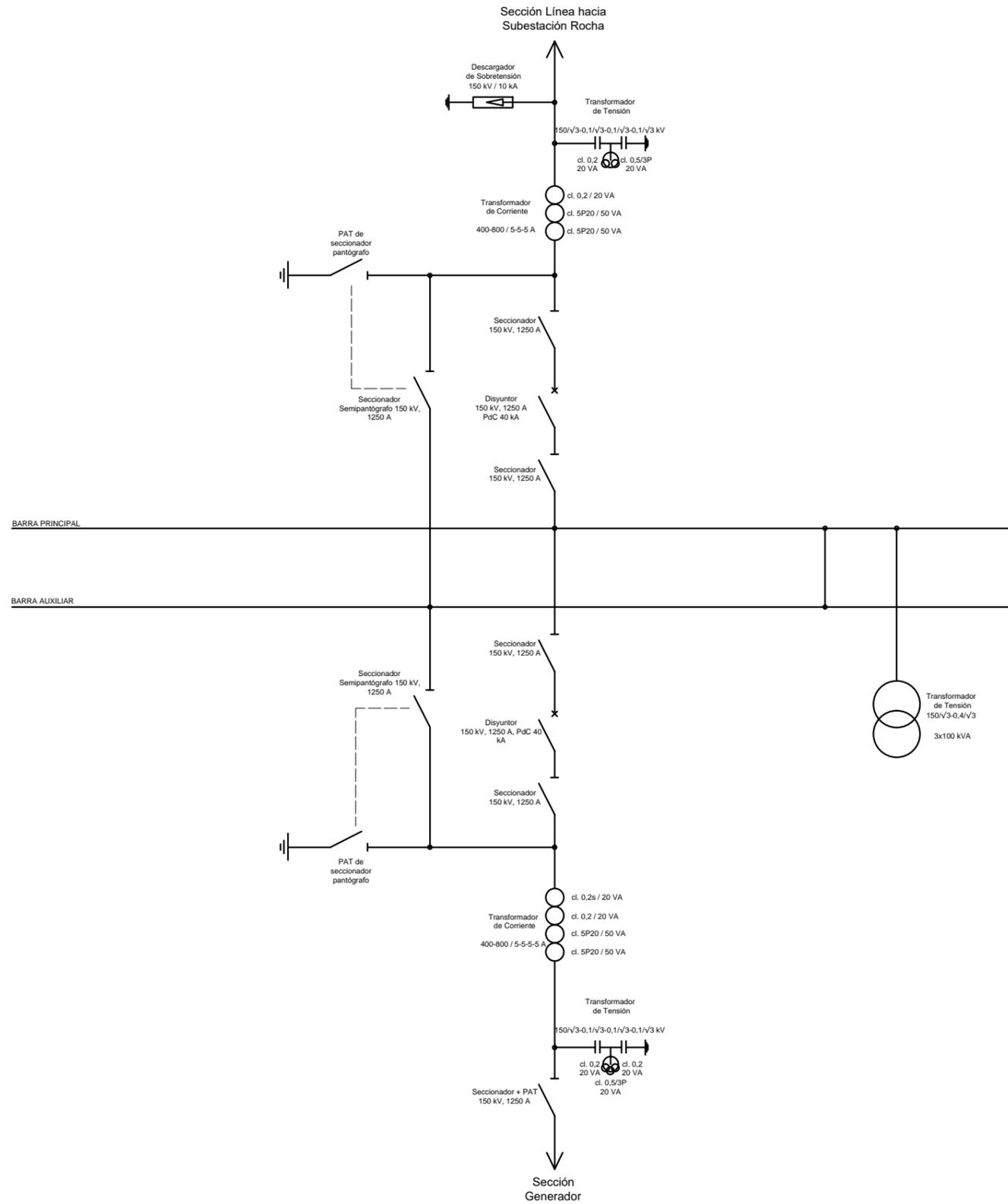
Plano:
 PECAST-PECAST-MTIERRA

Nombre Archivo
 PECAST-PECAST-MTIERRA

Escala: N/A

Hoja 1

de 1



4		
3		
2		
1	Emisión Original	17/09/2015
REV.		



