

**UNIVERSIDAD CATÓLICA ANDRÉS BELLO**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA**  
**ESCUELA DE INGENIERÍA INDUSTRIAL**

**“EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA, ECONÓMICA Y  
FINANCIERA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UN PARQUE EÓLICO EN  
EL ESTADO ANZOÁTEGUI”.**

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

**Presentado ante la**

**UNIVERSIDAD CATÓLICA ANDRÉS BELLO**

**Como parte de los requisitos para optar al título de  
INGENIERO INDUSTRIAL**

REALIZADO POR: Azacón Díaz, Eugenio Fernando  
Rodríguez Da Silva, Stephany María

PROFESOR GUÍA: Ing. González Serva, Gustavo

FECHA: Octubre de 2014

**UNIVERSIDAD CATÓLICA ANDRÉS BELLO**  
**VICERRECTORADO ACADÉMICO**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA**  
**ESCUELA DE INGENIERÍA INDUSTRIAL**

**EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA, ECONÓMICA Y  
FINANCIERA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UN PARQUE EÓLICO EN  
EL ESTADO ANZOÁTEGUI**

Autores: Azacón, Eugenio.

Rodríguez, Stephany.

Profesor guía: González Serva, Gustavo.

Fecha: Octubre de 2014.

**SINOPSIS**

El presente estudio tuvo como objetivo general evaluar la factibilidad técnica, económica y financiera para la construcción de un parque eólico en el estado Anzoátegui. Los objetivos específicos comprendieron caracterizar la demanda de energía eléctrica existente en el estado Anzoátegui, investigar las tecnologías existentes en el mercado relacionadas a la generación eléctrica a partir de la energía del viento, determinar los sitios probables para la construcción del parque eólico en el estado, identificar los riesgos involucrados y el impacto ambiental en la construcción del mismo, estimar los costos asociados en la construcción y evaluar la rentabilidad del servicio de electricidad que suministrará el parque eólico propuesto. La metodología comprendió un estudio de proyecto factible y un diseño de investigación del tipo bibliográfico donde las técnicas e instrumentos de recolección de datos implicaron la revisión de documentos e información ya existente. Desde el punto de vista económico-financiero el proyecto es no factible requiriendo una inversión inicial de 109,580,000.00 \$US con un VPN de -97,387,086.00 \$US y una TIR de -7%.

Palabras clave: aerogenerador, parque eólico, estudio de factibilidad, capacidad eléctrica, generación eléctrica, estimación de costos.

## **AGRADECIMIENTOS**

Quisiéramos agradecerles a todas las personas que contribuyeron para la realización del Trabajo Especial de Grado:

- A nuestros padres, hermanos y demás familiares por habernos ayudado con ánimos y palabras de aliento para lograr este reto y llegar a nuestra meta en la realización del TEG.
- A nuestro tutor Gustavo González por habernos ayudado con excelente disposición y habernos guiado de la manera correcta durante la realización del TEG.

## INDICE GENERAL

SINOPSIS .....	i
AGRADECIMIENTOS .....	ii
INDICE GENERAL.....	iii
INDICE DE TABLAS .....	viii
INDICE DE FIGURAS .....	ix
INDICE DE ECUACIONES .....	ix
ÍNDICE DE ANEXOS.....	x
INTRODUCCIÓN .....	1
CAPÍTULO I.....	3
1. EL PROBLEMA .....	3
1.1. Descripción del problema.....	3
1.2. Objetivos .....	5
1.2.1. Objetivo General .....	5
1.2.2. Objetivos Específicos .....	5
1.3. Alcance .....	6
1.4. Limitaciones .....	7
1.5. Justificación.....	7
CAPÍTULO II.....	8
2. MARCO METODOLÓGICO.....	8
2.1 Tipo de investigación.....	8
2.2 Diseño de investigación .....	8

2.3	Unidad de análisis.....	9
2.4	Recolección de datos.....	9
CAPÍTULO III.....		11
3.	MARCO TEÓRICO.....	11
3.1.	Antecedentes.....	11
3.2.	Descripción técnica.....	12
3.2.1.	Aprovechamiento de la energía eólica.....	12
3.2.2.	Aerogeneradores.....	13
3.2.2.1.	Curvas de potencia.....	17
3.2.3.	Parque eólico.....	18
3.2.4.	Impacto ambiental.....	18
3.3.	Factibilidad.....	19
3.3.1.	Factibilidad de mercado.....	20
3.3.1.1.	Definición del producto.....	20
3.3.1.2.	Análisis de la demanda.....	20
3.3.1.3.	Análisis de la oferta.....	21
3.3.1.4.	Análisis de precios.....	21
3.3.2.	Factibilidad técnica.....	21
3.3.2.1.	Localización óptima de la planta.....	22
3.3.2.2.	Tamaño de la planta.....	22
3.3.2.3.	Factores relevantes que determinan la adquisición de equipo y maquinaria.....	23

3.3.2.4. Ingeniería del proyecto. ....	23
3.3.3. Estudio económico-financiero .....	23
3.3.3.1. Determinación de los costos.....	24
3.3.3.2. Inversión inicial. ....	25
3.3.3.3. Capital de trabajo.....	25
3.3.3.4. Costo de capital o tasa mínima aceptable de rendimiento (TMAR). 25	
3.3.3.5. Flujo de caja. ....	26
3.3.3.6. Financiamiento. ....	26
3.3.3.7. Determinación del punto de equilibrio.....	27
3.3.4. Evaluación económica. ....	27
3.3.4.1. Valor presente neto (VPN).....	27
3.3.4.2. Tasa interna de rendimiento (TIR). ....	28
CAPÍTULO IV.....	30
4. ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE MERCADO .....	30
4.1. Análisis de la demanda. ....	30
4.2. Análisis de la oferta.....	31
4.3. Análisis de precios. ....	32
CAPÍTULO V.....	33
5. ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA.....	33
5.1. Localización óptima de la planta .....	33
5.2. Capacidad de generación de la planta .....	36

5.2.1.	Selección de la turbina .....	36
5.2.2.	Espaciamiento entre aerogeneradores .....	39
5.2.3.	Layout del parque eólico .....	40
5.3.	Transporte e instalación de los aerogeneradores .....	42
5.4.	Conexión de los aerogeneradores a la red eléctrica .....	44
5.5.	Riesgos en la construcción de un parque eólico .....	45
5.6.	Impacto ambiental .....	47
CAPÍTULO VI.....		50
6.	ESTUDIO DE FACTIBILIDAD ECONÓMICA-FINANCIERA.....	50
6.1.	Consideraciones .....	50
6.2.	Inversión inicial.....	51
6.3.	Ingresos .....	55
6.4.	Costos de operación y mantenimiento .....	55
6.5.	Depreciación .....	56
6.6.	Estado de ganancias y pérdidas .....	57
6.7.	Flujo de caja.....	58
6.8.	Análisis de rentabilidad .....	59
6.8.1.	Valor Presente Neto .....	59
6.8.2.	Tasa Interna de Retorno .....	59
6.9.	Análisis de sensibilidad .....	59
6.10.	Rentabilidad del proyecto.....	60
CONCLUSIONES .....		62

RECOMENDACIONES.....	64
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	65
ANEXOS.....	69

## INDICE DE TABLAS

Tabla 1: Factores relevantes seleccionados para la localización de la planta con su ponderación.....	34
Tabla 2: Localización de la planta según el método cualitativo por puntos... 35	
Tabla 3: Modelos de aerogeneradores seleccionados para la estimación de la generación eléctrica anual en El Tigre.....	37
Tabla 4: Costos del Desarrollo del Proyecto.....	51
Tabla 5: Costo de los aerogeneradores.....	53
Tabla 6: Costos de la Infraestructura técnica.....	53
Tabla 7: Costos de Organización.....	54
Tabla 8: Inversión total.....	54
Tabla 9: Ingresos anuales.....	55
Tabla 10: Estado de ganancias y pérdidas.....	57
Tabla 11: Flujo de caja.....	58
Tabla 12: Valor Presente Neto.....	59
Tabla 13: Tasa Interna de Retorno .....	59
Tabla 14: Escenario A.....	60
Tabla 15: Escenario B.....	60
Tabla 16: Escenario C .....	60
Tabla 17: Rentabilidad del proyecto.....	61

## INDICE DE FIGURAS

Figura 1: Esquema de un generador eólico de eje horizontal.....	15
Figura 2: Curva de potencia típica de un aerogenerador.....	17
Figura 3: Gráfico del promedio de generación de energía eléctrica anual estimada por turbina. ....	38
Figura 4: Espaciamiento entre aerogeneradores.....	40
Figura 5: Layout para un parque eólico de 10 MW de capacidad.....	40
Figura 6: Layout para un parque eólico de 17 MW de capacidad.....	41
Figura 7: Layout para un parque eólico de 35 MW de capacidad.....	41

## INDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1: Tasa mínima aceptable de rendimiento. ....	26
Ecuación 2: Valor presente neto.....	27
Ecuación 3: Tasa interna de retorno.....	28
Ecuación 4: Generación eléctrica mensual en MWh para una turbina.....	38

## ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1: Turbinas en el mercado de Enercon, Gamesa y Vestas.....	69
Anexo 2: Curvas de potencia de los aerogeneradores seleccionados.....	69
Anexo 3: Velocidad promedio del viento en El Tigre.....	73
Anexo 4: Generación eléctrica anual para un parque de 10 MW de capacidad. ....	74
Anexo 5: Generación eléctrica anual para un parque de 17 MW de capacidad. ....	78
Anexo 6: Generación eléctrica anual para un parque de 35 MW de capacidad. ....	82
Anexo 7: Promedio de generación eléctrica anual por turbina.....	86
Anexo 8: Turbinas necesarias por capacidad del parque eólico.....	87
Anexo 9: Catálogo Vestas de turbinas V100-1.8/2.0 MW.....	88
Anexo 10: Atlas eléctrico del sistema geográfico de Anzoátegui.....	89
Anexo 11: Factor de localización de Alemania a Estados Unidos. ....	90
Anexo 12: Costos generales de importación a Venezuela desde E.E.U.U. ...	91
Anexo 13: Cálculo de la TMAR y VPN del proyecto. ....	92
Anexo 14: Cálculo de la TIR del proyecto.....	92
Anexo 15: Estados de ganancias y pérdidas y flujos de caja de los escenarios A, B y C.....	93
Anexo 16: Cálculo de VPN y TIR de los escenarios A, B y C. ....	96
Anexo 17: Cálculo de VPN y TIR de la rentabilidad del proyecto. ....	97

## INTRODUCCIÓN

El viento es una fuente de energía gratuita, limpia e inagotable y que se puede aprovechar para producir energía eléctrica. La energía eólica, como una alternativa a los combustibles fósiles, es abundante, renovable, ampliamente distribuida, limpia y no produce emisiones de gases de efecto invernadero durante el funcionamiento.

En la actualidad, Venezuela cuenta con una alta demanda eléctrica la cual es satisfecha mediante plantas termoeléctricas e hidroeléctricas y aún existe un déficit de energía eléctrica. Específicamente en el estado Anzoátegui la demanda de los consumidores supera a la suministrada por el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) trayendo como consecuencia recortes eléctricos y un déficit en la calidad en la energía eléctrica de los ciudadanos. Debido a que la energía eólica puede llegar a ser una fuente importante de energía, una posible solución a la problemática actual resulta ser entonces la construcción de parques eólicos; sin embargo, debido a que los costos suelen ser muy elevados, se plantea una evaluación de la factibilidad técnica, económica y financiera para la construcción de un parque eólico en el estado Anzoátegui.

El presente TEG se desarrolla en seis capítulos:

Capítulo I “El problema”: se describe la situación actual de Venezuela en materia de energía eléctrica, objetivos, justificación, el alcance y las limitaciones.

Capítulo II “Marco metodológico”: se explica el tipo y diseño de investigación, la recolección de datos y se define la unidad de análisis.

Capítulo III “Marco teórico”: se presentan los conceptos y las bases teóricas referentes al estudio de factibilidad.

Capítulo IV “Estudio de factibilidad de mercado”: muestra el análisis de la demanda y la oferta en el estado Anzoátegui.

Capítulo V “Estudio de factibilidad técnica”: se establece la localización y tamaño del parque eólico, la selección del tipo de aerogeneradores, su transporte e instalación y los riesgos e impacto ambiental en la actividad de construcción.

Capítulo VI “Estudio de factibilidad económica-financiera”: consiste en el estudio financiero y en la evaluación económica para determinar la factibilidad del proyecto bajo las condiciones planteadas.

## **CAPÍTULO I**

### **1. EL PROBLEMA**

#### **1.1. Descripción del problema**

En Venezuela aproximadamente el 58% de la energía eléctrica que se consume proviene de la represa del Guri, por lo tanto para aumentar la generación de megavatios del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), depender menos del Guri y equilibrar el sistema, es necesario crear estrategias para reorganizar la empresa eléctrica y mejorar la eficiencia dentro del sector.

A través de documentos internos de Corpoelec y de información del Registro Nacional de Contratistas a mediados del año 2013, se encontraron 22 obras de construcción para la generación eléctrica con más del 80% de ejecución o que se culminaron pero no funcionan a su máxima capacidad. De esos proyectos, 19 presentan en promedio más de 2 años de retraso.

Dentro de las obras anteriormente mencionadas, se encuentra la planta termoeléctrica Alberto Lovera en el Estado Anzoátegui, la cual tiene una capacidad instalada de 300 Megavatios (MW), de los cuales 230 MW están pendientes o en reparación, contando con 70 MW de generación disponible para el anzoatiguense. Anzoátegui también cuenta con la planta termoeléctrica de San Diego de Cabrutica con una capacidad instalada aproximada de 300 MW, la cual está pendiente. Por último se encuentra la planta termoeléctrica Alfredo Salazar con 103,5 MW de capacidad instalada, de los cuales 18,5 MW están disponibles y los 85 MW restantes están pendientes (Últimas Noticias, 2013).

Hasta 500 MW se están racionando diariamente en el Estado Anzoátegui debido a fallas de generación en el territorio nacional. Esta cifra significa 45,45% de lo que demanda diariamente la entidad equivalente a 1.100 MW. (El Tiempo, 2014)

Los cortes de luz se están realizando al medio día y en horas nocturnas, generalmente de forma interdiaria, dependiendo de la solicitud de ahorro que reciba la Corporación Eléctrica Nacional (Corpoelec) desde Caracas e incluso si antes los racionamientos se aplicaban en períodos de media hora, ahora se pueden extender hasta dos horas por sector.

Para junio, la cantidad de ahorro fue el doble de la de mayo aproximadamente de 200 a 250 MW. Es evidente que la generación nacional no compensa la cantidad demandada, que durante la época de verano suele incrementarse.

El estado Anzoátegui cuenta con una superficie de 43.300 km<sup>2</sup> con innumerables atractivos naturales: playas, montañas y ríos y una población de aproximadamente 1.600.000 habitantes. Entre sus principales ciudades se encuentran con una gran capacidad hotelera e infraestructura turística Barcelona (la capital) y su vecina Puerto La Cruz. Esta última ciudad es uno de los mayores atractivos turísticos de Venezuela ya que recibe temporada tras temporada miles de visitantes. Las playas que se encuentran a las afueras de la ciudad poseen una gran belleza, siendo puerta de entrada de uno de los parques más hermosos del país, El Parque Nacional Mochima. Desde su puerto, parte el principal ferry que une a Margarita con el continente, y también se puede navegar a islas que rodean a la ciudad.

Además del turismo la actividad que mayor desarrollo ha experimentado en el estado es la industria petrolera. El estado Anzoátegui ocupa el segundo lugar en la producción en materia de petróleo y gas a nivel nacional, después del estado Zulia.

Los catorce censos realizados entre los años 1873-2011 presentados por El Instituto Nacional de Estadística, INE, los cuales abarcan un período de 138 años, reflejan la tendencia creciente de la población del estado

Anzoátegui. En el año 2011 la población residente en esta entidad fue de 1.469.747 personas, 247.522 habitantes más que los registrados en el Censo 2001, representando un crecimiento relativo de 20,25%.

A partir de los problemas descritos anteriormente, tomando en cuenta que en la actualidad los niveles de demanda de la población anzoatiguense han aumentado y considerando que mantener el suministro de energía eléctrica estable es de gran importancia, surge la necesidad de crear y planificar nuevos proyectos que ayuden a solucionar la problemática planteada.

La velocidad del viento promedio durante el año según la estación meteorológica situada en El Tigre es de 3,9 m/s, una velocidad que se encuentra por encima de la mínima requerida para el funcionamiento de un aerogenerador que es 3 m/s. (Bruzual, 2010, p. 116)

Ante la situación expuesta, ya que la energía eólica es una fuente aprovechable para la generación de energía eléctrica y siendo el viento un recurso natural renovable, se plantea una evaluación de la factibilidad técnica, económica y financiera para la construcción de un parque eólico en el estado Anzoátegui como una posible solución a la problemática actual.

## **1.2. Objetivos**

### **1.2.1. Objetivo General**

Evaluar la factibilidad técnica, económica y financiera para la construcción de un parque eólico en el estado Anzoátegui.

### **1.2.2. Objetivos Específicos**

- Caracterizar la demanda de energía eléctrica existente en el estado Anzoátegui.

- Investigar las tecnologías existentes en el mercado relacionadas a la generación eléctrica a partir de la energía del viento.
- Determinar los sitios probables para la construcción de un parque eólico en el estado Anzoátegui.
- Seleccionar la tecnología adecuada para la construcción de un parque eólico en el estado Anzoátegui.
- Identificar los riesgos involucrados en la construcción de un parque eólico en el estado Anzoátegui.
- Investigar el impacto ambiental que conlleva la construcción de un parque eólico en el estado Anzoátegui.
- Determinar los recursos necesarios para la construcción de un parque eólico en el estado Anzoátegui.
- Determinar los costos estimados asociados a la construcción de un parque eólico en el estado Anzoátegui.
- Evaluar la rentabilidad del servicio de electricidad que suministrará el parque eólico propuesto en el estado Anzoátegui.

### **1.3. Alcance**

El presente trabajo especial de grado tiene como objeto evaluar la factibilidad técnica económica y financiera de la construcción de un parque eólico en Anzoátegui sin considerar la posterior ejecución e implantación del proyecto.

El trabajo incluye, una investigación documental que abarca la caracterización de la demanda de energía eléctrica en el estado Anzoátegui, el conocimiento de las distintas tecnologías en el mercado de energía eólica

para la generación eléctrica, incluyendo su funcionamiento, localización, recursos, riesgos asociados e instalación.

Por último, se pretende realizar un estudio de factibilidad para la instalación de aerogeneradores en el estado Anzoátegui en sus ámbitos técnico, económico y financiero basado en la investigación teórica y documental hecha previamente.

#### **1.4. Limitaciones**

La limitación más importante en esta investigación es la falta de información real y actual en materia de costos, consumo, generación y planificación eléctrica en Venezuela. Muchas de las cifras que se manejan y publican abiertamente son estimaciones de la realidad. Aproximadamente desde hace unos 6 años existe un apagón informativo, por parte de los responsables del Sistema Eléctrico Nacional sobre cuánta energía se produce en cada planta y en cada región del país, informes cuyo contenido era abierto al público desde hace muchos años.

#### **1.5. Justificación**

En los últimos años, Venezuela ha sufrido una crisis energética producto de una mala planificación y falta de recursos. Los proyectos de las plantas termoeléctricas Alberto Lovera, San Diego de Cabrutica y Alfredo Salazar tienen hasta 41, 65 y 18 meses de retraso respectivamente desde que se prometió terminar los proyectos (Últimas Noticias, 2013). Es por lo anteriormente mencionado y por el hecho que la demanda anzoatiguense supera en casi el doble a la suministrada por el Sistema Eléctrico Nacional que la construcción de un parque eólico sería una solución adecuada para el problema en cuestión, además que la energía eólica es un recurso renovable y es una fuente limpia de bajo impacto ambiental.

## CAPÍTULO II

### 2. MARCO METODOLÓGICO

#### 2.1 Tipo de investigación

El presente trabajo de investigación que contempla un estudio de factibilidad técnica, económica y financiera de la construcción de un parque eólico en el estado Anzoátegui se puede describir como un proyecto factible, el cual se define como:

“El Proyecto Factible consiste en la investigación, elaboración y desarrollo de una propuesta de un modelo operativo viable para solucionar problemas, requerimientos o necesidades de organizaciones o grupos sociales; puede referirse a la formulación de políticas, programas, tecnologías, métodos o procesos. El Proyecto debe tener apoyo en una investigación de tipo documental, de campo o un diseño que incluya ambas modalidades.

El Proyecto Factible comprende las siguientes etapas generales: diagnóstico, planteamiento y fundamentación teórica de la propuesta; procedimiento metodológico, actividades y recursos necesarios para su ejecución; análisis y conclusiones sobre la viabilidad y realización del Proyecto; y en caso de su desarrollo, la ejecución de la propuesta y la evaluación tanto del proceso como de sus resultados.” (UPEL, 2003, p. 16).

#### 2.2 Diseño de investigación

El diseño de la investigación tiene como objeto proporcionar un modelo de verificación que permita contrastar hechos con teorías, y su forma es la de una estrategia o plan general que determina las operaciones necesarias para hacerlo. (Sabino; 1992, p. 69).

En función del tipo de datos a ser recogidos para llevar a cabo una investigación, es posible categorizar nuestra tesis del tipo bibliográfica.

“Cuando, los datos a emplear han sido ya recolectados en otras investigaciones y son conocidos mediante los informes correspondientes nos referimos a datos secundarios, porque han sido obtenidos por otros y nos llegan elaborados y procesados de acuerdo con los fines de quienes inicialmente los obtuvieron y manipularon. Como estas informaciones proceden siempre de documentos escritos, pues esa es la forma uniforme en que se emiten los informes científicos, damos a estos diseños el nombre de bibliográficos.” (Sabino; 1992, p. 70).

### **2.3 Unidad de análisis.**

En las unidades de análisis a las cuales se les denomina también casos o elementos, el interés se centra en “qué o quiénes”, es decir, en los participantes, objetos, sucesos o comunidades de estudio, lo cual depende del planteamiento de la investigación y de los alcances del estudio (Hernández et al., 2006).

