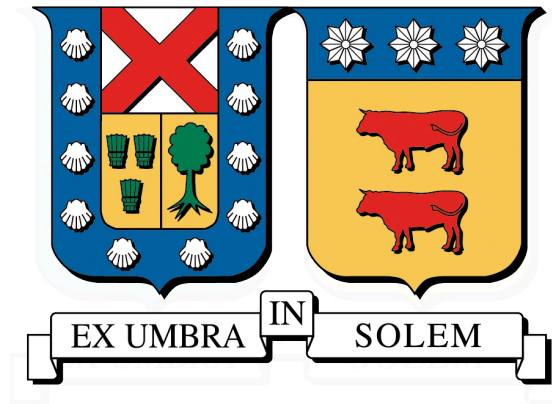


UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INDUSTRIAS
SANTIAGO - CHILE



**ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE EN CHILE:
ESTUDIO DE POSIBLES LOCALIZACIONES Y
VIABILIDAD ECONÓMICA**

DIEGO ALEJANDRO FREDES MOREIRA

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL

PROFESOR GUÍA : SRA. MARIA PILAR GARATE.
PROFESOR CORREFERENTE : SR. FRANCISCO DALL'ORSO LEON.

12 de octubre de 2017

Agradecimientos

A mis padres y mi hermano por entregarme las herramientas necesarias para poder desarrollarme en lo que me apasiona en esta vida y por su cariño absoluto.

A mis amigos que representan un segundo hogar en mi vida, por dejar refugiarme en sus consejos y permitirme crecer junto a ellos, por levantarme cada vez que cometí un error y caí a piso, por su cariño y apoyo incondicional.

A todos los profesores que dentro y fuera del aula aportaron a mi desarrollo como profesional y como persona.

RESUMEN EJECUTIVO

La generación de energía a través de recursos renovables se hace cada vez más relevante al transcurrir los años. Estas son menos invasivas con el medioambiente, permiten mejoras en la independencia energética de un país, contribuyen a la seguridad de suministro y uno de los aspectos más importantes es que funcionan con recursos inagotables de bajo costo o costo cero. A pesar de que sus costos de capital son elevados, con los avances tecnológicos y maduración de los mercados, estos disminuyen año por año, haciendo que las energías renovables no convencionales sean más competitivas con respecto a las fuentes de generación convencionales. Además sus costos de operación son bajos, por lo que al incorporar este tipo de recursos en el mix energético de un país, los precios de energía disminuyen considerablemente hacia el consumidor final.

Chile se encuentra en el tercer puesto de la región latinoamericana con los índices de inversión más altos en cuanto a energías renovables, y se encuentra dentro del top ten de países con los mercados más grandes en cuanto al desarrollo de éstas a nivel global. El país cuenta con una gran variedad de recursos renovables, lo que hace atractiva la inversión de entes privados para el desarrollo de tecnologías que utilicen y aprovechen dicho tipo de recursos. Chile tiene su target de desarrollo renovable en el recurso solar fotovoltaico, pero con el crecimiento de la demanda y los compromisos energéticos del país se hace interesante realizar el estudio de fuentes que aún no se han desarrollado en el país como lo es la generación eólica offshore.

Con la nueva tecnología de cimientos flotantes el funcionamiento de una planta eólica offshore en Chile es ahora factible. Existen una serie de localizaciones donde se dan las condiciones propicias para su desarrollo: cerca de las costas de Talcahuano, Coronel, Valdivia y Ancud. En el presente los costos de inversión para la construcción de una planta son de MUS\$ 139.880,00, obteniendo un retorno de esta en el año 16 de operación de la planta. El VAN del proyecto es de menos MUS\$ 36.576,00 con una TIR del 6,75 % y un LCOE igual a 147,70 [USD/MWh]. Teniendo en consideración las innovaciones con respecto al desarrollo de tecnologías offshore es de esperar a que

los costos disminuyan en un futuro. Al realizar el análisis de factibilidad económica en el año 2030 teniendo en consideración la reducción en costos las inversiones realizadas disminuyen a MUSD 97.916,00, obteniendo un retorno de esta al año 12. El VAN en este escenario es igual a MUSD 1.337,00 con una TIR de 10,15 % y un LCOE de 114,50 [USD/MWh].

En el presente desarrollar un proyecto de manera privada no es atractivo, sin embargo, es posible que realizando una evaluación social con una tasa de descuento más baja y analizando otros aspectos y beneficios como la creación de trabajos y otras oportunidades, el proyecto pueda ser factible. Con el transcurrir de los años, reducción de costos y nuevas tecnologías el desarrollo del proyecto resulta ser más atractivo y menos riesgoso para inversionistas privados, pero para que esto ocurra se necesitan incentivos y políticas que faciliten el desarrollo de la energía offshore en el país. Finalmente se aconseja que existan estudios e instalaciones de plantas experimentales para facilitar en el futuro el desarrollo de tecnologías eólicas offshore en Chile.

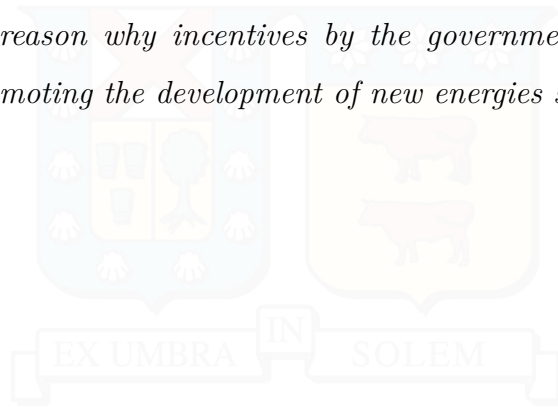
ABSTRACT

This document studies the development of offshore wind energy in Chile, focused mainly on finding viable locations for the development of this type of resources, followed by the economic assessment of a project with a generating capacity of 60,00 [MW] consisting of 30 turbines of 2,00 [MW] each, covering an area of approximately 10,00 [km²].

The viable sites mentioned should suffice a number of requirements, such as a minimum average wind speed, a site near an electrical substation to be able to make the necessary interconnections for the transmission of energy, the seabed is regular and even as possible, in addition to respecting the first 8,00 [km] of sea, reserved for the development of artisanal fishing. Through Google Earth and IRENA Global Atlas, it is possible to know the potential of wind resources of the coastal zones of Chile, and another relevant parameters to recognize feasible zones for the installation of an offshore wind farm. Within the viable sites for the development of renewable offshore projects are the localities of Talcahuano, Coronel, Valdivia and Ancud. It should be noted that the possibility of developing an offshore plant in Chile is due to the appearance of new technologies such as floating foundations that allow the installation of wind generators with water depths greater than 50,00 [m].

Once the possible installation sites have been obtained, the development of the economic feasibility assessment is continued, considering the investment, operation and maintenance costs together with the revenues received over the proposed evaluation horizon. In this way a series of economic indicators are obtained to evaluate the feasibility of the project, together with a study of the risks that considers the variability of the parameters that affect the proposed model and the different scenarios observed due to the changes in these. Given the technological progress and innovations made over time it is estimated that the costs of generators and other relevant elements in an offshore plant will decrease, taking into account this, the same assessment is carried out but considering this costs reduction.

The installation of an offshore plant on the coast of Chile is feasible, and over time projects of this type are increasingly in competitiveness with conventional generation technologies. This is why the studies regarding this resource are important, especially with the energy commitments that the country has acquired in the development of renewable energies, reason why incentives by the government play an extremely important role in promoting the development of new energies sources.



Índice de Contenidos

1. Problema de Investigación	1
2. Objetivos	4
2.1. Objetivo General	4
2.2. Objetivos Específicos	4
3. Marco Teórico	5
3.1. Situación Energética en Chile	5
3.1.1. Matriz primaria	5
3.1.2. Consumo Final	7
3.2. Desarrollo de Energías en Latinoamérica	7
3.2.1. Predominancia del Petróleo	9
3.2.2. Gas Natural	9
3.2.3. Carbón	10
3.2.4. Consumo Final de Energía	10
3.2.5. Precio de la Energía	13
3.2.6. Desarrollo de Energías Renovables en Latinoamérica	14
3.2.7. Panorama Político	18
3.2.8. Costos	19
3.2.8.1. Hidroeléctricas	20
3.2.8.2. Solar Fotovoltaica	23
3.2.8.3. Eólicas en Onshore	24
3.2.9. Beneficios	25
3.2.9.1. Beneficios Macroeconómicos	26
3.2.10. Inversiones	27
3.3. Energía Eólica	30
3.4. Energía Eólica Offshore	33
3.4.1. Energía Eólica Offshore en el Mundo	34
3.4.2. Desafíos y Oportunidades	36
3.4.2.1. Cimientos Flotantes	37
3.4.3. Desarrollo de la Energía Eólica en Chile	38
3.4.4. Ley 20.257	40
3.4.5. Ley 20.698	41
3.5. Método de Montecarlo	42

4. Metodología	43
5. Desarrollo y Análisis	46
5.1. Localización	46
5.1.1. Requerimientos	46
5.1.2. Atlas Global para Energías Renovables	47
5.1.3. Google Earth	48
5.1.4. Localizaciones Potenciales y Viables	49
5.1.4.1. Zona 1: Tomé y Talcahuano	50
5.1.4.2. Zona 2: Coronel y Lota	55
5.1.4.3. Zona 3: Lebu y Cañete	57
5.1.4.4. Zona 4: Puerto Saavedra	60
5.1.4.5. Zona 5: Valdivia	62
5.1.4.6. Zona 6: Ancud	64
5.2. Estudio de Factibilidad	66
5.2.1. Parámetros de la Evaluación	66
5.2.1.1. Moneda	66
5.2.1.2. Tasa de Descuento	67
5.2.1.3. Impuesto a la Renta de Primera Categoría	67
5.2.1.4. Tasa de Escalamiento	67
5.2.1.5. Depreciación	67
5.2.1.6. Dimensiones	68
5.2.1.7. Calendario de Fases	68
5.2.1.8. CAPEX y OPEX	69
5.2.1.9. Capacidad Neta y Factor de Capacidad	70
5.2.1.10. Precio de la Energía	71
5.2.1.11. Subsidio Potencia Firme	72
5.2.1.12. Certificados ERNC	73
5.3. Flujo de Caja	73
5.3.1. Indicadores Económicos	75
5.4. Análisis de Sensibilidad	75
5.4.1. Reportes de Sensibilidad	76
5.4.1.1. Caso Base	76
5.4.1.2. Caso Futuro	86
5.5. Análisis de Resultados	99
6. Conclusiones	102
Bibliografía	105
A. Información General Base	108
A.0.1. Parámetros Generales	108
A.0.2. Otros Parámetros e Indicadores	109

B. Información General Futura	111
B.0.3. Parámetros Generales	111
B.0.4. Otros Parámetros e Indicadores	112



Índice de Tablas

5.1. Resumen de las condiciones geográficas de profundidad y estadísticas de dispersión para la Zona 1.	54
5.2. Resumen de las condiciones geográficas de profundidad y estadísticas de dispersión para la Zona 2.	56
5.3. Resumen de las condiciones geográficas de profundidad y estadísticas de dispersión para la Zona 3.	58
5.4. Resumen de las condiciones geográficas de profundidad y estadísticas de dispersión para la Zona 4.	61
5.5. Resumen de las condiciones geográficas de profundidad y estadísticas de dispersión para la Zona 5.	63
5.6. Resumen de las condiciones geográficas de profundidad y estadísticas de dispersión para la Zona 6.	65
5.7. Costos detallados del CAPEX, se presenta un valor medio conjunto a valores mínimos y máximos que representan la variabilidad del parámetro.	70
5.8. Muestra los resultados obtenidos tras el desarrollo del flujo de caja considerando el caso base de los escenarios.	75
5.9. Se presenta los diversos valores que toma el VAN en MUSD para distintos escenarios posibles en el caso base, en los cuales cambian el precio de la energía p_e en [USD/MWh] y la tasa de descuento T_d . Los valores marcados en verde corresponden a los escenarios positivos donde el VAN es mayor igual que cero.	81
5.10. Se presenta los diversos valores que toma el VAN en MUSD para distintos escenarios posibles del caso base, en los cuales cambian la tasa de escalamiento T_e y la tasa de descuento T_d . Los valores marcados en verde corresponden a los escenarios positivos donde el VAN es mayor igual que cero.	84
5.11. Muestra los resultados obtenidos tras el desarrollo del flujo de caja considerando el caso futuro de los escenarios.	87
5.12. Se presenta los diversos valores que toma el VAN en MUSD para distintos escenarios posibles en el caso futuro, en los cuales cambian el precio de la energía p_e en [USD/MWh] y la tasa de descuento T_d . Los valores marcados en verde corresponden a los escenarios positivos donde el VAN es mayor igual que cero.	92

5.13. Se presenta los diversos valores que toma el VAN en MUSD para distintos escenarios posibles del caso futuro, en los cuales cambian la tasa de escalamiento T_e y la tasa de descuento T_d . Los valores marcados en verde corresponden a los escenarios positivos donde el VAN es mayor igual que cero. 96



Índice de Figuras

3.1. Matriz energética primaria para el año 2015. (Fuente. Comisión Nacional de Energía, Chile.	6
3.2. Oferta total de energía primaria en latinoamérica (OTEP) por fuente de energía en latinoamérica y sus subregiones desde el año 1990 al año 2013. (Para el Cono del Sur el porcentaje no llega al 100,00 % debido a que no se agregan las exportaciones netas de electricidad de Paraguay a Brasil.	8
3.3. Evolución del consumo total final de energía (TFEC) por sector en américa latina entre los años 1990 y 2013 (Mtoe. Tonelada Equivalente de Petróleo).	11
3.4. Consumo final total de energía (TFEC) por sector en latinoamérica y cada subregión (2013).	12
3.5. Oferta total de energías primarias en latinoamérica y sus subregiones, año 2013.	15
3.6. Capacidad instalada de energía renovable en latinoamérica entre los años 2000 y 2015, donde la figura de arriba muestra todas las tecnologías presentes y la de abajo excluye a las energías hidroeléctricas.	17
3.7. Cada círculo identifica un proyecto, independientemente de su lugar geográfico de origen. El centro de cada uno es el valor del costo (LCOE) de los proyectos mostrados en el eje y. Las barras de colores representan el promedio ponderado de LCOE para cada región. El promedio ponderado real del costo de capital es de 7,50 % en países de la OCDE y en China, y un 10,00 % en el resto del mundo.	22
3.8. El tamaño del diámetro de los círculos mostrados representa el tamaño de cada proyecto. El centro de cada círculo es el costo de cada proyecto, valor representado en el eje y . El promedio ponderado real del costo de capital es de 7,50 % en países de la OCDE y en China, y un 10,00 % en el resto del mundo.	24
3.9. Inversiones realizadas en energías renovables por país en latinoamérica durante los años 2005-2015.	28
3.10. Inversiones realizadas en energías renovables por tecnología en latinoamérica durante los años 2005-2015.	29
3.11. Capacidad instalada global anual y capacidad de operación de plantas eólicas offshore entre los años 2001 y 2015.	35

5.1. Interfaz de la herramienta Atlas Global desarrollada por IRENA.	48
5.2. Inicio de la delimitación de los primeros kilómetros marítimos protegidos para la pesca artesanal utilizando la herramienta “usar regla” de Google Earth.	50
5.3. Demarcación de los extremos de cada línea trazada con marcadores de color verde a través de la herramienta “agregar marcador” de Google Earth.	51
5.4. Delimitación de la zona de pesca artesanal utilizando la herramienta “agregar polígono” de Google Earth. Además se agregan otros marcadores de color para simbolizar zonas viables (amarillo) y no viables (rojo), subestaciones cercanas (rosas) y zonas ideales para la instalación de una plata offshore (área amarilla).	52
5.5. Primera zona potencial, correspondiente a la Zona 1 de Tomé y Talcahuano.	53
5.6. Mapa del recurso eólico presente en las costas de Tomé y Talcahuano.	55
5.7. Segunda zona potencial, correspondiente a la Zona 2 de Coronel y Lota.	56
5.8. Mapa del recurso eólico presente en las costas de Coronel y Lota.	57
5.9. Tercera zona potencial, correspondiente a la Zona 3 de Lebu y Cañete.	58
5.10. Mapa del recurso eólico presente en las costas de Lebu y Cañete.	59
5.11. Cuarta zona potencial, correspondiente a la Zona 4 de Puerto Saavedra.	60
5.12. Mapa del recurso eólico presente en las costas de Puerto Saavedra.	61
5.13. Quinta zona potencial, correspondiente a la Zona 5 de Valdivia.	62
5.14. Mapa del recurso eólico presente en las costas de Valdivia.	63
5.15. Sexta zona potencial, correspondiente a la Zona 6 de Ancud.	64
5.16. Mapa del recurso eólico presente en las costas de Ancud.	65
5.17. Distribución de probabilidad triangular para el VAN. Se muestra en la figura que tan probable es obtener un VAN mayor igual que cero para el caso base.	76
5.18. Peso relativo del impacto que tienen los costos de las diversas variables sobre el VAN del proyecto en el caso base.	78
5.19. Distribución de probabilidad triangular para la TIR en el caso base. Se muestra en la figura que tan probable es obtener una TIR mayor que el 6,00 % correspondiente a la tasa de descuento mínima propuesta sobre el proyecto.	79
5.20. Peso relativo del impacto que tienen los costos de las diversas variables sobre el TIR del proyecto en el caso base.	80
5.21. Distribución de probabilidad del VAN en el escenario cuando la T_d toma un valor igual a 6,00 % y p_e es igual a 96,00 [USD/MWh]. También se presenta la probabilidad de que el VAN sea mayor que cero en dicho escenario.	82
5.22. Distribución de probabilidad del VAN en el escenario cuando la T_d toma un valor igual a 6,00 % y p_e es igual a 100,00 [USD/MWh]. También se presenta la probabilidad de que el VAN sea mayor que cero en dicho escenario.	83

5.23. Distribución de probabilidad del VAN en el escenario cuando la T_d toma un valor igual a 7,20 % y T_e es igual a 2,60 %. También se presenta la probabilidad de que el VAN sea mayor que cero en dicho escenario.	85
5.24. Distribución de probabilidad del VAN en el escenario cuando la T_d toma un valor igual a 6,00 % y T_e es igual a 3,00 %. También se presenta la probabilidad de que el VAN sea mayor que cero en dicho escenario.	86
5.25. Distribución de probabilidad triangular para el VAN. Se muestra en la figura que tan probable es obtener un VAN positivo para el caso futuro.	88
5.26. Peso relativo del impacto que tienen los costos de las diversas variables sobre el VAN del proyecto en el caso futuro.	89
5.27. Distribución de probabilidad triangular para la TIR en el caso futuro. Se muestra en la figura que tan probable es obtener una TIR mayor que el 6,00 % correspondiente a la tasa de descuento mínima propuesta sobre el proyecto.	90
5.28. Peso relativo del impacto que tienen los costos de las diversas variables sobre el TIR del proyecto en el caso futuro.	91
5.29. Distribución de probabilidad del VAN en el escenario cuando la T_d toma un valor igual a 10,60 % y p_e es igual a 100,00 [USD/MWh]. También se presenta la probabilidad de que el VAN sea mayor que cero en dicho escenario.	93
5.30. Distribución de probabilidad del VAN en el escenario cuando la T_d toma un valor igual a 8,20 % y p_e es igual a 93,00 [USD/MWh]. También se presenta la probabilidad de que el VAN sea mayor que cero en dicho escenario.	94
5.31. Distribución de probabilidad del VAN en el escenario cuando la T_d toma un valor igual a 6,00 % y p_e es igual a 100,00 [USD/MWh]. También se presenta la probabilidad de que el VAN sea mayor que cero en dicho escenario.	95
5.32. Distribución de probabilidad del VAN en el escenario cuando la T_d toma un valor igual a 8,20 % y la T_e es igual a 0,00 %. También se presenta la probabilidad de que el VAN sea mayor que cero en dicho escenario.	97
5.33. Distribución de probabilidad del VAN en el escenario cuando la T_d toma un valor igual a 9,40 % y la T_e es igual a 1,80 %. También se presenta la probabilidad de que el VAN sea mayor que cero en dicho escenario.	98
5.34. Distribución de probabilidad del VAN en el escenario cuando la T_d toma un valor igual a 6,00 % y la T_e es igual a 3,00 %. También se presenta la probabilidad de que el VAN sea mayor que cero en dicho escenario.	99
A.1. Variables y parámetros relevantes para el modelo y el flujo de caso, correspondiente al caso base considerado.	109
A.2. Indicadores objetivos del modelo y parámetros correspondientes a subsidios para el desarrollo de ERNC.	110

B.1. Variables y parámetros relevantes para el modelo y el flujo de caso, correspondiente al caso futuro estimado.	112
B.2. Indicadores objetivos del modelo y parámetros correspondientes a subsidios para el desarrollo de ERNC.	113



1 | Problema de Investigación

Cada año las energías renovables no convencionales toman más importancia en el mundo y sobre todo en aquellos países que se encuentran en vías de desarrollo, al año 2016 se presenta una capacidad instalada total de este tipo de energías en el mundo equivalente a 2.006.202,00 [MW], capacidad que ha aumentado al transcurrir los años, teniendo un crecimiento promedio de un 7,55 % desde el año 2007 ([IRENA, 2017](#)). De este total mencionado un 23,25 % corresponde a la capacidad renovable proveniente de energías eólicas de las cuales solo un 3,02 % es generado offshore. A pesar de este bajo porcentaje, el desarrollo de este tipo de tecnologías ha aumentado con el transcurrir de los años, desde una capacidad instalada de 1.094,00 [MW] en el año 2007 hasta 14.081,00 [MW] en el año 2016. La instalación de generadores eólicos marinos tiene como principal ventaja la inexistencia de obstáculos que disminuyan la velocidad del viento, por lo que este circula a mayores velocidades que en tierra además de tener una mayor frecuencia, también es una excelente fuente de generación para pueblos costeros con una alta densidad de población, tiene menos limitaciones en comparación con generadores eólicos que son instalados en tierra cerca de ciudades o pueblos ([IRENA, 2016b](#)), tales como el tamaño de la turbina, el impacto visual y el ruido de operación. Por otra parte la principal desventaja que presentan este tipo de instalaciones se ve reflejada en sus elevados costos de instalación, además de que la evaluación del recurso eólico es más caro y difícil de realizar, también las conexiones a redes eléctricas para transportar la energía generada debe realizarse bajo suelo marino, tanto el acceso y el trabajo fuera de costa presenta una mayor complejidad.

En el contexto de generación eléctrica en Chile, el país presenta una matriz energética

absolutamente fosilizada, donde esta tendencia se ve acentuada en la generación de energía en la parte norte del país, lo que implica que el origen de la energía proviene principalmente de fuentes térmicas tales como: Carbón, gas natural, petróleo, diésel, petcoke, propano, fuel oil y cogeneración. La generación de energía durante el año 2016 de estas fuentes convencionales corresponden a un 94,01 % de la generación de energía en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y un 88,22 % en el Sistema Interconectado Central (SIC) ([CNE, 2017b](#)). El resto de la energía generada proviene de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), tales como plantas hidráulicas, solares y eólicas, donde estas abarcan un 5,99 % y 11,78 % en el SING y SIC correspondientemente.

El gran problema con la generación a través de fuentes no convencionales es que su operación depende de condiciones climáticas estacionales y otros factores que varían considerablemente. De esta forma el uso de energías convencionales es usualmente preferido dado a la estabilidad que presentan para generar energía y porque el capital necesitado para sus instalaciones es más bajo, pero estas últimas traen problemas como son los de contaminación ambiental, dependencia energética y de limitación de recursos (materias primas) entre otros. Es por estas razones que se hace imperante el desarrollo de nuevas tecnologías de generación, como los son las ERNC ya mencionadas. Estas permiten reducir el impacto sobre el medioambiente y además permitirá una diversificación de la matriz energética en Chile ([Ministerio de Energía, 2017](#)), lo que además generaría un aumento en la oferta de generación energética permitiendo así una mayor competencia dentro del mercado, produciendo una posible reducción en los precios y una mayor disponibilidad de energía la cual es clave para cualquier país en crecimiento tal y como lo es Chile, impactando directamente en el desarrollo industrial y a la economía del país. Además cabe destacar que el progreso de este nuevo tipo de energías permitiría elevar los niveles de seguridad y consistencia sobre el suministro de energía, esto principalmente debido a que en temas energéticos Chile es en gran parte dependiente, esto porque las materias primas utilizadas para la generación de plantas de tipo convencional son compradas principalmente a países

vecinos. En caso de tener problemas con los distribuidores de dichas materias primas, Chile se vería enfrentado a serios problemas en cuanto a la generación de energía.

Es por las razones mencionadas que el fomento de energías no convencionales es imperativo, y es por esto que se han visto medidas por parte del gobierno para impulsar el desarrollo de las ERNC, a través de la promulgación de la Ley 20.257 del 2008 ([Congreso Nacional de Chile, 2008a](#)) y luego de la promulgación de la Ley 20.698 en el año 2013 ([Congreso Nacional de Chile, 2008b](#)), las cuales promueven la creación de las condiciones propicias que permitan al sector de generación el desarrollo de nuevas inversiones para así contribuir al beneficio de tanto los ciudadanos como la actividad económica en general, enfocada en la diversificación de las fuentes de suministro eléctrico con el objetivo de mantener una independencia energética relativa y mitigar el impacto que las variaciones de los precios de los combustibles tienen sobre Chile y su actual sistema de generación.

El tema a desarrollar pretende la evaluación de nuevos desarrollos tecnológicos que aún no se han hecho presentes en Chile, como lo es la generación eólica marítima (eólica offshore), analizar si existen localizaciones propicias para el desarrollo es estas y la viabilidad que económica de llevar a cabo un proyecto de esta índole.

2 | Objetivos

2.1. Objetivo General

Desarrollar un estudio de viabilidad económica sobre la instalación de una planta de energía marítima eólica en las costas de Chile, a través de herramientas y métodos de evaluación de programas y proyectos, para así determinar la factibilidad de desarrollo de este tipo de tecnologías en el país.

2.2. Objetivos Específicos

En conjunto con el desarrollo del objetivo general, se detalla a continuación una serie de objetivos anexos que se derivan del desarrollo de dicho objetivo principal:

- Ayudar al estudio y factibilidad de implementación de nuevas fuentes de generación de energía eléctrica en Chile.
- Entregar información relevante a posibles inversionistas que estén interesados en el desarrollo de energías renovables en el país, a través de diversos análisis de sensibilidad y de riesgos asociados a la instalación de plantas eólicas offshore.
- Obtener una comparación clara de las ventajas y desventajas de la energía eólica offshore, en el aspecto técnico, económico y de generación.
- Estudiar cómo ciertas políticas pueden afectar al desarrollo de nuevas tecnologías de generación eléctrica y el impacto que dichas políticas pueden generar para promover el progreso de estas.

3 | Marco Teórico

3.1. Situación Energética en Chile

Una de las problemáticas mundiales de mayor importancia es la de asegurar un suministro de energía constante manteniendo el balance de los ecosistemas. Los países desarrollados y en vía de desarrollo como Chile, reconocen dichas limitaciones y están optando por asegurar sus suministros con fuentes energéticas renovables y domésticas para no depender de bloqueos de abastecimiento y fluctuaciones de precios.

Chile cuenta con características territoriales únicas donde se presentan una gran variedad de recursos energéticos, características tales como su extensión longitudinal con acceso al mar y la presencia del desierto de Atacama. El mar presenta una fuente energética que puede ser explotada por medio de las mareas, olas, corrientes, gradientes térmicos y presentan una gran extensión para el aprovechamiento de los vientos en altamar ([Castillo y Maldonado, 2004](#)). El acceso al mar que presenta Chile hace sumamente atractiva la explotación de este recurso aunque aún sea necesaria la cuantificación de su potencial.

3.1.1. Matriz primaria

La matriz energética primaria muestra la participación de los energéticos (sustancia sólida, líquida o gaseosa, de la cual podemos obtener energía a través de diversos procesos) capturados directamente de recursos naturales en el consumo total, la cual es determinada por la producción, importación, exportación y variaciones de

inventario de dichos energéticos. Para el año 2015, dicha matriz fue de 305.623,00 [Tcal] (oferta de energía disponible) y su distribución se presenta en la [Figura 3.1](#), donde se aprecia que el carbón, petróleo crudo y biomasa los principales componentes de la matriz.

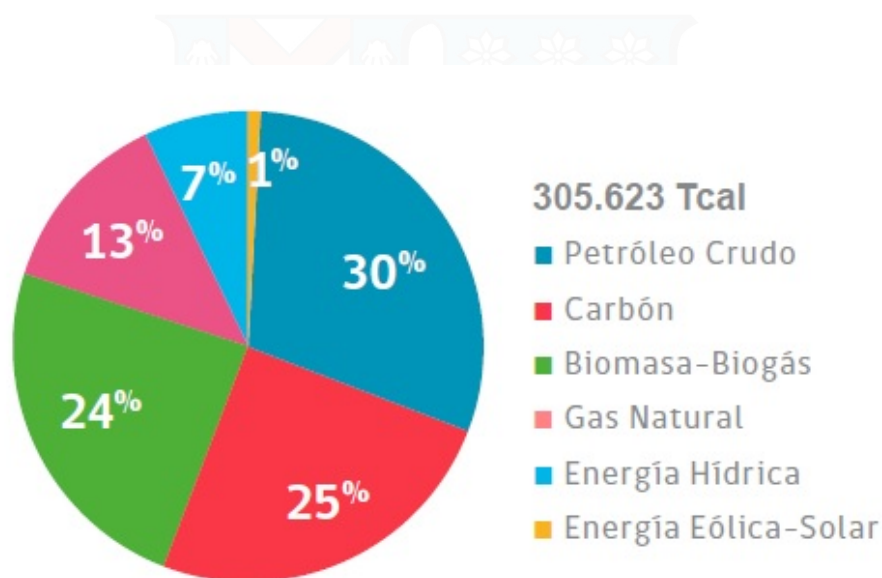


Figura 3.1: Matriz energética primaria para el año 2015. (Fuente. Comisión Nacional de Energía, Chile.