PROYECTISTAS:
 Marcello Gregorio
 Lucas Narbondo
 Michael Varela

PARQUE EÓLICO
 PECAST

Puesto de Conexión y Medidas Castillos Norte

Diagramas Unifilares

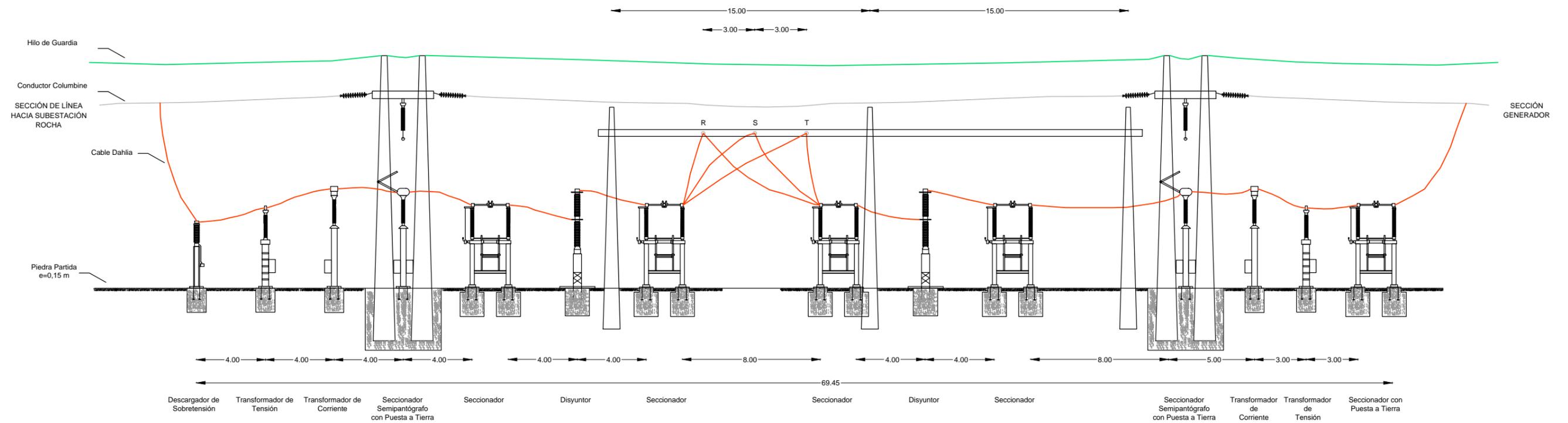
Plano:
 PECAST-CAN-UNIFILARES

Nombre Archivo
 PECAST-CAN-UNIFILARES

Escala: N/A

Hoja 1

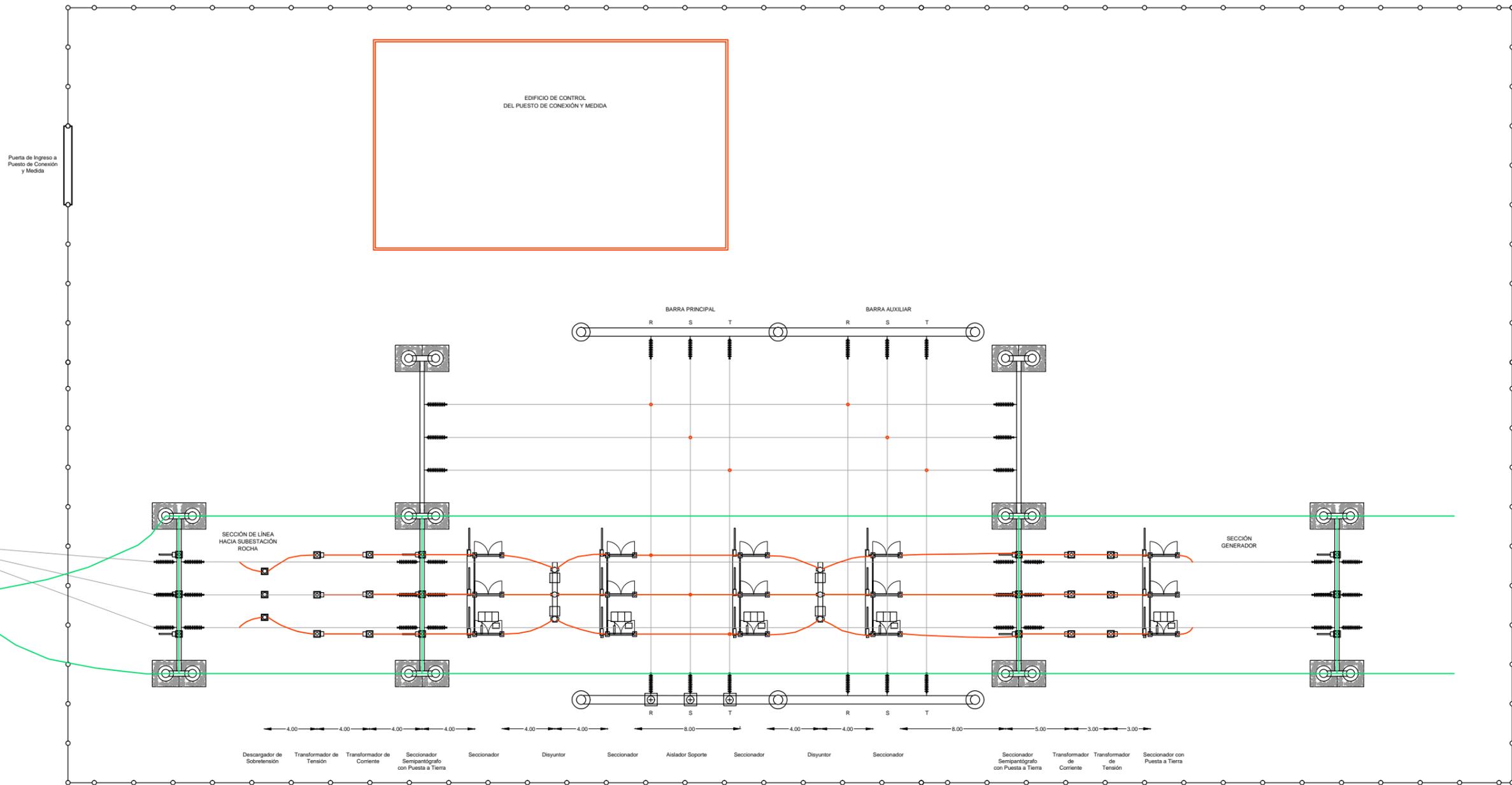
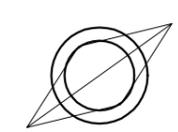
de 1



REFERENCIAS

- Conductor AIAI Columbine
- Conductor Dahlia
- Hilo de Guardia

4			 UNIVERSIDAD DE LA REPUBLICA URUGUAY	 FACULTAD DE INGENIERÍA	 PARQUE EÓLICO PECAST	PROYECTISTAS: Marcello Gregorio Lucas Narbondo Michael Varela	Puesto de Conexión y Medidas Castillos Norte	Plano: PECAST-CAN-CORTE		
3								Corte Lateral	Nombre Archivo: PECAST-CAN-CORTE	Escala: N/A
2										Hoja 1
1	Emisión Original	17/09/2015								
REV.										



REFERENCIAS

- Conductor AIAI Columbine
- Conductor Dahlia
- Hilo de Guardia

4		
3		
2		
1	Emisión Original	17/09/2015
REV.		

