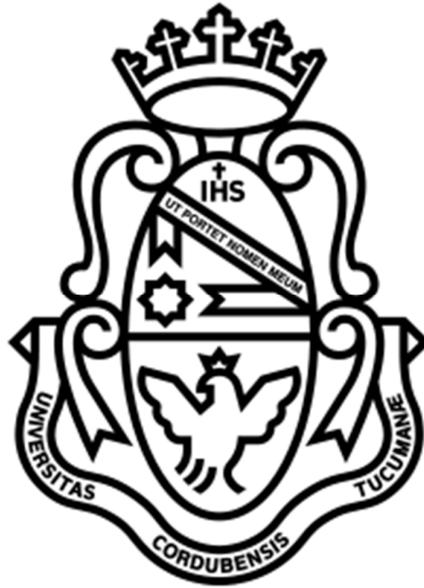


Estudio de Factibilidad de Generación de Energía Eólica en la localidad de Coronel Baigorria de la Provincia de Córdoba



Carrera: Ingeniería Mecánica Electricista.

Alumnos: Bragagnolo, Sergio Nicolás. Matrícula: 36.046.100

Mohaded, Ariel Emilio. Matrícula: 35.578.543

Director: Ing. Ferrari, Carlos

Co - Director: Dr. Piumetto, Miguel

Co - Director: Lic. Riso, Mario

Año: 2015

Estudio de Factibilidad de Generación de Energía Eólica en
la localidad de Coronel Baigorria de la Provincia de Córdoba

Dedicatoria

“Son cosas chiquitas. No acaban con la pobreza, no nos sacan del subdesarrollo, no socializan los medios de producción y de cambio, no expropián las cuevas de Alí Babá. Pero quizá desencadenen la alegría de hacer, y la traduzcan en actos. Y al fin y al cabo, actuar sobre la realidad y cambiarla, aunque sea un poquito, es la única manera de probar que la realidad es transformable.”

Eduardo Galeano

“Si supiera que el mundo se acaba mañana, yo, hoy todavía, plantaría un árbol.”

Martin Luther King

A nuestra familia y amigos

Agradecimientos

Agradecemos a nuestras familias que con su cariño y paciencia nos brindaron su apoyo incondicional.

Al ingeniero Carlos Ferrari, por su dedicación como docente, su conocimiento y las amenas charlas.

A los codirectores del proyecto Lic. M. Riso y Dr. M. Piumetto y al director de la carrera Ing. E. Villafañe por su permanente disposición.

Al Ing. C. Puértolas y a la Dirección de Energías Alternativas y Comunicaciones por la ayuda brindada durante el transcurso del trabajo.

Al Ing. R. Belaus y a la Cooperativa Coronel Baigorria por confiarnos la campaña de medición para realizar este estudio.

A todos aquellos que colaboraron para enriquecer nuestro camino.

Al pueblo argentino por darnos la posibilidad de estudiar una carrera universitaria.

Abstract

One of the biggest challenges of today's world is the paradigm shift in the way we produce and consume energy. Arises the need to diversify the energy mix incorporating renewable sources to ensure sustainable development and environmental sustainability. The Republic Argentina and the Province of Córdoba have great untapped wind potential therefore determining the feasibility of exploiting the resource is essential. This Final Project intends to conduct a feasibility study for a wind farm in the town of Coronel Baigorria in the Province of Cordoba. Multiple approaches, that allow a global vision, were proposed to perform this study. First, in the market study, current energy mix will be analyzed and carbon quota associated with the project will be determined. Also, the energy demand of cooperatives ACERO will be estimated, and the feasibility of implementing a wind farm that meets the energy demands of the cooperatives will be determined. Then, an analysis of the current legal framework will be hold, investigating the economic benefits and technical regulations. In the technical study, with the support of the Department of Alternative Energy and Communications, the capacity factor of a wind farm, proposed according to the wind data gathered by the Coronel Baigorria's cooperative, will be determined; and infrastructure necessary to connect the wind farm to the grid will be analyzed. Furthermore positive and negative environmental aspects related will be mentioned. Finally, an economic – financial study will be accomplished, to perform financial evaluation of the investment project by using two classic tools: the net present value and the internal rate of return. This study will be enriched considering various economic and financial scenarios where performance indicators behavior will be determined.

Resumen

Uno de los mayores desafíos del mundo actual es el cambio de paradigma en la forma en que generamos y consumimos la energía. Surge la necesidad de diversificar la matriz energética incorporando fuentes de energías renovables para garantizar un desarrollo sustentable y la sostenibilidad medioambiental. Debido a que la República Argentina y la Provincia de Córdoba tienen un gran potencial eólico no aprovechado, adquiere una importancia fundamental determinar la factibilidad de la explotación del recurso. Este Proyecto Integrador pretende realizar un estudio de factibilidad de un parque eólico en la localidad de Coronel Baigorria de la Provincia de Córdoba. Para concretar este estudio, se propusieron múltiples enfoques que permitieron obtener una visión global. En primer lugar, en el estudio de mercado se analizará la matriz energética actual y se determinará la cuota de carbono asociada al proyecto. También se estimará la demanda de energía eléctrica de las cooperativas ACERO y se determinará la factibilidad de la ejecución de un parque eólico que satisfaga la demanda energética de las cooperativas. Luego se realizará un análisis del marco legal vigente indagando los beneficios económicos y las reglamentaciones técnicas. En el estudio técnico, con el soporte de la Dirección de Energías Alternativas y Comunicaciones, se determinará el factor de capacidad del parque, propuesto a partir de la campaña de medición del recurso eólico emprendida por la cooperativa de Coronel Baigorria, y se analizarán las obras de infraestructura necesarias para su conexión a la red. Posteriormente se mencionarán los aspectos ambientales positivos y negativos relacionados. Para concluir el análisis de factibilidad se realizará el estudio económico - financiero, que permitirá realizar la evaluación financiera del proyecto de inversión mediante el uso de dos herramientas clásicas: el valor actual neto y la tasa interna de retorno. Se enriquecerá este estudio planteando distintos escenarios donde se determinará el comportamiento de los indicadores financieros.

Índice

1.	INTRODUCCIÓN.....	14
1.1	EL DESARROLLO SUSTENTABLE Y SU IMPORTANCIA.....	16
1.2	PRINCIPIOS DE LA ENERGÍA EÓLICA.....	18
1.2.1.	<i>Aerogenerador</i>	19
1.2.2.	<i>Principios Aerodinámicos</i>	22
1.2.3.	<i>Efecto Estela</i>	27
1.3	EL IMPULSO DE LA ENERGÍA EÓLICA EN EL MUNDO.....	29
1.4	LA ENERGÍA EÓLICA EN ARGENTINA.....	34
1.5	OBJETIVOS DEL TRABAJO.....	38
1.5.1.	<i>Objetivo General y Principal</i>	38
1.5.2.	<i>Objetivos Específicos</i>	38
1.6	METODOLOGÍA DEL TRABAJO.....	39
1.7	ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD.....	41
2.	ESTUDIO DE MERCADO.....	43
2.1	MATRIZ ENERGÉTICA ACTUAL.....	45
2.2	LOS AGENTES DEL MERCADO.....	48
2.2.1.	<i>El MEM</i>	49
2.3	MODELO ECONÓMICO DEL MERCADO ELÉCTRICO.....	50
2.4	ESTADO ACTUAL Y PROYECCIÓN DEL CONSUMO EN LAS COOPERATIVAS ACERO.....	51
2.5	FUENTES DE FINANCIAMIENTO Y ESTÍMULOS PARA DESARROLLOS SUSTENTABLES.....	61
3.	MARCO LEGAL.....	63
3.1	REGLAMENTACIONES NACIONALES: LEYES Y DECRETOS.....	63
3.2	REGLAMENTACIONES DE CAMESA: PROCEDIMIENTOS Y APLICACIÓN.....	68
3.3	REGLAMENTACIONES PROVINCIALES: LA IMPORTANCIA DE LEGISLAR.....	73
4.	ESTUDIO TÉCNICO.....	76
4.1	LA MEDICIÓN DE LOS VIENTOS.....	76
4.1.1.	<i>Instrumentos de Medición Utilizados</i>	76
4.1.2.	<i>Recomendaciones del CREE para la Medición del Recurso Eólico</i>	78
4.1.3.	<i>Campaña de Medición Realizada</i>	79
4.2	HERRAMIENTAS Y CONSIDERACIONES PARA EL ANÁLISIS DEL RECURSO EÓLICO.....	81
4.2.1.	<i>Distribución de Weibull</i>	81
4.2.2.	<i>Ley Potencial de Cizalladura</i>	83
4.2.3.	<i>Rosa de vientos</i>	84
4.2.4.	<i>Rugosidad</i>	85

4.2.5.	<i>Curva de Potencia del Aerogenerador</i>	87
4.2.6.	<i>Calculo de energía generada</i>	90
4.2.7.	<i>Factor de Central</i>	91
4.3	USO DE HERRAMIENTAS INFORMÁTICAS	93
4.3.1.	<i>Análisis Estadístico de los Datos Eólicos (Windographer)</i>	93
4.3.2.	<i>Ubicación y Simulación del Parque Eólico por Software (WaSP)</i>	99
4.4	ANÁLISIS DE INCERTIDUMBRE DE LOS DATOS OBTENIDOS	105
4.5	ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS	107
4.6	DESCRIPCIÓN DEL PARQUE EÓLICO Y SU CONEXIÓN A LA RED.....	109
4.6.1.	<i>Principio de Operación del Conversor de Frecuencia del Aerogenerador</i>	110
4.7	EFFECTOS QUE PRODUCE LA CONEXIÓN DE GENERACIÓN EÓLICA EN LA RED – PENETRACIÓN	112
5.	IMPACTO AMBIENTAL	115
5.1	ASPECTOS AMBIENTALES POSITIVOS.....	115
5.2	ASPECTOS AMBIENTALES NEGATIVOS	116
6.	ESTUDIO FINANCIERO	118
6.1	PRESUPUESTO	118
6.2	FLUJO DE FONDOS	119
6.2.1.	<i>Programas de Financiamiento y Estímulos</i>	119
6.2.2.	<i>Ingresos y Gastos Estimados</i>	121
6.3	ANÁLISIS FINANCIERO: CRITERIOS PARA ACEPTAR EL PROYECTO	122
6.3.1.	<i>Valor Actual Neto</i>	122
6.3.2.	<i>Tasa Interna de Retorno</i>	122
6.3.3.	<i>Resultados Financieros</i>	123
7.	CONCLUSIONES.....	131
7.1	CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DEL PARQUE EÓLICO.....	131
7.2	CONCLUSIONES DEL PROYECTO INTEGRADOR	134
8.	ANEXO DOCUMENTAL	136
8.1	PLANO UNIFILAR E.T.	137
8.2	PLANO UNIFILAR CONEXIÓN AEROGENERADORES.....	139
8.3	PLANO PLANTA PARQUE EÓLICO	141
8.4	PLANO PLANTA E.T.	143
8.5	PLANO DE CORTES E.T.	145
8.6	PLANO DE DETALLE DE CONDUCCIÓN	147
9.	BIBLIOGRAFÍA.....	149

Lista de tablas

Tabla 1 Parque Eólicos en la Argentina	36
Tabla 2 Parámetros de Velocidad del Viento para Clases de Turbinas	42
Tabla 3 Matriz de las Fuentes de Generación de Energía Eléctrica del país año 2014.....	45
Tabla 4 Factor de Emisión.....	46
Tabla 5 Matriz de las Fuentes de Generación de Energía Eléctrica de Córdoba	47
Tabla 6 Remuneración Establecida por Resolución S.E. 482/2015.....	66
Tabla 7 Remuneración para Centrales Eólicas	67
Tabla 8 Clase de Rugosidad y Longitud de Rugosidad por Tipo de Paisaje	87
Tabla 9 Datos de entrada para Windographer	93
Tabla 10 Tabla de Valores Obtenida	94
Tabla 11 Energía Generada y Factor de Capacidad para cada Turbina.....	97
Tabla 12 Resultados de WAsP para Turbina IMPSA IWP-100	102
Tabla 13 Resultados de WAsP para el Parque Eólico Propuesto con Turbina IMPSA IWP-100	103
Tabla 14 Resultados de WAsP para Turbina Siemens SWT-2.3-108.....	103
Tabla 15 Resultados de WAsP para el Parque Eólico Propuesto con Turbina Siemens SWT-2.3-108.	103
Tabla 16 Incertidumbre Técnicas Asociadas al Recurso Eólico.....	105
Tabla 17 Factor de Capacidad Teórico a 100 metros	108
Tabla 18 Factor de Capacidad a 100 metros.....	108
Tabla 19 Factor de Capacidad Teórico a 85 metros	108
Tabla 20 Factor de Capacidad a 85 metros.....	108
Tabla 21 Emisión de Dióxido de Carbono por Fuente de Energía	115
Tabla 22 Presupuesto Tentativo	118
Tabla 23 VAN y TIR para Escenario 1	123
Tabla 24 Sensibilidad de la TIR Respecto al Financiamiento	124
Tabla 25 Sensibilidad del Proyecto con Respecto al Subsidio	126
Tabla 26 Sensibilidad del Proyecto con Respecto al Precio del Contrato	128

Lista de figuras

Figura 1 Componentes del Aerogenerador.....	19
Figura 2 Volumen de Control del Aerogenerador.....	22
Figura 3 Flujo del Aire - Efecto Estela.....	27
Figura 4 Apantallamiento por Efecto Estela.....	28
Figura 5 Turbina Eólica Gigante de Brush.....	29
Figura 6 Turbinas Diseñadas por Poul la Cour.....	29
Figura 7 Turbina Construida por F.L. Smidth.....	30
Figura 8 Turbina Diseñada por el Ing. Juul.....	31
Figura 9 Evolución de los Aerogeneradores.....	32
Figura 10 Relación entre Potencia Nominal y el Diámetro del Rotor.....	32
Figura 11 Crecimiento de la Capacidad Instalada de Generación.....	33
Figura 12 Promedio de Vientos Anuales y Factor de Capacidad Estimado.....	34
Figura 13 Composición de la Matriz Energética.....	35
Figura 14 Evolución de la Generación Eólica en Argentina.....	37
Figura 15 Promedios Anuales de Viento en Córdoba.....	41
Figura 16 Promedio de Vientos Anuales y Factor de Capacidad Estimado.....	42
Figura 17 Matriz de las Fuentes de Generación de Energía Eléctrica del país año 2014.....	46
Figura 18 Evolución Demanda de Potencia Eléctrica de ACERO Enero 2012 - 2015.....	51
Figura 19 Evolución Demanda de Potencia Eléctrica de ACERO Febrero 2012 - 2015.....	51
Figura 20 Evolución Demanda de Potencia Eléctrica de ACERO Marzo 2012 - 2015.....	52
Figura 21 Evolución Demanda de Potencia Eléctrica de ACERO Abril 2012 - 2015.....	52
Figura 22 Evolución Demanda de Potencia Eléctrica de ACERO Mayo 2012 - 2015.....	53
Figura 23 Evolución Demanda de Potencia Eléctrica de ACERO Junio 2012 - 2015.....	53
Figura 24 Evolución Demanda de Potencia Eléctrica de ACERO Julio 2012 - 2015.....	54
Figura 25 Evolución Demanda de Potencia Eléctrica de ACERO Agosto 2012 - 2014.....	54
Figura 26 Evolución Demanda de Potencia Eléctrica de ACERO Septiembre 2012 - 2014.....	55
Figura 27 Evolución Demanda de Potencia Eléctrica de ACERO Octubre 2012 - 2014.....	55
Figura 28 Evolución Demanda de Potencia Eléctrica de ACERO Noviembre 2012 - 2014.....	56
Figura 29 Evolución Demanda de Potencia Eléctrica de ACERO Diciembre 2012 - 2014.....	56
Figura 30 Crecimiento Relativo Mensual 2013 - 2015.....	57
Figura 31 Crecimiento Relativo Promedio Mensual Período 2012-2015.....	58
Figura 32 Potencia Promedio Anual Estimada 2015 - 2030.....	60
Figura 33 Configuración Típica de una Torre Anemométrica.....	76
Figura 34 Anemómetro.....	77
Figura 35 Esquema de Funcionamiento de la Veleta.....	77
Figura 36 Veleta.....	77
Figura 37 Torre de Medición en Coronel Baigorria.....	79
Figura 38 Conjunto de Distribuciones de Weibull para Velocidad Media de 7 m/s.....	82
Figura 39 Ley Potencial de Cizalladura en Escala Logarítmica.....	83

Figura 40 Ley Potencial de Cizalladura	84
Figura 41 Perfil del Viento	86
Figura 42 Curva de Potencia de un Aerogenerador	88
Figura 43 Curva de Potencia de un Aerogenerador	89
Figura 44 Perfil de Velocidades Promedio Mensuales a 40, 60 y 85 metros.....	94
Figura 45 Perfil de Velocidades Promedio Horario a 40, 60 y 85 metros	95
Figura 46 Rosa de Frecuencia de Vientos	95
Figura 47 Rosa de Velocidad de Viento Predominante	96
Figura 48 Rosa de Energía Eólica	96
Figura 49 Función de Probabilidad del viento a 85 Metros.....	97
Figura 50 Imagen Satelital Geo-referenciada en WAsP	99
Figura 51 Línea de Referencia para la Ubicación de los Aerogeneradores	100
Figura 52 Niveles de Topografía de la Zona	100
Figura 53 Sectores con Diferente Rugosidad del Terreno.....	101
Figura 54 Análisis Generado por WAsP de la Campaña de Medición	101
Figura 55 Disposición de Aerogeneradores.....	102
Figura 56 Pérdidas por Efecto Estela para Dos Líneas de Aerogeneradores	104
Figura 57 Principio de Operación del Conversor de Frecuencia	110
Figura 58 Sensibilidad de la TIR Respecto al Financiamiento.....	125
Figura 59 Sensibilidad del VAN del Proyecto con Respecto al Subsidio	126
Figura 60 Sensibilidad de la TIR del Proyecto con Respecto al Subsidio.....	127
Figura 61 Sensibilidad del VAN del Proyecto con Respecto al Precio del Contrato	128
Figura 62 Sensibilidad de la TIR del Proyecto con Respecto al Precio del Contrato	129
Figura 63 Sensibilidad del Proyecto con Respecto a la Vida Útil del Proyecto	129
Figura 64 Sensibilidad del VAN del Proyecto con Respecto a la Vida Útil del Proyecto.....	130
Figura 65 Sensibilidad de la TIR del Proyecto con Respecto a la Vida Útil del Proyecto	130

Lista de Símbolos

A : Área

$\bar{A}(x, t)$: Propiedad genérica del sistema fluido

A_h : Área horizontal Media Correspondiente a los Elementos de Rugosidad

BN_t : Representa el beneficio neto del flujo de fondos en el período

$C(CMD)_i$: Costo de mitigación del proyecto i en [u\$/toneladas CO₂e].

$C_p(V)$: Es el coeficiente de potencia de una máquina para la velocidad V

C_r : Crecimiento Relativo Promedio Anual

$C_{t_{año}}$: Costo de operación en un año en u\$.

c_w : Parámetro de escala

E_c : Energía Cinética

E_t : Representa el flujo de egresos del proyecto

FC: Factor de Capacidad

$\bar{F}(t)$: Función genérica

g : Constante de la gravedad

I_0 : Inversión inicial en u\$.

k_w : Parámetro de forma

m : Masa

\dot{m} : Flujo másico

M_{op} : Margen de operación

\bar{n} : Vector Unitario

P : Potencia del Rotor

p : Presión

P_a : es la potencia aprovechada por el Aerogenerador

$P_{d; k+1}$: Potencia demandada en el año $k+1$

$P_{d; k}$: Potencia demanda en el año k

P_{mec} : Potencia Mecánica

Q' : Flujo de Calor

\bar{R} : Fuerza Resultante

r : Tasa de descuento expresada en decimales

S_h : Sección de los Elementos de Rugosidad

T : Temperatura

t : Tiempo

$t_{\text{año}}$: es un año dentro del período de acreditación del proyecto.

t_{ac} : Duración del período de acreditación (10 o 21 años de acuerdo al sistema elegido).

TIR : Es la tasa interna de retorno

U : Energía Interna

V : Velocidad

v : Volumen

VAN : Es el valor actual neto

v_* : Velocidad de Fricción

x : Vector Posición

$Y_{t_{\text{año}}}$: Ingreso en un año en u\$s.

z : Posición Vertical

z_h : Altura de los Elementos de Rugosidad

z_d : Altura de la Superficie Desplazada

z_r : Altura de Rugosidad o Longitud de Rugosidad

α : Coeficiente de la Ley Potencial de Cizalladura

β : Constante

Δ_{GEI} : Reducción de emisiones esperada lograda por el proyecto en un año en toneladas CO₂.

$\bar{\epsilon}$: Propiedad especifica

ϵ : Fuerza Electro Motriz

ϕ : Flujo

$\Gamma(x)$: Función Gamma

κ : Constante de Von Karman

ρ : Densidad

σ : Superficie

$\psi_{j,k}$: Crecimiento Relativo del Mes

Ψ_j : Crecimiento Relativo Promedio del Mes

τ_τ : Tensor de Tensiones

τ : Volumen

$\omega_{i,j,k}$: Crecimiento Relativo del Intervalo

1. Introducción

En el presente trabajo se propone elaborar un proyecto de generación de energía eléctrica del tipo generación distribuida. Se propone el diseño de un parque eólico ubicado en el sur de la Provincia de Córdoba ya que esta zona cuenta con un potencial recurso eólico. El parque estará en condiciones de satisfacer la demanda actual del grupo de cooperativas ACERO que es de 7 MW y se utilizarán, en lo posible, Aerogeneradores de industria nacional aptos para vientos clase III. Se analizará la necesidad de estaciones elevadoras de tensión y el diseño de la misma como así también la necesidad de líneas de distribución de energía eléctrica. Por último, se realizará un estudio de factibilidad técnico y económico del mismo, que tendrá como fin explicitar los costos y beneficios económicos y se puntualizara sobre las ventajas y desventajas del proyecto.

El proyecto planteado se basa en la necesidad de cambiar la matriz energética actual con preponderancia en el uso de hidrocarburos, que aportan más de la mitad de la energía consumida según la *International Energy Agency*, por una matriz donde la preponderancia esté en las energías renovables. Este cambio es necesario para reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) que son la principal causa del cambio climático según el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático y además se estima que en las próximas décadas los combustibles fósiles se agotarán por lo cual deben ser remplazados a tiempo por recursos que permitan diversificar la matriz energética y de preferencia, renovables.

Profundizando en el análisis de la temática, la *World Energy Council* habla del “Trilema energético”, que plantea tres puntos fundamentales:

- Seguridad Energética: La gestión eficaz del suministro energético primario proveniente de fuentes nacionales y extranjeras, la integridad de las infraestructuras energéticas y la capacidad de satisfacer la demanda actual y futura por parte de los proveedores energéticos.
- Igualdad Energética: Un suministro energético asequible al que pueda acceder toda la población.
- Sostenibilidad Medioambiental: Consiste en la consecución de la eficacia en materia energética, tanto desde el lado de la oferta como desde el de la demanda, y en el desarrollo del suministro energético de fuentes renovables y poco dependientes del carbono.

Este trilema obliga un cambio de paradigma en la forma que generamos y consumimos la energía. Por ello que como autores de este proyecto consideramos necesario realizar este proceso bajo dos nuevos paradigmas: sustentabilidad y sostenibilidad.

Se estudiará particularmente el uso de la energía eólica, debido a que Argentina y nuestra provincia cuenta con un gran potencial eólico y empresas nacionales en el rubro con experiencia en aerogeneradores.

Como futuros Ingenieros de la UNC y formados bajo los lineamientos de la misma, creemos en un profesional comprometido con su medio social, con proyectos que abarquen problemáticas reales y permitan soluciones concretas aprovechando las condiciones del medio; priorizando en sus decisiones el uso racional de los recursos disponibles y promoviendo un desarrollo que no comprometa a las generaciones futuras.

Es por todo lo expuesto, que se proyecta sobre Córdoba ya que deseamos fervientemente colaborar en la elaboración de estrategias futuras para cumplir con la Ley Nacional 26.190 y la Ley Nacional 27.191 que establece el régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica y cumplir con el Perfil del Ingeniero Mecánico Electricista establecido por la Facultad que pretende un profesional que se comprometa con su medio social y que en sus proyectos estén orientados a la preservación del medio ambiente.

1.1 El Desarrollo Sustentable y su Importancia

Se entiende por desarrollo sustentable al desarrollo que satisface las necesidades del presente sin comprometer la capacidad de futuras generaciones de satisfacer sus propias necesidades. El concepto de desarrollo sustentable implica limitaciones debidas al estado actual de la tecnología y de la organización social para el aprovechamiento de los recursos naturales y de la habilidad de la biosfera de absorber los efectos de las actividades humanas. Cabe destacar que, tanto la tecnología como la organización de la sociedad pueden progresar propiciando un crecimiento económico sustentable. En el texto se hace referencia que este concepto de crecimiento, no considera a la pobreza como algo inevitable. Ahondando en esta cuestión, el desarrollo sustentable requiere que se satisfagan las necesidades básicas de toda la población y que todos tengan la posibilidad de satisfacer sus aspiraciones de una mejor vida. Entendiendo que para satisfacer estas necesidades esenciales se requiere un crecimiento económico de las naciones concebido de forma que toda la población tenga acceso a una justa parte de los recursos permitiendo sostener al mismo crecimiento. Como corolario, destaca que un mundo en el cual la pobreza es un mal endémico siempre será propenso a catástrofes ecológicas y de otros tipos.

Un crecimiento sustentable sólo puede ser logrado si el tamaño y crecimiento de la población está en armonía con el cambio del potencial productivo del ecosistema.

Asimismo, se entiende al desarrollo sustentable no como un estado de armonía estático sino como un proceso de cambio en el cual la explotación de los recursos, las inversiones, la orientación de los desarrollos tecnológicos y los cambios institucionales están en concordancia con las necesidades presentes y futuras. No se puede dejar de mencionar que el desarrollo sustentable depende de la voluntad política y económica.

Para un desarrollo sustentable, es crucial una alternativa energética basada en la seguridad energética, igualdad energética y sostenibilidad medioambiental. La industrialización, el desarrollo agrícola y el crecimiento demográfico demandan cada vez más energía. En un mundo donde se tiende a incrementar el consumo de energía por habitante y donde sería inconcebible con el esquema actual de generación y consumo satisfacer esto, cualquier escenario energético global realista deberá propiciar el incremento de las energías primarias sustentables y su uso racional. En este marco surge la necesidad de analizar la matriz energética actual y sus posibles modificaciones junto a una eficientización y mayor racionalidad en la explotación y aprovechamiento de los recursos.

El aumentar el consumo de energía de los países en vías de desarrollo al nivel de los países industrializados implicaría un aumento sustancial de la cantidad de energía generada. Ante esta situación se plantea que el planeta no podría soportar tal panorama si la matriz energética permanece inalterada, por lo que se debería impulsar el uso de fuentes de energía que no provengan de combustibles fósiles ni que comprometan el ecosistema.

En este marco surgen las fuentes de energía renovables como la piedra basal sobre la cual debe desarrollarse una nueva estructura de producción de energía, modificando la matriz energética e impulsando políticas de eficiencia. Estos puntos deben abordarse de manera gradual pero sin olvidar que el tiempo apremia por lo que deben ponerse en práctica con celeridad. Sin embargo existen ciertos inconvenientes y limitaciones en el uso de las fuentes de energía renovables, algunas de estos ya resueltos gracias al avance tecnológico de las últimas décadas pero otros que permanecen como desafíos que deben ser abordados por la ciencia e ingeniería a partir de un esfuerzo mancomunado proveniente de investigaciones, desarrollos y proyectos ejecutados por entidades públicas y privadas.

Los cambios requeridos en el modo de producción de energía no podrán conseguirse exclusivamente por las presiones del mercado, sino que será fundamental el rol de los gobiernos como productores de energía y su importancia como consumidores. Se deben instrumentar políticas que favorezcan nuevas condiciones de mercado contemplando además del costo-beneficio económico, los sociales y ambientales.

Es imperioso pensar en un sistema de producción de energía técnica, ambiental y económicamente viable para poder acompañar el progreso de la sociedad donde se debe hacer un esfuerzo sinérgico desde todos los sectores implicados. (World Commission on Environment and Development, 1987)

1.2 Principios de la Energía Eólica

La energía eólica es la energía producida por el viento. De acuerdo a la definición clásica de energía se la entiende como la capacidad que tiene la materia de realizar trabajo. La tierra recibe gran cantidad de energía solar, un pequeño porcentaje de esta se convierte en energía eólica. Existen diferencias de temperatura en la superficie de la Tierra. Estos desequilibrios de temperatura, generan variaciones de presión. Como es natural, el aire se mueve desde las zonas de alta presión a las zonas de baja presión lo que genera las corrientes de aire que denominamos viento.

Como se analizará más adelante las corrientes tendrán un contenido energético que se desea aprovechar. El tipo de energía aprovechable que posee el viento es energía cinética. La energía cinética es aquella energía que posee un cuerpo debido a su movimiento. Se define como el trabajo necesario para acelerar un cuerpo de una masa determinada desde el reposo hasta la velocidad indicada. La energía cinética está directamente relacionada con la masa y con el cuadrado de la velocidad. La masa está directamente relacionada con la densidad y esta última, al ser el aire un gas, dependerá de la temperatura y la presión.

$$E_c = \frac{1}{2} m \cdot V^2$$

$$m = \rho \cdot v \quad \therefore \quad \rho = \frac{m}{v}$$

$$\dot{E}_c = \frac{1}{2} \rho \cdot V^2$$

Donde \dot{E}_c es la energía cinética por unidad de volumen

$$\rho = f(T, p)$$

En el planeta Tierra existen regiones donde la disponibilidad del recurso eólico es aprovechable. Sin embargo, es importante destacar que la energía eólica debe ser transformada en otro tipo de energía, adecuada y utilizable por los seres humanos, como la energía eléctrica. Este proceso de transformación de energía cinética eólica en energía mecánica y luego en energía eléctrica se realiza por medio de los aerogeneradores.

Un aerogenerador es una máquina que permite convertir energía eólica en energía eléctrica mediante un proceso físico. Una turbina eólica es una máquina que utiliza la fuerza del viento para hacer girar un rotor. Las aspas convierten la energía cinética del viento en energía mecánica y en el caso del aerogenerador se aprovecha esa energía para hacer girar el

generador y así producir energía eléctrica. El proceso se puede representar de la siguiente forma:

1. Entrada de energía eólica.
2. Conversión de energía eólica a energía mecánica.
3. Conversión de la energía mecánica a energía eléctrica.

1.2.1. Aerogenerador

Al aerogenerador está compuesto por dos máquinas rotativas acopladas: una turbina eólica acoplada a un generador eléctrico. Otros elementos constitutivos del aerogenerador son: la torre que sostiene la góndola, las palas o aspas, los mecanismos de rotación de cada pala (pitch control) y de la góndola (yaw drive), el circuito eléctrico de comando y de potencia.

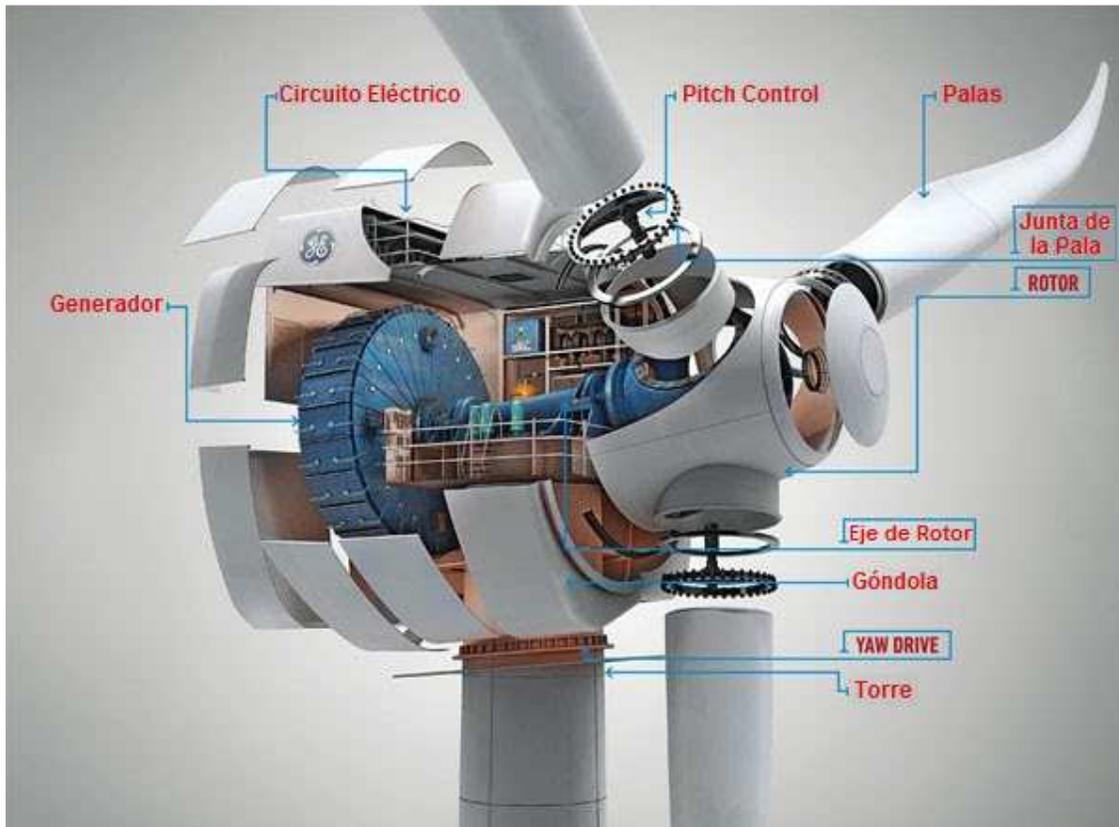


Figura 1 Componentes del Aerogenerador

Una turbina es una máquina que extrae energía de un fluido y la transforma en energía mecánica casi siempre mediante una flecha rotatoria. Como todo proceso esta transformación tiene pérdidas por lo que la maquina posee una eficiencia asociada. La pérdida de energía del fluido se manifiesta generalmente en forma de pérdida de presión.

En las máquinas dinámicas no hay un volumen cerrado. Una turbina eólica es una máquina dinámica del tipo abierto donde sus alabes rotatorios, denominados aspas, extraen energía del viento. El aire hace girar las aspas y la flecha de salida, rotatoria, acciona un generador eléctrico.

Las turbinas dinámicas además de su uso como generadores de potencia pueden usarse como dispositivos para medir flujo. Por ejemplo los anemómetros de tres copas usados para medir la velocidad del viento. En esta aplicación es poco importante la salida de potencia de la flecha rotatoria y la eficiencia de la turbina, pero es importante poder calibrar con exactitud su velocidad rotacional en función de la velocidad de fluido ya que el instrumento cuenta de manera electrónica el número de rotaciones por segundo de los alabes y como esta es función de la velocidad de fluido, calcula la velocidad de fluido.

La energía cinética del fluido es extraída por la turbina en forma de energía mecánica, la cual es aprovechada para crear el movimiento relativo entre el estator y rotor de un generador eléctrico necesario para obtener a la salida de ésta energía eléctrica.

El generador eléctrico es una máquina rotativa que permite convertir la energía mecánica en energía eléctrica debido al movimiento relativo producido entre sus dos componentes principales, la parte móvil denominada rotor y la estática, estator. Esto se consigue por la acción de un campo magnético sobre los conductores eléctricos dispuestos sobre un estator. Al producirse mecánicamente un movimiento relativo entre los conductores y el campo, se genera una fuerza electromotriz. Este sistema está basado en la ley de Faraday Lenz que plantea “*la FEM inducida en una espira cerrada es igual al negativo de la relación de cambio con respecto al tiempo del flujo magnético a través de la espira*”.

$$\epsilon = -\frac{d\phi}{dt}$$

El generador puede ser asíncrono de jaula de ardilla o de rotor bobinado o puede ser síncrono de electroimán o de imanes permanentes.

Un generador de imanes permanentes es un generador síncrono en el que se ha sustituido el bobinado de excitación, normalmente en el rotor, por un sistema formado por imanes permanentes que suministran un campo de excitación constante. En estos generadores al aumentar la carga cae la tensión, ya que la excitación es constante. Esto impide la regulación de la tensión variando la corriente de excitación como en otros tipos de generadores síncronos.

Para salvar esta desventaja es que se recurre a la aplicación de electrónica a la salida del generador rectificando en primer instancia la tensión y luego convirtiendo a la frecuencia y tensión deseada.

La torre soporta la góndola y el rotor. Como la velocidad del viento es mayor a medida que aumenta la altura respecto del nivel del suelo, es conveniente disponer de torres altas. Los costos económicos derivados del montaje y provisión de la torre aumentan con la altura de la torre, por lo que se deberá llegar a una solución de compromiso. Para esta solución se debe considerar, como dato de partida, que la altura mínima de la torre está condicionada por el diámetro de la turbina eólica y la altura libre. Un aerogenerador de 2 MW tendrá una torre de entre 80-100 metros. En algunos modelos de aerogeneradores a pie de la torre se encuentra el transformador que eleva la tensión de generación a la tensión del circuito principal del parque eólico.

La góndola contiene el generador eléctrico, el circuito eléctrico de comando y de potencia y todos los otros elementos principales del aerogenerador. El personal de servicio puede entrar en la góndola desde la torre de la turbina. En el extremo de la góndola se ubica el rotor del aerogenerador, es decir las palas y el buje.

Las palas determinan el diámetro de la turbina eólica. Su diseño aerodinámico es muy parecido al del ala de un avión donde predominan los esfuerzos debido a sustentación y se minimizan los esfuerzos debido al arrastre. El perfil de las palas está diseñado para conservar el flujo laminar disminuyendo los efectos de turbulencia. Para su diseño se utilizan programas que permiten realizar el cálculo de los esfuerzos por métodos de elementos finitos y simular el comportamiento dinámico del perfil.

El mecanismo de orientación (yaw drive) está activado por el controlador electrónico, que vigila la dirección del viento utilizando una veleta. Se logra que el aerogenerador este siempre perpendicular al viento mejorando la eficiencia del mismo.

El mecanismo de rotación de las palas (pitch control) también es activado por el controlador electrónico que recibe la información de la medición de potencia generada o de la velocidad del viento proporcionada por el anemómetro. Cuando se supera la velocidad de corte el aerogenerador debe detenerse. Esto se logra activando el pitch control que cambia el ángulo de paso de las palas disminuyendo el efecto de sustentación. Con el pitch control es posible

cambiar el ángulo de paso a distintas velocidades de viento para lograr la mayor eficiencia en la turbina eólica.

El Controlador electrónico monitoriza las condiciones del aerogenerador y controla el mecanismo de orientación. En caso de condiciones anormales de funcionamiento o falla detiene el aerogenerador y emite una señal de alarma.

El Anemómetro y la veleta son instrumentos de medición de velocidad y dirección de viento respectivamente. Las señales electrónicas emitidas por el anemómetro son utilizadas por el controlador electrónico del aerogenerador para conectarlo cuando el viento alcanza la velocidad de arranque y desconectarlo si la velocidad del viento excede la velocidad de corte, con el fin de proteger a la turbina. Las señales de la veleta son utilizadas por el controlador electrónico para rotar el aerogenerador en la posición óptima para la transformación de la energía eólica.

1.2.2. Principios Aerodinámicos

Para analizar el aerogenerador se debe considerar que se trata de un sistema abierto. La mecánica de los fluidos propone como herramienta para estudiar estos sistemas los volúmenes de control. Un volumen de control se define como una región arbitraria del espacio en el cual pasa el fluido en movimiento. La superficie que delimita al volumen de control se denomina superficie de control y es una superficie cerrada que puede ser simple o múltiplemente conexa. La identidad del fluido que ocupa el volumen de control cambia de instante e instante.

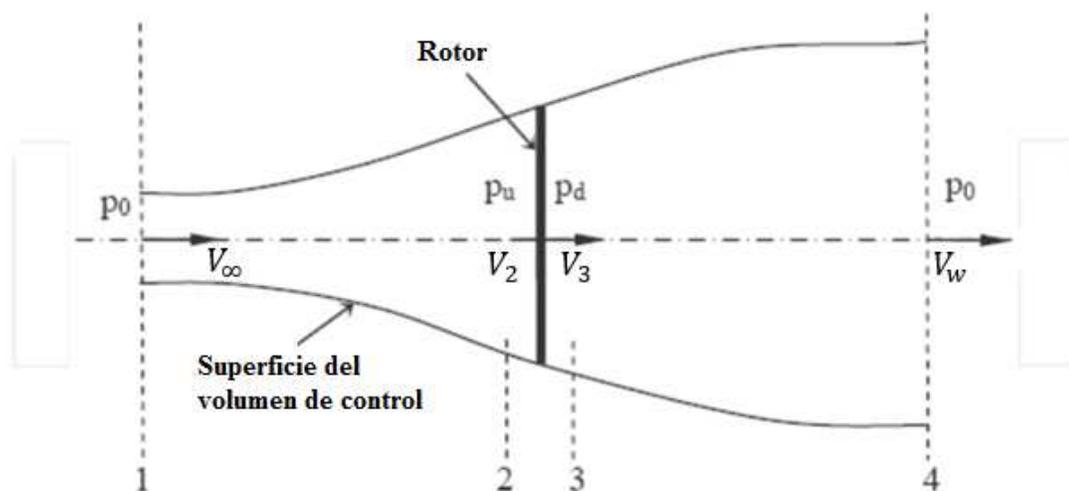


Figura 2 Volumen de Control del Aerogenerador

En este análisis se asume un volumen de control en el cual sus límites son la superficie lateral que encierra al tubo de corriente y dos secciones transversales que cortan perpendicularmente al tubo de corriente.

En el volumen de control propuesto se pueden identificar cuatro regiones susceptibles de ser analizadas:

1. Región de Flujo libre.
2. Región inmediatamente anterior a las Aspas.
3. Región inmediatamente posterior a las Aspas.
4. Región no perturbada por la estela.

El principio de conservación de la masa indica que la masa de un sistema cerrado permanece constante. Al tratar un volumen de control como la identidad del fluido cambia de instante a instante para cumplirse este principio el flujo másico debe permanecer constante por lo tanto la masa que entra al volumen de control debe ser igual a la que sale.

A continuación se tratará la formulación matemática del principio de conservación de la masa para el cual se usará el Teorema de Transporte de Reynolds. Este teorema permite calcular la derivada sustancial de una integral de volumen.