Es por lo mencionado anteriormente que podemos definir la unidad de análisis como:

- Ubicación geográfica: Estado Anzoátegui, Venezuela.
- Organización: Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC).

### **2.4 Recolección de datos.**

En toda investigación se dispone de distintas técnicas para recolectar datos que conducen a reunir lo necesario para cumplir con el propósito de la investigación. Según Sabino (1992) un instrumento de recolección de datos es “cualquier recurso de que se vale el investigador para acercarse a los fenómenos y extraer de ellos información”. (p. 114).

En esta investigación se utilizó la técnica de recolección de datos secundarios (recolección por otros investigadores) la cual “implica la revisión de documentos, registros públicos y archivos públicos o electrónicos”. (Hernández et al., 2006, p. 261).

## CAPÍTULO III

### 3. MARCO TEÓRICO

#### 3.1. Antecedentes

Para realizar el Trabajo Especial de Grado, fue necesario requerir de trabajos de investigación que anteceden al presente estudio sirviendo como base para analizar, sustentar y estructurar la debida información obtenida.

Se muestran a continuación los antecedentes consultados:

- **Título:** Estudio de factibilidad técnico-económica para la implementación de energía eólica y solar en el edificio técnico-administrativo “Leona”, PDVSA petroritupano, Municipio Freites-Anzoátegui.

**Institución y fecha:** Universidad de Oriente. Octubre de 2010.

**Aporte:** Estructura y contenido de un estudio de factibilidad técnico-económico.

- **Título:** Feasibility Study of the Arena Volcano Wind Project.

**Institución y fecha:** Worcester Polytechnic Institute. Año 2010.

**Aporte:** Estructura y contenido de un estudio de factibilidad técnico-económico.

- **Título:** Estudio de factibilidad para una fábrica productora de cerveza artesanal.

**Institución y fecha:** Universidad Católica Andrés Bello. Mayo de 2004

**Aporte:** Estructura y contenido de un estudio de factibilidad técnico-económico.

- **Título:** Estudio de factibilidad para la construcción de un parque eólico en Colombia.

**Institución y fecha:** Universidad de La Sabana. Año 2003.

**Aporte:** Estructura y contenido de un estudio de factibilidad técnico-económico.

- **Título:** Evaluación de la factibilidad técnica, económica y financiera de la ampliación de una empresa dedicada al blindaje de vehículos ubicada en la ciudad de Caracas, Distrito Capital.

**Institución y fecha:** Universidad Católica Andrés Bello. Año 2013.

**Aporte:** Estructura y contenido de un estudio de factibilidad técnico-económico.

### 3.2. Descripción técnica

#### 3.2.1. Aprovechamiento de la energía eólica

El libro de Ciencia y Tecnología publicado por el Tecnológico de Estudios Superiores de Ecatepec (TESE, 2009) describe que el viento es generado por las masas de aire en desplazamiento entre zonas de alta presión atmosférica hacia regiones adyacentes de baja presión con velocidades proporcionales al gradiente de presión. Estos gradientes son la diferencia de presión atmosférica entre dos puntos y son generados a causa del calentamiento no uniforme de la superficie terrestre por la radiación solar combinado con el movimiento rotatorio de nuestro planeta.

Para poder aprovechar la energía eólica, es importante conocer las variaciones diurnas, nocturnas y estacionarias de los vientos. Durante el día, las masas sobre los océanos, los mares y los lagos se mantienen frías con relación a las áreas vecinas situadas sobre las masas continentales. Durante las noches, el proceso se invierte, es decir, el mar guarda mejor el calor que

la tierra. Durante el día, los continentes absorben una menor cantidad de energía solar, por lo tanto el aire que se encuentra sobre la tierra se expande, y se hace más liviana y se eleva. El aire más frío y más pesado que proviene de los mares, océanos y grandes lagos se pone en movimiento para ocupar el lugar dejado por el aire caliente.

Asimismo, es importante conocer la variación de la velocidad del viento con la altura sobre el suelo, la presencia de ráfagas en espacios de tiempo breves y valores máximos ocurridos en series históricas. Para utilizar la energía del viento es recomendable se tenga una velocidad mínima de 3 m/s, y que no supere los 18 m/s, o sea, entre los 10 a 65 km/h.

En la sociedad actual, es indispensable utilizar energía proveniente de recursos extras para las actividades cotidianas puesto que debido al progreso humano, el cual se ha medido conforme al consumo energético, ha inducido un esquema no sustentable con efectos negativos al medio ambiente producto del abuso de la combustión de los hidrocarburos. Por tanto, se debe ser eficiente y reducir el consumo de energía mediante los desarrollos tecnológicos adecuados y adaptados a las condiciones culturales y medioambientales de cada lugar. (TESE, 2009).

La forma de producir la energía es a partir del empleo de fuentes muy diversas como el carbón, el petróleo, el gas, los residuos agrícolas, el agua, el viento y el sol. Pero una de las formas más limpias de producción de energía es a partir del viento.

### **3.2.2. Aerogeneradores**

Según el libro del TESE (2009), al aparato capaz de aprovechar el viento para generar energía eléctrica, se le denomina aerogenerador. El aerogenerador es el sistema de conversión, que comprende un generador eléctrico con sus sistemas de control y de conexión eléctrica.

Las máquinas eólicas, son capaces de transformar la energía del viento en energía mecánica de rotación utilizable y trabajan sobre el principio de la fuerza aerodinámica. La incidencia del viento ejerce una presión sobre la hélice para girar el rotor, que a su vez, está conectado a un alternador que produce la energía eléctrica.

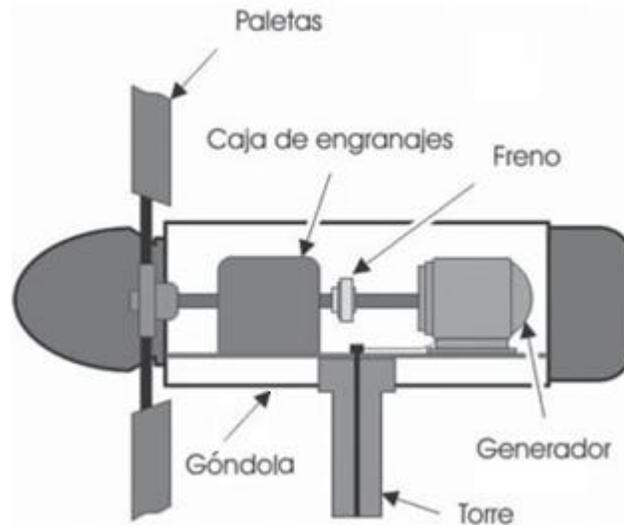
El diseño básico de los generadores eólicos actuales difiere de los que han sido utilizados durante siglos. El concepto básico de molino de viento consiste en una serie de aspas que se mueven por la acción del viento girando sobre su propio eje. La moderna tecnología ha mejorado la turbina eólica, desarrollando nuevos rotores de diseño horizontal y con la capacidad de hacer girar el alternador a una velocidad óptima. La conversión de energía mecánica en energía eléctrica se obtiene a través de la utilización de un alternador.

Un sistema conversor de energía eólica se compone de dos partes principales: 1) la hélice y el rotor, que convierte la energía cinética del viento en un movimiento rotatorio en la flecha principal del sistema. 2) un sistema de transmisión, que acopla esta potencia mecánica de rotación de acuerdo con el tipo de aplicación.

El diseño y la altura de la torre que soporta al aerogenerador es importante, ya que el viento sopla más fuerte entre más alto esté del suelo. Las torres pueden ser reticuladas o tubulares, éstas últimas son las más comunes.

Para Castells y Alsina (2012) los elementos principales de cualquier turbina de viento son: el rotor, una caja de engranajes, un generador, equipo de control y monitoreo y la torre.

**Figura 1:** Esquema de un generador eólico de eje horizontal.



**Fuente:** Adaptado de Elías Castells, X., Bordas Alsina, S., 2012.

- *Rotor:* las palas del rotor se diseñan para que giren con el viento, moviendo el generador de la turbina.
- *Caja de engranajes:* los engranajes se utilizan para aumentar la velocidad de giro hasta conseguir la velocidad precisa para lograr la frecuencia eléctrica exigida.
- *Generador:* produce la electricidad cuando hay suficiente viento como para hacer rotar las palas. La electricidad se transfiere a la siguiente etapa usando el cableado, ya sea para el almacenaje, envío a la red o uso directo.
- *Torre:* la torre eleva el montaje de las turbinas por encima de las corrientes de aire turbulentas cerca de la tierra y permite capturar un viento de mayor capacidad. Generalmente son entre 40 y 100 metros y deben ser robustas para permitir el acceso a la turbina para su mantenimiento.

Según Romero Lozano (2012) los aerogeneradores pueden clasificarse según sus principales características, por la potencia proporcionada, por la posición del aerogenerador o por el número de palas. Las clasificaciones más comunes son por la potencia generada y por la posición del aerogenerador, las cuales se describen a continuación:

Por la potencia eléctrica que pueden generar:

- Pequeños aerogeneradores. Son considerados en este grupo los aerogeneradores cuya potencia está por debajo de los 30 kW.
- Aerogeneradores de tamaño medio. Es el sector más desarrollado y extendido, en donde se engloban la mayor parte de las instalaciones conectadas a red, Su potencia está entre 30 y 600 kW.
- Máquinas multimegavatio. Son máquinas con una potencia por encima del megavatio, representan lo último en tecnología.

Desde el punto de vista del diseño, también se pueden clasificar por la posición del aerogenerador:

- Eje vertical. El eje de rotación se encuentra en posición perpendicular al suelo. Las ventajas de estos aerogeneradores son que la torre no tiene que soportar el peso del generador y caja de engranajes, y no es necesario un sistema de orientación. A medida que se aumenta su tamaño los esfuerzos adicionales que deben soportar son sólo debidos al peso de las palas y, por lo tanto unidireccionales, lo que facilita el diseño.
- Eje horizontal. El eje sobre el que van las palas se encuentra en posición paralela al suelo. Son los más habituales y en ellos se ha centrado el mayor esfuerzo de diseño en los últimos años, el peso de las palas crea distintos momentos de torsión que hacen más complejo

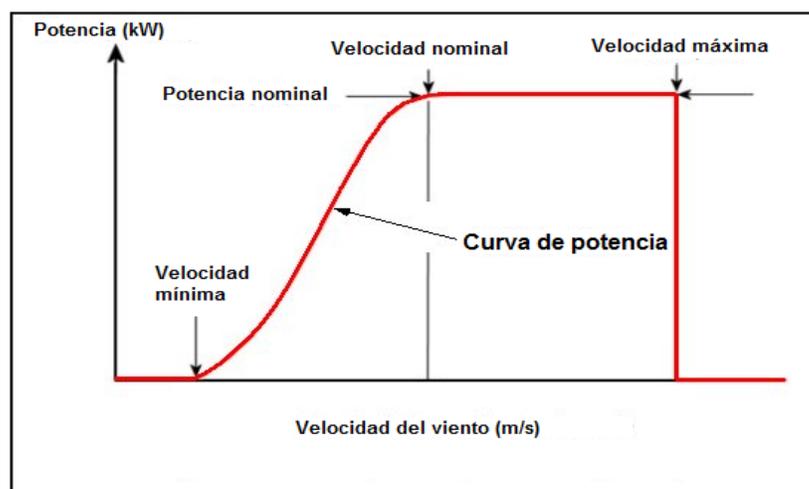
el diseño de la torre, tiene que soportar el peso del generador y caja, y es necesario un sistema de orientación.

### 3.2.2.1. Curvas de potencia

La salida de energía eléctrica versus la velocidad del viento se conoce como la curva de potencia. El cálculo se basa en el conjunto de las características de potencia del rotor, la eficiencia de la conversión de energía mecánica-eléctrica, la velocidad optimizada del rotor con respecto a una distribución de frecuencia dada del viento y, por último, el límite impuesto a la potencia del rotor absorbida por la potencia máxima admisible para el generador eléctrico.

De este modo, se resumen todas las características que son esenciales para la producción de energía del aerogenerador. La curva de potencia es el certificado oficial de una turbina eólica de funcionamiento, que debe ser garantizado por el fabricante. Esta es la razón por la que la descripción exacta y la confirmación de la curva de potencia es de especial importancia. (Hau, 2013, p. 560).

**Figura 2:** Curva de potencia típica de un aerogenerador.



**Fuente:** Adaptado de [www.wind-power-program.com](http://www.wind-power-program.com). (2014)

### **3.2.3. Parque eólico**

Según el libro del TESE (2009), con la finalidad de incrementar la energía generada por el viento, se instala un cierto número de aerogeneradores para el aprovechamiento del recurso. El ejemplo más típico de una instalación eólica son los parques eólicos en donde varios aerogeneradores instalados están conectados a la línea eléctrica. Y en general, los parques eólicos suelen ser prácticos y más rentables comparados con los sistemas independientes.

En el mercado internacional de la generación eléctrica, los sistemas eólicos compiten con las centrales térmicas de hidrocarburos, y si tomamos en cuenta el impacto ambiental y el tiempo de construcción, los generadores eólicos resultan una opción tangible para producir energía eléctrica limpia.

Todo esto parece indicar que los sistemas eólicos serían la mejor alternativa; sin embargo, existen otras consideraciones previas que deben ser tomadas en cuenta como la intermitencia del viento, cuyas variaciones se ven reflejadas en la generación de electricidad. Se genera electricidad sólo en las horas en que hay viento disponible.

Sin embargo, la ventaja de los generadores eólicos es que pueden construirse e instalarse individualmente, además de que pueden integrarse fácilmente a la actividad agrícola; también puede combinarse con las celdas fotovoltaicas a fin de generar energía eléctrica durante los períodos que no haya viento pero sí energía solar.

### **3.2.4. Impacto ambiental**

Según el libro del TESE (2009), como característica sobresaliente de esta tecnología podemos mencionar que opera en armonía con el medio ambiente, no afecta la vida vegetal ni el clima y no presenta riesgos para la salud del ser humano. La operación de las centrales no requiere de la

combustión de sustancias ni genera emisiones de gases tóxicos. Los requerimientos de espacio para la instalación de los equipos eólicos son menores al 5% de la superficie de los predios; es decir, para instalar energía eólica en algún terreno no se requiere de mucho espacio.

Sin embargo es importante mencionar que la industria de aerogeneradores provoca efectos contaminantes. Es alta consumidora de acero, hormigón, y materiales plásticos compuestos, tales como epoxi y fibra de vidrio. Se trata de industrias pesadas que concentran entre el 10% y el 15% de las emisiones de  $CO_2$  en el mundo. A pesar de ello, igualmente la energía eólica es una fuente renovable y limpia en su etapa de generación.

### **3.3. Factibilidad**

Descrito por Baca Urbina (2001) un proyecto es la búsqueda de una solución inteligente al planteamiento de un problema en el cual se quiere resolver, entre otras, una necesidad humana. Puede haber diferentes ideas, inversiones de diverso monto, tecnología y metodología con diverso enfoque; pero si están destinadas a resolver una necesidad del ser humano, debe existir un proyecto de inversión al cual se le asigna un determinado monto de capital y se le proporcionan insumos de varios tipos por lo que se deberá aplicar al mismo una evaluación de factibilidad con el objeto de conocer su rentabilidad económica y social, de tal manera que asegure resolver la necesidad humana en forma eficiente, segura y rentable. Sólo así es posible asignar los escasos recursos económicos a la mejor alternativa planteada. (p.2)

Aunque cada estudio de inversión es único, la metodología aplicada en cada uno de ellos tiene la particularidad de poder adaptarse a cualquier proyecto proporcionando técnicas de análisis a emplear para hacer una serie de determinaciones, tales como mercado insatisfecho, costos totales y

rendimiento de la inversión que proveen las bases para tomar una decisión de tipo personal referente a si se acepta o no la aplicación del mismo.

### **3.3.1. Factibilidad de mercado**

De acuerdo con Baca Urbina (2001) se entiende por mercado “el área en que confluyen las fuerzas de la oferta y la demanda para realizar las transacciones de bienes y servicios a precios determinados” (p. 14). El estudio de mercado se encuentra orientado a ratificar la existencia de una necesidad insatisfecha en el mercado, conocer cuáles son los medios que se emplean para hacer llegar los bienes y servicios provenientes de una nueva unidad de producción que los usuarios estarían dispuestos a adquirir a determinados precios y dar una idea al inversionista del riesgo que su producto corre de ser o no aceptado en el mercado.

#### **3.3.1.1. Definición del producto**

En esta primera parte del estudio de mercado “debe hacerse una descripción exacta del producto o los productos que se pretenda elaborar. Esto debe ir acompañado por las normas de calidad que edita la Secretaría de Estado o Ministerio correspondiente”. (Baca Urbina, 2001, p. 16).

#### **3.3.1.2. Análisis de la demanda**

“Se entiende por demanda la cantidad de bienes y servicios que el mercado requiere o solicita para buscar la satisfacción de una necesidad específica a un precio determinado. El principal propósito que se persigue con el análisis de la demanda es determinar y medir cuáles son las fuerzas que afectan los requerimientos del mercado con respecto a un bien o servicio, así como determinar la posibilidad de participación del proyecto en la satisfacción de dicha demanda”. (Baca Urbina, 2001, p. 17).

### **3.3.1.3. Análisis de la oferta**

El propósito de este análisis es determinar o medir las cantidades y las condiciones en que una economía puede y quiere poner a disposición del mercado un bien o servicio. De aquí se define entonces a la oferta como “la cantidad de bienes o servicios que un cierto número de oferentes (productores) está dispuesto a poner a disposición del mercado a un precio determinado”. (Baca Urbina, 2001, p. 43)

### **3.3.1.4. Análisis de precios**

El precio puede definirse según Baca Urbina (2001) como “la cantidad monetaria a la que los productores están dispuestos a vender, y los consumidores a comprar un bien o servicio, cuando la oferta y demanda están en equilibrio”. (p. 48). Es indispensable conocer el precio del producto en el mercado porque éste será la base para calcular los ingresos probables en varios años y es importante la proyección de los mismos conforme a la tasa de inflación para ajustarlos más a la realidad.

### **3.3.2. Factibilidad técnica**

El aspecto técnico-operativo de un proyecto comprende todo aquello que tenga relación con el funcionamiento y la operatividad del propio proyecto. En resumen, se pretende resolver las preguntas referentes a dónde, cuánto, cuándo, cómo y con qué producir lo que se desea. De acuerdo con Baca Urbina (2001) dentro de la evaluación de proyectos, el estudio técnico tiene como objetivos “verificar la posibilidad técnica de la fabricación del producto que se pretende; analizar y determinar el tamaño óptimo, la localización óptima, los equipos, instalaciones y la organización requeridos para realizar la producción” (p. 84).

### **3.3.2.1. Localización óptima de la planta**

Según Baca Urbina (2001) “la localización óptima de un proyecto es la que contribuye en mayor medida a que se logre la mayor tasa de rentabilidad sobre el capital (criterio privado) u obtener el costo unitario mínimo (criterio social).”

Método cualitativo por puntos: “consiste en asignar factores cuantitativos a una serie de factores que se consideran relevantes para la localización. Esto conduce a una comparación cuantitativa de diferentes sitios. El método permite ponderar factores de preferencia para el investigador al tomar la decisión”. (Baca Urbina, 2001, p. 99).

### **3.3.2.2. Tamaño de la planta**

De acuerdo con Baca Urbina (2001), para definir el tamaño de un proyecto se debe considerar su capacidad instalada expresada en unidades de producción por año. Se requiere conocer también con mayor precisión los tiempos predeterminados o tiempos y movimientos del proceso puesto que todo proceso productivo “conlleva una tecnología que viene a ser la descripción detallada, paso a paso, de operaciones individuales que, de llevarse a cabo, permiten la elaboración de un artículo con especificaciones precisas” (p. 86).

Siguiendo con el planteamiento de Baca Urbina (2001), en la práctica, determinar el tamaño de una nueva unidad de producción depende de factores que contribuyen a simplificar el proceso de aproximaciones sucesivas y las alternativas de tamaño entre las cuales se puede escoger. Estos factores son la demanda, la disponibilidad de las materias primas, la tecnología, los equipos y el financiamiento.

### **3.3.2.3. Factores relevantes que determinan la adquisición de equipo y maquinaria.**

En el planteamiento recomendado por Baca Urbina (2001) al momento de decidir sobre la compra de equipo y maquinaria, “se debe tomar en cuenta una serie de factores que afectan directamente la elección. La información que se debe recabar será útil para la comparación de varios equipos y también es la base para realizar una serie de cálculos y determinaciones posteriores” (p.105). Entre la información a recabar tenemos los proveedores, el precio, las dimensiones, la capacidad, mano de obra necesaria, costo de mantenimiento, consumo de energía eléctrica, entre otras.

### **3.3.2.4. Ingeniería del proyecto.**

De acuerdo con Baca Urbina (2001), “el objetivo general del estudio de ingeniería del proyecto es resolver todo lo concerniente a la instalación y el funcionamiento de la planta. Desde la descripción del proceso, adquisición de equipo y maquinaria se determina la distribución óptima de la planta, hasta definir la estructura jurídica y de organización que habrá de tener la planta productiva”. (p. 101).

### **3.3.3. Estudio económico-financiero**

El estudio económico financiero “pretende determinar cuál es el monto de los recursos económicos necesarios para la realización del proyecto, cuál será el costo total de la operación de la planta (que abarque las funciones de producción, administración y ventas), así como otra serie de indicadores que servirán como base para la parte final y definitiva del proyecto”. (Baca Urbina, 2001, p. 160).

### 3.3.3.1. Determinación de los costos.

De acuerdo con Baca Urbina (2001) se puede decir que el costo “es un desembolso en efectivo o en especie hecho en el pasado, en el presente, en el futuro o en forma virtual”. (p. 161).

Siguiendo con el planteamiento de Baca Urbina es importante destacar en este punto que la evaluación de proyectos es una técnica de planeación, por lo tanto la forma de tratar el aspecto contable no es tan rigurosa puesto que no hay forma de predecir ni controlar con exactitud el futuro. Entonces, debe quedar claro que el redondeo de las cifras no afecta en absoluto la evaluación económica y no se viola ningún principio contable.