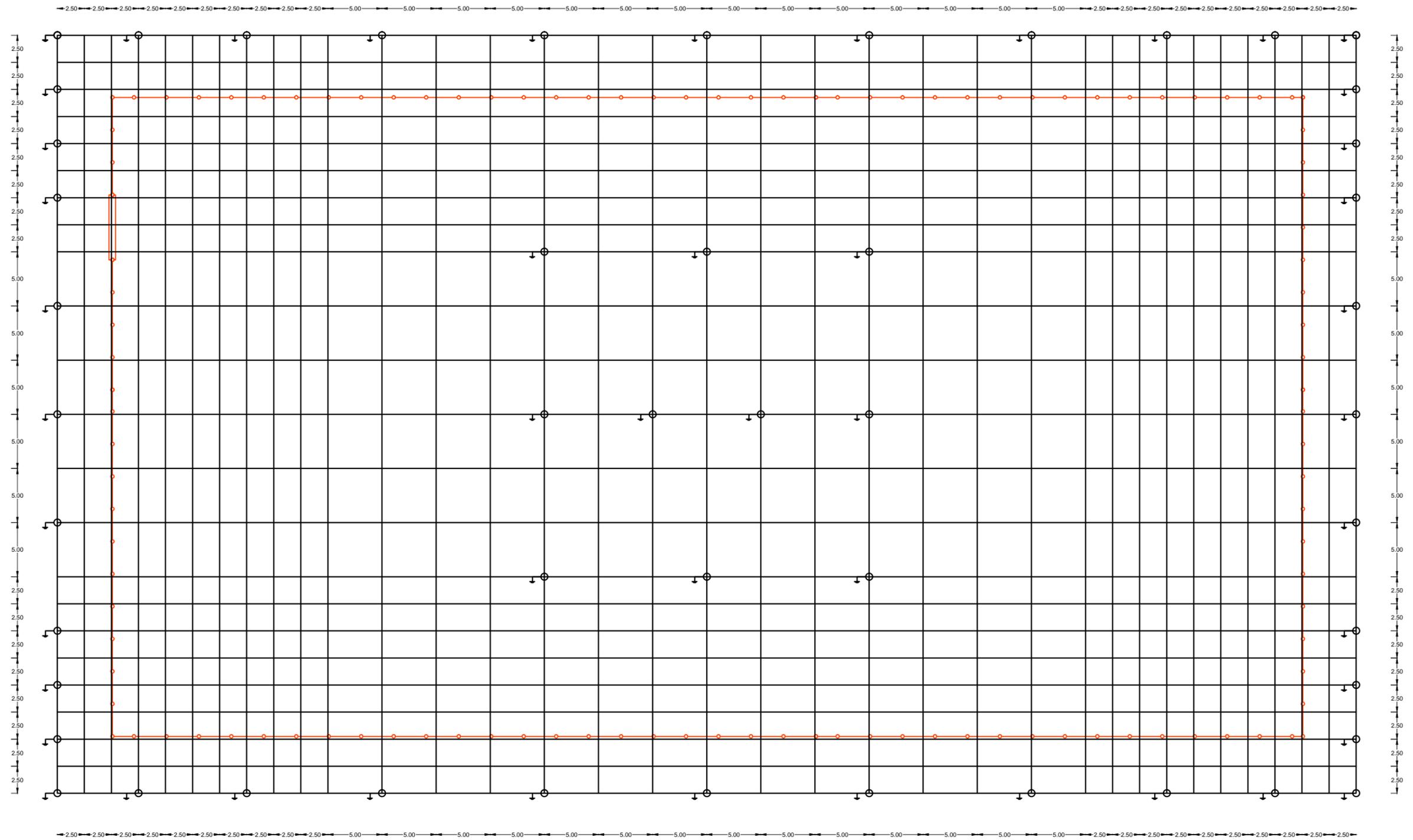


PROYECTISTAS:
 Marcello Gregorio
 Lucas Narbondo
 Michael Varela

PARQUE EÓLICO
 PECAST

Puesto de Conexión y Medidas Castillos Norte
 Layout de Estación

Plano: PECAST-CAN-LAYOUT	Escala: N/A
Nombre Archivo: PECAST-CAN-LAYOUT	Hoja 1
	de 1



4		
3		
2		
1	Emisión Original	17/09/2015
REV.		