La definición matemática para una función genérica es

$$\text{Sea } \bar{F}(t) = \int_{\tau} \bar{A}(\mathbf{x}, t) d\tau \quad \text{con } \bar{A}(\mathbf{x}, t) \text{ propiedad genérica del sistema fluido}$$

Interesa determinar la rapidez de variación de la propiedad genérica del sistema fluido vista desde el fluido mismo: $\frac{D\bar{F}(t)}{Dt} = \frac{D}{Dt} \int_{\tau} \bar{A}(\mathbf{x}, t) d\tau$

$$\frac{D\bar{F}(t)}{Dt} = \frac{D}{Dt} \int_{\tau} \bar{A}(\mathbf{x}, t) d\tau = \int_{\tau} \frac{\partial \bar{A}(\mathbf{x}, t)}{\partial t} \cdot d\tau + \oint_{\varepsilon} \bar{A}(\mathbf{x}, t) \bar{V} \cdot \bar{n} d\sigma$$

Si \bar{F} es una propiedad extensiva $\rightarrow d\bar{F} = \bar{\varepsilon} dm = \bar{\varepsilon} \rho d\tau$ con $\bar{\varepsilon}$ propiedad específica.

Esta definición se aplica al principio de conservación de la masa sabiendo que

$$\bar{F}(t) = m \rightarrow \varepsilon = 1$$

Como $m = cte$

$$\frac{Dm}{Dt} = 0 \quad \rightarrow \quad m = \int_{\tau} \rho d\tau \quad \therefore \quad \frac{D}{Dt} \int_{\tau} \rho d\tau = 0$$

Aplicando el Teorema de Transporte de Reynolds se obtiene

$$\frac{D}{Dt} \int_{\tau} \rho d\tau = \int_{\tau} \frac{\partial \rho}{\partial t} \cdot d\tau + \iint_{\varepsilon} (\rho \bar{V} \cdot \bar{n}) d\sigma = 0$$

La expresión General de la forma integral del Principio de Conservación de la Masa es:

$$\int_{\tau} \frac{\partial \rho}{\partial t} \cdot d\tau = - \iint_{\varepsilon} (\rho \bar{V} \cdot \bar{n}) d\sigma$$

Al tratarse de Flujo Estacionario obtenemos la Ecuación de continuidad de forma Integral

$$\int_{\tau} \frac{\partial \rho}{\partial t} \cdot d\tau = 0 \rightarrow \iint_{\varepsilon} (\rho \bar{V} \cdot \bar{n}) d\sigma = 0$$

La elección de un volumen de control donde la superficie de control sea normal al flujo másico en todos los lugares donde se intersecten simplifica la resolución del producto punto $\bar{V} \cdot \bar{n}$ resultando ser la magnitud de la velocidad. Esto permite decir que $\rho \cdot A \cdot V = cte$

$$\rho \cdot A_d \cdot V_d - \rho \cdot A_w \cdot V_w = 0$$

$$\rho \cdot A_{\infty} \cdot V_{\infty} = \rho \cdot A_d \cdot V_d = \rho \cdot A_w \cdot V_w$$

Que es la Ecuación de Continuidad a lo largo del tubo de corriente

En una turbina eólica la pérdida de energía del fluido se manifiesta generalmente en forma de pérdida de presión. Esto permite asumir que la velocidad se mantiene constante en las regiones 2 y 3.

$$V_2 = V_3 = V_r$$

Se puede expresar el flujo másico como

$$\dot{m} = \rho \cdot A \cdot V_r$$

Realizando un análisis análogo al Principio de Conservación se puede obtener el Teorema de la Cantidad de Movimiento aplicado al volumen de control:

$$\bar{R} = \int_{\tau} \frac{\partial \rho \bar{V}}{\partial t} \cdot d\tau + \iint_{\varepsilon} \bar{V} (\rho \bar{V} \cdot \bar{n}) d\sigma$$

Si el movimiento es estacionario $\frac{\partial \rho \bar{V}}{\partial t} = 0$

$$\bar{R} = \iint_{\varepsilon} \bar{V}(\rho \bar{V} \cdot \bar{n}) d\sigma$$

Aplicando la ecuación de la conservación del momento lineal:

$$R = \dot{m} (V_{\infty} - V_w)$$

La Ecuación general de la Energía para un volumen de control donde el campo de fuerzas de masa es sólo el campo gravitatorio:

$$Q' - P_{mec} + \iint_{\varepsilon} \tau_{\tau} \bar{V} d\sigma = \int_{\tau} \frac{\partial}{\partial t} \left[\rho \left(\frac{1}{2} V^2 + U + gz \right) \right] d\tau + \iint_{\varepsilon} \left(\frac{1}{2} V^2 + U + gz + \frac{p}{\rho} \right) (\rho \bar{V} \cdot \bar{n}) d\sigma$$

Para simplificar esta ecuación y obtener la ecuación de Bernoulli se deben realizar las siguientes hipótesis:

Flujo estacionario, incompresible y unidimensional.

Perfil de velocidad uniformes.

No hay flujo de calor ni potencia mecánica.

Fluido no viscoso o viscoso con movimiento irrotacional (campo iso-energético).

Rotor aislado. Sin efectos colaterales del terreno y obstáculos.

$$\frac{1}{2} \rho V^2 + p + \rho gz = Cte$$

Considerando $z = cte$

$$\frac{1}{2} \rho V_r^2 + p_d = \frac{1}{2} \rho V_w^2 + p_0$$

$$\frac{1}{2} \rho V_{\infty}^2 + p_0 = \frac{1}{2} \rho V_R^2 + p_u$$

Combinando estas dos últimas ecuaciones obtenemos la disminución de presión p'

$$p' = \frac{1}{2} \rho (V_{\infty}^2 - V_w^2)$$

El empuje en el rotor puede ser expresado como las sumas de las fuerzas de cada lado del mismo

$$R = A \cdot p' = \frac{1}{2} A \rho (V_{\infty}^2 - V_w^2)$$

$$R = \dot{m} (V_{\infty} - V_w) = \rho \cdot A \cdot V_r \cdot (V_{\infty} - V_w)$$

Igualando ambas expresiones de R se deduce la velocidad en el plano del rotor

$$V_r = \frac{V_\infty + V_w}{2}$$

Definiendo el coeficiente de velocidad axial como:

$$a = \frac{V_\infty - V_r}{V_\infty}$$

$$V_r = V_\infty \cdot (1 - a)$$

$$V_w = V_\infty \cdot (1 - 2a)$$

Finalmente la potencia del rotor que puede ser usada es:

$$P = R \cdot V_r$$

Sustituyendo R

$$P = \frac{1}{2} A \cdot \rho \cdot (V_\infty^2 - V_w^2) \cdot V_r$$

$$P = 2 \cdot A \cdot \rho \cdot a \cdot V_\infty^3 (1 - a)^2$$

Para encontrar la máxima potencia derivamos con respecto a a :

$$\frac{dP}{da} = 2 \cdot \rho \cdot A \cdot V_\infty^3 (1 - 4a + 3a^2) = 0 \rightarrow (1 - 4a + 3a^2) = 0$$

$$\therefore a = \frac{1}{3}$$

Reemplazando en P

$$P = 2 \cdot A \cdot \rho \cdot \frac{1}{3} \cdot V_\infty^3 \left(1 - \frac{1}{3}\right)^2 = \frac{16}{27} \cdot A \cdot \rho \cdot \frac{1}{2} \cdot V_\infty^3$$

Donde el factor $\frac{16}{27} = 0,59$ representa la proporción de máxima potencia contenida en el tubo del aire que es capaz de extraer el rotor de una aeroturbina. A esto se lo denomina límite de Betz: *“Una turbina eólica puede convertir en energía mecánica como máximo un 59,26 % de la energía cinética del viento que incide sobre ella”*.

El límite de Betz está definido considerando un modelo ideal estableciendo un límite teórico máximo. En la práctica los valores máximos oscilan entre 0,42 y 0,45.

1.2.3. Efecto Estela

Una turbina eólica, a medida que extrae energía del viento va dejando una estela caracterizada por reducir la velocidad del viento y un incremento de turbulencia. Si una turbina de viento se encuentra trabajando dentro de la región de la estela de otra, o en un punto dentro del parque eólico donde se ve afectada por varias de estas estelas, entonces la turbina producirá menos energía que aquellos aerogeneradores que interactúan directamente con el flujo del viento natural.

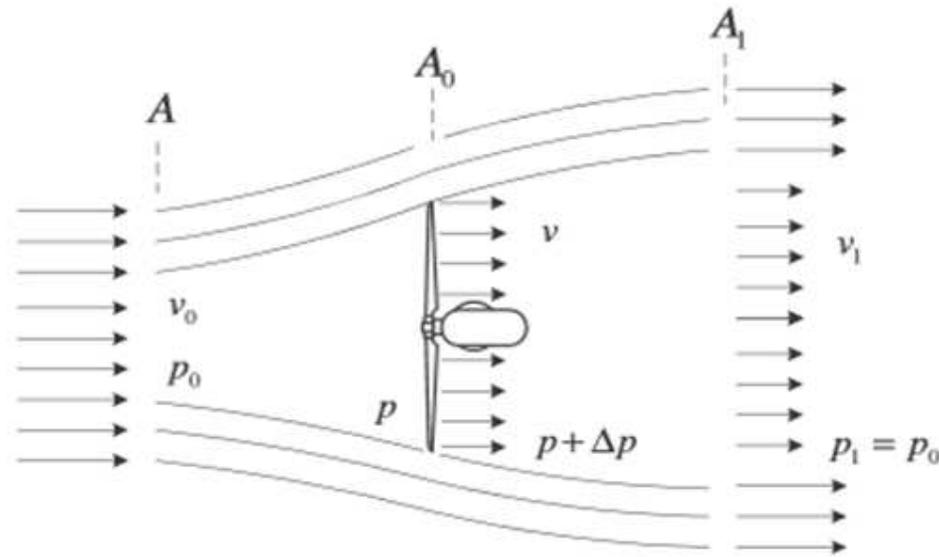


Figura 3 Flujo del Aire - Efecto Estela (Wake effect in Wind Farm Performance: Steady-State and Dynamic Behaviour, 2011)

Si una máquina está suficientemente alejada de otra, el efecto de estela será prácticamente despreciable. La mayor incidencia de este efecto se encuentra en la estela aguas abajo de la máquina, en la dirección del viento. El defecto de velocidad que genera la máquina puede decaer a menos de un 10% de la velocidad inicial en distancias del orden de 6 a 10 diámetros. Sin embargo el decaimiento de la turbulencia es en distancias mayores. El efecto lateral de la estela, en dirección perpendicular al viento, decae a valores aceptables en distancias muy pequeñas, 1 a 3 diámetros, esto resulta muy útil cuando el viento es predominante en una dirección determinada porque permite ubicar los aerogeneradores bastante próximos. Los efectos de las estelas de distintas máquinas en un parque eólico se superponen y para evaluar los efectos nocivos hay que hacer los cálculos para todo el rango de velocidades y direcciones de viento incidentes

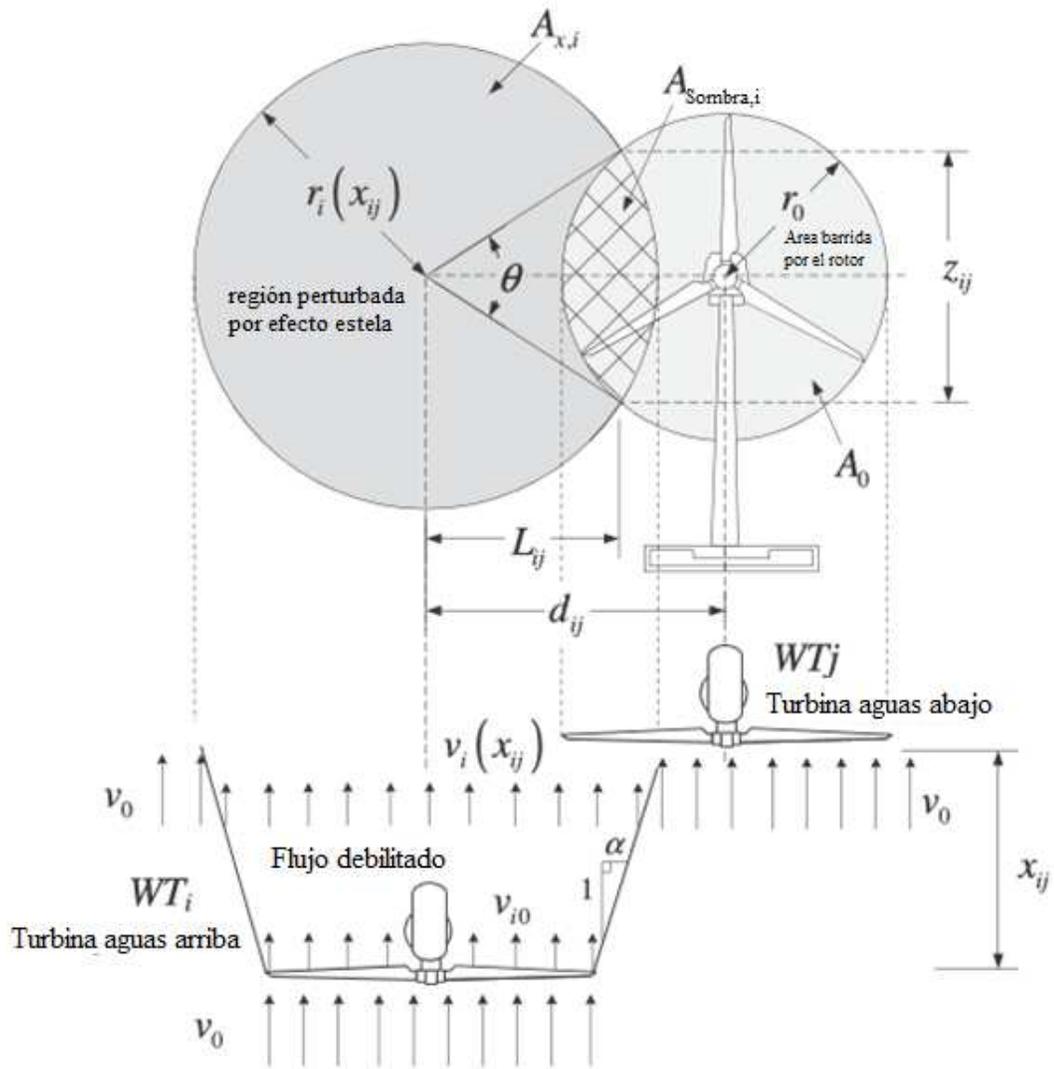


Figura 4 Apantallamiento por Efecto Estela (Wake effect in Wind Farm Performance: Steady-State and Dynamic Behaviour, 2011)

1.3 El Impulso de la Energía Eólica en el Mundo

En 1887-88 Charles F. Brush construyó el primer aerogenerador, la turbina eólica gigante de Brush, en Cleveland (Ohio) lo que permitió pensar en el aprovechamiento eólico como fuente para la generación de energía eléctrica 1887. Esta turbina tenía un rotor de 17 m de diámetro y 144 palas fabricadas en madera de cedro. Sólo podía generar hasta 12 kW y funcionó durante 20 años

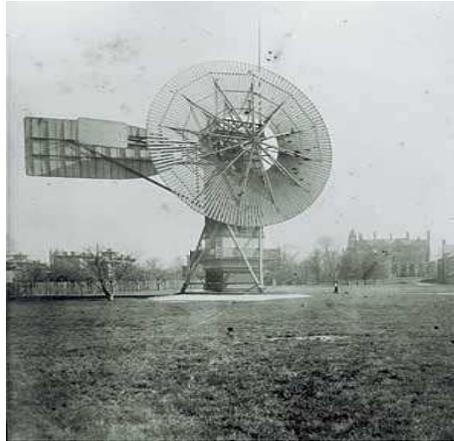


Figura 5 Turbina Eólica Gigante de Brush

La turbina de Brush tenía el problema que dado a la gran cantidad de palas su rendimiento era escaso, es por eso que se considera a Poul la Cour (1846-1908) como el pionero de las modernas turbinas eólicas generadoras de electricidad ya que desarrolló turbinas similares a las actuales, con menor cantidad de palas, aumentando su eficiencia. Para 1918 existían en Dinamarca varias turbinas instaladas de potencia de 35 kW.



Figura 6 Turbinas Diseñadas por Poul la Cour

En 1920 Albert Betz publicó su artículo *Das Maximum der theoretisch möglichen Ausnutzung des Windes durch Windmotoren*, "Límite teórico para la mejor utilización del viento por motores eólicos". Basado en los trabajos previos de Frederick Lanchester sobre las fuerzas de sustentación y arrastre, concluyó que cualquier turbina eólica, sin importar su diseño, no puede superar un rendimiento de $16/27$ (59%) en la transformación de energía eólica en mecánica. Con la reformulación posterior de Ludwig Prandtl el límite de Betz fue adoptado por la comunidad científica.

Para 1942 la compañía danesa de ingeniería F.L. Smidth ya había construido máquinas tripala y en 1951, el generador de CC fue sustituido por un generador asíncrono de CA.



Figura 7 Turbina Construida por F.L. Smidth

Si se continúa la línea histórica, en 1956-57 la compañía eléctrica SEAS construye el aerogenerador de Gedser de 200 kW diseñado y ejecutado por el ingeniero J. Juul. Este diseño constaba de una turbina tripala con rotor barlovento, orientación electromecánica y un generador asíncrono. La turbina disponía de regulación por pérdida aerodinámica, y J. Juul inventó los frenos aerodinámicos de emergencia en punta de pala, que se liberan cuando se produce una sobre velocidad tangencial (fuerza centrípeta).

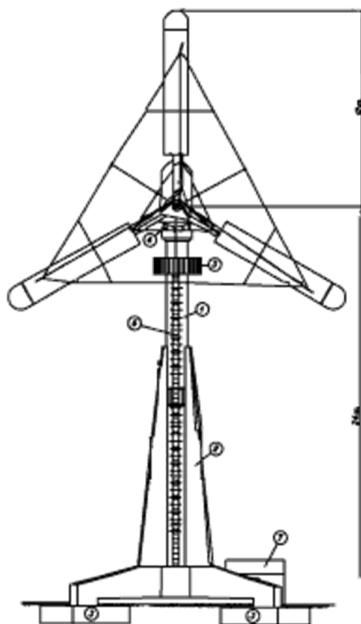
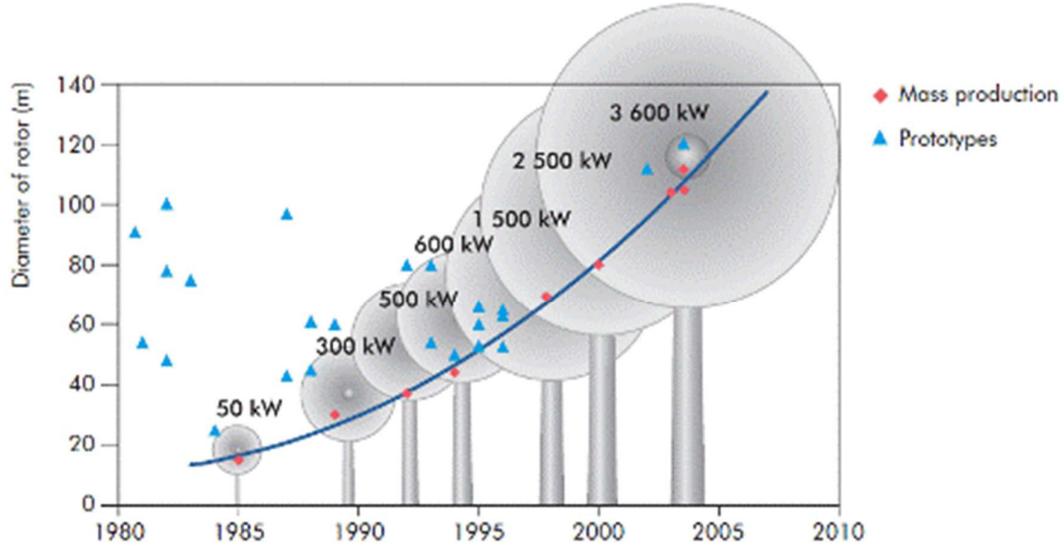


Figura 8 Turbina Diseñada por el Ing. Juul

Después de la primera crisis del petróleo de 1973, se comenzó a cuestionar a nivel mundial la dependencia de la matriz energética del petróleo, además en la conferencia de Estocolmo de 1972 fue el primer intento de conciliar los objetivos tradicionales del desarrollo con la protección de la naturaleza. En este contexto muchos países empezaron a interesarse en la energía eólica. Para 1979 se construyeron dos aerogeneradores de 630 kW, uno con regulación por cambio del ángulo de paso, y el otro de regulación por pérdida aerodinámica. Al ser las primeras iniciativas de este estilo el grado de madurez de la tecnología era insuficiente para poder realizar generación eólica a precios aceptables y esto se constituyó como un argumento clave en contra de la energía eólica. Debido a esto, los gobiernos internacionales promovieron la energía eólica en forma de programas de investigación y de subvenciones, la mayoría de las mismas aportadas por los gobiernos regionales. Nacieron institutos como el Instituto Alemán de la Energía Eólica (DEWI) o el Instituto de Investigación Danés (Risø) con el objetivo de aumentar el rendimiento, bajar los costos y promover la estandarización. Para 1981 se redujeron de manera notable los costos de generación.

En 2001 se creó en Dinamarca la Asociación Mundial de Energía Eólica (World Wind Energy Association), con sede en Bonn, Alemania, y concebida como una organización internacional para la promoción mundial de esta fuente de energía. Cuenta actualmente con unos 500 miembros en más de cien países. (Asociación danesa de la industria eólica, 2003)

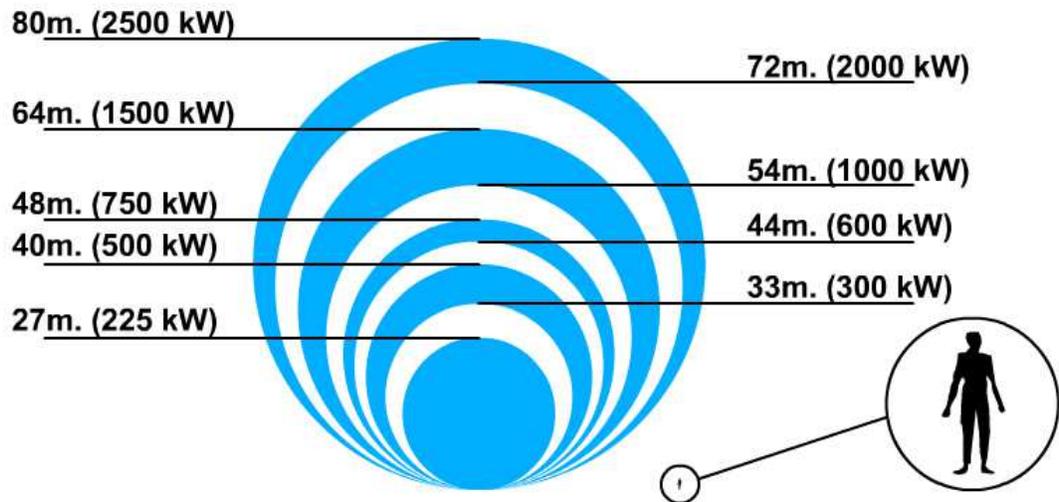
En la actualidad, generan energía eólica más de 80 países. Europa es la región con mayor número de aerogeneradores. Para 2011 ya se calculaban alrededor de 200.000 aerogeneradores distribuidos por el mundo con capacidad para generar 238,351 MW de energía.



Source: German Wind Energy Institute (DEWI), 2006.

Figura 9 Evolución de los Aerogeneradores

En la siguiente figura se verá la relación entre la potencia nominal y el diámetro de rotor en una turbina eólica moderna típica:



* Los metros corresponden a las longitudes de diámetro correspondientes a las palas

Figura 10 Relación entre Potencia Nominal y el Diámetro del Rotor

Según datos de la *Global Wind Energy Council* (GWEC) el crecimiento de la capacidad instalada de generación entre 1996 y 2014 es:

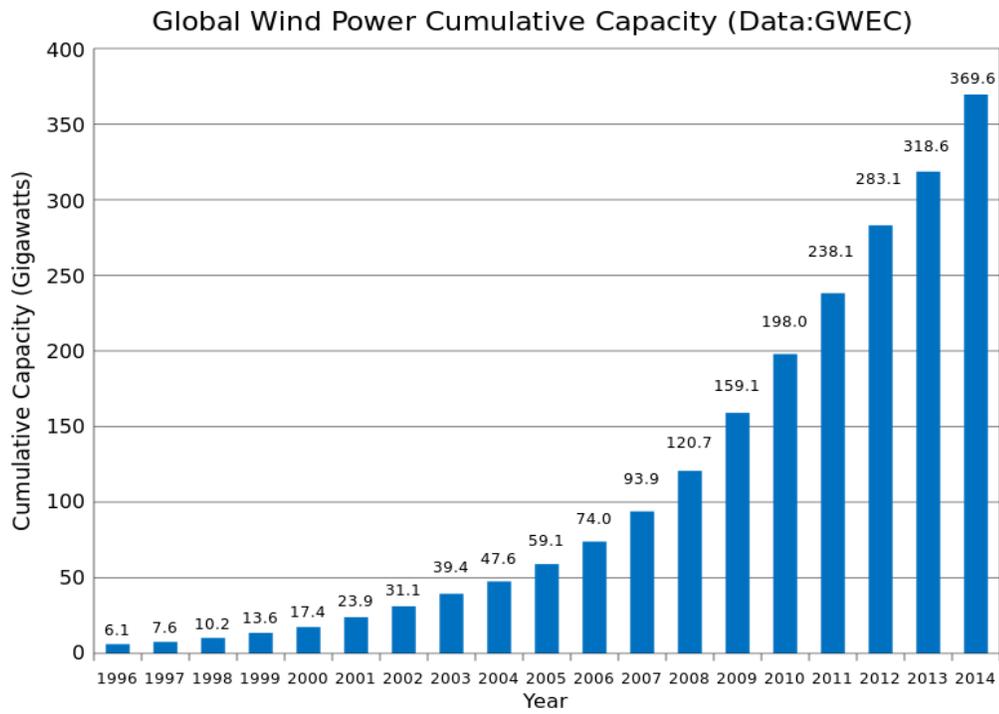


Figura 11 Crecimiento de la Capacidad Instalada de Generación

En América Latina el desarrollo de la energía eólica es incipiente. Según la GEWC la capacidad conjunta instalada hasta finales de 2014 es de 8526 MW. A continuación se presentan los países con mayor generación:

- Brasil: 5939 MW.
- Chile: 836 MW.
- Uruguay: 464 MW.
- Argentina: 271 MW.
- Costa Rica: 198 MW.
- Nicaragua 186 MW.
- Honduras: 152 MW.
- Perú 148 MW

1.4 La Energía Eólica en Argentina

Según la *Cámara Argentina de Energías Renovables*, el potencial teórico eólico, teniendo en cuenta los factores de capacidad registrados en el país, podría llegar a más de 2.000 GW lo que equivale a 63 veces la potencia instalada en Argentina para el año 2015.

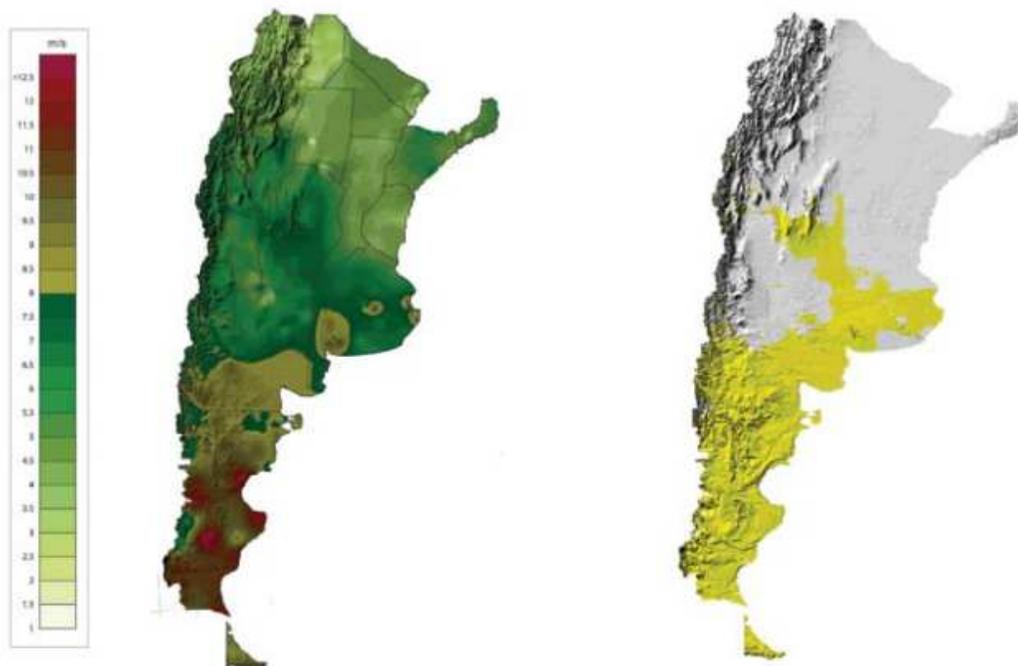


Figura 12 Promedio de Vientos Anuales y Factor de Capacidad Estimado: Mayor a 35 % en amarillo. (Centro Regional de Energía Eólica – Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios)

Toda el área pintada de amarillo en la figura corresponde a un factor de capacidad mayor al 35 por ciento según datos del *Centro Regional de Energía Eólica (CREE)*; y al compararlo con el mapa de velocidades de viento en Argentina, se observa que en la zona propuesta en el proyecto las velocidades son mayores a 6 m/s. Por lo tanto toda esa área es potencialmente aprovechable.

La primera iniciativa de importancia en el campo de las energías renovables, se comenzó a gestar en el año 2009 con el proyecto GENREN que significó el llamado a licitación, por parte de ENARSA, de 956 MW considerando todas las fuentes de generación con energías renovables. La fracción correspondiente a generación con fuente de energía eólica constituía 752,4 MW. Sin embargo, a fines de 2014 la potencia instalada solo alcanzaba los 271 MW.

La ley nacional 26.190 establece el objetivo de diversificar la matriz energética planeando que para el año 2016 el 8 % de la fuente de generación de energía eléctrica debe ser proveniente de fuentes renovables donde la energía hidráulica puede participar con centrales de hasta 30 MW a los fines del cálculo del porcentaje. Para el año 2014, según el ministerio de energía, sólo el 1% de la matriz energética corresponde a energía eólica. Se puede observar que la meta de participación del 8% de energías renovables en la matriz establecida por la ley para el año 2016 es improbable de alcanzar.

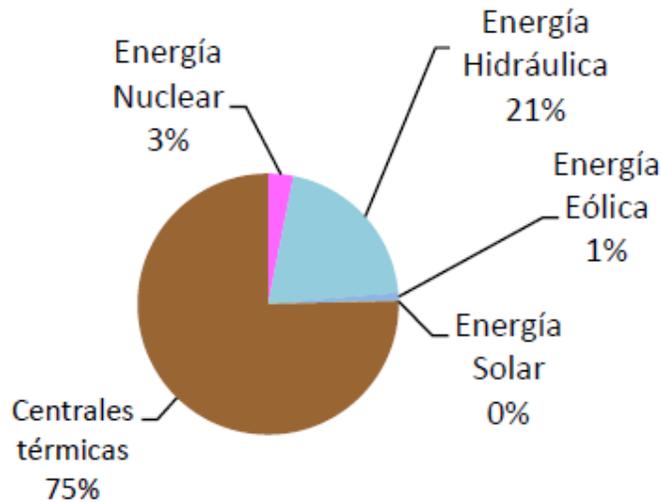


Figura 13 Composición de la Matriz Energética

Bajo estas perspectivas el Congreso Nacional recientemente aprobó la Ley Nacional 27.191 que extiende el plazo por un año para lograr la meta de participación del 8 % y permite centrales hidráulicas de hasta 50 MW a los fines del cálculo del porcentaje.

En la Provincia de Córdoba la Dirección de Desarrollo Energético, a través del departamento Energías Renovables y con el objetivo de encaminar a la provincia hacia un aporte significativo según los lineamientos de la leyes 26.190 y 27.191 y, de diversificar la matriz energética está analizando un marco legal provincial para promocionar y regular todos los emprendimientos que involucren el aprovechamiento de energías renovables.

Paralelamente, en el año 2011 se creó el Comité de Energías Córdoba (CEC) que es un programa del Departamento de Empresas y Energías del CIECS para gestionar iniciativas relacionadas con el cambio en la matriz energética de la Provincia de Córdoba. A partir de investigaciones y desarrollos donde participan el Estado, las universidades, las empresas

públicas y privadas y organismos civiles, se pretende desarrollar diagnósticos y propuestas factibles de ejecución, bajo las perspectivas técnico-científicas, jurídica, ambiental y económica. Este comité publicó el libro *Matriz Energética de la Provincia de Córdoba* que se constituye como la piedra basal y una gran referencia para todos los análisis que se quieran realizar en la Provincia de Córdoba. En este marco, desde la Facultad de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales de la Universidad Nacional de Córdoba, se plantea la necesidad de aportar recursos e ideas para abordar esta problemática.

A continuación, se resumen los parques eólicos de gran escala más importante de Argentina en estado operativo. Todos inyectan la energía generada al *Sistema Argentino de Interconexión (SADI)* a excepción de Veladero que es para consumo propio.

Nombre del Parque	Ubicación	Capacidad Instalada	Generación Anual Promedio	Etapas	Potencia	Puesta en Servicio	Aerogeneradores	Propietario
Parque Eólico Arauco	Valle de La Puerta La Rioja	50,4(*) MW	46 GWh	I	2,1 MW	Mayo 2011	12 × Impsa IWP - 83 - 2,1 MW	Gobierno de La Rioja (75%) y Enarsa (25%)
				II	23,1 MW			
				III	25,2 MW	Febrero 2014	12 × Impsa IWP - 83 - 2,1 MW	
Parque Eólico Diadema	Diadema Argentina Chubut	6,3 MW	28 GWh [1]			Septiembre 2011	7 × ENERCON E-44 - 900 KW	Hychico S.A.
Parque Eólico Loma Blanca	Trelew Chubut	51 MW ¹⁸	183 GWh (previsto)	IV	51 MW	Agosto 2013	17 × Alstom ECO100de 3 MW	Isolux Corsán S. A.
Parque eólico Rawson	Rawson Chubut	77,4 MW	296 GWh [1]	I	48,6 MW	Septiembre 2011	27 × Vestas V90 - 1,8 MW	GENNEIA (ex Emgasud)
				II	28,8 MW	Enero 2012	16 × Vestas V90 - 1,8 MW	
Parque Eólico El Jume	El Jume Santiago del Estero	8,4 MW	Sin Datos			Octubre 2015	4 × Impsa IWP-100 -2 MW ³¹	Sociedad Enerse Sapem (Energía Santiago del Estero S.A.)
Parque Eólico El Tordillo	Comodoro Rivadavia Chubut	3 MW	Sin Datos			Septiembre 2010	1 × NRG 1500 - 1,5 MW 1 × IMPSA IWP-70 - 1,5 MW	Vientos de la Patagonia I S. A.
Veladero	Mina Veladero San Juan	2 MW	Sin Datos			Agosto 2008	1 × DeWind D8.2 - 2MW	Barrick Gold

Tabla 1 Parque Eólicos en la Argentina

A continuación se adjunta el crecimiento de la energía eléctrica generada en el país mediante generadores eólicos. Se observa que en estos últimos años ha crecido de forma vertiginosa. Para contextualizar se aclaran los dos hitos que han sido importantes para este tipo de generación. En el año 2006 se sancionó la Ley Nacional 26.190 y en el año 2011 el Poder Ejecutivo emitió la Resolución N°108/2011 que reglamenta la ley mencionada. Se observa que luego de la resolución se produce un crecimiento importante.

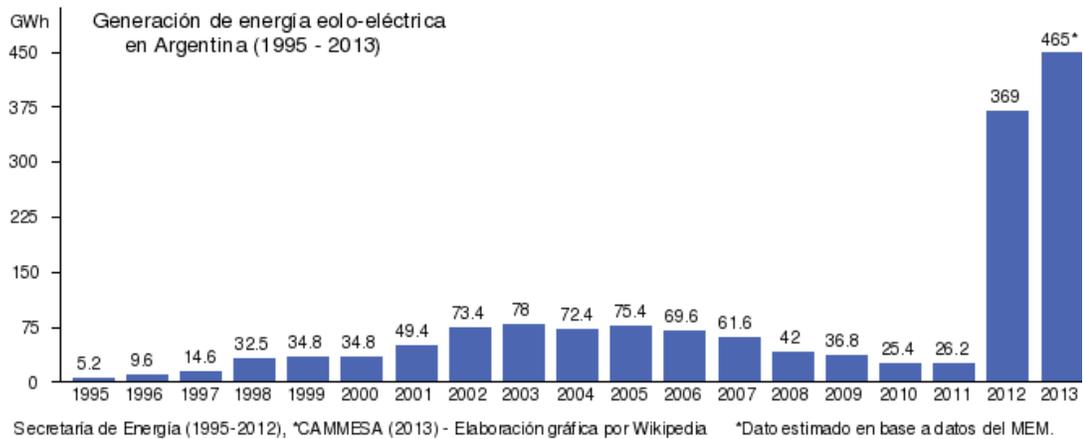


Figura 14 Evolución de la Generación Eólica en Argentina

En el año 2015 se sancionó la Ley Nacional 27.191 modificatoria de la Ley Nacional 26.190. La reglamentación de esta nueva ley está pendiente a octubre de 2015. Se espera que con este nuevo marco legal se produzca un crecimiento vertiginoso en la generación con fuentes de recursos renovables en la República Argentina.

1.5 Objetivos del Trabajo

1.5.1. Objetivo General y Principal

Demostrar la factibilidad de la propuesta y que sirva para promover la realización de proyectos similares que contribuyan al uso de energías renovables basado en este tipo de aplicaciones en nuestra provincia.

1.5.2. Objetivos Específicos

Analizar un tema de vital importancia para el cambio de la matriz energética de Córdoba y de Argentina.

Brindar una posibilidad técnica y económicamente factible frente a las tecnologías utilizadas actualmente en generación de energía.

Ampliar los conocimientos referidos a la utilización de energía eólica.

1.6 Metodología del Trabajo

Considerando la norma IEC 61400-1 que define las clases de viento útiles para generación con turbinas eólicas; se presupone que es técnicamente factible instalar un aerogenerador en aquellas zonas donde la velocidad del viento anual promedio es mayor a 6 m/s. Se pretende realizar un proyecto de generación en el sur de la Provincia de Córdoba ya que esta zona cuenta con la velocidad de viento necesaria (> 7 m/s) para lograr un factor de capacidad apto para la generación.

Al plantearse como un proyecto se deberá realizar el estudio de factibilidad, que estará basado en el libro “Preparación y evaluación de proyectos” de A.N. Sapag Chain y R. Sapag Chain donde se explicita el estudio de mercado, el estudio legal, el estudio técnico y el estudio ambiental.

- En el estudio de mercado se plantea la necesidad del proyecto, que está asociada al desarrollo sustentable y al mejoramiento de la calidad energética. Se analizará la matriz energética provincial y nacional para identificar el escenario actual y la reducción de emisión de dióxido de carbono. Se definirán los actores pertenecientes al mercado eléctrico y se estudiará el modelo económico del mercado. Además se plantará la demanda energética de la región y por medios estadísticos se proyectará su crecimiento, lo que permitirá definir la potencia nominal del parque eólico a construir.
- En el estudio legal se explicitarán las leyes nacionales y provinciales y toda reglamentación vigente relacionada al proyecto.
- En el estudio técnico se analizará la medición de los vientos realizada por la cooperativa de Coronel Baigorria, definiendo las incertidumbres asociadas a la medición. Después por medio de herramientas informáticas se estudiará la turbina más conveniente al emplazamiento, obteniendo el factor de capacidad del parque eólico. También se diseñará el emplazamiento del parque eólico, simulando la disposición de los aerogeneradores por software y se propondrá el nodo de conexión del parque eólico con el SADI.
- En el estudio ambiental se mencionarán los aspectos positivos y negativos del impacto ambiental ocasionado por la construcción de un parque eólico, quedando pendiente para la etapa de proyecto realizar el estudio ambiental de campo.

Una vez realizados estos cuatro estudios se abordará el estudio económico-financiero donde se evaluará la factibilidad económica del proyecto. Se realizará primero el presupuesto de la obra comprendido por la inversión inicial y luego se estimarán los ingresos y gastos durante la vida útil del proyecto que permitirán obtener el flujo de caja asociado. Finalmente, para analizar la conveniencia financiera de ejecutar el proyecto se recurrirán a las herramientas clásicas de análisis de inversión: el valor actual neto y la tasa interna de retorno.

1.7 Estudio de Prefactibilidad

Como primera medida, antes de un estudio de factibilidad y con el fin de no desperdiciar recursos y esfuerzos, se realiza un estudio de prefactibilidad donde se evalúa la necesidad de un estudio más detallado, a fin de permitir minimizar los diferentes riesgos que el proyecto conlleva. Un estudio sencillo para un emprendimiento de estas características es evaluar si el promedio de los vientos es mayor al aconsejado por la normativa correspondiente.