Dentro de los costos a considerar dentro de la evaluación de un proyecto tenemos:

**Costos de producción:** no son más que un reflejo de las determinaciones realizadas en el estudio técnico y se determinan con las siguientes bases: costos de materia prima, costos de mano de obra, envases, costos de energía eléctrica, costos de agua, combustibles, control de calidad, mantenimiento, cargo de depreciación y amortización, otros costos.

**Costos de administración:** son los que provienen para realizar la administración de la empresa; esto implica las dos grandes áreas de una empresa, que son producción y ventas, así como todos los demás departamentos o áreas que pudieran existir dentro de la misma como gerencias de planeación, investigación y desarrollo, recursos humanos, relaciones públicas, finanzas o ingeniería.

**Costos de venta:** son los costos relacionados a la gerencia de ventas o también llamado mercadotecnia. Mercadotecnia abarca, entre otras muchas actividades, la investigación y el desarrollo de nuevos mercados o de nuevos productos adaptados a los gustos y necesidades de los consumidores.

**Costos financieros:** son los intereses que se deben pagar en relación con capitales obtenidos en préstamo.

### **3.3.3.2. Inversión inicial.**

“Comprende la adquisición de todos los activos fijos o tangibles y diferidos o intangibles necesarios para iniciar las operaciones de la empresa, con excepción del capital de trabajo”. (Baca Urbina, 2001, p. 165). Es importante mencionar que se entiende por activo tangible (que se puede tocar) o fijo, los bienes propiedad de la empresa, como terrenos, edificios, maquinaria, equipos y otros.

### **3.3.3.3. Capital de trabajo.**

Según Baca Urbina (2001) este capital se define desde el punto de vista contable como “la diferencia aritmética entre el activo circulante y el pasivo circulante”. Desde el punto de vista práctico, “está representado por el capital adicional (distinto de la inversión en activo fijo y diferido) con que hay que contar para que empiece a funcionar una empresa...” (p. 168).

### **3.3.3.4. Costo de capital o tasa mínima aceptable de rendimiento (TMAR).**

Cuando el capital necesario para llevar a cabo un proyecto es aportado por varias fuentes como inversionistas, empresas, instituciones de crédito como los bancos, entre otras; cada uno de ellos tendrá un costo asociado al capital que aporte el cual le proporcionará una tasa mínima de ganancia sobre la inversión propuesta, esa tasa es llamada por Baca Urbina (2001) como tasa mínima aceptable de rendimiento (TMAR) la cual debe establecerse en referencia al índice inflacionario para que de esta manera, el capital invertido mantenga su poder adquisitivo. Sin embargo, como para el inversionista resulta más interesante tener un crecimiento real del poder adquisitivo; deberá calcular la TMAR sumando dos factores: primero, debe

ser tal su ganancia que compense los efectos inflacionarios, y en un segundo término, debe ser un premio o sobretasa por arriesgar su dinero en determinada inversión.

**Ecuación 1:** Tasa mínima aceptable de rendimiento.

$$TMAR = i + f + if ; i = \text{premio al riesgo}; f = \text{inflación}$$

**Fuente:** Baca Urbina (2001).

### **3.3.3.5. Flujo de caja.**

La evaluación del proyecto se efectuará sobre los resultados que en el flujo de caja se determinen. Estos valores son los que indican, tanto los beneficios, como costos del proyecto obtenidos para cada período. En definitiva estos valores son los que el evaluador considera al momento de realizar el análisis de rentabilidad. (Sliver, Carter, 1999, p. 71).

### **3.3.3.6. Financiamiento.**

“Una empresa está financiada cuando ha pedido un préstamo para cubrir cualquiera de sus necesidades económicas”. (Baca Urbina, 2001, p. 177) Cuando se pide un préstamo, existen cuatro formas generales de pagarlo de acuerdo con lo que plantea Baca Urbina (2001). Una de ellas es pagando el capital e intereses al final de los años que se hayan preestablecido en contrato; otra es pagando el interés al final de cada año y todo el capital al final de todos los años preestablecidos; la siguiente forma es pagando cantidades iguales al final de cada uno de los años hasta completar los años del contrato y la última forma de pago es el pago de intereses y una parte proporcional del capital (cierto porcentaje cada año) al final de cada uno de los años que se hayan preestablecido en el contrato.

### 3.3.3.7. Determinación del punto de equilibrio.

La finalidad es determinar cuál es el nivel de producción donde los costos se igualan con los ingresos (punto de equilibrio). De esta forma se obtiene la utilidad neta y los flujos netos de efectivo del proyecto, que son, en forma general, el beneficio real de la operación de la planta. (Baca Urbina, 2001)

### 3.3.4. Evaluación económica.

El estudio de la evaluación económica es la parte final de la factibilidad de un proyecto ya que aquí se emplearán distintos métodos de análisis para comprobar la rentabilidad económica del proyecto. De acuerdo con Baca Urbina (2001) se sabe que el dinero disminuye su valor real con el paso del tiempo a una tasa aproximadamente igual al nivel de inflación vigente, esto implica que los métodos de análisis empleados deberán tomar en cuenta ese cambio del valor real del dinero a través del tiempo.

#### 3.3.4.1. Valor presente neto (VPN)

“Es el valor monetario que resulta de restar la suma de los flujos descontados a la inversión inicial”. (Baca Urbina, 2001, p. 213). Con el uso de este método de análisis se supone una reinversión total de todas las ganancias anuales.

La ecuación para calcular el VPN es la siguiente:

**Ecuación 2:** Valor presente neto.

$$VPN = -P + \frac{FNE}{1+i^1} + \frac{FNE}{1+i^2} + \dots + \frac{FNE}{(1+i)^n}$$

**Fuente:** Baca Urbina (2001).

Donde:

P: inversión inicial

FNE: flujo neto efectivo (el cual corresponde al valor de la utilidad esperada en cada año)

i: interés o crecimiento del dinero.

Los posibles valores obtenidos del VPN, de acuerdo con Baca Urbina (2001) nos permiten concluir lo siguiente: si el VPN < 0, implica que no habrá una ganancia por lo que se rechazará el proyecto. Con un VPN = 0 no se aumenta el patrimonio de la empresa durante el horizonte de planeación estudiado pero el inversionista recuperará el capital invertido, en este punto se podrá aceptar o rechazar el proyecto. Por otro lado, si el resultado es VPN > 0, esto implica una ganancia extra a lo largo del período considerado por lo que se podrá aceptar el proyecto.

#### 3.3.4.2. Tasa interna de rendimiento (TIR).

De acuerdo con las dos definiciones planteadas por Baca Urbina (2001), la TIR es la tasa de descuento por la cual el VPN es igual a cero o es la tasa que iguala la suma de los flujos descontados a la inversión inicial. (p. 216). Se llama tasa interna de rendimiento porque supone que el dinero que se gana año con año se reinvierte en su totalidad. La idea de aplicar este método es saber cuál es el valor real del rendimiento del dinero en la inversión.

La TIR se calcula igualando el VPN a cero y despejando la tasa ubicada en el denominador como sigue a continuación:

**Ecuación 3:** Tasa interna de retorno.

$$0 = -P + \frac{FNE}{1 + TIR} + \frac{FNE}{1 + TIR^2} + \dots + \frac{FNE}{(1 + TIR)^n}$$

**Fuente:** Baca Urbina (2001).

Con el criterio de aceptación que emplea el método de la TIR: si ésta es mayor que la TMAR, acepte la inversión; es decir, si el rendimiento de la empresa es mayor que el mínimo fijado como aceptable, la inversión es económicamente rentable. En caso contrario, no es rentable.

## CAPÍTULO IV

### 4. ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE MERCADO

#### 4.1. Análisis de la demanda.

Venezuela ha sido tradicionalmente considerada como un país con una reserva inagotable de recursos energéticos, este hecho ha influido en los hábitos de su población hasta el punto de ser el país con mayor consumo de energía eléctrica per cápita en Latinoamérica. Actualmente Venezuela ocupa el primer lugar entre los países de la región en cuanto a consumo eléctrico nacional con una cifra alrededor de 17.500 y 18.000 MW y aproximadamente un promedio de 4.200KWh/hab. (MPPEE, 2014)

Los venezolanos en un lapso de 14 años han elevado el consumo de energía por habitante en 70%, desde 1998 hasta 2012. En 1998, se situaba en 10.854 MW; mientras que, en 2011, cerró en 17.157 MW.

Una de las principales causas del incremento del consumo eléctrico en el país se debe a las bajas tarifas las cuales son subsidiadas en un 80% por el estado venezolano. Los venezolanos solo pagan el 20% de la tarifa real que llega a sus hogares siendo éste posiblemente el factor que promueve el consumo irracional. Otra causa relacionada con el incremento eléctrico, son los altos niveles de disponibilidad del servicio ya que el 98,5% de los hogares del país poseen acceso a la electricidad según el censo realizado en el año 2011. (Noticias 24, 2014)

De acuerdo con proyecciones realizadas por el Gobierno venezolano, Venezuela debería estar demandando unos 23.500 MW para el 2014 pero la cifra real ronda los 18.000 MW; evidentemente el Estado ha logrado disminuir el consumo eléctrico de la población pero no debido al consumo racional sino mediante programas de racionamiento e interrupciones en el suministro eléctrico.

Por otra parte, el estado Anzoátegui consume 1.100 MW de los 3.000 MW que consume el Oriente del país, lo cual representa un 36,6% del consumo de energía de los estados Sucre, Monagas, Bolívar, Nueva Esparta y Anzoátegui incluido. La entidad dispone de una capacidad de generación eléctrica de 750 MW, necesitaría unos 350 MW adicionales para cubrir la demanda del estado y aun así esto sería insuficiente ya que es necesario contar con una holgura para irregularidades e imprevistos en el sistema. (El Universal, 2014)

#### **4.2. Análisis de la oferta.**

Así como Venezuela ocupa el primer lugar con mayor consumo de energía eléctrica per cápita en Latinoamérica, también lo ocupa en la alta capacidad de generación instalada entre los países de la región. En la actualidad el país cuenta con una capacidad de generación instalada aproximadamente de 24.000 MW. Esta generación de electricidad proviene en su mayoría de la región de Guayana, donde funcionan los complejos hidroeléctricos más grandes del país ofreciendo más del 62% del potencial eléctrico que llega a los hogares e industrias de todo el país; otro 35% de la generación proviene de plantas termoeléctricas, y casi un 3% corresponde al sistema de generación distribuida, conformada por grupos electrógenos. (MPPEE, 2014)

En cuanto a la generación real operativa de energía eléctrica en el país, resulta complicado estimar la cantidad disponible debido a que a partir del 2010 se impuso un apagón informativo relacionado con el tema en cuestión. Sin embargo, de acuerdo con distintas afirmaciones de diferentes dirigentes responsables del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), la cifra ronda alrededor de los 17.500 y 19.000 MW.

Con el fin de satisfacer la demanda eléctrica y que la diferencia entre la oferta y la demanda no sea tan estrecha como lo es actualmente, el Gobierno ha planificado diferentes obras para mejorar y ampliar el SEN. No obstante, las continuas y pronunciadas interrupciones en el servicio eléctrico, demuestran la crisis energética por la que actualmente atraviesa el país.

A mediados del año 2013 se dio a conocer oficialmente que al menos 19 proyectos de generación eléctrica alrededor de todo el país presentaban más de dos (2) años de retraso y cuyas fechas de culminación están pautadas para el 2016. De los proyectos mencionados, tres (3) se ubican en el estado Anzoátegui: la planta termoeléctrica San Diego de Cabrutica la cual contaría con 300 MW, la planta Alfredo Salazar con 85 MW pendientes y la planta Alberto Lovera con 230 MW pendientes. Una vez culminadas en su totalidad, estas obras estarían aportando un total de 615 MW sumándose a los 750 MW existentes en el estado Anzoátegui. (El Universal, 2013)

#### **4.3. Análisis de precios.**

Venezuela cuenta con una tarifa promedio de 3,1 centavos de dólar por kilovatio-hora, la más baja en toda Latinoamérica. Desde hace varios años, el Gobierno ha mantenido fijo el precio de la electricidad por medio de la Gaceta Oficial No. 37.415 publicada en abril de 2002, y aunque este decreto incluía un factor de ajuste afectado por variables como la inflación, éste dejó de aplicarse.

El precio más alto de venta de un kW/hora en el mundo, lo tiene Dinamarca con 37,8 centavos de dólar cuando en Europa el promedio es de 9,2 C\$/kWh. En el caso de América Latina, Uruguay es la más alta con un precio de 22,1 C\$/kWh. (El Mundo, 2014).

## CAPÍTULO V

### 5. ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA

#### 5.1. Localización óptima de la planta

Para determinar el tamaño óptimo de la planta se utilizó el método cualitativo por puntos. Según Burton (2011), los factores para la selección de la localización del parque eólico deben atenderse de forma general a los siguientes:

Cercanía a centros poblados: Los aerogeneradores producen ruido derivado de su propio funcionamiento, es por esto que la distancia a la que se encuentran los residentes del área con respecto a los mismos debe ser considerada; también se debe tomar en cuenta el impacto visual que esta construcción pueda tener en un lugar paisajísticamente valioso para las comunidades cercanas ya que las turbinas son de gran altura y pueden verse desde kilómetros de distancia.

Velocidad del viento: La velocidad del viento es el factor con mayor peso ya que de esto va a depender la producción de electricidad.

Condiciones del terreno: El área afectada por un parque eólico en términos de destrucción de la cubierta vegetal es relativamente extensa, en este sentido, los terrenos característicamente planos son los ideales para su construcción puesto que hace que la ejecución de la obra sea mucho más sencilla y menos costosa. Es evidente que cuanto mayor es la sencillez de ejecución de una obra, menor es el impacto que esta provoca, dado que los movimientos de tierra necesarios para la ejecución de las instalaciones son menores y también el tiempo de ejecución de obra se reduce.

Proximidad a una red de alta tensión: conviene que un parque eólico se sitúe cerca de una red de alta tensión existente perteneciente al Sistema Eléctrico Nacional y así minimizar costos de transmisión y transporte.

**Tabla 1:** Factores relevantes seleccionados para la localización de la planta con su ponderación.

Factor	Peso
1. Cercanía a centros poblados	0,10
2. Velocidad del viento	0,50
3. Condiciones del terreno	0,20
4. Proximidad a una red de alta tensión	0,20

**Fuente:** Elaboración propia.

Las regiones seleccionadas para el estudio de localización se encuentran distribuidas a lo largo del estado Anzoátegui, al norte podemos encontrar la ciudad de Barcelona, en el centro El Tigre y en el sur del estado, Musinacio. Estas regiones también fueron seleccionadas por los datos meteorológicos que actualmente se encuentran disponibles al público, suministradas por las estaciones meteorológicas en casa uno de los sitios.

Se estableció una escala común para cada factor la cual fue de cero (0) a 100 para calificar los sitios seleccionados.

Para cercanía a centros poblados, la mayor puntuación (100 puntos) la obtendrá aquel sitio que se encuentre más alejado de grandes ciudades. Para el factor velocidad del viento, la mayor puntuación la obtendrá el sitio con mayor potencial para el aprovechamiento de energía eólica. En las condiciones del terreno, la mayor puntuación la obtendrá el sitio con menor complejidad del terreno. Finalmente, la mayor puntuación en el factor proximidad a una red de alta tensión la obtendrá el sitio que disponga mayor disponibilidad a las redes de alta tensión disponibles en el país.

**Tabla 2:** Localización de la planta según el método cualitativo por puntos.

Factor	Peso	Calificación			Calificación ponderada		
		Barcelona	El Tigre	Musinacio	Barcelona	El Tigre	Musinacio
1	0,10	50	70	90	5	7	9
2	0,50	60	90	70	30	45	35
3	0,20	70	70	60	14	14	12
4	0,20	60	100	60	12	20	12
Total	1,00				61	<b>86</b>	68

**Fuente:** Elaboración propia.

Cercanía a centros poblados: Musinacio es un pequeño pueblo aislado al sur del estado Anzoátegui por lo tanto recibió la mayor puntuación mientras que Barcelona es la capital del estado contando con mayor densidad poblacional recibiendo así la menor puntuación.

Velocidad del viento: de acuerdo con los datos históricos suministrados por el INAMEH de la velocidad promedio del viento, El Tigre se destacó con un mayor promedio anual por lo que obtuvo la mayor puntuación. El menor promedio lo obtuvo Barcelona.

Condiciones del terreno: a través de la herramienta de Google Maps se observaron los sitios y sus alrededores y se observó que en Musinacio existe una alta densidad de vegetación al tratarse de un pueblo pequeño poco habitado; por esta razón obtuvo la menor puntuación.

Proximidad a una red de alta tensión: Alrededor de El Tigre pasa la mayoría de las líneas eléctricas de media, baja y alta tensión de Venezuela, ideales para conectar el parque eólico a la red del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) obteniendo así la mayor puntuación.

Del método empleado, resultó que la región El Tigre obtuvo la mayor calificación ponderada, por lo tanto fue la zona seleccionada para la instalación de la planta.

## **5.2. Capacidad de generación de la planta**

La capacidad de generación de la planta va a depender de la cantidad de demanda eléctrica que se quiera cubrir. Anteriormente se mencionó que se necesitan unos 350 MW para satisfacer la demanda eléctrica en el estado Anzoátegui. Se consideraron tres (3) casos de estudio con diferentes capacidades de generación eléctrica para el parque eólico. El primero satisface el 3% de la demanda eléctrica, el segundo el 5% y el tercero el 10%, representando 10 MW, 17 MW y 35 MW respectivamente.

### **5.2.1. Selección de la turbina**

Basado en las características del viento de la región de El Tigre, es necesario determinar el aerogenerador que mejor se adapte al sitio para la generación eléctrica. Se consideró que la mejor manera para seleccionar la turbina es eligiendo aquella que se adapte mejor a las velocidades del viento en el lugar. Para determinar la turbina que mejor se adapte al sitio, se compararon diferentes modelos de aerogeneradores utilizando como criterio de selección la producción anual en MWh para diferentes capacidades del parque eólico.

Se seleccionaron tres (3) grandes fabricantes de turbinas eólicas, Enercon, Vestas y Gamesa. Se hizo una lista con diferentes turbinas eólicas con sus correspondientes fabricantes, modelo, velocidad mínima y máxima de generación eléctrica (cut in/ cut out speed), velocidad nominal y potencia nominal (Ver Anexo 1). El criterio de selección para elegir la potencia nominal de las turbinas se basó en que los parques eólicos existentes en el país poseen aerogeneradores con una potencia que varía entre 1 MW y 2 MW.

Para estimar la generación de potencia correspondiente a cada una de las turbinas se usó la curva de potencia de los modelos de turbinas presentados en la Tabla 3 (Ver Anexo 2). Estas turbinas fueron elegidas de

la lista inicial y se seleccionaron según las curvas de potencia mejor observadas en el catálogo proporcionado por cada fabricante.

**Tabla 3:** Modelos de aerogeneradores seleccionados para la estimación de la generación eléctrica anual en El Tigre.

Potencia nominal	Modelo
800 kW	E-48/800 kW
	E-53/800 kW
900 kW	E-44/900 kW
1,8 MW	V100/ 1,8 MW
	V90/ 1,8 MW
2 MW	E-82/2 MW
	G90/ 2 MW
	V80/ 2 MW

**Fuente:** Elaboración propia.

Se calculó la generación eléctrica anual para cada modelo de aerogenerador y para las tres (3) capacidades del parque eólico anteriormente planteadas, 10 MW, 17 MW y 35 MW.

La generación eléctrica mensual se determinó a través de las curvas de potencia de cada turbina según la velocidad promedio del viento, en el mes requerido, la cual viene expresada en kW. Dicha velocidad se obtuvo tras promediar los datos históricos de los últimos tres años (1988-1990) suministrados por el Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología (INAMEH) en El Tigre (Ver Anexo 3). Finalmente la generación eléctrica anual de cada modelo de aerogenerador se obtuvo de la sumatoria de las energías mensuales (Ver Anexo 4, 5 y 6). La siguiente fórmula fue utilizada para transformar los kW producidos al mes a MWh:

**Ecuación 4:** Generación eléctrica mensual en MWh para una turbina.

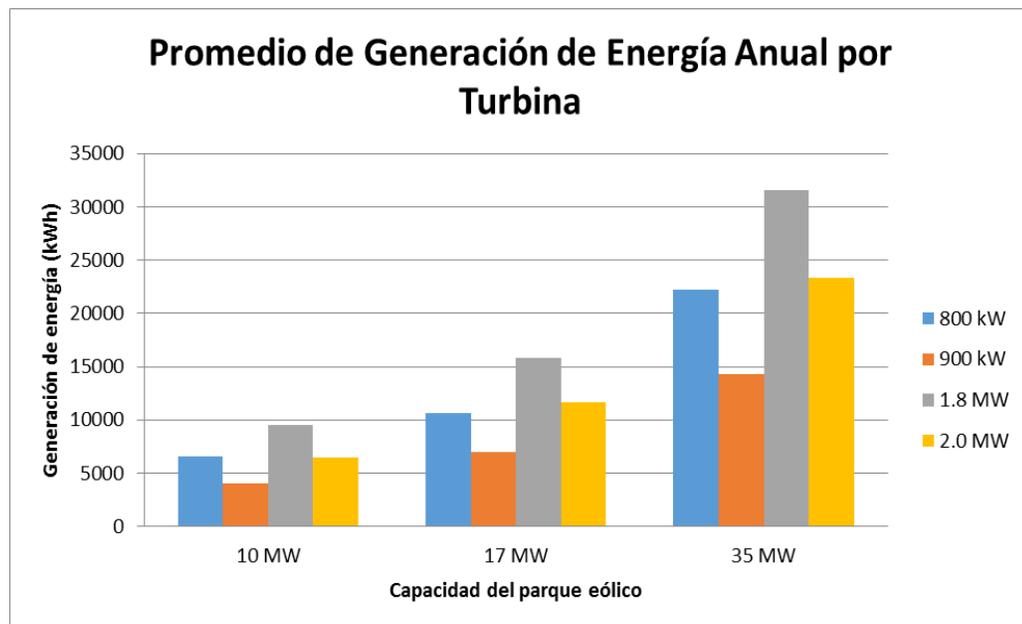
$$E_{mensual} = P_n * N * D * 24 * \frac{1}{1000}$$

**Fuente:** Balasubramanian (2010).

Donde  $P_n$  representa la energía producida en el mes de acuerdo con la velocidad promedio del viento;  $N$  es el número de aerogeneradores en el parque eólico y  $D$  es el número de días en el mes. Adicional a esto, 24 representa el número de horas en un día y 1/1000 es el factor de conversión de kWh a MWh.