Fuente: [Ministerio de Energía \(2015\)](#)

La matriz primaria en comparación a la del año 2014, presentó una disminución de 3,00 %, debido a la baja en el consumo bruto del petróleo crudo, carbón y biomasa. En tanto existió un incremento de fuentes de energías eólicas y solares las cuales aumentaron en un 47,00 % y 158,00 % respectivamente ([Ministerio de Energía, 2015](#)). Las disminuciones mencionadas son debido a una menor importación y producción de petróleo, junto con un ajuste en una de las principales minas de extracción de carbón con respecto este energético y una disminución del consumo bruto de biomasa dada la baja en el sector de papel y celulosa. Por otra parte el aumento en el consumo de las energías eólicas y solares se debe principalmente a una mayor utilización de estas fuentes para la generación eléctrica, esto se ve reflejado en el aumento de la capacidad instalada de este tipo de tecnologías tanto en el SIC y SING, creciendo desde una capacidad de 964,00 [MW] en el 2014 a 1.487,00 [MW] el 2015.

3.1.2. Consumo Final

En cuanto al consumo final energético en Chile, el cual considera solo el consumo nacional de energía, se puede mencionar que su desarrollo está asociado al crecimiento económico nacional, esto se ve reflejado en una expansión de la demanda de energía primaria y secundaria. En efecto, la demanda de la electricidad entre los años 2005 y 2015, creció a una tasa promedio anual de 2,55 % (CNE, 2017b), además se espera que dicha demanda crezca en los próximos años debido al desarrollo industrial del país. La escasez de fuentes energéticas convencionales sugiere que este crecimiento debe ser compensado con alternativas que deben incluir nuevos proyectos energéticos provenientes de diversas fuentes, sean centrales solares, eólicas o mareomotrices, además de la construcción de nuevos proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos.

3.2. Desarrollo de Energías en Latinoamérica

En la última década muchos países latinoamericanos se vieron beneficiados por un aumento en los precios de diversas materias, lo que ayudó a incrementar los beneficios obtenidos por países exportadores de petróleo. En este periodo de tiempo donde se mantuvo relativamente un alto precio del petróleo, este jugó un importante rol sobre las políticas fiscales en los principales países exportadores de petróleo de la región (México, Venezuela, Colombia y Ecuador) (IRENA, 2015). Latinoamérica es una región exportadora neta de petróleo, pero una vez excluidos países como Venezuela, México y Brasil, es más bien una región importadora de petróleo. Más allá de las diferencias en las condiciones de los países, el sector de la energía es un pilar fundamental en la actividad económica de los países involucrados.

La oferta total de energía primaria en latinoamérica (OTEP) se ha duplicado aproximadamente en las últimas dos décadas como se muestra en la Figura 3.2, esto debido al aumento de la población y desarrollo económico. El total de energía primaria per cápita usada en la región aumentó de forma considerable, pero aún permanece bajo un 30,00 % del promedio mundial.

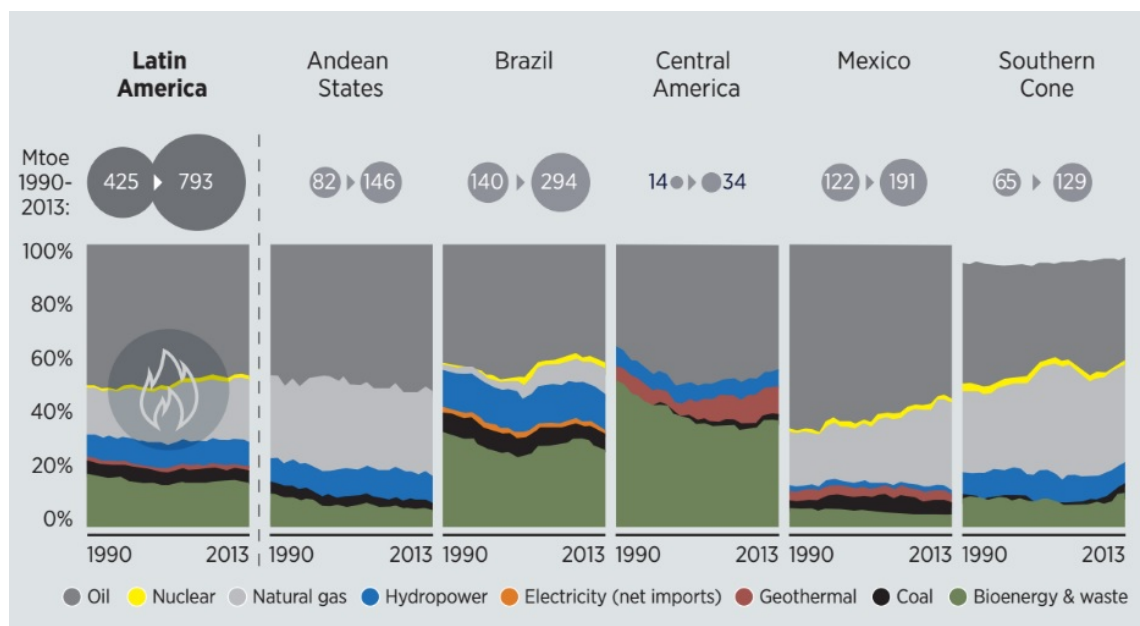


Figura 3.2: Oferta total de energía primaria en latinoamérica (OTEP) por fuente de energía en latinoamérica y sus subregiones desde el año 1990 al año 2013. (Para el Cono del Sur el porcentaje no llega al 100,00 % debido a que no se agregan las exportaciones netas de electricidad de Paraguay a Brasil.

Fuente: [IEA \(2015d\)](#)

Debido en parte al rol histórico de latinoamérica como productor, el petróleo es la principal fuente de la OTEP, seguido por el gas natural, bioenergía y fuentes hídrico. La participación del petróleo sobre la OTEP es del 46,00 %, porcentaje similar a países pertenecientes a la OPEC (Organización de Países Exportadores de Petróleo) y mucha más alta que en el promedio mundial que corresponde tan solo a un 31,00 %. El petróleo es usado principalmente en el sector de transporte (más del 50,00 % en su uso en este sector), mientras que su uso en otros sectores ha disminuido, particularmente en la generación de energía, donde este se ha sustituido por otras fuentes como el gas natural. Este último correspondió a un 23,00 % de la OTEP en el año 2013, y la bioenergía a un 16,00 % ([IEA, 2015c](#)). La bioenergía es un factor clave característico de la región, fuente utilizada principalmente en el sector industrial y de transporte, aunque su participación ha disminuido desde el año 1990, debido al menor uso de biocombustibles sólidos en los sectores residenciales. En cuanto al aporte al suministro a través de fuentes hídricas, este se ha mantenido constante con un 8,00 % de la

participación en la OTEP, nivel cuatro veces mayor al del promedio mundial.

Tanto el carbón como la energía nuclear tienen participaciones bastante bajas, manteniendo su participación en el mercado de forma estable desde el año 1990. La participación de otras fuentes de energías renovables en cuanto a la oferta total de energía primaria, aunque bastante limitada en el año 2013, ha crecido rápidamente gracias al desarrollo de energías geotérmicas en Centroamérica y México, y también gracias al desarrollo de energía eólica a lo largo de toda la región.

3.2.1. Predominancia del Petróleo

Históricamente latinoamérica ha sido un productor clave tanto de petróleo como de gas. Venezuela fue uno de los primeros cinco países fundadores de la OPEC en el año 1960. La región tiene un 20,00 % de las reservas comprobadas de petróleo del mundo ([IRENA, 2015](#)), estando tan solo en segundo lugar detrás de las reservas que presenta el medio este. Las reservas de petróleo en latinoamérica han aumentado sustancialmente en las últimas dos décadas, principalmente por dos razones: Una fue el descubrimiento y la reclasificación del bitumen como un crudo de petróleo pesado en Venezuela, y segundo el descubrimiento de petróleo crudo bajo el mar en las costas de Brasil.

A pesar de los aumentos en las reservas de petróleo mencionadas, la extracción de crudo de petróleo se ha mantenido en un mismo nivel desde el año 1990, debido principalmente al estancamiento en la producción de tanto Venezuela como México, resultado de la insuficiente inversión en tanto la producción y exploración de dicha materia prima.

3.2.2. Gas Natural

Las reservas de gas natural en latinoamérica son sumamente menores que las reservas de petróleo, alcanzando tan solo un 4,00 % de las reservas mundiales ([IEA, 2015b](#)), estando estas principalmente localizadas en Venezuela, hecho que se asocia a

las reservas de petróleo que hay en el país. Aunque países como Argentina, México y Brasil tienen potencialmente reservas significativas de gas natural no convencional. La presencia de recursos abundantes y la estructura de mercado de sudamérica en los años 90, gatillo un periodo de grandes inversiones en los recursos de gas natural, con Argentina y Bolivia creciendo rápidamente en la producción y construcción de cañerías para realizar exportaciones a sus países vecinos. Aunque en la última década, debido a políticas poco consolidadas, la región ha dependido en las importaciones internacionales de gas en forma de gas natural líquido (GNL), por lo que las cañerías mencionadas e infraestructura relacionada han detenido sus funciones.

3.2.3. Carbón

La gran parte de las reservas de carbón se encuentran localizadas en Colombia y Brasil, siendo la calidad de este recurso mayor en Colombia, teniendo un contenido energético más elevado. La extracción de carbón en latinoamérica se lleva a cabo principalmente en Colombia, donde esta actividad se ha quintuplicado en las últimas dos décadas (principalmente para exportaciones) (IEA, 2016), dejando a dicho país entre los principales cinco del mundo en cuanto a las exportaciones de carbón. En Brasil también se lleva a cabo la extracción del mineral, donde existen grandes reservas de menor calidad que son usadas para la generación de energía. El uso de carbón dentro de la región es en promedio bajo y este es usado principalmente por ciertas industrias y el sector de generación de energía.

3.2.4. Consumo Final de Energía

La generación de energía en latinoamérica ha estado creciendo de forma estable y se ha cuadruplicado desde el año 1980 al 2013. El aumento de la demanda eléctrica ha sido impulsado principalmente por el crecimiento económico, urbanización, aumento de los estándares de vida y la expansión exitosa en cuanto al acceso a la electricidad, el cual alcanza a un 95,00 % de la población aproximadamente (IEA, 2015e).

El total final de energía consumida (TFEC) en latinoamérica se ha incrementado en un promedio de 2,70 % anual entre los años 1990 y 2013, y un 3,20 % entre los años 2003 y 2013 (ver [Figura 3.3](#)), alimentando al crecimiento económico y mayores estándares de calidad de vida. Pero este crecimiento ha perdido momentum debido a una contracción en la economía de la región en estos últimos años. En los años desde 1990 a 2013, el TFEC creció un 85,00 % mientras que el mismo indicador para el resto del mundo creció tan solo un 48,00 % ([IRENA, 2016d](#)).

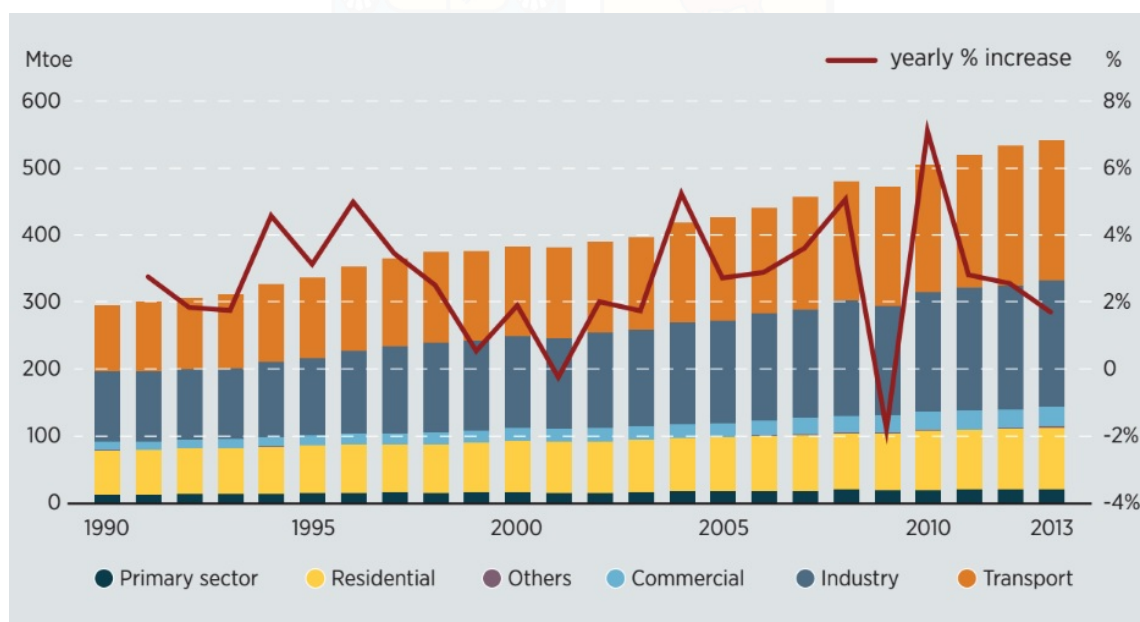


Figura 3.3: Evolución del consumo total final de energía (TFEC) por sector en América Latina entre los años 1990 y 2013 (Mtoe. Tonelada Equivalente de Petróleo).

Fuente: [IEA \(2015d\)](#)

Observando la [Figura 3.4](#), a nivel regional el sector del transporte y la industria dominaron el consumo de energía con un 39,00 % y un 35,00 % respectivamente del consumo total ([IEA, 2015b](#)). En cuanto al transporte, este representa una de las mayores participaciones en la TFEC, debido principalmente a flotas de vehículos menos eficientes y a diversas malas prácticas de uso. La gran parte de la utilización de la energía en la industria es derivada de la estructura económica de cada país en América Latina, donde el sector industrial representa una mayor contribución del Producto Interno Bruto (PIB) que en países de la OCDE (Organización para la

Cooperación y el Desarrollo Económico) y también globalmente, explicado por el importante rol de industrias que generan gastos intensivos de energía, tales como industrias dedicadas a la extracciones de mineral u otras materias primas en la región. El sector residencial presenta un consumo equivalente al 17,00 % del TFEC (IRENA, 2016d) (ver Figura 3.4), representa la menor participación dentro del consumo total en américa latina, este pequeño consumo residencial observado es en parte debido al menor uso de aplicaciones utilizadas para la calefacción de espacios, aunque en algunas subregiones, el uso de aparatos para la climatización de ambientes está aumentando rápidamente. Otra de las causas de que la participación en el consumo residencial sea menor es porque este también se está volviendo cada vez más eficiente gracias a diversas medidas presentadas en cada uno de los países presentes, además de diversos avances tecnológicos que permiten la disminución del consumo en este aspecto.

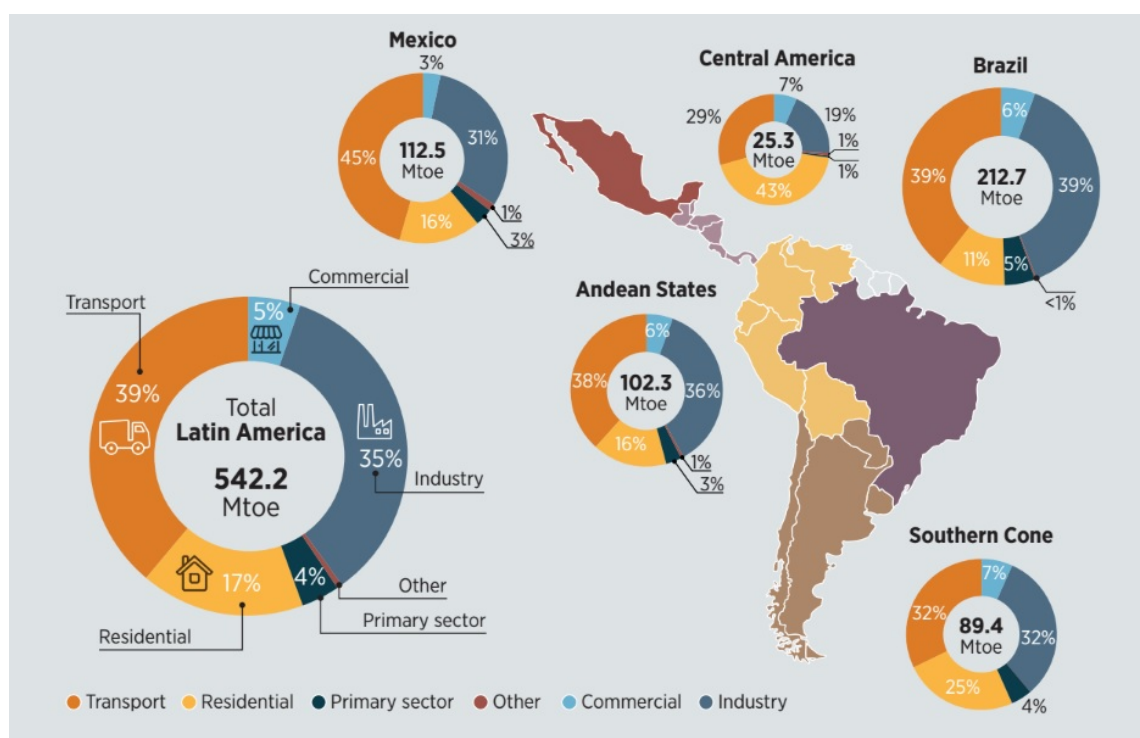


Figura 3.4: Consumo final total de energía (TFEC) por sector en latinoamérica y cada subregión (2013).

Fuente: IEA (2015d)

3.2.5. Precio de la Energía

La región latinoamérica tiene uno de los precios más altos en cuanto a energía, y también algunos de los más bajos, en todo el mundo. Esto se explica por la diversidad fundamental de los mercados de los países y sus políticas en cuanto a los precios de las tarifas, lo cual tiene un claro impacto en la variedad de recursos primarios utilizados para la generación, lo que afecta directamente en el desarrollo de energías renovables en particular.

Subsidios de petróleo en la región son concentrados en una gran parte de los países que se centran en la producción de este recurso. Como ejemplo más notable se encuentra Venezuela, que tiene los precios más bajos en combustibles en la región y todo el mundo, esto como resultado de uno de los más grandes niveles de subsidio en el mundo ([IRENA, 2016c](#)). Mientras que en otros países como Uruguay, Perú y Chile tienen precios que se encuentran en el rango de valores de países europeos.

Los precios en cuanto al gas natural muestran un patrón similar, donde estos son mucho más baratos en Venezuela que en otros países que son importadores de este recurso tales como Uruguay y Brasil. Así como en otras regiones, los consumidores industriales tienden a pagar precios más baratos por el gas natural que clientes residenciales.

Aunque los subsidios eléctricos en la región son casi tan grandes como los subsidios al petróleo (aproximadamente un 1,00 % del PIB regional entre los años 2011 - 2013) ([Mastroletto y Barroso, 2015](#)), estos subsidios eléctricos están distribuidos sobre más países en cada una de las regiones sudamericanas, por lo que, en promedio son menores en términos del PIB de cada uno de estos países pertenecientes a la subregión. En aquellos países donde existen menores ingresos per cápita (Centro America, Bolivia), se tiende a subsidiar los precios de la electricidad a clientes residenciales. Los altos subsidios de la electricidad también existen en países como Venezuela y Argentina, principalmente debido a políticas tarifarias. Países en línea con políticas de precios

basadas en las condiciones del mercado como Chile, presentan los precios más altos de energía lo cual representa un problema clave para su industria.

Políticas de precios que son reflejados según sus costos de producción son sumamente importantes y determinantes en la efectividad y competitividad de diversas fuentes de energía, reduciendo distorsiones que puedan presentarse y permitiendo la comparación de precios para así guiar decisiones de inversión. Mientras que el elevado costo de la energía es una clara señal para la adopción de fuentes renovables tales como la eólica y solar para compañías mineras en Chile, por ejemplo, bajos precios de gas natural y electricidad para sectores residenciales representan una barrera relevante para la adopción de tecnologías solares en otros países como Argentina.

3.2.6. Desarrollo de Energías Renovables en Latinoamérica

Latinoamérica tiene una de las mayores participaciones en cuanto a energías renovables, debido al histórico desarrollo de energías hidroeléctricas, al rol de los biocombustibles en el transporte, sectores industriales y residenciales, lo que se ha destacado como una característica particular de las regiones involucradas.

Con las energías renovables abarcando un 25,00 % de la oferta total primaria de energía en el año 2013, américa latina es uno de los actores principales en el uso de energías renovables a nivel global. Biocombustibles sólidos (57,00 %) y la utilización de recursos hídricos (31,00 %), son las principales fuentes de energías renovables en la región, seguidos por biocombustibles líquidos (8,00 %), recursos de tipo geotérmico (3,00 %) y otros (ver [Figura 3.5](#)).

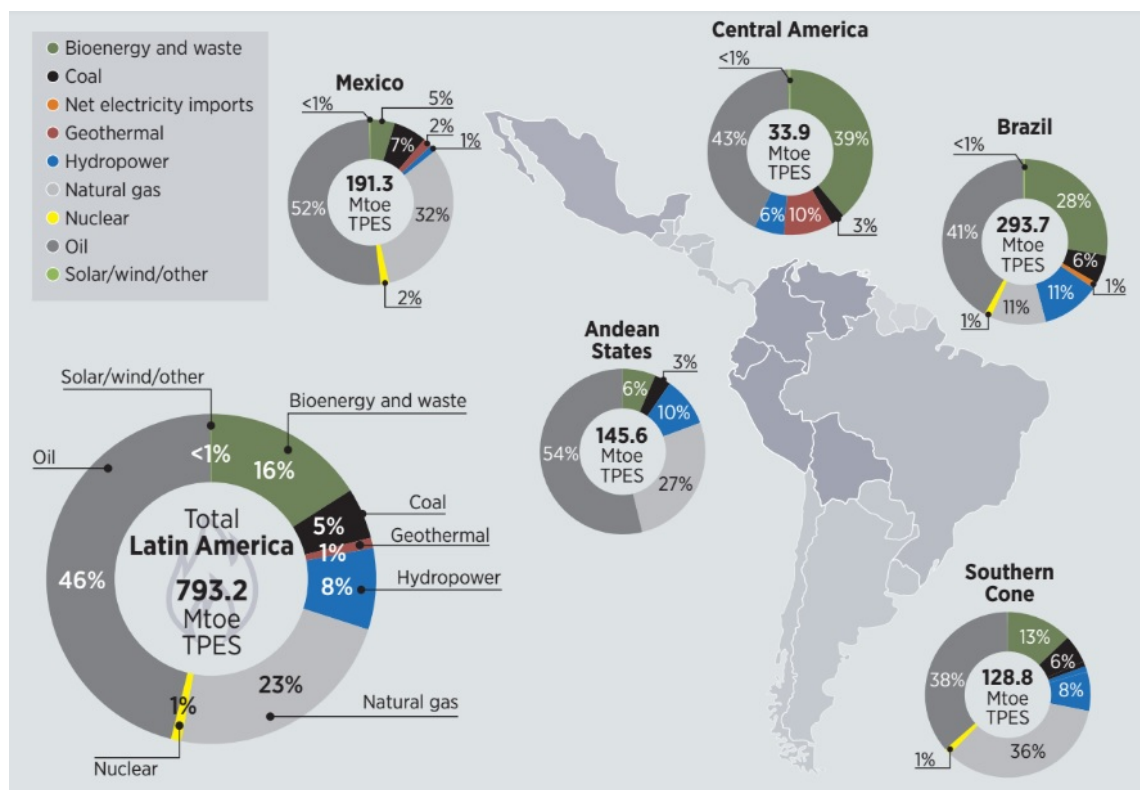


Figura 3.5: Oferta total de energías primarias en latinoamérica y sus subregiones, año 2013.

Fuente: [IRENA \(2016d\)](#)

En términos relativos centroamérica tiene una de las mayores participaciones en cuanto a la generación de energías renovables, correspondiente a un 55,00 % de la oferta total de energía primaria (aunque aproximadamente la mitad de esta participación proviene de biocombustibles sólidos tradicionales), seguido por Brasil (39,00 % de la OTEC) y siendo México el país con menor participación con tan solo un 8,00 % de la OTEC ([Melsen y Krumper, 2009](#)).

Las energías renovables forman parte del núcleo en el mix de energía de latinoamérica, esto dado a la presencia del desarrollo de energías hidroeléctricas como ya mencionado. En términos de capacidad instalada, en el 2014 la participación de energías renovables fue de un 56,00 %, donde un 47,00 % de ella fue satisfecha tan solo por fuentes hidroeléctricas, comparadas con el promedio mundial que marcó tan solo un 25,00 % con una participación del 17,00 % proveniente de fuentes hídricas. Una reciente tendencia

en la región es el crecimiento de energías renovables que no son hidroeléctricas (eólica, solar, etc.), donde la capacidad instalada de estas se ha triplicado entre los años 2006 y 2015, desde 10,00 [GW] a 36,00 [GW] ([IRENA, 2016d](#)). Como resultado, la participación relativa de las energías hidroeléctricas está disminuyendo cada vez más, de un 95,00 % en el 2000 versus un 83,00 % en el año 2015.

La bioenergía y energías eólicas son las principales tecnologías que han sufrido un crecimiento en sus capacidades instaladas en términos absolutos desde el año 2000 como se muestra en la [Figura 3.6](#). La principal tecnología utilizada para la generación a partir de bioenergía es el bagazo (residuo de la caña de azúcar), usada principalmente en Brasil, Guatemala, México y Argentina.

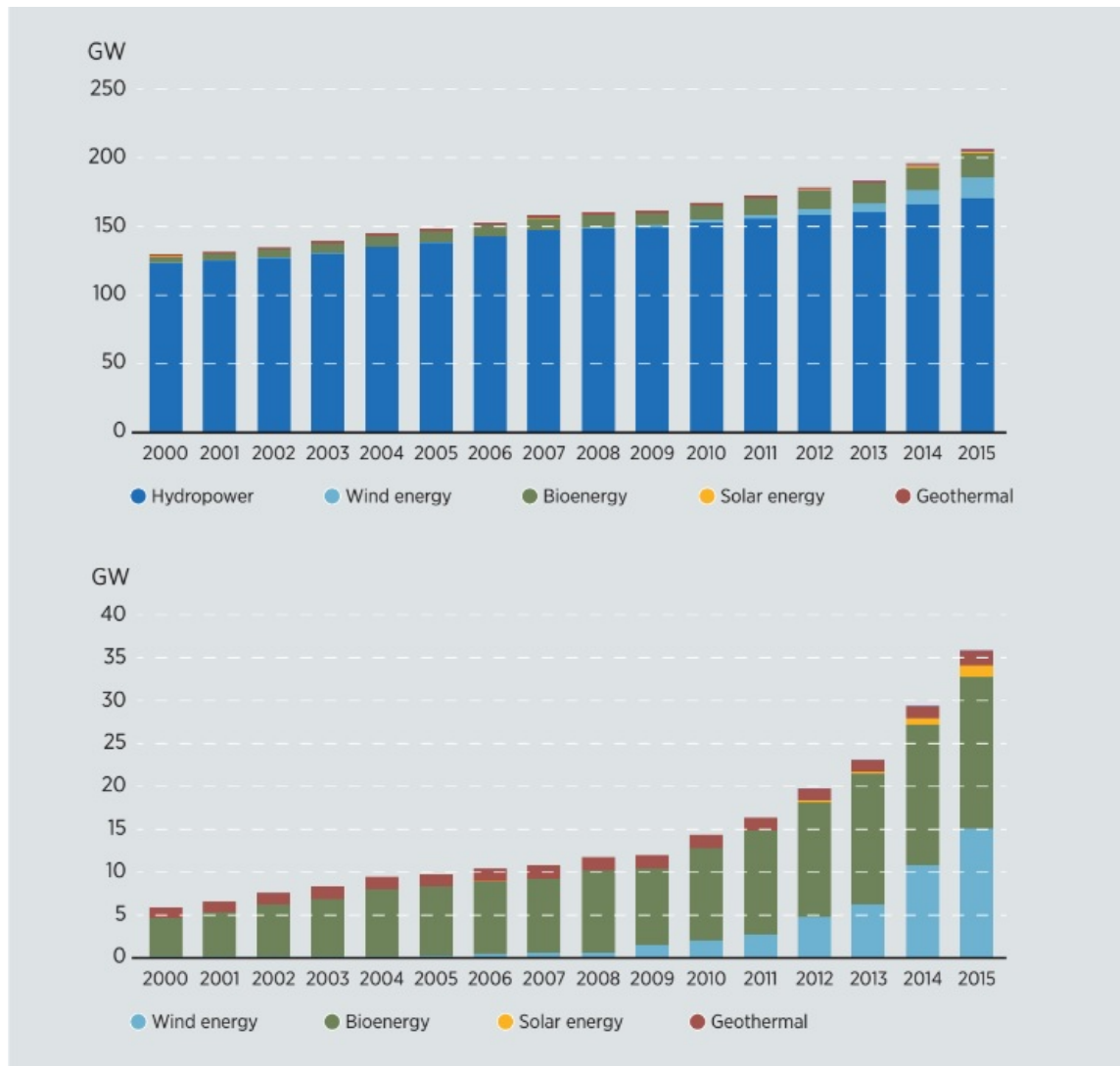


Figura 3.6: Capacidad instalada de energía renovable en latinoamérica entre los años 2000 y 2015, donde la figura de arriba muestra todas las tecnologías presentes y la de abajo excluye a las energías hidroeléctricas.