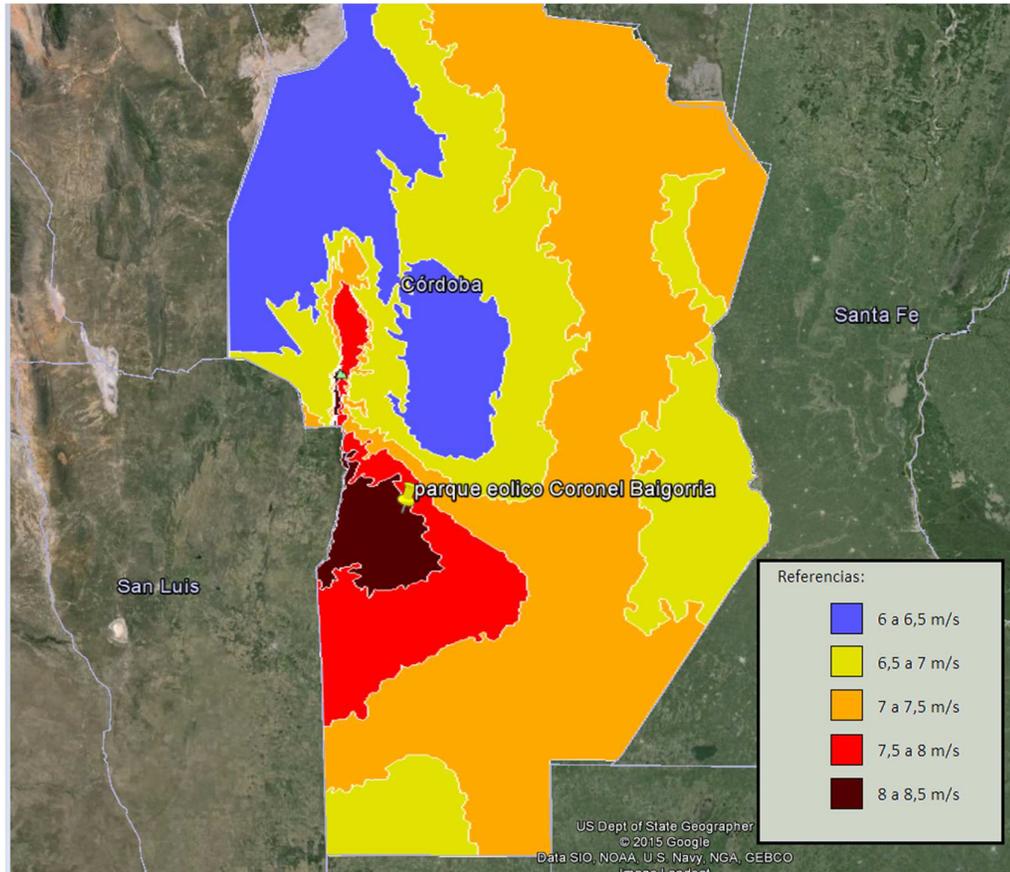


Figura 15 Promedios Anuales de Viento en Córdoba

En la figura se observa la velocidad media anual medida a 70 metros de altura en las diferentes regiones de la Provincia de Córdoba. Se observa que principalmente en la región sur la velocidad media anual es 7,5 m/s. Una de las condiciones necesarias para la proyección del recurso eólico es que el promedio de vientos sea superior a 4 m/s, aproximadamente 14 km/hora. También se debe tener en cuenta el Factor de Capacidad (FC) que es un valor porcentual de la energía que una turbina eólica entregará durante todo un año en relación a la cantidad de energía que podría entregar si en el mismo periodo hubiera trabajado el 100% del tiempo a potencia nominal. En el mapa de factor de capacidad de Argentina, se observa que en

la región Sur de Córdoba el FC > 35 % por lo tanto es interesante realizar un estudio de Factibilidad para poder determinar el costo de instalar un parque eólico ya que con estos datos es potencialmente viable la explotación eólica.

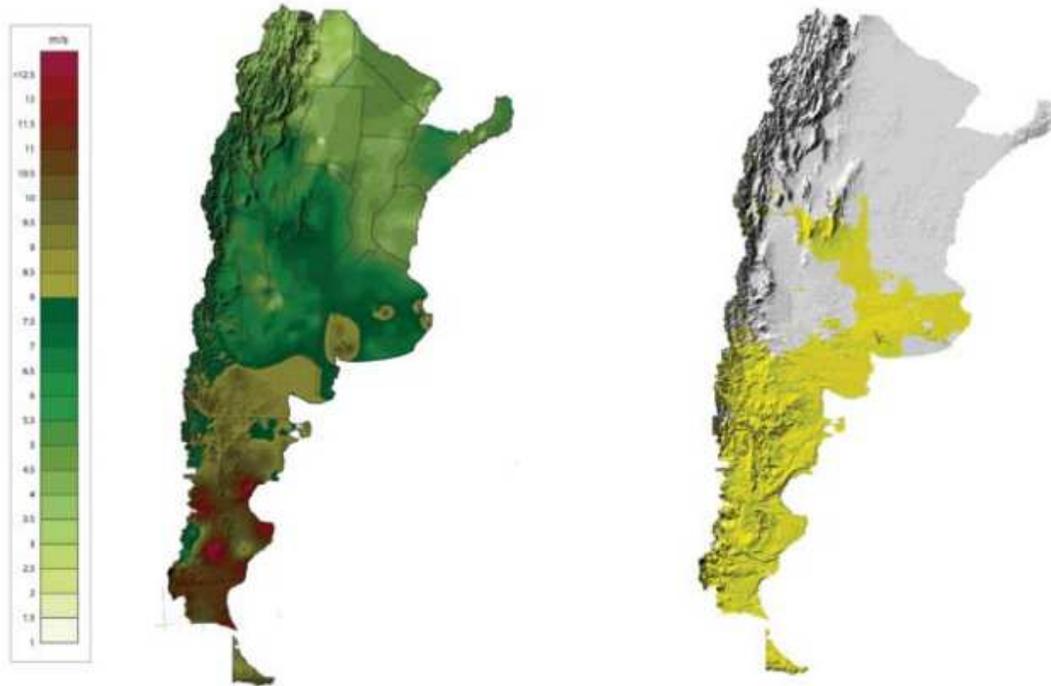


Figura 16 Promedio de Vientos Anuales y Factor de Capacidad: Estimado Mayor a 35 % en amarillo. (Centro Regional de Energía Eólica – Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios)

La Norma IEC 61400-1 define las clases de viento útiles para la generación con turbinas eólicas. Para el caso de Córdoba se requiere clase III o clase S debido a la velocidad anual promedio.

Table 5.1 Wind Speed Parameters for Wind Turbine Classes

Parameters	Class I	Class II	Class III	Class IV
Reference wind speed, U_{ref} (m/s)	50	42.5	37.5	30
Annual average wind speed, U_{ave} (m/s)	10	8.5	7.5	6
50 year return gust speed, $1.4 U_{ref}$ (m/s)	70	59.5	52.5	42
1 year return gust speed, $1.05 U_{ref}$ (m/s)	52.5	44.6	39.4	31.5

Tabla 2 Parámetros de Velocidad del Viento para Clases de Turbinas (Wind Energy Handbook, 2001)

2. Estudio de Mercado

Lo que promueve un estudio de mercado es poder identificar el precio que los consumidores están dispuestos a pagar por el producto ofrecido y, la demanda del mismo.

Según Sapag Chain (2008):

Los objetivos particulares del estudio de mercado serán ratificar la posibilidad real de colocar el producto o servicio que elaboraría el proyecto en el mercado, conocer los canales de comercialización que usan o podrían usarse en la comercialización de ellos, determinar la magnitud de la demanda que podría esperarse y conocer la composición, las características y la ubicación de los potenciales consumidores. (p. 7)

El caso de la energía eléctrica merece un estudio particular por ser un servicio público esencial el cual está regulado por ley. Sus caracteres son: continuidad, regularidad, uniformidad, generalidad y obligatoriedad.

El Estado Argentino regula el sector eléctrico por la ley 24.065, e instrumenta dos organismos principales: El Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) y la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA). Describiendo brevemente ambos, el ENRE tiene a su cargo la regulación y supervisión general del sector bajo control federal, éste en conjunto con los reguladores provinciales fijan las tarifas y supervisan que los agentes de transmisión y distribución regulados cumplan con las normas de seguridad, calidad, técnicas y ambientales. Mientras CAMMESA administra el mercado eléctrico mayorista, siendo sus funciones principales la operación, el despacho de la generación, el cálculo de precios en el mercado spot, la operación en tiempo real del sistema eléctrico y la administración de las operaciones comerciales en el mercado eléctrico.

En el contexto actual, el precio de la energía está determinado por políticas de Estado tendientes a favorecer a los consumidores mediante el uso de subsidios. Sin embargo, en el espíritu de las normativas, se pretende estimular la implementación de recursos renovables para la generación de energía eléctrica; por lo que se fijan precios en dólares por MWh generado muy superiores a los precios que se pagan en el mercado SPOT para energía generada con otras fuentes.

Siendo CAMMESA la administradora del mercado eléctrico, en este estudio es importante identificar los diferentes agentes de mercado. En el Mercado Eléctrico Mayorista

(MEM) existen los siguientes actores principales: Generadores, Transportistas, Distribuidores y Consumidores. Para el caso planteado, los actores principales del mercado eléctrico forman parte de los agentes del mercado que intervienen en el proyecto y, además se debe considerar los proveedores de los insumos necesarios para montar el parque eólico donde el más importante, debido a los costos y la disponibilidad, es el proveedor del Aerogenerador.

Con el estudio de mercado se pretende conocer la demanda de este tipo de energía con las condiciones particulares impuestas por el medio, a saber, el precio fijado por los organismos gubernamentales, y las condiciones exigidas para la instalación de un parque de generación eólico, las políticas de reforma de la matriz energética a nivel provincial, nacional e internacional, determinar los agentes directamente relacionados a este tipo de proyectos, conocer el consumo actual del grupo de Cooperativas ACERO y poder realizar una proyección en el tiempo. También se indagará sobre las fuentes de financiamiento y estímulos directos existentes que promocionan las inversiones en desarrollos de generación con recursos renovables. En última instancia se pretende obtener los lineamientos para poder realizar el análisis financiero correspondiente al proyecto de factibilidad del parque, permitiendo realizar una valoración de la sensibilidad del proyecto ante los subsidios.

2.1 Matriz Energética Actual

En todo proyecto se deben determinar los objetivos perseguidos. Para los inversores privados uno de los objetivos es la rentabilidad, ya que a todo inversor le interesa obtener un rédito por su inversión. Sin embargo existen otros objetivos que direccionan un proyecto, el de los autores es promover el uso de energías renovables y la diversificación de la matriz energética.

La contribución de los distintos tipos de generación en el mercado eléctrico se denomina matriz de generación de energía eléctrica. Es importante conocer la matriz energética del país ya que a partir de su análisis es posible determinar el grado desarrollo de las distintas fuentes de generación, la explotación de los recursos, las emisiones de GEI.

En el análisis financiero del proyecto, se puede considerar los bonos de carbono. Estos bonos son un mecanismo de la ONU para la promoción de desarrollos que tiendan a disminuir la cantidad de emisiones de gases efecto invernadero. Este sistema se traduce en la obtención de una rentabilidad mayor en el proyecto a partir de una bonificación por cada tonelada de dióxido de carbono no emitida gracias a la concreción del proyecto.

A continuación se observa la matriz energética nacional.

Matriz de las Fuentes de Generación de Energía Eléctrica del país año 2014 (información de CAMMESA)	
Fuente de energía	Participación porcentual
Energía de Origen Térmico (Combustibles fósiles)	63,53 %
Energía de Origen Hidráulico	31,02 %
Energía de Origen Nuclear	4,01 %
Energía de Origen Renovable	1,44 %

Tabla 3 Matriz de las Fuentes de Generación de Energía Eléctrica del país año 2014 (CAMMESA)

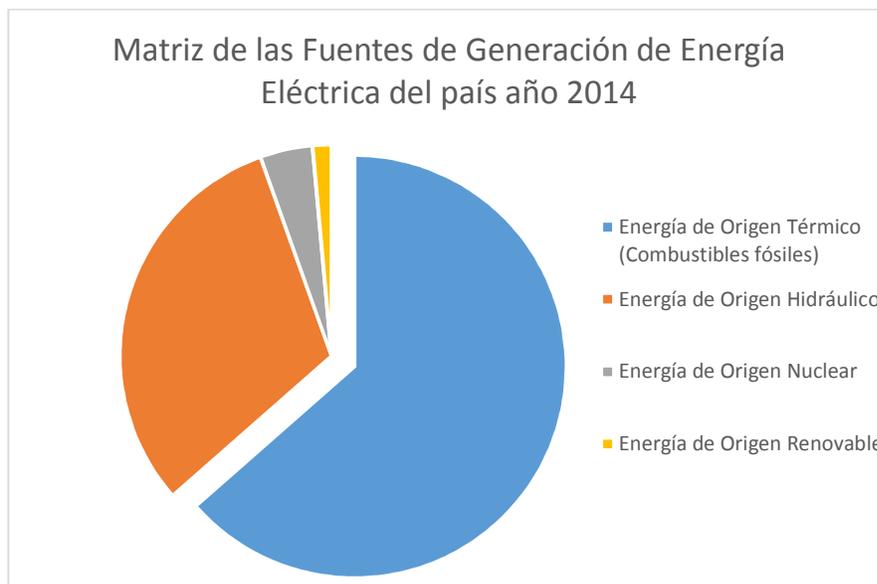


Figura 17 Matriz de las Fuentes de Generación de Energía Eléctrica del país año 2014

Para determinar la emisión de dióxido de carbono (CO₂) correspondiente a la matriz energética nacional, se utiliza el margen de operación estimado por la Secretaría de Energía de la Nación para el año 2014. Este margen representa la cantidad de dióxido de carbono emitido por cada unidad de energía generada. Al dióxido de carbono se lo expresa en toneladas y a la energía generada en MWh. A partir de este margen es posible estimar la cantidad de toneladas de dióxido de carbono que se dejarían de emitir por cada MWh de energía generada con recursos renovables como el recurso eólico.

La Secretaría de Energía tiene en cuenta el factor de emisión correspondiente a los distintos combustibles y los datos de consumo de combustibles para generación de energía eléctrica.

Combustible	Factores de Emisión
Gas Natural (NG)	1,951 tCO ₂ /dam ³
Fuel Oil (FO)	3,197 tCO ₂ /t
Gas oil (GO)	3,176 tCO ₂ /t
CMi (Carbón Mineral) Nacional	2,335 tCO ₂ /t
CMi (Carbón Mineral) Importado	2,803 tCO ₂ /t
Densidad del Gasoil	0,825 t/m ³

(Fuente : Segunda Comunicación Nacional Argentina, Pág. 197)

Tabla 4 Factor de Emisión

El margen de operación informado por la Secretaría es

$$M_{op} = 0,535 [t CO_2/MWh]$$

Para obtener el ahorro de toneladas de dióxido de carbono para cada año, se multiplicará el margen de operación por la energía anual generada por el parque eólico.

Resulta interesante conocer la composición de la matriz energética provincial, para identificar el escenario actual y poder elaborar estrategias que promuevan una matriz diversificada y con una gran participación de fuentes de energías renovable.

Matriz de las Fuentes de Generación de Energía Eléctrica de Córdoba	
Fuente de energía	Participación porcentual
Energía de Origen Térmico (Combustibles fosiles)	68,50 %
Energía de Origen Hidráulico	29,90 %
Energía de Origen Nuclear	2,00 %
Energía de Origen Renovable	0,30 %

Tabla 5 Matriz de las Fuentes de Generación de Energía Eléctrica de Córdoba

Para determinar la matriz de la Provincia en Córdoba se tuvo en cuenta el porcentaje de energía que compra al SADI y la matriz del SADI y se consideró que la Central Nuclear Embalse pertenece al SADI.

En esta matriz se observa una muy baja incidencia del uso de fuentes de energía renovable y una fuerte dependencia a fuentes de origen térmico.

Como los generadores se constituyen como vendedores al SADI, para el cálculo de los bonos de carbono se debe considerar el margen de operación obtenido a partir de la matriz energética nacional.

2.2 Los Agentes del Mercado

Las principales funciones y facultades del ENRE son:

- Hacer cumplir la ley 24.065 y controlar los contratos de concesión.
- Prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas discriminatorias
- Dictar reglamentos en materia de: Seguridad, normas y procedimientos técnicos, medición y facturación, control y uso de medidores (interrupción y reconexión).
- Controlar calidad de servicio de las concesiones nacionales: Calidad del producto técnico (nivel de tensión y perturbaciones), calidad del servicio técnico (frecuencia y duración de interrupciones), calidad del servicio comercial (atención comercial satisfactoria).

CAMMESA es una empresa privada sin fines de lucro que administra el mercado eléctrico y realiza el despacho técnico. Sus funciones son:

- Optimizar los Recursos
- Maximizar la Seguridad del Sistema Eléctrico y la Calidad del Suministro
- Planificar las necesidades de Potencia y Energía
- Cálculo de las Transacciones Económicas de los Agentes del Mercado, Facturación y Liquidación de Ventas
- Supervisar el Funcionamiento del Mercado a Término
- Garantizar la Transparencia

El paquete accionario de CAMMESA está dividido en partes iguales entre:

- Secretaría de Energía (En representación del Estado y para velar por los intereses de todos los usuarios).
- Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGEERA).
- Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA).
- Asociación de Transportistas de Energía Eléctrica de la República Argentina (ATEERA).
- Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGUEERA).

En el marco del Proyecto del Parque Eólico, se debe destacar a los Proveedores de los insumos necesarios. Los elementos necesarios son: Aerogenerador, rectificador y alternador, transformador, conductores de energía eléctrica, postes, aisladores, equipos de protección y maniobra y accesorios varios. De este listado, el Aerogenerador es el equipo más especializado y de más difícil provisión. A pesar de existir una industria nacional, los tiempos de disposición pueden ser de varios meses y existe una cantidad mínima de aerogeneradores a requerir para que la empresa proveedora lo entregue montado en el terreno.

2.2.1. El MEM

De los cuatro agentes del MEM, según los primeros lineamientos, interesa analizar los distribuidores de energía eléctrica (EPEC y las cooperativas ACERO). También es importante estudiar posibles competencias en el marco de la generación y los requisitos del MEM para constituirse como generador de energía eléctrica y vendedor al SADI. Como es posible que en el estudio de factibilidad técnica no sea conveniente utilizar la red de 33 kV se analizará EPEC como transportista en caso de tener que usar la red de 132 kV. Como cuarto agente están los consumidores que son importantes ya que el mercado está regulado para garantizar una correcta calidad de servicio y a un precio razonable.

Existen dos formas de comercialización de la energía eléctrica generada:

La primera consiste en que la energía generada por el parque eólico sea consumida internamente por la propia cooperativa ACERO, de esta manera se está autoabasteciendo y no se pondrá en venta la energía eléctrica en el SADI. Por ello en este sistema se debe analizar que el costo de generación sea inferior al precio de la energía eléctrica que EPEC cobra a las cooperativas.

La segunda es que la energía eléctrica sea vendida al MEM a través del SADI. En este caso el precio de venta en el SADI está fijado por ley con régimen de promoción al ser una energía renovable. El análisis de la conveniencia de la inversión depende del costo de generar y el precio que paga CAMMESA.

2.3 Modelo Económico del Mercado Eléctrico

El mercado eléctrico está regulado para que las variaciones estacionales en el precio de la generación no afecten el precio de venta de la energía. Además existe la posibilidad de que el generador realice un contrato directamente con un comprador pautando la cantidad de energía que venderá y precio de la misma. Estas dos modalidades que permite el mercado son:

Un Mercado a Término con contratos por cantidades, precios y condiciones libremente pactadas entre vendedor y comprador.

Un Mercado Spot con precios sancionados en forma horaria en función del costo económico de producción medido en el centro de carga del sistema. Para este mercado se crea un Sistema de Estabilización Trimestral de los precios previstos destinado a la compra de distribuidores.

Con la Ley Nacional 27.191 los Grandes Usuarios y grandes demandas (mayor a 300 kW) estarán obligados a contribuir con el objetivo perseguido por la ley de elevar al 8% la incorporación de fuentes renovables en la matriz energética para diciembre de 2017 y al 20% para el 2025. En caso de no contribuir con el objetivo corren el riesgo de ser penalizados. La ley establece un tope máximo de 113 u\$s por MWh en los contratos realizados en el Mercado a Término.

2.4 Estado Actual y Proyección del Consumo en las Cooperativas ACERO

Es importante conocer la demanda de potencia promedio de las cooperativas y su proyección a futuro para definir la potencia que debe ser instalada.

A partir de datos suministrados por la EPEC se realizaron gráficos y análisis de datos que permiten determinar el escenario existente y proyectado.

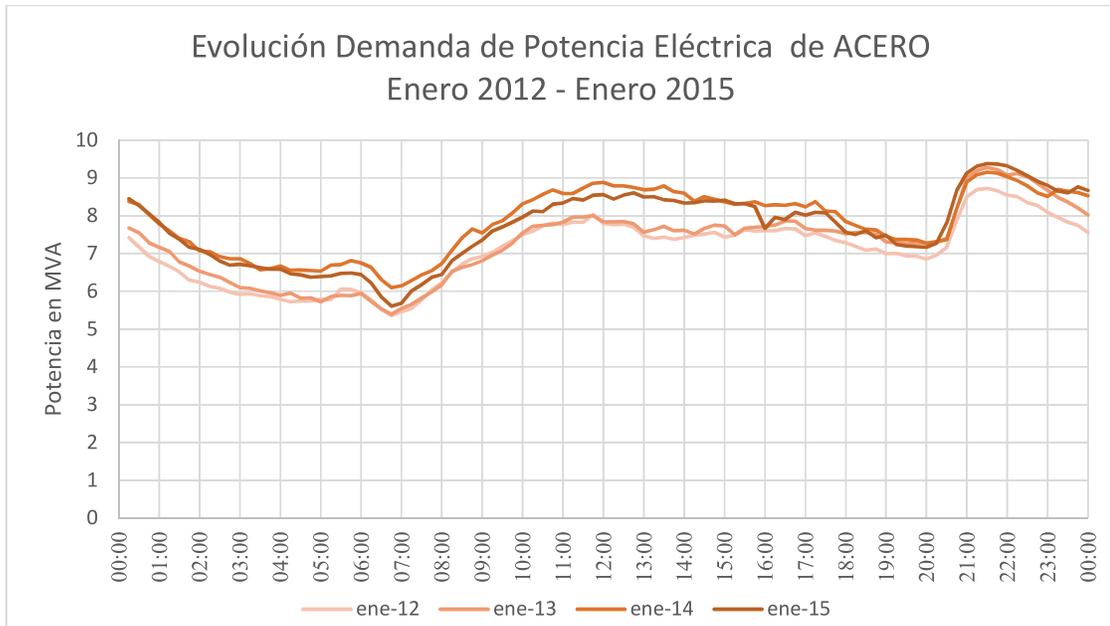


Figura 18 Evolución Demanda de Potencia Eléctrica de ACERO Enero 2012 - 2015

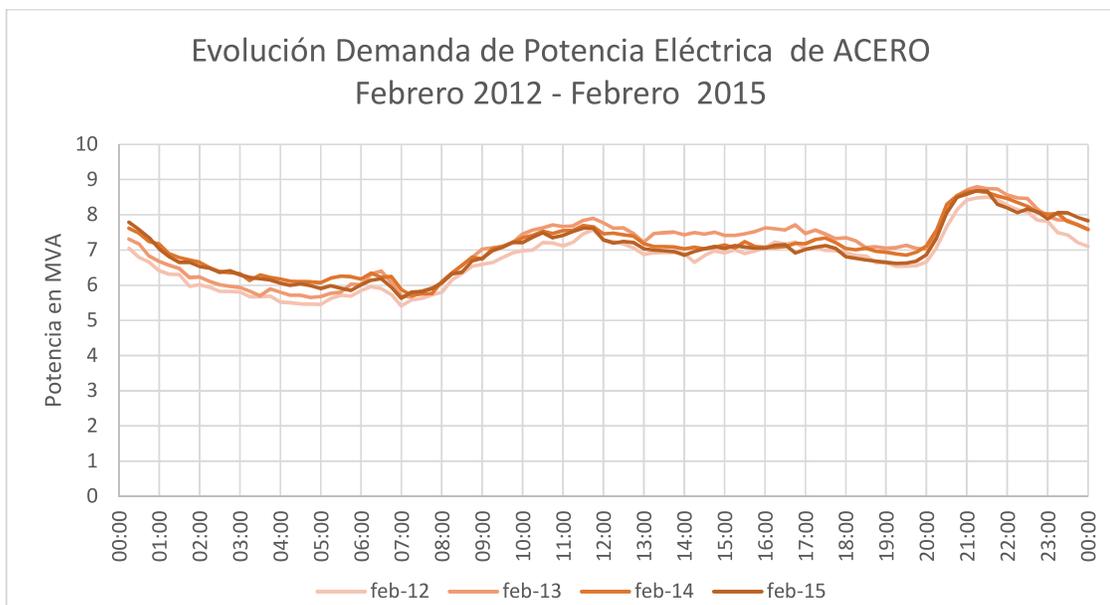


Figura 19 Evolución Demanda de Potencia Eléctrica de ACERO Febrero 2012 - 2015

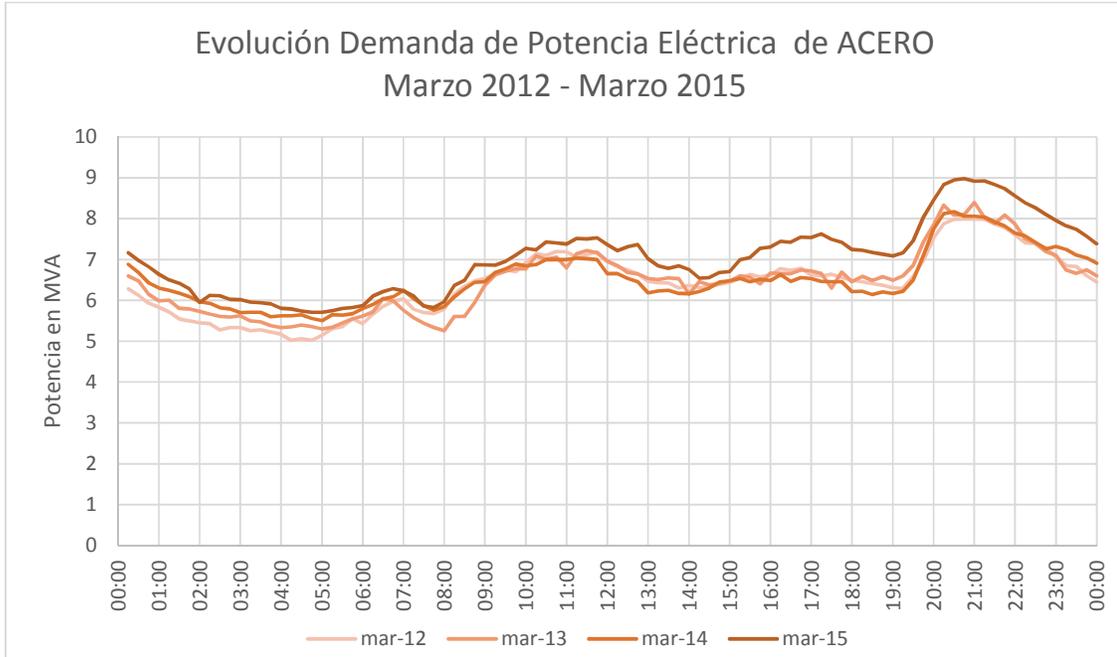


Figura 20 Evolución Demanda de Potencia Eléctrica de ACERO Marzo 2012 – 2015

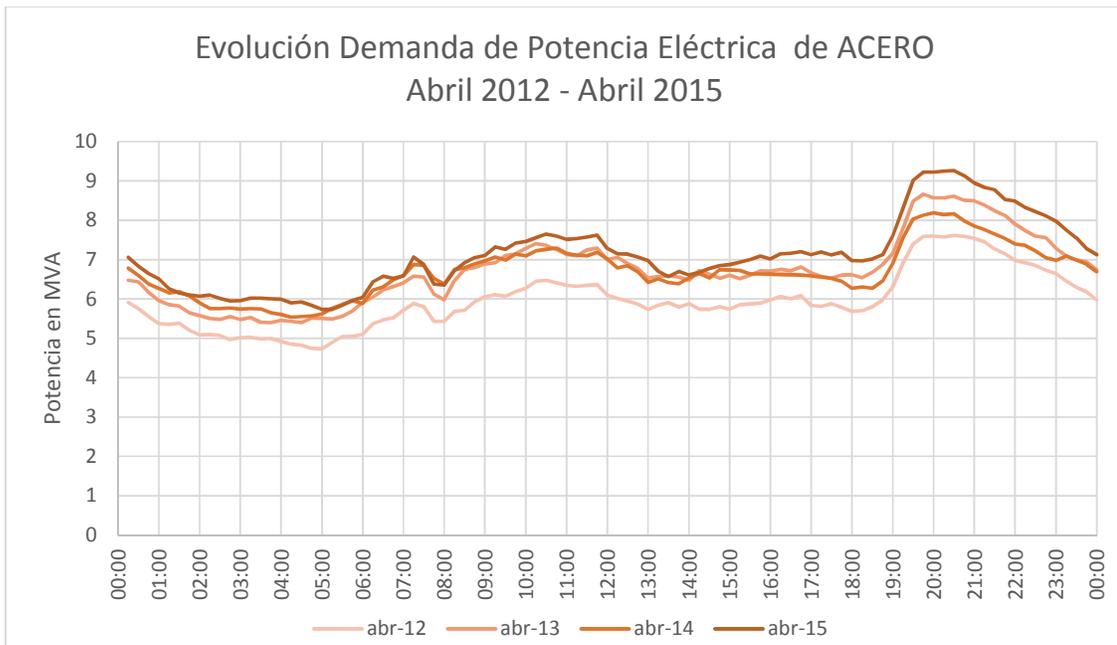


Figura 21 Evolución Demanda de Potencia Eléctrica de ACERO Abril 2012 – 2015

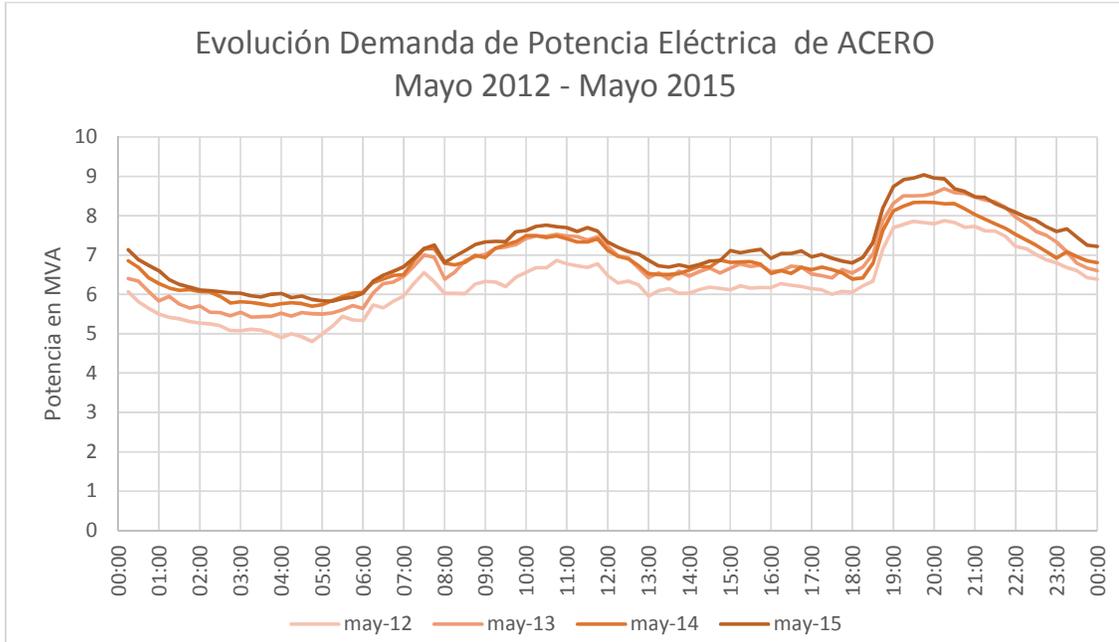


Figura 22 Evolución Demanda de Potencia Eléctrica de ACERO Mayo 2012 – 2015

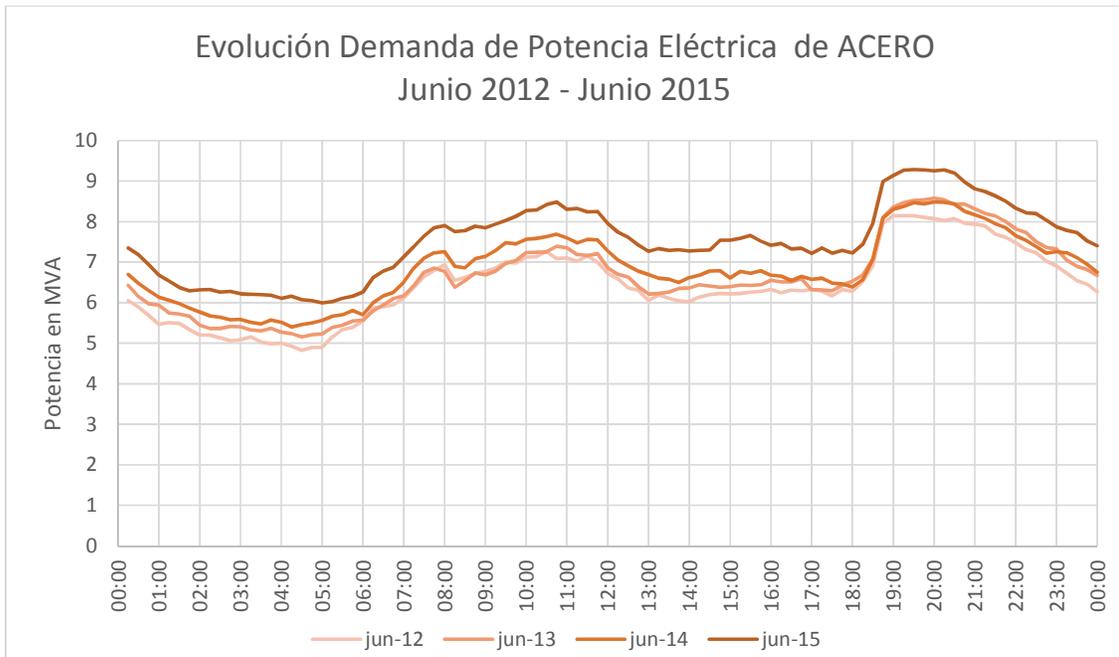


Figura 23 Evolución Demanda de Potencia Eléctrica de ACERO Junio 2012 – 2015

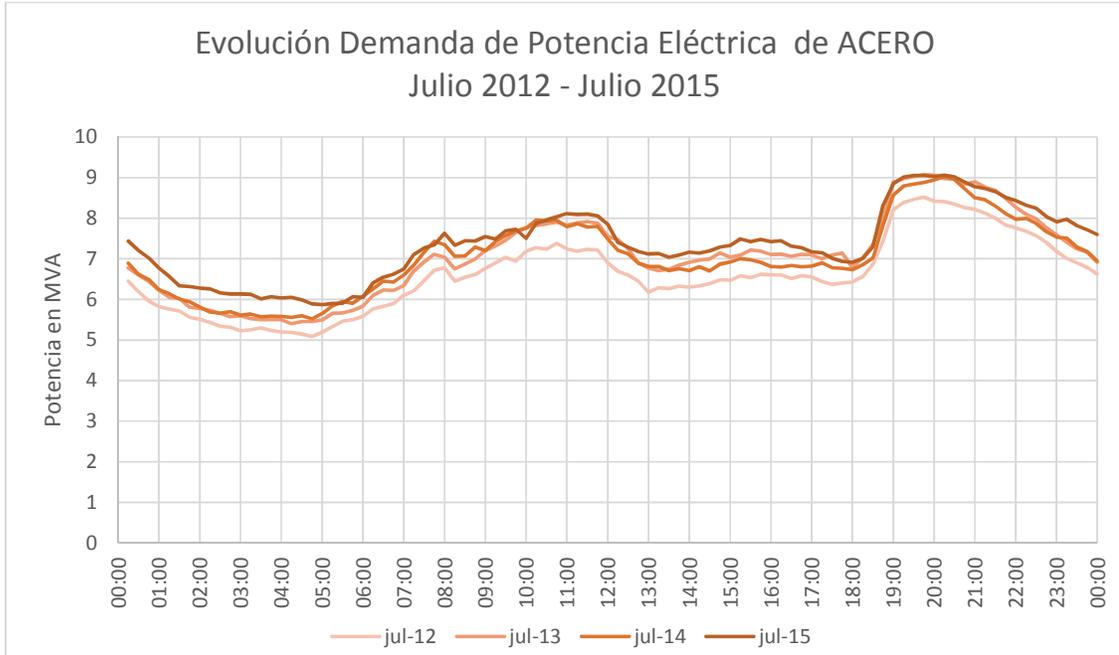


Figura 24 Evolución Demanda de Potencia Eléctrica de ACERO Julio 2012 – 2015

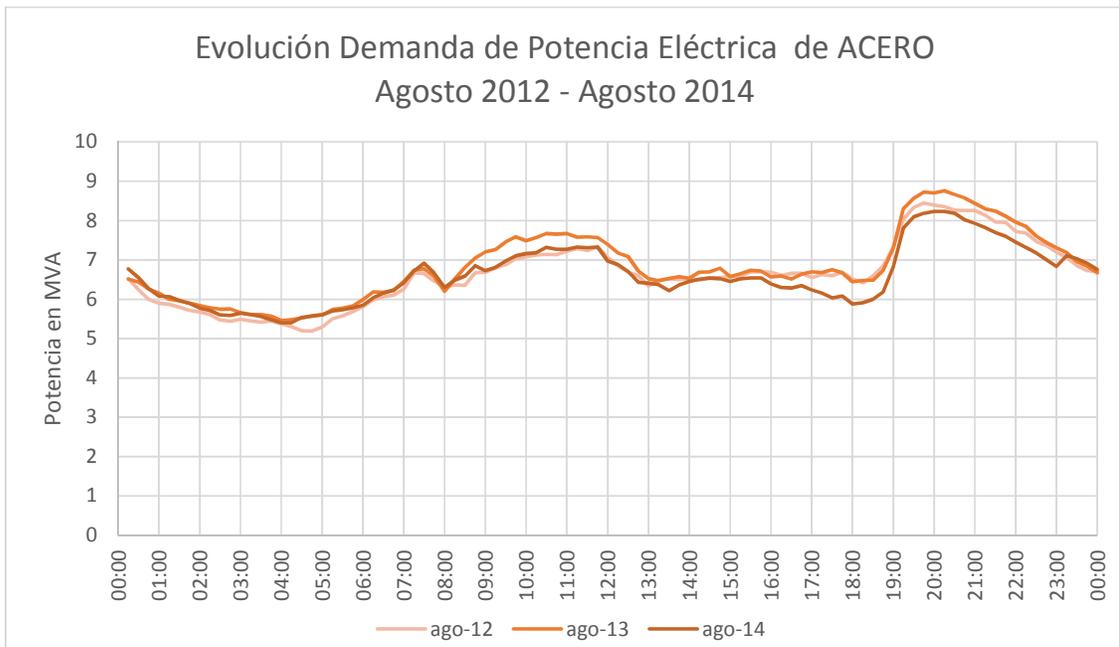


Figura 25 Evolución Demanda de Potencia Eléctrica de ACERO Agosto 2012 – 2014

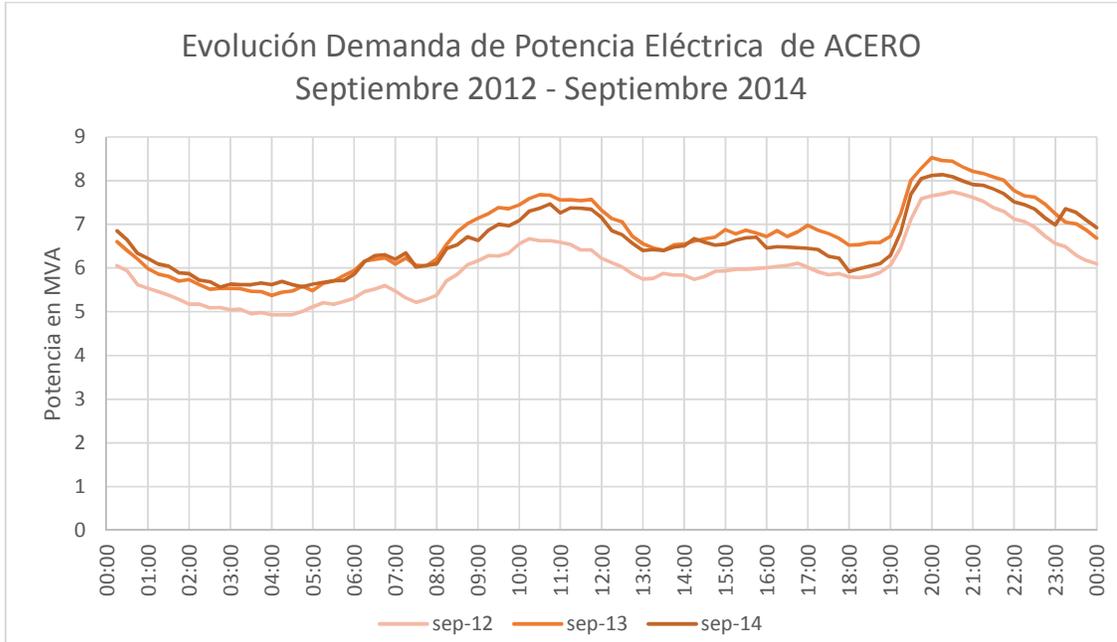


Figura 26 Evolución Demanda de Potencia Eléctrica de ACERO Septiembre 2012 – 2014