Se promediaron los valores promedios de cada turbina por potencia nominal para determinar la capacidad del aerogenerador mejor adaptada a las condiciones del El Tigre (Ver Anexo 7).

**Figura 3:** Gráfico del promedio de generación de energía eléctrica anual estimada por turbina.



**Fuente:** Elaboración propia.

La figura 2 refleja, en promedio estimado, que las turbinas de 1.8 MW serían las más adecuadas para las diferentes capacidades del parque eólico en El Tigre al tener la mayor producción estimada de energía eléctrica para las capacidades del parque eólico de 10 MW, 17 MW y 35 MW.

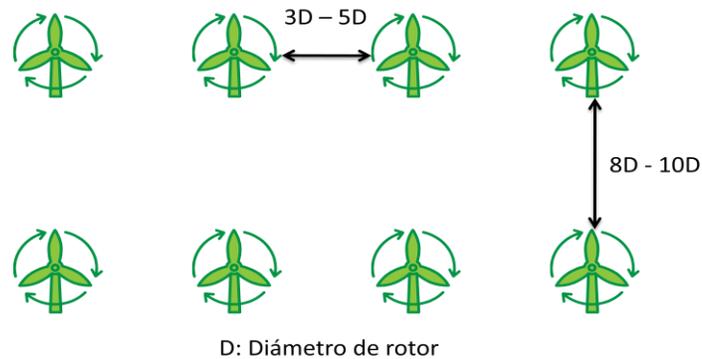
Si se decidiera construir el parque eólico de 10 MW se necesitaría seis (6) aerogeneradores; para 17 MW se necesitarían 10 aerogeneradores y para 35 MW 20 aerogeneradores. (Ver Anexo 8).

### **5.2.2. Espaciamiento entre aerogeneradores**

Cuando se agrupan varios aerogeneradores, uno de los principales problemas técnicos es el espaciamiento entre turbinas para evitar pérdidas importantes de energía. Se debe garantizar una distancia mínima entre turbinas de tal manera que no se creen interferencias aerodinámicas entre ellas, que no son más que las turbulencias generadas por la rotación de las aspas afectando a la turbina vecina desde un punto de vista aerodinámico

En un parque eólico, la generación eléctrica de las turbinas es afectada por el fenómeno anteriormente mencionado. En la realidad, esta interferencia aerodinámica es notable a una distancia de hasta 20 diámetros de rotor o más entre turbinas. Para minimizar el efecto de la turbulencia inducida por el rotor, se recomienda una distancia de 3 a 5 diámetros de rotor perpendicular a la dirección del viento prevaleciente y una distancia de 8 a 10 diámetros de rotor en la dirección del viento prevaleciente (Ver figura 4). Bajo estas condiciones, la eficiencia aerodinámica del parque eólico será aproximadamente del 90% debido a las pérdidas generadas por turbulencias. (Hau, 2013, p. 725).

**Figura 4:** Espaciamiento entre aerogeneradores.

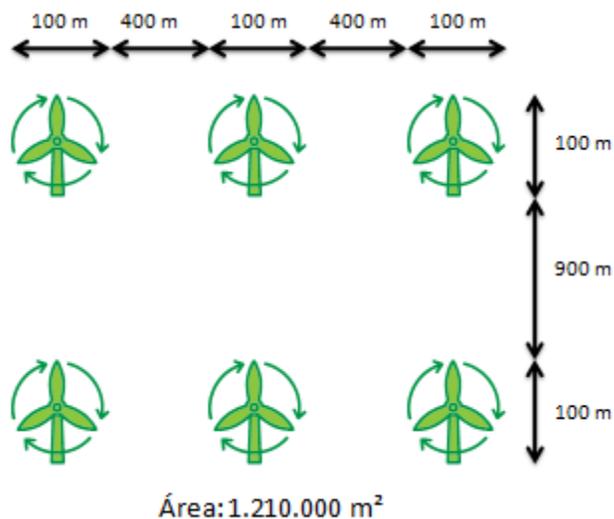


**Fuente:** Elaboración propia.

### 5.2.3. Layout del parque eólico

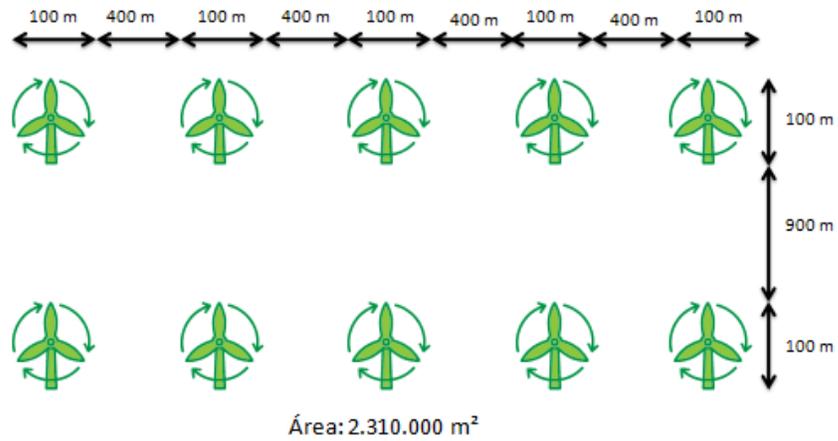
Tomando en consideración el espaciamiento recomendado entre los aerogeneradores, se determinó el área total a ocupar para las distintas capacidades del parque eólico. Las turbinas de 1,8 MW de Vestas tienen un diámetro de rotor de 100 m.

**Figura 5:** Layout para un parque eólico de 10 MW de capacidad.



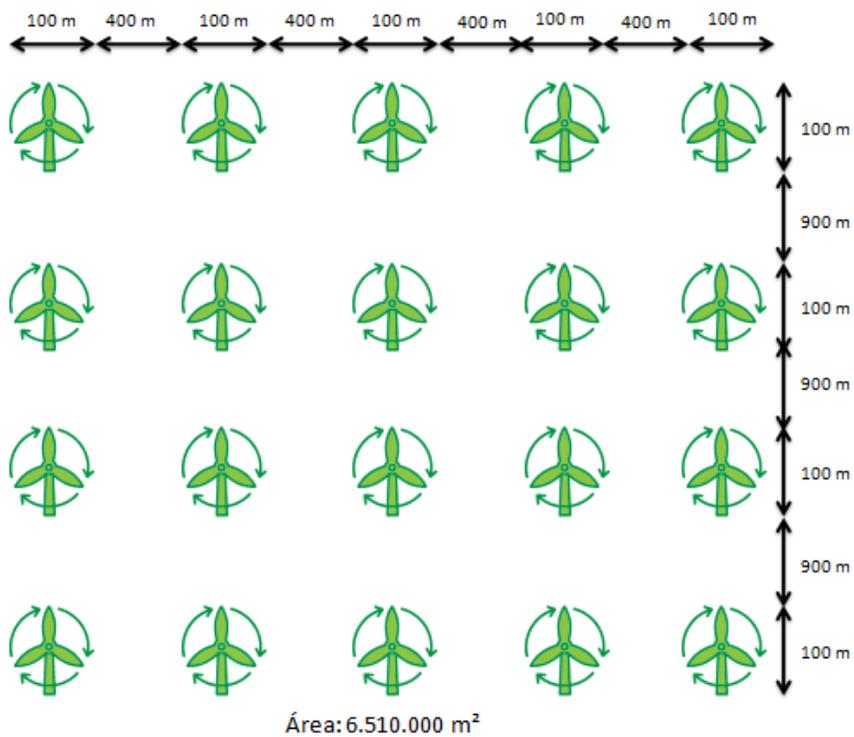
**Fuente:** Elaboración propia.

**Figura 6:** Layout para un parque eólico de 17 MW de capacidad.



**Fuente:** Elaboración propia.

**Figura 7:** Layout para un parque eólico de 35 MW de capacidad.



**Fuente:** Elaboración propia.

### **5.3. Transporte e instalación de los aerogeneradores**

Los factores determinantes para el método de ensamblaje utilizado son la altura de la torre, los pesos a ser levantados y los equipos disponibles. El acceso al sitio de instalación de vehículos pesados también juega un papel importante entre los factores a considerar para la instalación de los aerogeneradores.

A medida que se incrementa la altura de la torre, el transporte, ensamblaje y levantamiento de la torre se hacen considerablemente más difíciles y costosos. Las opciones para la altura de las torres de acero de los aerogeneradores anteriormente seleccionados son de 80m, 95m y 120m. Para alturas mayores a 100m y con peso en el tope de la torre mayor a 100toneladas se requieren diámetros en la base de la torre de más de 5m haciendo que el transporte por tierra no sea factible según el Reglamento de la Ley de Tránsito Terrestre y la norma venezolana COVENIN 2402:1997 que establecen que el máximo de altura permitido es de 4,10 metros para vehículos de carga pesada.

La mayoría de las veces estas torres son fabricadas y ensambladas en varias secciones aunque también existen casos donde se fabrican en una sola pieza, siempre y cuando las condiciones del lugar lo permitan. En el caso de las torres seleccionadas debe considerarse la longitud máxima establecida por la norma COVENIN la cual establece una longitud máxima para camiones de carga de 21m. Este aspecto también ha de considerarse para el transporte de las aspas las cuales, de acuerdo con el modelo seleccionado, tienen una longitud entre 44m a 49m. Por esta razón, se debe planificar y tomar medidas especiales al momento del traslado de las mismas por tierra.

Con respecto al traslado de la góndola, hay dos formas de transportarla y montarla sobre la torre. La primera forma consiste en transportar la góndola previamente ensamblada en la fábrica y levantarla como una sola unidad hasta el tope de la torre para ser instalada; para ello se necesitan grúas de alta capacidad para su levantamiento y el alquiler de estas grúas suele ser costoso y su disponibilidad difícil de conseguir en el país. La segunda forma sería transportar la góndola por partes desde la fábrica pero se incurriría en otros costos importantes; el sitio se debe acondicionar para el almacenamiento y el ensamblaje de estas partes.

Según los catálogos del fabricante Vestas (Ver Anexo 9), el peso máximo por parte a transportar de los aerogeneradores es de 70 toneladas métricas. Esto llega a ser un inconveniente al momento de trasladar cualquier unidad de las turbinas en el país porque la norma COVENIN 614:1997 establece que el límite de peso máximo para vehículos de carga es de 48 toneladas por lo que se debe hacer una evaluación sobre el peso máximo que pueden soportar las carreteras por donde éstas van a circular.

Generalmente, el levantamiento de los aerogeneradores cae bajo la responsabilidad del fabricante, los contratos de compra usualmente incluyen transporte y ensamblaje. Técnicamente el primer requerimiento es la construcción de la fundación para la torre de la turbina y tener disponible una base para la grúa, éstas van a depender del tamaño de los aerogeneradores.

Son varios los métodos utilizados para el ensamblaje de las turbinas, el método más convencional consiste primero en ensamblar la torre, la cual está dividida entre 3 a 5 secciones dependiendo de la altura de la torre. La sección de la base es apernada o atornillada a la fundación seguida de la unión de las demás secciones igualmente apernadas o atornilladas entre sí con la ayuda de la grúa. Posteriormente se instala la góndola sobre la torre, cuya instalación dependerá de qué manera se haya transportado

previamente, por partes o como una unidad. Luego se incorpora el eje a la góndola y finalmente se apenan las aspas al eje.

#### **5.4. Conexión de los aerogeneradores a la red eléctrica**

Dentro de los estándares internacionales de voltaje para aerogeneradores, el nivel de tensión seleccionado para las turbinas de viento no supera los 1000 Voltios (V). La tensión de generación de cada aerogenerador Vestas está situada alrededor de los 690 V, es por eso que toda la energía eléctrica generada por cada aerogenerador debe pasar por unos transformadores para elevar esta tensión e igualarla a la de la línea eléctrica a la cual se conectará.

Un voltaje tan bajo conlleva a corrientes altas, por ejemplo, una turbina de 1,2 MW generando a un voltaje de 690 V llega a tener una corriente de 1000 Amperes (A). Sin embargo se ha determinado que es rentable restringir el voltaje hasta 1000 V ya que en varios países los requisitos de seguridad se han puesto más severos para los niveles de voltaje por encima de este valor y además se requieren precauciones especiales como el aprovisionamiento de equipos para la conexión a tierra del circuito de los aerogeneradores.

Alrededor de El Tigre existen líneas eléctricas de baja, media y alta tensión con capacidad de 400kV, 230kV, 115kV, 34,5kV y 13,8kV disponibles para conectar el parque eólico al Sistema Eléctrico Nacional (Ver Anexo 10). Tomando en cuenta hacia donde se quiera transportar ésta energía, se seleccionará la línea eléctrica en la que se va a conectar junto con los transformadores correspondientes. (Burton, 2011, p.579)

La ubicación del transformador va a depender del tamaño del parque eólico. Para un parque de pequeña capacidad (menor a 20 MW) se pueden conectar los aerogeneradores a un solo transformador. Para un parque de

mayor capacidad, donde por consecuencia se manejan corrientes de mayor amperaje, este enfoque no resulta rentable ya que las pérdidas eléctricas aumentarían considerablemente en los cables de bajo voltaje. Resulta rentable un transformador para cada aerogenerador y éstos pueden estar ubicados en la góndola, en la base de la torre o inmediatamente adyacentes al aerogenerador. (Burton, 2011, p. 570)

### **5.5. Riesgos en la construcción de un parque eólico**

Con el objetivo de detectar los posibles riesgos de accidentes dentro del parque eólico, se establecen procedimientos de seguridad, investigación de accidentes, registros y estadísticas que permiten definir las técnicas y procedimientos específicos en un manual de seguridad permanentemente actualizado. La inspección de seguridad puede realizarse para todo el parque eólico o para cada sección o puesto de trabajo.

Por medio de investigaciones y registro de accidentes ocurridos, los cuales deben incluir un procedimiento complejo de muchas fases y pasos para comprobar que los hechos se ajustan a la realidad, identificamos los siguientes posibles riesgos:

En las operaciones de mantenimiento y montaje de los aerogeneradores existe un riesgo asociado a los operarios debido a la peculiaridad de este trabajo el cual implica la utilización de un equipo mecánico de grandes dimensiones siempre que dichos trabajadores no estén familiarizados con las características específicas de cada marca de turbina eólica para localizar las áreas de mayor riesgo.

Los posibles accidentes en la torre como consecuencia de atrapamientos en escaleras, ascensores y puertas también han ocurrido y son de considerar.

A pesar de ser poco frecuentes, el riesgo eléctrico está presente debido a que tanto el trabajo a baja como a alta tensión será algo rutinario dentro del parque produciendo en la mayoría de los casos lesiones graves o mortales cuando los trabajadores no tienen información genérica y específica relacionada con el tipo de actividad profesional a llevar a cabo, entrenamiento en aspectos de seguridad, y las medidas de protección necesarias.

La operación con las maquinarias representa un riesgo de origen mecánico producido por sus elementos móviles como las correas de transmisión, poleas, engranajes y cadenas si no se le exige al fabricante que establezca los sistemas de protección más adecuados teniendo en cuenta las posteriores actividades de operación y mantenimiento. Según el nivel de riesgo existente se debe exigir mayor grado de fiabilidad al sistema de protección de modo que se reduzca la probabilidad de accidente a menos que técnicamente sea imposible realizar el trabajo de forma menos peligrosa.

Los riesgos más habituales que conlleva el uso de herramientas tanto en el montaje como en el posterior mantenimiento del parque eólico son los provocados por cortes, golpes y posibles explosiones o incendios si saltan chispas en ambientes hostiles.

Otros factores que contribuyen a incrementar el riesgo de enfermedad y lesiones de trabajo es el manejo manual de cargas, dentro de las actividades relacionadas con la construcción y el mantenimiento del parque eólico deberán realizarse elevación, arrastre, traslado y descenso de cargas donde los trabajadores tendrán que realizar esfuerzos estáticos que pueden originar desgaste y deterioro intervertebral y muscular.

Los riesgos por caídas desde distinto nivel es un aspecto fundamental a considerar y cuyas consecuencias están directamente relacionadas con la

altura desde la que se produce y el estado físico del trabajador, por ello es importante promover dentro de las medidas preventivas del parque la utilización de barandas, rejas, pisos antideslizantes y resguardos similares.

Para asegurar unos niveles óptimos de seguridad en las operaciones relacionadas con el parque eólico, se deben combinar los medios de protección adecuados junto con la coordinación y adiestramiento de los trabajadores del parque. (Equipo INIECO, 2011)

## **5.6. Impacto ambiental**

Una de las desventajas en la construcción de un parque eólico son los impactos medioambientales que éstos pueden generar en el sitio. Se desea determinar la compatibilidad entre la instalación del parque y el medio ambiente y es necesario evaluar las actividades nocivas, predecir los cambios que se puedan experimentar y elaborar un plan de medidas que minimicen el impacto de las actividades de construcción.

En la fase de operación del parque eólico se analizan aspectos relativos a la acústica de los aerogeneradores y afecciones sobre la fauna, mientras que en la fase de la construcción se analizan impactos sobre el terreno y la flora. (Castells, X., 2012)

En el estado Anzoátegui, la ganadería está muy extendida a lo largo de su superficie. La pobreza de los suelos para el desarrollo de la agricultura conlleva al crecimiento de la producción de ganado vacuno, bovino, porcino, caprino y ovino, lo suficiente para abastecer el mercado regional. Una vez en operación un parque eólico, no representa una amenaza en la actividad ganadera ni agrícola ya que las tierras pueden seguir siendo utilizadas para este fin. El impacto importante se produciría sobre las aves, ya que los aerogeneradores y las líneas de evacuación pueden provocar colisiones en las mismas o cambios en las rutas migratorias.

La vegetación es principalmente de sabana tanto en el centro como en el sur del estado. En el norte, más seco, se consiguen plantas espinosas tipo matorrales y cardones, típico en una vegetación xerófila. Aunque la presencia de máquinas tanto para la instalación como el mantenimiento genera un impacto sobre la flora, en la mayoría de los casos no es muy elevado.

Para construir un parque eólico hay que realizar una serie de infraestructuras y obras civiles para la construcción de caminos, zonas de montaje, espacios determinados para el almacenamiento de materiales así como zanjas para la disposición de las líneas de evacuación de los aerogeneradores, lo que implica movimientos de tierra que generan un impacto en el terreno.

Referente al impacto acústico, los aerogeneradores emiten ruidos mecánicos procedentes de la góndola o del movimiento de las aspas, el ruido generado dependerá del tamaño del aerogenerador y de la distancia a la que se encuentren de poblaciones cercanas.

El relieve en la zona se caracteriza por la presencia de grandes extensiones planas, interrumpidas en la zona central por los bordes tipo mesa, entre los que sobresalen las mesas de Guanipa y de El Tigre, por ello, también es importante considerar el impacto visual que causan las infraestructuras de los aerogeneradores en estos espacios de interés paisajístico. Este efecto es mayor cuanto mayor es el número de aerogeneradores, por lo tanto, establecer una adecuada densidad de aerogeneradores resulta fundamental para minimizarlo. (Venezuela Tuya, 2014)

Así como existen impactos negativos, también se presentan impactos positivos como el apoyo al desarrollo regional, mejoramiento de la calidad de vida de las comunidades beneficiadas directamente.

## CAPÍTULO VI

### 6. ESTUDIO DE FACTIBILIDAD ECONÓMICA-FINANCIERA

#### 6.1. Consideraciones

Para la estimación de los costos de la inversión total de la construcción e instalación del parque eólico en El Tigre, se hicieron las siguientes consideraciones:

- 1) Se consideró un parque eólico de 40 MW con 20 aerogeneradores de 2 MW de capacidad, 82 m de diámetro del rotor y 100 m de altura de la torre, conectados a una red de alta tensión de 110 kV.
- 2) En la mayoría de los casos donde la capacidad del parque eólico supera los 20 MW y son conectados a una red de alta tensión, es necesario la construcción de una subestación de transformadores.
- 3) Se consideró también una situación promedio con un terreno plano y de fácil acceso y con una distancia de 6 km desde la subestación hasta las líneas de alta tensión.

Todas estas consideraciones fueron tomadas en cuenta con el fin de aproximarse a los costos de un parque eólico construido en Alemania con características similares.

Se realizó una estimación de costos Clase V dentro de la clasificación de estimación de costos de PDVSA, la cual implica una definición global del proyecto y de sus unidades principales del proceso a través de datos históricos de proyectos similares. Cabe destacar que de acuerdo con la clasificación de costos de PDVSA se espera obtener que los resultados se acerquen en un 90% a los costos reales con una probabilidad de 20%.

La inversión inicial del proyecto no considera financiamiento. Los costos presentados a continuación están expresados en dólares estadounidenses (\$US).

## 6.2. Inversión inicial

Los costos de la inversión inicial del proyecto se basaron en un parque eólico construido en Alemania de 50 aerogeneradores de 2 MW de capacidad. Se tomó como referencia el costo específico en \$US por kW para los cálculos del parque eólico en El Tigre de 40 MW.

El desarrollo del proyecto inicia con la compra de los derechos del proyecto los cuales incluyen los contratos de arrendamiento de tierras con los propietarios de la misma para el levantamiento de los aerogeneradores junto con una planificación previa para el diseño del parque eólico.

La planificación técnica básicamente comprende la selección de la turbina adecuada, la construcción de las fundaciones y las vías de acceso y la conexión del parque eólico a la red eléctrica. Adicional a esto, para obtener los distintos permisos necesarios para la construcción del parque eólico existen una serie de actividades esenciales exigidas por las autoridades relacionadas con investigaciones ambientales.