Fuente: [IRENA \(2016d\)](#)

Las fuentes de energía eólica han crecido en su mayor parte en Brasil, donde una capacidad récord de 2,70 [GW] fue comisionada en el año 2015, esto corresponde a casi tres veces de la capacidad instalada en el país en el año 2013. México agregó a su matriz 700,00 [MW] de energía eólica en el año 2015, doblando así su generación por medio de dicha fuente en comparación con el año 2013. Uruguay y Panamá también hicieron adiciones significantes a su mix de energía en capacidad de fuentes eólicas, agregando 300,00 [MW] y 230,00 [MW] respectivamente en el año 2015 ([IEA, 2015c](#)).

La participación de la capacidad de energías geotérmicas en la región se ha mantenido estable, con su capacidad creciendo al mismo paso que el promedio de la capacidad de generación en cuanto a energías renovables. Donde se destacan los países de México, Costa Rica, El Salvador y Nicaragua, con las capacidades más grandes en cuanto a este tipo de recursos.

En cuanto a instalaciones solares, principalmente a través de paneles fotovoltaicos, estas son bastante pequeñas pero han crecido de forma significativa en Chile, México, Perú y Uruguay. En el año 2015, Chile añadió más de 400,00 [MW] de energía solar fotovoltaica por el segundo año consecutivo y aproximadamente 110,00 [MW] de energía solar de concentración, el primer proyecto en su tipo en américa latina. Brasil adquirió recientemente más de 890,00 [MW] en cuanto a proyectos solares fotovoltaicos. Por su parte Uruguay también ha comenzado proyectos con este mismo tipo de fuentes equivalentes a 190,00 [MW] de capacidad, Guatemala por 80,00 [MW] y Honduras por casi 350,00 [MW] de la misma forma ([IEA, 2015b](#)). También cabe destacar que Panamá realizó su primera subasta en cuanto energía solar fotovoltaica.

3.2.7. Panorama Político

Uno de los primeros elementos para establecer una política de trabajo corresponde al objetivo de energía renovable, el cual es la manifestación del compromiso del gobierno a largo plazo con respecto a la generación de energía a través de fuentes renovables. La visión de los países latinoamericanos para desarrollar dichas fuentes de energía no convencionales, se ven reflejadas en los targets que estos se fijan, entregando una trayectoria para el desarrollo sustentable de las ERNC y también estableciendo plazos y una línea de tiempo con los avances propuestos esperados. Estos targets de energía se han identificado en 19 países dentro de américa latina.

El nivel de ambición sobre estos targets de energía varía bastante a lo largo de los diversos países y regiones, dependiendo de las condiciones que se presente en cada uno de estos, los marcos de inversiones y también por las políticas existentes que faciliten

el desarrollo de las energías renovables. Incluso algunos países ya se encuentran superando sus targets establecidos a la fecha, especialmente aquellos enfocados en la generación de energía. Países como Uruguay y Costa Rica, como por ejemplo, han realizado grandes progresos en la última década gracias al claro compromiso político, clima de inversiones y otras variables que hacen favorable el desarrollo de energías renovables ([IRENA, 2015](#)).

La mayoría de los objetivos de energías renovables y estrategias para el desarrollo de estas en latinoamérica están estipuladas a un horizonte de 5 a 10 años, a través de planes eléctricos expansivos o planes de integración de recursos. En gran parte de los casos, estos planes o targets no están ligados a una obligación por cumplirlos. Chile es el único país en la región que ha establecido en sus objetivos de desarrollo como una obligación por ley, definiendo sanciones penales por el no cumplimiento de estos y sancionándose de su cumplimiento a través del monitoreo. En el contexto de la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático de París realizada el 2015, países latinoamericanos han puesto a sus targets de energías renovables en sus Contribuciones Nacionales Tentativas Determinadas (INDC) ([Mastroletto y Barroso, 2015](#)). Como por ejemplo la INDC de Brasil estipula un target donde se compromete a que un 23,00 % de su oferta total de energías primarias sea a partir de energías renovables no hídricas para el año 2030 (desde un 9,30 % en el año 2014).

Los targets de energías renovables deben ser traducidos en políticas y medidas específicas que incentiven y faciliten su desarrollo. La implementación de dichas medidas apunta a la importancia que tienen ciertas instituciones y como su labor puede afectar de manera positiva al desarrollo de nuevas tecnologías en cada país dependiendo de sus condiciones en particular.

3.2.8. Costos

Junto con las políticas ya discutidas previamente, otro factor que influye de manera importante al desarrollo de energías renovables en latinoamérica corresponde

a la disminución de los costos de las tecnologías asociadas a éstas, en conjunto con el reconocimiento a los beneficios socioeconómicos que trae el desarrollo de las ERNC. Los costos de tecnologías asociadas a energías no convencionales ha disminuido drásticamente en los últimos años. Cada día estas son más competitivas con energías que usan combustibles fósiles. Variables claves que explican las diferencias en la participación de tecnologías renovables en la generación a través de américa latina, incluyen factores que afectan al Costo Nivelado de Energía (LCOE. Levelized Cost of Electricity, medida para una fuente de energía que intenta comparar diferentes métodos de generación de electricidad en una base consistente. Es una valoración económica del costo promedio total de construir y operar un activo de generación eléctrica a lo largo de su vida útil dividida por el total de energía generada de esta), el precio local de energías generadas a través de tecnologías competitivas (incluyendo subsidios), diferencias en permitir políticas relacionadas y condiciones de inversión. El LCOE de algunas tecnologías renovables es fuertemente afectado por el Costo Medio Ponderado de Capital (WACC. Weighted Average Cost of Capital) y la disponibilidad de cadenas de suministro locales, factores que pueden variar ampliamente entre países.

El costo de todas las tecnologías renovables en latinoamérica ha disminuido desde el año 2010 (hidroeléctrica, solar fotovoltaica y eólica), esto incluye tanto los costos de instalación y LCOE. Las energías solares fotovoltaicas y eólicas en tierra, están en el rango de costos de generación a través de combustibles fósiles y son competitivas no solo en términos locales pero también internacionales.

3.2.8.1. Hidroeléctricas

Corresponde a una de las fuentes de generación eléctrica más barata a nivel mundial, en lugares donde recursos económicos sin explotar aún existen. Esto aplica a américa latina, donde en el 2010, los costos de instalación variaron entre los USD 1.000,00 y USD 5.500,00 por [kW]. El costo promedio ponderado en instalaciones fue de USD 2.600,00 por [kW]. Ya en el año 2014 los costos de instalación fueron un 15,00 % menores que en el 2010, con sus costos variando entre los USD 700,00 y USD

3.900,00 por [kW] ([Melsen y Krumper, 2009](#)), y un costo promedio ponderado de USD 2.200,00 por [kW] (ver [Figura 3.7](#)). Dada la naturaleza irregular de las inversiones en energías hidroeléctricas, esta variabilidad se presenta tanto en el mundo como a las regiones de américa latina. Pero es digno de destacar que en ciertos países de latinoamérica, los costos de instalación están disminuyendo como un resultado de cambios sociales y desafíos medioambientales.

El promedio ponderado estimado para el LCOE disminuyó desde USD 65,00 por [MWh] en el año 2010 a USD 52,00 por [MWh] en el año 2014 ([IRENA, 2015](#)). Todos los proyectos hidroeléctricos de latinoamérica tienen LCOE que están en el rango de plantas que funcionan con combustibles fósiles e incluso indicadores más bajos. A pesar de todo esto, las hidroeléctricas corresponden a tecnologías maduras que ya tienen un menor alcance para su reducción de costos.

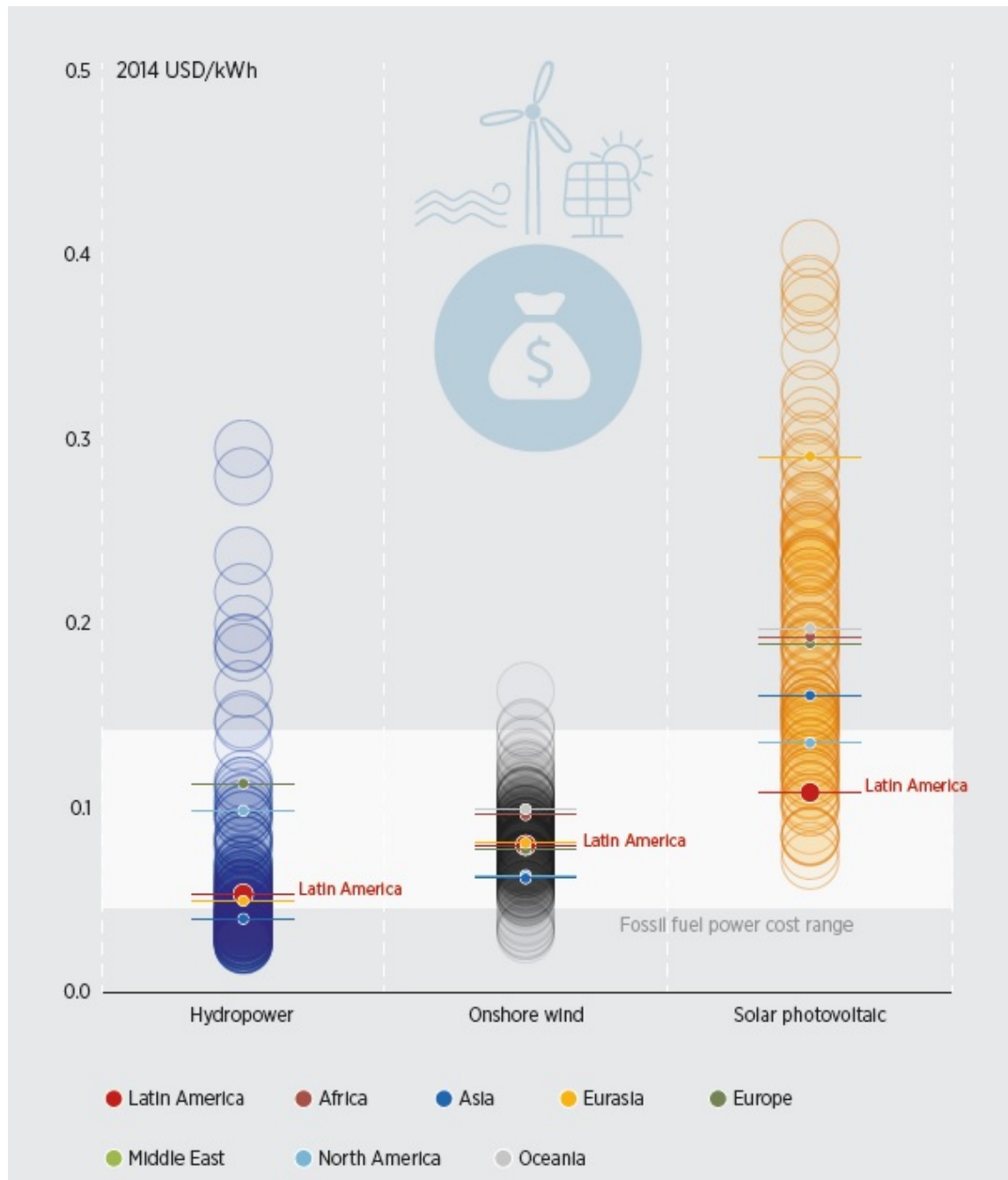


Figura 3.7: Cada círculo identifica un proyecto, independientemente de su lugar geográfico de origen. El centro de cada uno es el valor del costo (LCOE) de los proyectos mostrados en el eje y. Las barras de colores representan el promedio ponderado de LCOE para cada región. El promedio ponderado real del costo de capital es de 7,50 % en países de la OCDE y en China, y un 10,00 % en el resto del mundo.

Fuente: IRENA (2016c)

3.2.8.2. Solar Fotovoltaica

Como se observa en la [Figura 3.8](#), los proyectos fotovoltaicos presentaron una de las reducciones de costos más dramáticas entre las tecnologías de energías renovables, la competitividad de la energía solar fotovoltaica en la región alcanzó récords mundiales, así como las recientes subastas de este tipo de energías en México y Perú, con precios de USD 36,00 por [MWh] y USD 48,00 por [MWh] respectivamente (como las ofertas más bajas alcanzadas). Los costos se esperan que disminuyan mucho más en los años por venir.

Los costos de tecnologías fotovoltaicas en el año 2014 estuvieron entre los rangos de USD 1.355,00 y USD 4.000,00 por [kW], con un promedio ponderado de USD 2.160,00 por [kW] ([IRENA, 2016d](#)). Esto representa una reducción de más del 60,00 % en los costos instalados en comparación con el año 2016.

El promedio ponderado del factor de capacidad de las tecnologías fotovoltaicas desplegadas en la región, correspondiente a un 24,00 % en el año 2014, está entre los factores de capacidad más altos del mundo (donde factores de hasta un 30,00 % pueden ser alcanzados en Chile por ejemplo). Como resultado, el LCOE puede variar entre los USD 210,00 y USD 280,00 por [MWh], con un promedio ponderado de 240,00 por [MWh] en el año 2012. En el 2014, el LCOE de una planta solar fotovoltaica siguió disminuyendo en cuanto a costos instalados. El rango de los LCOE estuvo entre USD 70,00 y USD 190,00 por [MWh]. El promedio ponderado de este fue de USD 110,00 por [MWh], un 54,00 % menos que en el año 2012 ([IEA, 2015e](#)).

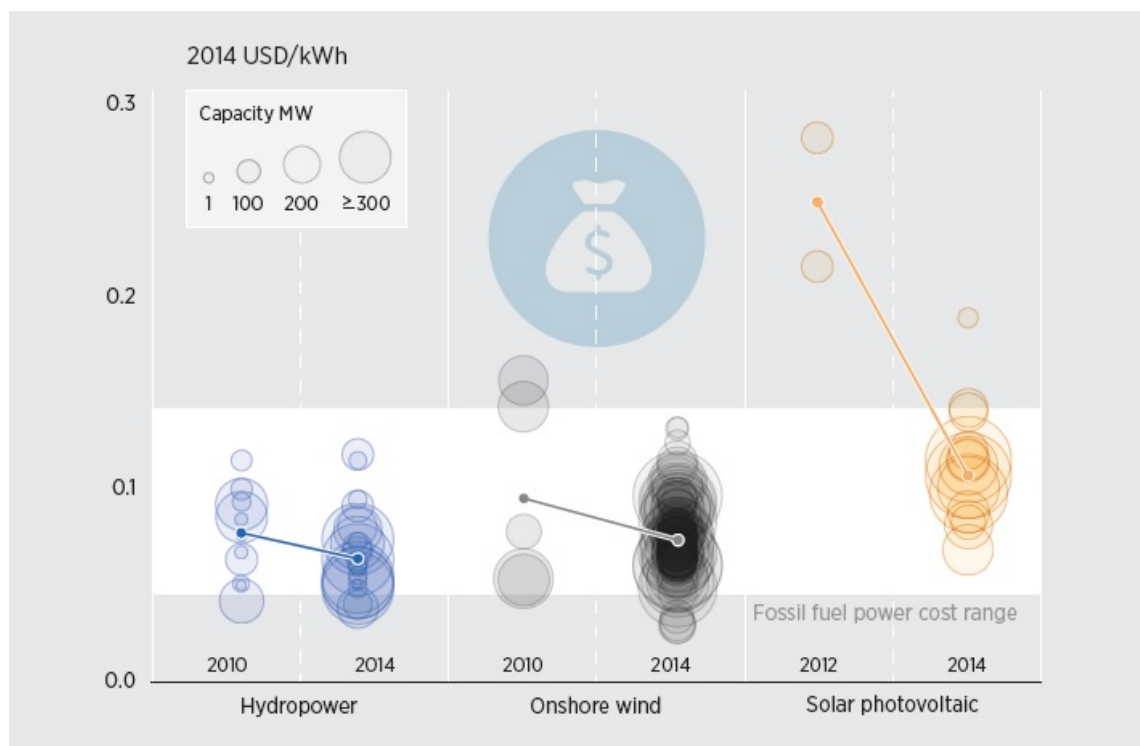


Figura 3.8: El tamaño del diámetro de los círculos mostrados representa el tamaño de cada proyecto. El centro de cada círculo es el costo de cada proyecto, valor representado en el eje y. El promedio ponderado real del costo de capital es de 7,50 % en países de la OCDE y en China, y un 10,00 % en el resto del mundo.

Fuente: [IRENA \(2016c\)](#)

3.2.8.3. Eólicas en Onshore

Las plantas eólicas “onshore” han presentado una fuerte evolución en la región, llevadas principalmente por el gran desarrollo de estas tecnologías en Brasil. Si este desarrollo influencia a los países vecinos, latinoamérica podría convertirse en uno de los mercados más competitivos del mundo en cuanto a energía eólica. Los costos instalados de energías eólicas en tierra estuvieron en un rango de USD 2.500,00 y USD 3.250,00 por [kW] en el año 2010 con un promedio ponderado de USD 2.900,00 por [kW]. En el año 2014, el rango disminuyó considerablemente a valores que variaron entre USD 1.000,00 y USD 2.990,00 por [kW], resultando en un promedio ponderado de USD 2.260,00 por [kW], lo que corresponde a un 20,00 % menos que en el año 2010 ([IEA, 2015e](#)).

El promedio ponderado en cuanto a factores de capacidad (42,00 % en el año 2014) en latinoamérica son por lejos uno de los más altos en la industria eólica a nivel mundial, esto gracias a la alta calidad de los recursos eólicos en la región. Como resultado, el promedio ponderado de los LCOE en cuanto a este tipo de tecnologías bajo desde USD 100,00 por [MWh] en el 2010 hasta USD 80,00 por [MWh] en el año 2014 ([IEA, 2015d](#)).

En general, mejoras tecnológicas, el desarrollo de cadenas de suministro y la madurez de los mercados, han sido factores claves para la reducción de costos. Como resultado, plantas eólicas y solares fotovoltaicas están ya a un nivel competitivo con aquellas plantas que utilizan recursos primarios convencionales en ciertos lugares de la región, además de la madurez de las tecnologías hidroeléctricas, las cuales han sido las más eficientes con respecto a su costo por más de una década en varios países. En paralelo con la ganancia en cuanto a competitividad, el aumento del reconocimiento de los beneficios que traen las ERNC han fortalecido aún más el desarrollo de estas tecnologías no convencionales en latinoamérica.

3.2.9. Beneficios

Costos competitivos, marcos conductivos de políticas y sus roles en la diversificación de fuentes energéticas, han llevado al despliegue de tecnologías en cuanto energías renovables en américa latina. Más recientemente, sus beneficios socio económicos en cuanto a la generación de trabajo, crecimiento del producto interno bruto, valor local, acceso a la energía entre otros, han sido llevados al frente de las agendas políticas de los países de la región. Muchos de estos ven oportunidades en el desarrollo de una nueva cadena de valor en cuanto a energías renovables, con el potencial de incrementar los beneficios, crear nuevos empleos, contribuir al desarrollo industrial y mejorar la calidad de vida de las personas.

3.2.9.1. Beneficios Macroeconómicos

El caso de negocio de las energías renovables se ve apoyado por los beneficios macroeconómicos que ofrecen. Las inversiones en energías renovables pueden iniciar un efecto dominó a través de la economía, estimulando la actividad en sectores nuevos y fomentar la diversificación en la economía, un área de atención esencial en muchas economías producto dependiente de latinoamérica. La aparición de estudios mirando la influencia de energías renovables en el PIB de los países, destaca el potencial y la relevancia de estos efectos en países que están en los inicios de su transición hacia energías no convencionales.

Como por ejemplo un análisis de entradas y salidas realizado en México estimó que el desarrollo de 21,00 [GW] de capacidad en términos de energías renovables (principalmente eólicas) para el año 2029 podría llevar al incremento acumulativo del PIB en aproximadamente USD 27,00 billones (representando estimadamente un 2,00 % del Producto Interno Bruto del país del año 2013), como también la creación de 134.000,00 nuevos trabajos (IEA, 2014). Un estudio similar fue llevado a cabo en Chile, en donde se estimó que al suministrar un 20,00 % de la electricidad utilizada a través de fuentes renovables para el año 2020, contribuiría USD 2,30 billones más al PIB del país (+0,60 %) y generaría aproximadamente 7.800,00 nuevos empleos.

Sin embargo, la base del conocimiento de los beneficios macroeconómicos en cuanto a las energías renovables se mantiene limitado. Al pasar los años, distintas organizaciones han contribuido a este campo, en donde se ha determinado que el impacto económico debido al avance en el desarrollo de energías renovables es positivo. Esto principalmente a la disminución de importaciones de energía (excluyendo el caso de exportadores de energía) y al incremento de las inversiones requeridas, lo que corresponde a un estímulo de la economía.

En general, el aumento en la adopción de energías renovables, lleva a un mayor nivel de inversión en el sector de energía y uno menor en el mercado de combustibles

fósiles. Por lo tanto, la magnitud de los impactos económicos varían dependiendo de si la contribución de las inversiones en cuanto al sector de la energía tiene mayor peso que en el sector de combustibles, especialmente en países exportadores de petróleo. Este es el caso de México, por ejemplo, donde se espera que el total de inversiones en la economía tenga una ganancia neta, resultando en un aumento en el PIB ([Latin America and Caribbean-OECD, 2014](#)). En adición, posibles disminuciones en los precios de la energía debido a la incorporación de tecnologías renovables podrían traducirse en ganancias económicas a través del incremento de los ingresos disponibles de los hogares. En Brasil, tal incremento en el ingreso disponible de los hogares, compensa los impactos negativos del efecto de las inversiones ya mencionado (reducción en las inversiones de petróleo y gas), resultando entonces en un impacto positivo sobre el PIB del país.

Los beneficios macroeconómicos del despliegue de energías renovables son también analizadas en términos de la creación de empleos. La evaluación muestra que los impactos netos sobre el empleo también son positivos, a pesar de la disminución potencial de estos en los sectores relacionados con el petróleo y el gas.

3.2.10. Inversiones

El total de inversiones relacionadas con el desarrollo de energías renovables en latinoamérica para el año 2015 (dejando fuera grandes proyectos hidroeléctricos), fue de 16,40 billones de dólares, lo que corresponde a un 6,00 % de las inversiones globales en este tipo de proyectos.

Brasil invirtió un total de 7,10 billones de dólares, un poco menos comparado con el año 2014 pero aún así corresponde a un gran salto de inversiones respecto del año 2013, esto gracias a las licitaciones de proyectos eólicos en el país. La diferencia de inversiones entre Brasil y el resto de los países latinoamericanos ha sido históricamente destacable, pero con el transcurrir de los años esta brecha se hace cada vez más pequeña. El segundo país en la lista para el año 2015 fue México, donde las inversiones

en materia de energías renovables se duplicó con respecto al año 2014, alcanzando un total de 4,00 billones de dólares, principalmente en proyectos eólicos también. En el tercer puesto de la región se encuentra Chile, país que aumentó la cantidad de inversión realiza desde el año 2014 en aproximadamente un 150,00 %, llegando a una cantidad de 3,40 billones de dólares en inversiones respecto energías renovables (IEA, 2016), principalmente realizadas en cuanto al desarrollo de energías solares fotovoltaicas. Con estos niveles de inversión, los tres países mencionados entraron en la lista de los top 10 países con los mercados más grandes en cuanto a energías renovables a nivel global.

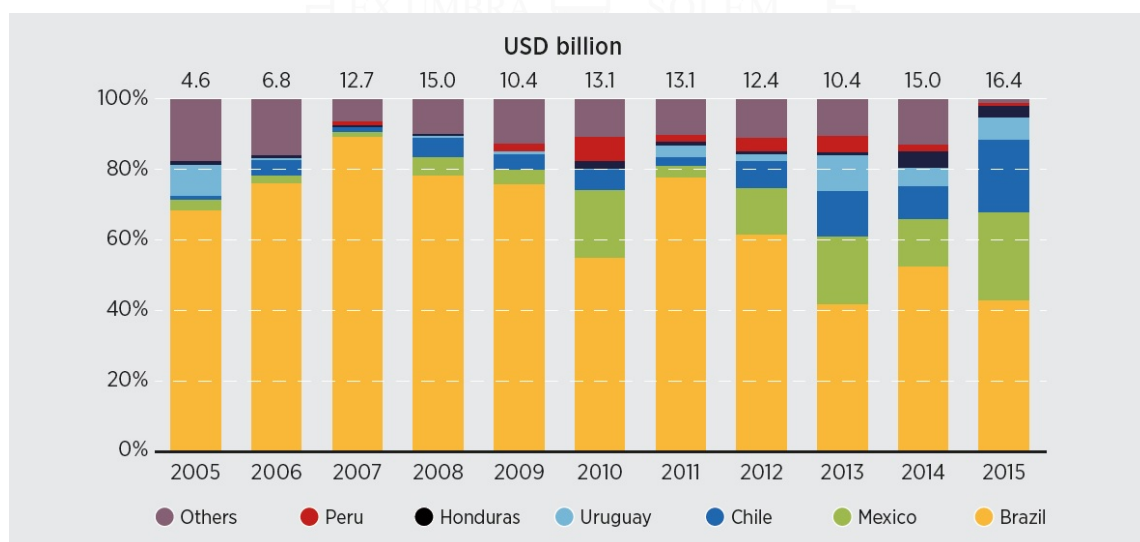


Figura 3.9: Inversiones realizadas en energías renovables por país en latinoamérica durante los años 2005-2015.

Fuente: IEA (2014)

En cuanto a tecnología, la tendencia a lo largo de los últimos años refleja una disminución en la inversión de biocombustibles líquidos, compensado por el crecimiento en inversiones respecto a energías eólicas y solares. Mencionada disminución de las inversiones en biocombustibles desde el año 2008, es una de las razones de la baja en inversiones agregadas hasta el año 2013 (ver Figura 3.9). Esta baja ha sido cubierta de a poco debido al surgimiento de las inversiones eólicas, que hasta el año 2015 representó aproximadamente dos tercios del total de inversiones en energías renovables

en américa latina.

Como muestra la [Figura 3.10](#), a lo largo de los años se ha visto un rápido crecimiento en el desarrollo de proyectos solares fotovoltaicos, principalmente en Chile, Brasil y México ([IRENA, 2015](#)). En Chile, se observó en el año 2014 una inversión de 2,40 billones de dólares en este tipo de inversiones, donde destaca el proyecto Abengoa, planta solar híbrida que combina tecnología fotovoltaica y de concentración, cuya inversión es cercana al billón de dólares.

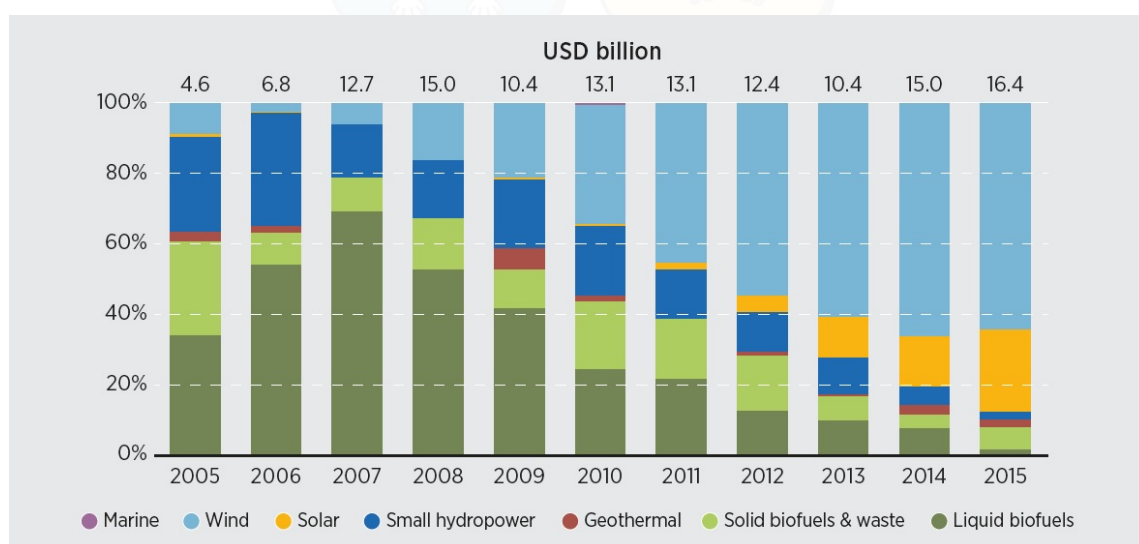


Figura 3.10: Inversiones realizadas en energías renovables por tecnología en latinoamérica durante los años 2005-2015.

Fuente: ([IEA, 2014](#))

La región ha mostrado gran estabilidad en el marco regulatorio y transparencia, factores esenciales para permitir el desarrollo de planes financieros con respecto a energías renovables. Alguno de los países latinoamericanos que acaparan los mayores índices de inversión en los años pasados, han recibido de manera consistente buenas evaluaciones en cuanto a los marcos legales, institucionales y administrativos en estudios especializados recientes. En cambio, países con marcos institucionales más débiles, han atraído un menor volumen en cuanto a inversiones de proyectos renovables.