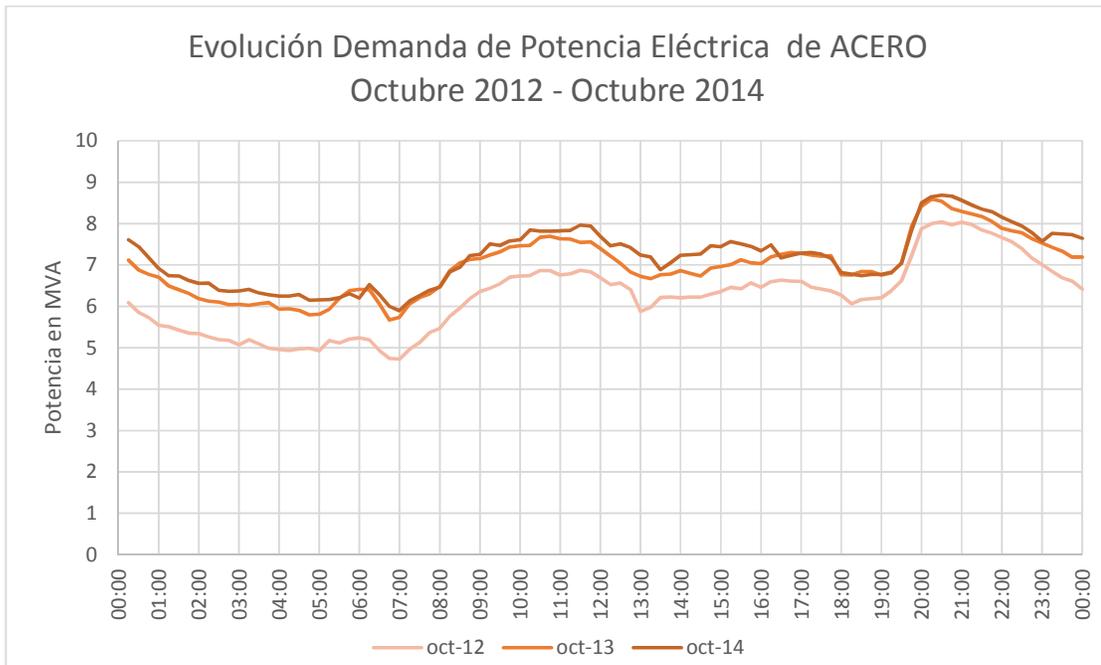


Figura 27 Evolución Demanda de Potencia Eléctrica de ACERO Octubre 2012 – 2014

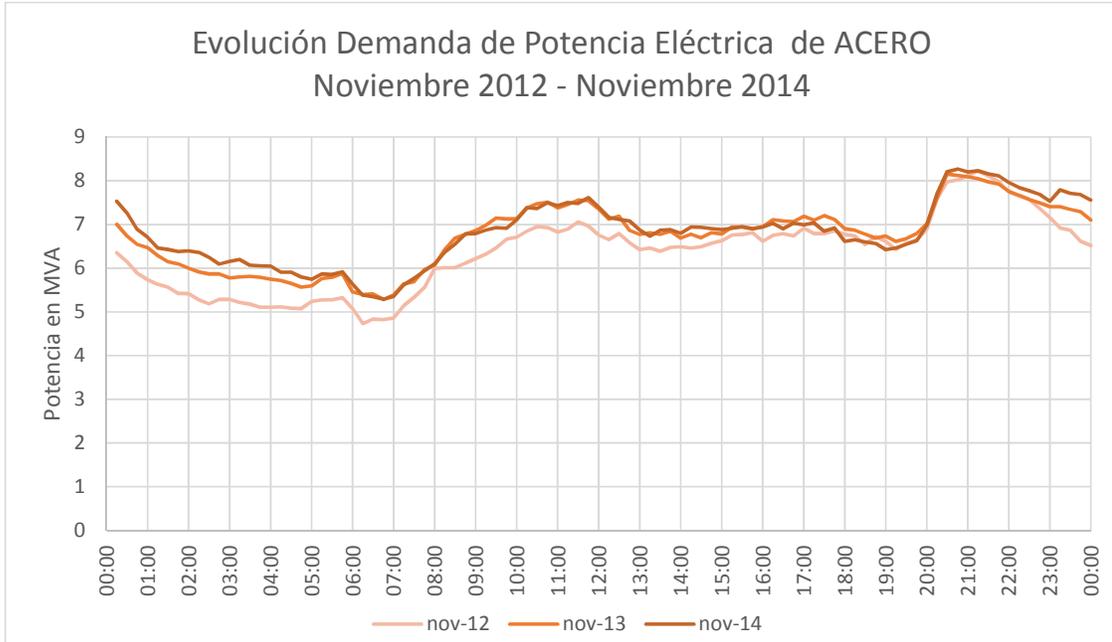


Figura 28 Evolución Demanda de Potencia Eléctrica de ACERO Noviembre 2012 – 2014

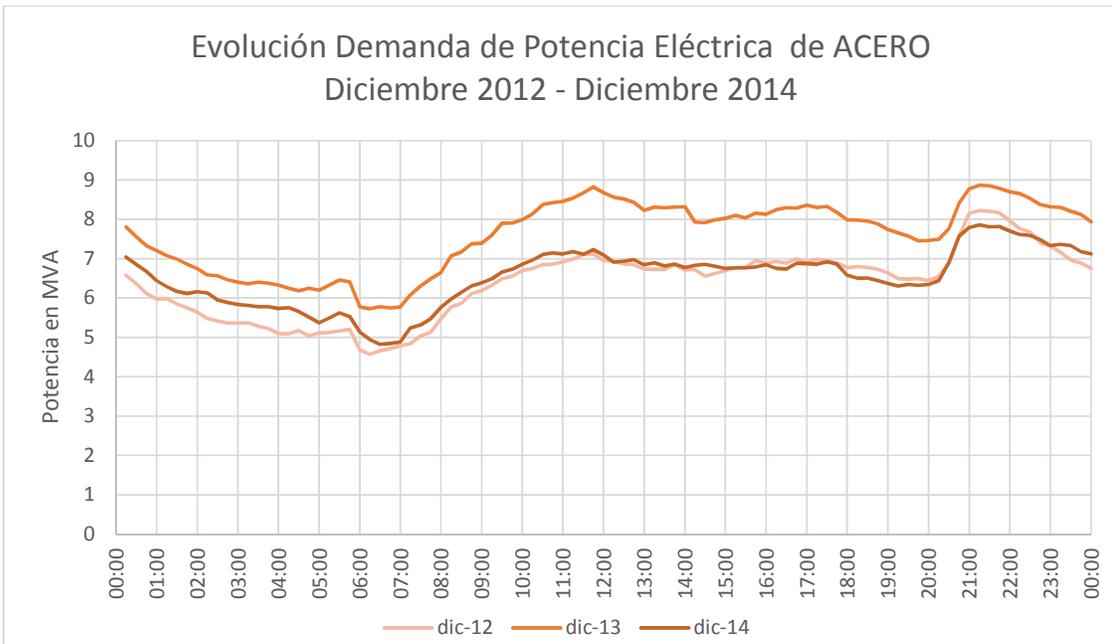


Figura 29 Evolución Demanda de Potencia Eléctrica de ACERO Diciembre 2012 – 2014

En la planilla provista por EPEC están discretizados los datos de potencia de la salida a cooperativas del sur (ACERO) de la ET Reolin en intervalos de 15 minutos a lo largo de cuatro años (enero 2012 – julio 2015). Para poder realizar el análisis de crecimiento se efectuaron los siguientes pasos:

- 1- Se realizó un promedio de los datos de cada mes, respetando los intervalos existentes para obtener un día promedio del mes. Las gráficas anteriores utilizan la serie de datos obtenidos con esta simplificación.
- 2- Una vez obtenido el día típico de cada mes, se obtuvieron los crecimientos relativos comparando el día promedio del mes de cada año con su correspondiente del año anterior para cada intervalo de tiempo.

$$\text{Crecimiento Relativo del Intervalo } \omega_{i,j,k} = \frac{x_{i,j,k} - x_{i,j,k-1}}{x_{i,j,k-1}}$$

donde $i = \text{intervalo}$, $j = \text{mes}$, $k = \text{año}$

- 3- Luego se promediaron los crecimientos relativos de los intervalos correspondientes al día promedio de cada mes, obteniendo el crecimiento relativo del mes.

$$\text{Crecimiento Relativo del Mes } \psi_{j,k} = \sum_{i=1}^{n_1} \frac{\omega_{i,j,k}}{n_1}$$

De este análisis se obtuvo el siguiente gráfico:

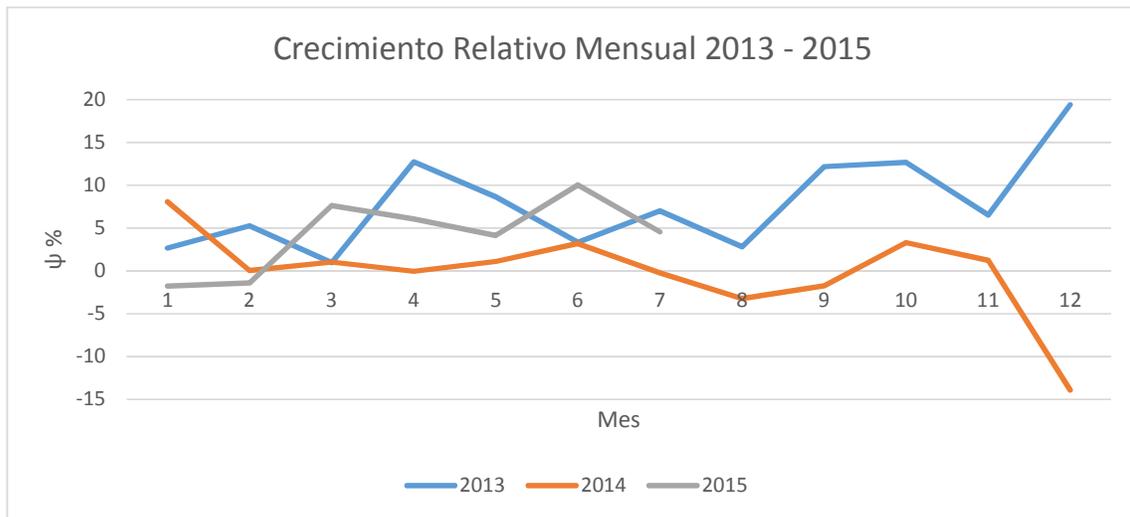


Figura 30 Crecimiento Relativo Mensual 2013 - 2015

- 4- A continuación se promediaron los crecimientos relativos mensuales para el periodo 2013-2015 obteniendo el crecimiento promedio de cada mes

$$\text{Crecimiento Relativo Promedio del Mes } \Psi_j = \sum_{k=1}^{n_2} \frac{\psi_{j,k}}{n_2}$$

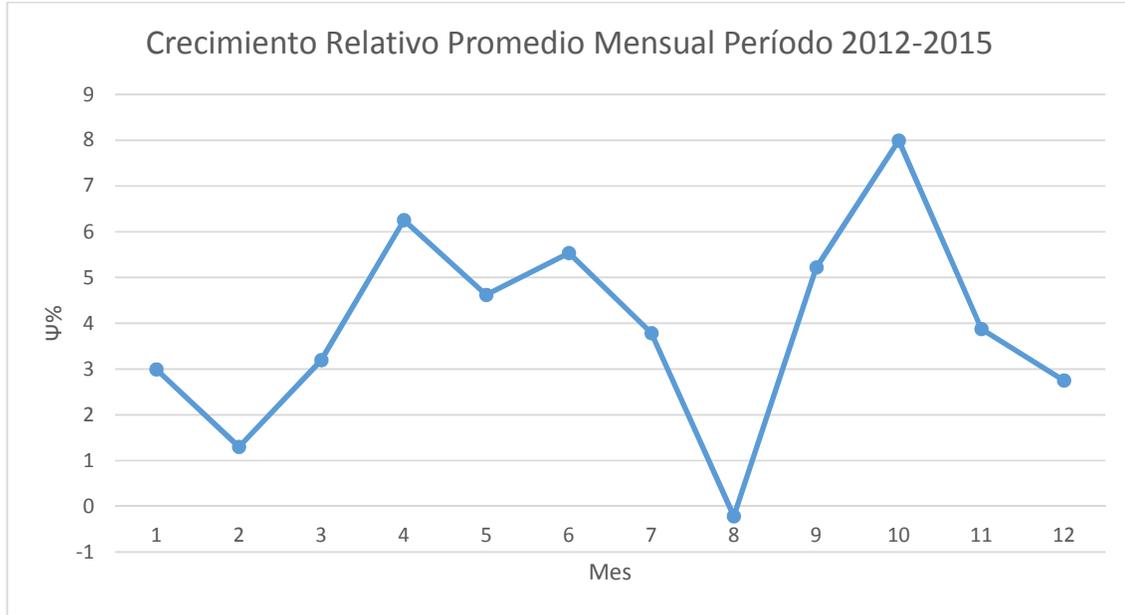


Figura 31 Crecimiento Relativo Promedio Mensual Período 2012-2015

- 5- Finalmente se calcula el crecimiento relativo promedio anual, promediando los crecimientos relativos promedios mensuales. Esto permite proyectar el crecimiento de demanda promedio.

$$\text{Crecimiento Relativo Promedio Anual} = C_r = \sum_{j=1}^{n_3} \frac{\Psi_j}{n_3}$$

$$C_r = 3,94 \% \cong 4 \%$$

El promedio de demanda de potencia anual para julio de 2015 es 7 MVA. El máximo histórico de demanda se produjo el 17/01/2014 a las 11.45 am y fue de 12.62 MVA según datos informados por EPEC.

La tasa de crecimiento relativo calculada se corresponde con las estimaciones realizadas por la EPEC para el crecimiento provincial publicadas en su presupuesto y en el plan de inversiones estipulado.

Para estimar la demanda de potencia futura se considera al año comprendido entre Agosto de 2014 hasta Julio de 2015 como el año base (k=0) y se utilizan las siguientes fórmulas:

- Esta fórmula permite estimar la demanda de un año a partir de la demanda del año anterior y considerando el crecimiento relativo promedio anual C_r :

$$P_{d;k+1} = P_{d;k} \cdot (1 + C_r) \text{ con } P_{d;k} \text{ potencia demandada en el año } i$$

- Para este caso de estudio, se considera el crecimiento relativo promedio anual C_r constante, por lo que es factible estimarla demanda de un año m a partir de un año base cualquiera k .

$$P_{d; k+m} = P_k \cdot (1 + C_r)_1 \cdot (1 + C_r)_2 \cdot \dots \cdot (1 + C_r)_m$$

Como $C_r = \text{constante}$

$$P_{d; k+m} = P_k \cdot (1 + C_r)^m$$

- Tomando al año comprendido entre Agosto de 2014 hasta Julio de 2015 como el año base ($k=0$) se puede estimar la potencia demandada $P_{d; m}$:

$$P_{d; m} = P_0 \cdot (1 + C_r)^m$$

Para el año 2030, tomando como referencia el año base 2014-2015 se estima la potencia demandada:

$$m = 2030 - 2015 = 15 ; C_r = 4\%$$

$$P_{2030} = P_{d; m=15} = 7 \cdot (1 + 0,04)^{15}$$

$$P_{2030} = 12,6 [MVA]$$

En base a lo obtenido se realizó el gráfico para el periodo 2015 – 2030 donde la demanda promedio anual estimada para el año 2030 asciende a 12,6 MVA. No se consideran en este análisis políticas de eficiencia energética que repercuten aplanando la curva de crecimiento ni inversiones puntuales que impliquen un aumento considerable de la demanda.

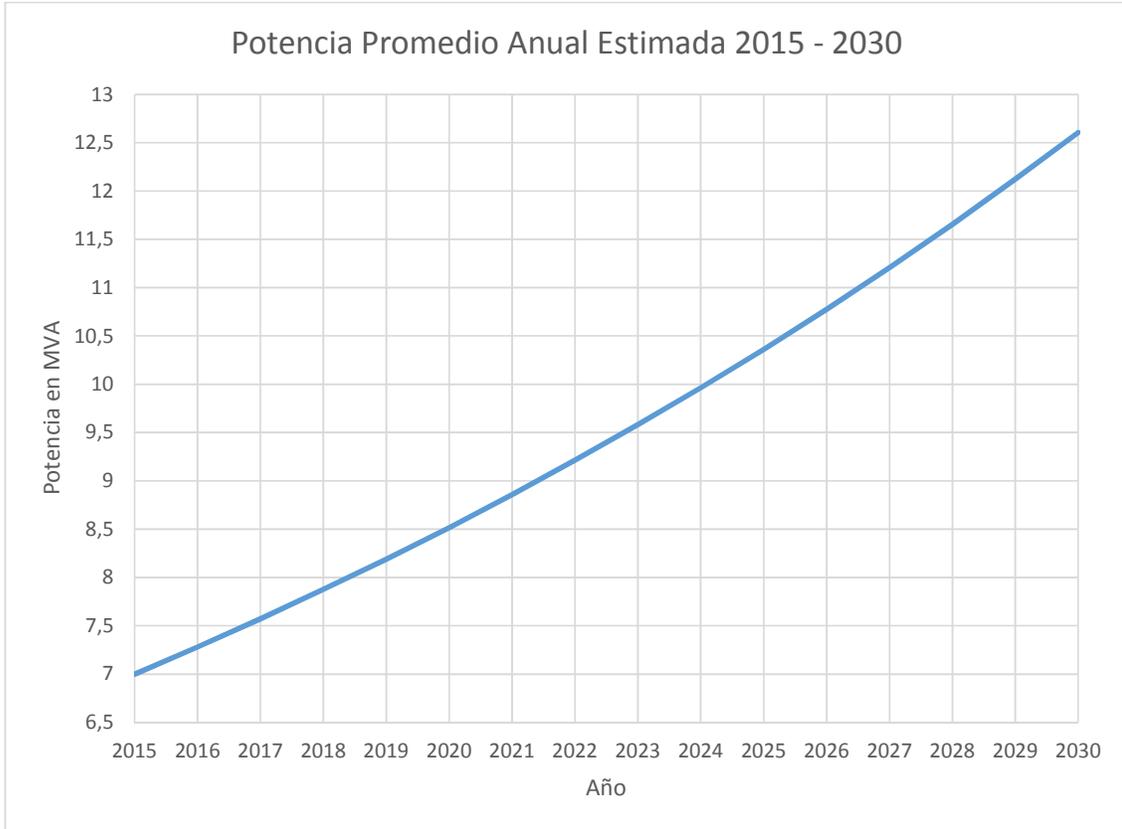


Figura 32 Potencia Promedio Anual Estimada 2015 - 2030

A partir de los datos obtenidos y estimando que la puesta en marcha del parque eólico, incluyendo los trámites legales que requiere, puede tener un plazo de tres años; se decidió que la potencia a instalar será 8 MW. Se supone que toda la energía generada será consumida por el Clúster de Cooperativas (ACERO). Se realizará el estudio de penetración de la potencia eólica en la red de 33 kV, en caso de no ser técnicamente viable, se estudiará inyectar a la red de 132 kV y con las modificaciones al proyecto pertinentes. Para un trabajo futuro se podrá analizar la factibilidad de repotenciar el parque eólico incorporando nuevos aerogeneradores.

2.5 Fuentes de Financiamiento y Estímulos para Desarrollos Sustentables

El Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL), definido en el artículo 12 del Protocolo de Kyoto, permite que un país que haya asumido el compromiso de reducir o limitar las emisiones ponga en práctica proyectos de reducción de las emisiones en países en desarrollo. A través de tales proyectos se pueden conseguir créditos por reducciones certificadas de las emisiones (RCE). La reducción de emisiones de GEI se mide en toneladas de CO₂ equivalente, y se traduce en Certificados de Emisiones Reducidas (CER). Un CER equivale a una tonelada de CO₂ que se deja de emitir a la atmósfera, y puede ser vendido en el mercado de carbono a los países del Anexo I del protocolo de Kyoto.

La institución encargada de entregar estos bonos es las Naciones Unidas. El requisito que tienen que cumplir las empresas para poder recibirlos es demostrar nuevas inversiones en tecnologías menos contaminantes. El mecanismo, que se aplica sólo a las nuevas inversiones, es el siguiente:

- Realizar estudios para determinar el nivel de reducción de gases.
- Realizar una presentación en la ONU.
- En caso de aprobación, entrega de los certificados.

De acuerdo al dictamen final, la empresa recibirá por cada tonelada de carbono reducida un bono por año durante un lapso de hasta un década. Es por ello que el nivel de rentabilidad dependerá del volumen de ahorro y de su perdurabilidad. En la actualidad (Septiembre 2015) los "bonos de carbono" están cotizando entre 5 y 7 dólares la unidad. También hay que destacar que las empresas pueden comprar créditos de quienes superen las metas exigidas, por lo que ya se está generando un mercado de compra y venta de estos títulos.

Este mecanismo da flexibilidad a los países industrializados a la hora de elegir la forma en que quieren alcanzar sus metas de reducción o limitación de las emisiones. El espíritu de este mecanismo es promover la transferencia de tecnologías a los países en vías de desarrollo y disminuir las emisiones potenciales que podrían generarse con proyectos de otra índole.

Es posible estimar el costo de mitigación de un proyecto a lo largo de su vida útil. El costo de mitigación es el costo total del proyecto, incluyendo el capital inicial, el costo operacional anual, y los retornos por cada CER esperado para el proyecto.

Como se muestra en la ecuación siguiente, el costo de mitigación del proyecto está definido como el valor presente neto de los costos anuales de operación de un proyecto menos

sus ingresos no relacionados a los CDM, más las inversiones de capital; todo dividido por la reducción de la emisión de gases de efecto de invernadero que se espera lograr por el período que se acredita.

$$C(CMD)_i = \frac{\sum_{t_{año}=1}^{t_{ac}} \frac{(C_{t_{año}} - Y_{t_{año}})}{(1+r)^{t_{año}}} + I_0}{\sum_{t_{año}=1}^{t_{ac}} \Delta_{GEI}}$$

- $C(CMD)_i$ es el costo de mitigación del proyecto i en [u\$/toneladas CO₂e].
- $t_{año}$ es un año dentro del período de acreditación del proyecto.
- t_{ac} es la duración del período de acreditación (10 o 21 años de acuerdo al sistema elegido).
- $C_{t_{año}}$ es el costo de operación en un año en u\$.
- $Y_{t_{año}}$ es el ingreso no proveniente de los CER en un año en u\$.
- I_0 es la inversión inicial en u\$.
- Δ_{GEI} es la reducción de emisiones esperada lograda por el proyecto en un año en toneladas CO₂e.
- r es la tasa de descuento expresada en decimales

Para determinar cuál será el beneficio de la venta de los bonos de carbono se debe tener en cuenta el precio en el mercado de cada tonelada equivalente de dióxido de carbono no emitido, los costos de transacción y el costo de monitoreo. El precio de venta promedio del mercado es de 7 dólares por tonelada de CO₂. El costo de transacción para pequeños proyectos esta entre u\$ 1,20 – u\$ 4,05 por CER. El costo de monitoreo es el costo adicional que se incurre por demostrar que la reducción de las toneladas de carbonos es cierta, el monitoreo debe ser confiable y certificable, es por esto que debe realizarse una inversión adicional que tiene en cuenta el costo de realizar las mediciones, los costos de gestión del proyecto asociados a las auditorías para la aprobación del proyecto y los gastos en consultoría. Según Dr. Fabián Gaioli el costo de monitoreo, incluyendo el de transacciones, asciende a u\$ 100.000 en proyectos de pequeña escala.

3. Marco Legal

3.1 Reglamentaciones Nacionales: Leyes y Decretos

El marco regulatorio argentino en materia de energías renovables se rige por la Ley Nacional 26.190/2006 y la Ley Nacional 27.191/2015.

La Ley Nacional 26.190 declara de interés nacional la generación de energía eléctrica dedicada al servicio público a través de recursos renovables. En esta ley se define un sistema de FIT (Feed in tariffs) con una prima de 15 pesos por MWh garantizado por el Fondo Fiduciario de Energías Renovables, el cual ha de crearse específicamente para este fin. El objetivo de la Ley es lograr una contribución de las fuentes renovables que alcance el 8% de la demanda en un plazo de 10 años (2006-2016). También otorga ciertos incentivos fiscales tales como amortización acelerada o exención del pago del Impuesto al Valor Agregado (IVA).

El 23 de septiembre de 2015 se aprobó la Ley Nacional 27.191 que modifica la Ley Nacional 26.190. Esta Ley extiende el plazo para alcanzar la contribución de las fuentes renovables del 8 % en la matriz energética hasta diciembre de 2017 y del 20 % para diciembre de 2025. Explicita que las fuentes renovables son aquellas idóneas para ser aprovechadas de forma sustentable en el corto, mediano y largo plazo.

Estipula beneficios impositivos especiales para proyectos de generación de energía renovable, estableciendo tres periodos diferenciados de acuerdo a la fecha de iniciación de los proyectos. Para los proyectos iniciados en cada una de estas etapas corresponden condiciones diferentes de beneficios. También fomenta la integración de productos de industria nacional en el rubro electromecánico otorgando, a aquellos proyectos con una integración de componentes nacionales superior al 60% de la obra electromecánica, un certificado fiscal equivalente al 20% del valor de los componentes nacionales integrados para el pago de impuestos nacionales.

Para la compra de bienes de capital con fecha anterior al 31 de diciembre de 2017, establece un régimen de importaciones especial otorgando exenciones del pago de los derechos a la importación.

Crea un Fondo Fiduciario Público denominado Fondo para el Desarrollo de las Energías Renovables “*FODER*” que tiene por objeto el otorgamiento de préstamos destinados a la ejecución y financiación de proyectos, de centrales eléctricas con fuentes renovables, para adquisición e instalación o fabricación de bienes de capital. Parte de los bienes fideicomitidos del fondo serán provistos por el Estado Nacional y deberán ser mayores al 50% del ahorro

efectivo en combustibles fósiles, debido a la incorporación de centrales de generación de energías renovables en el año anterior.

Por último, la Ley 27.191 establece que todos usuarios de energía eléctrica deben contribuir con el cumplimiento de los objetivos fijados por el Régimen de Fomento, para lo cual cada sujeto obligado debe incorporar, como mínimo, el 8 % en energías de fuentes renovables del total del consumo de energía eléctrica propio para el 2017 y del 20% para el 2025. Los Grandes Usuarios y grandes demandas (mayor a 300 kW) estarán obligados a este objetivo a riesgo de ser penalizados por incumplimiento.

Decreto 562/09: Reglamenta la Ley 26.910 Devolución del IVA correspondiente a los bienes u obras de infraestructura incluidos en el proyecto de inversión propuesto. Amortización acelerada en el impuesto a las ganancias estableciendo escalas de amortización según se trate de bienes producto de inversiones realizadas durante el primer, segundo o tercer año posterior a la aprobación del proyecto. En ganancia mínima presunta establece que los bienes afectados al proyecto, ingresados al patrimonio de la empresa titular con posterioridad a la fecha de su aprobación, no integran su base imponible. Mediante la Resolución Conjunta 572/2011 del Ministerio de Planificación Federal Inversión Pública y Servicios en conjunto con el Ministerio de Economía y Finanzas Públicas se establece el procedimiento para la presentación y selección de proyectos.

El FIT es un instrumento normativo que busca establecer una tarifa especial, premio o sobre precio por la energía que un proveedor renovable inyecte a la red. Además una de las principales características de cualquier sistema Feed-In es que se garantiza que toda la electricidad que se vuelca a la red sea comprada.

Para cumplir con la ley 26.190 se implementaron contratos de compra-venta de energía renovable. Primero por medio de la Resolución S.E. N° 220/2007, luego GENREN a través de la Resolución S.E. N° 712/2009 y, por último mediante la Resolución S.E. N° 108/2011.

Hito importante es la Resolución S.E. N°108/2011 "Programa Nacional para Promoción de Energías Renovables" ya que habilita la realización de contratos de abastecimiento entre el MEM y las ofertas disponibles de generación a partir de fuentes renovables; permitiendo a empresas privadas presentar propuestas de generación ofreciendo contratos a 15 años y en dólares, aunque no brinda garantía soberana a los proyectos.

La Resolución S.E. N° 482/2015 es importante porque fija retribuciones económicas a las centrales generadoras eólicas instaladas. Esta resolución modifica a la Resolución S.E. N° 95/2013 y a la Resolución S.E. N° 529/2014.

La Resolución S.E. N° 95/2013 introdujo adecuaciones a la normativa que rige en el MEM en los aspectos vinculados con la remuneración de agentes generadores, co-generadores y autogeneradores, a fin de aportar los recursos que permitan garantizar la sustentabilidad de su actividad y consecuentemente, asegurar el suministro a los usuarios finales de todo el país, a través del establecimiento de un esquema que remunera los costos fijos y variables medios de los agentes generadores alcanzados por las disposiciones de dicha norma.

La Resolución S.E. N° 529/2014 que complementa la resolución anterior, actualizando los parámetros de remuneración en función de las variaciones de costos medios, introduciendo también algunas adecuaciones a las metodologías con el objeto de incentivar a los agentes generadores, co-generadores y autogeneradores del MEM para incrementar la disponibilidad de potencia. (Resolución S.E. N° 482, 2015).

La Resolución S.E. 482/2015 complementa a las anteriores y re-actualiza la remuneración de los agentes generadores, co-generadores y auto generadores del MEM e incorpora diferentes mecanismos tendientes a asegurar el abastecimiento de energía eléctrica a precios razonables y compatibles con el sostenimiento de la competitividad de la economía local. También adecúa las metodologías de remuneración estableciendo diferentes mecanismos para el ajuste de la remuneración de los costos variables. Además, para contemplar la operación de otras tecnologías incorpora los parámetros de remuneración de cargos fijos, variables y remuneración adicional destinados a cubrir los costos de funcionamiento de la generación de energía eléctrica a partir de la utilización de motores de combustión interna, la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables de energía en todo el territorio nacional de acuerdo a lo dispuesto por el Artículo 6° de la Ley N° 26.190 entre otros, de origen eólico o solar fotovoltaica, de autogeneradores que consuman biomasa, o que funcionen consumiendo combustible suministrado por el Organismo Encargado del Despacho ante necesidades operativas de la red. Por último se crea un fondo para inversiones en centrales térmicas (FONIVEMEM 2015-2018).

Interesa extraer las tablas de remuneración, especialmente para la generación en energía eólica, determinadas en esta resolución que servirán luego a fines del estudio financiero.

CLASIFICACIÓN	REMUNERACIÓN DE COSTOS FIJOS	REMUNERACIÓN DE COSTOS VARIABLES (NO COMBUSTIBLES)				REMUNERACIÓN ADICIONAL	
	Costo Fijo	Gas Natural GN	Líquidos		Carbón Mineral CM	Generadores Directa	Fondo
			Hidrocarburos FO/GO	Biocombustible BD			
	\$/MW-hrp	\$/MWh	\$/MWh	\$/MWh	\$/MWh	\$/MWh	\$/MWh
Unidades TG con Potencia (P) < 50 MW (Chica)	89,60	33,10	57,90	110,20	---	13,70	5,90
Unidades TG con Potencia (P) > 50 MW (Grande)	64,00	33,10	57,90	110,20	---	11,70	7,80
Unidades TV con Potencia (P) < 100 MW (Chica)	106,40	33,10	57,90	110,20	99,30	13,70	5,90
Unidades TV con Potencia (P) > 100 MW (Grande)	76,00	33,10	57,90	110,20	99,30	11,70	7,80
Unidades CC con Potencia (P) < 150 MW (Chica)	59,50	33,10	57,90	110,20	---	13,70	5,90
Unidades CC con Potencia (P) > 150 MW (Grande)	49,60	33,10	57,90	110,20	---	11,70	7,80
Unidades HI con Potencia (P) < 30 MW (Renovable)	136,00	26,20				84,20	14,90
Unidades HI con Potencia (P) entre 30 MW y 120 MW (Chica)	103,40	26,20				84,20	14,90
Unidades HI con Potencia (P) entre 120 MW y 300 MW (Mediana)	49,00	26,20				59,40	39,60
Unidades HI con Potencia (P) > 300 MW (Grande)	27,20	26,20				54,00	36,00
Motores Combustión Interna	106,40	52,90	79,40	105,90	---	13,70	5,90
Central Eólica	---	---				41,00	17,60
Central Solar Fotovoltaica	---	---				---	---
Central a Biomasa/Biogás - Residuos Sólidos Urbanos	Ídem térmico por tecnología y escala	Ídem térmico por tecnología y escala para Gas Natural				Ídem térmico por tecnología y escala	Ídem térmico por tecnología y escala

Tabla 6 Remuneración Establecida por Resolución S.E. 482/2015

Teniendo en cuenta las reglamentaciones citadas, se puede resumir las remuneraciones por MWh para Centrales Eólicas:

Fuente	Concepto	\$/MWh
Ley 26.190	Fondo Fiduciario de Energías Renovables	15,00
Resolución S.E. 482/2015	Costos Variables (no combustibles)	80,00
	Remuneración Adicional (Generadores Directa)	41,00
	Remuneración Adicional (Fondo)	17,60
Total		153,60

Tabla 7 Remuneración para Centrales Eólicas

Los valores expuestos en las tablas precedentes corresponden a las normativas anteriores a la Ley 27.191.

A la fecha de ejecución de este trabajo está pendiente la publicación del decreto reglamentario para la Ley Nacional 27.191. Los valores de las tablas están sujetos a las modificaciones que resulten de dicho decreto reglamentario.

3.2 Reglamentaciones de CAMMESA: Procedimientos y Aplicación

CAMMESA define en el Anexo 40 de *los Procedimientos* las disposiciones que deberán ser tenidas en consideración para la conexión de un parque eólico al SADI.

A continuación se reproduce en copia fiel el Anexo 40 de los Procedimientos de CAMMESA:

ANEXO 40: GENERACIÓN EÓLICA

1. OBJETO

El presente Anexo establece el tratamiento en el MEM de la generación eólica, atendiendo a las particularidades del equipamiento involucrado y a la naturaleza del recurso, circunstancia que lo diferencia en algunos aspectos de la generación convencional.

En este Anexo se definen aquellas cuestiones de índole exclusiva a la generación eólica. Para el resto de los aspectos que son asimilables a los de generación convencional, la generación eólica será tratada como generación hidráulica de pasada, y por tal razón toda referencia hecha en LOS PROCEDIMIENTOS a generación en general o en particular que resulte aplicable a ese tipo de generación deberá entenderse como aplicable también a la generación eólica salvo que en este Anexo o en LOS PROCEDIMIENTOS se indique explícitamente lo contrario.

2. REQUISITOS DE INGRESO

Será condición para el ingreso de generación eólica al MEM que totalice una potencia nominal igual o mayor a UN (1) MW, cualquiera sea la naturaleza del resto del equipamiento a cargo del mismo titular.

Adicionalmente, deberá cumplir todos los requisitos que se establecen para el ingreso de nueva generación al MEM conforme lo definido en LOS PROCEDIMIENTOS.

3. CONTROL DE TENSIÓN Y DESPACHO DE POTENCIA REACTIVA

La granja eólica deberá cumplimentar las obligaciones de entrega y absorción de potencia reactiva de tal manera que en el punto de conexión a la red exhiba un factor de potencia ($\cos \phi$) de 0,95 tanto inductivo como capacitivo.

Si por razones de diseño del sistema o de disponibilidad de los equipos de compensación no pudiera darse satisfacción al requerimiento de reactivo, según sea solicitado por el OED dentro de estos límites de capacidad P-Q, será de aplicación a la generación eólica lo establecido en el Anexo 4 de LOS PROCEDIMIENTOS.

En caso que el equipamiento del Generador sea mixto, o sea conformado por equipamiento eólico y convencional, a efectos de las exigencias referidas al intercambio de reactivo, se considerará como prestación exigible la de una Curva de Capacidad P-Q correspondiente a una máquina térmica de potencia activa nominal igual a la potencia activa nominal mixta que se encuentre generando.

Atendiendo a la naturaleza aleatoria del recurso, a la incidencia de las eventuales variaciones rápidas y lentas de la velocidad del viento, a la interferencia de las estructuras portantes con el sistema motriz, a la cantidad y ubicación de cada aerogenerador, una granja eólica provoca fluctuaciones en la potencia entregada al sistema eléctrico. Estas alteraciones no podrán estar fuera de la tolerancia en los parámetros funcionales del sistema eléctrico al cual aportan su energía.

Para cada tipo de granja eólica, el grado de perturbación del funcionamiento del sistema eléctrico depende fuertemente de la potencia de la granja eólica en relación a la rigidez (potencia de cortocircuito) del sistema eléctrico en el punto de conexión.

Por ello, se definen 2 tipos de granjas, Tipo A y Tipo B. Las primeras son aquellas que tienen mayor valor de la relación entre su potencia instalada y la potencia de cortocircuito del punto de conexión a la red y en las segundas dicha relación es de un nivel menor.

Granjas de Tipo A

En este tipo de granjas, la máxima perturbación admitida de la tensión en el punto de conexión de la granja o de cualquier otro nodo de la red eléctrica, se define de la siguiente manera:

En los estados de operación con la menor potencia de cortocircuito en el área donde se conecta la granja (con el menor despacho de generación probable), la “mayor variación rápida de generación” y la “mayor variación de generación frecuente” deben ser tales que no provoquen variaciones de tensión mayores a:

1% en las redes de tensión mayor a 132 kV y menor o igual a 500 kV.

2% en las redes de tensión menor o igual a 132 kV y mayor a 35 kV.

3% en las redes de tensión menores o iguales a 35 kV.

Se define como “mayor variación rápida de generación” al valor de la máxima variación estimada de potencia activa, dentro de cada 10 minutos, de los 10 valores de potencia media

registrada cada 1 minuto. La tecnología constructiva de los aerogeneradores y de sus controles y también la arquitectura del Parque Eólico, deberán evitar la producción de variaciones rápidas de la potencia de la Granja debido a turbulencias, ráfagas y/o variaciones rápidas de la velocidad del viento.

Se define como “mayor variación de generación frecuente” al valor de la máxima variación de potencia activa, dentro de cada hora, de los 6 valores de potencia media registrada cada 10 minutos que no es superado durante el 95% del tiempo (de las horas del año). Es decir variaciones superiores sólo se dan en el 5% del tiempo total. Estas variaciones de potencia deberán ser el resultado de mediciones de vientos adecuadas (valor medio cada 10 minutos) tomadas en el lugar de emplazamiento de la granja durante un año como mínimo.

La granja deberá operar controlando la tensión en el punto de conexión o un punto interno de la granja. Para lograr efectividad en esta función deberá poseer un control conjunto de tal manera que permita repartir en forma uniforme la potencia reactiva en cada aerogenerador.

El Control Conjunto de tensiones deberá presentar una respuesta dinámica (tiempo de establecimiento, sobrevalor, amortiguamiento, etc.) que verifique los criterios mínimos de desempeño definidos en el Procedimiento Técnico N°4 de LOS PROCEDIMIENTOS.

En casos que, de acuerdo a los resultados de los estudios de funcionamiento indicados en los estudios de Etapa 1 del Procedimiento Técnico N° 1 de LOS PROCEDIMIENTOS, se requiera ampliar el rango de control de la potencia reactiva y/o la velocidad de respuesta del control conjunto de la tensión por condiciones de estabilidad en la transmisión de potencia, el OED podrá exigir la instalación de un equipo de compensación dinámica de potencia reactiva (compensador sincrónico, SVC, STATCOM, etc.).

Deberá tener una característica del diagrama P-Q tal que, a máxima potencia, exhiba un Factor de Potencia ($\cos \varphi$) de 0,95 y la potencia reactiva, como mínimo, se mantenga constante para las potencias activas entre el 100% y el 20% o 30% de la potencia nominal (característica de capacidad P-Q de forma pentagonal), excepto que el Generador demuestre que, por las características de su punto de conexión, puede tener menor capacidad de potencia reactiva.

El Generador deberá proponer alguna contramedida o estrategia operativa de tal manera de evitar la desconexión en forma cuasi-simultánea de todos los aerogeneradores de la granja debido a vientos extremos.

Las rampas o gradientes, tanto de descenso de potencia frente a vientos extremos, como de rearranque, deberán permitir una eficaz acción correctiva por parte de las reservas de potencia de rápida disponibilidad en el MEM y minimizar las perturbaciones en la frecuencia.

Deberá tener un centro de control atendido y poder aumentar la generación (en los instantes de arranque o cuando tenga reserva de potencia) o disminuir la misma, en cualquier momento según las indicaciones del Transportista o el PAFTT al cual están conectados, o del OED, según corresponda.

Frente a fallas en el SADI, correctamente despejadas por sus protecciones, la Central Eólica deberá soportar, sin desconectarse de la red, disminuciones de tensión (de cada fase) en magnitud y tiempo, en el punto de conexión de la Granja, comprendidas dentro de la curva límite definida en el Procedimiento Técnico N°4 de LOS PROCEDIMIENTOS.

Dependiendo de la potencia de la granja, deberá tener una o más torres de medición de vientos.

Granjas Tipo B

Si el tamaño de la granja es pequeño respecto a la robustez del punto de conexión y la variación instantánea de la potencia desde su valor nominal a cero (efecto equivalente a una desconexión de la granja operando a potencia plena y entregando a la red potencia reactiva en su punto de conexión a la red), produce variaciones de tensión menores a las indicadas anteriormente, no será necesario que la granja opere controlando la tensión y podrá operar con el Factor de Potencia ($\cos \phi$) constante que le sea requerido en cada ocasión por el Transportista o PAFTT al cual se conecta o por el OED, según corresponda.

Este tipo de Granjas podrá tener una característica del diagrama P-Q tal que, a máxima potencia, exhiba un Factor de Potencia ($\cos \phi$) de 0,95 y mantenga este valor constante para todo su rango de potencia activa (característica capacidad P-Q de forma triangular).

Para ambos tipos de granjas, en los casos que, para lograr el factor de potencia ($\cos \phi$) de 0,95, deban instalarse capacitores shunt en las instalaciones del parque eólico, la potencia de los mismos debe ser tal que su maniobra de conexión o desconexión, con la menor potencia de cortocircuito en el área donde se conecta la granja (con el menor despacho de generación probable), no provoque variaciones de tensión permanentes, mayores a los porcentajes indicados anteriormente, pero adicionando a los porcentajes un uno por ciento (1%) para cada nivel de tensión.

Todas las granjas deberán poder operar en forma permanente con tensiones en el punto de conexión y soportar las mismas variaciones de la frecuencia, sin desconectarse de la red, que se exigen a un generador convencional según lo indicado en el Procedimiento Técnico N° 4 de LOS PROCEDIMIENTOS.

4. CALIDAD DE LA POTENCIA

Los aerogeneradores deberán cumplir, en lo que respecta a inyección de armónicas, flickers, etc. con la Norma IEC 61400-21

5. DATOS CARACTERISTICOS, OPERACION Y RESTRICCIONES

El Generador deberá proceder a suministrar, como Declaración Jurada, aquellas características operativas de sus unidades eólicas que el OED le solicite, en particular las que hacen a los parámetros funcionales referidos, como ser aleatoriedad prevista del recurso, etc. En caso de tratarse de un Agente del MEM preexistente, esta información será complementaria a la que se solicita a través del Anexo 1 – “Base de Datos Estacional” de LOS PROCEDIMIENTOS

Por su parte, el OED deberá programar y ejecutar la operación en base a los datos declarados por el Generador, salvo que éstos puedan comprometer la seguridad operativa del sistema o que durante la operación se verifique que los mismos no se ajustan a la realidad.

De verificarse que la información referida no se ajusta a la realidad, el OED podrá establecer datos a partir de sus propias estimaciones. En virtud de los resultados de la operación, el OED estará habilitado a limitar la operación de un generador eólico, sea en tiempo real o programadamente, debiendo poder justificar técnicamente para ello que la generación eólica provocará alteraciones fuera de tolerancia en los parámetros funcionales del sistema.

3.3 Reglamentaciones Provinciales: La Importancia de Legislar

Al analizar la legislación en la materia energética es importante remarcar que al adoptar nuestro Estado el sistema federal por la Constitución Nacional, en materia de servicios públicos regulados, coexisten competencias locales y federales, que conllevan a la existencia de diversos conflictos jurisdiccionales por lo tanto el Estado Nacional como el Provincial tienen jurisdicción sobre el mismo asunto.

Teniendo en cuenta la importancia de la existencia de legislación en la materia, es que las provincias, en el ejercicio de sus autonomías tienen la facultad/deber de legislar en pos de lograr junto con la legislación marco a nivel nacional un sistema que brinde mayor seguridad jurídica e incentive de forma fehaciente la incorporación de recursos renovables en la matriz energética.

Hablamos de facultad porque al ser el Estado Provincial autónomo conforme lo sostiene el Dr. Bidart Campos, en cuanto al aprovechamiento de las fuentes de generación eléctrica, le compete a dicho Estado legislar sobre la materia, siendo la ley nacional un marco que pueden aprovechar de mayor manera las provincias que adhieran a la misma.