**Tabla 4:** Costos del Desarrollo del Proyecto.

	Costo Específico \$US/kW	Costo en miles de \$US	Porcentaje de la inversión total
<b>Desarrollo del Proyecto</b>			
Adquisición de los contratos de arrendamiento de tierras			
Planificación previa y permisos			
Planificación técnica, consultoría			
Investigaciones ambientales			
Honorarios de los permisos			
<b>Total</b>	<b>120</b>	<b>\$4,800</b>	<b>4.4%</b>

**Fuente:** Elaboración propia.

La adquisición de los aerogeneradores se centra esencialmente en un contrato con la empresa fabricante que a menudo implica un “precio de paquete”, que contiene no solo el suministro de los aerogeneradores sino también los sistemas de equipos especiales como los acuerdos sobre el mantenimiento y el período de garantía, el transporte hasta el sitio, así como la construcción y puesta en marcha.

Los costos investigados para los aerogeneradores son precios de fábrica o “ex-factory” en Alemania. Las principales diferencias en los costos de construcción en varios lugares internacionales se deben a las variaciones en los costos laborales y la productividad, el uso de equipo especializado y factores locales diversos. Por lo tanto se utilizó un método múltiple de factores que separa los costos laborales de los costos materiales con el fin de tomar en cuenta estas variaciones en diferentes localidades o países ya que los costos del comercio y la competencia de equipos básicos no varían significativamente en los países industrializados del mundo. (Perry, 1999, p.870).

Para el costo en la nueva localidad se tiene que:

$$C_A = f_{BA} \times C_B$$

Donde:

$C_A$ : Costo en la localidad A.

$C_B$ : Costo en la localidad B.

$f_{BA}$ : Índice de localización de B a A.

Se cuenta con datos del costo de importación para equipos de gran tamaño de un proyecto de ingeniería de Estados Unidos a Venezuela, los cuales fueron suministrados por el Ing. Gustavo González Serva, basados en estimaciones de especialistas en estimación de costos. Por esta razón, se

utilizó un índice de localización de Alemania a Estados Unidos de 0,76 para luego estimar los costos de importación de los aerogeneradores a Venezuela.(Ver Anexo11)

Finalmente para estimar los costos de importación de los aerogeneradores se tomó un 29% del costo de éstos equipos. Los elementos que se consideraron para esta estimación se pueden observar en el anexo 12. No se consideraron costos de transporte de los aerogeneradores al sitio de instalación en El Tigre.

**Tabla 5:** Costo de los aerogeneradores.

	Costo Específico \$US/kW	Costo en miles de \$US	Porcentaje de la inversión total
Aerogeneradores de fábrica (Alemania)	1300	\$52,000	
Aerogeneradores de fábrica (E.E.U.U.)	1711	\$68,420	
Costos de importación (29,00%)	-	\$19,840	
<b>Costo total aerogeneradores</b>	<b>2207</b>	<b>\$88,260</b>	<b>80.5%</b>

**Fuente:** Elaboración propia.

En infraestructura técnica se consideran todos los costos asociados a las instalaciones de construcción y técnicos necesarios para el montaje y el funcionamiento del parque eólico. Estos costos varían dependiendo de la situación local, por ejemplo, debido al terreno existente, o los requisitos previos para la conexión a la red y se indican en la Tabla 6.

**Tabla 6:** Costos de la Infraestructura técnica.

	Costo Específico \$US/kW	Costo en miles de \$US	Porcentaje de la inversión total
<b>Infraestructura técnica</b>			
Fundaciones	-	\$5,000	
Vías de acceso, obras civiles	50	\$2,000	
Cableado interno	35	\$1,400	
Linea de transferencia (6 Km)	15	\$600	
Subestación	-	\$3,500	
Miscelaneos	35	\$1,400	
<b>Total</b>	<b>348</b>	<b>\$13,900</b>	<b>12.7%</b>

**Fuente:** Elaboración propia.

Los costos totales del proyecto de un parque eólico también incluyen los costos de organización. La preparación y el montaje del mismo requieren una gestión profesional en donde debe tomarse en consideración los gastos correspondientes de personal. Se tomaron en cuenta medidas de compensación ecológica las cuales deben ser realizadas o financiadas en proyectos de construcción relativamente grandes puesto que implican la intervención en el medio ambiente. Por lo general, los pagos de arrendamiento al dueño de la propiedad se acuerdan al comienzo del proyecto de construcción y es por esta razón que los costos de estos pagos también son parte de los costos de inversión.

**Tabla 7:** Costos de Organización.

	Costo Específico \$US/kW	Costo en miles de \$US	Porcentaje de la inversión total
<b>Organización</b>			
Gestión	3	\$120	
Arrendamiento de tierras durante construcción	13	\$500	
Compensación ecológica	30	\$1,200	
Miscelaneos, reserva técnica	20	\$800	
<b>Total</b>	<b>66</b>	<b>\$2,620</b>	<b>2.4%</b>

**Fuente:** Elaboración propia.

El costo estimado de la inversión inicial total se expresa en la tabla 8 como la suma de los costos por desarrollo del proyecto, los aerogeneradores, la infraestructura técnica y organización.

**Tabla 8:** Inversión total.

	Costo Específico \$US/kW	Costo en miles de \$US	Porcentaje de la inversión total
<b>Inversión Total</b>	2740	\$109,580	100%

**Fuente:** Elaboración propia.

### 6.3. Ingresos

Los ingresos fueron calculados bajo la premisa de una generación eléctrica anual constante de 24.000 MWh durante la vida útil del parque eólico. El precio de venta al consumidor también se consideró constante con un valor promedio de 3,1 centavos de dólar por kWh, cuya tarifa no ha sido modificada desde el 2002 cuando fue publicada en la Gaceta Oficial No. 37.415.

Actualmente existe una sanción para aquellos consumidores que excedan los 500 kWh mensual que consiste en un aumento en la tarifa eléctrica. Esta sanción no se considerará para los cálculos de los ingresos.

**Tabla 9:** Ingresos anuales.

Ingresos anuales	
Generación eléctrica anual (kWh)	24,000,000
Precio de venta (\$/kWh)	0.031
Total ingresos (\$US)	\$744,000

**Fuente:** Elaboración propia.

### 6.4. Costos de operación y mantenimiento

La mayoría de los fabricantes ofrecen un contrato de mantenimiento y servicio para las turbinas eólicas que suministran. En el caso más simple, se acuerda un mantenimiento de rutina cada cierto tiempo. El costo de los contratos de mantenimiento estándar depende de los servicios acordados. Para parques eólicos con turbinas de 2 MW los costos varían en promedio entre 15,000 \$US y 20,000 \$US anuales. Se tomó un costo promedio de 18,000 \$US/año para los cálculos posteriores. (Hau, 2013, p.829).

## **6.5. Depreciación**

La vida útil promedio de un aerogenerador es de 20 años, sin embargo, si se cumple con el mantenimiento adecuado, los aerogeneradores alargan su vida útil. Por esta razón se consideró una vida útil para el parque eólico de 25 años. Se utilizó una tasa de depreciación lineal de 4%.

## 6.6. Estado de ganancias y pérdidas

La Tabla 10 muestra el estado de ganancias y pérdidas para el proyecto. La evaluación del proyecto se realizó por un período de 20 años.

**Tabla 10:** Estado de ganancias y pérdidas.

Concepto	Año 1 (\$US)	Año 2 (\$US)	Año 3 (\$US)	Año 4 (\$US)	Año 5 (\$US)	Año 6 (\$US)	Año 7 (\$US)	Año 8 (\$US)	Año 9 (\$US)	Año 10 (\$US)
Ingresos	744,000.00	744,000.00	744,000.00	744,000.00	744,000.00	744,000.00	744,000.00	744,000.00	744,000.00	744,000.00
Costos	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)
Depreciación (4%)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)
Ingreso gravable	(2,758,000.00)	(2,758,000.00)	(2,758,000.00)	(2,758,000.00)	(2,758,000.00)	(2,758,000.00)	(2,758,000.00)	(2,758,000.00)	(2,758,000.00)	(2,758,000.00)
I.S.L.R. (34%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ingreso Neto	(2,758,000.00)	(2,758,000.00)	(2,758,000.00)	(2,758,000.00)	(2,758,000.00)	(2,758,000.00)	(2,758,000.00)	(2,758,000.00)	(2,758,000.00)	(2,758,000.00)

Concepto	Año 11 (\$US)	Año 12 (\$US)	Año 13 (\$US)	Año 14 (\$US)	Año 15 (\$US)	Año 16 (\$US)	Año 17 (\$US)	Año 18 (\$US)	Año 19 (\$US)	Año 20 (\$US)
Ingresos	744,000.00	744,000.00	744,000.00	744,000.00	744,000.00	744,000.00	744,000.00	744,000.00	744,000.00	744,000.00
Costos	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)
Depreciación (4%)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)
Ingreso gravable	(2,758,000.00)	(2,758,000.00)	(2,758,000.00)	(2,758,000.00)	(2,758,000.00)	(2,758,000.00)	(2,758,000.00)	(2,758,000.00)	(2,758,000.00)	(2,758,000.00)
I.S.L.R. (34%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ingreso Neto	(2,758,000.00)	(2,758,000.00)	(2,758,000.00)	(2,758,000.00)	(2,758,000.00)	(2,758,000.00)	(2,758,000.00)	(2,758,000.00)	(2,758,000.00)	(2,758,000.00)

Fuente: Elaboración propia.

## 6.7. Flujo de caja

A continuación se muestra los resultados del flujo de caja en la Tabla 11.

**Tabla 11:** Flujo de caja.

Concepto	Año 0 (\$US)	Año 1 (\$US)	Año 2 (\$US)	Año 3 (\$US)	Año 4 (\$US)	Año 5 (\$US)	Año 6 (\$US)	Año 7 (\$US)	Año 8 (\$US)	Año 9 (\$US)	Año 10 (\$US)
Ingreso Neto	-	(2,758,000.00)	(2,758,000.00)	(2,758,000.00)	(2,758,000.00)	(2,758,000.00)	(2,758,000.00)	(2,758,000.00)	(2,758,000.00)	(2,758,000.00)	(2,758,000.00)
Depreciación	-	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00
Flujo de caja operativo	-	726,000.00	726,000.00	726,000.00	726,000.00	726,000.00	726,000.00	726,000.00	726,000.00	726,000.00	726,000.00
Valor de rescate	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Inversión	(109,580,000.00)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Flujo de caja total	(109,580,000.00)	726,000.00	726,000.00	726,000.00	726,000.00	726,000.00	726,000.00	726,000.00	726,000.00	726,000.00	726,000.00

Concepto	Año 11 (\$US)	Año 12 (\$US)	Año 13 (\$US)	Año 14 (\$US)	Año 15 (\$US)	Año 16 (\$US)	Año 17 (\$US)	Año 18 (\$US)	Año 19 (\$US)	Año 20 (\$US)
Ingreso Neto	(2,758,000.00)	(2,758,000.00)	(2,758,000.00)	(2,758,000.00)	(2,758,000.00)	(2,758,000.00)	(2,758,000.00)	(2,758,000.00)	(2,758,000.00)	(2,758,000.00)
Depreciación	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00
Flujo de caja operativo	726,000.00	726,000.00	726,000.00	726,000.00	726,000.00	726,000.00	726,000.00	726,000.00	726,000.00	726,000.00
Valor de rescate	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17,420,000.00
Inversión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Flujo de caja total	726,000.00	726,000.00	726,000.00	726,000.00	726,000.00	726,000.00	726,000.00	726,000.00	726,000.00	18,146,000.00

Fuente: Elaboración propia.

## 6.8. Análisis de rentabilidad

### 6.8.1. Valor Presente Neto

Para la evaluación del proyecto se utilizó el Valor Presente Neto (VPN). Debido a que la estimación de los costos del proyecto fueron expresados en dólares estadounidenses, se tomó en consideración el premio al riesgo y el promedio de la variación de la inflación por los últimos cinco (5) años en los Estados Unidos. Se consideró una tasa mínima aceptable de rendimiento de 7% para el cálculo del VPN (Ver Anexo 13).

**Tabla 12:** Valor Presente Neto

Tasa mínima aceptable de rendimiento (TMAR)	VPN (\$US)
7%	-97,387,086.63

Fuente: Elaboración propia.

### 6.8.2. Tasa Interna de Retorno

La TIR se calculó igualando el VPN a cero. (Ver Anexo 14).

**Tabla 13:** Tasa Interna de Retorno

TIR
-7%

Fuente: Elaboración propia.

## 6.9. Análisis de sensibilidad

Tomando en cuenta que el precio de venta es la variable más influyente en el proyecto, se analizó el comportamiento del VPN y la TIR al variar este precio (Ver Anexo 15 y Anexo 16). Se aumentó gradualmente el precio hasta un valor límite máximo de 20 centavos de dólar por kWh que es el precio de venta más alto entre los países de Latinoamérica.

**Tabla 14:** Escenario A

<b>Precio de venta (\$US/kWh)</b>	<b>0.08</b>
<b>VPN (\$US)</b>	-84,928,525.88
<b>TIR</b>	-4.60%

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 15:** Escenario B

<b>Precio de venta (\$US/kWh)</b>	<b>0.10</b>
<b>VPN (\$US)</b>	-79,843,399.04
<b>TIR</b>	-3.70%

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 16:** Escenario C

<b>Precio de venta (\$US/kWh)</b>	<b>0.20</b>
<b>VPN (\$US)</b>	-54,417,764.85
<b>TIR</b>	0,3%

Fuente: Elaboración propia.

Del cálculo del VPN se puede concluir que aunque se eleve el precio de venta al consumidor, no habrá ganancia y no se recupera la inversión durante los 20 años de estudio. Por otro lado, el valor de la TIR que es menor que la TMAR (7%), refleja que solo se generan pérdidas y por lo tanto el proyecto es financieramente no factible.

### **6.10. Rentabilidad del proyecto**

Se calculó un precio de venta con el propósito de recuperar la inversión tanto en el criterio del Valor Presente Neto y en el criterio de la Tasa Interna de Retorno. (Ver Anexo 17)

**Tabla 17:** Rentabilidad del proyecto.

<b>Precio de venta (\$US/kWh)</b>	0,45
<b>VPN (\$US)</b>	9.146.320,62
<b>TIR</b>	8%

**Fuente:** elaboración propia

Con un precio de venta de 45 centavos de dólar por kWh se acepta el proyecto tras obtener una TIR de 8% mayor que la TMAR de 7% y se recupera la inversión y se obtienen ganancias debido a que el VPN es mayor que cero (0).

## CONCLUSIONES

El presente estudio tuvo como objetivo principal evaluar la factibilidad técnica, económica y financiera para la construcción de un parque eólico en el estado Anzoátegui. Se obtuvo un valor presente neto de -97,387,086.63 \$US y una tasa interna de retorno de -7%. Esto implica que, de hacerse el proyecto, no habrá ganancia sino pérdidas. Además, con unos ingresos anuales de 744.000,00 no se recupera la cantidad invertida de 109,580,000.00 \$US en el período estudiado de 20 años por lo tanto el proyecto resulta no factible financieramente.

La demanda de energía eléctrica existente en el estado Anzoátegui es mayor que la capacidad de generación eléctrica disponible en la entidad y con el fin de satisfacer esa demanda, se contaba con tres proyectos de generación eléctrica para suplirla pero para el 2013 presentaban más de dos (2) años de retraso y actualmente tienen pautada fecha de culminación para el 2016.

Venezuela posee la tarifa eléctrica más baja de Latinoamérica (3,1 centavos de dólar por kWh) producto de un congelamiento en los precios por parte del Gobierno desde el año 2002. La política de control de precios en el servicio eléctrico generó importantes distorsiones en su consumo y es por esto que Venezuela se ubica en el primer lugar de Latinoamérica con mayor consumo de energía per cápita.

Inicialmente se seleccionaron tres sitios probables para la construcción del parque eólico en el estado Anzoátegui. Se utilizó el método cualitativo por puntos para determinar el mejor sitio para la construcción del parque del cual resultó que la región de El Tigre obtuvo la mayor calificación ponderada, por lo tanto fue la zona seleccionada.

Con respecto a las tecnologías existentes en el mercado relacionadas a la generación eléctrica a partir de la energía del viento se consideró los aerogeneradores de eje horizontal y se obtuvo que los más adecuados en las condiciones climáticas de El Tigre son los de 1,8 MW del fabricante Vestas.

Se reconoce que una de las desventajas en la construcción de un parque eólico son los impactos medioambientales, además de los riesgos involucrados que afectan a los trabajadores. Sin embargo al elaborarse un plan de medidas se puede minimizar el impacto de las actividades de construcción y al catalogarse los riesgos en un manual de seguridad se consigue disminuir al máximo las consecuencias derivadas de un accidente laboral.

El estimado de costos fue de Clase V dentro de la clasificación del estimado de costos de PDVSA por lo que los resultados obtenidos se acercan en un 90% a los costos reales con un 20% de probabilidad puesto que se trabajó bajo supuestos basados en proyectos históricos de características similares. Se estimó en promedio que los costos de operación y mantenimiento serán de 18,000 \$US/año.

Al analizar la sensibilidad del proyecto se modificó el precio de venta puesto que se consideró como la variable más influyente en el proyecto ya que en Venezuela el precio al consumidor se mantiene en 0,031 \$US/kWh desde 2002 como se mencionó anteriormente. Con un precio de 0,08 \$US/kWh se obtuvo un VPN de -84,928,525.88 \$US y una TIR de -4,60%. Con el precio de venta de 0.10 \$US/kWh los resultados fueron un VPN igual a -79,843,399.04 \$US y una TIR de -3,70%. Y finalmente elevando el precio de venta a 0,20 \$US/kWh se obtuvo un VPN de -54,417,764.85 \$US y una TIR de 0,3%. Tampoco se obtienen ganancias durante el período estudiado

de 20 años en el proyecto bajo cualquiera de estos tres escenarios, por lo tanto el proyecto sigue siendo financieramente no factible.

Con un precio de venta de 45 centavos de dólar por kWh se acepta el proyecto tras obtener una TIR de 8% y se recupera la inversión y se obtienen ganancias con un VPN de 9,146,320.62 \$US.

### **RECOMENDACIONES**

Se recomienda para futuros TEG que tengan como objetivo la evaluación de la factibilidad para la construcción de un parque eólico en Venezuela, que se incluya un estudio de medición de viento del sitio propuesto y así contar con datos actualizados y tener mayor precisión en los cálculos que incluyan éste factor.

Se recomienda realizar éste estudio de factibilidad para la construcción de un parque eólico en Venezuela en otra región del país diferente a El Tigre con el fin de conseguir un sitio con mejores condiciones del viento.

Se recomienda que la construcción del parque eólico en el estado Anzoátegui se lleve a cabo por el Gobierno Venezolano por los beneficios sociales que conllevaría además de la mejora del Servicio Eléctrico Nacional (SEN) ya que es un proyecto donde no se recupera la inversión y no sería rentable para una empresa privada.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Agencia Venezolana de Noticias (2012). Aerogeneradores del Parque Eólico Paraguaná iniciaron fase de prueba. Recuperado el 15/09/2014 en: [www.avn.info.ve/contenido/aerogeneradores-del-parque-e%C3%B3lico-paraguan%C3%A1-iniciaron-fase-prueba](http://www.avn.info.ve/contenido/aerogeneradores-del-parque-e%C3%B3lico-paraguan%C3%A1-iniciaron-fase-prueba)
- Aller, J. (21/07/2014). Crisis Eléctrica Venezolana. Recuperado el 25/08/2014 en: [josealler.blogspot.com/](http://josealler.blogspot.com/)
- Antivero, I., (1999). Series estadísticas de Venezuela. Recuperado el 24/9/2014 en: [www.soberania.org/Articulos/articulo\\_7308.htm](http://www.soberania.org/Articulos/articulo_7308.htm)
- Baca, G. (2001). Evaluación de proyectos (Cuarta Edición). México: Mc Graw-Hill.
- Balasubramanian, P., Jovanovic, B., & Kirk, J. (2010). Feasibility Study of the Arena Volcano Wind Project. (Tesis de pregrado). Worcester Polytechnic Institute, Massachusetts, Estados Unidos.
- Beaujon, A., Grisanti J., & Leidenz Jean (2009-2011). Venezuela: la energía en cifras 2009-2011. Recuperado el 24/9/2014 en: [servicios.iesa.edu.ve/portal/CIEA/EC\\_2010\\_2011.pdf](http://servicios.iesa.edu.ve/portal/CIEA/EC_2010_2011.pdf)
- Blanco, M; Quevedo M; (Mayo de 2004). Estudio de factibilidad para una fábrica productora de cerveza artesanal.(Tesis de pregrado)Universidad Católica Andrés Bello, Venezuela.
- Brassesco, J. (5/06/2013). En materia eléctrica, el Gobierno es el gran moroso. El Universal, pp 1, cuerpo 3.
- Briceño, A. & Batiz, C. (23/06/2013). Pueblo adentro no ven luz. El Domingo,pp 1.
- Bruzual, S. (2010). Estudio de factibilidad técnico-económica para la implementación de energía eólica y solar en el edificio técnico-

administrativo “Leona”, PDVSA petroritupano, Municipio Freites-Anzoátegui (Tesis de pregrado). Universidad de Oriente, Venezuela.

- Bureau Labor of Statistics. (2014). CPI Detailed Report December 2009, 2010, 2011, 2012, 2013. Recuperado el 15/10/2014 en: [www.bls.gov/cpi/tables.htm](http://www.bls.gov/cpi/tables.htm)
- Burton, T., Jenkins, N., Sharpe, D., & Bossanyi, E. (2011). Wind Energy Handbook. (Segunda edición). Reino Unido: Wiley.
- Castells, X. (2012). Energía, agua, medioambiente, territorialidad y sostenibilidad. (Segunda edición). Madrid, España: Ediciones Díaz de Santos.
- CORPOELEC. (2013). Transmisión. Venezuela. Recuperado de: [www.corpoelec.gob.ve/transmisi%C3%B3n](http://www.corpoelec.gob.ve/transmisi%C3%B3n)
- COVENIN 2402: 1997. (1997). Tipología de los vehículos de carga. (Primera revisión). Venezuela: COVENIN.
- Duff & Phelps (2013). Risk Premium Report 2013. Recuperado el 15/10/2014 en: [www.duffandphelps.com](http://www.duffandphelps.com)
- Enercon. (2014). Product Review. Recuperado el 1/09/2014 en: [www.enercon.de/p/downloads/EN\\_Productoverview\\_0710.pdf](http://www.enercon.de/p/downloads/EN_Productoverview_0710.pdf)
- Equipo INIECO. (2011). Seguridad y evaluación de riesgos profesionales en parques eólicos. (Primera edición). España: Vértice.
- Gamesa Corporation (2014). Products and Services Wind Turbines. Recuperado el 1/09/2014 en: [www.gamesacorp.com/en/products-and-services/wind-turbines/](http://www.gamesacorp.com/en/products-and-services/wind-turbines/)
- Gasch, R., & Tvele, J. (2012). Wind Power Plants. Fundamentals, Design, Construction and Operation. (Segunda edición). Berlin, Alemania: Springer.