Los altos niveles de inversión en los países destacados, ilustra una variedad de

condiciones económicas, institucionales y de otros recursos. Países con distintos grados de liberalización en cuanto al sector de generación de energía, como Chile y Brasil por ejemplo, han estado evaluados como los mejores lugares para destinar inversiones sobre recursos renovables de energía. A pesar de que las condiciones para la realización de inversiones mencionadas dependen en parámetros particulares a la situación de cada país, hay factores de éxito subyacentes en común, como por ejemplo el acceso a financiamiento y costo de capital. Estos son fuertemente influenciados por la disponibilidad de mecanismos para hacer uso de recursos de capital disponible y distribuir el riesgo entre los sectores públicos y privados de manera eficiente.

3.3. Energía Eólica

La energía eólica ha sido una de las fuentes de energía renovable no convencional que ha tenido el crecimiento más rápido a lo largo del mundo en las últimas décadas. En un comienzo su avance fue facilitado gracias a incentivos y subsidios, principalmente en aquellos países en vías de desarrollo, aunque la aparición de nuevas tecnologías, reducción en los costos y mejores accesos a fuentes de financiamiento han también apoyado al progreso potencial del aprovechamiento de este tipo de energías.

La energía cinética del viento puede transformarse en energía útil, tanto mecánica como eléctrica. La energía eólica, transformada en energía mecánica ha sido históricamente aprovechada, pero su uso para la generación de energía eléctrica es más reciente. Aplicaciones de mayor escala aparecieron a mediados de los '70 en respuesta a la crisis del petróleo y a los impactos ambientales derivados del uso de combustibles fósiles ([Castillo y Maldonado, 2004](#)).

A nivel mundial, el uso de energía eólica ha crecido aceleradamente, donde se destaca que al cierre del año 2005, se registraban 59.206,00 [MW] de potencia eólica instalada ([IRENA, 2017](#)). Según estudios este crecimiento seguirá en alza en los próximos años, donde se estima que para el año 2020 la energía eólica en todo el mundo sumará más de 1.000.000,00 [MW] instalados.

Visto de un aspecto más técnico la energía eólica es una forma de energía solar, presente en todo el mundo, pero diferente en términos de tiempo, velocidad, frecuencia y dirección. Existe un esquema general de circulación de aire en la superficie terrestre, en cada hemisferio se presentan dos franjas de viento recurrente, una correspondiente a latitudes bajas y otra en latitudes por arriba del paralelo 40° , ambas separadas por otras franjas de calma persistentes. En particular, cuando se quiere explotar este tipo de recursos, la velocidad del viento es uno de los parámetros más importantes a considerar. De esta forma, pequeños aumentos en la velocidad del viento promedio pueden generar grandes variaciones en los resultados económicos de un proyecto de este tipo ([Melsen y Krumper, 2009](#)). La evaluación del recurso eólico en cualquier lugar determinado requiere el análisis y evaluación de datos e información acerca del comportamiento del viento es dicha zona utilizando estaciones meteorológicas presentes cercanas al área de interés. La decisión para proseguir con estudios más detallados se toma en base al valor medio de la velocidad del viento estimada a partir de los estudios y datos recopilados.

Cabe mencionar las costas son áreas que disponen de vientos suaves, brisas marinas y terrestres; los estrechos de comunicación entre mares son localizaciones en donde se presentan fuertes vientos; los valles de ríos encauzan corrientes de aire paralelas a las aguas; los pasos de ciertas zonas montañosas pueden ser puntos de vientos y el calentamiento solar diferencial entre llanuras y montañas pueden dar lugar a vientos locales de efecto ladera.

En el desarrollo actual de tecnologías relacionadas a la generación de energía utilizando aerogeneradores, se consideran áreas de interés aquellas que tengan velocidades promedio de viento por encima de $6,00 \text{ [m/s]}$, las que corresponden a factores de utilización de planta de unas $2000,00 \text{ [horas/año]}$ en plena carga. Para establecer el verdadero potencial energético, es importante observar la curva de distribución de frecuencias que mide la regularidad de los vientos ([IEA, 2015a](#)). Esto requiere la realización de mediciones exhaustivas, por lo menos un año de monitoreo a diferentes alturas de suelo es necesario realizar como condición previa al desarrollo de proyectos

de generación eólica. Dichos monitoreos permiten definir histogramas con frecuencias de los vientos en zonas determinadas, para así establecer la curva de distribución indicada. Otro aspecto importante a la hora de estudiar el recurso eólico corresponde al conocimiento del comportamiento direccional del viento. Este conocimiento es especialmente útil cuando se va a instalar más de un aerogenerador, ya que la estela que provoca un aerogenerador da lugar a desaceleraciones del flujo de viento que afectan a los demás aerogeneradores que funcionan tras la estela del primero.

La energía eólica disponible en una zona determinada puede ser determinada en función de la velocidad (V), del área barrida por las palas del molino (A) y de la densidad del aire (ρ). Aplicando los principios de la mecánica clásica, se obtiene la expresión teórica que determina la potencia disponible ([Ecuación 3.1](#)):

$$P = 0,5 \rho A V^3 \quad (3.1)$$

La potencia real obtenida por el aerogenerador es claramente menor que la obtenida a través de la expresión teórica formulada, donde existe una gran influencia del diseño del aerogenerador, alcanzando un valor máximo de 0,59 de la potencia teórica ([Melsen y Krumper, 2009](#)). Sobre el diseño de los aerogeneradores, el más utilizado corresponde al generador de eje horizontal, aunque también existen generadores de eje vertical. Además cabe destacar que esta la existencia de instalaciones fuera de costa, tendencia que se estima seguirá en aumento.

Como mencionado anteriormente, el diseño más utilizado corresponde al de aerogeneradores de eje horizontal de tres palas. Diseñados para funcionar en rangos de velocidad de viento entre los 4,00 y 25,00 [m/s] ([IRENA, 2016b](#)). Las velocidades bajo el límite inferior detallado no permiten la generación de energía útil y a su vez aquellas que se encuentran por sobre el límite superior se evitan por razones de seguridad estructural del molino. El desarrollo de esta tecnología para el aprovechamiento del viento, con respecto a la generación eléctrica ha sido considerable estos últimos años. Hace no mucho tiempo no se fabrican generadores que sobrepasaron 1,00 [MW] de

potencia, y hoy en día se pueden encontrar aerogeneradores que sobrepasan los 4,00 [MW] de potencia.

Otro punto importante sobre la utilización de la energía proporcionada por el viento es el hecho que es una energía limpia. De todas formas a pesar de ser una fuente de energía eléctrica no contaminante, los parques eólicos generan impactos ambientales que resultan ser necesarios evaluarlos de acuerdo a las condiciones del entorno, tanto físico, biológico y social, para así poder implementar medidas de mitigación. Entre los impactos ambientales que pueden generarse cabe destacar: la generación de erosión sobre el suelo y el medio ambiente en la realización de las obras civiles, especialmente a la apertura de caminos; incidencia sobre la población de aves migratorias; el ruido producido por los aerogeneradores sobre localidades cercanas; y por último el impacto visual de los parques eólicos sobre el paisaje.

3.4. Energía Eólica Offshore

La energía eólica offshore es un recurso de energía renovable con una serie de ventajas ([BVG Associates, 2011](#))

- Su operación se ve beneficiada por vientos más fuertes y consistentes que aquellos generadores eólicos presentes en tierra.
- Produce energía utilizando cantidades mínimas de agua en comparación con la generación de energía proveniente de combustibles fósiles, nucleares y biomasa.
- Su instalación puede ser bastante rápida en escalas de gigawatts [GW].
- Tiene menores limitaciones que la instalación de parques eólicos onshore (ruido, tamaño turbina, impacto visual, etc).
- Puede utilizar como base muchas de las tecnologías desarrolladas en la industria de la generación de energías eólicas convencionales.

Como resultado de las ventajas mencionadas, han existido una gran cantidad de proyectos offshore que se han desarrollado en el noroeste Europeo y China, más recientemente en Japón, Corea y en los Estados Unidos.

A pesar del éxito en construir una industria, el costo nivelado de energía (LCOE) de plantas eólicas offshore es mayor que los establecidos en otras fuentes de energías renovables como las eólicas onshore y solares fotovoltaicas, también es mayor en comparación a fuentes convencionales como plantas de carbón y de ciclo combinado. Se ha visto un gran progreso en la reducción del LCOE de plantas offshore, principalmente gracias a la introducción de nuevas turbinas, por lo que el desarrollo de este tipo de tecnologías a medio y largo plazo depende principalmente de nuevas tecnologías e innovaciones que permitan reducir aún más el LCOE ([RenewableUK, 2012](#)).

3.4.1. Energía Eólica Offshore en el Mundo

La primera granja eólica offshore fue comisionada en Dinamarca el año 1991, el proyecto de una capacidad de 5,00 [MW], planta constituida por 11 turbinas de 450,00 [kW] cada una, construida cerca de la costa en aguas bajas. Este proyecto y los que le siguieron usaron concreto para las fundaciones de pequeños generadores similares a los instalados onshore en esos tiempos ([BVG Associates, 2014](#)).

En el año 2002 la primera planta offshore a escala, con una capacidad de 160,00 [MW], fue instalada también en las costas de Dinamarca. Desde ese punto hasta el año 2015, la capacidad operativa de plantas offshore creció de 0,26 [GW] a 12,70 [GW] (ver [Figura 3.11](#)), de la cual 1,20 [GW] estaban presentes en Asia. El crecimiento fue dirigido gracias a políticas que facilitaban el desarrollo de proyectos offshore e incentivos para mejorar la seguridad energética en cuanto al suministro. Estos factores junto con el deseo de los productores de turbinas y otros sectores privados por crear un nuevo mercado.

En un inicio los proyectos fueron financiados principalmente por grandes compañías privadas, con el apoyo de incentivos públicos atractivos en la forma de precios fijos y

regulados en cuanto a la venta de energía. Para finales de este periodo, gran parte de los proyectos fueron financiados a través de deuda, con una menor participación en cuanto a los niveles de apoyo financiero público.

Del año 2001 al 2015, en promedio, los proyectos offshore fueron desplazados a sitios más alejados de la costa, en aguas más profundas con mayores velocidades promedio de los vientos. El poder y capacidad de las turbinas desarrolladas también fue creciendo, y los productores comenzaron el desarrollo de turbinas construidas específicamente para su uso fuera de costa. De la misma manera las capacidades de los proyectos desarrollados también fue creciendo, los métodos de instalación de dichos proyectos y los buques utilizados para la instalación fuera de costa de los generadores fueron cada vez más sofisticados y más eficientes (IRENA, 2016b). Componentes especializadas costosas fueron reemplazadas gradualmente por componentes más baratas y estandarizadas, producidas en grandes cantidades. Además los nuevos métodos y tecnologías de despliegue permitieron instalar turbinas en sitios donde existían mejores recursos eólicos.

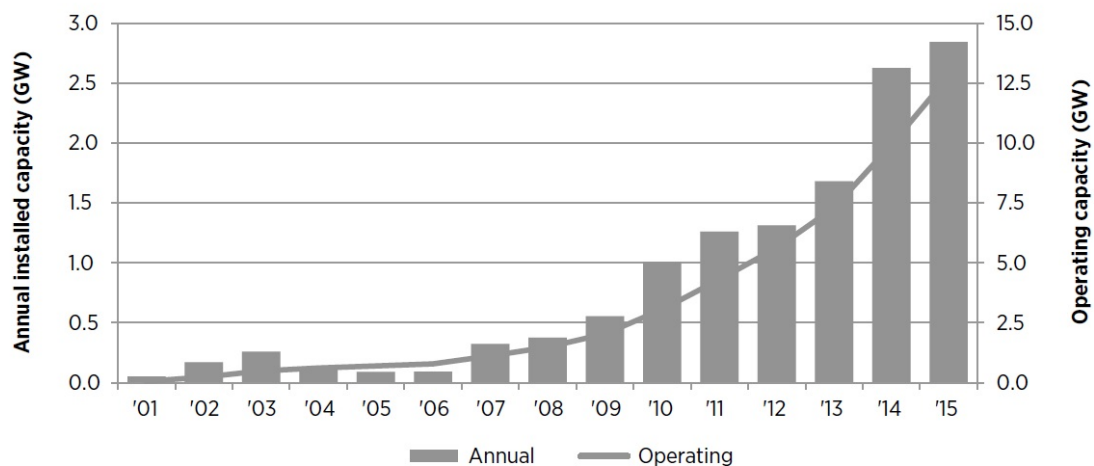


Figura 3.11: Capacidad instalada global anual y capacidad de operación de plantas eólicas offshore entre los años 2001 y 2015.

Fuente: [BVG Associates \(2014\)](#)

3.4.2. Desafíos y Oportunidades

La energía eólica offshore ha llegado lejos estos últimos 15 años, pero para que la industria tenga un impacto significativo en el mix global de energía, algunas metas claves deben ser alcanzadas. Las principales metas para incrementar el desarrollo de energías offshore se detallan a continuación ([PriceWaterhouseCoopers, 2015](#)).

- **Reducción de los costos de la energía.** Para el progreso de energías eólicas offshore, la industria debe continuar bajando los precios del costo de la energía de forma significativa para así poder competir con otras fuentes de generación eléctrica. Los principales factores y oportunidades se encuentran en tecnologías que afecten al diseño de plantas y sondeos, avances en cuanto a las turbinas para mejorar la captación del recurso eólico, generadores más grandes, factores que ayudan a la fiabilidad de las plantas, generación de soluciones para conexiones de plantas más alejadas de la costa, reducción del riesgo y tiempo desde la inversión hasta el inicio de operación de la planta.
- **Incrementar la integración a la red eléctrica.** Como la energía eólica corresponde a un recurso variable, situado lejos de sistemas eléctricos. La energía eólica offshore debe enfrentarse a los desafíos y costos de integrar grandes volúmenes de energía generada a los sistemas de potencia que tengan demandas variables. Esto se puede lograr principalmente mejorando la infraestructura actual existente en temas de interconexión entre las plantas y subestaciones.
- **Apertura a nuevos mercados.** Nuevos proyectos son considerados para sitios con bajas profundidades, que se encuentren cercanos a la costa con velocidades de viento elevadas. Seguirán apareciendo oportunidades en mercados existentes y nuevos, en condiciones donde una evolución de tecnologías existentes sean suficientes. También hay nuevos mercados cerca de centros de demanda donde soluciones tecnológicas alternativas son esenciales para tratar con diferentes condiciones de los sitios, especialmente a profundidades más grandes y con diferentes regímenes eólicos. Factores que podrían ayudar al desarrollo a esta área

corresponden a mejores diseños de parques eólicos offshore, nuevas tecnologías en cuanto a la cimentación e instalación de las plantas para que éstas sean afectadas de menor manera ante cambios en las condiciones climáticas, lo que se aplica de la misma forma para mejores procedimiento de operación y mantención.

- **Disminución del impacto ambiental.** A pesar de que el impacto de las plantas offshore es menor que mucha de otras fuentes de generación, la instalación de plantas eólicas fuera de costa tienen un impacto ambiental sobre las localizaciones donde son instaladas, como por ejemplo son el impacto sobre el suelo marino y el impacto visual que tienen los generadores. La disminución de los impactos ambientales locales permitiría a la industria continuar su desarrollo en mercados donde estas tecnologías tienen potencial para ser desarrolladas.

3.4.2.1. Cimientos Flotantes

Los generadores eólicos cimentados al suelo marino, tienen como principal restricción que deben estar instalados en profundidades de menos de 50,00 [m]. Esto descarta inmediatamente sitios con vientos más fuertes. Los cimientos flotantes, eliminan esta restricción y facilita la preparación he instalación de generadores offshore, esto abre los caminos para la generación en aguas más profundas y lejanas a la costa ([WindEurope, 2013](#)).

Algunos de los mercados potenciales más grandes como Japón y los Estados Unidos, poseen pequeños sitios de bajas profundidades donde se pueden llevar a cabo proyectos de este tipo. Los cimientos flotantes permiten principalmente dos oportunidades decisivas ([IRENA, 2016a](#))

- Permiten el acceso a localizaciones de mayor profundidad. En aguas más profundas que los 50,00 [m] descritos, sitios que ofrecen largas áreas donde el recurso eólico es fuerte.
- Además este tipo de tecnologías facilitan la preparación e instalación de turbinas,

en profundidades medias de 30 a 50 [m], los cimientos flotantes ofrecen menores costos que aquellas fundaciones arraigadas al suelo marino, dado el potencial de estandarización para los diseños disponibles.

- Adicionalmente las fundaciones flotantes entregan beneficios medioambientales en comparación con las instalaciones convencionales de plantas offshore, dado que su diseño es menos invasivo con el suelo marino a lo largo de su instalación.

3.4.3. Desarrollo de la Energía Eólica en Chile

Chile es un país en desarrollo, debido a eso la integración de la energía eólica a los sistemas de potencia y a su matriz energética comenzó con cierto atraso. Debido a esto los primeros proyectos de energía eólica presentados fueron desarrollados con conocimientos limitados sobre cómo llevar a cabo este tipo de proyectos, sin estudios y datos del comportamiento de vientos a largo plazo, generando así costos elevados en su ejecución y bajos rendimientos ([Castillo y Maldonado, 2004](#)).

A pesar de los problemas presentados en un inicio sobre el desarrollo de energías sobre recursos eólicos, las características geográficas tales como: largos tramos de costa, valles y sus largas corridas de montaña, presentan condiciones propicias para el movimiento de masas de aire, creando así múltiples sitios con un alto potencial de vientos los cuales son estimados en una potencia disponible de 40.000 [MW] aproximadamente. Además de las condiciones propicias para el desarrollo de energías eólicas, proyectos de este tipo se han incentivado por parte del gobierno, sobre todo a través de leyes como la ley 20.698 acerca de energías renovables no convencionales que pretende la diversificación de la matriz energética del país, aumentando el porcentaje de participación de estas energías en los años próximos.

Aparte del potencial que presenta Chile sobre sus recursos eólicos, el país es considerado como uno de los más atractivos para la inversión en energías renovables alternativas en la región, esto debido a que es una de las principales economías del continente, ocupando el primer lugar en el desarrollo humano, PIB per cápita, expectativa de

vida, como también estabilidad política, ausencia de violencia y regulaciones claras. Es más aún, los precios elevados de la energía local, llevan a que la mayor parte de los proyectos de este tipo a que sean viables económicamente sin la necesidad de subsidios por parte del gobierno u otra entidad. Todas las características mencionadas hacen de Chile un país sumamente atractivo para el desarrollo de energías renovables no convencionales. El escenario político actual de Chile sobre el sistema energético del país está concentrado sobre dos procesos que están fuertemente enlazados con sus sistemas de transmisión, lo que da cabida a mejoras en la incorporación de proyectos de generación eólica al sistema ([IRENA, 2016c](#)). Estos dos procesos mencionados corresponden a un nuevo mercado nacional integrado de energía, que pretende la construcción de la interconexión de las líneas de transmisión del SING (sistema interconectado del norte grande) con el SIC (sistema interconectado central) lo cual mejora las condiciones de acceso al mercado de nuevos proyectos de generación energética, y el segundo proceso corresponde al desarrollo de zonas dedicadas a energías renovables, el cual consiste en un estudio y la posible implementación de líneas de transmisión para la conexión de potenciales zonas donde se puedan desarrollar proyectos y actividades que tengan relación con el desarrollo de ERNC.

Como mencionado en un inicio, debido a la falta de estudios y data acerca del comportamiento del viento, las primeras turbinas no fueron construidos en los mejores lugares. Además era necesario la construcción de líneas de transmisión que interconectan los parques eólicos con los sistemas de interconexión de energía. Bajo estas condiciones, los proyectos eólicos que generarán beneficios económicos eran pocos ([Latin America and Caribbean-OECD, 2014](#)). El primer proyecto de gran escala fue en el Canelo, zona costera ubicada en la cuarta región, construido el año 2006. Desde ese año la potencia eólica instalada fue incrementando de a poco, alcanzando un total de 895 MW instalados en julio del 2015, lo que sitúa a Chile como el segundo mercado más grande para aerogeneradores en América del Sur ([IRENA, 2016d](#)), solo un puesto atrás de Brasil.

Turbinas más grandes han sido instaladas progresivamente en el sistema. La capaci-

dad individual creció desde 1,60 [MW] a 3,00 [MW] en los últimos parques eólicos construidos. Al mismo tiempo, la selección de los lugares donde se llevan a cabo estos nuevos proyectos ha mejorado considerablemente, lo que llevó a un aumento en la participación de la generación eólica en los sistemas interconectados de tanto el norte grande como zona centro del país, creciendo desde un 0,10 % el 2008 a un 3,40 % el 2015.

Teniendo esto en cuenta el SING tiene solo un parque eólico operativo que atiende a un 1,00 % de la demanda, en este sector los precios son relativamente bajos debido a la presencia de una gran cantidad de plantas termoeléctricas. Por otra parte, en el SIC hay un mayor número de parques eólicos operando, donde se presenta un 3,00 % de la producción de energía total de este sistema interconectado (CNE, 2017b).

Para el desarrollo de cualquier proyecto de energía eólica, es necesario primero encontrar el lugar óptimo para situar las turbinas. La tecnología escogida sobre el diseño de los aerogeneradores que serán instalados en el parque depende de la velocidad promedio del viento en el sector, la densidad del aire en la zona escogida y otros factores. Finalmente la potencia entregada por los aerogeneradores según las condiciones de viento el sector y los molinos escogidos, es corregida por un factor para que las pérdidas en el proceso de generación de energía puedan ser representadas de una manera correcta.

3.4.4. Ley 20.257

Las empresas eléctricas que realicen retiros de energía desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200,00 [MW] para comercializar con distribuidoras o clientes finales, estén o no sujetos a regulación de precios, deberán acreditar ante la dirección de peajes del CDEC, que una cantidad equivalente al 10,00 % de sus retiros en cada año haya sido inyectada a cualquiera de dichos sistemas, por medios de generación renovables no convencionales, propios o contratados (Congreso Nacional de Chile, 2008a).

Cualquier empresa eléctrica que exceda el porcentaje señalado de inyecciones de energía renovable no convencional dentro del año en que se debe cumplir la obligación, con energía propia o contratada y aunque no hubiese efectuado retiros, podrá convenir el traspaso de sus excedentes a otra empresa eléctrica, los que podrán realizarse incluso entre empresas de diferentes sistemas eléctricos.

La empresa eléctrica que no acredita el cumplimiento de la obligación, debe pagar un cargo, cuyo monto será de 0,40 UTM por cada [MWh] de déficit respecto de su obligación. Si dentro de los tres años siguientes incurriera nuevamente en incumplimiento de su obligación, el cargo será de 0,60 UTM por cada [MWh] de déficit.

Con todo, la obligación aludida corresponde a un 5,00 % para los años 2010 a 2014, aumentándose en el 0,50 % anual a partir del año 2015. Este aumento progresivo se aplicará de tal manera que los retiros afectos a la obligación al año 2015 deberán cumplir con el 5,50 %, los del año 2016 con el 6,00 % y así sucesivamente hasta alcanzar el año 2024 el 10,00 %.

3.4.5. Ley 20.698

La ley 20.698 entra en vigencia el año 2013, cuyo objetivo es fomentar la participación de fuentes de energía renovable no convencional. El mecanismo principal de esta ley consiste en obligar a las empresas generadoras a certificar que cierto porcentaje de la energía retirada por sus clientes finales corresponda a energía renovable no convencional en los sistemas sobre 200,00 [MW], estableciendo multas de no cumplirse la obligación, de la misma forma que lo implicaba la ley 20.257. Esta nueva ley es principalmente una modificación de la antigua ley de ERNC establecida ([Congreso Nacional de Chile, 2008b](#)).

La cuota obligatoria a contar del 2025 es de un 20,00 %, es decir, 10,00 % superior a la fijación de cuota impuesta por la Ley 20.257 establecida en 2007. Adicionalmente, el estado procederá a realizar licitaciones anuales de la energía renovable no convencional necesaria para alcanzar la cuota obligatoria, que aseguran contratos de 10 años con un

mecanismo de estabilización de precio y en que solo pueden participar los proyectos que tengan precios menores al establecido en la licitación. Por lo tanto, la ley 20.698 posee un desarrollo selectivo de tecnologías ERNC, al privilegiar las fuentes ERNC más eficientes en desmedro de las tecnologías con menor madurez y de costos elevados.

3.5. Método de Montecarlo

La Metodología de Montecarlo abarca una serie de técnicas que permiten obtener solución a problemas matemáticos o físicos por medio de pruebas aleatorias repetidas. Esto permite calcular estadísticamente el valor final de una secuencia de sucesos sujetos a variabilidad, como lo puede ser la duración o coste de un proyecto por ejemplo a través de simulaciones (Sóbol, 1976). Como esta es una tarea compleja, dichas simulaciones se realizan generalmente por computador con softwares que ejecutan estas últimas. En la práctica el análisis consiste en ejecutar varias veces los diferentes escenarios variando aleatoriamente los parámetros que afectan a este de acuerdo a la función estadística que los define, dando como resultado una serie de valores finales posibles. Este conjunto de valores permite calcular un valor medio más posible y un rango aceptado de variabilidad para este.

Por lo general en proyectos, existen una serie de variables que están sujetos a incertidumbre, estos pueden variar dependiendo de las condiciones en el tiempo en que son evaluadas. El Método de Montecarlo permite estimar un valor más probable y su grado de dispersión como se mencionó anteriormente, esto lo realiza en base a un grado de confianza determinado, de esta forma se tiene información más realista que permite considerar el riesgo para así poder tomar mejores decisiones y también tener la opción de sensibilizar las variables del proyecto para así ver cómo se comportan los parámetros presentes en el modelo para cambios que puedan afectar a las variables de estudio dentro del proyecto.

4 | Metodología

El proceso y los métodos utilizados en el desarrollo y análisis se presentan en este apartado. Primero, antes de poder realizar el análisis financiero es necesario realizar una evaluación para ver si existen localizaciones cerca de las costas de Chile en donde se pueda instalar una planta eólica offshore. Los principales parámetros para poder filtrar los lugares viables son la velocidad de viento promedio, la presencia de subestaciones cerca de la costa para poder realizar las conexiones necesarios con los sistemas de transmisión del país y el último parámetro considerado corresponde a la profundidad del mar conjunto a la regularidad del relieve marino.

Para evaluar las velocidades promedio de los vientos se utiliza un mapa presentado por la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), donde se muestran los recursos eólicos mundiales. A través de esta herramienta es posible ver la velocidad media de los vientos a lo largo de las costas del país. Se considera una velocidad promedio mínima de 7,00 [m/s] para considerar a un sector factible, este valor corresponde al mínimo valor registrado para las velocidades promedio de funcionamiento de plantas offshore en el mundo ([IRENA, 2016b](#)).

En el caso de identificar las subestaciones que se encuentran cercanas a la costa, se utiliza el mapa del Sistema Interconectado Central y del Norte Grande (SIC y SING) ([CDEC, 2017](#)). Estos mapas presentan las principales centrales eléctricas generadoras, líneas de transmisión nacional, zonal, dedicadas y de interconexión internacional, también se presentan las subestaciones eléctricas y las barras de consumo de usuarios no sometidos a regulación de precios. Este mapa cuenta con la autorización oficial

de la Dirección Nacional de Fronteras y Límites del Estado (DIFROL). Se considera una distancia aceptable de la instalación a la subestación de a lo más 120,00 [km], para que así los precios de interconexión sean lo más bajos posibles.

Teniendo el conocimiento de los valores de los vientos promedios y de las subestaciones que se encuentran cerca de la costa, solo falta determinar las profundidades promedio por sectores y la regularidad del suelo marino en estas. Para poder tener dichos datos se utiliza Google Earth, la cual entrega una gran cantidad de información, dentro de ella también la herramienta muestra la altitud y por lo tanto la profundidad de un lugar en particular. Utilizando Google Earth se procede a tomar más de sesenta puntos por sector, con los cuales se obtiene un promedio y además se calcula la dispersión de los datos, esta última indica que tan parejo es el subsuelo marítimo, para tener una medida de si esta dispersión es aceptable con respecto a la media de profundidades de cada zona evaluada se calcula el coeficiente de variabilidad. La máxima profundidad permitida es considerada de 200,00 [m], por un tema de costos claramente y además por la limitación de las tecnologías que existen hoy en día, en cuanto a la dispersión, esta depende de la profundidad media por lo tanto se considera una superficie regular a aquella zona que tenga un coeficiente de variabilidad menor al 15,00 %.

También cabe destacar que la zona de instalación de la planta debe ser considerada luego de los primeros 8,00 [km] de mar ([Subsecretaría de Pesca y Acuicultura, 2017](#)), ya que está protegida por ley para el desarrollo de actividades de pesca artesanal. Además debe existir el espacio necesario para la instalación de la planta que debe ser de al menos 10,00 [km²]. Una vez obtenidas zonas factibles para la instalación de una planta offshore, se procede a realizar el análisis financiero, de riesgo y sensibilidad.

El análisis financiero se realiza a través de un flujo convencional a través de Excel, utilizando las variables pertinentes para realizar la evaluación de una planta eólica offshore. Se obtienen los flujos de caja reales y con ellos se calculan los indicadores económicos correspondientes (Valor Actual Neto, Tasa Interna de Retorno, Payback

y el LCOE, correspondiente al coste teórico de generar energía). Cabe destacar que la evaluación se lleva a cabo a través de los valores más probables de cada una de las variables.

Una vez realizado el análisis de factibilidad económica para el caso base se procede a realizar un análisis de riesgo considerando la variabilidad de los parámetros detallada dentro del modelo, además de un estudio de sensibilidad para observar los diversos escenarios que se pueden presentar al variar los parámetros del proyecto y cómo estos afectan a los indicadores económicos calculados. Este proceso se lleva a cabo teniendo en consideración el Método de Montecarlo, desarrollado a través de la extensión “Crystal Ball” de Excel, donde cada parámetro es representado por una distribución triangular, la cual tiene valores extremos mínimos y máximos más un valor medio, a través de esta la herramienta ejecuta la simulación de cómo la variación de los parámetros escogidos afecta a los indicadores económicos propuestos.