En cuanto al deber de legislar por parte de la provincia, hacemos referencia a la seguridad jurídica que otorga la existencia de normas claras e incentivos que establezcan las reglas para quien decide invertir en este tipo de energía y que impulsaría que cada vez más emprendimientos públicos y/o privados incursionen en la incorporación de Centrales Eólicas al SADI.

Resulta imprescindible la presencia efectiva por parte del Estado Provincial a través de la legislación de programas de estímulo para el aprovechamiento de recursos renovables para la generación de energía, lo que conllevaría al mayor interés por parte de inversores públicos/privados.

Debido a la importancia de la incorporación de los conceptos de sustentabilidad y sostenibilidad asociados a la materia energética, es imprescindible la existencia de un programa conjunto entre Córdoba y la Nación. De esta manera se lograría un desarrollo equilibrado, posibilitando acciones de estímulo conjuntas y de realimentación positiva que estimule la inversión, logrando un desarrollo exponencial en materia de generación energética con recursos renovables. Como corolario en el Artículo 15 de la Ley Nacional 26.190 y en el Artículo 21 de la Ley Nacional 27.191 se invita a las provincias a adherir a la ley y dictar su propia legislación

destinada a promover la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables de energía.

Ley Provincial 8.810/1999 Declara de Interés Provincial, la generación de energía de fuentes renovables. Exención impositiva en Impuesto a los Ingresos Brutos y estabilidad fiscal por 10 años.

Objetivos de la Ley

- a. Reducción de las emisiones contaminantes, causantes del efecto invernadero, principalmente las de dióxido de carbono.
- b. Utilización racional y eficiente de los recursos naturales de que se dispone.
- c. Propender a la disminución del peligro de calentamiento de la tierra.
- d. Fomentar la inversión en infraestructura y/o modernización de la existente con el fin de contribuir al desarrollo de las regiones menos favorecidas.

Para la concreción de estos objetivos se instituyó una autoridad de aplicación cuyas atribuciones son:

1. Eliminar barreras para el desarrollo de energía renovable reduciendo obstáculos proponiendo marcos reglamentarios e institucionales adecuados para los proveedores de energía, los autores de proyectos y los gobiernos municipales que persigan el desarrollo de proyectos de energía renovable sostenible y alternativa.
2. Promover actividades e incentivos que fomenten la generación de energías renovables a fin de contribuir, entre otras cosas a la mejora del ambiente.
3. Impulsar el uso racional de energía, disminuyendo el gasto mediante el diseño de sistemas de escaso consumo, mejorando el rendimiento de los equipos actuales, aumentando la eficiencia del sistema de transporte de energía y potenciando el uso de tecnologías limpias.
4. Incentivar el uso de los sectores de producción, industria, comercio y residencial y en los planes de vivienda económicas y sociales encargados por el Estado.
5. Propondrá la creación de un Banco de Datos de recursos de energías renovables en el ámbito provincial y su cotejo con otros de índole similar.

La Ley provincial 9.229: Proyecto PERMER “Proyecto de Energías Renovables en escuelas rurales y servicios públicos de la Provincia de Córdoba” no es de interés específico para el proyecto analizado; pero es interesante mencionarla ya que constituye una iniciativa

conjunta entre el Estado Nacional y el Estado Provincial que tiene como finalidad facilitar el acceso a energía eléctrica a zonas rurales aisladas a través de fuentes de recursos renovables. Los proyectos ejecutados en el marco de este programa son de pequeñas potencias.

Considerando la matriz energética provincial antes detallada, es imperioso destacar que no se pudieron lograr los objetivos planteados en la Ley Provincial 8.810 / 1999. Como actores involucrados e interesados en el desarrollo energético de Córdoba, se considera pertinente la actualización de la legislación provincial en la materia, acompañando a la flamante Ley Nacional 27.191 publicada en 2015.

4. Estudio Técnico

4.1 La Medición de los Vientos

Para realizar un proyecto eólico es recomendable realizar campañas de medición de los vientos durante periodos de tiempo prolongados debido a la aleatoriedad del recurso. Cuando no se cuenta con el tiempo suficiente, es posible realizar mediciones por periodos de corta duración (cuatro meses) y compararlos con los valores promedios dados por el Centro Meteorológico de la región o realizar mediciones por un período mínimo de un año.

Es recomendable el uso de instrumentos de medición con bajas tasas de error y que permitan realizar mediciones consecutivas en intervalos de tiempo definidos por las normas (10 minutos). Esta información, así registrada, puede ser usada en distintos programas informáticos de análisis eólico con facilidad. También es posible contrastar las mediciones obtenidas con las mediciones de proyectos similares y con la información bibliográfica.

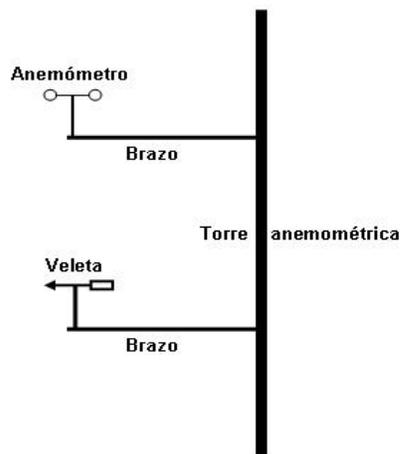


Figura 33 Configuración Típica de una Torre Anemométrica

La configuración típica de una torre anemométrica se observa en la Figura 33 donde la torre puede ser de sección cilíndrica o reticulada y se debe montar la misma con las indicaciones de seguridad pertinentes.

4.1.1. Instrumentos de Medición Utilizados

Los anemómetros son instrumentos utilizados para medir la velocidad del viento, en el proyecto se utilizó un anemómetro de copas. Este instrumento está compuesto por tres copas cónicas, vinculadas entre sí para girar alrededor de un eje vertical. Estas tres copas son las hélices del anemómetro y están acopladas a un pequeño generador eléctrico. El voltaje generado

es proporcional a la velocidad de rotación de la hélice y, por lo tanto a la velocidad del viento. Este instrumento permite obtener mediciones confiables de velocidad media del viento, es resistente a la intemperie y su buena relación costo - prestaciones lo convierten en una opción de preferencia al momento de encarar la campaña de medición.



Figura 34 Anemómetro

Las veletas son instrumentos utilizados para medir la dirección del viento. Conocer la dirección del viento predominante es necesario para determinar la ubicación más conveniente de las turbinas. Un esquema típico del funcionamiento interno de una veleta es el siguiente:

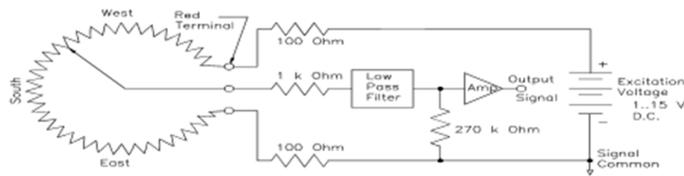


Figura 35 Esquema de Funcionamiento de la Veleta

El principio de funcionamiento de una veleta es el siguiente: La hélice de la veleta está acoplada a un potenciómetro de tal manera que ante un cambio en la dirección del viento se produce una variación de la tensión medida en los bornes del potenciómetro. Esta señal de salida es amplificada mediante un amplificador en modo diferencial conectado en serie con un filtro pasa bajo. Este circuito de amplificación permite amplificar la señal deseada atenuando el efecto producido por las interferencias.



Figura 36 Veleta

El dispositivo de adquisición de datos que se utiliza es un Datalogger. Es recomendable que la toma de datos se realice en forma centralizada, es decir que la electrónica del equipo sincronice las mediciones, y los datos de tiempo se tomen con un único reloj ya que es necesario poder relacionar la dirección del viento con su velocidad para su posterior análisis. La incerteza del equipo de adquisición de datos debe ser despreciable comparado con las de los sensores.

En la campaña de medición realizada por la cooperativa se utilizó una veleta marca NGR modelo 200P, un anemómetro Marca NGR serie 200 y un datalogger marca Logic Beach Inc. modelo IntelliLogger IL-80.

4.1.2. Recomendaciones del CREE para la Medición del Recurso Eólico

Para las distintas ubicaciones el C.R.E.E recomienda ciertas distancias a respetar, algunas de ellas serán detalladas ya que permitieron evaluar el correcto montaje del sistema de medición.

- 1- Separación del rotor del Anemómetro ubicado en la punta y parte superior de la torre debe ser mayor o igual a 1,5 metros.
- 2- Separación del Eje del rotor del Anemómetro ubicado sobre el brazo respecto al eje de la torre debe ser mayor o igual a 4 veces la magnitud del lado de la sección de la torre.
- 3- Separación del rotor del Anemómetro ubicado sobre el brazo respecto a este debe ser mayor o igual a 15 veces la magnitud del espesor del brazo.

Preferentemente se deben medir los siguientes parámetros meteorológicos:

- Velocidad del viento, en m/s, un dato promedio cada 10 minutos.
- Desviación estándar de velocidad de viento, en m/s, un dato cada 10 minutos.
- Dirección del viento, un dato promedio cada 10 minutos, en dos alturas: entre 1,5 y 3 m por debajo del anemómetro.
- Velocidades máximas y mínimas del viento, del período medido.
- Máxima velocidad de ráfaga de 3 segundos de duración, en cada período de 10 minutos.
- Velocidades máximas y mínimas del viento, en cada intervalo de diez minutos.
- Temperatura ambiente, un dato promedio cada 10 minutos, en dos alturas: entre 1,5 y 8 m por debajo del anemómetro.
- Presión atmosférica, un dato promedio cada 10 minutos.

Una vez realizadas las mediciones es importante cuantificar las incertezas inherentes a la medición para afectar los resultados de coeficientes de seguridad que permitan analizar el escenario más desfavorable del proyecto. Para asignar un examen riguroso de las incertezas cometidas el CREE realiza una serie de recomendaciones que están publicadas. El CREE considera que la suma correspondiente al análisis de errores de las incertezas en la medición, se encuentra entre:

- Mejor valor alcanzable: Incertezas del 1,3 %
- Instalaciones poco cuidadosas: Incertezas del 7,4 %

4.1.3. Campaña de Medición Realizada

Durante el desarrollo del trabajo se estableció contacto con la Cooperativa de Coronel Baigorria quienes brindaron las mediciones realizadas durante el año 2012. Se realizó una visita a Coronel Baigorria y se observó que la torre de medición está ubicada en pleno centro de la localidad.

La torre de medición consiste en una estructura reticulada a la que se le soldaron dos soportes en voladizo, a distintas alturas, para poder instalar los instrumentos de medición. En el primer soporte, ubicado a 40 m de altura respecto al terreno se instaló un anemómetro. En el segundo soporte, ubicado a 50 m de altura, se instaló una veleta. El segundo anemómetro se ubicó en la cima de la torre, de tal manera de recabar información de las velocidades del viento a 60 m de altura.

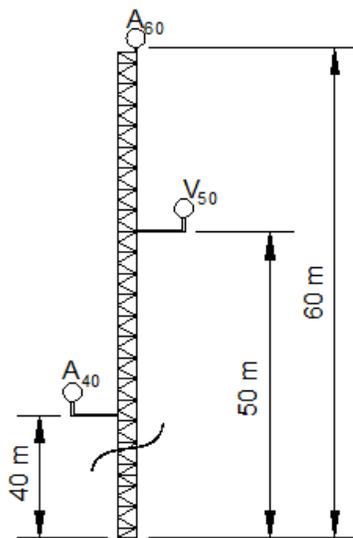


Figura 37 Torre de Medición en Coronel Baigorria

Estos instrumentos están conectados a un Datalogger que transmite las mediciones a una computadora. Las mediciones de los parámetros del recurso se informan en intervalos de diez minutos. Los parámetros informados por la Cooperativa fueron velocidad de viento promedio cada diez minutos a 40 m y a 60 m, y la dirección del viento promedio cada diez minutos a 50 m. No se informó acerca de la presión atmosférica, la temperatura, la desviación estándar de las mediciones, la velocidad de ráfaga, las velocidades máximas y mínimas de cada intervalo.

Trabajando en conjunto con la *Dirección de Energías Alternativas y Comunicaciones* de la *Secretaría de Desarrollo Energético*, de la Provincia de Córdoba, se comparó la serie de datos con la informada por una estación meteorológica cercana, ubicada dentro del mismo corredor de vientos, con el objeto de verificar los datos obtenidos. Una vez verificada la similitud entre las series de datos, se complementó la serie con información referida a la presión atmosférica y temperatura para cada intervalo de tiempo.

4.2 Herramientas y Consideraciones Para el Análisis del Recurso Eólico

Debido a la gran cantidad de datos recabados en las campañas de medición (52.560 periodos de diez minutos por año), es necesario utilizar herramientas y realizar consideraciones que permitan analizar correctamente la serie de datos. Como resultado de este análisis se obtienen los parámetros necesarios para realizar una evaluación técnica del recurso eólico y realizar posteriormente el análisis financiero del proyecto.

En primer lugar se extrapola la serie de datos a la altura deseada utilizando la ley potencial de cizalladura y se ajusta la distribución de Weibull para esta serie estimada. Luego se relaciona la Curva de Potencia del aerogenerador con la distribución de Weibull para obtener una estimación de la generación anual de energía. Una vez obtenida la esta estimación, se calcula el factor de central considerando factores de demerito debido a las incertidumbres asociadas. El factor de central es necesario para la evaluación financiera del proyecto. También es importante determinar la dirección de viento predominante para lo cual se utiliza la Rosa de Vientos.

Se realizará una breve descripción de las herramientas consideradas.

4.2.1. Distribución de Weibull

La distribución de Weibull se utiliza para caracterizar la distribución de velocidades de viento. Es una función de densidad de probabilidad que permite modelar la distribución en el tiempo de distintas variables aleatorias como la frecuencia de ocurrencia de velocidades del viento en un sitio dado.

La función de densidad para una variable aleatoria V , que en el caso planteado es la velocidad del viento, según la distribución de Weibull es:

$$f(V) = \frac{k_w}{c_w} \cdot \left(\frac{V}{c_w}\right)^{k_w-1} \cdot e^{-\left(\frac{V}{c_w}\right)^{k_w}}$$

con k_w parámetro de forma y c_w parámetro de escala

La función de distribución de probabilidad de la distribución de Weibull para una variable aleatoria V es:

$$F(V) = 1 - e^{-\left(\frac{V}{c_w}\right)^{k_w}}$$

La relación entre el factor de escala c_w y la velocidad media V_m es:

$$V_m = c_w \cdot \Gamma \left(1 + \frac{1}{k_w} \right)$$

siendo $\Gamma(x)$ la función Gamma

Para una velocidad media de 7 m/s se pueden graficar un conjunto de distribuciones de Weibull con el factor k_w variando entre 1,5 y 3,5. El factor k_w representa la amplitud de la distribución de Weibull. Mientras más amplia es la distribución, menor es el valor de k_w .

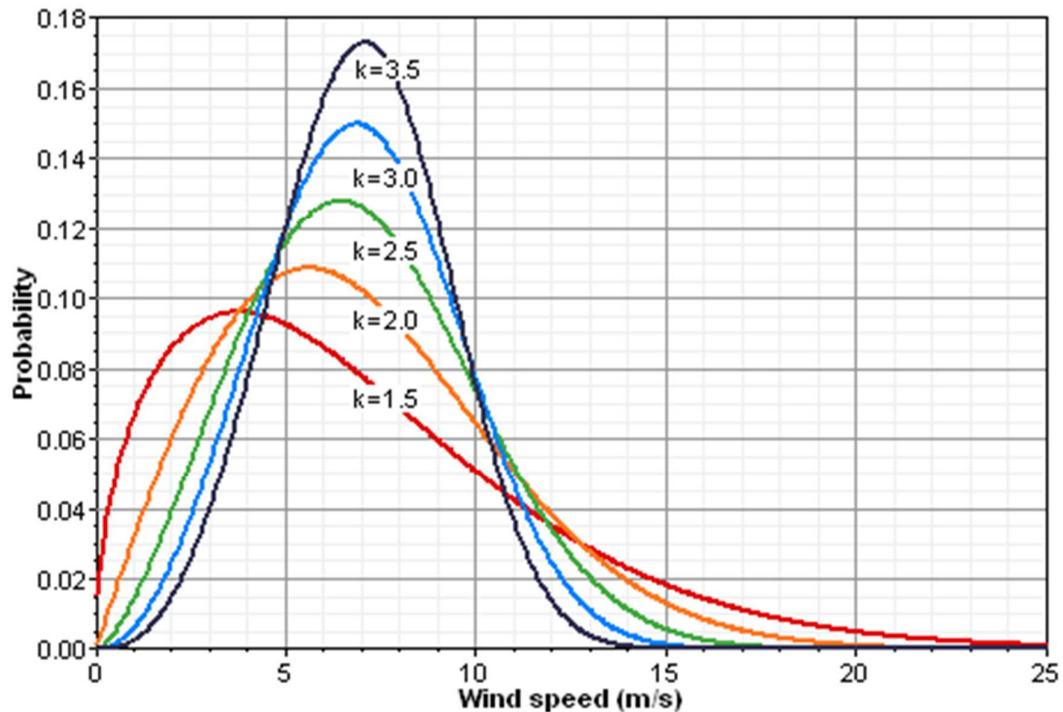


Figura 38 Conjunto de Distribuciones de Weibull para Velocidad Media de 7 m/s

La distribución de densidad de probabilidades de viento es asimétrica, es decir, sesgada, porque los vientos fuertes son poco frecuentes.

El área comprendida entre la curva y el eje de las abscisas vale uno por abarcar todas las probabilidades del viento incluyendo el valor cero (No hay viento).

Si el parámetro de forma vale 2, lo que es habitual en la distribución de velocidades de viento, se conoce como distribución de Rayleigh o lineal; es la normalmente utilizada por los fabricantes de turbinas para informar sobre su desempeño.

4.2.2. Ley Potencial de Cizalladura

La cizalladura del viento hace referencia a la diferencia en la velocidad del viento entre dos puntos a distintas alturas respecto del nivel del suelo. Es posible ajustar un perfil de cizalladura del viento mediante relaciones matemáticas aplicadas a las series de datos.

La ley de potencial de cizalladura puede ajustarse con una fórmula del tipo:

$$V(z) = \beta \cdot z^\alpha$$

siendo $V(z)$ la velocidad del viento a la altura z

α coeficiente de la ley potencial de cizalladura y β una constante

Se puede obtener una expresión que permite realizar una regresión lineal mediante el uso de logaritmos:

$$\ln V(z) = \ln(\beta \cdot z^\alpha)$$

$$\ln V(z) = \ln z^\alpha + \ln \beta$$

$$\ln V(z) = \alpha \cdot \ln z + \ln \beta$$

Se observa que la última expresión corresponde a la fórmula de una recta, lo que permite aplicar cualquiera de los mecanismos estadísticos de la regresión lineal, como la técnica de mínimos cuadrados, para poder ajustar una relación en la serie de datos obtenida. Es importante destacar la necesidad de tener mediciones como mínimo en dos alturas distintas para poder estimar los parámetros de la ley potencial de cizalladura.

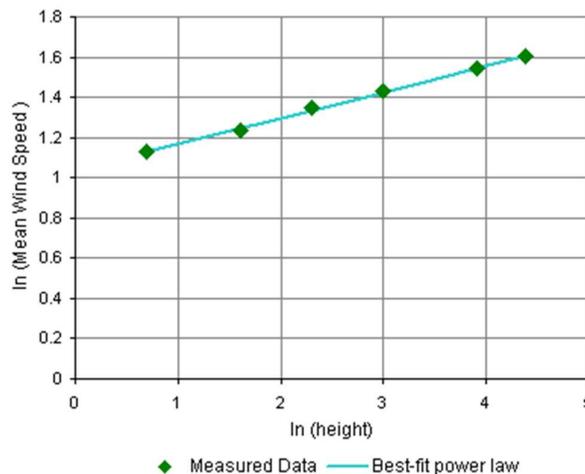


Figura 39 Ley Potencial de Cizalladura en Escala Logarítmica

Una vez obtenidos los parámetros α y β se puede utilizar la expresión original de la ley de potencial de cizalladura para extrapolar los datos y construir el perfil de velocidades.

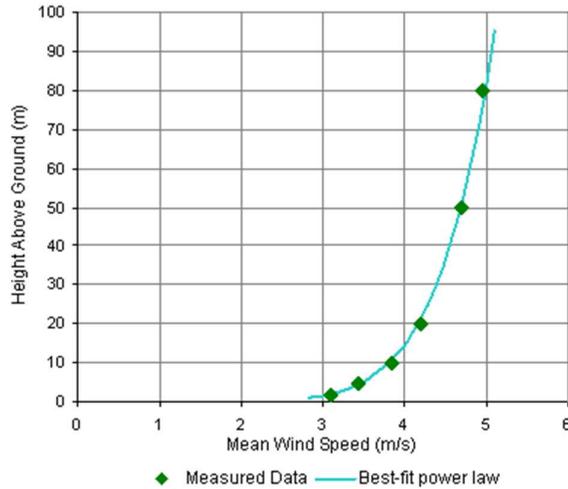


Figura 40 Ley Potencial de Cizalladura

Se puede reescribir la ley de potencial de cizalladura para relacionar las velocidades V_1 y V_2 a dos alturas diferentes z_1 y z_2 respectivamente:

$$V_1 = \beta \cdot z_1^\alpha$$

$$V_2 = \beta \cdot z_2^\alpha$$

Dividiendo miembro a miembro

$$\left(\frac{V_1}{V_2}\right) = \left(\frac{z_1}{z_2}\right)^\alpha \therefore V_2 = V_1 \cdot \left(\frac{z_2}{z_1}\right)^\alpha$$

Se debe remarcar que la forma del perfil de velocidades depende de múltiples factores, fundamentalmente de la rugosidad del terreno y de las condiciones atmosféricas. Como las condiciones atmosféricas dependen de la estación del año, la hora del día y de las condiciones meteorológicas, el coeficiente de la ley potencial de cizalladura tiende a cambiar en el tiempo.

4.2.3. Rosa de vientos

La rosa de vientos es un diagrama polar dividido en sectores iguales, usualmente suele dividirse en 12 sectores. La rosa muestra la distribución de la velocidad y de la frecuencia de direcciones de vientos en un sitio dado

Es conveniente contar con una rosa de vientos confiable que permita determinar si existe una dirección predominante de viento aprovechable y cuál es la misma. Este dato es importante

en el momento de diseño del parque, ya que permite ubicar los aerogeneradores en una alineación perpendicular al viento predominante maximizando el aprovechamiento del terreno permitiendo determinar una disposición óptima.

Como se habló en el apartado 1.2.3 *Efecto Estela* el efecto lateral de la estela, en dirección perpendicular al viento, decae rápidamente y resulta despreciable en distancias mayores a 1 o 3 veces el diámetro. Los efectos de las estelas de distintas máquinas en un parque eólico se superponen y para evaluar los efectos nocivos hay que hacer los cálculos y simulaciones para todo el rango de velocidades y direcciones de viento incidentes.

Es posible confeccionar tres rosas de vientos distintas. La primera proporcionará información respecto a la frecuencia relativa de cada una de las direcciones de viento, es decir el porcentaje de tiempo que el viento tiene una dirección determinada. La segunda rosa, representa la velocidad media del viento en cada dirección normalizada. La tercer rosa se obtiene multiplicando las frecuencias relativas por el cubo de la velocidad media del viento en cada dirección asociada y normalizando el resultado. Esta última rosa indica la energía disponible del viento en cada uno de los sectores, permitiendo determinar la dirección de mayor potencia para la generación.

4.2.4. Rugosidad

Se define como rugosidad las características geométricas de las superficies asociadas a la eficiencia de ésta como sumidero de cantidad de movimiento del flujo turbulento, debido a la generación de fuerzas de arrastre y el incremento de la cizalla vertical del viento. Se puede entender a la rugosidad de un terreno como el conjunto de las asperezas de la superficie respecto a una superficie idealmente lisa. La rugosidad varía con la modificación de la superficie, la cual cambia en el espacio y en el tiempo en un ancho rango de escalas: a macroescala, creada por la diferencia entre distintas regiones geográficas. A mesoescala, como resultado de la diferencia entre distintos tipos de cobertura terrestre; y a microescala donde la variación de la rugosidad es resultado de un mosaico de diferentes especies de vegetación. (Bohrer, 2009)

Para analizar los efectos de la rugosidad de la superficie, los parámetros utilizados son la altura de desplazamiento z_d , la longitud de rugosidad z_r y del flujo, el coeficiente de arrastre C_d y la velocidad de fricción v_* . La altura de desplazamiento es el nivel medio de acción de transferencia de cantidad de movimiento entre el flujo y los elementos rugosos.

La longitud de rugosidad es una escala de longitud que caracteriza la pérdida de cantidad de movimiento del viento debido a los elementos rugosos. Es la altura respecto del suelo donde la velocidad de viento es teóricamente cero al ser extrapolado el perfil de viento. (Nakai, et al., 2008). La longitud de rugosidad de una determinada superficie puede variar al cambiar el tipo, la altura o la cobertura de vegetación. No depende de la velocidad, ni de la estabilidad ni del esfuerzo del viento. En todos los casos, la longitud de rugosidad es siempre inferior a la altura física de los elementos rugosos.

Se puede calcular la altura de rugosidad:

$$z_r = 0,5 \cdot S_h \cdot \frac{z_h}{A_h} \quad (\text{Lettau, 1969})$$

con z_h altura de los elementos de rugosidad

S_h sección de los elementos de rugosidad

A_h área horizontal media correspondiente a los elementos de rugosidad

La expresión anterior da valores razonables cuando $A_h \gg S_h$, pero sobreestima z_r cuando son del mismo orden. Cuando los elementos de rugosidad están muy próximos se debe considerar un desplazamiento equivalente a una elevación del terreno z_d , ya que la cima de los elementos actúa como una superficie desplazada. Por encima de estos elementos, el perfil de viento aumenta logarítmicamente con la altura. Así, se puede definir una altura de desplazamiento y una longitud de rugosidad, tal que:

$$V(z) = \frac{v_*}{\kappa} \ln \left(\frac{z - z_d}{z_r} \right)$$

con v_ velocidad de fricción, κ constante de Von Karman*

z altura vertical, z_d altura de la superficie desplazada, z_r longitud de rugosidad

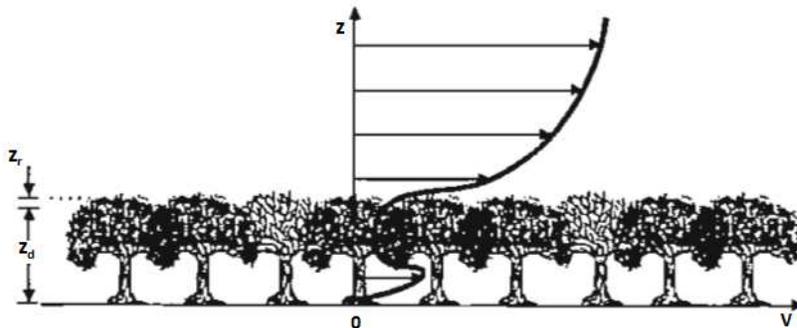


Figura 41 Perfil del Viento

La rugosidad en una determinada superficie se calcula por la medida y la distribución de los elementos rugosos que contiene. Para superficies de tierra estos elementos pueden ser vegetación, áreas edificadas y tipo de suelo. Mientras más rugoso es el terreno, mayor es la fricción generada por la condición de no deslizamiento entre la superficie de un cuerpo estático y un fluido. Por consecuencia la fricción entre las capas fluidas es mayor lo que desacelera el viento y provoca una disminución en su velocidad. Es por esto que superficies de gran rugosidad, como los bosques y las grandes ciudades, ralentizan considerablemente el viento; mientras que superficies de menor rugosidad, como campos de siembra, prácticamente no alteran el perfil de velocidad

Para extrapolar un perfil de velocidades tanto vertical como horizontalmente es usual definir un parámetro de clases de rugosidad o longitudes de rugosidad, que permiten evaluar las condiciones eólicas de un emplazamiento.

Clase de Rugosidad	Longitud de Rugosidad Z_r [m]	Tipo de Paisaje
0	0,0002	Superficie del agua
0,5	0,0024	Terreno completamente abierto con una superficie lisa
1	0,03	Área agrícola abierta sin cercados y con edificios muy dispersos, Solo colinas suavemente redondeadas
1,5	0,055	Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 1250 metros
2	0,1	Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 500 metros
2,5	0,2	Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 250 metros
3	0,4	Pueblos, ciudades pequeñas, terreno agrícola, con mucho o altos setos resguardantes, bosques y terreno accidentado y muy desigual
3,5	0,8	Ciudades grandes con edificios altos
4	1,6	Ciudades muy grandes con edificios altos

Tabla 8 Clase de Rugosidad y Longitud de Rugosidad por Tipo de Paisaje

4.2.5. Curva de Potencia del Aerogenerador

La curva de potencia de un aerogenerador es un gráfico que indica la potencia eléctrica promedio generada por el aerogenerador para diferentes velocidades del viento.

Esta curva de potencia se obtiene a partir de medidas realizadas en campo, dónde un anemómetro se sitúa sobre un mástil relativamente cerca del aerogenerador, con cuidado de que la turbulencia generada por el rotor del aerogenerador no interfiera en la medición del viento. Se relaciona directamente la velocidad tomada por el anemómetro con la potencia eléctrica medida a bornes del aerogenerador.

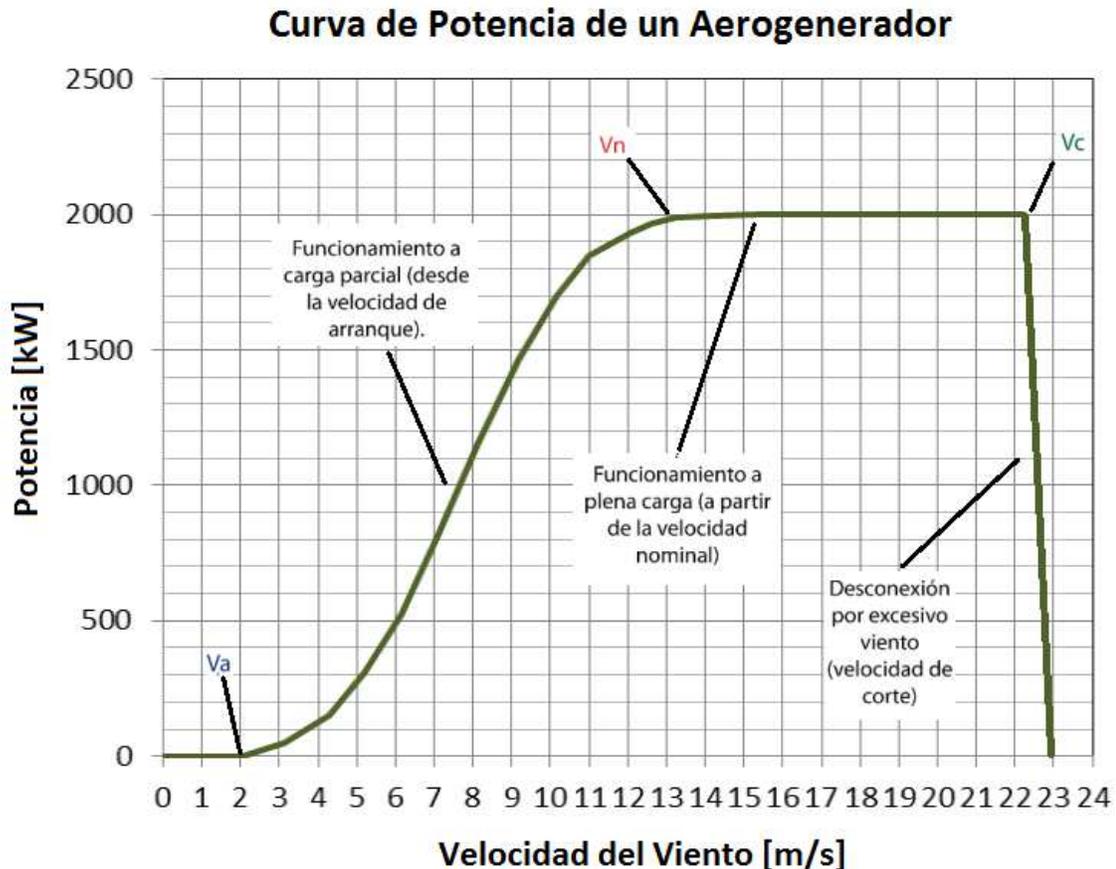


Figura 42 Curva de Potencia de un Aerogenerador

Existen dos puntos destacables del gráfico. La velocidad de arranque o inicio de generación (cut-in) es la velocidad para la cual el aerogenerador empieza a girar y normalmente varía entre 3-5 m/s. La velocidad de corte es la velocidad para la cual el aerogenerador está programado para pararse, ya que a estas velocidades el viento podría dañar el equipo en caso de continuar girando. Esta velocidad generalmente depende de la clase de viento para la cual el aerogenerador está diseñado. En los modelos usados en este proyecto es cercana a 22 m/s.

El gráfico real no es una sola sucesión de puntos donde a cada valor de velocidad le corresponde un valor de potencia, sino que es una nube de puntos esparcidos alrededor de la línea verde. Para valores iguales de velocidad pueden haber correspondido, en diferentes

mediciones, distintos valores de potencia. Esto sucede tanto por las fluctuaciones del viento que complican la medición, como a la perturbación generada por el aerogenerador y el anemómetro y el error propio consecuente de la introducción de instrumentos de medición. Como la nube de puntos es de poca utilidad ante la necesidad de un gráfico de lectura sencilla se debe recurrir a herramientas estadísticas que permitan realizar un tratamiento adecuado a la serie de datos, de acuerdo a la norma *IEC 61400-12* obteniendo un gráfico comparable para las distintas turbinas de los distintos fabricantes. La norma *IEC 61400-12* solicita recolectar al menos 60 horas de datos distribuidos con un mínimo de 10 minutos en cada franja de velocidad de viento.

Curva de Potencia de un Aerogenerador

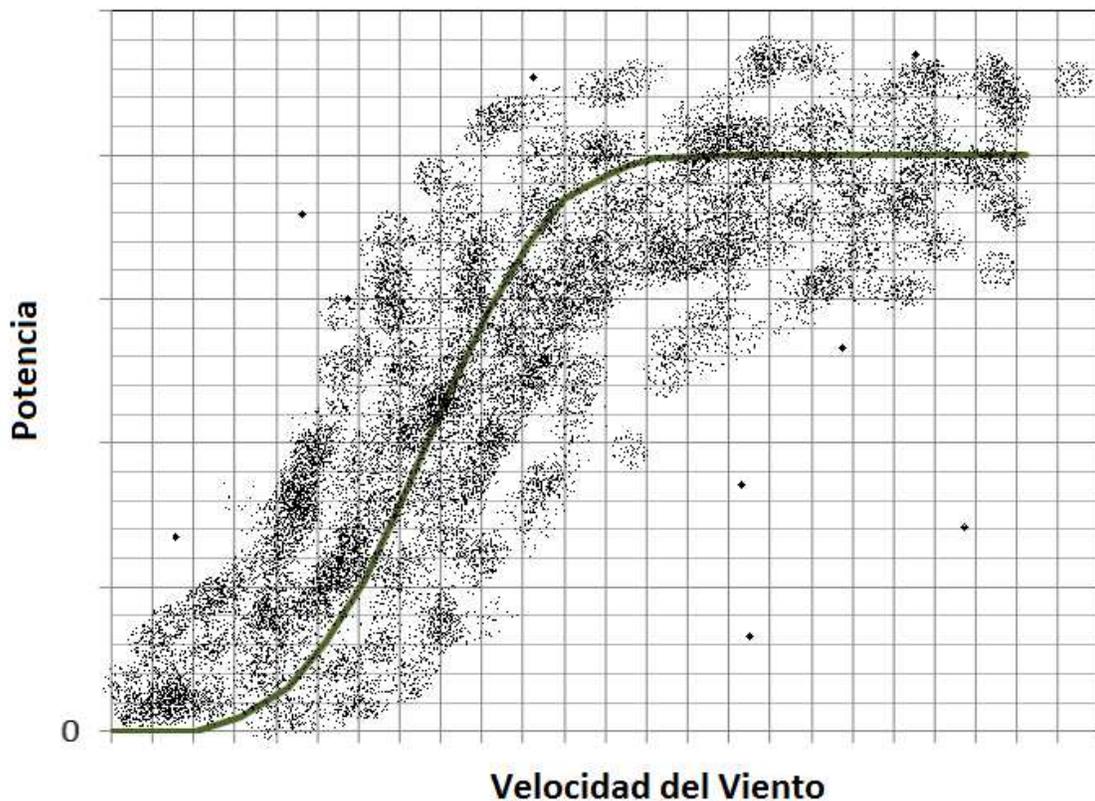


Figura 43 Curva de Potencia de un Aerogenerador

La curva de potencia no permite determinar la potencia que se generará en un emplazamiento dado. Para estimar la potencia a generar, deben superponerse la curva de potencia y la curva de distribución de densidades de probabilidad de eventos de velocidad de viento en el sitio seleccionado. Una vez obtenida la potencia que generará cada aerogenerador se los puede comparar para optar por el más conveniente técnica y económicamente.

El fabricante además de la curva de potencia debe informar la curva del coeficiente de potencia, herramienta también necesaria para la evaluación del proyecto. Se lo define a este coeficiente como la fracción de potencia contenida en el viento incidente que realmente es aprovechada por el aerogenerador. Este factor de potencia siempre es menor al límite de Betz ya que este límite representa la cantidad máxima de energía que puede ser aprovechada por una maquina ideal. Es una medida de la eficiencia en la conversión de la energía de la máquina.

$$C_p = \frac{P_a}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V^3}$$

Donde

- $C_p(V)$ es el coeficiente de potencia de una maquina para la velocidad V
- P_a es la potencia aprovechada por el Aerogenerador
- V es la velocidad del Aerogenerador
- A es el area barrida por el rotor del Aerogenerador
- ρ es la densidad del aire incidente

4.2.6. Calculo de energía generada

La producción de energía se calcula con las velocidades de viento, la función distribución de probabilidades acumulativa de Weibull para las velocidades de viento y con la curva del coeficiente de potencia informada por el fabricante del aerogenerador. Es importante que la serie de datos de velocidades esté referida a la misma altura que la informada por el fabricante para realizar la curva de potencia del aerogenerador. El cálculo de la energía generada (PE) se realiza relacionado la curva de potencia del aerogenerador con la distribución de frecuencias de velocidad de viento, mediante la siguiente ecuación:

$$PE = \int_0^{\infty} C_p(V) \cdot V^3 \cdot F(V) \cdot dV$$

Donde

- $C_p(V)$ es el coeficiente de potencia de una maquina para la velocidad V
- V es la velocidad del Aerogenerador
- $F(V)$ es la función de distribución de probabilidad acumulativa de Weibull para la velocidad V

La producción anual de energía (PAE) se calcula con las velocidades de viento promedios anuales de cada intervalo y con la curva de potencia informada por el fabricante del aerogenerador. Como la PAE se la define para un periodo de un año y se dispone de datos discretos de velocidad y potencia para realizar el cálculo de la energía anual se expresa la integral como una sumatoria.

$$PAE = 8760 \cdot \sum_{i=1}^n [F(V_i) - F(V_{i-1})] \cdot \frac{P_{g_{i-1}} + P_{g_i}}{2}$$

Donde

- *PAE: Producción Anual de Energía*
- *24 h · 365 días = 8760 horas en un año*
- *F(V_i) es la función de distribución de probabilidad acumulativa de Weibull para la velocidad V_i*
- *P_{g_i} es la potencia de salida del aerogenerador para la velocidad V_i*
- *La sumatoria se realiza considerando todas las velocidades V_i desde la velocidad de arranque V_a hasta la velocidad de corte V_c*

4.2.7. Factor de Central

El factor de capacidad se define como la relación entre la energía generada por un aerogenerador durante un periodo de tiempo determinado, y la energía que se hubiera generado si, durante ese periodo de tiempo, el aerogenerador hubiera estado produciendo a potencia nominal.

El factor de capacidad depende de la turbina que se utilice en cada emplazamiento, ya que las turbinas son diseñadas para diferentes clases de viento. Es necesario determinar la clase de viento del emplazamiento elegido para seleccionar la turbina más adecuada.

$$FC = \int_0^{\infty} \frac{C_p(V) \cdot V^3 \cdot F(V) \cdot dV}{C_p(V_n) \cdot V_n^3}$$

En general, el factor de capacidad se calcula para un período de un año (8.760 horas),

$$FC = \frac{PAE}{P_g \cdot 8760}$$

El factor de capacidad es un parámetro adimensional. A nivel mundial, para que se considere de forma preliminar un parque eólico factible económicamente, el FC debe ser mayor

a 20%. En los cálculos iniciales de un proyecto eólico se estima la energía que generará el parque eólico y, a partir de este dato, se calcula el factor de capacidad. Si éste es menor que 20% se aconseja abandonar el desarrollo del proyecto ya que no será rentable.

Se puede interpretar el factor de central como la cantidad de horas en un año que el parque eólico está generando a potencia nominal

4.3 Uso de Herramientas Informáticas

A partir de los datos relevados durante la campaña de medición 2011-2012 y debido al gran volumen de datos conseguidos se hace imprescindible contar con programas adecuados para un correcto análisis. Los programas utilizados para esto fueron: Windographer (versión gratuita de prueba), Global Mapper, WaSP (Licencia de la Dirección de Energías Alternativas y Comunicaciones de la Provincia de Córdoba).

4.3.1. Análisis Estadístico de los Datos Eólicos (Windographer)

Windographer es un programa que permite gestionar los datos recopilados en la medición de viento, con anemómetro, obteniendo la caracterización del recurso eólico en un emplazamiento determinado.

Partiendo de datos diezminutales de velocidad y dirección de viento se obtiene la distribución de Weibull y sus parámetros c_w y k_w , así como la rosa de los vientos de frecuencia y velocidad, permitiendo definir el comportamiento del viento. El programa, también permite comparar la Curva de Potencia Característica, de un modelo específico de aerogenerador, con la distribución de Weibull determinando el factor de capacidad para cada modelo.

Con estos resultados es posible comparar el comportamiento de diferentes modelos de aerogeneradores para determinar el más apto para el emplazamiento.

En Windographer se parten con los siguientes datos de entrada.

Variable	Valor
Elevación (m.s.n.m)	530
Inicio de la Medición	Noviembre 2011
Final de la Medición	Octubre 2012
Duración	12 meses
Intervalo de tiempo entre mediciones	10 minutos
Límite inferior (m/s)	3

Tabla 9 Datos de entrada para Windographer

Del análisis del registro de mediciones y aplicación de herramientas estadísticas implementadas a través del programa se obtiene la siguiente tabla de valores.