PROYECTISTAS:
 Marcello Gregorio
 Lucas Narbondo
 Michael Varela

PARQUE EÓLICO
 Pecast

Puesto de Conexión y Medidas Castillos Norte

Malla de Tierra

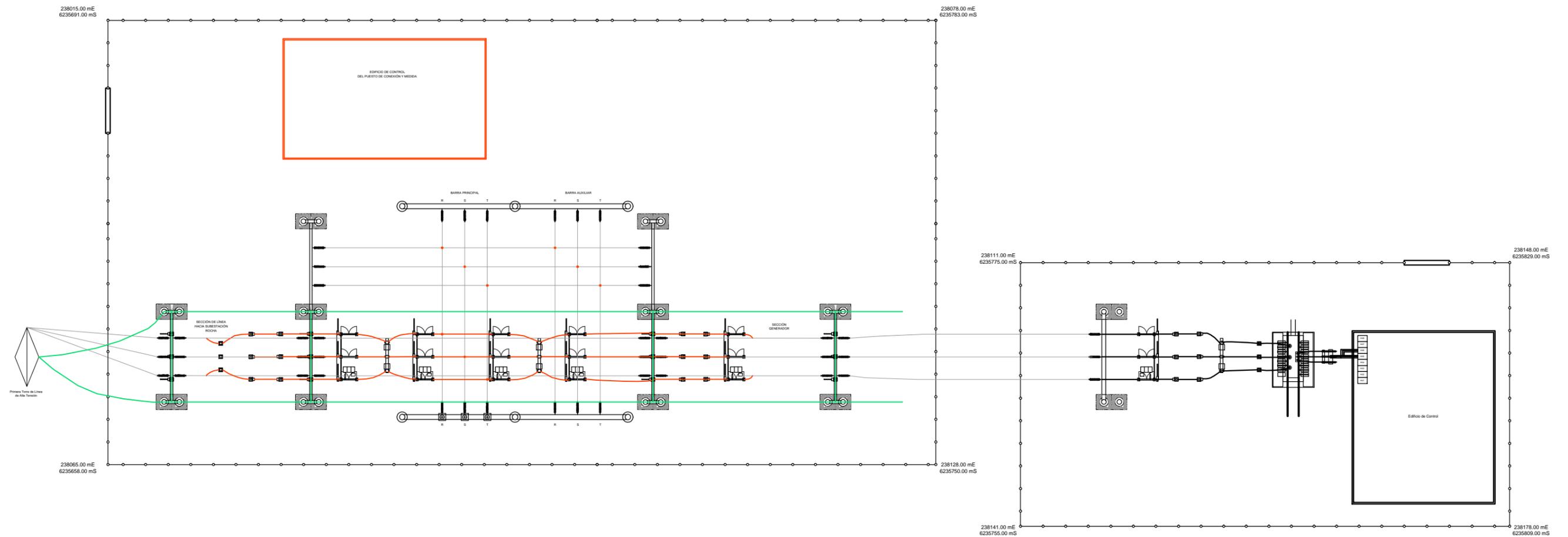
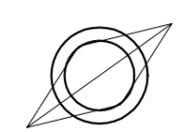
Plano:
 Pecast-CAN-MTIERRA

Nombre Archivo:
 Pecast-CAN-MTIERRA

Escala: N/A

Hoja 1

de 1



REFERENCIAS

- Conductor AIAI Columbine
- Conductor Dahlia
- Hilo de Guardia

4			 UNIVERSIDAD DE LA REPUBLICA URUGUAY	 FACULTAD DE INGENIERÍA		PROYECTISTAS:	PARQUE EÓLICO PECAST	Puesto de Conexión y Medidas Castillos Norte	Plano:
3						PECAST-CAN-COORDENADAS			
2						Nombre Archivo PECAST-CAN-COORDENADAS		Escala: N/A	
1	Emisión Original	17/09/2015						Coordenadas de Subestaciones	Hoja 1
REV.									de 1