Finalmente se realiza nuevamente el análisis financiero, de riesgo y sensibilidad, pero considerando la posible reducción de costos que se pueda presentar en un futuro debido a los avances realizados en este tipo de tecnologías.

5 | Desarrollo y Análisis

5.1. Localización

5.1.1. Requerimientos

Uno de los aspectos más importantes para el desarrollo de tecnologías eólicas offshore es la localización. Es necesario que se cumplan una serie de condiciones mínimas para siquiera comenzar a pensar en instalar una granja eólica dentro de mar. Para identificar una serie de lugares potenciales se deben considerar los siguientes factores ([IEA, 2015a](#))

- Una velocidad de vientos promedio de al menos 7,00 [m/s].
- La localización de la planta se encuentre cerca de una subestación de energía, para realizar las conexiones pertinentes.
- La profundidad promedio del sector en donde se pretenden instalar los generadores sea menor que los 200,00 [m].
- El espacio necesario que utilizará la granja eólica que es de aproximadamente 10,00 [km²].
- El subsuelo marino sea lo más regular y parejo posible.
- Estar localizada después de los primeros 8,00 [km] de mar, ya que estos corresponden a zonas reservadas para el desarrollo de la pesca artesanal de las ciudades cercanas.

Teniendo en consideración los factores recién mencionados y con dos herramientas que serán presentadas a continuación, se procede a encontrar diversas opciones de lugares viables para instalación de una planta eólica offshore en las costas de Chile.

5.1.2. Atlas Global para Energías Renovables

IRENA (Asociación Internacional de Energías Renovables), es una organización intergubernamental que respalda a países en su transición hacia un futuro de energía sustentable, y sirve como principal plataforma para la cooperación internacional, centro de excelencia y repositorio de políticas, tecnológicas, recursos y conocimientos financieros acerca del desarrollo de energías renovables. La organización promueve la difusión del uso sustentable de todas las formas existentes de energías renovables, incluyendo bioenergía, geotérmica, poder hídrico, energías provenientes del mar, solar y eólicas, en la persecución de un desarrollo sustentable, un mayor acceso a la energía, seguridad energética y crecimiento y prosperidad baja emisiones de carbón.

IRENA desarrolla una herramienta llamada Atlas Global para Energías Renovables (ver [Figura 5.1](#)), la cual permite la evaluación de recursos, está pretende ayudar a inversionistas apreciar los alcances de los recursos renovables de energía a su disposición en cada país o región deseada. El Atlas Global da acceso a una serie de datos y métodos que permiten entregar información relevante para evaluaciones más profundas ([IRENA, 2016b](#)).

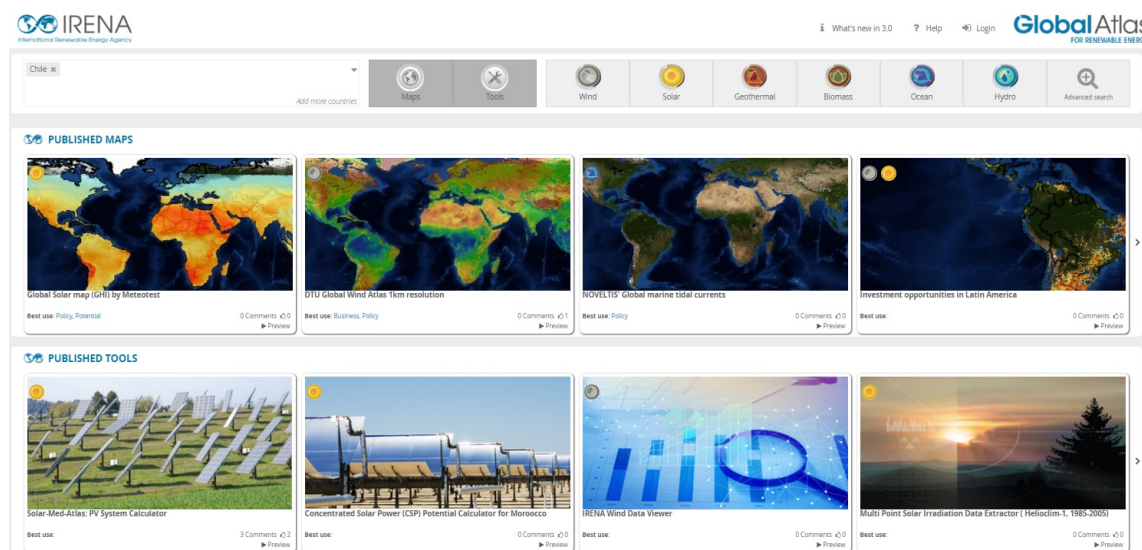


Figura 5.1: Interfaz de la herramienta Atlas Global desarrollada por IRENA.

Fuente: <http://www.irena.org>

Usando este instrumento es posible conocer la velocidad promedio de los vientos en las costas de Chile, uno de los primeros factores para poder analizar y filtrar localizaciones factibles para la instalación y desarrollo de una planta eólica offshore.

Cabe destacar que la herramienta utilizada presenta valores similares a los entregados por la herramienta de la Universidad de Chile, con variaciones pequeñas debido principalmente a que los datos son adquiridos a diferentes alturas con respecto al mar, por lo que utilizar cualquiera de las dos fuentes mencionadas no altera en gran medida el desarrollo del análisis presentado en este escrito. Teniendo en cuenta esto se seleccionó arbitrariamente utilizar los datos presentados por la herramienta de IRENA.

5.1.3. Google Earth

La segunda herramienta utilizada para conocer los lugares factibles para la localización de la planta es Google Earth, una herramienta muy apropiada para los intereses de este documento, que permite identificar las distancias que existen entre los lugares de interés, las elevaciones y profundidades de los terrenos, y otros factores

relevantes para el estudio.

5.1.4. Localizaciones Potenciales y Viables

El primer filtro para definir lugares potenciales es la velocidad del viento, teniendo en consideración una velocidad promedio de al menos 7,00 [m/s] y utilizando el Atlas Global presentado por IRENA, se determina que los sectores costeros y de alta mar que cumplen con esta condición se encuentran entre la VIII Región del Bío Bío, con vientos promedios de 8,00 [m/s] aproximadamente, hasta la XII Región de Magallanes y Antártica Chilena, con vientos promedio cercanos a 13,00 [m/s].

Teniendo la disponibilidad del recurso eólico, es imperante que cerca de la instalación exista una subestación para hacer las conexiones necesarias para la transmisión de energía que sea generada. Para esto es necesario la presencia de subestaciones cercanas a la costa, de esta limitación se observan varias zonas potenciales: la primera que se encuentra entre las ciudades de Tomé y Cañete donde se encuentran a lo largo de su costa las subestaciones de Tomé, Lirquén, Penco, Talcahuano, San Vicente, Perales, Hualpén, Loma Colorada, Lagunillas, Coronel, El Manco, Carampangue, Curanilahue, Tres Pinos, Lebu y Cañete; la segunda se encuentra frente las costas de los pueblos de Nehuentue y Saavedra donde se encuentra la subestación Nueva Imperial; la tercera se sitúa en los mares de la ciudad de Valdivia, la cual cuenta con las subestaciones de Chumpullo, Picarte, Corral y Valdivia; finalmente la última zona identificada se encuentra en la Isla Grande de Chiloé a la altura de Ancud, donde está la presencia de la subestación de Ancud. Cabe destacar que la localización de las subestaciones fue identificada a través del Mapa Coordinador Eléctrico, que muestra toda la información relevante de los elementos que componen al SIC, publicado por el Coordinador Eléctrico Nacional ([CDEC, 2017](#)).

Considerando los factores de viento y con disponibilidad de subestaciones, queda observar el espaciamiento necesario por la planta, respetar la zona de pesca artesanal, ver la profundidad del mar en las zonas identificadas y la regularidad del suelo marino,

teniendo en cuenta estos últimos factores se procede a analizar con mayor detalle estos sectores utilizando a Google Earth como herramienta, el desarrollo de este se presenta a continuación.

5.1.4.1. Zona 1: Tomé y Talcahuano

Utilizando Google Earth como mencionado previamente se procede a delimitar el sector de pesca artesanal que abarca los primeros 8,00 [km] de mar (Figura 5.2), esto se realiza a través del instrumento “mostrar regla” que permite medir la distancia entre dos puntos marcados en el mapa. Se toman varias distancias que se proyectan desde la costa perpendicularmente hacia fuera hasta los primeros 8,00 [km] mar adentro.

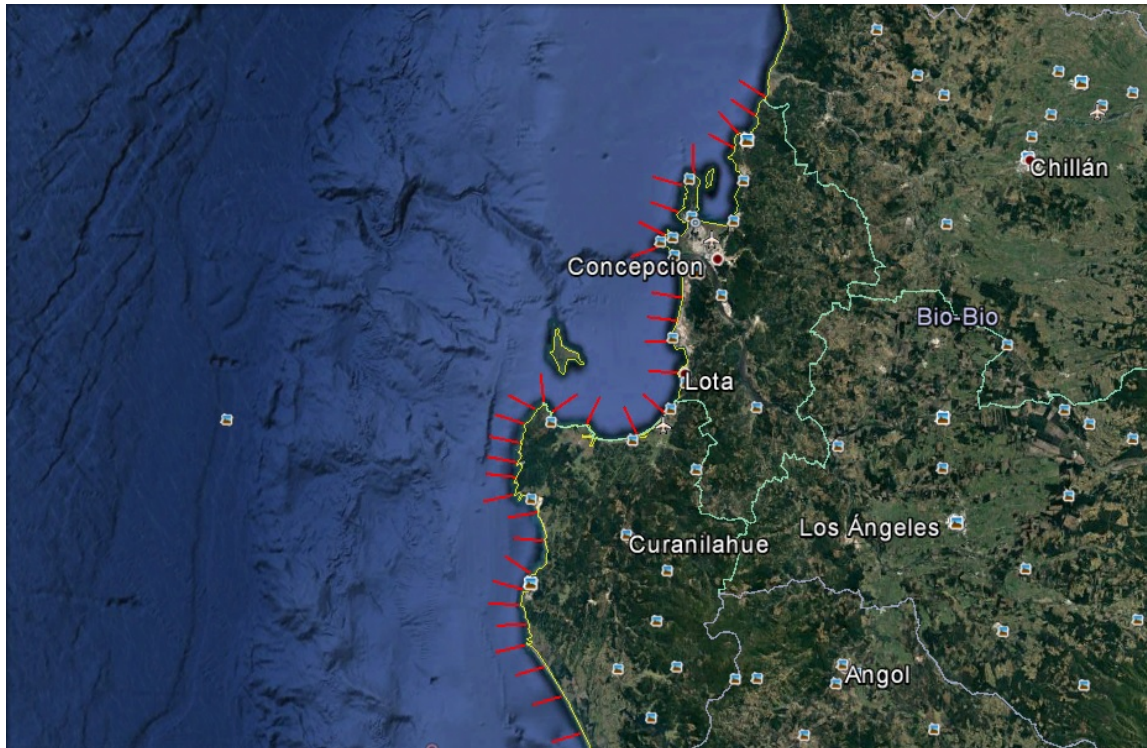


Figura 5.2: Inicio de la delimitación de los primeros kilómetros marítimos protegidos para la pesca artesanal utilizando la herramienta “usar regla” de Google Earth.

Fuente: Elaboración propia a través de Google Earth.

Luego se marcan los extremos de las líneas dibujadas con un marcador de color verde con la herramienta “agregar marcador” (ver Figura 5.3).

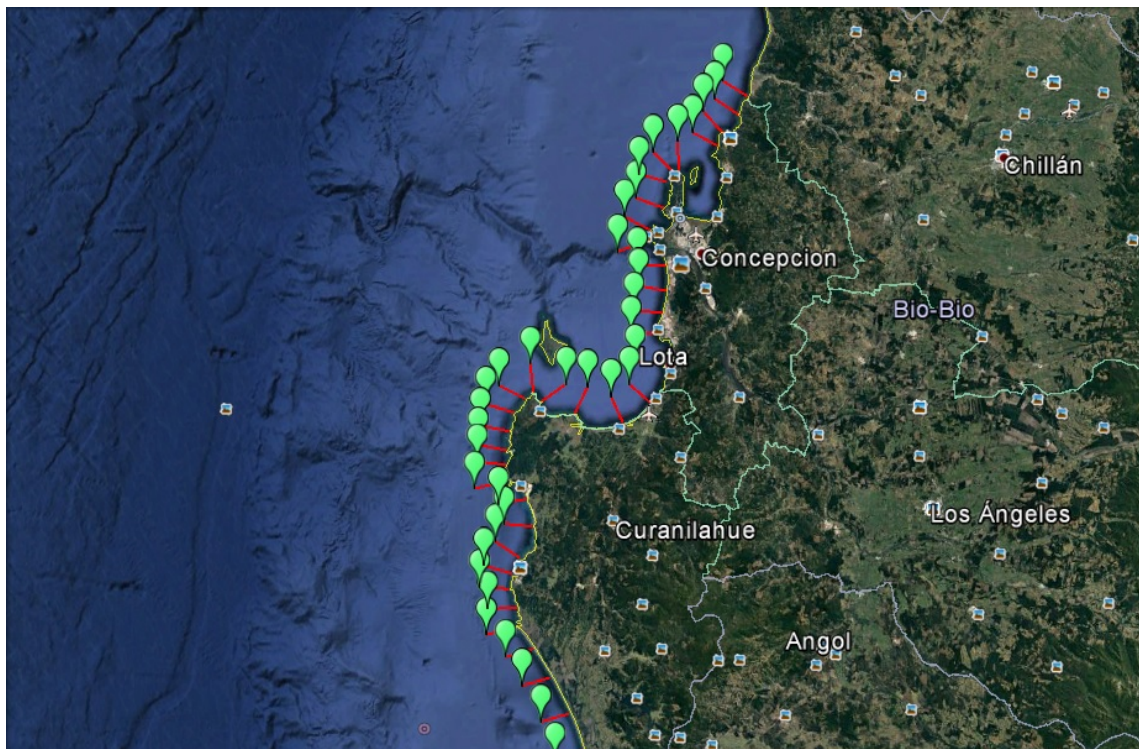


Figura 5.3: Demarcación de los extremos de cada línea trazada con marcadores de color verde a través de la herramienta “agregar marcador” de Google Earth.

Fuente: Elaboración propia a través de Google Earth.

Finalmente tomando como referencia los marcadores establecidos y la costa de la zona, a través de la opción “agregar polígono”, se demarca el área de pesca artesanal protegida donde no es posible llevar a cabo otro tipo de actividades que impacten de forma negativa a la pesca, por lo que, no sería viable la instalación de una planta offshore dentro de estas delimitaciones.

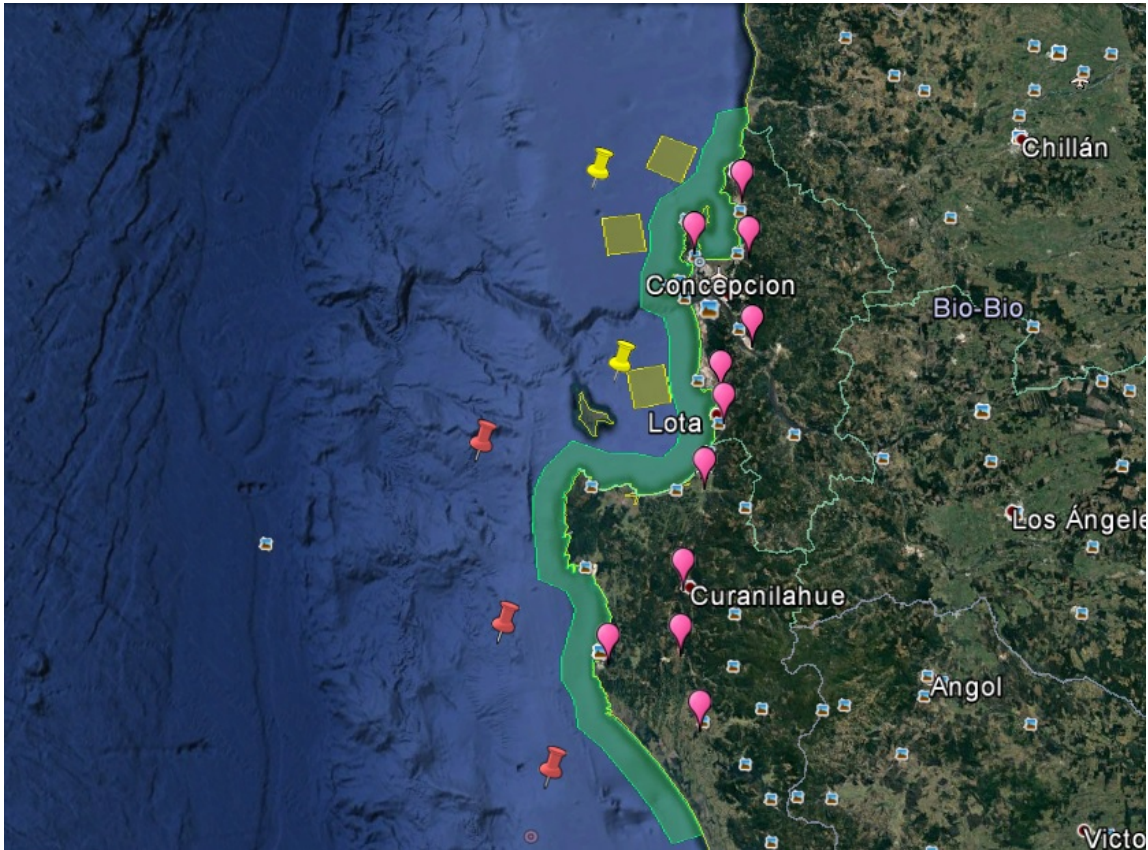


Figura 5.4: Delimitación de la zona de pesca artesanal utilizando la herramienta “agregar polígono” de Google Earth. Además se agregan otros marcadores de color para simbolizar zonas viables (amarillo) y no viables (rojo), subestaciones cercanas (rosas) y zonas ideales para la instalación de una planta offshore (área amarilla).

Fuente: Elaboración propia a través de Google Earth.

De esta forma el área de pesca artesanal se ve representada por el sector de color verde. Además se agregan otras marcas como se puede apreciar en la imagen, donde los marcadores circulares de color rosado representan las subestaciones que se encuentran más cercanas a la costa de la región, los marcadores rojos indican zonas no viables debido a la profundidad del mar o irregularidades en su zona, en cambio los marcadores de color amarillo muestran zonas que si son viables para la instalación de una planta, y finalmente las áreas de color amarillo son zonas, de más de 10,00 [km²], que cumplen con todos los requerimientos necesarios para llevar a cabo tecnologías eólicas offshore (ver [Figura 5.4](#)).

Una vez explicado a grandes rasgos el procedimiento realizado, se continua a presentar

formalmente la primera zona potencial correspondiente a la **Zona 1: Tomé y Talcahuano** (ver [Figura 5.5](#)), y también se describen sus características geográficas y de viento.



Figura 5.5: Primera zona potencial, correspondiente a la Zona 1 de Tomé y Talcahuano.

Fuente: Elaboración propia a través de Google Earth.

Google Earth entrega la información de la elevación de una coordenada espacial presente en el mapa, por lo que a lo largo de todo el sector disponible de mar fuera de la zona de pesca artesanal, se procede a tomar la profundidad en más de sesenta puntos. Estos datos son posteriormente procesados y presentados en la [Tabla 5.1](#), obteniendo la profundidad promedio de la zona, el valor central (mediana) de la profundidad, la desviación estándar de la muestra y el coeficiente de variabilidad (CV) de esta.

Tabla 5.1: Resumen de las condiciones geográficas de profundidad y estadísticas de dispersión para la Zona 1.

Zona 1: Tomé y Talcahuano	
Profundidad Promedio [m]	89,40
Mediana [m]	93,88
Desviación Estándar [$\pm$]	10,81
Coeficiente de Variabilidad	11,51 %

Fuente: Elaboración propia.

La desviación estándar para términos prácticos, entrega una medida de que tan regular y parejo es el suelo marino, para tener un margen de comparación y saber que tan importante es esta dispersión en comparación con el promedio de la muestra se calcula el coeficiente de variabilidad. Se observa que la media y la mediana de la profundidad son similares, lo que indica que la distribución de la muestra es simétrica, por otra parte la profundidad promedio es menor a 200,00 [m] y la variabilidad de esta es de $\pm 10,81$ [m] con un CV igual a 11,51 % menor a 15,00 % lo que indica una dispersión aceptable según los datos presentados (Särndal, 1992).

En cuanto a la velocidad del viento, utilizando la herramienta Atlas Global desarrollada por IRENA, con sólo hacer un click sobre un sector en el mapa, entrega el detalle de la velocidad promedio a una altura de 200,00 [m] (con información captada del año 2015) según la coordenada solicitada (ver Figura 5.6). La velocidad promedio del viento para la zona 1 es de 8,44 [m/s]. Esta variable en conjunto con la profundidad promedio, la desviación estándar y el CV, indican que la Zona 1 es una localización viable para la instalación de una planta eólica offshore. Las áreas delimitadas de color amarillo mostradas en la Figura 5.5 sugieren un localización ideal, con el espacio necesario para poder instalar la planta.

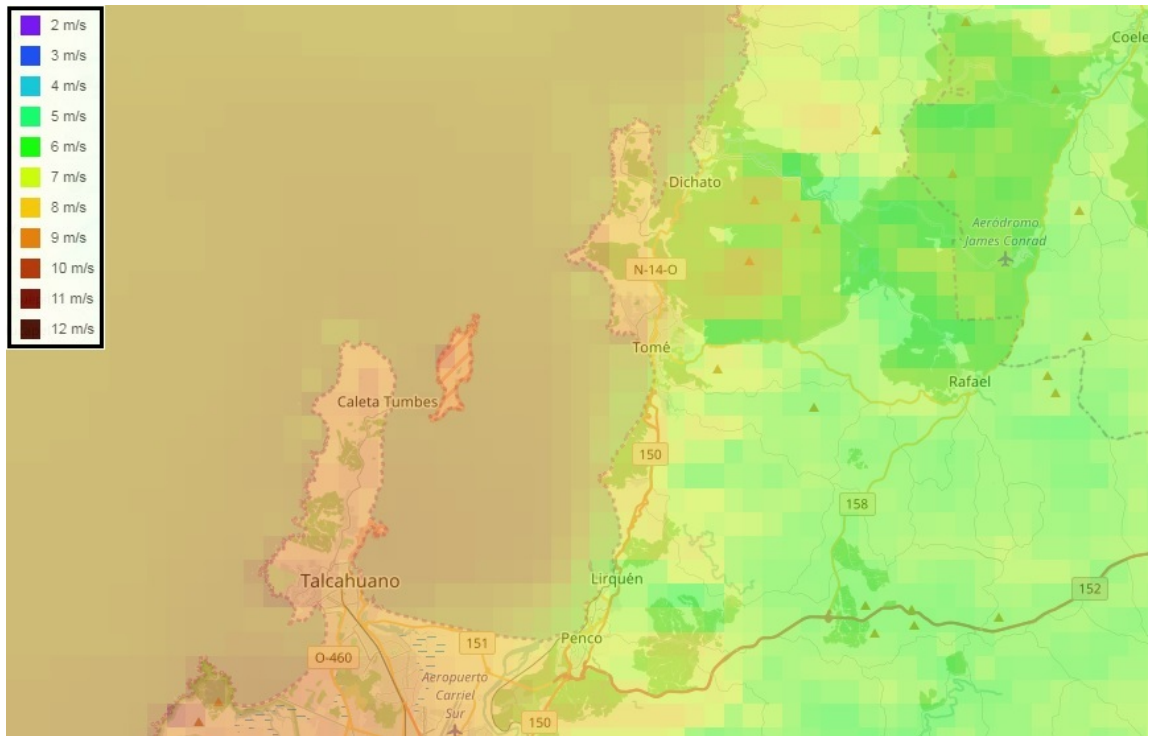


Figura 5.6: Mapa del recurso eólico presente en las costas de Tomé y Talcahuano.

Fuente: <http://www.irena.org>.

5.1.4.2. Zona 2: Coronel y Lota

De la misma manera desde ahora en adelante, utilizando exactamente el mismo procedimiento para determinar la viabilidad de la instalación de tecnologías eólicas offshore, se procede a determinar y analizar la viabilidad del resto de las zonas.



Figura 5.7: Segunda zona potencial, correspondiente a la Zona 2 de Coronel y Lota.

Fuente: Elaboración propia a través de Google Earth.

Tabla 5.2: Resumen de las condiciones geográficas de profundidad y estadísticas de dispersión para la Zona 2.

Zona 2: Coronel y Lota	
Profundidad Promedio [m]	70,65
Mediana [m]	72,54
Desviación Estándar [$\pm$]	9,27
Coeficiente de Variabilidad	13,12 %

Fuente: Elaboración Propia.

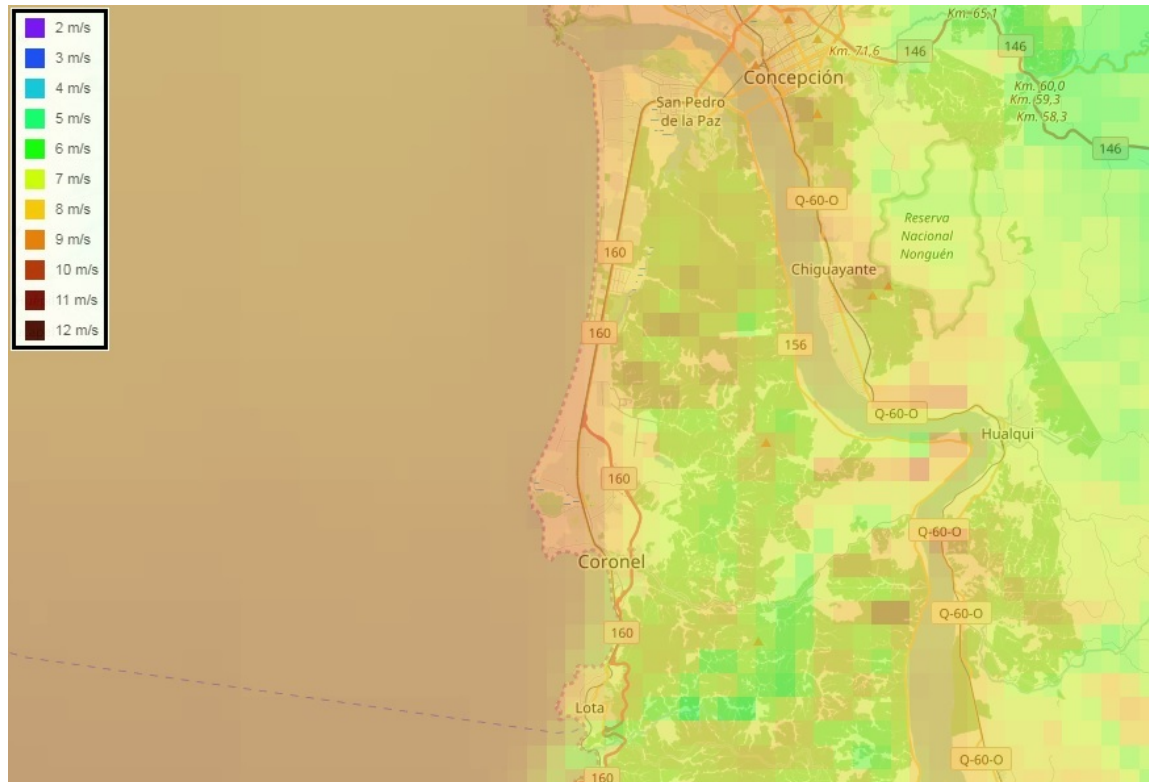


Figura 5.8: Mapa del recurso eólico presente en las costas de Coronel y Lota.

Fuente: <http://www.irena.org>.

Para el caso de la Zona 2 (ver Figura 5.7 y Figura 5.8), se presenta una profundidad promedio de 70,65 [m] similar a su mediana lo que indica que la muestra se distribuye de forma simétrica, con una variabilidad de $\pm 9,27$ [m] y un CV igual a 13,12 % lo que indica una dispersión aceptable en la muestra. La velocidad promedio del viento es de 9,02 [m/s] (ver Tabla 5.2), por lo que, la Zona 2 es una localización viable para la instalación de generadores eólicos fuera de costa.