- Guzmán, C. (2003) Estudio de factibilidad para la construcción de un parque eólico en Colombia (Tesis de pregrado) Universidad de La Sabana, Colombia.
- Hau, E. (2013). Wind turbine. Fundamentals, Technologies, Application, Economic. (Tercera edición). Berlin, Alemania:Springer.
- Hernández, C., C. Fernández, P. Baptista (2002). Metodología de la Investigación (Quinta Edición). México: Mc Graw-Hill. Hughes, G, D.
- Hernández, N., (24/5/2012). El precio de las energías en Venezuela. Recuperado el 24/09/2014 en: [www.soberania.org/Articulos/articulo\\_7308.htm](http://www.soberania.org/Articulos/articulo_7308.htm)
- Instituto Nacional de Metrología e Hidrología. (2014). Recuperado el 4/09/2014 en: [www.inameh.gob.ve/](http://www.inameh.gob.ve/)
- Madrid, J. (11/06/2014). En Anzoategui se raciona el 45% de la energía que demanda. El Tiempo. Recuperado el 11/09/2014 en: <http://eltiempo.com.ve/locales/barcelona/servicios/sindicato-en-anzoategui-se-raciona-45-de-la-energia-que-demanda/142277>.
- Maldonado, M., & Yammine S.(2013)Evaluación de la factibilidad técnica, económica y financiera de la ampliación de una empresa dedicada al blindaje de vehículos ubicada en la ciudad de Caracas, Distrito Capital (Tesis de pregrado).Universidad Católica Andrés Bello, Venezuela.
- Mosto, P., Ibarburu, M., & Fontana, F. (8/08/2001). Evaluación económica de un parque eólico de 20 MW. Recuperado el 24/9/2014 en:[www.ute.com.uy/empresa/entorno/Energias\\_Renovables/eolica/Evaluaci%C3%B3n%20Econ%C3%B3mica%20de%20un%20Parque%20E%C3%B3lico%20de%2020%20MW.pdf](http://www.ute.com.uy/empresa/entorno/Energias_Renovables/eolica/Evaluaci%C3%B3n%20Econ%C3%B3mica%20de%20un%20Parque%20E%C3%B3lico%20de%2020%20MW.pdf).

- Poggi, H., Martínez, A. & Pineda, J. (2009). Tecnologías solar, eólica, hidrogeno, pilas de combustible como fuentes de energía (Primera edición). Mexico: Tecnológico de Estudios Superiores Ecatepec.
- Romero, L. (2012). Programación, organización y supervisión del aprovisionamiento y montaje de instalaciones de energía eólica. España: Ediciones Paraninfo, S.A.
- Sabino, C. (1992). El proceso de investigación (Sexta Edición). Caracas: Ed. Panapo.
- Sangronis, J. (20/01/2009). La energía eólica en Venezuela. Recuperado el 13/10/2014 en: [www.aporrea.org/actualidad/a70760.html](http://www.aporrea.org/actualidad/a70760.html).
- Serrano, M. (16/07/2014). Subsidio eléctrico en Venezuela: ¿Irrracionalmente barato o económicamente justificable? Recuperado el 23/08/2014 en: [www.noticias24.com/fotos/noticia/17181/subsidio-electrico-en-venezuela-irracionalmente-barato-o-economicamente-justificable/](http://www.noticias24.com/fotos/noticia/17181/subsidio-electrico-en-venezuela-irracionalmente-barato-o-economicamente-justificable/)
- Slier, L. & Carter, A. (1999). Evaluación de proyectos. Chile: Centro de Formación Técnica Lota Arauco.
- Tejero, S. (4/09/2013). Sistema eléctrico blindado en abril aún con vulnerabilidades operativas. El Universal. Recuperado el 25/08/2014 en: [www.eluniversal.com/economia/130904/sistema-electrico-blindado-en-abril-aun-con-vulnerabilidades-operativa](http://www.eluniversal.com/economia/130904/sistema-electrico-blindado-en-abril-aun-con-vulnerabilidades-operativa)
- Venezuela Tuya (2014). Estado Anzoátegui. Recuperado el 26/08/2014 en: [www.venezuelatuya.com/estados/anzoategui.htm](http://www.venezuelatuya.com/estados/anzoategui.htm)
- Vestas. (2014). Product Brochures. Recuperado el 1/09/2014 en: [www.vestas.com/Files/Filer/EN/Brochures/ProductBrochureV821\\_65\\_UK.pdf](http://www.vestas.com/Files/Filer/EN/Brochures/ProductBrochureV821_65_UK.pdf)

## ANEXOS

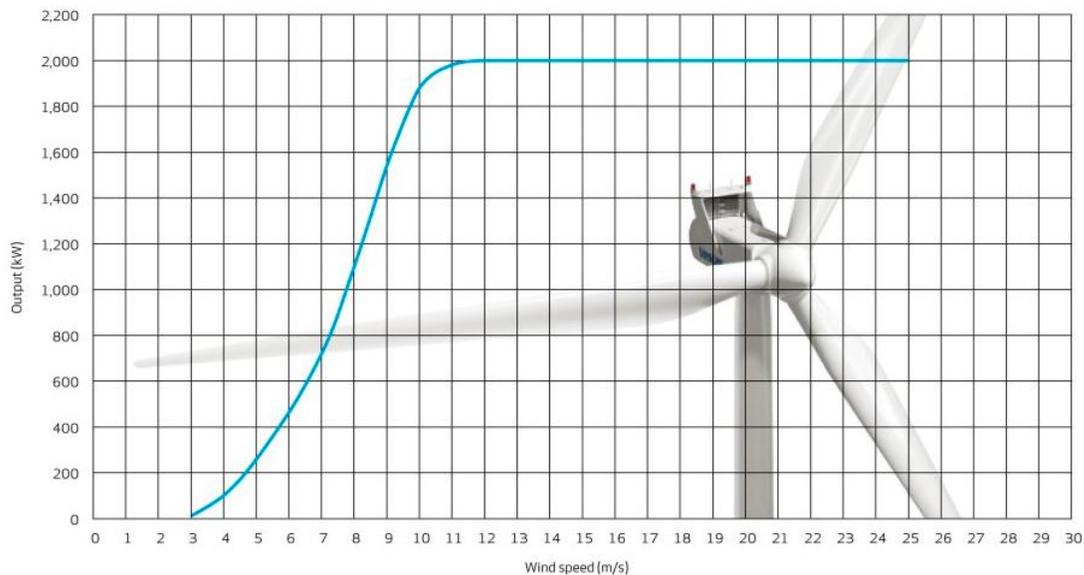
### Anexo 1: Turbinas en el mercado de Enercon, Gamesa y Vestas.

	Modelo	Potencia Nominal	Velocidad Cut In (m/s)	Velocidad Cut Out (m/s)	Velocidad Nominal (m/s)	Diámetro rotor (m)	Altura Turbina (m)
Enercon	E-33	330 kW	3	28-34	13	33.4	33/44/49/50
	E-48	800 kW	3	28-34	14	48.0	50/60/75/76
	E-53	800 kW	2	28-34	13	52.9	60/73/75
	E-44	900 kW	3	28-34	17	44.0	45/55/65
	E-82	2,0 MW	2	28-34	13	82.0	78/85/98/108/138
Gamesa	G52	850 kW	3	24-28	12	52.0	44/55/65
	G58	850 kW	3	20-23	13	58.0	44/49/55/65/74
	G80	2,0 MW	3	25	13	80.0	60/67/78/100
	G87	2,0 MW	3	25	12	87.0	67/78/90/100
	G90	2,0 MW	3	21-25	12	90.0	55/67/78/90/100
	G97	2,0 MW	3	21-25	12	97.0	78/90/100/120
	G114	2,0 MW	3	21-25	12	114.0	80/93/125
Vestas	V110	2,0 MW	3	20	11.5	110.0	80/95/125
	V100	1,8 MW	3	20	12	100.0	80/95/120
	V100	2,0 MW	3	20	12	100.0	80/95/121
	V90	1,8 MW	4	25	12	90.0	80/95/105/125
	V90	2,0 MW	4	25	12	90.0	80/95/105/126
	V80	2,0 MW	4	25	14	80.0	80

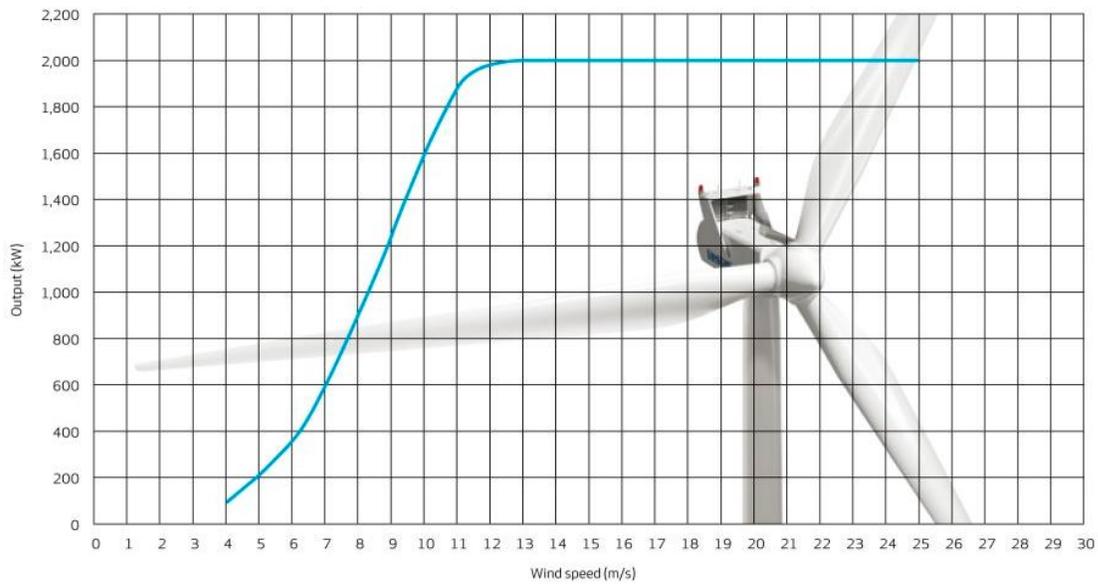
Fuente: Adaptado de catálogos de productos de Enercon, Gamesa y Vestas.

### Anexo 2: Curvas de potencia de los aerogeneradores seleccionados.

Curva de potencia de un aerogenerador VestasV100/1,8 MW.

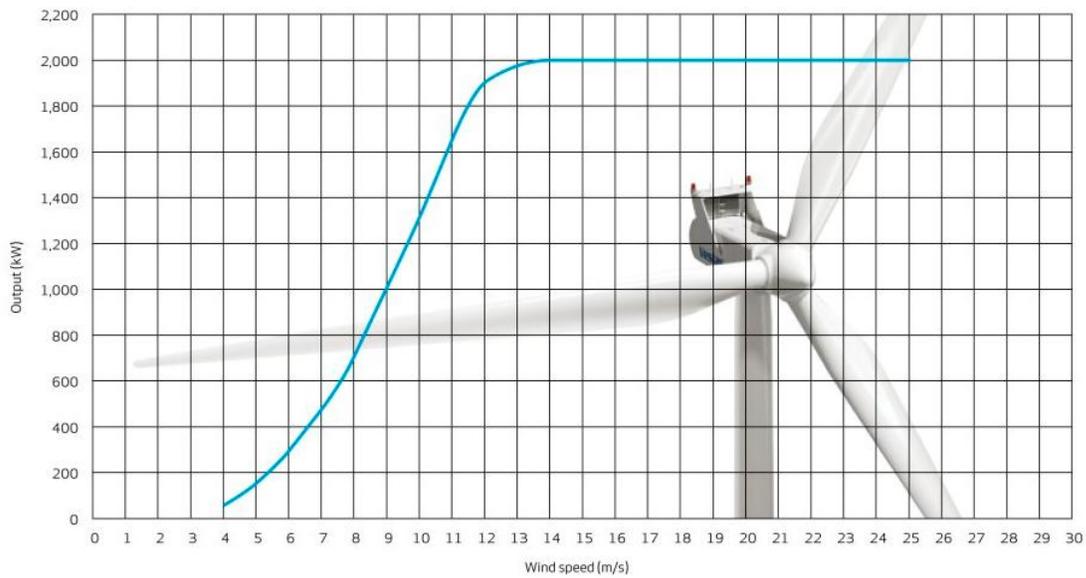


Curva de potencia de un aerogenerador VestasV90/1,8 MW.



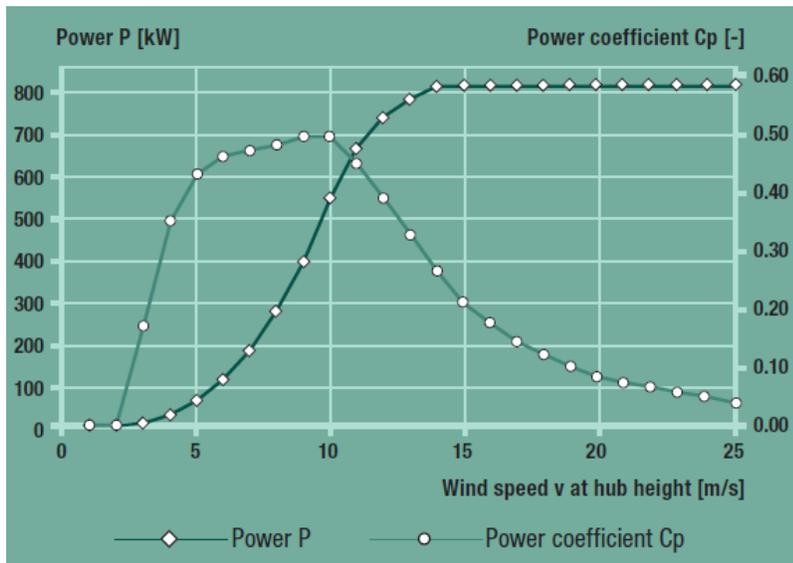
Fuente: Vestas

Curva de potencia de un aerogenerador VestasV80/ 2 MW.



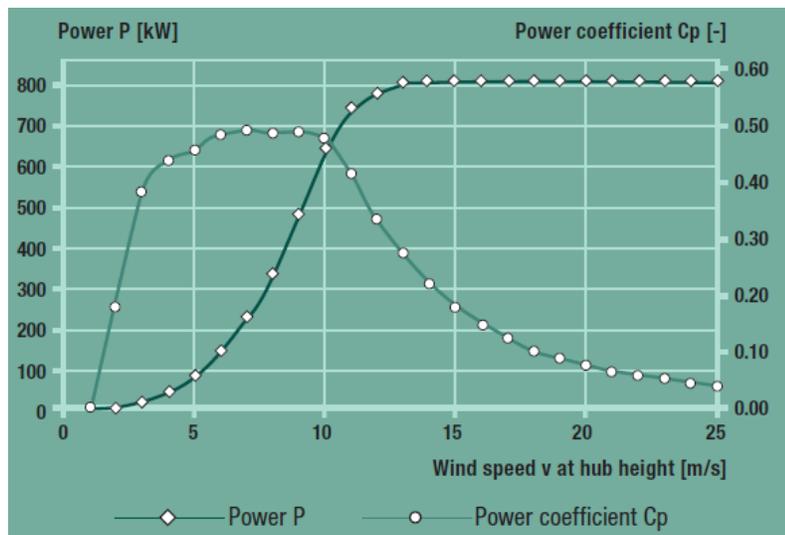
Fuente: Vestas

Curva de potencia de un aerogenerador Enercon E48/ 800 kW.



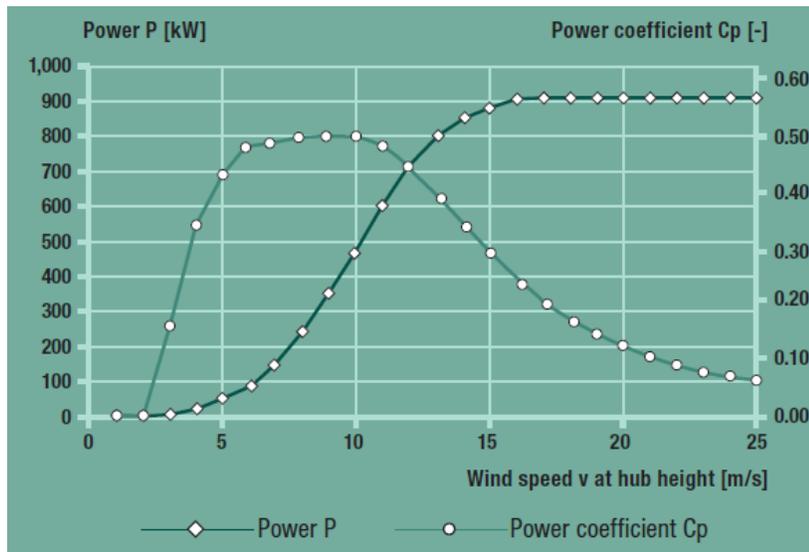
Fuente: Enercon

Curva de potencia de un aerogenerador Enercon E53/ 800 kW.



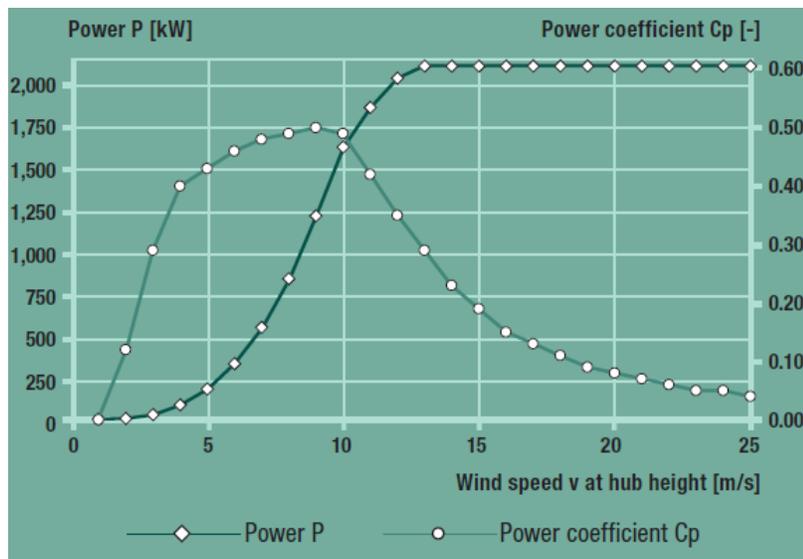
Fuente: Enercon

Curva de potencia de un aerogenerador Enercon E44/ 900 kW.



Fuente: Enercon

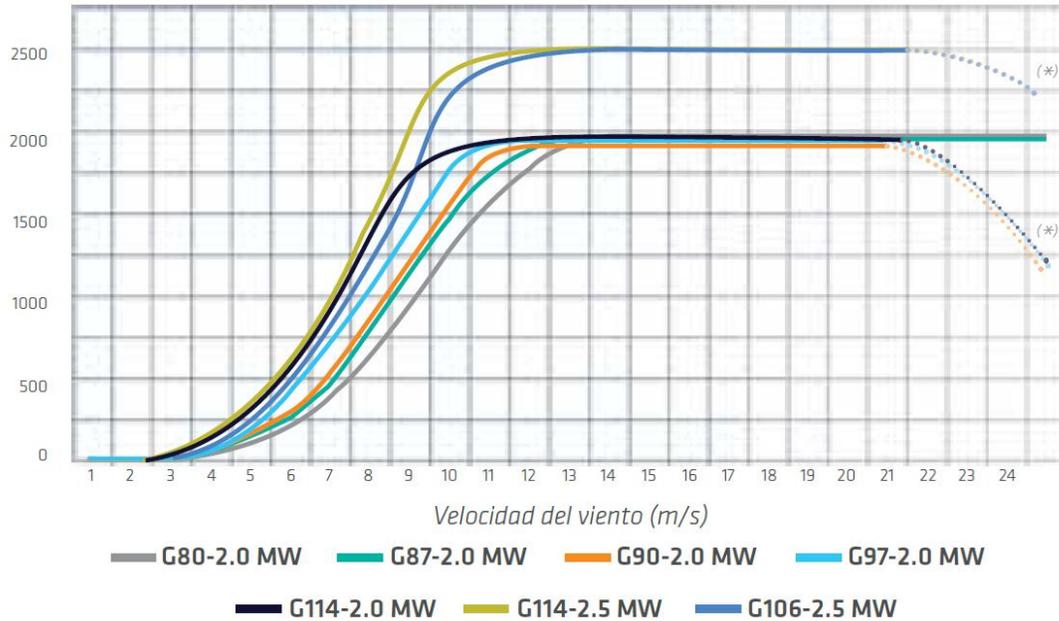
Curva de potencia de un aerogenerador Enercon E82/ 2 MW.



Fuente: Enercon

Curva de potencia de un aerogenerador GamesaG90/ 2MW.

Potencia



Fuente: Gamesa

Anexo 3: Velocidad promedio del viento en El Tigre.

Mes	Velocidad promedio del viento (km/h)				Velocidad promedio del viento (m/s)
	Año 1988	Año 1989	Año 1990	Promedio	
Enero	19	18	20	19.0	5.3
Febrero	19.5	18.7	20	19.4	5.4
Marzo	22	18.8	20.3	20.4	5.7
Abril	22.1	22	19	21.0	5.8
Mayo	20.3	20.6	18.5	19.8	5.5
Junio	13	20	17	16.7	4.6
Julio	10.1	13.9	12	12.0	3.3
Agosto	8	11	12	10.3	2.9
Septiembre	10.3	10	10	10.1	2.8
Octubre	11	14	11	12.0	3.3
Noviembre	15	14	17	15.3	4.3
Diciembre	16	18	16	16.7	4.6

Fuente: Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología (INAMEH).