Variable	Valor
Temperatura promedio (°C)	16,5
Presión promedio (kPa)	102,6
Densidad de aire promedio (kg/m ³)	1,229
Densidad de potencia a 50 m (W/m ²)	322
Clase de viento	3
Coefficiente de la ley potencial de cizalladura α	0,402
Rugosidad de la superficie (m)	5,16
Clase de rugosidad	5,28

Tabla 10 Tabla de Valores Obtenida

Para extrapolar las mediciones a la altura requerida en el proyecto se utilizó como punto de partida los registros de velocidad a 60 y 40 metros de la torre de medición. Considerando los datos de temperatura y presión brindados por la Dirección de Energías Alternativas y Comunicaciones tomados en una estación de medición cercana sobre el mismo corredor de viento, se obtuvo el perfil de velocidades a 85 metros de altura. Para ello Windographer provee la función *Vertical Extrapolation* (extrapolación vertical).

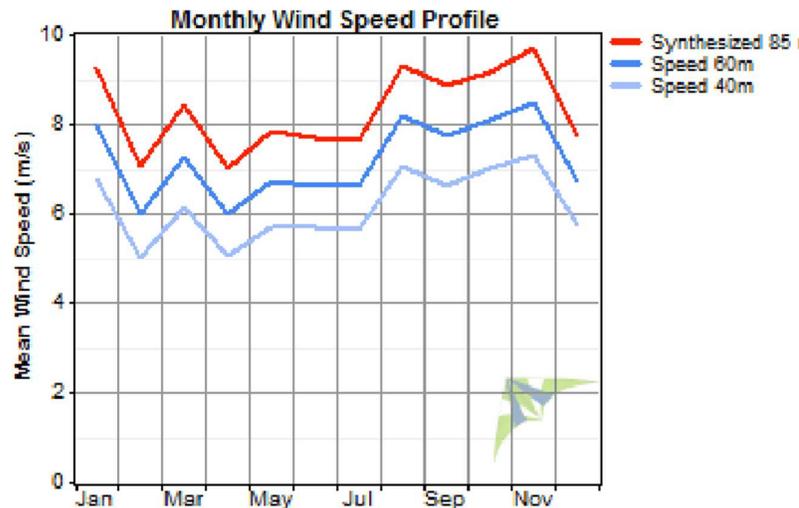


Figura 44 Perfil de Velocidades Promedio Mensuales a 40, 60 y 85 metros

Se observa la distribución de velocidades de viento a lo largo del año donde hay un aumento marcado en el periodo agosto-diciembre y una disminución acentuada en el periodo febrero-mayo. Estos datos son promedios de velocidad mensual.

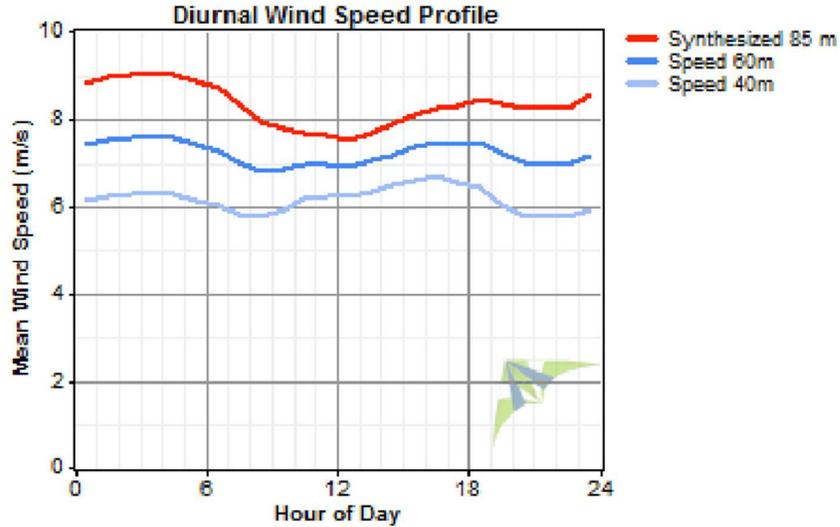


Figura 45 Perfil de Velocidades Promedio Horario a 40, 60 y 85 metros

El gráfico de distribución de velocidades de viento a lo largo del día presenta dos franjas horarias bien diferenciadas: el pico de velocidad del viento entre las 18 y 7 horas y el valle entre las 7 y 18 horas.

A partir del registro de mediciones de la dirección del viento, Windographer obtiene la rosa de frecuencias de vientos.

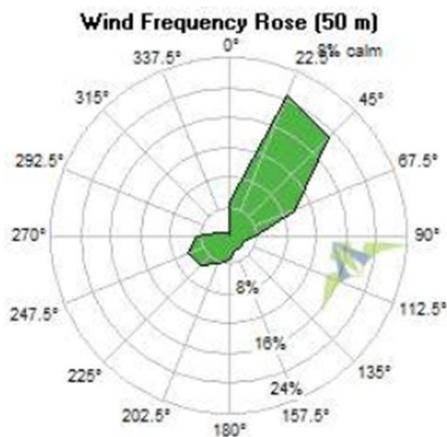


Figura 46 Rosa de Frecuencia de Vientos

Se observa que la dirección de vientos predominante es el Noreste y que el corredor predominante Noreste-Suroeste.

A partir del registro de velocidades de viento asociado al registro de dirección de viento para cada intervalo de tiempo se obtiene el Rosa de velocidad de viento predominante para cada dirección.

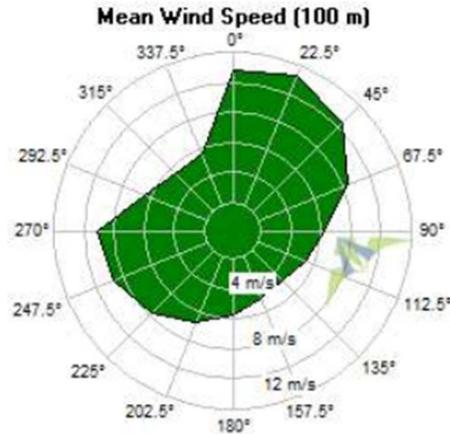


Figura 47 Rosa de Velocidad de Viento Predominante

Este gráfico combinado con la rosa de frecuencia de vientos permite obtener la rosa de energía eólica total para cada dirección.

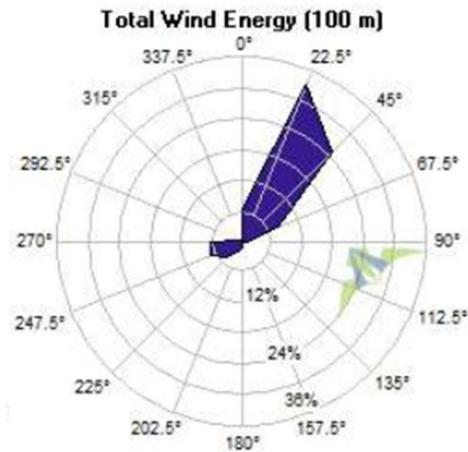


Figura 48 Rosa de Energía Eólica

La rosa de energía eólica para cada dirección es una herramienta importante ya que permite determinar la ubicación óptima de los aerogeneradores y disminuir la distancia entre ellos. Además demuestra que existe una dirección de viento predominante aprovechable para la transformación de esta energía en energía eléctrica. Se decide una alineación de aerogeneradores Noroeste a Sureste de manera que conformen una línea perpendicular a la dirección predominante y esto permitirá reducir la distancia entre aerogeneradores que será de

3 a 5 veces su diámetro según lo recomendado. Al simular el parque eólico en WaSP se ubicarán los aerogeneradores siguiendo esta disposición.

Con el software también es posible determinar la distribución de probabilidades en función del registro de datos de velocidades de viento; y obtener la distribución de Weibull, que mejor aproxime los datos recabados, con sus parámetros característicos.

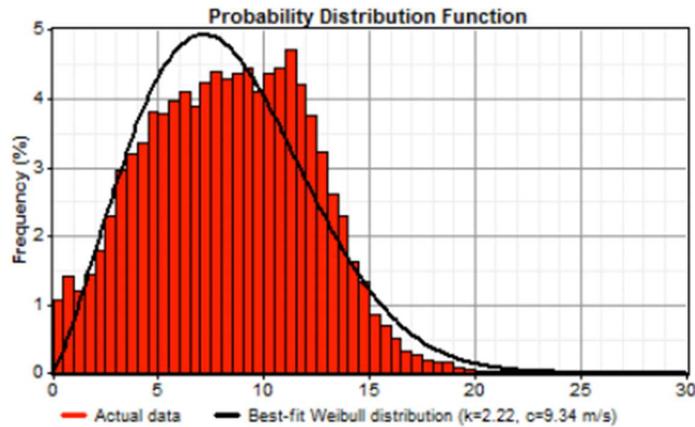


Figura 49 Función de Probabilidad del viento a 85 Metros

Esta distribución de Weibull es para la altura de 85 m

Se seleccionó un conjunto de aerogeneradores adecuados para la clase de viento y las características observadas, en función de su curva de potencia y se realizó un análisis del factor de capacidad de cada una de ellas con el uso del software.

Turbinas	Porcentaje de tiempo sin producción	Promedio Simple		Promedio de los Promedios Mensuales		FC
		Potencia kW	Producción Anual de Energía Neta (kWh/año)	Potencia kW	Producción Anual de Energía Neta (kWh/año)	
Gamesa G136-4,5 MW	1,07	2.828,00	24.773.018	2.829,20	24.783.912	62,87
Gamesa G114-2,0 MW	4,83	1.100,00	9.635.889	1.100,30	9.638.929	55,02
Windtec DD 3000-140	6,91	1.631,80	14.294.660	1.632,20	14.298.370	54,41
Windtec FC 2000-WT55	7,91	1.084,30	9.498.373	1.084,90	9.503.420	54,24
Siemens SWT-2,3-108	6,67	1.242,20	10.881.911	1.242,60	10.884.948	54,02
Vestas V110 - 2,0 MW	6,68	1.073,60	9.404.871	1.074,00	9.408.210	53,70
IMPESA IWP-100	4,92	1.065,60	9.334.736	1.066,00	9.337.968	53,30
GE 2,5-120	5,17	1.338,30	11.723.471	1.339,00	11.729.703	52,93
Leitwind LTW77-1000	6,67	529,10	4.635.103	529,30	4.636.807	52,93
GE 1,6-100	8,79	843,70	7.390.990	844,00	7.393.763	52,75

Tabla 11 Energía Generada y Factor de Capacidad para cada Turbina

A partir de una preselección de 31 Aerogeneradores se eligieron los 10 aerogeneradores que mejor factor de capacidad presentaron. Luego se investigó la disponibilidad en el mercado argentino, y se consultó por datos técnicos complementarios y precios de los equipos. Como resultado de este proceso se restringió el posterior análisis a dos aerogeneradores:

- Aerogenerador de marca nacional: IMPSA IWP 100.
- Aerogenerador de marca extranjera: Siemens SWT-2.3-108.

4.3.2. Ubicación y Simulación del Parque Eólico por Software (WaSP)

Una vez determinados los aerogeneradores más adecuados para el proyecto, se procede a modelar el parque eólico con un software denominado *WASP Wind Atlas Analysis and Application Program*, desarrollado por el Departamento de Energía Eólica de la Universidad Técnica de Dinamarca. Este programa permite extrapolar las estadísticas de viento, correlacionadas a largo plazo con el modelo de meso-escala, modelar y optimizar la distribución del parque, reduciendo pérdidas y aumentando el factor de capacidad, considerando el efecto de rugosidad del terreno y la mutua influencia entre los aerogeneradores que ocasiona el efecto estela.

Para poder realizar el modelo en *WASP* se siguió el siguiente proceso:

1. Se obtuvo la topografía de la zona de interés de relevamientos satelitales realizados por el proyecto *Advanced Spaceborne Thermal Emission and Reflection Radiometer Global Digital Elevation Model ASTER GDEM* de la *National Aeronautics and Space Administration NASA*. La resolución de la topografía provista es un punto cada quince metros.
2. Se obtuvo una imagen satelital del emplazamiento por medio de Google Earth
3. Mediante un software denominado Global Mapper:
 - a. Se geo-referenció la imagen satelital con la topografía.

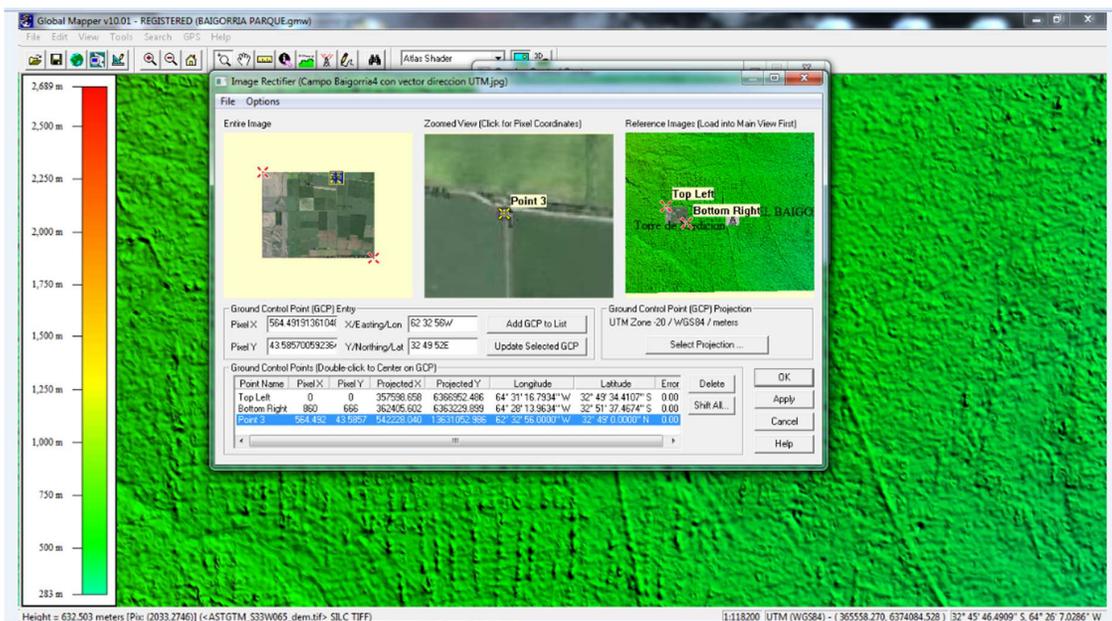


Figura 50 Imagen Satelital Geo-referenciada en *WASP*

- b. Se trazó una línea en sentido del viento predominante, determinado a partir de la Rosa de Vientos, y una línea perpendicular para utilizar como referencia al momento de decidir la ubicación de los aerogeneradores.

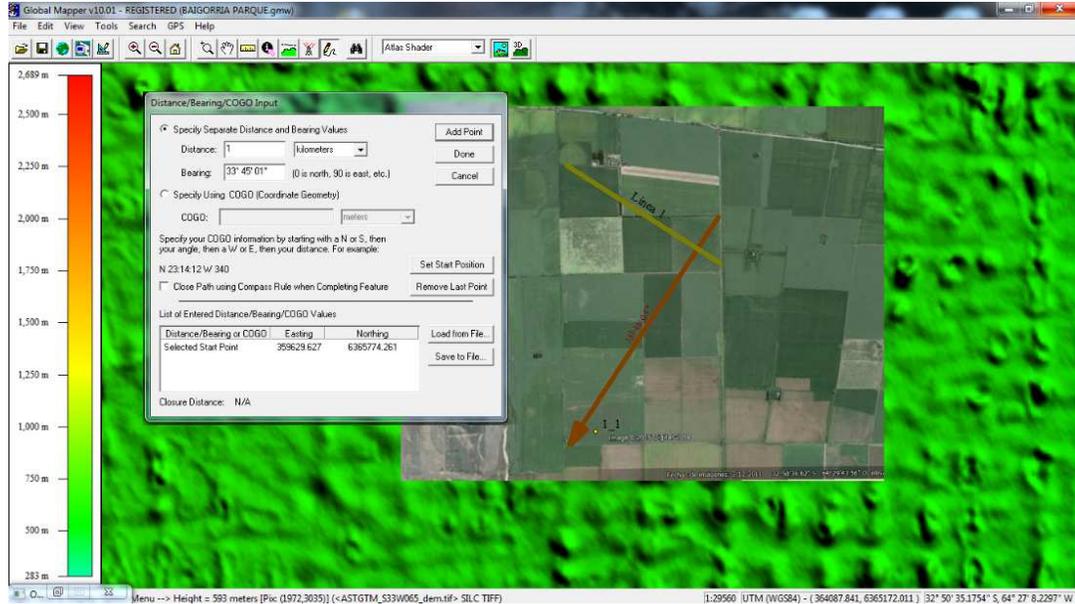


Figura 51 Línea de Referencia para la Ubicación de los Aerogeneradores

- c. Se trazaron las líneas de nivel de la topografía en la zona.

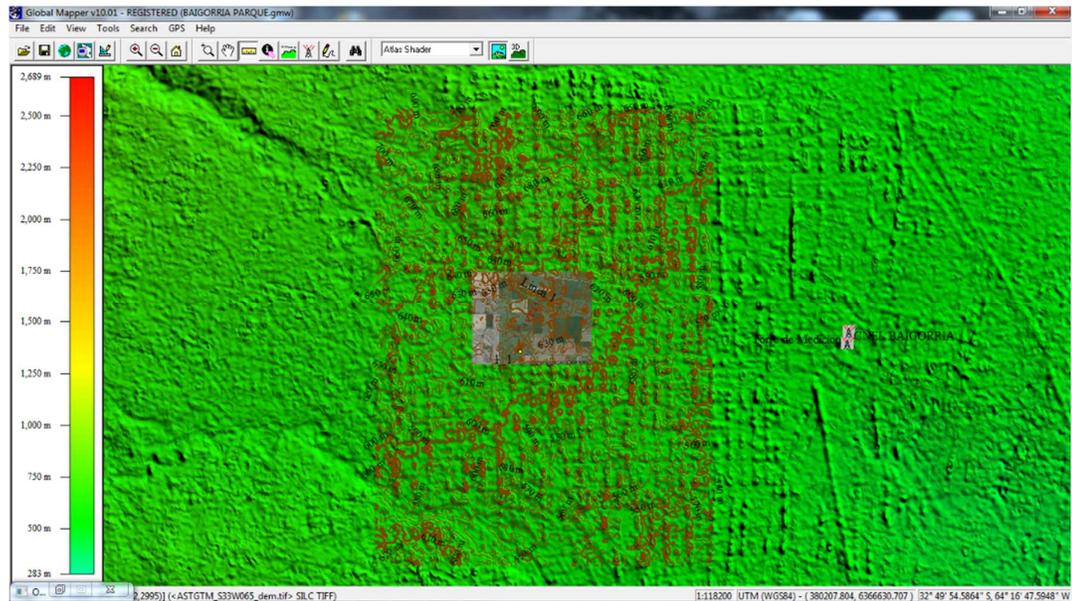


Figura 52 Niveles de Topografía de la Zona

- d. Se exportó esta información a WASP.
- 4. Se exportó el registro de mediciones de viento desde Windographer a WASP

Una vez concluidas estas acciones preparativas se comenzó a trabajar en el entorno WAsP. En el módulo WAsP Map Editor se trabajó sobre la imagen georeferenciada asignando un valor de rugosidad general de acuerdo a las características del emplazamiento y según las disposiciones de la tabla extraída del *Atlas Eólico Europeo*. Luego se determinaron los obstáculos que se constituyen como sectores de diferente rugosidad y se les asignó su valor correspondiente de rugosidad.

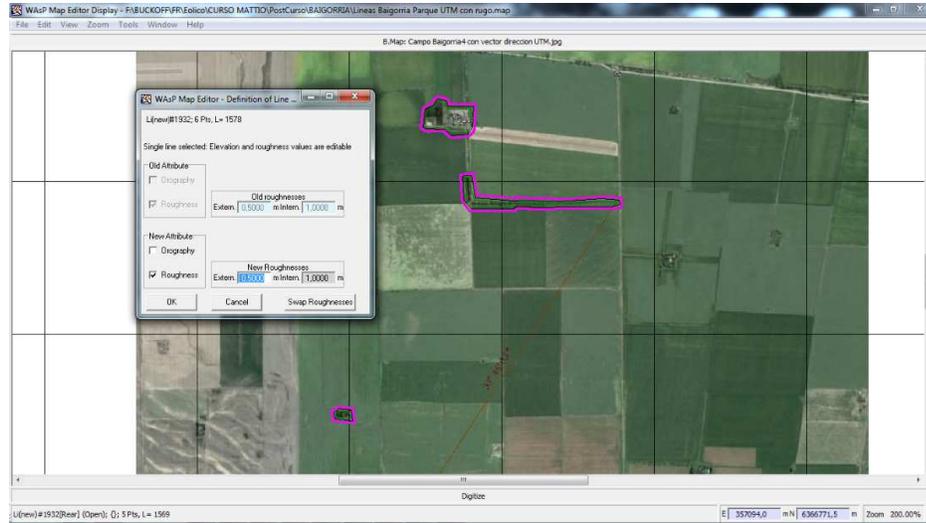


Figura 53 Sectores con Diferente Rugosidad del Terreno

En el módulo principal de WAsP se definió la ubicación de la torre de medición y se le asignó el archivo del registro de mediciones de viento generando un análisis del mismo.

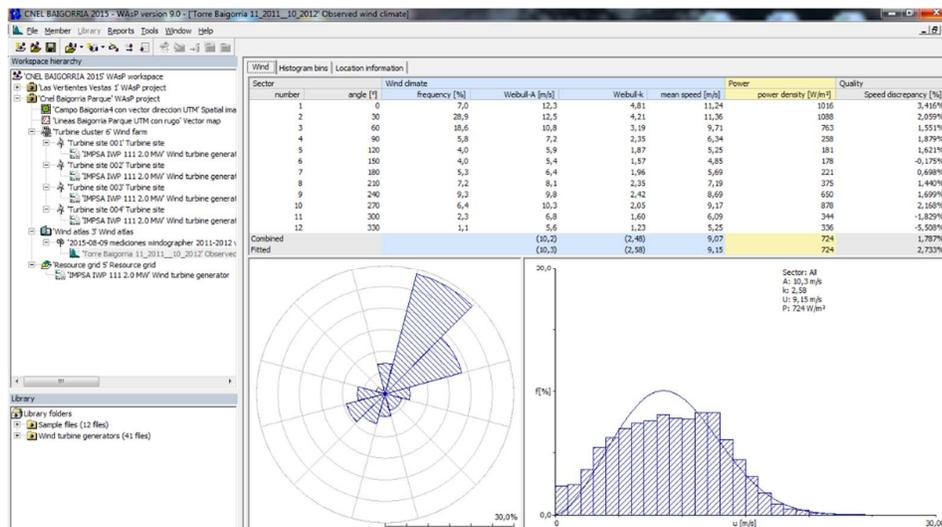


Figura 54 Análisis Generado por WAsP de la Campaña de Medición

Luego se generó el clúster de turbinas y se localizó cada una de ellas sobre la línea trazada perpendicular a la dirección de viento predominante considerando la topografía del terreno para una óptima disposición. Como aclaración cabe mencionar que se respetaron las disposiciones remitidas por la cooperativa respecto de las zonas del terreno restringidas para el uso en este proyecto.

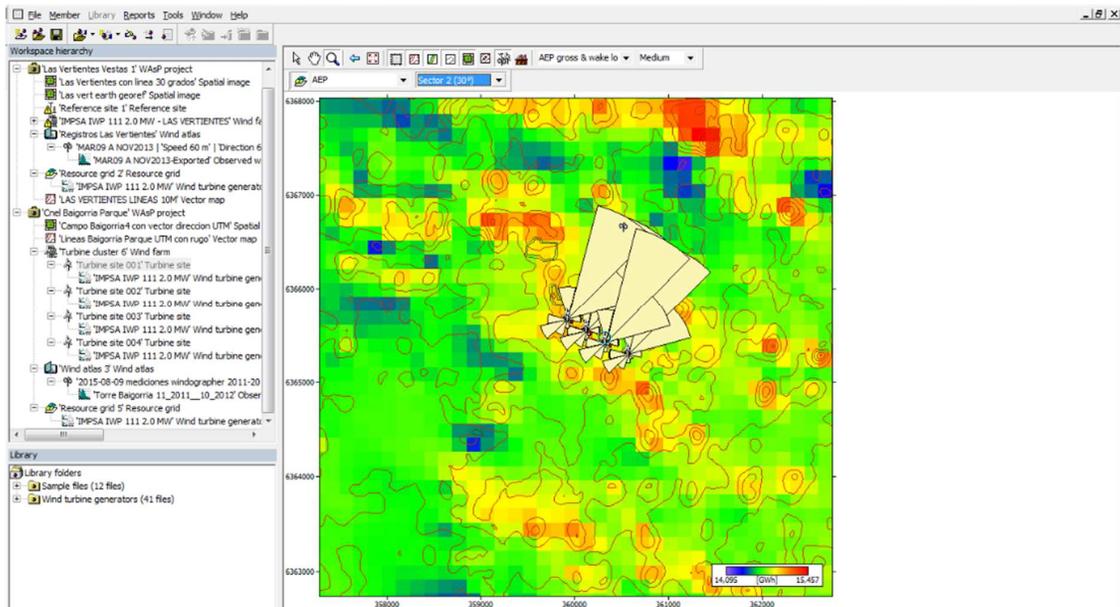


Figura 55 Disposición de Aerogeneradores

Una vez determinada la ubicación geográfica de cada turbina se determinó como propiedades la altura del rotor y el modelo y fabricante de la turbina. Con esta información el programa recurre a la información suministrada por los fabricantes de los aerogeneradores para realizar los cálculos de interés.

Turbina IMPSA IWP100

Parámetros	Total	Promedio	Mínima	Máxima
Energía Neta Generada Anual [GWh]	44,487	11,122	10,948	11,238
Energía Bruta Generada Anual [GWh]	45,157	11,289	11,048	11,407
Perdida por Efecto Estela [%]	1,48	-	-	-

Tabla 12 Resultados de WAsP para Turbina IMPSA IWP-100

Turbina	A.S.N.M. [m]	Ubicación relativa [m]	Energía Bruta Generada Anual [MWh]	Energía Neta Generada Anual [MWh]	Pérdidas por Efecto Estela [%]
Turbina N° 1	655	(360330,7 ; 6365416,0)	11343,137	11151,45	1,69
Turbina N° 2	640	(360573,8 ; 6365300,0)	11048,426	10947,991	0,91
Turbina N° 3	656	(360128,0 ; 6365549,0)	11358,575	11149,967	1,84
Turbina N° 4	659	(359925,4 ; 6365671,0)	11406,841	11238,01	1,48
Parque Eólico	-	-	45156,979	44487,418	1,48

Tabla 13 Resultados de WASP para el Parque Eólico Propuesto con Turbina IMPSA IWP-100

Siemens SWT-2.3-108

5. Parámetros	Total	Promedio	Mínima	Máxima
Energía Neta Generada Anual [GWh]	50,489	12,622	12,417	12,774
Energía Bruta Generada Anual [GWh]	51,361	12,840	12,551	12,982
Perdida por Efecto Estela [%]	1,7	-	-	-

Tabla 14 Resultados de WASP para Turbina Siemens SWT-2.3-108

Turbina	A.S.N.M. [m]	Ubicación relativa [m]	Energía Bruta Generada Anual [MWh]	Energía Neta Generada Anual [MWh]	Pérdidas por Efecto Estela [%]
Turbina N° 1	655	(360330,7 ; 6365416,0)	12904,800	12648,643	1,98
Turbina N° 2	640	(360573,8 ; 6365300,0)	12551,069	12416,851	1,07
Turbina N° 3	656	(360128,0 ; 6365549,0)	12922,753	12649,442	2,11
Turbina N° 4	659	(359925,4 ; 6365671,0)	12982,397	12774,081	1,60
Parque Eólico	-	-	51361,022	50489,016	1,70

Tabla 15 Resultados de WASP para el Parque Eólico Propuesto con Turbina Siemens SWT-2.3-108

Con el análisis realizado en WAsP se obtuvo la distribución de aerogenerador optimar reduciendo las pérdidas por efecto estela. Se debe destacar que el cálculo de energía de generada realizado por WAsP presenta un máximo teórico obtenible en el emplazamiento.

Para un eventual crecimiento del parque se analiza las pérdidas en la generación de energía debidas al efecto estela, al simular una segunda línea de aerogeneradores.

En la imagen, las áreas en rojo representan las pérdidas de efecto estela en la energía generada. La disposición obtenida permite un buen aprovechamiento del terreno (distancia entre las líneas de aerogeneradores de 8 veces el diámetro del rotor), con pérdidas debido al efecto estela menores al 5%.

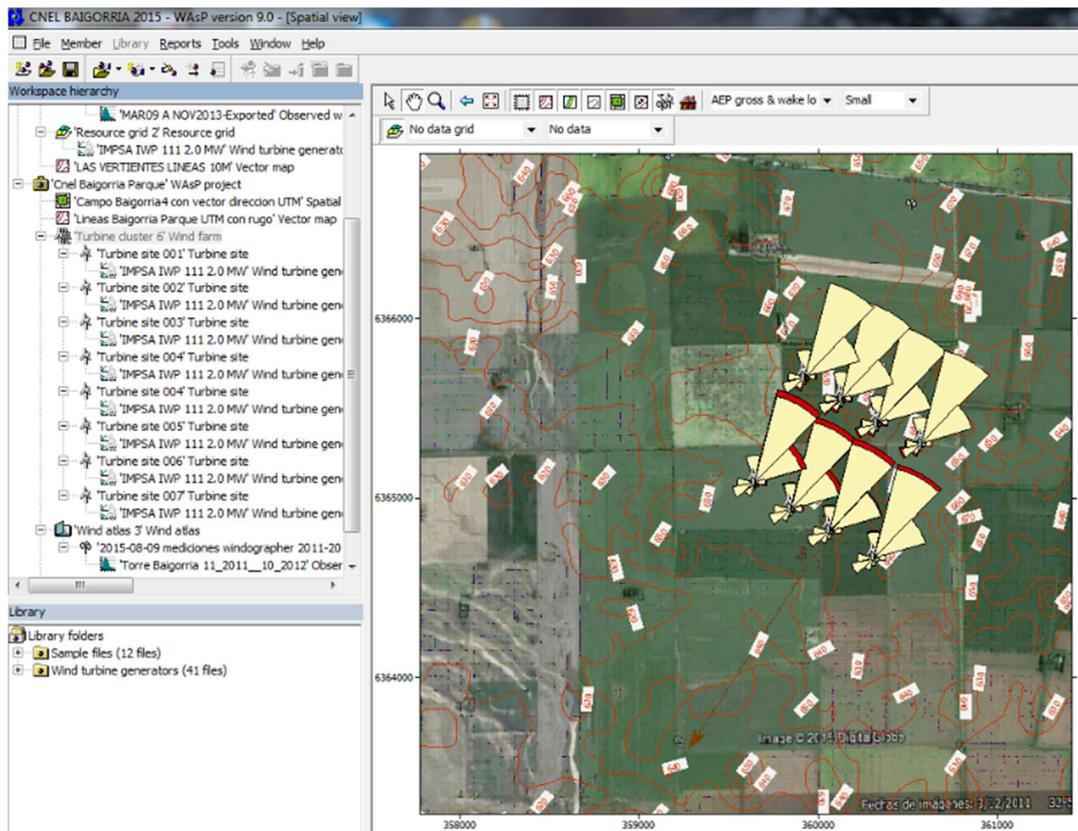


Figura 56 Pérdidas por Efecto Estela para Dos Líneas de Aerogeneradores

4.4 Análisis de Incertidumbre de los Datos Obtenidos

Para el análisis de factibilidad de un parque eólico resulta vital considerar la incertidumbre asociada a la velocidad, ya que estará vinculada directamente al riesgo financiero del proyecto. Resulta necesario determinar la incertidumbre del proyecto y realizar el análisis financiero para el escenario más desfavorable.

Hay varios factores que afectan a la incertidumbre en el proyecto. Entre ellos se encuentra la incertidumbre en la medición del viento, en la estimación de la energía generada, en aspectos legales y contractuales y en la puesta en servicio del generador.

En el aspecto técnico se deben tener en cuenta:

- La incertidumbre en la medición del viento que es uno de los factores que más impactan en el proyecto (Incertidumbre en la calibración de anemómetros, montaje, selección del sitio, mediciones inconsistentes).
- Incertidumbre en el modelo elegido (correlación de datos con otras mediciones, extrapolación vertical, periodo histórico de los datos, superficie disponible por topografía)
- La incertidumbre en la predicción del viento debido a la variabilidad del recurso natural (variabilidad del recurso en un año, variabilidad del recurso en 10 años)
- Otras incertidumbres asociadas.

Incertidumbres asociadas	Valor (%)
Calibración de anemómetros	0,5 - 3,5
Montaje	0,2 - 3
Selección del sitio	0,5 - 5
Mediciones inconsistentes	3
Correlación de datos con otras mediciones	0,3 - 3
Extrapolación vertical	1 - 6,4
Periodo histórico de los datos	1,5 - 6
Superficie disponible por topografía	3 - 6
Variabilidad del recurso en 1 año	4
Variabilidad del recurso en 10 años	6
Incertidumbre global de determinación del recurso	3,6 - 14

**Tabla 16 Incertidumbre Técnicas Asociadas al Recurso Eólico (Reducing
Uncertainty in Wind Project Energy Estimates, 2012)**

La incertidumbre asociada al análisis técnico del proyecto debe considerarse como la combinación de las incertidumbres intervinientes. De acuerdo a la ley de propagación de incertidumbres, la incertidumbre combinada es la raíz cuadrada de la suma de los cuadrados de cada incertidumbre asociada.

$$\mu_{técnico} = \sqrt{\sum_{i=1}^n \mu_i^2}$$

Para el presente proyecto, de acuerdo al relevamiento realizado de la torre de medición y considerando las recomendaciones expuestas para las campañas de medición de datos, se decidió optar por el valor de incerteza por exceso correspondiente a considerar los errores debidos a la incertidumbre de manera conservadora.

$$\mu_{técnico} = 20.62 \% \cong 20 \%$$

4.5 Análisis de los Resultados Obtenidos

A partir de la campaña de mediciones de viento, se determinó que se trata de un viento clase 3. La franja de mayor velocidad del viento y, por esto, de mayor aprovechamiento del recurso eólico está comprendida entre las 18 y 7 horas. Motivo por el cual se decidió dimensionar la potencia del parque para abastecer la demanda media. Se contempló una futura ampliación del parque eólico para 2030 que permita duplicar la potencia nominal del mismo. Es decir que el parque eólico será de una potencia nominal de 8,4 MW y estará previsto para una segunda etapa de 8,4 MW

En base a esto se buscaron los aerogeneradores más convenientes para el emplazamiento. Se seleccionaron diez aerogeneradores tentativos y se optó como modelo de referencia el Aerogenerador IMPSA IWP-100 ya que se trata de un modelo nacional de elevado factor de capacidad para este tipo viento. Se prefirió adoptar un modelo nacional como referencia, ya que los autores del proyecto consideran que en los emprendimientos desarrollados en territorio nacional se debe favorecer la integración de elementos y equipos con un gran porcentaje de incidencia de industria nacional; de tal manera de que se favorezca la creación de trabajo y el desarrollo de la industria nacional.

Como la dirección de vientos predominante es Noreste-Suroeste se decidió que la disposición de los aerogeneradores será Noroeste-Sureste. Se modelizó en WaSP diferentes configuraciones variando la distancia entre aerogeneradores y se analizaron las pérdidas debidas al efecto de debilitamiento del flujo. Del análisis se determinó la mínima distancia entre aerogeneradores que no representa pérdidas significativas en generación de energía. Se puede mencionar que reduciendo la distancia entre los aerogeneradores se disminuye la extensión de la línea eléctrica subterránea de 33 kV que vincula los aerogeneradores y se optimiza el uso del terreno.

Se consultó a los fabricantes el costo de los aerogeneradores adoptados obteniendo nula respuesta de parte de los consultados y se debió recurrir a otras fuentes para la obtención de la información.

Se considera que la hermeticidad y reticencia de las empresas a brindar información sobre sus productos es perjudicial para el desarrollo de la industria de generación con fuentes de energía renovables, y atenta contra el desarrollo de proyectos independientes.

Se determinó el FC, la PAE para los aerogeneradores propuestos y se determinó la incertidumbre asociada al recurso eólico que permitirá afectar tanto al FC como a la PAE considerando el escenario más desfavorable.

A continuación se resumirán los resultados obtenidos para los aerogeneradores de los que se dispone de información suficiente para realizar un adecuado análisis técnico-económico

Turbinas	PAE Teórica (kWh/año)	FC Teórico a 100 m
SWT-2.3-108	10.881.911	54,02
IMPSA IWP-100	9.334.736	53,30

Tabla 17 Factor de Capacidad Teórico a 100 metros

Del análisis de la incertidumbre se obtuvo el factor de demerito asociado a la incertidumbre técnica (k_{μ}) por el cual se deben afectar la PAE y el FC

$$k_{\mu \text{ técnico}} = 1 - \mu_{\text{técnico}} = 1 - 0,2 = 0,8$$

Turbinas	PAE (kWh/año)	FC a 100 m
SWT-2.3-108	8.705.528,8	43,22
IMPSA IWP-100	7.467.788,8	42,64

Tabla 18 Factor de Capacidad a 100 metros

También se analizó para las turbinas elegidas el factor de capacidad a la altura de 85 metros ya que disminuye el costo de montaje del aerogenerador.

Turbinas	PAE Teórica (kWh/año)	FC Teórico a 85 m
SWT-2.3-108	10.229.591	50,8
IMPSA IWP-100	8.761.163	47,6

Tabla 19 Factor de Capacidad Teórico a 85 metros

Del análisis de la incertidumbre se obtuvo el factor de demerito asociado a la incertidumbre técnica (k_{μ}) por el cual se deben afectar la PAE y el FC

$$k_{\mu \text{ técnico}} = 1 - \mu_{\text{técnico}} = 1 - 0,2 = 0,8$$

Turbinas	PAE (kWh/año)	FC a 85 m
SWT-2.3-108	8.705.528,8	40,64
IMPSA IWP-100	7.467.788,8	38,08

Tabla 20 Factor de Capacidad a 85 metros

4.6 Descripción del Parque Eólico y su Conexión a la Red

En este apartado se realizarán las consideraciones necesarias para poder realizar el presupuesto del estudio de factibilidad, que permitirá realizar el estudio financiero.

El parque eólico a construir contempla la instalación de cuatro aerogeneradores de 2.1 MW cada uno, totalizando una potencia nominal de 8.4 MW. También se instalarán las subestaciones compactas correspondientes a pie de torre con transformadores 2,5 MVA - 0,69 kV / 33 kV capaces de evacuar la energía generada. A partir de las simulaciones realizadas se determinó que la distancia mínima entre los aerogeneradores en dirección perpendicular al eje de la dirección de viento predominante es 4 veces el diámetro del aerogenerador (400 m) para disminuir las pérdidas por efecto estela.

Mediante un circuito en 33 kV, al que se conectará cada transformador en guirnalda, se vinculará el parque eólico con dos celdas de una estación transformadora que se constituirá como nexo con el sistema eléctrico. La conexión entre el parque eólico y la estación transformadora conformará un anillo de tal manera de garantizar la continuidad del servicio ante cualquier contingencia. La conexión en guirnalda permitirá una mayor flexibilidad en la operación del parque y ventajas para la localización de fallas.

También se deberá contemplar la vinculación mediante fibra óptica para la tele gestión del parque eólico. Las conexiones se realizarán mediante tendido subterráneo de los conductores.

La estación transformadora 132/33 kV será de disposición doble barra intemperie, debiéndose construir dos campos de salida de línea, un campo de transformador 132/33 kV-1x15 MVA y un campo de conjuntor como mínimo según referencias obtenidas de EPEC. A su vez se deberá dejar prevista la construcción de otro campo de transformador ante un eventual crecimiento del parque eólico en una segunda etapa, y de la demanda de la región.

El equipamiento de 33 kV de la estación estará constituido principalmente por la batería de celdas, que contemplará: una celda de transformador, dos celdas de generador para el anillado de los generadores con su correspondiente punto de medición SMEC, dos celdas de distribuidor, una celda de servicios auxiliares y una celda de banco de capacitores. En la obra civil se deberá prever una futura ampliación de la batería de celdas. A la barra de 33 kV se deberá conectar un banco de capacitores de tal manera de lograr un factor de potencia adecuado para el emprendimiento.

También se deberá construir una sala de comandos donde se instalarán los tableros de cada uno de los campos y se instalará el equipamiento necesario para poder comandar la estación de manera no atendida (tele operación).

Por otro lado, se deberá construir el vínculo entre la estación transformadora y la red de transporte de la Provincia de Córdoba. Se contempla la construcción de 10 km de línea aérea doble terna y correspondiente apertura de línea. Todos los vínculos de comunicaciones se realizarán por medio de fibra óptica.

El equipamiento descrito deberá ser completo según plano unifilar, planta y corte adjuntos, deberán ser realizadas conforme a las normas vigentes y a las disposiciones reglamentarias a las que estará sujeta y supeditada a las disposiciones de las entidades gubernamentales.

Adosada a la sala de comando de la ET se construirá la sala de control del parque que centralizará el monitoreo y control de los generadores.

4.6.1. Principio de Operación del Conversor de Frecuencia del Aerogenerador

En el catálogo del aerogenerador IMPSA IWP-100 se describe el principio de operación del convertidor de frecuencia utilizado por el fabricante en sus equipos:

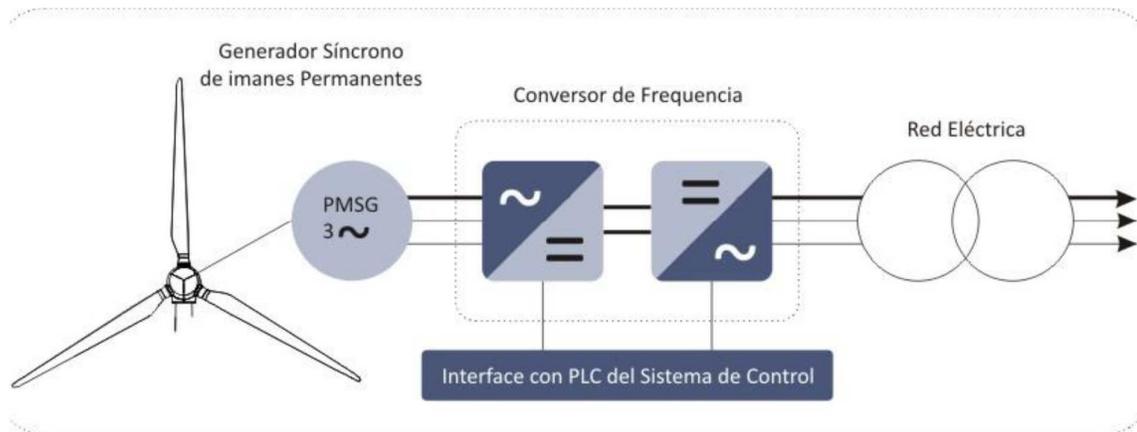


Figura 57 Principio de Operación del Conversor de Frecuencia

El sistema de potencia del aerogenerador IMPSA IWP-100 está formado por un generador síncrono de imanes permanentes conectado a un convertidor de frecuencia. A su vez, este convertidor se conecta con el transformador de salida de la unidad 0,69 / 33 kV para poder evacuar la energía generada al sistema eléctrico.