5.1.4.3. Zona 3: Lebu y Cañete

Las condiciones geográficas (ver Figura 5.9) y los recursos de viento (ver Figura 5.10) presentados en la zona corresponden a:

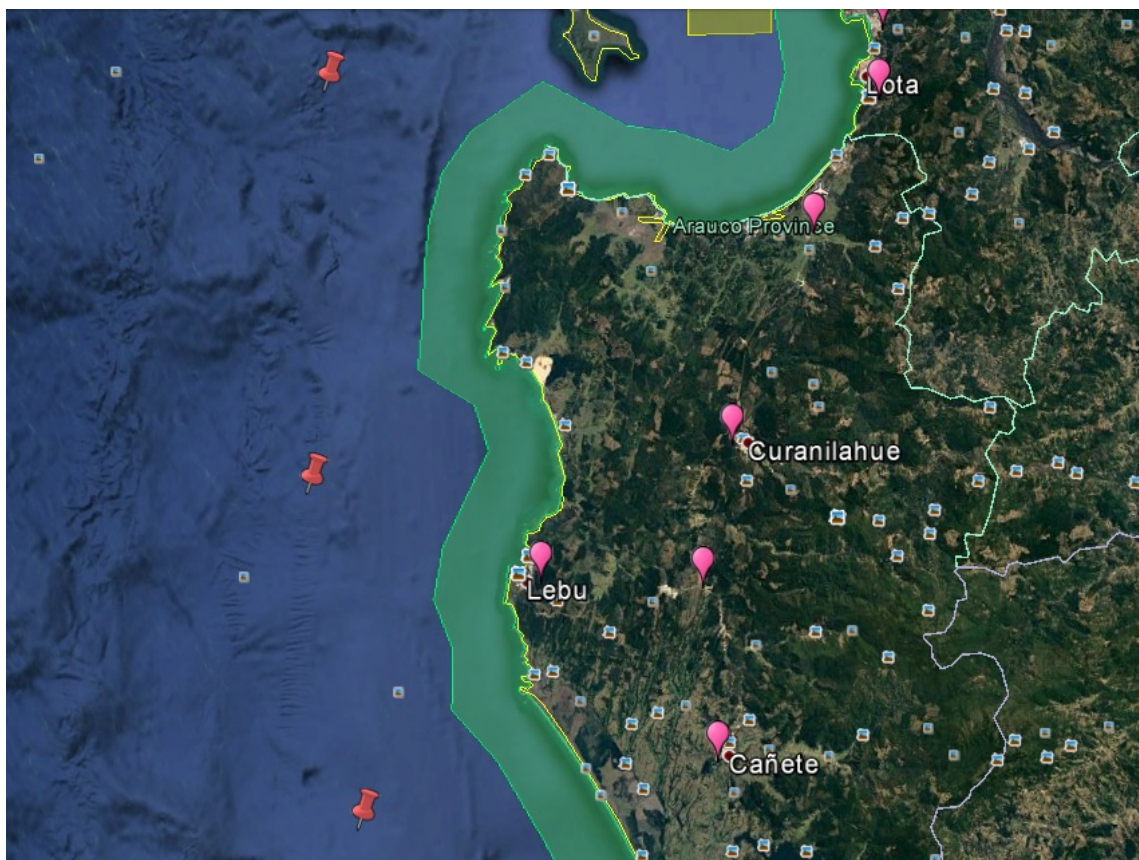


Figura 5.9: Tercera zona potencial, correspondiente a la Zona 3 de Lebu y Cañete.

Fuente: Elaboración propia a través de Google Earth.

Tabla 5.3: Resumen de las condiciones geográficas de profundidad y estadísticas de dispersión para la Zona 3.

Zona 3: Lebu y Cañete	
Profundidad Promedio [m]	558,92
Mediana [m]	427,94
Desviación Estándar [$\pm$]	395,34
Coefficiente de Variabilidad	70,73 %

Fuente: Elaboración propia

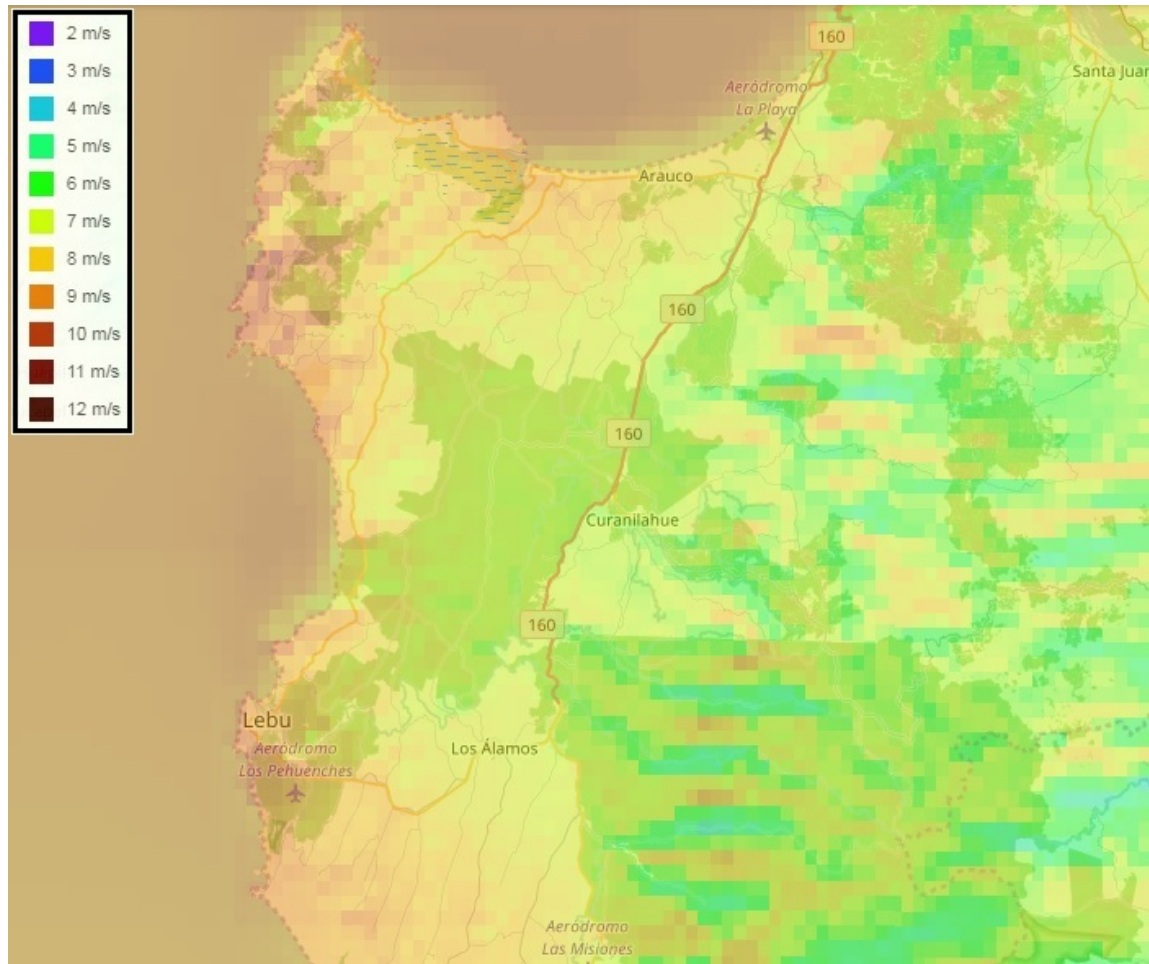


Figura 5.10: Mapa del recurso eólico presente en las costas de Lebu y Cañete.

Fuente: <http://www.irena.org>.

Para el caso de la Zona 3, se presenta en la tabla [Tabla 5.3](#) una profundidad promedio de 558,92 [m] la cual es mayor que su mediana, por lo que la muestra se encuentra sesgada a la derecha, esto indica que la mitad de los datos de la muestra son mayores a la media. Además se tiene una desviación de $\pm 395,34$ [m] con un CV de 70.73 %, mucho mayor al 20,00 %, por lo que los datos de la muestra presentan una gran variabilidad ([Särndal, 1992](#)). La velocidad promedio del viento es de 8,95 [m/s]. Según la evidencia observada, la Zona 3 es claramente una localización no viable para la instalación de generadores eólicos offshore, dado que la profundidad promedio del mar en la región de mayor a los 200,00 [m] establecidos como uno de los factores necesarios para cumplir, y además dado que existe una variabilidad muy

alta, lo que indica irregularidades en el suelo marino y depresiones abruptas es este, condiciones que hacen adversa la instalación de esta clase tecnología, desde un punto de vista técnico como financiero.

5.1.4.4. Zona 4: Puerto Saavedra

Las condiciones geográficas (ver [Figura 5.11](#)) y los recursos de viento (ver [Figura 5.12](#)) presentados en las costas y mares de Puerto Saavedra son presentadas a continuación.

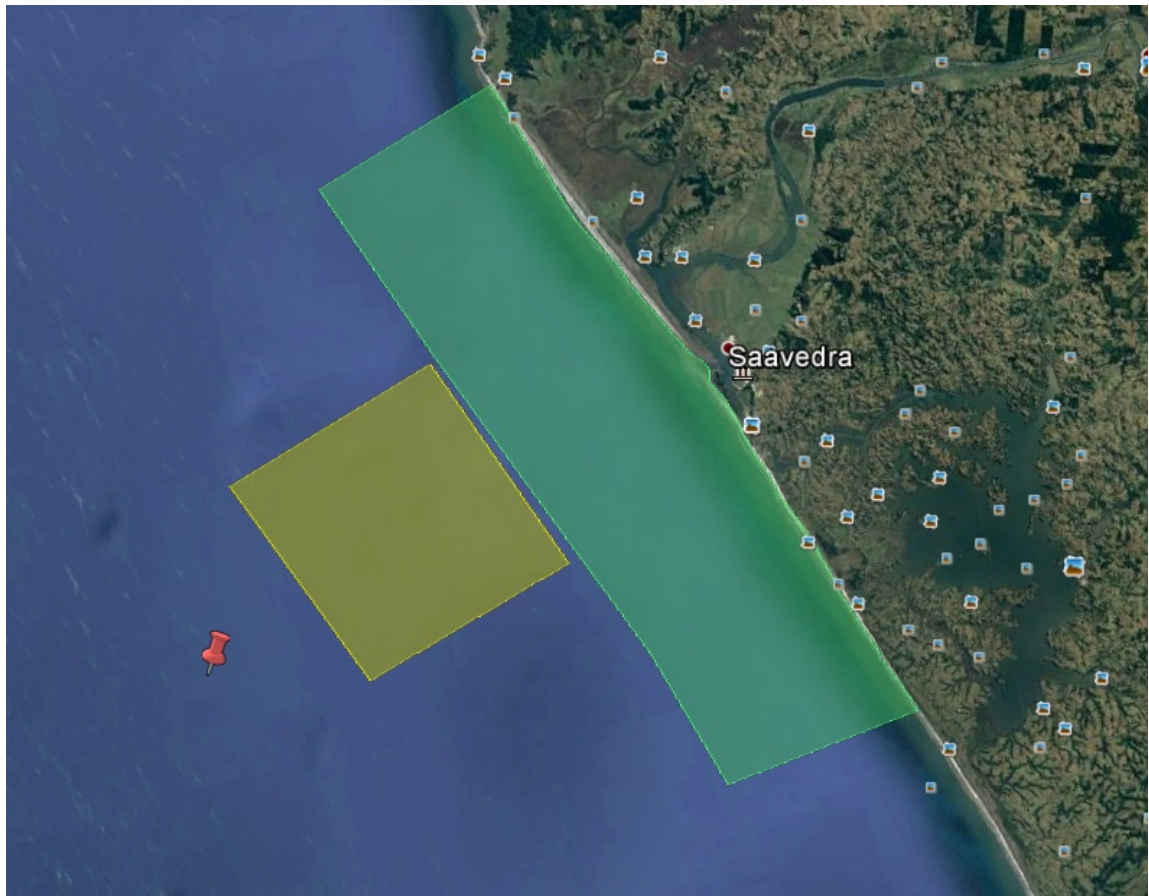


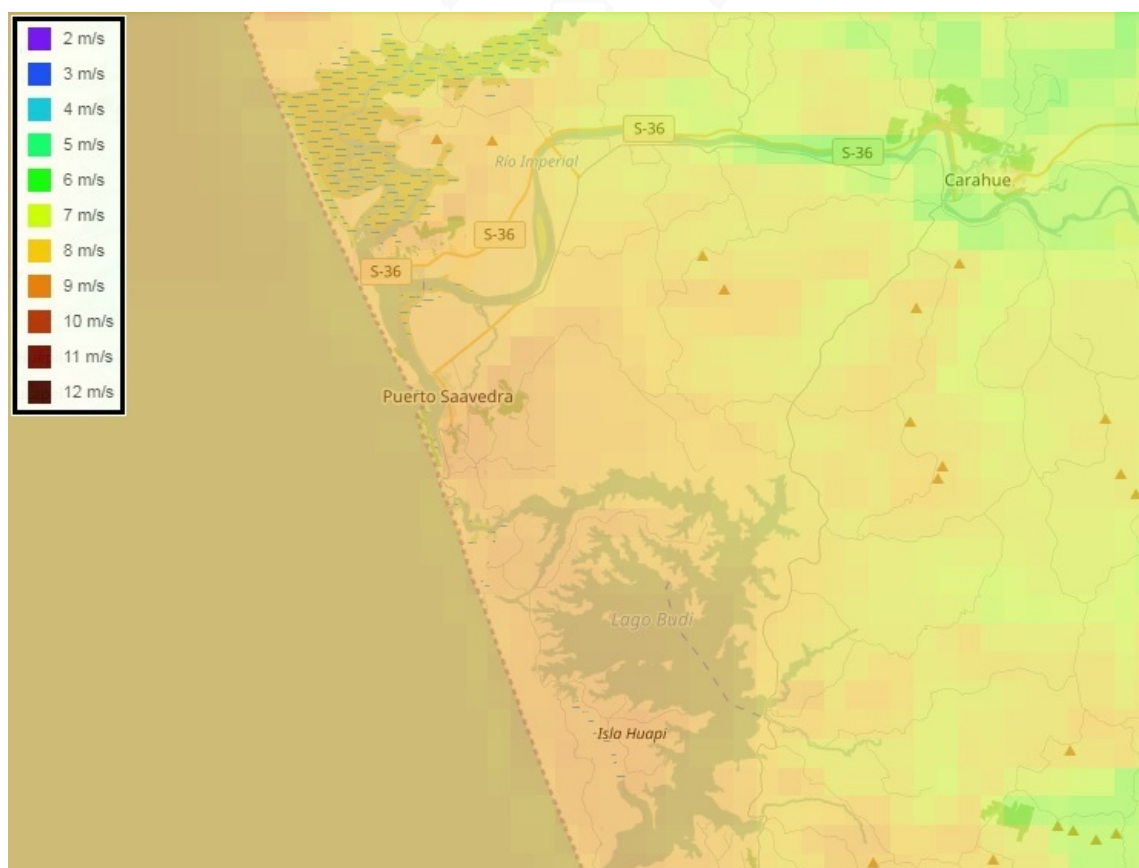
Figura 5.11: Cuarta zona potencial, correspondiente a la Zona 4 de Puerto Saavedra.

Fuente: Elaboración propia a través de Google Earth.

Tabla 5.4: Resumen de las condiciones geográficas de profundidad y estadísticas de dispersión para la Zona 4.

Zona 4: Puerto Saavedra	
Profundidad Promedio [m]	51,94
Mediana [m]	51,97
Desviación Estándar [$\pm$]	11,44
Coefficiente de Variabilidad	22,04 %

Fuente: Elaboración propia.

**Figura 5.12:** Mapa del recurso eólico presente en las costas de Puerto Saavedra.Fuente: <http://www.irena.org>.

Para el caso de la Zona 4, se muestra en la [Tabla 5.4](#) una profundidad promedio de 51,94 [m] esta es menor a 200,00 [m] e igual que su mediana, por lo que la muestra es completamente simétrica. Además tiene una desviación de $\pm 11,44$ [m] con un

CV de 22.04 %, mayor al 20,00 %, por lo que los datos de la muestra presentan una variabilidad considerable. La velocidad promedio del viento es de 8,51 [m/s]. Según la información detallada, la Zona 4 no es una localización viable para la instalación de generadores eólicos offshore, debido a la existencia de una alta variabilidad, lo que indica irregularidades en el suelo marino que no permiten el desarrollo de esta clase de proyectos al igual que lo ocurrido en la Zona 3 propuesta.

5.1.4.5. Zona 5: Valdivia

Las condiciones geográficas (ver [Figura 5.13](#)) y los recursos de viento (ver [Figura 5.14](#)) presentados en la zona indicada de detallan a continuación:

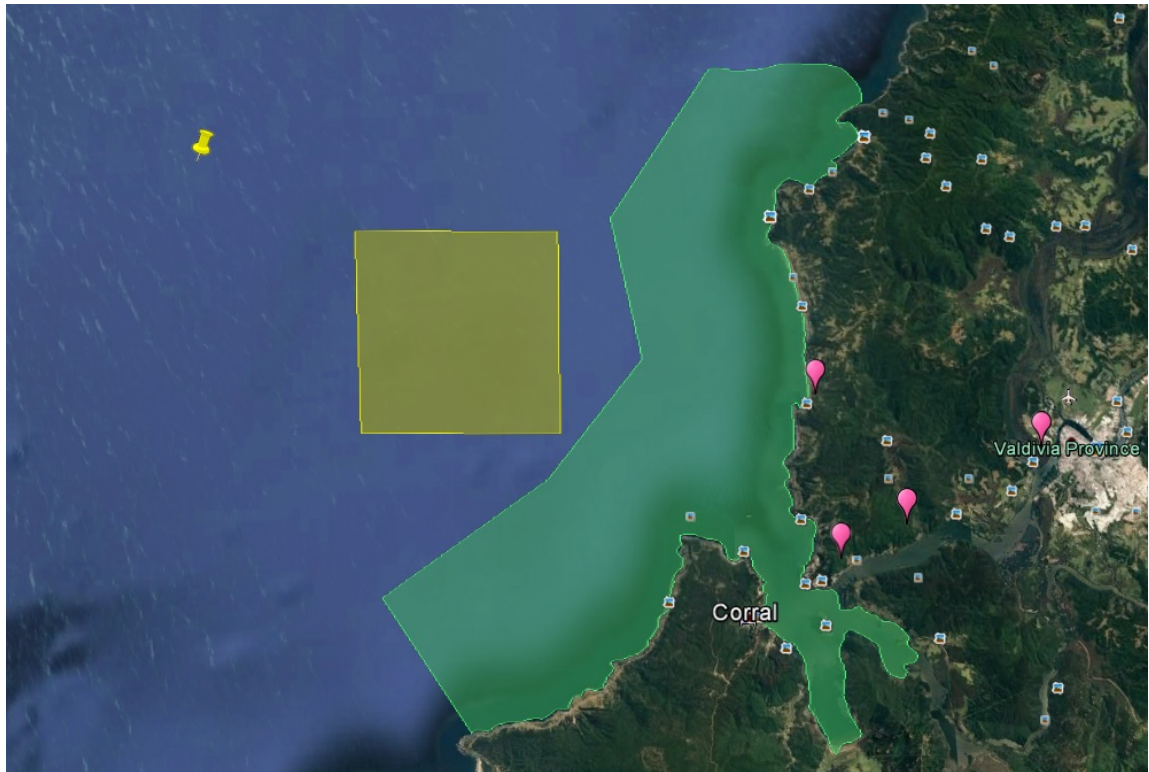


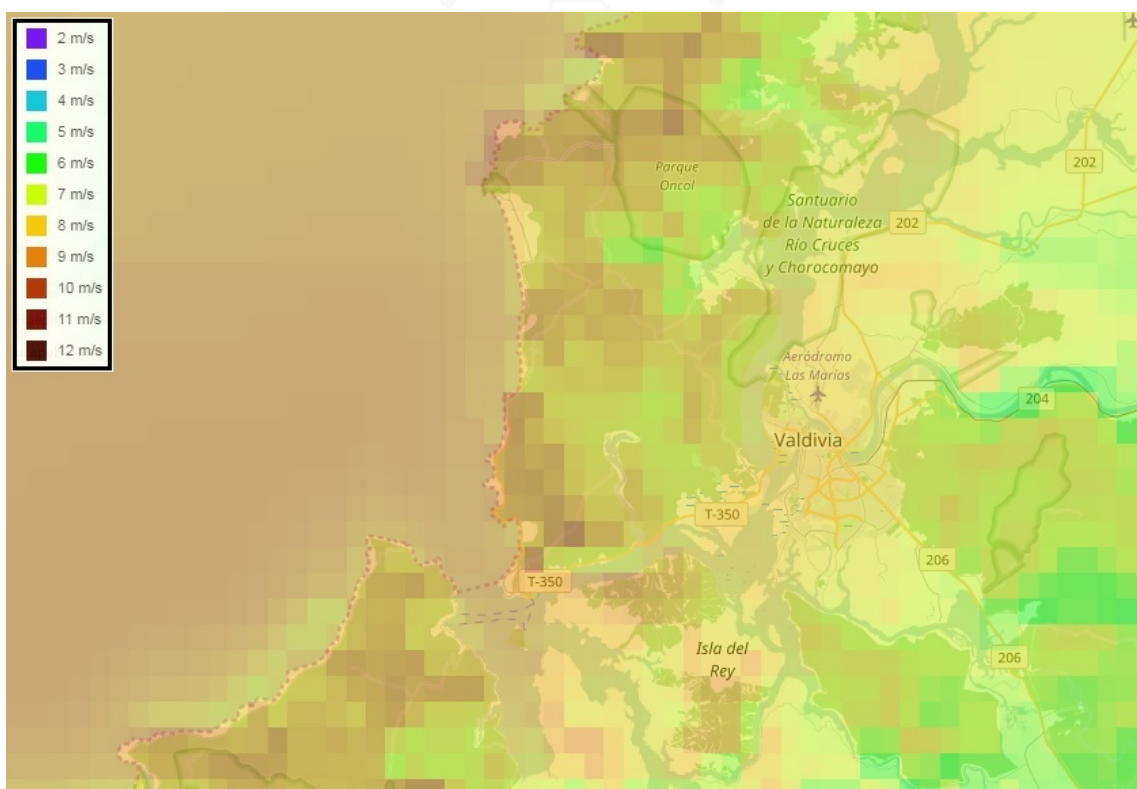
Figura 5.13: Quinta zona potencial, correspondiente a la Zona 5 de Valdivia.

Fuente: Elaboración propia a través de Google Earth.

Tabla 5.5: Resumen de las condiciones geográficas de profundidad y estadísticas de dispersión para la Zona 5.

Zona 5: Valdivia	
Profundidad Promedio [m]	60,80
Mediana [m]	61,11
Desviación Estándar [$\pm$]	2,53
Coeficiente de Variabilidad	4,16 %

Fuente: Elaboración propia.

**Figura 5.14:** Mapa del recurso eólico presente en las costas de Valdivia.Fuente: <http://www.irena.org>.

Según la información presentada en la [Tabla 5.5](#), la Zona 5 tiene una profundidad promedio de 60,80 [m], igual a su mediana lo que indica que la muestra se distribuye de forma completamente simétrica, con una variabilidad de $\pm 2,53$ [m] y un CV igual a 4,16 % lo que indica una dispersión aceptable en la muestra, bastante menor al

15,00 %, de tal forma la variabilidad en la altura en la región descrita es pequeña. La velocidad promedio del viento es de 9,03 [m/s], por lo que, la Zona 5 es una localización viable para la instalación de generadores eólicos fuera de costa.

5.1.4.6. Zona 6: Ancud

Las condiciones geográficas (ver [Figura 5.15](#)) y los recursos de viento (ver [Figura 5.16](#)) presentados en los mares de la Isla Grande de Chiloé cerca de las costas de Ancud, son presentadas a continuación.

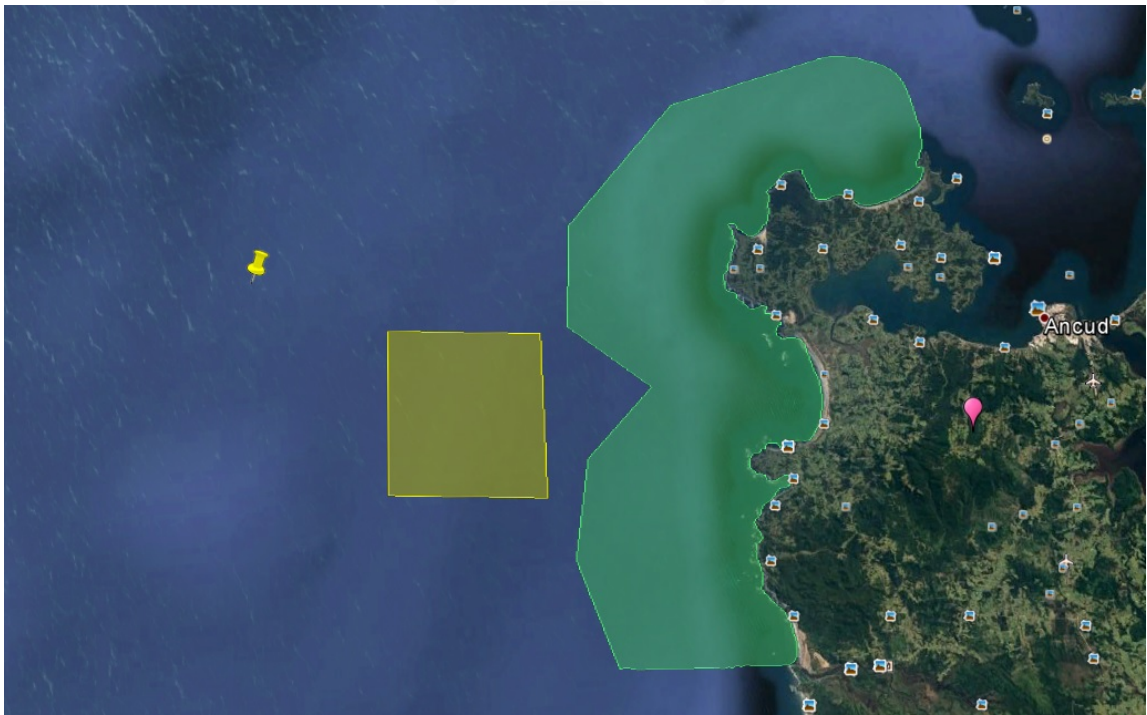


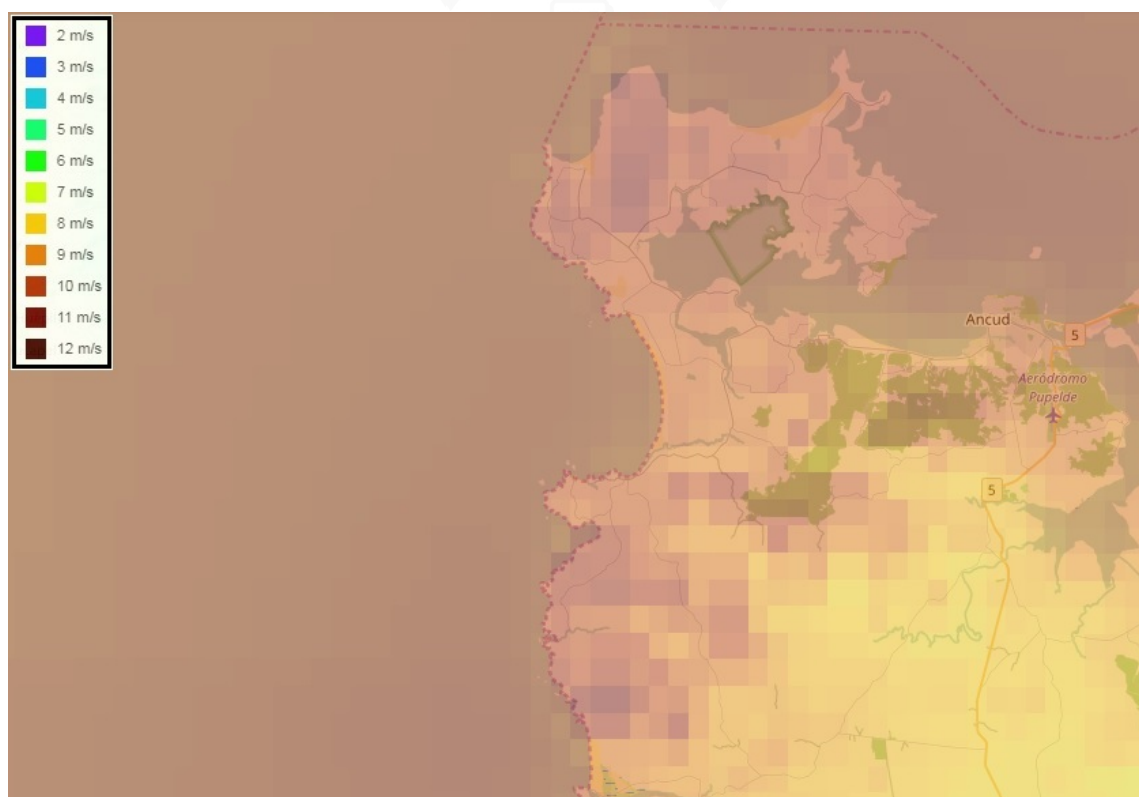
Figura 5.15: Sexta zona potencial, correspondiente a la Zona 6 de Ancud.

Fuente: Elaboración propia a través de Google Earth.

Tabla 5.6: Resumen de las condiciones geográficas de profundidad y estadísticas de dispersión para la Zona 6.

Zona 6: Ancud	
Profundidad Promedio [m]	135,26
Mediana [m]	134,42
Desviación Estándar [$\pm$]	3,67
Coefficiente de Variabilidad	2,71 %

Fuente: Elaboración propia.

**Figura 5.16:** Mapa del recurso eólico presente en las costas de Ancud.Fuente: <http://www.irena.org>.

Como se observa en la tabla [Tabla 5.6](#), la Zona 6 tiene una profundidad promedio de 135,26 [m], muy cercana a su mediana lo que indica que la muestra se distribuye de forma simétrica, con una variabilidad de $\pm 3,67$ [m] y un CV igual a 2,71 % lo representa una dispersión más que aceptable en la muestra, de esta manera las

variación de altura del sector descrito es considerablemente pequeña. La velocidad promedio del viento es de 9,75 [m/s], por lo que, la Zona 6 es una localización viable para la instalación de una planta eólica offshore.