**Anexo 4:** Generación eléctrica anual para un parque de 10 MW de capacidad.

<b>Producción de energía anual para la turbina E-48/800 kW</b>			
<b>10 MW</b>	<b>Mes</b>	<b>Generación eléctrica según velocidad promedio (kW)</b>	<b>Generación eléctrica anual (MWh)</b>
	Enero	75.00	725.40
	Febrero	80.00	698.88
	Marzo	95.00	918.84
	Abril	100.00	936.00
	Mayo	85.00	822.12
	Junio	46.00	430.56
	Julio	11.00	106.39
	Agosto	4.50	43.52
	Septiembre	4.00	37.44
	Octubre	11.00	106.39
	Noviembre	35.50	332.28
	Diciembre	46.00	444.91
	<b>Generación eléctrica anual</b>		

<b>Producción de energía anual para la turbina E-53/800 kW</b>		
<b>Mes</b>	<b>Generación eléctrica según velocidad promedio (kW)</b>	<b>Generación eléctrica anual (MWh)</b>
Enero	96.20	930.45
Febrero	102.60	896.31
Marzo	121.80	1178.05
Abril	128.20	1199.95
Mayo	109.00	1054.25
Junio	61.40	574.70
Julio	21.20	205.05
Agosto	12.80	123.80
Septiembre	11.60	108.58
Octubre	21.20	205.05
Noviembre	49.70	465.19
Diciembre	61.40	593.86
<b>Generación eléctrica anual</b>		<b>7535.24</b>

<b>Producción de energía anual para la turbina E-44/900 kW</b>		
<b>Mes</b>	<b>Generación eléctrica según velocidad promedio (kW)</b>	<b>Generación eléctrica anual (MWh)</b>
Enero	63.80	522.14
Febrero	68.40	505.61
Marzo	82.20	672.72
Abril	86.80	687.46
Mayo	73.00	597.43
Junio	38.00	300.96
Julio	8.80	72.02
Agosto	3.60	29.46
Septiembre	3.20	25.34
Octubre	8.80	72.02
Noviembre	29.00	229.68
Diciembre	38.00	310.99
Generación eléctrica anual		4025.84

<b>Producción de energía anual para la turbina V100/1.8 MW</b>		
<b>Mes</b>	<b>Generación eléctrica según velocidad promedio (kW)</b>	<b>Generación eléctrica anual (MWh)</b>
Enero	310.00	1383.84
Febrero	330.00	1330.56
Marzo	410.00	1830.24
Abril	430.00	1857.60
Mayo	360.00	1607.04
Junio	200.00	864.00
Julio	45.00	200.88
Agosto	0.00	0.00
Septiembre	0.00	0.00
Octubre	45.00	200.88
Noviembre	140.00	604.80
Diciembre	200.00	892.80
Generación eléctrica anual		10772.64

<b>Producción de energía anual para la turbina V90/1.8 MW</b>		
<b>Mes</b>	<b>Generación eléctrica según velocidad promedio (kW)</b>	<b>Generación eléctrica anual (MWh)</b>
Enero	260.00	1160.64
Febrero	270.00	1088.64
Marzo	305.00	1361.52
Abril	320.00	1382.40
Mayo	280.00	1249.92
Junio	160.00	691.20
Julio	0.00	0.00
Agosto	0.00	0.00
Septiembre	0.00	0.00
Octubre	0.00	0.00
Noviembre	120.00	518.40
Diciembre	160.00	714.24
<b>Generación eléctrica anual</b>		<b>8166.96</b>

<b>Producción de energía anual para la turbina E-82/2.0 MW</b>		
<b>Mes</b>	<b>Generación eléctrica según velocidad promedio (kW)</b>	<b>Generación eléctrica anual (MWh)</b>
Enero	218.10	811.33
Febrero	232.80	782.21
Marzo	276.90	1030.07
Abril	291.60	1049.76
Mayo	247.50	920.70
Junio	137.20	493.92
Julio	42.10	156.61
Agosto	22.80	84.82
Septiembre	20.90	75.24
Octubre	42.10	156.61
Noviembre	109.60	394.56
Diciembre	137.20	510.38
<b>Generación eléctrica anual</b>		<b>6466.21</b>

<b>Producción de energía anual para la turbina G90/2.0 MW</b>		
<b>Mes</b>	<b>Generación eléctrica según velocidad promedio (kW)</b>	<b>Generación eléctrica anual (MWh)</b>
Enero	250.00	930.00
Febrero	265.00	890.40
Marzo	312.50	1162.50
Abril	340.00	1224.00
Mayo	281.00	1045.32
Junio	175.00	630.00
Julio	62.50	232.50
Agosto	0.00	0.00
Septiembre	0.00	0.00
Octubre	62.50	232.50
Noviembre	135.00	486.00
Diciembre	175.00	651.00
<b>Generación eléctrica anual</b>		<b>7484.22</b>

<b>Producción de energía anual para la turbina V80/2.0 MW</b>		
<b>Mes</b>	<b>Generación eléctrica según velocidad promedio (kW)</b>	<b>Generación eléctrica anual (MWh)</b>
Enero	205.00	762.60
Febrero	220.00	739.20
Marzo	265.00	985.80
Abril	280.00	1008.00
Mayo	245.00	911.40
Junio	110.00	396.00
Julio	0.00	0.00
Agosto	0.00	0.00
Septiembre	0.00	0.00
Octubre	0.00	0.00
Noviembre	75.00	270.00
Diciembre	110.00	409.20
<b>Generación eléctrica anual</b>		<b>5482.20</b>

**Anexo 5:** Generación eléctrica anual para un parque de 17 MW de capacidad.

17 MW	Producción de energía anual para la turbina E-48/800 kW		
	Mes	Generación eléctrica según velocidad promedio (kW)	Generación eléctrica anual (MWh)
	Enero	75.00	1171.80
	Febrero	80.00	1128.96
	Marzo	95.00	1484.28
	Abril	100.00	1512.00
	Mayo	85.00	1328.04
	Junio	46.00	695.52
	Julio	11.00	171.86
	Agosto	4.50	70.31
	Septiembre	4.00	60.48
	Octubre	11.00	171.86
	Noviembre	35.50	536.76
Diciembre	46.00	718.70	
Generación eléctrica anual		9050.58	

Producción de energía anual para la turbina E-53/800 kW		
Mes	Generación eléctrica según velocidad promedio (kW)	Generación eléctrica anual (MWh)
Enero	96.20	1503.03
Febrero	102.60	1447.89
Marzo	121.80	1903.00
Abril	128.20	1938.38
Mayo	109.00	1703.02
Junio	61.40	928.37
Julio	21.20	331.23
Agosto	12.80	199.99
Septiembre	11.60	175.39
Octubre	21.20	331.23
Noviembre	49.70	751.46
Diciembre	61.40	959.31
Generación eléctrica anual		12172.31

<b>Producción de energía anual para la turbina E-44/900 kW</b>		
<b>Mes</b>	<b>Generación eléctrica según velocidad promedio (kW)</b>	<b>Generación eléctrica anual (MWh)</b>
Enero	63.80	901.88
Febrero	68.40	873.33
Marzo	82.20	1161.98
Abril	86.80	1187.42
Mayo	73.00	1031.93
Junio	38.00	519.84
Julio	8.80	124.40
Agosto	3.60	50.89
Septiembre	3.20	43.78
Octubre	8.80	124.40
Noviembre	29.00	396.72
Diciembre	38.00	537.17
Generación eléctrica anual		6953.73

<b>Producción de energía anual para la turbina V100/1.8 MW</b>		
<b>Mes</b>	<b>Generación eléctrica según velocidad promedio (kW)</b>	<b>Generación eléctrica anual (MWh)</b>
Enero	310.00	2306.40
Febrero	330.00	2217.60
Marzo	410.00	3050.40
Abril	430.00	3096.00
Mayo	360.00	2678.40
Junio	200.00	1440.00
Julio	45.00	334.80
Agosto	0.00	0.00
Septiembre	0.00	0.00
Octubre	45.00	334.80
Noviembre	140.00	1008.00
Diciembre	200.00	1488.00
Generación eléctrica anual		17954.40

<b>Producción de energía anual para la turbina V90/1.8 MW</b>		
<b>Mes</b>	<b>Generación eléctrica según velocidad promedio (kW)</b>	<b>Generación eléctrica anual (MWh)</b>
Enero	260.00	1934.40
Febrero	270.00	1814.40
Marzo	305.00	2269.20
Abril	320.00	2304.00
Mayo	280.00	2083.20
Junio	160.00	1152.00
Julio	0.00	0.00
Agosto	0.00	0.00
Septiembre	0.00	0.00
Octubre	0.00	0.00
Noviembre	120.00	864.00
Diciembre	160.00	1190.40
<b>Generación eléctrica anual</b>		<b>13611.60</b>

<b>Producción de energía anual para la turbina E-82/2.0 MW</b>		
<b>Mes</b>	<b>Generación eléctrica según velocidad promedio (kW)</b>	<b>Generación eléctrica anual (MWh)</b>
Enero	218.10	1460.40
Febrero	232.80	1407.97
Marzo	276.90	1854.12
Abril	291.60	1889.57
Mayo	247.50	1657.26
Junio	137.20	889.06
Julio	42.10	281.90
Agosto	22.80	152.67
Septiembre	20.90	135.43
Octubre	42.10	281.90
Noviembre	109.60	710.21
Diciembre	137.20	918.69
<b>Generación eléctrica anual</b>		<b>11639.18</b>

<b>Producción de energía anual para la turbina G90/2.0 MW</b>		
<b>Mes</b>	<b>Generación eléctrica según velocidad promedio (kW)</b>	<b>Generación eléctrica anual (MWh)</b>
Enero	250.00	1674.00
Febrero	265.00	1602.72
Marzo	312.50	2092.50
Abril	340.00	2203.20
Mayo	281.00	1881.58
Junio	175.00	1134.00
Julio	62.50	418.50
Agosto	0.00	0.00
Septiembre	0.00	0.00
Octubre	62.50	418.50
Noviembre	135.00	874.80
Diciembre	175.00	1171.80
Generación eléctrica anual		13471.60

<b>Producción de energía anual para la turbina V80/2.0 MW</b>		
<b>Mes</b>	<b>Generación eléctrica según velocidad promedio (kW)</b>	<b>Generación eléctrica anual (MWh)</b>
Enero	205.00	1372.68
Febrero	220.00	1330.56
Marzo	265.00	1774.44
Abril	280.00	1814.40
Mayo	245.00	1640.52
Junio	110.00	712.80
Julio	0.00	0.00
Agosto	0.00	0.00
Septiembre	0.00	0.00
Octubre	0.00	0.00
Noviembre	75.00	486.00
Diciembre	110.00	736.56
Generación eléctrica anual		9867.96

**Anexo 6:** Generación eléctrica anual para un parque de 35 MW de capacidad.

35 MW	Producción de energía anual para la turbina E-48/800 kW		
	Mes	Generación eléctrica según velocidad promedio (kW)	Generación eléctrica anual (MWh)
	Enero	75.00	2455.20
	Febrero	80.00	2365.44
	Marzo	95.00	3109.92
	Abril	100.00	3168.00
	Mayo	85.00	2782.56
	Junio	46.00	1457.28
	Julio	11.00	360.10
	Agosto	4.50	147.31
	Septiembre	4.00	126.72
	Octubre	11.00	360.10
	Noviembre	35.50	1124.64
Diciembre	46.00	1505.86	
Generación eléctrica anual		18963.12	

Producción de energía anual para la turbina E-53/800 kW		
Mes	Generación eléctrica según velocidad promedio (kW)	Generación eléctrica anual (MWh)
Enero	96.20	3149.20
Febrero	102.60	3033.68
Marzo	121.80	3987.24
Abril	128.20	4061.38
Mayo	109.00	3568.22
Junio	61.40	1945.15
Julio	21.20	694.00
Agosto	12.80	419.02
Septiembre	11.60	367.49
Octubre	21.20	694.00
Noviembre	49.70	1574.50
Diciembre	61.40	2009.99
Generación eléctrica anual		25503.88

<b>Producción de energía anual para la turbina E-44/900 kW</b>		
<b>Mes</b>	<b>Generación eléctrica según velocidad promedio (kW)</b>	<b>Generación eléctrica anual (MWh)</b>
Enero	63.80	1851.22
Febrero	68.40	1792.63
Marzo	82.20	2385.12
Abril	86.80	2437.34
Mayo	73.00	2118.17
Junio	38.00	1067.04
Julio	8.80	255.34
Agosto	3.60	104.46
Septiembre	3.20	89.86
Octubre	8.80	255.34
Noviembre	29.00	814.32
Diciembre	38.00	1102.61
<b>Generación eléctrica anual</b>		<b>14273.44</b>

<b>Producción de energía anual para la turbina V100/1.8 MW</b>		
<b>Mes</b>	<b>Generación eléctrica según velocidad promedio (kW)</b>	<b>Generación eléctrica anual (MWh)</b>
Enero	310.00	4612.80
Febrero	330.00	4435.20
Marzo	410.00	6100.80
Abril	430.00	6192.00
Mayo	360.00	5356.80
Junio	200.00	2880.00
Julio	45.00	669.60
Agosto	0.00	0.00
Septiembre	0.00	0.00
Octubre	45.00	669.60
Noviembre	140.00	2016.00
Diciembre	200.00	2976.00
<b>Generación eléctrica anual</b>		<b>35908.80</b>

<b>Producción de energía anual para la turbina V90/1.8 MW</b>		
<b>Mes</b>	<b>Generación eléctrica según velocidad promedio (kW)</b>	<b>Generación eléctrica anual (MWh)</b>
Enero	260.00	3868.80
Febrero	270.00	3628.80
Marzo	305.00	4538.40
Abril	320.00	4608.00
Mayo	280.00	4166.40
Junio	160.00	2304.00
Julio	0.00	0.00
Agosto	0.00	0.00
Septiembre	0.00	0.00
Octubre	0.00	0.00
Noviembre	120.00	1728.00
Diciembre	160.00	2380.80
Generación eléctrica anual		27223.20

<b>Producción de energía anual para la turbina E-82/2.0 MW</b>		
<b>Mes</b>	<b>Generación eléctrica según velocidad promedio (kW)</b>	<b>Generación eléctrica anual (MWh)</b>
Enero	218.10	2920.80
Febrero	232.80	2815.95
Marzo	276.90	3708.24
Abril	291.60	3779.14
Mayo	247.50	3314.52
Junio	137.20	1778.11
Julio	42.10	563.80
Agosto	22.80	305.34
Septiembre	20.90	270.86
Octubre	42.10	563.80
Noviembre	109.60	1420.42
Diciembre	137.20	1837.38
Generación eléctrica anual		23278.36

<b>Producción de energía anual para la turbina G90/2.0 MW</b>		
<b>Mes</b>	<b>Generación eléctrica según velocidad promedio (kW)</b>	<b>Generación eléctrica anual (MWh)</b>
Enero	250.00	3348.00
Febrero	265.00	3205.44
Marzo	312.50	4185.00
Abril	340.00	4406.40
Mayo	281.00	3763.15
Junio	175.00	2268.00
Julio	62.50	837.00
Agosto	0.00	0.00
Septiembre	0.00	0.00
Octubre	62.50	837.00
Noviembre	135.00	1749.60
Diciembre	175.00	2343.60
Generación eléctrica anual		26943.19

<b>Producción de energía anual para la turbina V80/2.0 MW</b>		
<b>Mes</b>	<b>Generación eléctrica según velocidad promedio (kW)</b>	<b>Generación eléctrica anual (MWh)</b>
Enero	205.00	2745.36
Febrero	220.00	2661.12
Marzo	265.00	3548.88
Abril	280.00	3628.80
Mayo	245.00	3281.04
Junio	110.00	1425.60
Julio	0.00	0.00
Agosto	0.00	0.00
Septiembre	0.00	0.00
Octubre	0.00	0.00
Noviembre	75.00	972.00
Diciembre	110.00	1473.12
Generación eléctrica anual		19735.92

**Anexo 7:** Promedio de generación eléctrica anual por turbina.

10 MW	Potencia nominal	Modelo	Generación eléctrica anual (MWh)	Promedio de generación eléctrica anual (MWh)
	800 kW		E-48/800 kW	5602.74
E-53/800 kW			7535.24	
900 kW		E-44/900 kW	4025.84	4025.84
1.8 MW		V100/1.8 MW	10772.64	9469.80
		V90/1.8 MW	8166.96	
2.0 MW		E-82/2.0 MW	6466.21	6477.54
		G90/2.0 MW	7484.22	
		V80/2.0 MW	5482.20	

17 MW	Potencia nominal	Modelo	Generación eléctrica anual (MWh)	Promedio de generación eléctrica anual (MWh)
	800 kW		E-48/800 kW	9050.58
E-53/800 kW			12172.31	
900 kW		E-44/900 kW	6953.73	6953.73
1.8 MW		V100/1.8 MW	17954.40	15783.00
		V90/1.8 MW	13611.60	
2.0 MW		E-82/2.0 MW	11639.18	11659.58
		G90/2.0 MW	13471.60	
		V80/2.0 MW	9867.96	

35 MW	Potencia nominal	Modelo	Generación eléctrica anual (MWh)	Promedio de generación eléctrica anual (MWh)
	800 kW		E-48/800 kW	18963.12
E-53/800 kW			25503.88	
900 kW		E-44/900 kW	14273.44	14273.44
1.8 MW		V100/1.8 MW	35908.80	31566.00
		V90/1.8 MW	27223.20	
2.0 MW		E-82/2.0 MW	23278.36	23319.16
		G90/2.0 MW	26943.19	
		V80/2.0 MW	19735.92	

Fuente: Elaboración propia

**Anexo 8:** Turbinas necesarias por capacidad del parque eólico

Potencia nominal	Turbinas necesarias		
	10 MW	17 MW	35 MW
800 kW	13	21	44
900 kW	11	19	39
1,8 MW	6	10	20
2,0 MW	5	9	18

Fuente: Catálogos Vestas

Anexo 9: Catálogo Vestas de turbinas V100-1.8/2.0 MW

# V100-1.8/2.0 MW™

## Facts & figures

<b>POWER REGULATION</b>	Pitch regulated with variable speed
-------------------------	-------------------------------------

<b>OPERATING DATA</b>	
Rated power	1,800/2,000 kW (50/60Hz*)
Cut-in wind speed	3 m/s
Rated wind speed	12 m/s
Cut-out wind speed	20 m/s
Wind class	IECS (IEC IIIA average wind/ IEC IIA extreme wind) IEC IIB (50/60Hz)
Operating temperature range:	standard turbine: -20 °C to 40 °C low temperature turbine: -30 °C to 40 °C

\*The rated power for V1.00 IEC IIA 60 Hz is limited to 1.950 kW in North America

<b>SOUND POWER</b>	Max 105 dB*
(Mode 0, 10 m above ground, hub height 80 m, air density 1.225 kg/m³)	

\*for further information on noise limits please contact Vestas

<b>ROTOR</b>	
Rotor diameter	100 m
Swept area	7,854 m²
Air brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders

<b>ELECTRICAL</b>	
Frequency	50/60Hz
Generator type	4-pole (50Hz)/6-pole (60Hz) doubly fed generator, slip rings

<b>GEARBOX</b>	
Type	two helical stages and one planetary stage

<b>BLADE DIMENSIONS</b>	
Length	49 m
Max. chord	3.9 m

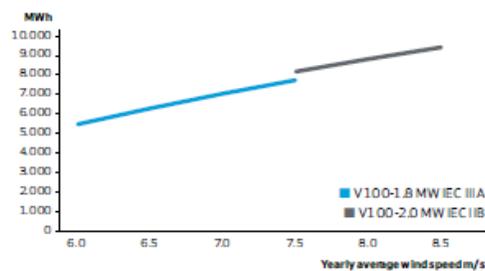
<b>TOWER</b>	
Type	tubular steel tower
Hub heights	80 m, 95 m and 120 m (IEC IIIA)

<b>NACELLE DIMENSIONS</b>	
Height for transport	4 m
Height installed (incl. CoolerTop*)	5.4 m
Length	10.4 m
Width	3.5 m

<b>HUB DIMENSIONS</b>	
Max. transport height	3.4 m
Max. transport width	4 m
Max. transport length	4.2 m

Max. weight per unit for transportation	70 metric tonnes
---	------------------

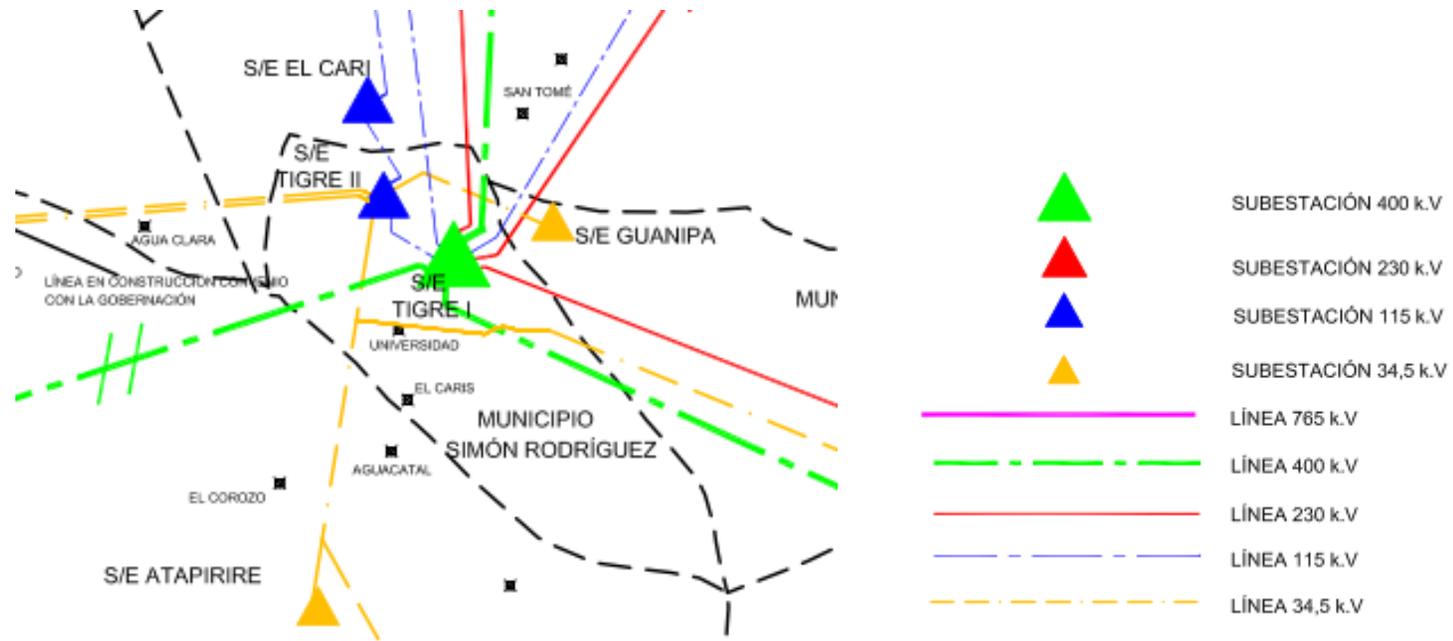
### TURBINE OPTIONS



**Assumptions**  
One wind turbine, 100% availability, 0% losses, k factor =2,  
Standard air density = 1.225, wind speed at hub height

Fuente: Catálogos Vestas.