Al tratarse de un generador de imanes permanentes, la tensión y frecuencia en bornes del generador dependen de la velocidad de rotación de la turbina. Por tal motivo, resulta imposible conectar este tipo de generador directamente a una red eléctrica que posee amplitud y frecuencia fija (50 Hz en la República Argentina)

Para superar este inconveniente se utiliza un conversor de frecuencia que permite obtener a la salida una onda de tensión deseada. En primer lugar, la tensión a bornes del generador es rectificadora por el conversor de frecuencia creando un bus de corriente continua de valor fijo. El lado red del conversor es un inversor que convierte la tensión continua del bus a una tensión alterna trifásica y sincronizada con la red, con la finalidad de inyectar a la misma potencia activa proveniente del generador y absorber o inyectar potencia reactiva desde el bus. Por lo tanto, gracias a la utilización del conversor de frecuencia, es posible realizar la transferencia de energía eléctrica a velocidad de rotación variable.

El convertidor de frecuencia tiene la característica de ser de cuatro cuadrantes, lo que permite dirigir el flujo de energía a conveniencia: usando la máquina como motor o generador, en cualquier sentido de giro y en un determinado rango de velocidad.

En función de los requerimientos en el punto de conexión definidos por directivas externas, con el conversor de frecuencia se puede lograr:

- Potencia reactiva constante: su valor dependerá de los resultados del estudio de flujo de carga del parque eólico completo.
- Factor de Potencia constante: cuando la relación de potencia instalada del parque y la potencia de corto circuito en el nodo es muy baja, la maquina podrá operar manteniendo un factor de potencia constante fijado por el operador.
- Tensión en el punto de conexión: cada aerogenerador controla automáticamente la tensión en bornes de media tensión, hasta alcanzar los límites de potencia reactiva que el conversor puede entregar.

4.7 Efectos que Produce la Conexión de Generación Eólica en la Red – Penetración

El Anexo 40 de los Procedimientos Técnicos de CAMESA establece los requerimientos para el acceso de generación eólica. El grado de perturbación del funcionamiento del sistema depende de la relación entre la potencia del parque eólico y la potencia de cortocircuito del sistema eléctrico en el punto de conexión (rigidez del sistema eléctrico).

El Anexo 40 define 2 tipos de parques. Los parques Tipo A son aquellos en que la relación entre la potencia instalada y la potencia de cortocircuito del punto de conexión a la red tiene un mayor valor. Mientras que para los parques tipo B la relación es de un nivel menor.

Para cada tipo de parque se establecen requerimientos de control de tensión determinados y se debe verificar que las variaciones de tensión en las barras del sistema debidas a fluctuaciones frecuentes de potencia dentro de la hora, no superen el 3% en caso de 33kV. Este requisito fija un límite de penetración para un punto de la red determinado. En caso de que no se satisfaga deberá instalarse un equipo adicional de control de tensión.

Un parque eólico que se conecte a la red debe poder cumplir con este requisito ante las variaciones esperables del viento. En la normativa técnica vigente en el SADI que se aplica a parques eólicos, las variaciones de la velocidad media del viento se clasifican como:

- Rápidas: Asociadas a turbulencias y variaciones dentro de lapsos inferiores a 10 minutos.
- Frecuentes: Variaciones que se producen dentro de una hora, cuya amplitud máxima sólo es superada el 5% de las horas del año
- Extremas: Asociadas a frentes de tormentas.

Las variaciones rápidas de la velocidad media del viento pueden alterar la potencia de cada Aerogenerador. Las variaciones frecuentes de la velocidad media pueden provocar desvíos de la potencia generada de una amplitud del 40% en todos los parques eólicos ubicados dentro de un radio de 50 km aproximadamente, sin importar el tipo de aerogeneradores de cada parque eólico.

Tanto las variaciones rápidas como las frecuentes pueden ocasionar variaciones de flujos de potencia activa y reactiva por las líneas de transmisión y desvíos de la tensión del nodo al cual se conectará el Parque Eólico. Por tratarse de un evento frecuente, para controlar o

limitar las fluctuaciones de tensión ocasionadas por el parque eólico, se deberá evitar operar elementos discretos del sistema de transmisión como taps de transformadores. Para esto, los parques eólicos deberán contar con adecuados controles automáticos de tensión o la zona deberá disponer de suficientes fuentes de compensación automática de potencia reactiva.

Las máximas variaciones de tensión admitidas por la normativa imponen un límite para la inyección de potencia eólica en un nodo particular.

Para los parques Tipo A, a efectos de preservar un adecuado nivel de calidad del servicio, el ANEXO 40 establece que las variaciones de generación eólica rápidas y las variaciones frecuentes, para la condición operativa más desfavorable de la red no deben producir desvíos de tensión (ΔV) mayores que:

- $\pm 1\%$ MAT ($132 \text{ kV} < V \leq 500 \text{ kV}$)
- $\pm 2\%$ AT ($35 \text{ kV} < V \leq 132 \text{ kV}$)
- $\pm 3\%$ MT ($V < 35 \text{ kV}$)

En el paper “*Análisis de Penetración de Energía Eólica en una red aérea de 33kV según lineamientos del Anexo 40 de Los Procedimientos*” (Lieder, Jurado y Estévez, 2014) se realizó la modelización de un parque eólico incorporado al extremo de una línea de 33 kV de 72 km de longitud y una potencia de cortocircuito de 1000 MVA en la barra de 132 kV de la estación transformadora de 132/33 kV. Suponiendo que con la tensión nominal en barras de 33kV de la ET para la potencia nominal del parque eólico. En la simulación a potencia reducida (60% de la potencia máxima), el TAP del transformador AT/MT se dejó fijo. Se fijó que la demanda aproximada en la red era de 10 MW y se obtuvo que la potencia máxima a instalar será de 13 MW.

Para el presente proyecto se plantea la necesidad de realizar una simulación similar a la anterior; con una extensión de línea entre Coronel Baigorria y ET ELENA de 35 km aproximadamente, una potencia del parque eólico de 8,4 MW y una etapa futura de 8,4 MW totalizando 16,8 MW. La potencia de cortocircuito informada en ET ELENA es de 1170 MVA en la barra de 132 kV. La demanda promedio actual de las Cooperativas ACERO es 8 MW. A partir de esta simulación, se podrá determinar si es factible la conexión del parque a la línea de 33 kV directamente. En caso de que el modelo resulte similar al realizado por los autores del paper citado, la potencia de la primer etapa del parque eólico será menor que la necesaria para producir una variación de tensión mayor a la admitida por la normativa. Sin embargo, al

incorporarse una segunda etapa del parque eólico de igual potencia que la primera, se debe tener mayor cuidado en no superar el límite impuesto para la inyección de potencia eólica. Para este caso nuevamente es necesario realizar la simulación correspondiente y verificar que se cumplan los procedimientos técnicos de CAMMESA. Debido a la extensión asociada a un estudio de penetración completo que analice todas las variables involucradas, se dejan los elementos para que sea realizado en un trabajo futuro. En el presente trabajo se recurre a una solución de compromiso para poder encarar el estudio financiero. Se decidió conectar el parque eólico a la barra de 33 kV de una estación transformadora a construir de 132/33 kV – 1x15MVA que se vinculará al sistema interconectado de EPEC. Esto permite suponer una mayor corriente de cortocircuito en la barra de 33 kV, y una menor impedancia debido a la menor longitud del conductor que vinculará el parque eólico con la barra de 33 kV de la estación transformadora. Si bien es recomendable realizar la simulación correspondiente para establecer la potencia máxima que se podrá inyectar a la red cuidando el grado de perturbación del sistema, a los fines de la ejecución del trabajo se acepta que es factible técnicamente la conexión del parque eólico, con sus dos etapas, a la barra de 33 kV de la estación transformadora.

5. Impacto Ambiental

Toda obra de ingeniería realizada por el hombre genera un impacto ambiental en el medio en que se desarrolla. Se debe analizar el impacto ambiental asociado a una central de generación de energía eólica. Para abordar un análisis completo de la materia, debe considerarse el impacto positivo que surge de comparar el parque eólico con otros métodos de obtención de energía eléctrica; y el impacto ambiental negativo inherente al hecho de transformar el medio.

5.1 Aspectos ambientales positivos

Entre los aspectos ambientales positivos se encuentra:

- Reducción de Emisiones: Uno de los mayores beneficios que provee la energía eólica es disminuir las emisiones a la atmósfera a través del remplazo de generación de fuentes convencionales (fósiles), evitando la emisión de gases efecto invernadero.

Fuentes	ton-CO₂/MWh
Carbón Mineral (Pulverizado)	0,90
Fuel Oil (Turbo Vapor)	0,66
Diésel (Ciclo Combinado)	0,41
Gas Natural (Ciclo Combinado)	0,34
Eólico	0,01

Tabla 21 Emisión de Dióxido de Carbono por Fuente de Energía

Comparando las emisiones de las distintas fuentes de energía se observa que las emisiones de dióxido de carbono por unidad de energía generada en un parque eólico es sustancialmente menor a las emisiones asociadas a las centrales convencionales. Las emisiones asociadas al parque eólico se producen durante la fabricación, transporte, montaje, operación y desmantelamiento del equipamiento. La fase de fabricación del equipamiento concentra aproximadamente el 90% de estas emisiones.

El correspondiente valor de las toneladas de CO₂/MWh emitidas se calculó con los datos de una turbina estándar del mercado europeo (turbina Vestas V80 2MW).

- Protección al medio ambiente: se considera que el recurso eólico es un recurso gratuito, abundante e inagotable. La energía que se obtiene con el aprovechamiento del recurso eólico es energía limpia y no contaminante.
- A diferencia de otro tipo de centrales de generación, no requiere para su funcionamiento de recursos provenientes de la minería. Se evitan grandes movimientos de terreno, arrastre de sedimentos, alteración de cauces de agua, contaminación por partículas y acumulación de residuos radiactivos.
- Otros aspectos ambientales negativos asociados a las centrales del tipo convencional son la contaminación del aire en las refinerías, explosiones de gas y agentes químicos muy agresivos.

5.2 Aspectos Ambientales Negativos

- Un problema recurrente asociado a las turbinas eólicas es el nivel de ruido proveniente del paso del viento a través de las aspas del aerogenerador. Actualmente, dentro de las consideraciones de diseño, se contempla que las turbinas generen un impacto sonoro menor sobre el medio, reduciendo el nivel de ruido a límites aceptables impuestos por las normativas.
- Al elegir el emplazamiento del parque se debe evitar ubicarlo en zonas cercanas a las rutas migratorias de aves. El funcionamiento de las turbinas puede aumentar la mortalidad, el stress y la desorientación en las aves.
- Debe considerarse el efecto "shadow flicker" o sombra oscilante producido por el paso de luz solar entre las aspas en movimiento. Los fabricantes de aerogeneradores pueden corregir este efecto, adaptando su diseño para disminuir la velocidad de rotación de las aspas.
- Los aerogeneradores pueden ocasionar interferencias electromagnéticas debido a la reflexión de señales en las palas del rotor. Las palas modernas de plástico reforzado con fibra de vidrio son parcialmente transparentes a las ondas electromagnéticas presentando una menor perturbación en las señales.
- La construcción del parque eólico puede causar efectos sobre los ecosistemas terrestres, tales como la alteración del suelo y disturbios hidrológicos. La escala de esos efectos depende del tipo de ecosistema, drenajes, técnicas de construcción y medidas adoptadas para la restauración. La importancia de la

pérdida de vegetación asociada con un proyecto eólico depende del tamaño del área afectada y de las características de la flora autóctona.

- Deben tomarse las precauciones necesarias para la conservación del suelo y el control de la erosión que puede ocasionar un proyecto eólico. La erosión inducida por el viento puede crear partículas finas en el aire las cuales pueden ser adversas a la salud humana y reducir la visibilidad.
- Si bien se considera que los parques eólicos tienen un factor de aprovechamiento del terreno bajo, siendo necesario grandes superficies para su instalación, se debe aclarar que menos del 5% de la superficie del parque es realmente ocupada por las turbinas, caminos de acceso y otros equipos; pudiendo utilizarse el resto del terreno para actividades agrícolas.

6. Estudio Financiero

6.1 Presupuesto

En el estudio de mercado se determinó la demanda que abastecerá, y se determinó la potencia de generación del proyecto. Para analizar la capacidad de generación del emplazamiento se realizó una campaña de medición y se estudió el factor de capacidad para los aerogeneradores propuestos. Luego se propuso un layout del parque y se simuló en software para optimizar el rendimiento de la generación considerando el efecto estela y las incertidumbres técnicas asociadas.

Se consiguió un precio de referencia de la turbina Siemens SWT 2,3 – 108 similar al precio de la turbina IMPSA IWP-100 en u\$/kW si no se consideran los gastos de traslado e importación, por lo que el precio de ésta turbina será mayor si se incluyen gastos asociados al seguro y flete, derechos aduaneros y trámites especiales en el lugar de destino. En el marco de un proyecto que promueva la industria nacional se decidió presentar el análisis financiero utilizando la turbina IMPSA IWP-100.

Con estas definiciones se realizó el presupuesto tentativo basándose en precios de mercado informados por diferentes proveedores y en precios de obras similares.

ESTIMACIÓN OBRA: PARQUE COOPERATIVAS ACERO 4 x IWP-100 E.T. 132/33 KV 15 MVA - LMT 33 KV - LAT 132 KV		
Ítem	Descripción	Precio Total [u\$]
1	Línea Aérea Doble Terna 132 kV (10km) y Apertura de Línea	2.809.840,00
2	Estación Transformadora	4.526.120,00
3	Línea Anillada Subterránea 33 kV y Triducto con Fibra Óptica	593.900,00
4	Provisión y Montaje de Aerogeneradores con Sistemas Asociados	10.111.900,00
TOTAL sin IVA		18.041.760,00

Tabla 22 Presupuesto Tentativo

Este presupuesto contempla la inversión inicial necesaria para la puesta en marcha del complejo de generación. El valor de la inversión inicial es necesario para elaborar el flujo de fondos que permitirá realizar con el uso de herramientas financieras la evaluación económica del proyecto.

6.2 Flujo de Fondos

Se definen los ingresos y egresos para elaborar el flujo de caja. Los ingresos corresponden a la venta de energía y a la venta de bonos de carbono mientras que en los egresos se incluye la inversión inicial requerida, el gasto de monitoreo de los bonos de carbono y los gastos de operación y mantenimiento.

Se define la vida útil de proyecto en 20 años para la elaboración del flujo de fondos.

6.2.1. Programas de Financiamiento y Estímulos

Bonos de Carbono

Los bonos de carbono representan un ingreso adicional en proyectos de energía renovables. La cotización de los bonos de carbono en el mercado internacional asciende a 7 u\$s por tonelada de CO₂ no emitida.

A partir del margen de operación informado por la Secretaria de Energía de la Nación se puede determinar el ahorro de toneladas de CO₂ para este proyecto al multiplicarlo por la producción anual de energía (PAE).

$$t \text{ CO}_2 = M_{op} \cdot PAE$$

Para el parque eólico planteado por 4 aerogeneradores IMPSA-IWP 100 se obtiene:

$$t \text{ CO}_2 = 0,535 \cdot 27.961 = 14.960 \text{ toneladas/año}$$

$$\text{Ingreso por bonos de carbono} = 7 \cdot 14.960 = 104.717 \text{ u}\$/\text{año}$$

Se debe considerar los costos de gestión, certificación, monitoreo y transacciones que ascienden a u\$s 200.000 en proyectos de pequeña escala. Estos costos se los distribuirá de la siguiente manera: Un desembolso inicial de u\$s 50.000 debido a gastos de gestión y certificación, y desembolsos de u\$s 7.500 por año a lo largo de la vida útil del proyecto (20 años) debidos a los gastos de monitoreo y transacciones.

Exención de Impuestos

En la Ley Nacional 27.191 se estipulan beneficios impositivos que, según una publicación de la Editorial ERREPAR son:

- Los beneficios impositivos de amortización acelerada en el impuesto a las ganancias y la devolución anticipada del IVA correspondientes a los bienes u obras de

infraestructura incluidos en el proyecto de inversión podrán ser usufructuados en forma simultánea.

- Los beneficios impositivos podrán ser usufructuados a partir de la aprobación del proyecto por parte de la Autoridad de Aplicación, siempre que el proyecto tenga principio efectivo de ejecución antes del 31/12/2017.
- Con relación a las amortizaciones en el impuesto a las ganancias, se establece la posibilidad de realizarlas conforme lo dispone la ley del impuesto a las ganancias, o en forma optativa de acuerdo a un régimen creado al efecto por la presente norma;
- Para los beneficiarios del presente régimen se extiende a 10 años el período de compensación de quebrantos -art. 19, ley del impuesto a las ganancias-.
- Los bienes afectados al presente régimen no integrarán la base imponible del impuesto a la ganancia mínima presunta desde el principio efectivo de ejecución de las obras hasta el octavo ejercicio inclusive desde la fecha de puesta en marcha del proyecto respectivo.
- Los dividendos o utilidades distribuidos por titulares de proyectos de inversión beneficiados por el régimen no quedarán alcanzados por el impuesto del 10% -art. 90, último párr., de la ley del impuesto a las ganancias- cuando sean reinvertidos en nuevos proyectos de infraestructura en el país.
- Los beneficiarios que en sus proyectos de inversión acrediten un determinado porcentaje de integración de componentes nacionales en sus instalaciones recibirán como beneficio adicional un certificado fiscal para ser aplicado al pago de impuestos nacionales.

Capital Inicial

Es posible recurrir a financiamiento que permita obtener el capital necesario para realizar la inversión que permita la construcción del parque.

Existen diferentes programas de financiación de entidades internacionales como el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) u organismos nacionales como el Banco de Inversión y Comercio Exterior (BICE).

La tasa de interés otorgada por el BICE para proyectos de energía renovable es de 10 % (agosto de 2015). Para los cálculos financieros se utilizará esta tasa como referencia. Esta línea de préstamos otorga un periodo de gracia de hasta un año y un plazo máximo del crédito de 10 años.

6.2.2. Ingresos y Gastos Estimados

Precio de Contrato \$/MWh

Para determinar a este precio se investigó los últimos contratos realizados en el mercado a término y los subsidios nacionales para la generación eólica dispuesta por el Estado Nacional. Para octubre de 2015 este precio asciende a 105 u\$s/MWh.

Gastos Operativos y de Mantenimiento

Se considera el gasto de operación y mantenimiento en periodos anuales un valor aceptado en la industria eólica de 15 u\$s/MWh generado.

6.3 Análisis Financiero: Criterios para aceptar el proyecto

Para determinar la viabilidad financiera del proyecto se utilizan diferentes herramientas. Dos herramientas usadas para evaluar proyectos de inversión son el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR).

6.3.1. Valor Actual Neto

El VAN plantea que un proyecto debe aceptarse si el valor actual neto es igual o superior a cero. Se define como VAN a la diferencia entre todos los ingresos y egresos expresado en moneda actual. Se puede expresar la formulación matemática como:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{Y_t - E_t}{(1+r)^t} - I_0$$
$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{BN_t}{(1+r)^t} - I_0$$

Donde

- *VAN es el valor actual neto*
- *n es la vida útil del proyecto en años*
- *Y_t representa el flujo de ingresos del proyecto*
- *E_t representa el flujo de egresos del proyecto*
- *r es la tasa de descuento*
- *I_0 es la inversión inicial del proyecto*
- *BN_t representa el beneficio neto del flujo de fondos en el período*

6.3.2. Tasa Interna de Retorno

La TIR evalúa el proyecto en función de una tasa de rendimiento constante durante el periodo considerado, con lo cual la totalidad de los beneficios actualizados son exactamente iguales a los desembolsos expresados en moneda actual. La TIR es la tasa de descuento con la que el VAN es igual a cero.

$$\sum_{t=1}^n \frac{Y_t - E_t}{(1+TIR)^t} - I_0 = 0$$

La TIR se compara con una tasa de descuento esperada. Según el criterio clásico de la TIR, el proyecto debe aceptarse si la TIR es igual o mayor a la tasa de descuento esperada y debe rechazarse cuando la TIR es menor a la tasa de descuento esperada.

6.3.3. Resultados Financieros

Se realizó el flujo de fondos en Excel identificando los ingresos y egresos del proyecto. Se calculó la VAN y la TIR del proyecto considerando la inversión inicial sin financiamiento externo y una tasa de descuento del 10 % que representa el costo de oportunidad del capital.

Criterio	Resultado
VAN	u\$s 4.135.500
TIR	13,54%

Tabla 23 VAN y TIR para Escenario 1

Considerando el criterio del valor actual neto, el proyecto debe aceptarse:

$$VAN_{proyecto} \geq 0$$

El criterio financiero clásico para evaluar la tasa interna de retorno es compararla con la tasa de descuento, si la tasa interna de retorno es mayor a la tasa de descuento entonces el proyecto debe aceptarse.

$$TIR_{proyecto} > \text{Tasa de Descuento Esperada} \rightarrow TIR > 10 \%$$

Sin embargo, existen criterios más exigentes utilizados para evaluar proyectos que se desarrollan en contextos financieros con mayor riesgo asociado.

Se denomina TIR_{neta} a la diferencia entre la tasa interna de retorno y el costo de oportunidad del capital (renta que se daría si se invirtiera en el mercado de capitales). En una inversión de riesgo con una componente importante de imprevisibilidad jurídica, es usual que se solicite a los proyectos de inversión, una TIR sensiblemente superior a la tasa de descuento obtenida en el mercado de capitales. Aproximadamente para generación de energía se requiere una $TIR_{neta\ solicitada} \geq 5 \%$.

Análisis de Escenarios

Como acción complementaria se evaluaron distintos escenarios:

- Con financiamiento externo, utilizando como variable el porcentaje de financiamiento de la inversión inicial.

- Con subsidio a la inversión, utilizando como variable el porcentaje de subsidio sobre la inversión inicial.
- Con diferentes precios de contrato para la venta de la energía eléctrica.
- Con diferentes períodos de amortización de la inversión inicial – vida útil del proyecto.

Escenario 2: Con Financiamiento Externo

Se fijó como tasa de interés el 10 % en dólares que es la informada por el BICE para proyectos de inversión en energías renovables. Se utilizó el sistema de cuota constante denominado Sistema Francés, para realizar el flujo financiero de la deuda considerando un período de amortización de la deuda de diez años.

Del análisis de los resultados se obtuvo que el valor presente neto de la inversión permanece constante e igual al VAN calculado para el proyecto sin financiamiento, ya que para el análisis se consideraron iguales la tasa de descuento esperada y la tasa de financiamiento.

$$VAN_{proyecto} = \text{u}\$s 4.135.500$$

La tasa interna de retorno varía en función del porcentaje de financiamiento. Se observa que la TIR aumenta si el porcentaje de financiamiento de la inversión inicial es mayor. La siguiente tabla muestra la sensibilidad de la TIR respecto al financiamiento.

Porcentaje de Financiamiento de la Inversión Inicial	TIR	TIR Neta
0%	13,54%	3,54%
10%	13,79%	3,79%
20%	14,08%	4,08%
30%	14,42%	4,42%
40%	14,83%	4,83%
50%	15,34%	5,34%
60%	15,98%	5,98%
70%	16,85%	6,85%
80%	18,10%	8,10%
90%	20,15%	10,15%
100%	25,02%	15,02%

Tabla 24 Sensibilidad de la TIR Respecto al Financiamiento

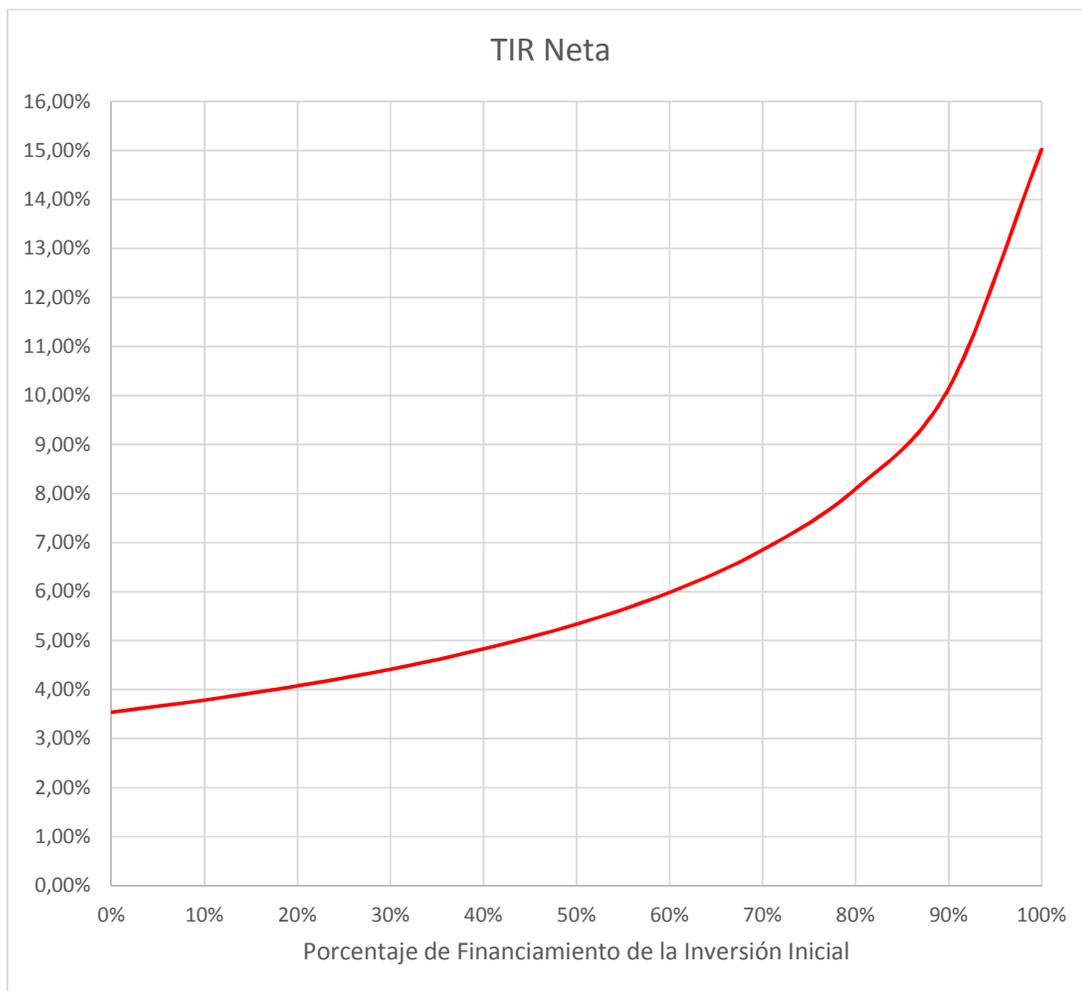


Figura 58 Sensibilidad de la TIR Respecto al Financiamiento

De acuerdo a los relevamientos realizados en el mercado, los financiamientos de proyectos privados de inversión no superan en el 60 % del costo del proyecto.

Al considerar que es un proyecto con un relativo riesgo ($TIR_{neta \text{ de proyecto}} > 5\%$), el criterio de la TIR_{neta} se satisface para un financiamiento de aproximadamente del 45% de la inversión inicial.

Escenario 3: Con Subsidio a la Inversión Inicial

Debido a la tendencia de los Estados y las entidades relacionadas a la materia a otorgar subsidios para impulsar los proyectos de inversión que promuevan un desarrollo sustentable, es interesante analizar la influencia que tendría un subsidio a la inversión inicial sobre los resultados obtenidos mediante las herramientas de análisis financiero. En la siguiente tabla se muestra la sensibilidad del proyecto con respecto al subsidio (sin devolución).

Porcentaje de Subsidio a la Inversión Inicial	VAN u\$s	TIR	TIR Neta
0%	4.135.513,01	14%	4%
5%	4.957.864,93	14%	4%
10%	5.780.216,85	15%	5%
15%	6.602.568,77	16%	6%
20%	7.424.920,69	18%	8%
25%	8.247.272,61	19%	9%
30%	9.069.624,53	20%	10%
35%	9.891.976,45	22%	12%
40%	10.714.328,37	24%	14%
45%	11.536.680,29	26%	16%
50%	12.359.032,21	29%	19%
55%	13.181.384,13	33%	23%
60%	14.003.736,04	37%	27%
65%	14.826.087,96	42%	32%
70%	15.648.439,88	49%	39%
75%	16.470.791,80	59%	49%

Tabla 25 Sensibilidad del Proyecto con Respecto al Subsidio

A medida que aumenta el porcentaje de subsidio a la inversión inicial, el valor actual neto del proyecto aumenta, a diferencia de lo que ocurre cuando el proyecto se financia mediante crédito.

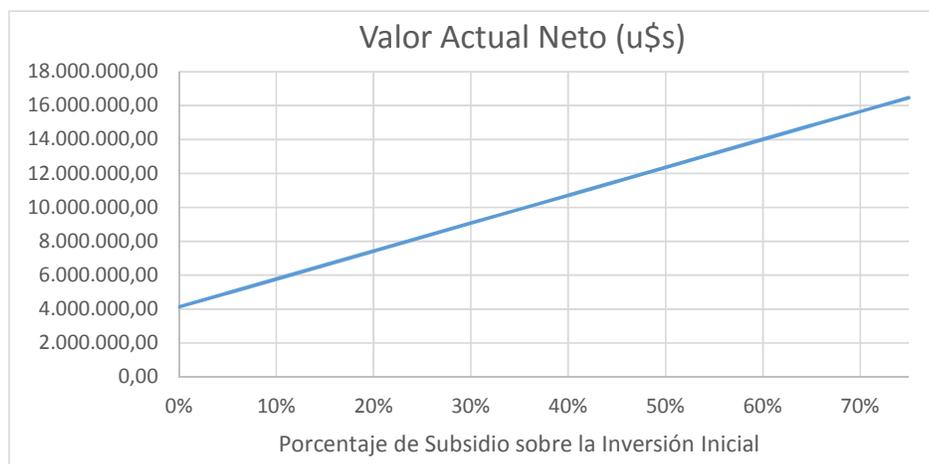


Figura 59 Sensibilidad del VAN del Proyecto con Respecto al Subsidio

Como es de suponerse, la tasa interna de retorno aumenta a medida que se incrementa el porcentaje de subsidio sobre el capital inicial.

Se observa que con un subsidio a la inversión inicial de aproximadamente 7 %, se obtiene una $TIR_{neta\ del\ proyecto}$ igual a la $TIR_{neta\ solicitada}$ (>5 %).



Figura 60 Sensibilidad de la TIR del Proyecto con Respecto al Subsidio

Comparando los resultados obtenidos, se observa que un subsidio sobre la inversión inicial tiene mayor incidencia sobre los indicadores financieros que un crédito de financiamiento.

Escenario 4: Con Diferentes Precios de Contrato

Es interesante analizar el comportamiento de los indicadores financieros cuando se modifica el precio logrado de la energía eléctrica en el contrato. En la Ley Nacional 27.191, se estipula un precio de contrato máximo de u\$s 113, sin embargo en el mercado se logran precios de contrato menores. Si se analiza la evolución del precio de los contratos de energía eólica en el mercado eléctrico en países limítrofes, se observa que el precio de los contratos descendió a medida que creció la oferta de este tipo de energía. Es esperable que el mercado argentino

evolucione de la misma manera, por lo tanto es importante determinar el precio de contrato con el cual el VAN y la TIR_{neta} son nulos, lo que significa que el proyecto no es atractivo financieramente. En la siguiente tabla se muestra la sensibilidad del proyecto con respecto al precio del contrato.

Precio del Contrato u\$/MWh	VAN u\$	TIR	TIR Neta
70	-3.438.983,00	6,80%	-3,42%
75	-2.356.912,00	7,84%	-2,16%
80	-1.274.841,00	8,85%	-1,15%
85	-192.770,00	9,83%	-0,17%
90	889.300,00	10,78%	0,78%
95	1.971.371,00	11,72%	1,72%
100	3.053.442,00	12,64%	2,64%
105	4.135.513,00	13,54%	3,54%
110	5.217.584,00	14,43%	4,43%

Tabla 26 Sensibilidad del Proyecto con Respecto al Precio del Contrato.

A medida que aumenta el precio de contrato, el VAN del proyecto aumenta.

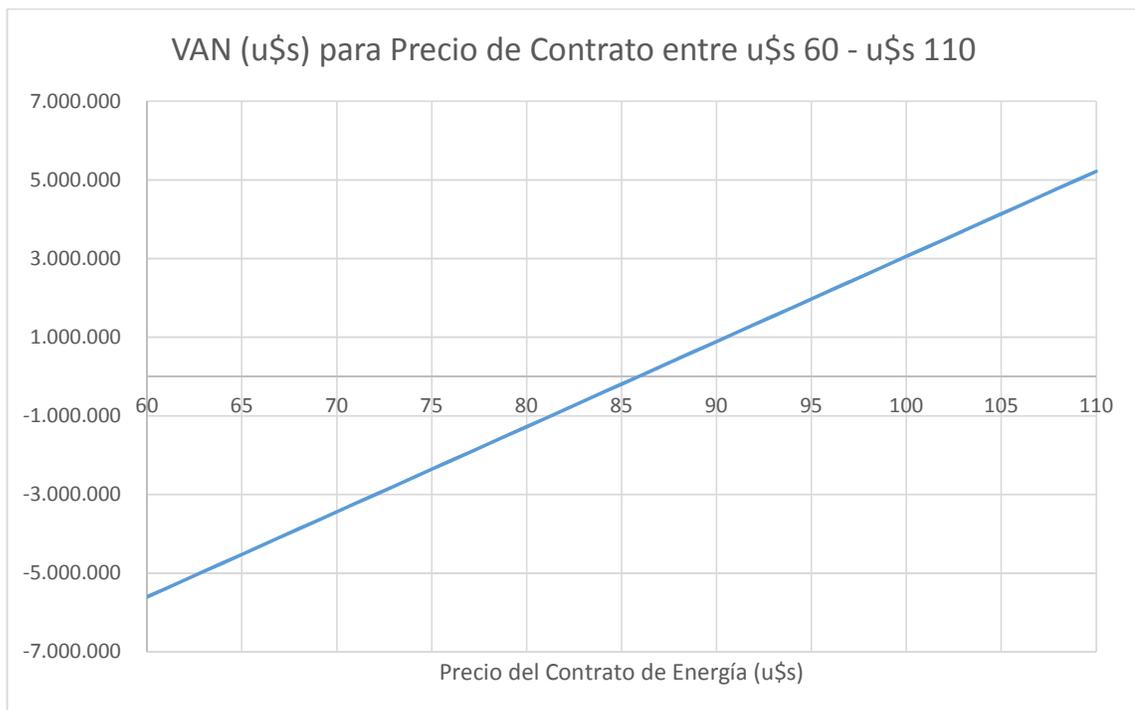


Figura 61 Sensibilidad del VAN del Proyecto con Respecto al Precio del Contrato

La tasa interna de retorno aumenta a medida que se incrementa el precio del contrato.

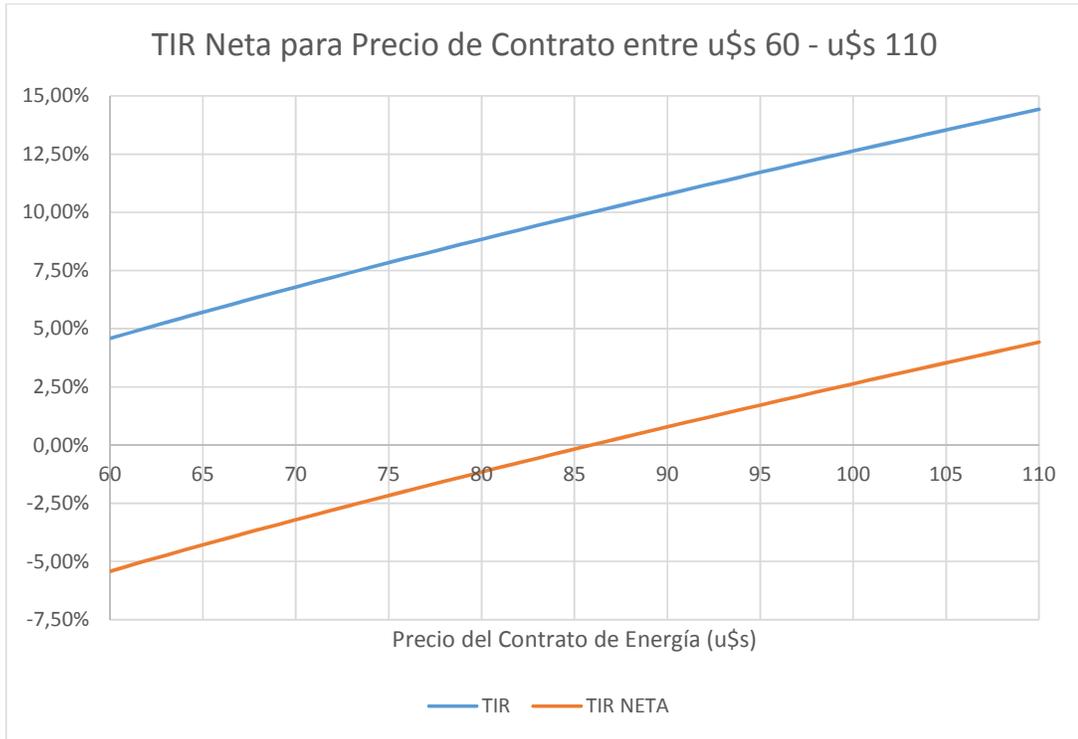


Figura 62 Sensibilidad de la TIR del Proyecto con Respecto al Precio del Contrato

Del análisis de los indicadores financieros se observa que, cuando el precio del contrato es menor a u\$s 86 por MWh el proyecto deja de ser rentable. En la actualidad, en Argentina el precio de contrato logrado se ubica alrededor de u\$s 105.

Escenario 5: Con Diferentes Períodos de Amortización – Años de Vida Útil

En el último escenario analizado, se utiliza como variable la vida útil del parque eólico.

En la siguiente tabla se muestra la sensibilidad del proyecto con respecto a la vida útil del proyecto.

Vida Útil años	VAN u\$s	TIR	TIR Neta
5	-7.282.361,00	-9,46%	-19,46%
10	-1.591.818,00	7,70%	-2,30%
15	1.941.562,00	12,02%	2,02%
20	4.135.513,00	13,54%	3,54%
25	5.497.784,00	14,16%	4,16%
30	6.343.647,00	14,44%	4,44%

Figura 63 Sensibilidad del Proyecto con Respecto a la Vida Útil del Proyecto

A medida que aumenta la vida útil, el VAN del proyecto aumenta.

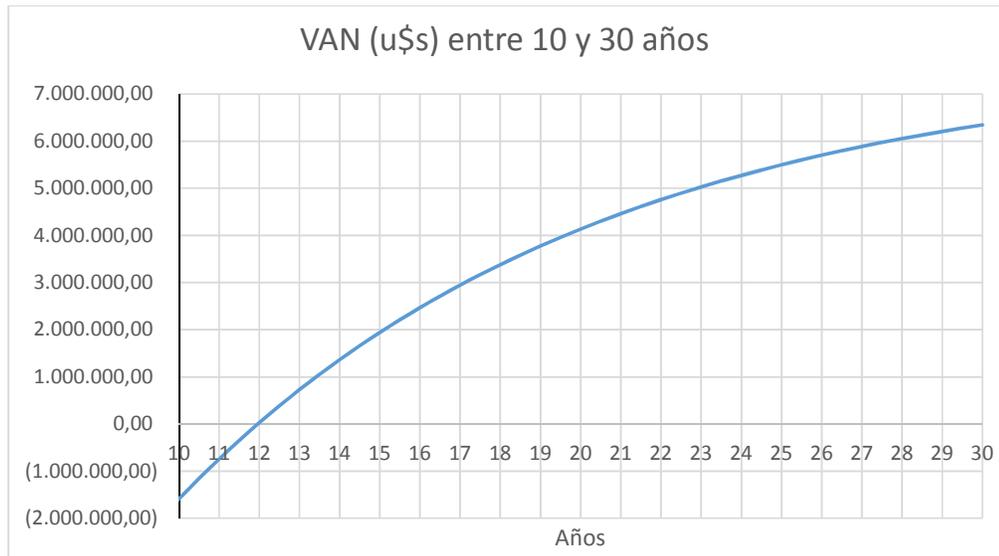


Figura 64 Sensibilidad del VAN del Proyecto con Respecto a la Vida Útil del Proyecto

La tasa interna de retorno aumenta a medida que se incrementa la vida útil del proyecto.

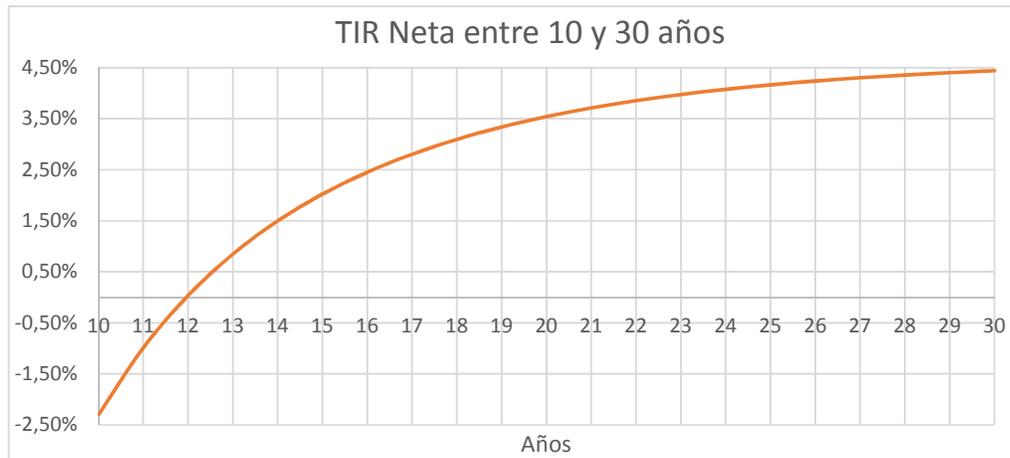


Figura 65 Sensibilidad de la TIR del Proyecto con Respecto a la Vida Útil del Proyecto

Se observa que a medida que aumenta la vida útil del proyecto, los indicadores financieros toman valores más deseables. Si el período de amortización del proyecto es menor que 12 años, éste no es rentable. Es usual que el período de amortización esté comprendido entre 15 y 30 años ya que está determinado por la vida útil estimada del proyecto.