5.2. Estudio de Factibilidad

Ya encontradas zonas viables en donde se puede llevar a cabo la instalación de plantas eólicas offshore en las costas de Chile, se procede a realizar el estudio de factibilidad económica, en donde se presentan variables relevantes y que influyen en la instalación de un proyecto con este tipo de tecnologías, para así evaluar los beneficios y costos de este. Cabe destacar que gran parte de las variables que se presentarán a continuación no tendrán valores fijos, esto dado a que dentro del estudio de factibilidad se tendrá en consideración la incertidumbre y dispersión de los parámetros en cuestión, por lo que, estos tendrán en su mayoría un valor medio más probable, pero además tendrán rangos dentro de los cuales pueden moverse, considerando tanto un valor mínimo como máximo. De esta forma será posible tener en cuenta la componente de riesgo y variabilidad, como también sensibilizar el estudio para ver cómo ciertos factores dentro de este pueden cambiar en un futuro dado las condiciones políticas, del mercado o de avances tecnológicos y cómo éstas afectarán de forma positiva o negativa al desarrollo del proyecto.

5.2.1. Parámetros de la Evaluación

5.2.1.1. Moneda

La moneda utilizada para llevar a cabo la evaluación del presente proyecto será el dólar, moneda mayormente utilizada en el mercado eléctrico y en el ambiente de inversiones, sobretodo con la presencia de inversionistas internacionales. El valor tomado como referencia corresponderá al del día 19 de Junio de 2017, el cual corresponde a 670,00 [USD/CLP].

5.2.1.2. Tasa de Descuento

Se considerará una tasa de descuento base de 10,00 % para la evaluación que se realizará, valor utilizado para proyectos de características similares (BVG Associates, 2011). Además se le permitirá a la tasa mencionada rangos de variación entre un valor mínimo de 6,00 % y 14,00 %. Este parámetro será considerado como una variable de decisión dentro del modelo.

A pesar de escoger una tasa mínima de 6,00 % que corresponde a la tasa de descuento considerada para proyectos de tipo social. En el análisis de factibilidad financiera no son considerados ciertos factores sociales que impactan de forma positiva en la evaluación, tales como la creación de empleos, la oportunidad de nuevos negocios, etc, el estudio está realizado de un punto de vista netamente privado.

5.2.1.3. Impuesto a la Renta de Primera Categoría

Para la tasa de primera categoría se considerará un valor fijo, el cual será igual a 27,00 %, porcentaje que comenzará a regir en el país desde el año 2018 y siguientes, estipulado en la circular número 52 del servicio de impuestos internos (SII) el año 2014.

5.2.1.4. Tasa de Escalamiento

La tasa de escalamiento permitirá como bien dice el nombre, escalar el valor de venta de energía que será generada en la planta, permitirá tener una idea de como irán aumentando los precios de la energía tomando en consideración la inflación del país. La tasa de escalamiento será considerada como una variable de decisión dentro del modelo y está tendrá un valor medio de 2,00 % variara entre un rango de 0,00 % y 3,00 %.

5.2.1.5. Depreciación

Para la depreciación de los activos del proyecto se toma en consideración el ciclo de vida estándar de una planta eólica offshore que es de 30 años aproximadamente

(IRENA, 2016b). Dado a que el proyecto tiene altos costos de inversión, se utiliza el método de depreciación acelerada, para que el peso de los flujos futuros sobre el valor presente del retorno de la inversión tenga un mayor impacto. De esta manera la depreciación de la planta se lleva a cabo durante los primeros 10 años de operación de esta, teniendo en consideración un valor libro del activo igual a cero, sin valor residual.

5.2.1.6. Dimensiones

Como ya mencionado anteriormente la planta se localizara en una de las zonas viables determinadas, a 8,00 [km] de la costa aproximadamente. La capacidad de generación de la planta eólica a evaluar será de 60,00 [MW] y estará compuesta por 30 turbinas de 2,00 [MW] cada una. El espacio necesario para la instalación de las torres y de la estación fuera de costa debe ser de a lo menos de 10,00 [km^2], espacio ya considerado en el estudio de localización llevado a cabo, además hay que tener presente la distancia que existe entre el lugar donde se instalará la planta y la subestación a la cual se pretende conectar esta, según los casos evaluados la distancia promedio entre los generadores y las subestaciones vistas es cercana a 50,00 [km] y está distancia puede variar entre una distancia mínima de 20,00 [km] a 120,00 [km]. Teniendo en consideración la capacidad de la planta y sus dimensiones se procede a ver los costos asociados a una planta con estas características.

5.2.1.7. Calendario de Fases

Las principales fases con las que cuenta un proyecto de generación son mencionadas a continuación (IRENA, 2016b):

- **Exploración:** La fase de exploración tiene que ver principalmente con sondeos medioambientales, geográficos, políticos, sociales entre otros, los cuales presentan los primeros factores que determinan la consideración de si es factible realizar o no el proyecto y en qué sectores es posible llevarlo a cabo. La duración de la fase para una planta de este tamaño es de aproximadamente 18 meses.

- **Evaluación:** En esta fase se realizan los análisis de factibilidad técnica y económica. La duración de la evaluación puede demorar entre 9 meses y 18 meses, con un valor más probable de 12 meses.

- **Desarrollo:** Una vez confirmada la viabilidad de los estudios realizados en la fase anterior se va analizar cómo se llevará a cabo la ejecución del proyecto, es básicamente la planeación de la logística para seguir y efectuar la construcción de la planta. El desarrollo del proyecto puede durar de 12 a 24 meses, con una duración más probable de 18 meses.

- **Construcción:** Comienzo de las obras civiles e instalación de los generadores y cualquier otra edificación relevante a la planta offshore. También se realizan las conexiones de los molinos con los sistemas de transmisión. La construcción de la planta lleva aproximadamente el mismo tiempo que el de la fase de desarrollo.

- **Operación:** Inicio del funcionamiento de la planta. Para la evaluación se considera un horizonte de operación de tan solo 25 años.

Con la información presentada, es posible observar que una planta eólica offshore se demora aproximadamente 6 años para estar absolutamente lista y preparada para el inicio de su operación.

5.2.1.8. CAPEX y OPEX

Los costos de capital se dividen principalmente en los costos de las turbinas, interconexiones, construcción de la planta y otros gastos asociados con la construcción de edificios adicionales, el pago de la administración de proyecto y consultoría, sistemas de control, etc ([BVG Associates, 2012](#)). En la [Tabla 5.7](#) se describe el costo de cada una de estas componentes de inversión, donde se describen sus valores más probables y también sus rangos de variación:

Tabla 5.7: Costos detallados del CAPEX, se presenta un valor medio conjunto a valores mínimos y máximos que representan la variabilidad del parámetro.

CAPEX				
Parametro	Media	Mínimo	Máximo	Unidad
Turbina	1148,00	693,00	1750,00	[MUSD/MW]
Interconexión	718,00	347,00	1050,00	[MUSD/MW]
Construcción	574,00	347,00	875,00	[MUSD/MW]
Otros	431,00	185,00	1050,00	[MUSD/MW]

Fuente: Elaboración propia.

Por otra parte los costos de operación de la planta se entregan según la cantidad de energía producida. Para una planta de estas dimensiones los costos de operación varían entre los 27,00 y 48,00 [USD/MWh], con un valor medio de 37,00 [USD/MWh] (BVG Associates, 2014). Tanto los costos de inversión y de operación en el modelo son considerados suposiciones.

5.2.1.9. Capacidad Neta y Factor de Capacidad

La capacidad bruta de la fábrica ya fue estipulada al establecer sus dimensiones, pero a lo largo del proceso de generación y transmisión existen pérdidas asociadas. Estas pérdidas corresponden a:

- **Pérdidas de Transmisión:** Correspondientes a la disipación de energía al transportar energía en forma de calor. Estas son aproximadamente 1,00 % de la capacidad bruta.

- **Pérdidas en el Transformador:** Al ajustar la tensión de salida de la energía generada en la planta con los valores de tensión con los que funcionan las subestaciones y sistemas de transmisión, existen también pérdidas de calor el transformador que corresponden a un 1,50 % de la capacidad bruta de la planta.

- **Pérdidas por Cargas Parásitas:** Los campos magnéticos en los alrededores y los generados por las mismas cargas en movimiento, inducen corrientes indesea-

das en los conductores, generando pérdidas por efecto Joule. Estas pérdidas son aproximadamente un 4,00 % de la capacidad bruta.

Con estas disipaciones de energía descritas, se pierde un 6.50 % de la energía generada, lo que puede ser reflejado en la capacidad de la planta. Teniendo en consideración la información presentada se obtiene que la capacidad neta de la planta es de 56,00 [MW].

El factor de carga permite saber cuánta energía es capaz de generar la planta funcionando en las condiciones que se han presentado a lo largo de este documento, factores como la turbulencia de los vientos, la velocidad promedio de estos últimos, la constancia que tienen y otras condiciones ya descritas. El factor de carga para una planta con las dimensiones propuestas es de un 46,00 % y puede variar entre un 40 % a un 50 %, de esta forma un generador eólico offshore en las condiciones descritas puede generar un 46 % de la energía que produciría al estar trabajando en plena carga (IEA, 2015a). El factor de capacidad corresponderá a una suposición dentro del modelo.

5.2.1.10. Precio de la Energía

El precio de la energía va a variar dependiendo del tipo de mercado en el cual se está transando la energía generada y de las condiciones de los diversos escenarios que influyen en la oferta y demanda de energía. Para la venta de energía hay dos opciones, los contratos con grandes empresas donde se estipula tanto la energía y potencia requerida por el cliente, donde el precio es fijado a través de un contrato, y también está el mercado spot de energía que es el mercado físico de intercambios entre generadores privados donde estos puede vender sus excedentes de energía o comprar el déficit que tengan en cierto periodo para así poder cumplir con sus requerimientos de demanda.

En el primer caso, donde existe un contrato de por medio simplemente se vende la energía generada al cliente según sus requerimientos y lo pactado entre las partes

interesadas. En el caso del mercado spot donde esta la transacción de energía entre empresas se utiliza como margen el costo marginal de generación de energía como precio de compra venta entre generadores.

Para la evaluación de la planta eólica offshore se consideran los precios medios de mercado para en SIC en el año 2016 y los primeros meses del 2017. Donde el promedio del precio de la energía corresponde a 97,00 [USD/MWh], teniendo una variación entre 75,00 [USD/MWh] como precio más bajo y 100,00 [USD/MWh] como precio más alto registrado ([Generadoras de Chile, 2017](#)). Cabe mencionar que dentro del modelo el precio de la energía será considerado como una variable de decisión.

5.2.1.11. Subsidio Potencia Firme

Además del pago por la energía comercializada, a los generadores también se les paga por el concepto de potencia. El sistema premia al generador por poner su capacidad en el sistema, esto es por un tema de seguridad y suficiencia, para así asegurar el suministro de energía a todos los consumidores finales.

En el caso de generadores eólicos el pago entregado por este concepto es bastante bajo, debido a la variabilidad existente en la generación de energía, lo que es considerado por el sistema como una fuente de capacidad y generación poco confiable. Para el cálculo del índice que indica definitivamente a cuanto equivale el pago por potencia firme para el tipo de planta en evaluación se consideran las energías generadas por las centrales eólicas del sistema en el año de menor disponibilidad de viento.

Según información del CDEC, encargado del cálculo de los pagos de potencia firme, el índice de potencia firme para centrales eólicas corresponde a un 11,60 % a un precio de 4,79 [USD/MWh] ([CNE, 2017c](#)). Esto quiere decir finalmente que el pago de la potencia firme para estas tecnologías corresponde a un equivalente de un 11,60 % de la energía generada por la planta ([CDEC SIC, 2015](#)), la cual se paga al precio mencionado anteriormente (este ingreso es aparte de las transacciones por generación de energía neta comercializada).

5.2.1.12. Certificados ERNC

Los certificados “verde” de energías renovables no convencionales aparecieron luego de la inclusión de la ley 20.257. Un certificado se produce por cada [MWh] de energía generada a través de energías convencionales renovables, los cuales pueden ser vendidos en el mercado para aquellos que no han cumplido sus obligaciones de generación a partir de ERNC como lo indica la ley ([Congreso Nacional de Chile, 2008a](#)). Este medio permite a proyectos de energías renovables no convencionales contar con un ingreso adicional a la venta de energía y potencia que tienen.

El precio de mercado de un certificado ERNC está entre 2,98 y 6.86 USD, con un precio medio de 4,07 USD. En el modelo presentado esta variable es considerada como una suposición conjunto al porcentaje de venta de certificados que tendrá el generador del proyecto, que es capaz de vender entre un 0,00 % y un 100,00 % de los certificados que genera, esto dependerá de cómo se comporte la oferta y demanda del mercado en cuestión, se considera un porcentaje promedio de venta de certificados de un 30,00 %.

5.3. Flujo de Caja

Con todos los parámetros descritos en la sección anterior, se procede a realizar el flujo de caja del proyecto. En este esta primero descrita la línea de tiempo del proyecto, la cual muestra la duración de cada una de las fases y del periodo de depreciación. Se toma una fecha inicial aleatoria que en este caso corresponde al 3 de Julio de 2017, y a partir de esa fecha se presentan los años de inicio y término de cada una de las fases ya mencionadas. Como cada periodo del flujo está representado en años, para aquellas fases que se tienen fracción de año y para cada periodo se estipula la porción de progreso que cada una de estas tiene en los periodos correspondientes. Luego con esa información se observa el peso relativo que tiene cada tarea en cada periodo en forma porcentual, dato que tendrá impacto luego en la generación de energía de la planta.

Luego se procede con el ítem de capacidad, donde se detalla la capacidad de la planta en cada periodo. Se muestra tanto la capacidad bruta como neta en cada periodo.

Con los pesos relativos y teniendo en cuenta la capacidad bruta de la planta en cada periodo se procede a calcular la energía producida en cada año de operación. Con el precio de la energía indicado anteriormente se procede a calcular el aumento que tiene este en cada periodo, este precio se ajusta cada año según la tasa de escalamiento presentada que tiene sus bases en la tasa de inflación anual del país. Ya obtenidos los valores de energía producida y precio de venta se obtiene a través de la multiplicación de ambas la venta de energía total en cada año de funcionamiento. En este apartado también se presentan para cada periodo el pago por potencia fija y las ganancias extras obtenidas a través de la venta de certificados ERNC, el valor del pago por potencia se calcula a partir de la energía generada en el periodo multiplicado por el índice de potencia fija y el pago que tiene este asociado, en el caso de los certificados su valor en cada año corresponde a la energía generada en período por el precio de mercado que tengan estos, al cual también se le aplica el factor de escalamiento anual, y esto ponderado por el porcentaje de certificados vendidos. Finalmente en esta sección se obtienen los ingresos totales en cada año y el total del proyecto en el horizonte de evaluación considerado, los ingresos totales llevados a valor presente corresponden a MUSD 171.104,00.

Luego se calculan los costos de operación que en valor presente corresponden a MUSD 54.427,00. Con estos valores de ingresos y costos se obtiene un EBITDA llevado a valor presente de MUSD 116.677,00. Los costos de capital que están en el mismo apartado en el flujo se calculan según los pesos de las fases en cada año, por lo que las inversiones de capital se realizan según en qué etapa de desarrollo se encuentre el proyecto, así los costos de capital denominados como “otros” son imputados solo el primer año y medio de desarrollo ya que están relacionados con la fase de evaluación por ejemplo. La inversión total realizada para la construcción de la planta equivale en tiempo presente a MUSD 139.880,00.

Finalmente se calcula la depreciación del activo de manera acelerada, el cual comienza una vez que la planta inicia su operación y esta se lleva a cabo los 10 años siguientes a esta. La depreciación corresponde a un escudo fiscal que permite reducir los impuestos a pagar. Ya teniendo el cálculo de este factor se procede a descontar los impuestos de primera categoría de los flujos en cada periodo obteniendo de esta forma el flujo de caja real del proyecto, con el cual se procede a calcular los indicadores relevantes de este.

5.3.1. Indicadores Económicos

Con los flujos reales de caja reales se procede a calcular el valor actual neto (VPN), la tasa interna de retorno, en cuanto tiempo se recupera la inversión realizada (payback) y el LCOE del proyecto. Los resultados obtenidos se obtuvieron considerando los parámetros descritos con sus valores medios sin considerar la variabilidad de cada uno de ellos. Los indicadores se presentan en la [Tabla 5.8](#).

Tabla 5.8: Muestra los resultados obtenidos tras el desarrollo del flujo de caja considerando el caso base de los escenarios.

Indicadores Caso Base	
VAN [MUSD]	(36.576,00)
TIR	6,75 %
LCOE [USD/MWh]	147,70
Payback [años]	16,00

Fuente: Elaboración propia.

5.4. Análisis de Sensibilidad

En esta sección se analizarán dos factores importantes para la evaluación del proyecto, uno es el riesgo debido a la variabilidad de los parámetros presentados y el otro corresponde a los diversos escenarios que se podrían presentar debido a una

variación en los costos en la instalación de la planta en un futuro lejano o a largo plazo. Este análisis de riesgo y sensibilidad se realiza a través de la extensión “Crystal Ball” desarrollada por Oracle en excel utilizando la Metodología de Montecarlo, aplicada al flujo de caja desarrollado. Los resultados y reportes de sensibilidad son presentados en siguiente apartado.

5.4.1. Reportes de Sensibilidad

5.4.1.1. Caso Base

Primero se obtendrán reportes relacionados con el caso base propuesto, donde se utilizan los valores medios de cada uno de los parámetros presentados, con los cuales se obtuvieron los indicadores económicos mostrados en la [Tabla 5.8](#).

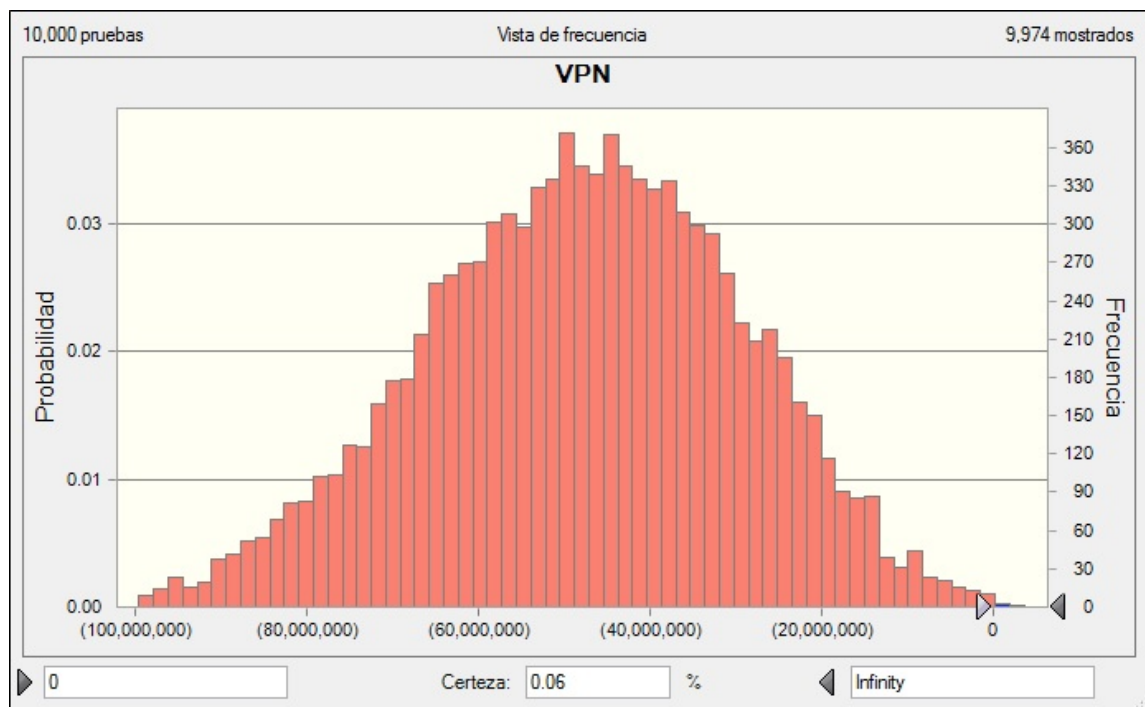


Figura 5.17: Distribución de probabilidad triangular para el VAN. Se muestra en la figura que tan probable es obtener un VAN mayor igual que cero para el caso base.

Fuente: Elaboración propia a través de Crystal Ball.

El VAN obtenido en el caso base corresponde a MUS\$ (36.576,00) el cual representa el valor más probable dentro de la distribución, debido a la variabilidad de los parámetros

(costos de instalación, costos de operación, precio de subsidios, etc) este valor puede variar en los extremos de la distribución como se muestra en la [Figura 5.17](#). En el peor de los casos el VAN tiene un valor mínimo de aproximadamente MUSD (100.000,00) y en el mejor escenario el VAN tiene magnitud cercana a cero. También se muestra que la probabilidad de que el VAN en el caso base sea mayor o igual que cero es de un 0,06 %.

Además de esta información es posible obtener un gráfico de sensibilidad para conocer qué parámetros son los que tienen un mayor efecto sobre el valor obtenido del VAN.

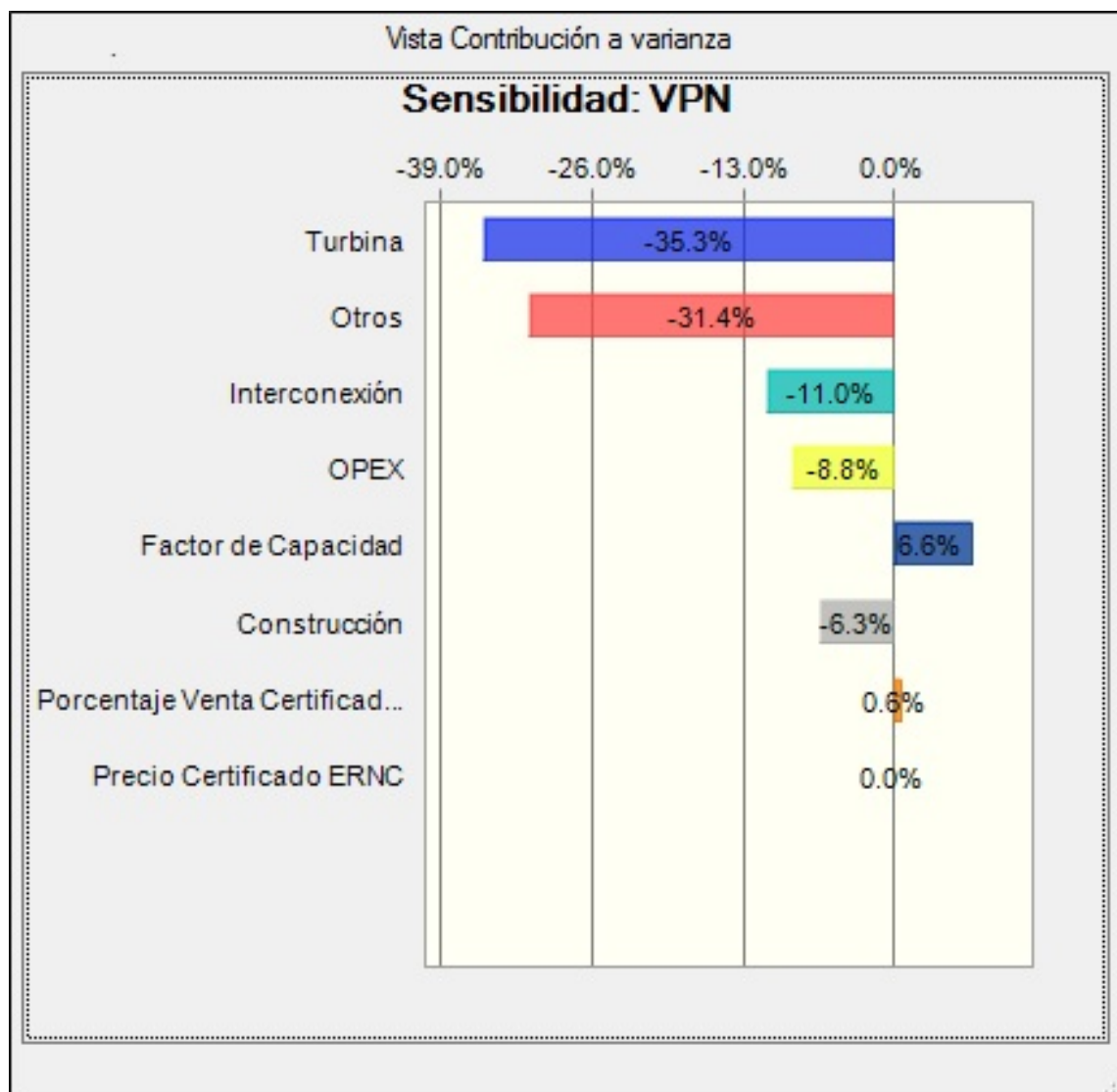


Figura 5.18: Peso relativo del impacto que tienen los costos de las diversas variables sobre el VAN del proyecto en el caso base.

Fuente: Elaboración propia a través de Crystal Ball.

La [Figura 5.18](#) muestra cuales son los costos que influyen en mayor medida en el VAN del proyecto. El costo de los generadores eólicos es el que tiene mayor impacto sobre la rentabilidad del proyecto con un peso relativo de menos 35,30 %, seguido por los costos de desarrollo e ingeniería con un menos 31,40 %, le sigue en tercer lugar los costos de interconexión con los sistemas de transmisión que se lleva un menos 11,00 % del peso y finalmente se encuentran los costos de operación y construcción de la planta con un menos 8,80 % y un menos 6,30 % respectivamente. Para aquellos factores que

tiene un impacto positivo sobre el VAN se encuentra el factor de capacidad de la planta con un 6,60 %, el porcentaje de venta de los certificados ERNC con un 0,60 % y último se encuentra el precio de mercado de dichos certificados con un peso cercano al 0,00 %.

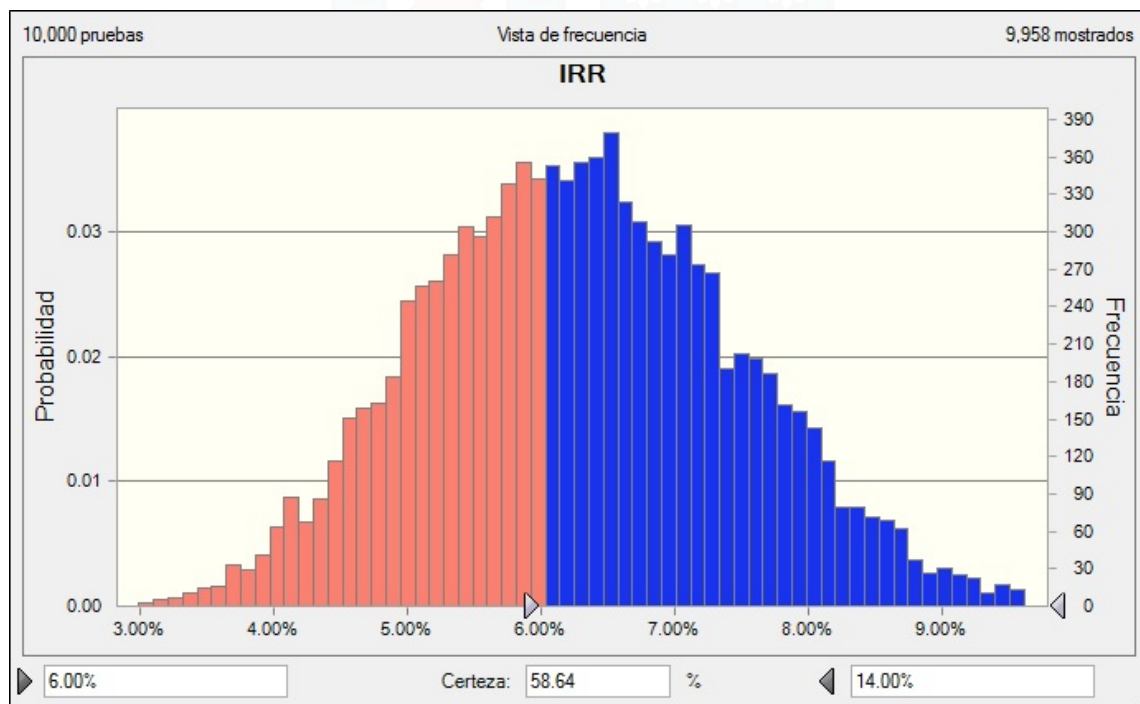


Figura 5.19: Distribución de probabilidad triangular para la TIR en el caso base. Se muestra en la figura que tan probable es obtener una TIR mayor que el 6,00 % correspondiente a la tasa de descuento mínima propuesta sobre el proyecto.

Fuente: Elaboración propia a través de Crystal Ball.

En el caso de la TIR, realizando el mismo análisis anterior, se observa que el valor medio de la distribución es de un 6,75 %, la cual puede alcanzar un valor mínimo de 3,00 % en el peor de los escenarios y aproximadamente un 14,00 % en el mejor de los casos. Considerando el valor mínimo que puede tomar la tasa de descuento es de un 6,00 %, valor con el cual se evalúan proyectos de tipo social, se puede ver que existe un 58,64 % (ver [Figura 5.19](#)) de que se obtenga una TIR que sea igual o mayor que la tasa mínima de descuento descrita.