**Anexo 10:** Atlas eléctrico del sistema geográfico de Anzoátegui.



Fuente: Ingeniero Gustavo González Serva.

**Anexo 11:** Factor de localización de Alemania a Estados Unidos.

<b>Localización</b>	<b>Factor (Estados Unidos = 1.0)</b>
Australia	1.04
Austria	0.85
Bélgica	0.70
Canadá	1.14
Africa Central	1.51
América Central	1.20
Dinamarca	0.85
Finlandia	0.88
Francia	0.73
<b>Alemania</b>	<b>0.76</b>
Grecia	0.80
India	
elemento importado	0.80
elemento indígena	0.25
Irlanda	0.70
Italia	0.79
Japón	1.46
Malasia	0.42
Medio Oriente	0.84
Nueva Zelanda	1.27
Africa del Norte	
elemento importado	0.65
elemento indígena	0.44
Noruega	0.92
Portugal	1.00
Africa del Sur	0.90
América del Sur	1.36
España	0.83
Suecia	0.75
Suiza	0.94
Turquía	0.80
Reino unido	0.76
Estados Unidos	1.00

Fuente: Ingeniero Gustavo González Serva.

**Anexo 12:** Costos generales de importación a Venezuela desde E.E.U.U.

<b>Descripción</b>	<b>Equipos</b>
F.O.B	1.00%
Transporte interno	5.00%
Manejo portuario	1.00%
Servicios	3.00%
Tarifa promotor	1.00%
Flete marítimo	5.00%
Impuesto de exportación	0.50%
<b>Total Costo, Seguro y Flete</b>	<b>16.42%</b>
<b>Derechos de importación</b>	
Impuestos	7.50%
Impuestos de servicios personalizados	1.00%
<b>Total impuestos</b>	<b>9.00%</b>
Cuota de almacén	0.55%
Manejo	0.55%
Tarifa de agente portuario	0.20%
Transporte doméstico	1.00%
<b>Total manejo de carga</b>	<b>2.32%</b>
<b>Total derechos de importación</b>	<b>11.09%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>29.00%</b>

Fuente: Ingeniero Gustavo González Serva.

**Anexo 13:** Cálculo de la TMAR y VPN del proyecto.

Consumer Price Index (CPI) o Índice de Precio al Consumidor (IPC) en los Estados Unidos	
Años	VARIACIONES ACUMULADAS (%) DIC. / DIC.
2009	2.70
2010	1.50
2011	3.00
2012	1.70
2013	1.50
<b>Promedio</b>	<b>2.08</b>

Fuente: Bureau Labor of Statistics.

Premio al Riesgo o Risk Premium recomendado por Duff & Phelps
5%

Fuente: Duff & Phelps.

$$TMAR = i + f + if ; i = \text{premio al riesgo}; f = \text{inflación}$$

$$TMAR = 0,05 + 0,02 + 0,05 \times 0,02 = 0,071 \cong 7\%$$

$$VPN = -109,580,000.00 + \frac{726,000.00}{1 + 0,07^1} + \frac{726,000.00}{1 + 0,07^2} + \frac{726,000.00}{1 + 0,07^3} + \dots$$

$$+ \frac{726,000.00}{1 + 0,07^{19}} + \frac{18,146,000.00}{1 + 0,07^{20}} = -87,387,086.63 \text{ \$US}$$

**Anexo 14:** Cálculo de la TIR del proyecto.

$$VPN = 0 = -109,580,000.00 + \frac{726,000.00}{1 + TIR^1} + \frac{726,000.00}{1 + TIR^2} + \frac{726,000.00}{1 + TIR^3} + \dots$$

$$+ \frac{726,000.00}{1 + TIR^{19}} + \frac{18,146,000.00}{1 + TIR^{20}}$$

$$TIR = -7\%$$

### Anexo 15: Estados de ganancias y pérdidas y flujos de caja de los escenarios A, B y C.

#### Estado de ganancias y pérdidas para el escenario A

Concepto	Año 1 (\$US)	Año 1 (\$US)	Año 2 (\$US)	Año 3 (\$US)	Año 4 (\$US)	Año 5 (\$US)	Año 6 (\$US)	Año 7 (\$US)	Año 8 (\$US)	Año 9 (\$US)	Año 10 (\$US)
Ingresos	1,920,000.00	1,920,000.00	1,920,000.00	1,920,000.00	1,920,000.00	1,920,000.00	1,920,000.00	1,920,000.00	1,920,000.00	1,920,000.00	1,920,000.00
Costos	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)
Depreciación (4%)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)
Ingreso gravable	(1,582,000.00)	(1,582,000.00)	(1,582,000.00)	(1,582,000.00)	(1,582,000.00)	(1,582,000.00)	(1,582,000.00)	(1,582,000.00)	(1,582,000.00)	(1,582,000.00)	(1,582,000.00)
I.S.L.R. (34%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ingreso Neto	(1,582,000.00)	(1,582,000.00)	(1,582,000.00)	(1,582,000.00)	(1,582,000.00)	(1,582,000.00)	(1,582,000.00)	(1,582,000.00)	(1,582,000.00)	(1,582,000.00)	(1,582,000.00)

Concepto	Año 11 (\$US)	Año 12 (\$US)	Año 13 (\$US)	Año 14 (\$US)	Año 15 (\$US)	Año 16 (\$US)	Año 17 (\$US)	Año 18 (\$US)	Año 19 (\$US)	Año 20 (\$US)
Ingresos	1,920,000.00	1,920,000.00	1,920,000.00	1,920,000.00	1,920,000.00	1,920,000.00	1,920,000.00	1,920,000.00	1,920,000.00	1,920,000.00
Costos	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)
Depreciación (4%)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)
Ingreso gravable	(1,582,000.00)	(1,582,000.00)	(1,582,000.00)	(1,582,000.00)	(1,582,000.00)	(1,582,000.00)	(1,582,000.00)	(1,582,000.00)	(1,582,000.00)	(1,582,000.00)
I.S.L.R. (34%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ingreso Neto	(1,582,000.00)	(1,582,000.00)	(1,582,000.00)	(1,582,000.00)	(1,582,000.00)	(1,582,000.00)	(1,582,000.00)	(1,582,000.00)	(1,582,000.00)	(1,582,000.00)

#### Flujo de caja para el escenario A

Concepto	Año 0 (\$US)	Año 1 (\$US)	Año 2 (\$US)	Año 3 (\$US)	Año 4 (\$US)	Año 5 (\$US)	Año 6 (\$US)	Año 7 (\$US)	Año 8 (\$US)	Año 9 (\$US)	Año 10 (\$US)
Ingreso Neto	-	(1,582,000.00)	(1,582,000.00)	(1,582,000.00)	(1,582,000.00)	(1,582,000.00)	(1,582,000.00)	(1,582,000.00)	(1,582,000.00)	(1,582,000.00)	(1,582,000.00)
Depreciación	-	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00
Flujo de caja operativo	-	1,902,000.00	1,902,000.00	1,902,000.00	1,902,000.00	1,902,000.00	1,902,000.00	1,902,000.00	1,902,000.00	1,902,000.00	1,902,000.00
Valor de rescate	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Inversión	(109,580,000.00)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Flujo de caja total	(109,580,000.00)	1,902,000.00	1,902,000.00	1,902,000.00	1,902,000.00	1,902,000.00	1,902,000.00	1,902,000.00	1,902,000.00	1,902,000.00	1,902,000.00

Concepto	Año 11 (\$US)	Año 12 (\$US)	Año 13 (\$US)	Año 14 (\$US)	Año 15 (\$US)	Año 16 (\$US)	Año 17 (\$US)	Año 18 (\$US)	Año 19 (\$US)	Año 20 (\$US)
Ingreso Neto	(1,582,000.00)	(1,582,000.00)	(1,582,000.00)	(1,582,000.00)	(1,582,000.00)	(1,582,000.00)	(1,582,000.00)	(1,582,000.00)	(1,582,000.00)	(1,582,000.00)
Depreciación	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00
Flujo de caja operativo	1,902,000.00	1,902,000.00	1,902,000.00	1,902,000.00	1,902,000.00	1,902,000.00	1,902,000.00	1,902,000.00	1,902,000.00	1,902,000.00
Valor de rescate	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17,420,000.00
Inversión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Flujo de caja total	1,902,000.00	1,902,000.00	1,902,000.00	1,902,000.00	1,902,000.00	1,902,000.00	1,902,000.00	1,902,000.00	1,902,000.00	19,322,000.00

### Estado de ganancias y pérdidas para el escenario B

Concepto	Año 1 (\$US)	Año 1 (\$US)	Año 2 (\$US)	Año 3 (\$US)	Año 4 (\$US)	Año 5 (\$US)	Año 6 (\$US)	Año 7 (\$US)	Año 8 (\$US)	Año 9 (\$US)	Año 10 (\$US)
Ingresos	2,400,000.00	2,400,000.00	2,400,000.00	2,400,000.00	2,400,000.00	2,400,000.00	2,400,000.00	2,400,000.00	2,400,000.00	2,400,000.00	2,400,000.00
Costos	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)
Depreciación (4%)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)
Ingreso gravable	(1,102,000.00)	(1,102,000.00)	(1,102,000.00)	(1,102,000.00)	(1,102,000.00)	(1,102,000.00)	(1,102,000.00)	(1,102,000.00)	(1,102,000.00)	(1,102,000.00)	(1,102,000.00)
I.S.L.R. (34%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ingreso Neto	(1,102,000.00)	(1,102,000.00)	(1,102,000.00)	(1,102,000.00)	(1,102,000.00)	(1,102,000.00)	(1,102,000.00)	(1,102,000.00)	(1,102,000.00)	(1,102,000.00)	(1,102,000.00)

Concepto	Año 11 (\$US)	Año 12 (\$US)	Año 13 (\$US)	Año 14 (\$US)	Año 15 (\$US)	Año 16 (\$US)	Año 17 (\$US)	Año 18 (\$US)	Año 19 (\$US)	Año 20 (\$US)
Ingresos	2,400,000.00	2,400,000.00	2,400,000.00	2,400,000.00	2,400,000.00	2,400,000.00	2,400,000.00	2,400,000.00	2,400,000.00	2,400,000.00
Costos	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)
Depreciación (4%)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)
Ingreso gravable	(1,102,000.00)	(1,102,000.00)	(1,102,000.00)	(1,102,000.00)	(1,102,000.00)	(1,102,000.00)	(1,102,000.00)	(1,102,000.00)	(1,102,000.00)	(1,102,000.00)
I.S.L.R. (34%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ingreso Neto	(1,102,000.00)	(1,102,000.00)	(1,102,000.00)	(1,102,000.00)	(1,102,000.00)	(1,102,000.00)	(1,102,000.00)	(1,102,000.00)	(1,102,000.00)	(1,102,000.00)

### Flujo de caja para el escenario B

Concepto	Año 0 (\$US)	Año 1 (\$US)	Año 2 (\$US)	Año 3 (\$US)	Año 4 (\$US)	Año 5 (\$US)	Año 6 (\$US)	Año 7 (\$US)	Año 8 (\$US)	Año 9 (\$US)	Año 10 (\$US)
Ingreso Neto	-	(1,102,000.00)	(1,102,000.00)	(1,102,000.00)	(1,102,000.00)	(1,102,000.00)	(1,102,000.00)	(1,102,000.00)	(1,102,000.00)	(1,102,000.00)	(1,102,000.00)
Depreciación	-	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00
Flujo de caja operativo	-	2,382,000.00	2,382,000.00	2,382,000.00	2,382,000.00	2,382,000.00	2,382,000.00	2,382,000.00	2,382,000.00	2,382,000.00	2,382,000.00
Valor de rescate	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Inversión	(109,580,000.00)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Flujo de caja total	(109,580,000.00)	2,382,000.00	2,382,000.00	2,382,000.00	2,382,000.00	2,382,000.00	2,382,000.00	2,382,000.00	2,382,000.00	2,382,000.00	2,382,000.00

Concepto	Año 11 (\$US)	Año 12 (\$US)	Año 13 (\$US)	Año 14 (\$US)	Año 15 (\$US)	Año 16 (\$US)	Año 17 (\$US)	Año 18 (\$US)	Año 19 (\$US)	Año 20 (\$US)
Ingreso Neto	(1,102,000.00)	(1,102,000.00)	(1,102,000.00)	(1,102,000.00)	(1,102,000.00)	(1,102,000.00)	(1,102,000.00)	(1,102,000.00)	(1,102,000.00)	(1,102,000.00)
Depreciación	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00
Flujo de caja operativo	2,382,000.00	2,382,000.00	2,382,000.00	2,382,000.00	2,382,000.00	2,382,000.00	2,382,000.00	2,382,000.00	2,382,000.00	2,382,000.00
Valor de rescate	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17,420,000.00
Inversión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Flujo de caja total	2,382,000.00	2,382,000.00	2,382,000.00	2,382,000.00	2,382,000.00	2,382,000.00	2,382,000.00	2,382,000.00	2,382,000.00	19,802,000.00

### Estado de ganancias y pérdidas para el escenario C

Concepto	Año 1 (\$US)	Año 1 (\$US)	Año 2 (\$US)	Año 3 (\$US)	Año 4 (\$US)	Año 5 (\$US)	Año 6 (\$US)	Año 7 (\$US)	Año 8 (\$US)	Año 9 (\$US)	Año 10 (\$US)
Ingresos	4,800,000.00	4,800,000.00	4,800,000.00	4,800,000.00	4,800,000.00	4,800,000.00	4,800,000.00	4,800,000.00	4,800,000.00	4,800,000.00	4,800,000.00
Costos	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)
Depreciación (4%)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)
Ingreso gravable	1,298,000.00	1,298,000.00	1,298,000.00	1,298,000.00	1,298,000.00	1,298,000.00	1,298,000.00	1,298,000.00	1,298,000.00	1,298,000.00	1,298,000.00
I.S.L.R. (34%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ingreso Neto	1,298,000.00	1,298,000.00	1,298,000.00	1,298,000.00	1,298,000.00	1,298,000.00	1,298,000.00	1,298,000.00	1,298,000.00	1,298,000.00	1,298,000.00

Concepto	Año 11 (\$US)	Año 12 (\$US)	Año 13 (\$US)	Año 14 (\$US)	Año 15 (\$US)	Año 16 (\$US)	Año 17 (\$US)	Año 18 (\$US)	Año 19 (\$US)	Año 20 (\$US)
Ingresos	4,800,000.00	4,800,000.00	4,800,000.00	4,800,000.00	4,800,000.00	4,800,000.00	4,800,000.00	4,800,000.00	4,800,000.00	4,800,000.00
Costos	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)	(18,000.00)
Depreciación (4%)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)	(3,484,000.00)
Ingreso gravable	1,298,000.00	1,298,000.00	1,298,000.00	1,298,000.00	1,298,000.00	1,298,000.00	1,298,000.00	1,298,000.00	1,298,000.00	1,298,000.00
I.S.L.R. (34%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ingreso Neto	1,298,000.00	1,298,000.00	1,298,000.00	1,298,000.00	1,298,000.00	1,298,000.00	1,298,000.00	1,298,000.00	1,298,000.00	1,298,000.00

### Flujo de caja para el escenario C

Concepto	Año 0 (\$US)	Año 1 (\$US)	Año 2 (\$US)	Año 3 (\$US)	Año 4 (\$US)	Año 5 (\$US)	Año 6 (\$US)	Año 7 (\$US)	Año 8 (\$US)	Año 9 (\$US)	Año 10 (\$US)
Ingreso Neto	-	1,298,000.00	1,298,000.00	1,298,000.00	1,298,000.00	1,298,000.00	1,298,000.00	1,298,000.00	1,298,000.00	1,298,000.00	1,298,000.00
Depreciación	-	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00
Flujo de caja operativo	-	4,782,000.00	4,782,000.00	4,782,000.00	4,782,000.00	4,782,000.00	4,782,000.00	4,782,000.00	4,782,000.00	4,782,000.00	4,782,000.00
Valor de rescate	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Inversión	(109,580,000.00)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Flujo de caja total	(109,580,000.00)	4,782,000.00	4,782,000.00	4,782,000.00	4,782,000.00	4,782,000.00	4,782,000.00	4,782,000.00	4,782,000.00	4,782,000.00	4,782,000.00

Concepto	Año 11 (\$US)	Año 12 (\$US)	Año 13 (\$US)	Año 14 (\$US)	Año 15 (\$US)	Año 16 (\$US)	Año 17 (\$US)	Año 18 (\$US)	Año 19 (\$US)	Año 20 (\$US)
Ingreso Neto	1,298,000.00	1,298,000.00	1,298,000.00	1,298,000.00	1,298,000.00	1,298,000.00	1,298,000.00	1,298,000.00	1,298,000.00	1,298,000.00
Depreciación	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00	3,484,000.00
Flujo de caja operativo	4,782,000.00	4,782,000.00	4,782,000.00	4,782,000.00	4,782,000.00	4,782,000.00	4,782,000.00	4,782,000.00	4,782,000.00	4,782,000.00
Valor de rescate	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17,420,000.00
Inversión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Flujo de caja total	4,782,000.00	4,782,000.00	4,782,000.00	4,782,000.00	4,782,000.00	4,782,000.00	4,782,000.00	4,782,000.00	4,782,000.00	22,202,000.00

**Anexo 16:** Cálculo de VPN y TIR de los escenarios A, B y C.

Cálculo de VPN y TIR para el escenario A

$$VPN = -109,580,000.00 + \frac{1,902,000.00}{1 + 0,07^1} + \frac{1,902,000.00}{1 + 0,07^2} + \frac{1,902,000.00}{1 + 0,07^3} + \dots + \frac{1,902,000.00}{1 + 0,07^{19}} + \frac{19,322,000.00}{1 + 0,07^{20}} = \mathbf{-84,928,525.88 \text{ \$US}}$$

$$VPN = 0 = -109,580,000.00 + \frac{1,902,000.00}{1 + TIR^1} + \frac{1,902,000.00}{1 + TIR^2} + \frac{1,902,000.00}{1 + TIR^3} + \dots + \frac{1,902,000.00}{1 + TIR^{19}} + \frac{19,322,000.00}{1 + TIR^{20}}$$

$$\mathbf{TIR = -4,6\%}$$

Cálculo de VPN y TIR para el escenario B

$$VPN = -109,580,000.00 + \frac{2,382,000.00}{1 + 0,07^1} + \frac{2,382,000.00}{1 + 0,07^2} + \frac{2,382,000.00}{1 + 0,07^3} + \dots + \frac{2,382,000.00}{1 + 0,07^{19}} + \frac{19,802,000.00}{1 + 0,07^{20}} = \mathbf{-79,843,399.04 \text{ \$US}}$$

$$VPN = 0 = -109,580,000.00 + \frac{2,382,000.00}{1 + TIR^1} + \frac{2,382,000.00}{1 + TIR^2} + \frac{2,382,000.00}{1 + TIR^3} + \dots + \frac{2,382,000.00}{1 + TIR^{19}} + \frac{19,802,000.00}{1 + TIR^{20}}$$

$$\mathbf{TIR = -3,7\%}$$

Cálculo de VPN y TIR para el escenario C

$$VPN = -109,580,000.00 + \frac{4,782,000.00}{1 + 0,07^1} + \frac{4,782,000.00}{1 + 0,07^2} + \frac{4,782,000.00}{1 + 0,07^3} + \dots + \frac{4,782,000.00}{1 + 0,07^{19}} + \frac{22,202,000.00}{1 + 0,07^{20}} = \mathbf{-54,417,764.85 \text{ \$US}}$$

$$VPN = 0 = -109,580,000.00 + \frac{4,782,000.00}{1 + TIR^1} + \frac{4,782,000.00}{1 + TIR^2} + \frac{4,782,000.00}{1 + TIR^3} + \dots + \frac{4,782,000.00}{1 + TIR^{19}} + \frac{22,202,000.00}{1 + TIR^{20}}$$

$$\mathbf{TIR = 0,3\%}$$

**Anexo 17:** Cálculo de VPN y TIR de la rentabilidad del proyecto.

$$\begin{aligned}
 VPN &= -109,580,000.00 + \frac{10,782,000.00}{1 + 0,07^1} + \frac{10,782,000.00}{1 + 0,07^2} + \frac{10,782,000.00}{1 + 0,07^3} + \dots \\
 &\quad + \frac{10,782,000.00}{1 + 0,07^{19}} + \frac{28,202,000.00}{1 + 0,07^{20}} = \mathbf{9,146,320.62 \text{ \$US}}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 VPN = 0 &= -109,580,000.00 + \frac{10,782,000.00}{1 + TIR^1} + \frac{10,782,000.00}{1 + TIR^2} + \frac{10,782,000.00}{1 + TIR^3} + \dots \\
 &\quad + \frac{10,782,000.00}{1 + TIR^{19}} + \frac{28,202,000.00}{1 + TIR^{20}}
 \end{aligned}$$

$$\mathbf{TIR = 8\%}$$