Algunos analistas consideran para su análisis, un valor residual de las instalaciones del 20 %, que permite obtener una mejora en los indicadores financieros. Esta consideración no se tuvo en cuenta en el presente proyecto.

7. Conclusiones

Para el desarrollo del presente proyecto integrador se establecieron el objetivo principal y los objetivos específicos. El objetivo principal propuesto era demostrar la factibilidad de la construcción de un parque eólico para promover la realización de proyectos similares que contribuyan al uso de energías renovables basado en este tipo de aplicaciones en nuestra provincia. En este sentido se demostró la factibilidad técnica del proyecto y se determinaron los indicadores financieros utilizados para evaluar la inversión. El desarrollo de este proyecto se realizó con el aporte de la Dirección de Energías Alternativas y Comunicaciones de la Provincia de Córdoba y los resultados se presentarán a la Cooperativa de Coronel Baigorria.

Dentro de los objetivos específicos se propuso analizar la importancia del cambio de la matriz energética de Córdoba y de Argentina; brindar una posibilidad técnica y económicamente factible frente a las tecnologías utilizadas actualmente en generación de energía en la Provincia de Córdoba y ampliar los conocimientos referidos a la utilización de energía eólica. Estos objetivos se utilizaron como referencia durante el desarrollo del proyecto, permitiendo realizar un trabajo provechoso, que sirva de punto de partida para proyectos similares en la región.

7.1 Conclusiones del Estudio de Factibilidad del Parque Eólico

Para realizar el estudio de factibilidad del parque eólico se propusieron múltiples enfoques que permitieron obtener una visión global.

Dentro del estudio de mercado se analizó la matriz energética de Argentina y de la Provincia de Córdoba y el margen de operación $M_{op} = 0,535 \text{ t CO}_2/\text{MWh}$. Posteriormente se utilizó el margen de operación para determinar la cuota de carbono asociada al proyecto. También se realizó una breve descripción de mercado eléctrico argentino para contextualizar el desarrollo del proyecto y por último se estimó la demanda de energía eléctrica de las cooperativas ACERO. A partir de este análisis se decidió dividir la ejecución del parque eólico en dos etapas, cada una de una potencia nominal de 8,4 MW inyectando la potencia al SADI. El objeto de este estudio fue determinar la factibilidad de la ejecución de la primera etapa ya que existe una demanda suficiente cercana al punto de generación. Debido a los estímulos provenientes del Estado Nacional para el impulso de los proyectos de energías renovables, es conveniente establecer contratos de venta de energía directamente con el SADI, porque el precio comercializado oscila en 105 u\$s/MWh. En el sistema eléctrico argentino, la generación

de energía eléctrica está subsidiada ya que se pretende evitar trasladar directamente los precios a los consumidores, lo que implica la inviabilidad económica de constituir un parque eólico como auto-generador (resulta más conveniente comprar energía al mercado que autogenerar).

Se realizó un análisis del marco legal vigente en la República Argentina y en la Provincia de Córdoba indagando los beneficios económicos y las reglamentaciones técnicas del proyecto. Durante el transcurso del proyecto se publicó la Ley Nacional 27.191 para estimular el desarrollo de centrales con fuentes de energías renovables. Esta ley modifica a la Ley Nacional 26.190 y establece que la contribución de las fuentes renovables en la matriz energética debe ser superior al 8 % para diciembre de 2017 y del 20 % para diciembre de 2025. Para lograr estos objetivos la ley contempla diferentes beneficios impositivos que podrán ser aprovechados por este proyecto una vez que esté reglamentada. Los autores de este proyecto tienen la esperanza que, con la reglamentación de esta ley, se dé el impulso necesario para el desarrollo de proyectos de energías renovables en la República Argentina. Por otro lado, se detalló el anexo 40 de los procedimientos de CAMMESA que fija restricciones técnicas a la incorporación del parque eólico al SADI con el fin de garantizar la calidad de servicio en el sistema eléctrico.

El estudio técnico se realizó a partir de la campaña de medición del recurso eólico emprendida por la cooperativa de Coronel Baigorria. La Dirección de Energías Alternativas y Comunicaciones brindó el acceso a los softwares necesarios y la ayuda para su correcto uso. Por otro lado se profundizó el conocimiento teórico sobre las herramientas utilizadas para determinar las características del recurso. Se analizó el factor de capacidad de diferentes turbinas con presencia en el mercado y se consultó por el costo de los aerogeneradores adoptados obteniendo nula respuesta de parte de las empresas, por lo que se debió recurrir a otras fuentes para la obtención de la información. Debido a los inconvenientes que esto supone, los autores del proyecto se sienten obligados a reiterar que ***consideran que la hermeticidad y reticencia de las empresas a brindar información sobre sus productos es perjudicial para el desarrollo de la industria de generación con fuentes de energía renovables, y atenta contra el desarrollo de proyectos independientes.*** Se determinó la disposición óptima de los aerogeneradores en el emplazamiento para la turbina IMPSA IWP-100 y para la turbina SIEMENS SWT-108. Al análisis teórico realizado que permitió estimar los parámetros del recurso se lo afectó con las incertidumbres técnicas asociadas a este tipo de emprendimientos. Se obtuvo un FC = 38 % para la turbina de IMPSA a 85 metros de altura y un FC = 41 % para

la turbina de SIEMENS para la misma altura de montaje. Luego se analizaron las obras de infraestructura necesarias para la conexión del parque eólico a la red y se propuso para una línea futura de investigación el estudiar las perturbaciones que generaría en el sistema eléctrico la incorporación del parque eólico.

Se mencionaron los aspectos ambientales positivos y negativos. Se propone elaborar un mapa de impacto ambiental en la Provincia de Córdoba indicando las zonas donde sea factible el aprovechamiento del recurso eólico con el menor impacto ambiental, esto obedece a que la información existente es escasa.

Para concluir el análisis de factibilidad se realizó el estudio económico - financiero, evaluando el costo del proyecto. Se compararon los costos del proyecto con una turbina de IMPSA y con una turbina de SIEMENS, al ser similares se optó por la turbina IMPSA ya que es un objetivo personal de los autores promover el desarrollo de la industria nacional. Al determinar la inversión inicial e identificar los diferentes ingresos y egresos durante la vida útil del proyecto se obtuvieron los datos necesarios para realizar el flujo de fondos del proyecto. La principal fuente de ingresos del parque eólico es la venta de energía eléctrica. La generación de energía eléctrica está directamente relacionada con el factor de capacidad y con la potencia nominal del parque. Se utilizaron dos herramientas clásicas para la evaluación financiera de proyectos de inversión: el valor actual neto y la tasa interna de retorno y se determinaron los criterios de evaluación correspondiente. Se consideró enriquecedor para el trabajo el planteo de distintos escenarios analizando en un primer lugar la evaluación del proyecto sin subsidios ni financiamiento externo para la inversión inicial. Luego se determinó el comportamiento de los indicadores financieros tomando un crédito para financiamiento del proyecto. También se analizó el impacto, en los indicadores financieros, de un subsidio directo a la inversión inicial. Del análisis realizado se concluye que:

- Según el criterio del VAN el proyecto debe realizarse en todos los escenarios evaluados.
- Según el criterio de la TIR_{neta} el proyecto debe realizarse sólo si se obtiene un financiamiento aproximadamente de 45 % de la inversión inicial o si se obtiene un subsidio superior al 7 % de la inversión inicial.
- Se debe señalar que en todos los escenarios analizados la TIR es mayor a la tasa de descuento propuesta.

Asimismo se examinó el comportamiento de los indicadores financieros del proyecto ante una modificación del precio del contrato de energía logrado. Según el criterio de la VAN y la TIR, el proyecto es rentable si el precio del contrato supera los u\$s 86.

Por último se observó la relación entre la vida útil y los indicadores financieros que permiten evaluar el proyecto de inversión. Se observa que según el criterio de la VAN y la TIR, el proyecto es rentable si la vida útil del proyecto es mayor a 12 años.

Los autores consideran que es factible económicamente la realización del parque eólico si se satisfacen las condiciones antes definidas. Los autores consideran que si se valoriza la sustentabilidad del proyecto, y no se constituye el lucro financiero como único fin, el proyecto es factible en todos los escenarios de riesgo previsible.

Por otra parte, es interesante destacar que la evolución tecnológica ha permitido que en el contexto actual se analice si la inversión de un parque eólico es rentable financieramente, y es de suponer que si se promueven iniciativas similares en la región los costos seguirán disminuyendo. En la medida que continúen los estímulos para este tipo de iniciativas, será posible llegar a un escenario futuro en el cual la inversión en energías renovables sea atractiva financieramente. En un mediano plazo se espera que con la incorporación de centrales de generación de energía eléctrica a partir de recursos renovables, se diversifique la matriz energética del país, reduciéndose así las emisiones de gases de efecto invernadero y promoviendo un desarrollo sustentable.

7.2 Conclusiones del Proyecto Integrador

Cuando los autores se plantearon el tema del proyecto integrador de la carrera consideraron el perfil del ingeniero mecánico electricista de la Facultad de Ciencias Exactas Físicas y Naturales de la Universidad Nacional de Córdoba. Es por esto que se decidió abordar un proyecto de generación de energías renovables promoviendo el desarrollo sustentable en la Provincia de Córdoba. Durante el transcurso del proyecto se tuvo la oportunidad de indagar acerca del estado actual de la matriz energética de la provincia.

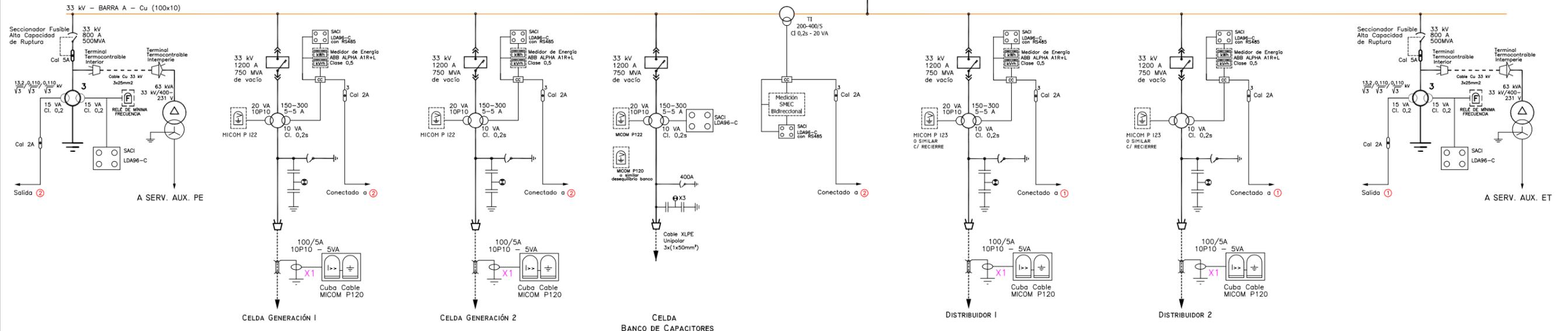
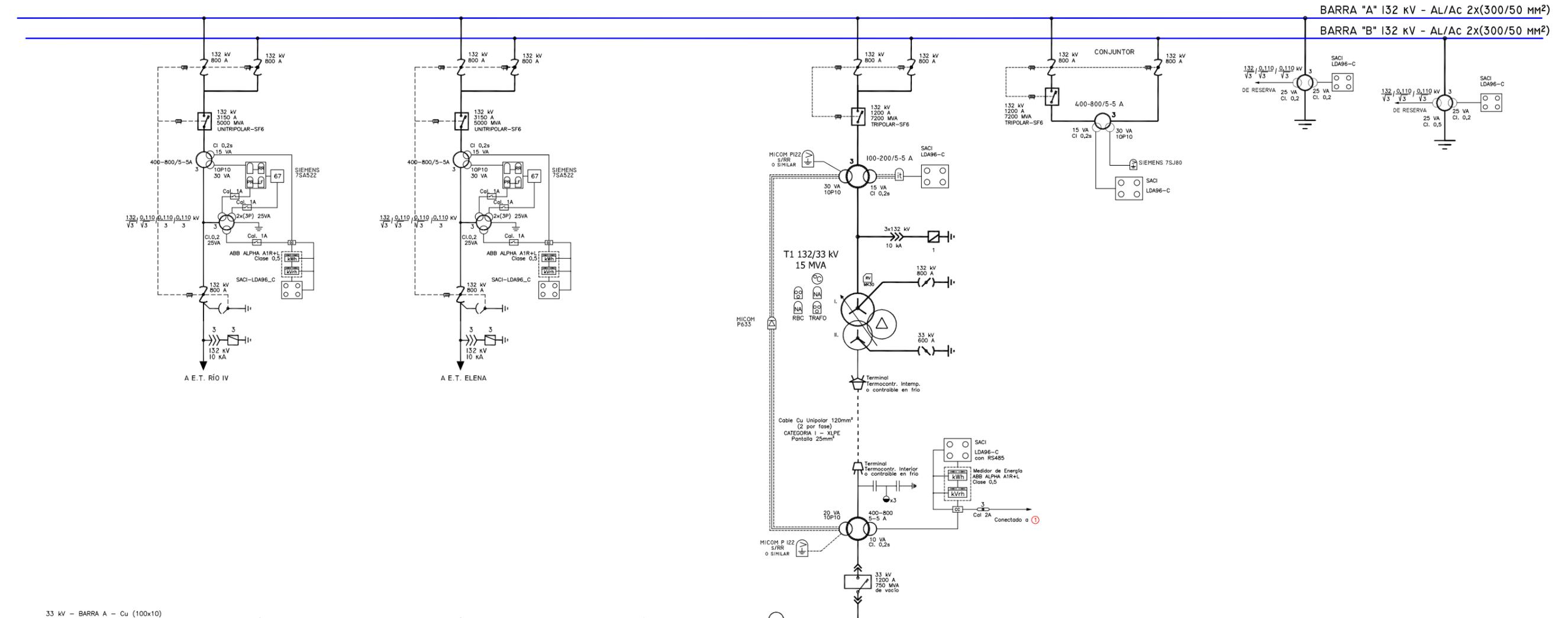
Como autores creemos que este proyecto servirá como herramienta para el Estado Provincial y futuros emprendimientos privados al demostrar la factibilidad técnica del recurso. Al ser el Estado el garante del bienestar social y el responsable de promover el desarrollo sustentable, es importante que se involucre directa o indirectamente en la ejecución de proyectos de energías renovables.

Al tomar conocimiento del programa de estímulo implementado por la ONU a través del Protocolo de Kioto comúnmente denominado *Bonos de Carbono* lo autores reconocen que si bien se presenta como un programa de estímulo al desarrollo sustentable se está instrumentando una mercantilización de la emisión de gases de efecto invernadero. Esto significa que aquellas entidades que cuenten con recursos necesarios suficientes para adquirir bonos de carbono en realidad lo que estarán adquiriendo son derechos para contaminar avalados por la comunidad internacional, por lo que la incidencia en la disminución de los gases de efecto invernadero producida por esta iniciativa no es la esperada

En el transcurso del proyecto integrador fue posible establecer contacto con diversas entidades que permitieron enriquecer y diversificar el enfoque planteado al trabajo. Los autores consideran que la manera óptima de encarar iniciativas transformadoras de la realidad es a partir de un enfoque multidisciplinario y considerando las inquietudes de todas las partes intervinientes sentando las bases para la cooperación interinstitucional. Por otra parte se destaca la importancia de emprendimientos productivos sustentables que promuevan el desarrollo económico-social de las regiones garantizando una mejora en la calidad de vida de todos los ciudadanos sin comprometer a las generaciones futuras.

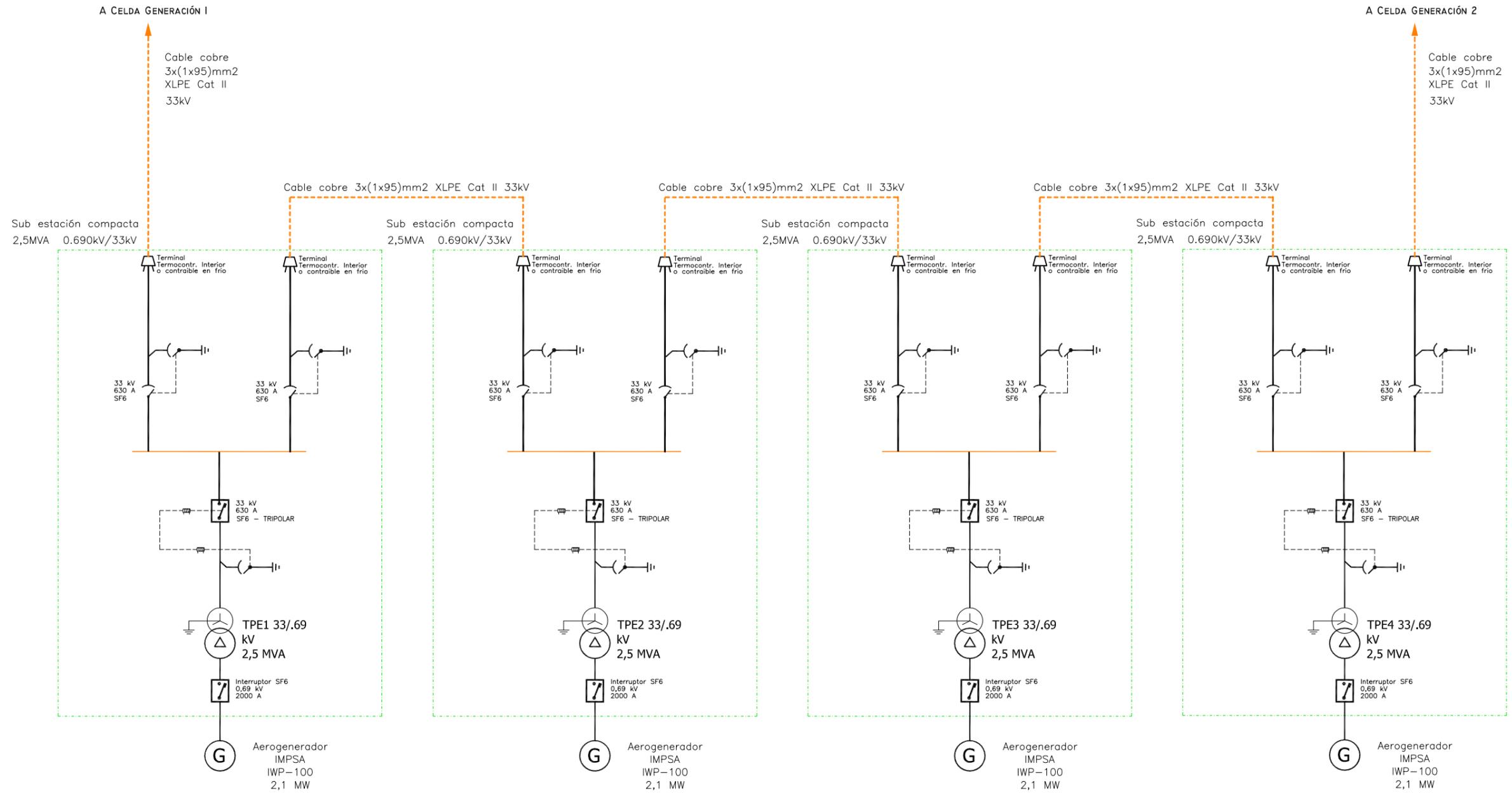
8. Anexo Documental

8.1 Plano Unifilar E.T.



PROY.	31/10/15	A. Mohaded- S. Bragagnolo	E.T. CORONEL BAIGORRIA 132/33kV 1x15MVA ESQUEMA ELÉCTRICO UNIFILAR	UNC - FCFYN		PROYECTO INTEGRADOR: PARQUE EÓLICO
DIB.	31/10/15	A. Mohaded- S. Bragagnolo		HOJA: 1 ESC: S/E	PLANO No. I	

8.2 Plano Unifilar Conexión Aerogeneradores



PROY.	31/10/15	A. Mohaded- S. Bragagnolo
DIB.	31/10/15	A. Mohaded- S. Bragagnolo

P.E. CORONEL BAIGORRIA
0,69/33 kV
ESQUEMA ELÉCTRICO UNIFILAR

UNC - FCFYN	
HOJA: 1	PLANO No.
ESC: S/E	2

PROYECTO INTEGRADOR:
PARQUE EÓLICO

8.3 Plano Planta Parque Eólico



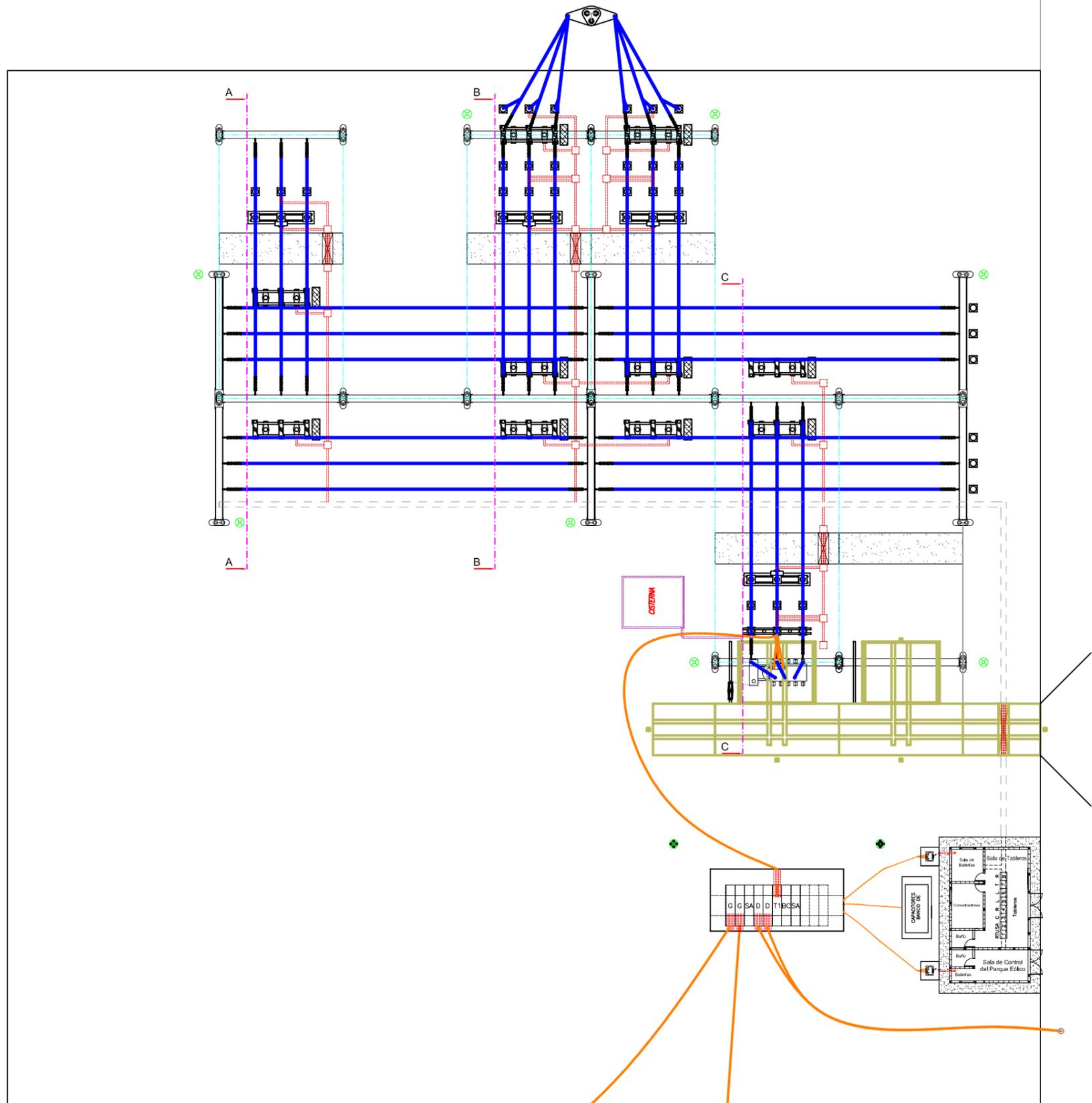
PROY.	31/10/15	A. Mohaded- S. Bragagnolo
DIB.	31/10/15	A. Mohaded- S. Bragagnolo

P.E. CORONEL BAIGORRIA
 IMPSA IWP-100
 4x2,1MVA
 Plano de Planta Parque Eólico

UNC - FCEFYN	
HOJA: 1	PLANO No.
ESC: S/E	3

PROYECTO INTEGRADOR:
 PARQUE EÓLICO

8.4 Plano Planta E.T.



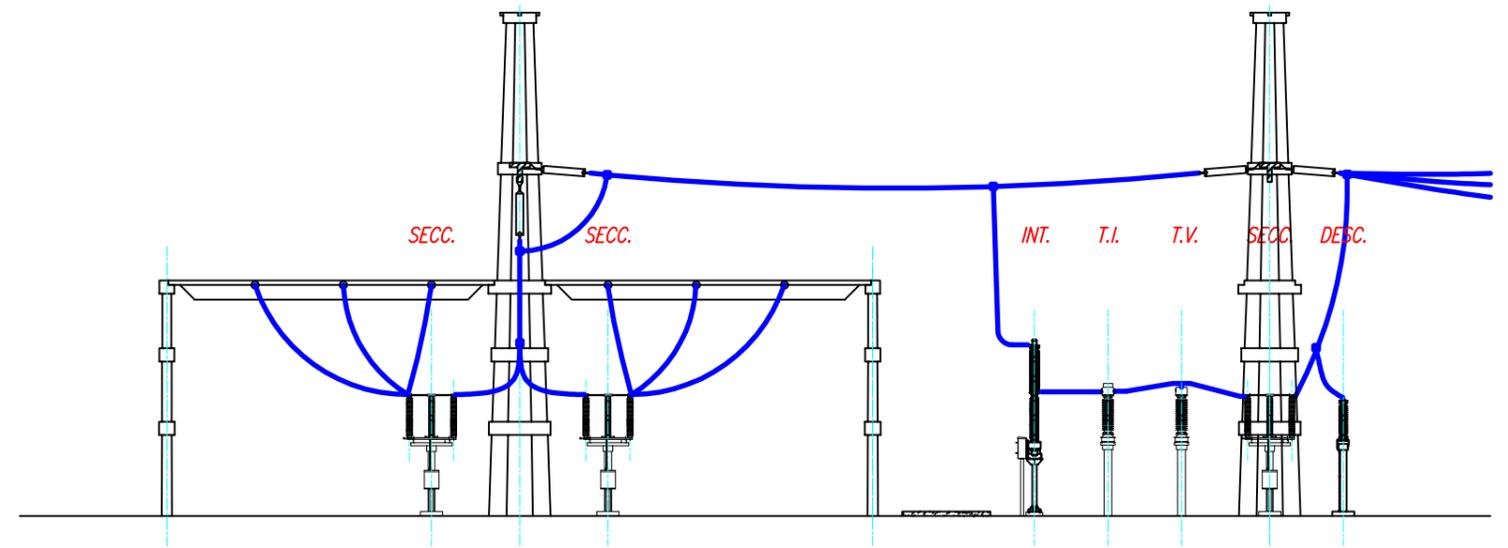
PROY.	31/10/15	A. Mohaded- S. Bragagnolo
DIB.	31/10/15	A. Mohaded- S. Bragagnolo

E.T. CORONEL BAIGORRIA
 132/33kV
 1x15MVA
 Plano de Planta E.T.

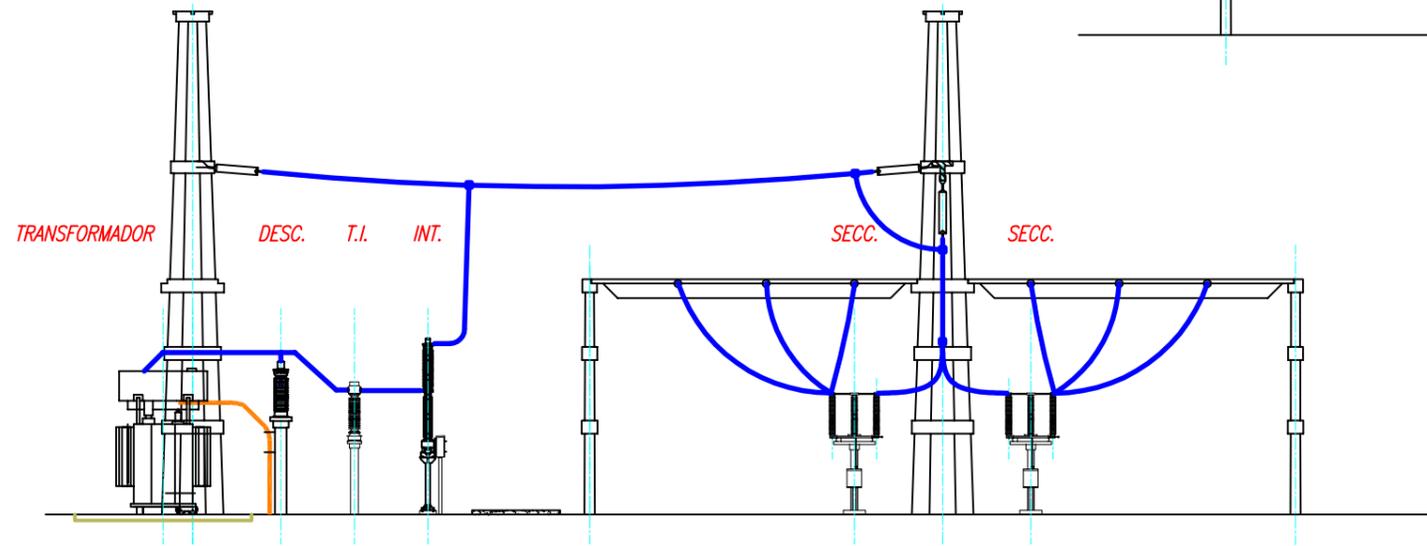
UNC - FCEFYN	
HOJA: 1	PLANO No.
ESC: S/E	4

PROYECTO INTEGRADOR:
 PARQUE EÓLICO

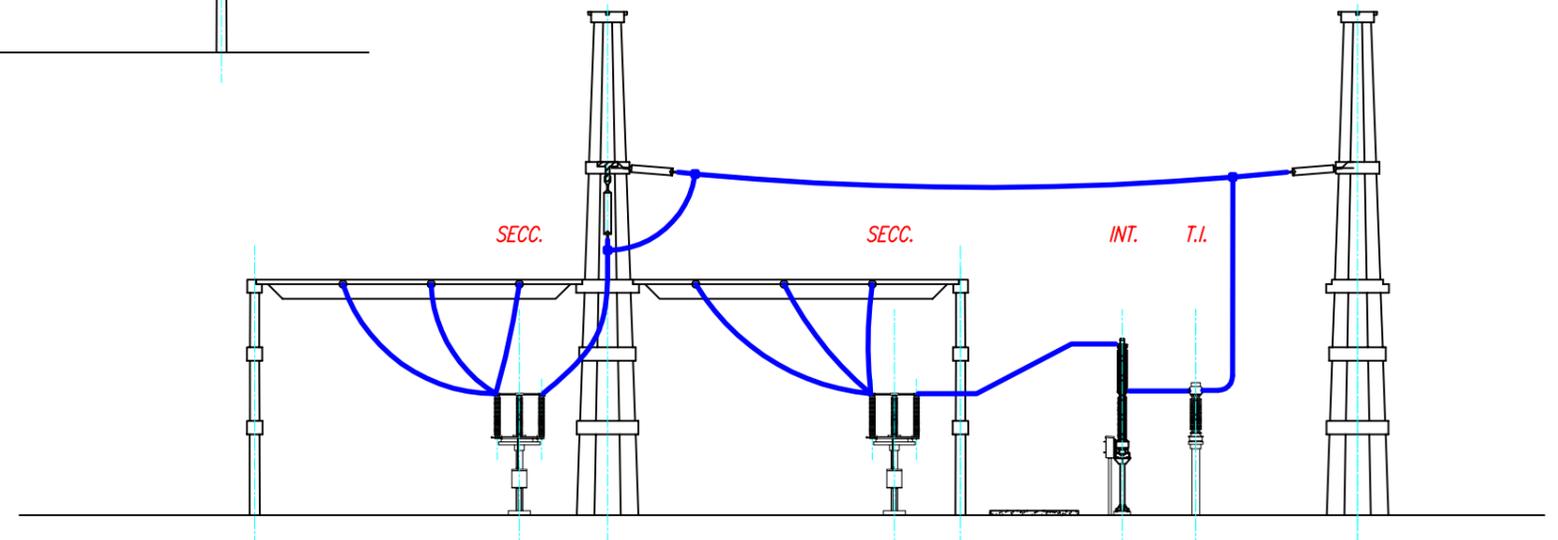
8.5 Plano de Cortes E.T.



Detalle B - B



Detalle C - C

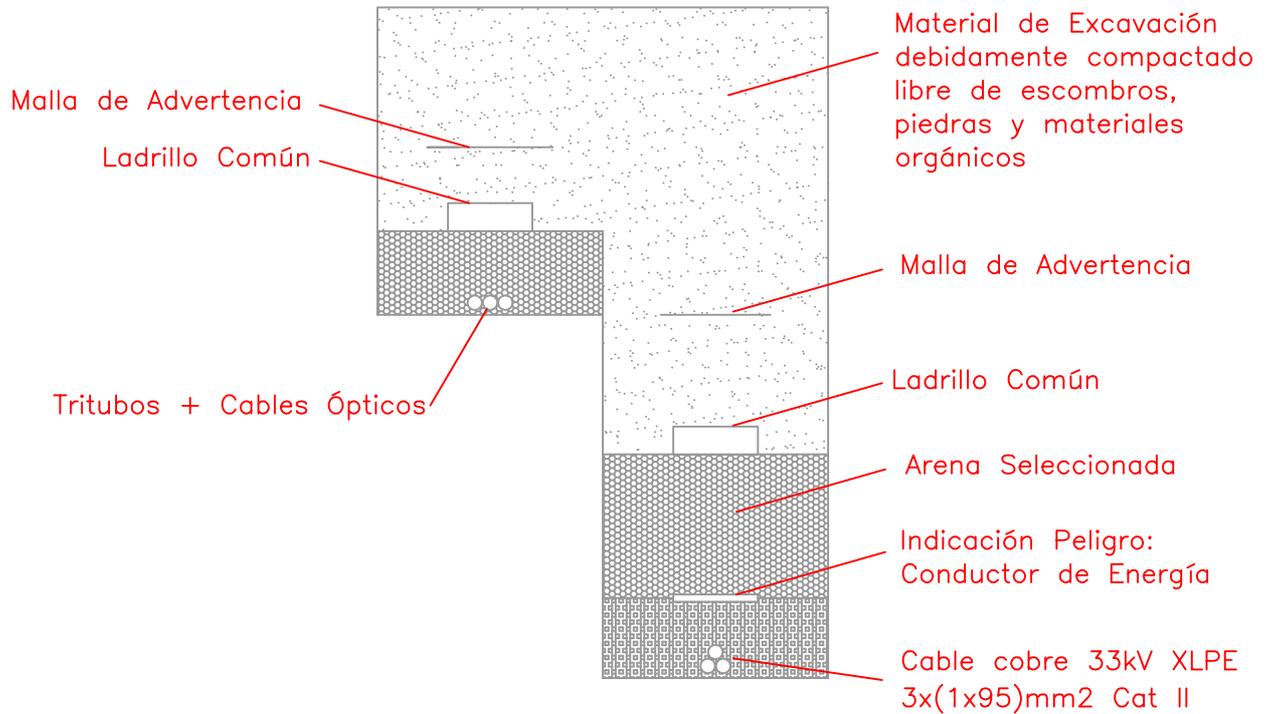


Detalle A - A

PROY.	31/10/15	A. Mohaded- S. Bragagnolo	E.T. CORONEL BAIGORRIA 132/33kV 1x15MVA Plano de Cortes E.T.	UNC - FCEFYN		PROYECTO INTEGRADOR: PARQUE EÓLICO
DIB.	31/10/15	A. Mohaded- S. Bragagnolo		HOJA: 1	PLANO No.	
				ESC: S/E	5	

8.6 Plano de Detalle de Conducción

Detalle Constructivo de Zanja para Conductores de Energía y Fibra Óptica



PROY.	31/10/15	A. Mohaded- S. Bragagnolo	P.E. CORONEL BAIGORRIA Detalle de Canalización	UNC - FCFYN		PROYECTO INTEGRADOR: PARQUE EÓLICO
DIB.	31/10/15	A. Mohaded- S. Bragagnolo		HOJA: 1	PLANO No.	
				ESC: S/E	6	

9. Bibliografía

- A.N. Sapag Chain y R. Sapag Chain. Preparación y evaluación de proyectos.
- Benefits of the Clean Development Mechanism. ONU – Framework Convention on Climate Change (2012)
- Bohrer, G., Katul, G. G., Walko, R. L., & Avissar, R. (2009). Exploring the Effects of Microscale Structural Heterogeneity of Forest Canopies Using Large-Eddy Simulations. *Boundary-Layer Meteorology*, 132, 351–382.
- C. Méndez, F. González-Longatt, E. Gavorskis, O. Ravelo. Evaluación del Efecto de la Estela en el Desempeño de un Parque Eólico. UNEFA
- CADER - Comité de Energía Eólica. Estado de la Industria Eólica en Argentina (2009)
- CEC (Comité de Energías de Córdoba)- CIECS- CONICET- (1a. ed.). (2013). Matriz de recursos energéticos de la Provincia de Córdoba. Córdoba, Argentina: Copiar.
- E. B. de la Colina. Conflictos Jurisdiccionales en la Regulación de Servicios Públicos (con Especial Referencia al Sistema Regulatorio Eléctrico)
- E. Kulunk. Aerodynamics of Wind Turbines, Fundamental and Advanced Topics in Wind Power. New Mexico Institute of Mining and Technology – USA (2011)
- F. Lieder, A. Jurado y P. Estévez. Análisis de Penetración de Energía Eólica en una red aérea de 33kV según lineamientos del Anexo 40 de Los Procedimientos (2014)
- G. Bidart Campos. Jurisdicción Federal y Jurisdicción Provincial en Materia Electroenergética. *El Derecho* T. 54, pag. 735.
- González-Longatt F, et al. Wake effect in wind farm performance: Steady-state and dynamic behavior, *Renewable Energy* (2011), doi:10.1016/j.renene.2011.08.053
- IEC 61400 Wind turbines.
- Informe Anual 2014. CAMMESA (2015)
- M. F. Bortolussi. El Sector de Distribución Eléctrica. Evolución y Fijación de Tarifas en un Mercado Regulado: Retribución de la Base de Capital y Sostenibilidad del Servicio en el Tiempo. Tesis de Grado Licenciatura en Economía (UNMdP – 2011)
- M. M. Santana. Parámetros de rugosidad representativos de terrenos naturales

Molina Mylius R D, Sinagra V. Inserción de Grandes Bloques de Generación Eólica en el Sistema Eléctrico Patagónico. ERIAC 2011

Nakai, T., Sumida, A., Daikoku, K., Matsumoto, K., van der Molen, M. K., Kodama, Y., y otros. (2008). Parameterisation of aerodynamic roughness over boreal, cool - and warm-temperate forests. *Agricultural and forest meteorology* , 148, 1916-1925.

Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. ONU (1998)

R. Cariño Garay, M. C. Medrano Vaca. Factores de incertidumbre en la Formulación Financiera de Proyectos de Energía Renovables. Artículo Técnico (Boletín IIE, 2013)

R. E. Wilson, P. B. S. Lissaman. Applied Aerodynamics of Wind Power Machines. Oregon State University – USA (1974)

Reducing Uncertainty in Wind Project Energy Estimates (2012). SECOND WIND/DNV KEMA: Michael Fisher, Evaluación del Recurso Eólico, III Jornada de Energía Eólica, 2012, NRG System Inc.

Risø National Laboratory. El Atlas Eólico Europeo (1990)

T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkins, E. Bossanyi. Wind Energy Handbook (2001)

World Commission on Environment and Development. Brundtland Commission: Our Common Future. ONU (1987)

Y. Cengel, J. Cimbala. Mecanica de Fluidos Fundamentos y Aplicaciones (1ra ed.) (2006)

Zekai Şen et al. Wind Velocity Vertical Extrapolation by Extended Power Law. Research Article (2012)

Leyes y Resoluciones

Ley Nacional 27.191 (2015)

Ley Nacional 26.190 (2006)

Ley Nacional 25.019 (1998)

Resolución SE N° 482 (2015)

Resolución SE N° 529 (2014)

Resolución SE N° 108 (2011)

Resolución N° 61 (1992)

Procedimientos Técnicos de CAMMESA

Ley Provincial 8.810 (Córdoba)

Ley Provincial 9.229 (Córdoba)

Normas de Referencia

Norma IEC 61400

AEA 95402

Especificaciones Técnicas de EPEC

Sitios Web de Referencia

RETScreen. <http://www.retscreen.net>

Danish Wind Industry Association <http://www.windpower.org/>

Secretaria de Energía de la República Argentina <http://www.energia.gov.ar/home/>

Proyecto PERMER <http://www.ambiente.gov.ar/archivos/web/Ppan/File/PERMER.pdf>

Desarrollo Sustentable <http://www.ambiente.gov.ar/?idseccion=66>

World Energy Council <http://www.worldenergy.org/>

IMPSA <http://www.impsa.com/>

<http://es.wikipedia.org/wiki/Electr%C3%B3lisis>

<http://www.un-documents.net/ocf-ov.htm>

https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2014/04/WEC_16_page_document_21.3.14_ES_FINAL.pdf

http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/conceptos-basicos/v.-funcionamiento-basico-de-generadores

<http://www.ammonit.com/es/informacion-eolica/energia-eolica>

<http://www.codigor.com.ar/bonosdecarbono.htm>

<http://www.fing.edu.uy/iq/cursos/qica/industria/EERR-Eolica.pdf>

http://www.uclm.es/profesorado/ajbarbero/FAA/EEOLICA_Febrero2012_G9.pdf

<http://www.ugr.es/~andyk/Theses/TesinaMaria.pdf>

<http://www.inti.gob.ar/e-renova/erEO/er29.php>

<https://renewables.gepower.com/wind-energy/turbines.html>

<http://www.energiaestrategica.com/cordoba-planifica-instalar-en-15-anos-casi-400-mw-de-energias-renovables/>

<http://www.ammonit.com/es/productos/sensores/medicion-eolica-solar>

<http://www.iae.org.ar/renovables/renovables60.pdf>

<http://www.iae.org.ar/renovables/renovables60.pdf>