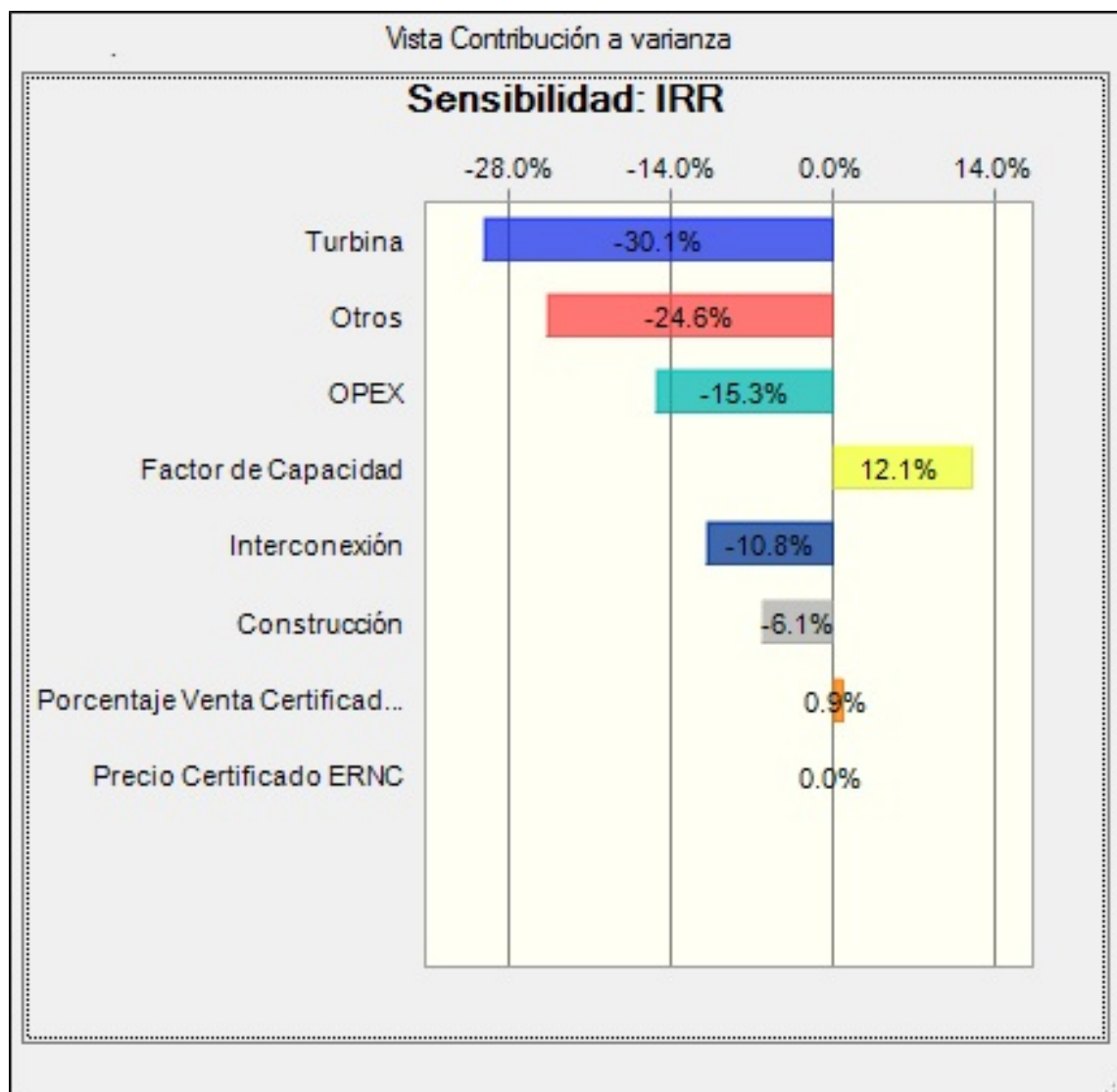


Figura 5.20: Peso relativo del impacto que tienen los costos de las diversas variables sobre el TIR del proyecto en el caso base.

Fuente: Elaboración propia a través de Crystal Ball.

En el caso del análisis de sensibilidad y de contribución de cada factor, como se observa en la [Figura 5.20](#) el resultado es similar al visto con el VAN, el orden de los pesos relativos es el mismo en el caso de aquellos parámetros que influyen de forma negativa y positiva en el proyecto, solo cambian levemente los porcentajes de contribución de cada uno.

Para continuar se detallan los diversos escenarios y valores que puede tomar el VAN en

caso de variaciones del precio de la energía, la tasa de escalamiento la cual representa el aumento del precio de venta de la energía en los años y también de los cambios que se podrían observar al variar la tasa de descuento con la cual se evalúa el proyecto.

Tabla 5.9: Se presenta los diversos valores que toma el VAN en MUSD para distintos escenarios posibles en el caso base, en los cuales cambian el precio de la energía p_e en [USD/MWh] y la tasa de descuento T_d . Los valores marcados en verde corresponden a los escenarios positivos donde el VAN es mayor igual que cero.

T_d / p_e	75,00	79,00	82,00	86,00	89,00	93,00	96,00	100,00
6,00 %	(48.443)	(40.168)	(31.902)	(23.146)	(15.463)	(5.117)	1.930	11.919
7,20 %	(61.294)	(53.346)	(46.123)	(39.262)	(31.947)	(23.263)	(17.234)	(9.623)
8,20 %	(70.185)	(62.556)	(58.269)	(49.633)	(43.072)	(37.539)	(31.927)	(23.967)
9,40 %	(78.371)	(71.416)	(65.725)	(60.174)	(55.130)	(48.630)	(45.245)	(37.560)
10,06 %	(85.055)	(78.428)	(73.225)	(69.209)	(64.535)	(57.879)	(54.109)	(48.312)
11,08 %	(89.106)	(82.701)	(80.390)	(75.320)	(70.621)	(66.232)	(61.652)	(57.539)
12,08 %	(90.782)	(87.541)	(84.223)	(79.130)	(75.206)	(71.925)	(67.707)	(62.431)
14,00 %	(94.772)	(90.047)	(86.873)	(83.199)	(79.561)	(76.057)	(73.443)	(69.311)

Fuente. Elaboración propia a través de Crystal Ball.

La [Tabla 5.9](#) muestra que valores toma el VAN del proyecto al realizar variaciones en el precio de la energía y la tasa de descuento de este. Como se observa, existen dos escenarios que presentan valores favorables, uno es cuando la tasa de descuento exigida por los inversionistas es de 6,00 % y el precio de la energía de mercado establecido es de 96,00 [USD/MWh], en dicho escenario se presenta un valor de MUSD 1.930,00 para el VAN del proyecto.

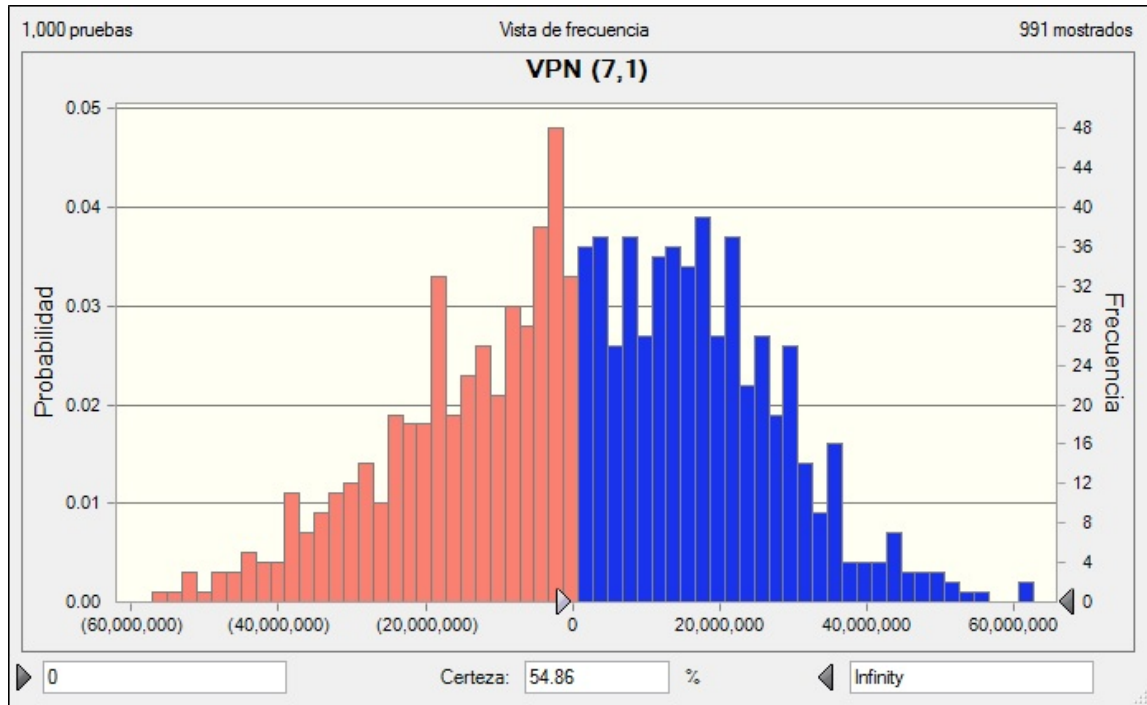


Figura 5.21: Distribución de probabilidad del VAN en el escenario cuando la T_d toma un valor igual a 6,00 % y p_e es igual a 96,00 [USD/MWh]. También se presenta la probabilidad de que el VAN sea mayor que cero en dicho escenario.

Fuente: Elaboración propia a través de Crystal Ball.

Con la variabilidad de los parámetros, la probabilidad de obtener un VAN mayor o igual que cero se da de un 54,86 % (ver [Figura 5.21](#)). El segundo escenario favorable que se presenta es fijando la tasa de descuento en un 6,00 % y con un precio de mercado para la energía de 100,00 [USD/MWh], en este caso el VAN tiene un valor medio de MUSD 11.919,00.

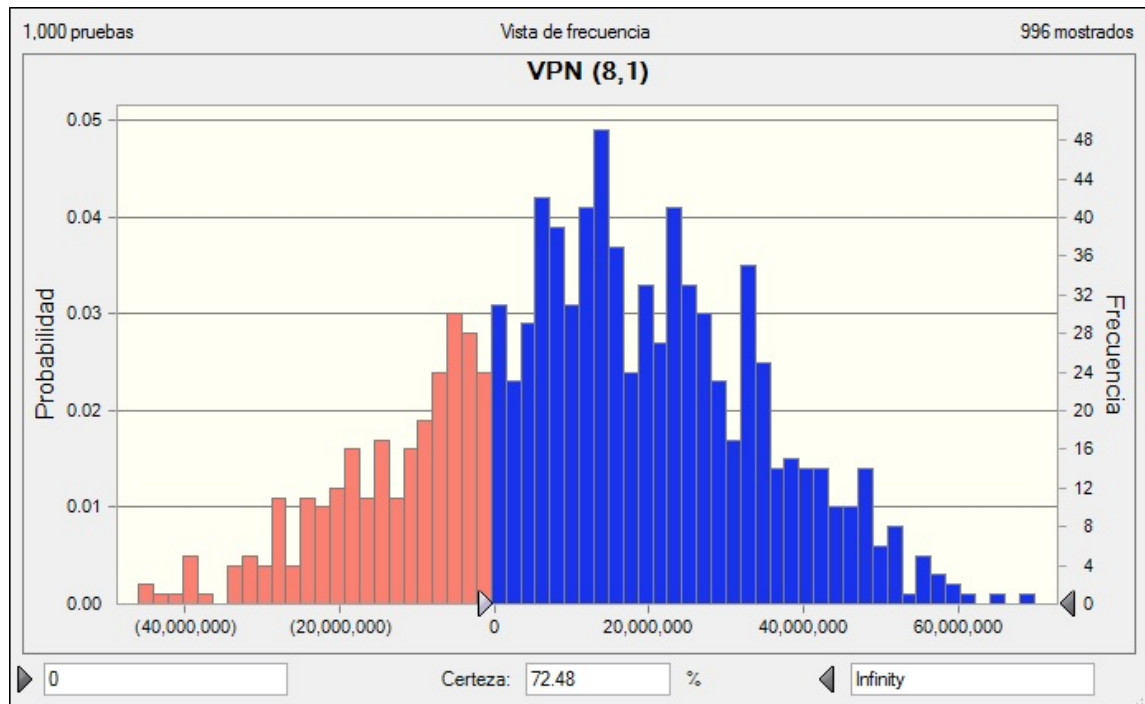


Figura 5.22: Distribución de probabilidad del VAN en el escenario cuando la T_d toma un valor igual a 6,00 % y p_e es igual a 100,00 [USD/MWh]. También se presenta la probabilidad de que el VAN sea mayor que cero en dicho escenario.

Fuente: Elaboración propia a través de Crystal Ball.

Para este segundo escenario se puede ver en la [Figura 5.22](#) que la probabilidad de obtener un VAN mayor o igual que cero es de un 72,48 %.

A continuación se procede a entregar los resultados obtenidos al ver cómo se comporta el VAN del proyecto para diversos escenarios de cambios en la tasa de escalamiento y la tasa de descuento.

Tabla 5.10: Se presenta los diversos valores que toma el VAN en MUSD para distintos escenarios posibles del caso base, en los cuales cambian la tasa de escalamiento T_e y la tasa de descuento T_d . Los valores marcados en verde corresponden a los escenarios positivos donde el VAN es mayor igual que cero.

T_e / T_d	6,00 %	7,20 %	8,20 %	9,40 %	10,60 %	11,80 %	12,80 %	14,00 %
0,00 %	(28.796)	(41.979)	(51.864)	(59.666)	(67.688)	(72.423)	(77.602)	(80.983)
0,40 %	(21.816)	(36.540)	(47.022)	(55.770)	(62.928)	(69.928)	(75.275)	(78.092)
0,80 %	(14.072)	(30.184)	(41.274)	(52.208)	(60.596)	(66.205)	(71.502)	(77.066)
1,20 %	(5.510)	(23.307)	(36.596)	(47.676)	(57.130)	(65.259)	(69.219)	(74.167)
1,80 %	6.160	(13.552)	(27.664)	(40.107)	(50.873)	(59.462)	(65.020)	(69.876)
2,20 %	17.114	(6.005)	(20.478)	(35.150)	(46.089)	(55.360)	(61.981)	(67.556)
2,60 %	25.019	1.989	(15.491)	(29.238)	(40.768)	(51.786)	(58.430)	(65.096)
3,00 %	36.009	10.104	(8.284)	(23.934)	(37.543)	(48.060)	(56.456)	(62.792)

Fuente: Elaboración propia a través de Crystal Ball.

En la [Tabla 5.10](#) se observan 6 casos que presentan un valor mayor que cero para el VAN del proyecto. Se procede a mostrar los reportes de sensibilidad para el caso pesimista y el caso más favorable. El VAN se torna mayor o igual que cero en el escenario donde la tasa de descuento tiene un valor de 7,20 % y la tasa de escalamiento del precio de la energía a lo largo de los años es de un 2,60 %, donde el VAN medio en este caso es de MUSD 1.989,00 con una probabilidad de un 54,63 % para que sea mayor o igual a cero (ver [Figura 5.23](#)).

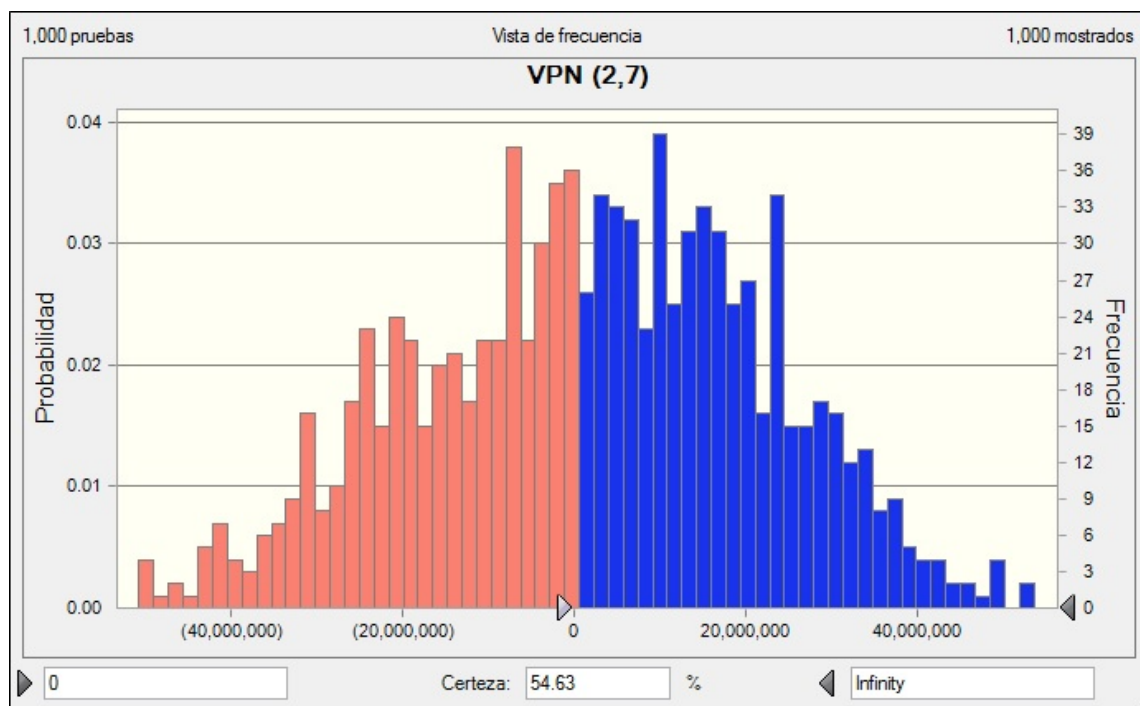


Figura 5.23: Distribución de probabilidad del VAN en el escenario cuando la T_d toma un valor igual a 7,20 % y T_e es igual a 2,60 %. También se presenta la probabilidad de que el VAN sea mayor que cero en dicho escenario.

Fuente: Elaboración propia a través de Crystal Ball.

El otro caso que se muestra en la [Tabla 5.10](#), el cual corresponde al escenario más optimista, se presenta cuando la tasa de escalamiento tiene un valor de 3,00 % anual y la tasa de descuento fijada es de 6,00 %. Obteniendo un VAN medio de MUSD 36.006,00, con una probabilidad de 95,16 % para que este sea positivo (ver [Figura 5.24](#)).

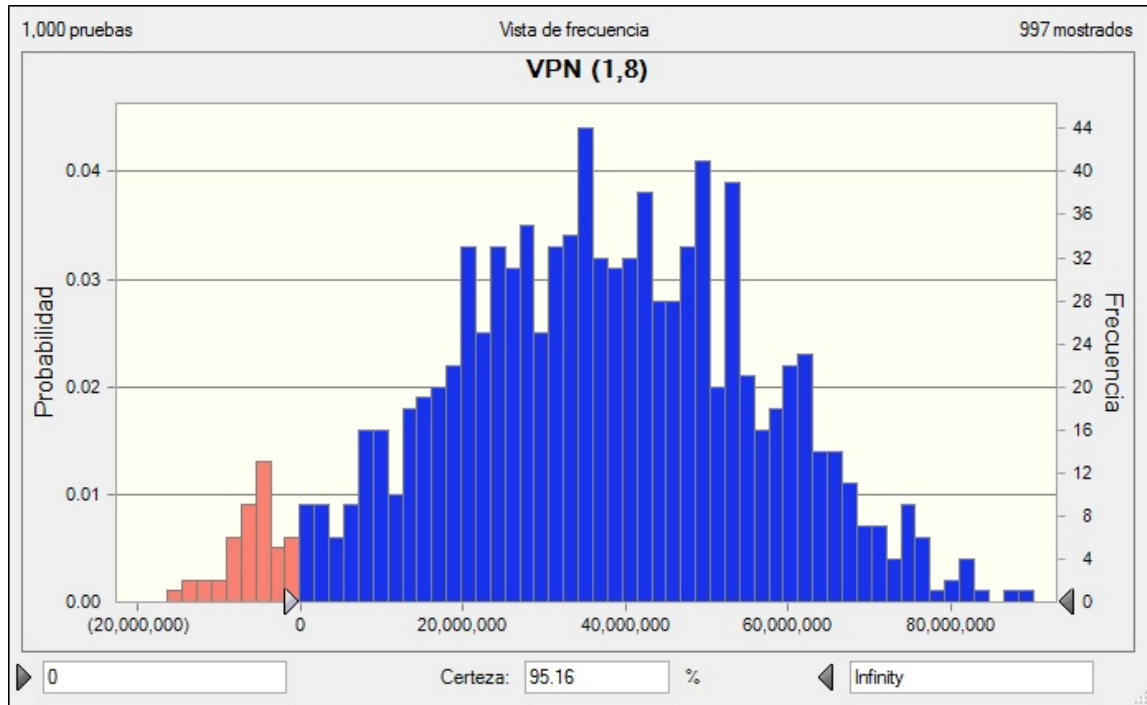


Figura 5.24: Distribución de probabilidad del VAN en el escenario cuando la T_d toma un valor igual a 6,00 % y T_e es igual a 3,00 %. También se presenta la probabilidad de que el VAN sea mayor que cero en dicho escenario.

Fuente: Elaboración propia a través de Crystal Ball.

5.4.1.2. Caso Futuro

Con el transcurrir de los años aparecen nuevas tecnologías y condiciones que facilitan la implementación de proyectos como el presentado en este documento. La maduración de mercados, una mayor experiencia en cuanto a la logística y mejores conocimientos que permiten mejorar la eficiencia de ejecución de plantas eólicas offshore generan una disminución en los costos de capital y de operación. Se estima que para el año 2030 los costos de este tipo de planta disminuya a lo más en un 30,00 %. Teniendo en cuenta esta evidencia se procede a modificar el flujo de caja, teniendo en consideración esta baja en los costos ajustando los parámetros y realizando los procedimientos que para el caso base se obtienen los reportes de riesgo y sensibilidad correspondientes, los cuales son presentados a continuación.

Si los costos de inversión disminuyen un 30,00 % aproximadamente, los indicadores

del proyecto bajo estas condiciones corresponden a los presentados por la [Tabla 5.11](#).

Tabla 5.11: Muestra los resultados obtenidos tras el desarrollo del flujo de caja considerando el caso futuro de los escenarios.

Indicadores Caso Futuro	
VAN [MUSD]	1.337,00
TIR	10,15 %
LCOE [USD/MWh]	114,50
Payback [años]	12,00

Fuente: Elaboración propia.

En comparación con el caso base, el VAN tiene en este caso un valor positivo, su TIR es mayor que la tasa de descuento propuesta, el LCOE disminuye en aproximadamente 30,00 [USD/MWh] y el retorno de la inversión es obtenido 4 años antes que en el payback presentado para el caso base.

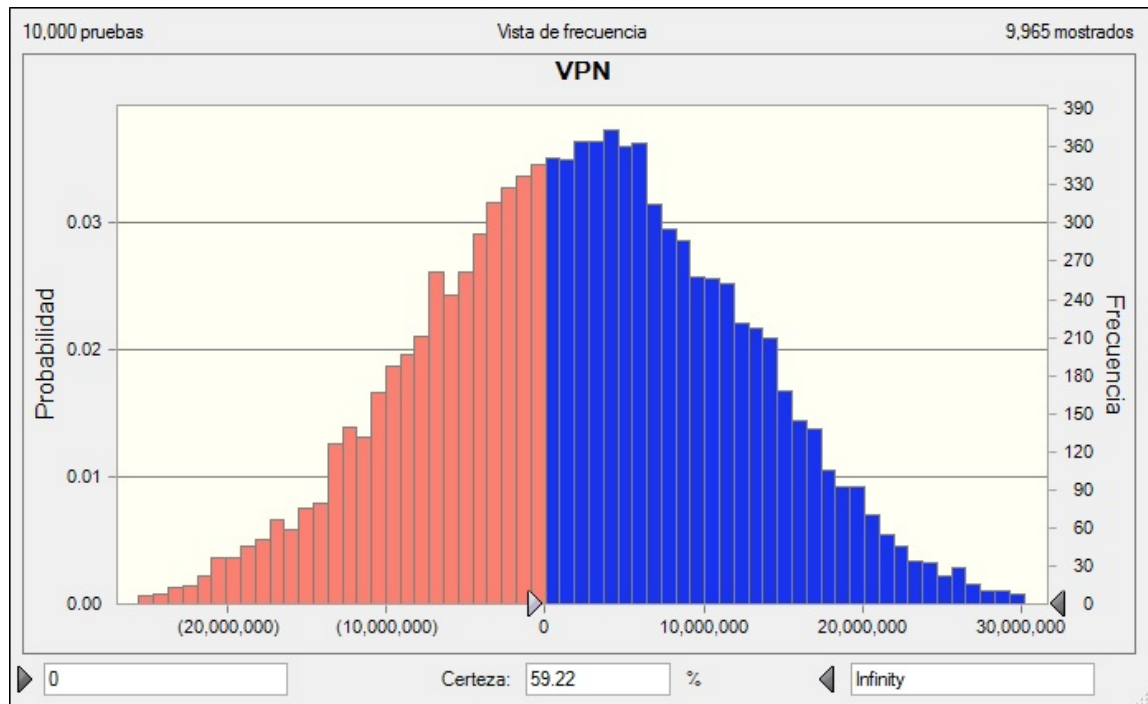


Figura 5.25: Distribución de probabilidad triangular para el VAN. Se muestra en la figura que tan probable es obtener un VAN positivo para el caso futuro.

Fuente: Elaboración propia a través de Crystal Ball.

El VAN medio es igual a MUSD 1.337,00 con una probabilidad de 59,22 % de que este tenga un monto positivo (ver [Figura 5.25](#)).

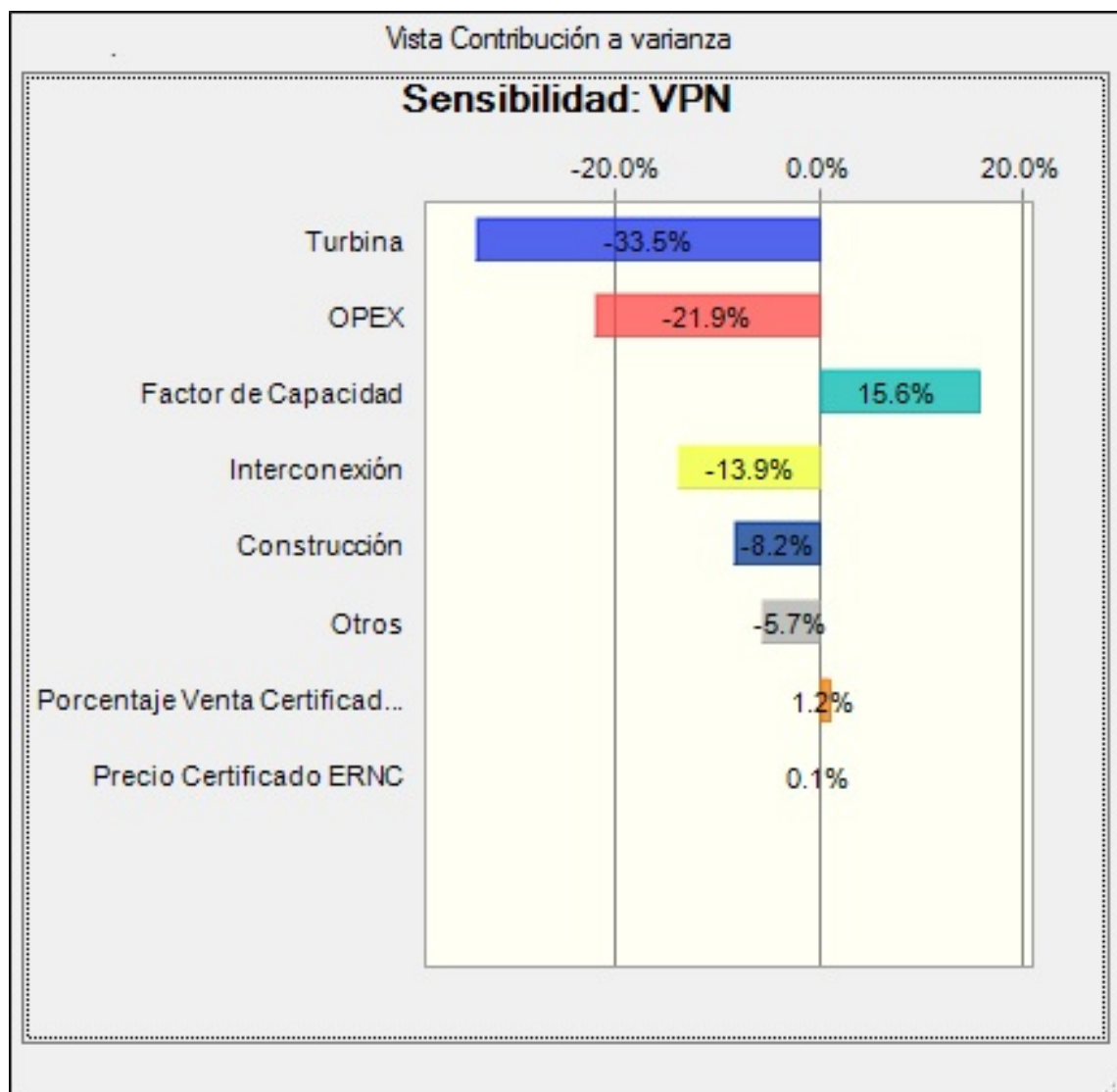


Figura 5.26: Peso relativo del impacto que tienen los costos de las diversas variables sobre el VAN del proyecto en el caso futuro.

Fuente: Elaboración propia a través de Crystal Ball.

En caso de los pesos relativos y qué factores tienen una mayor influencia en el VAN del proyectos, estos cambian de manera notable en comparación con el caso base. Como muestra la [Figura 5.26](#), el peso del costos de los generadores sigue siendo el más relevante dentro del proyecto, pero ahora con la disminución del 30,00 % en el CAPEX los costos de operación de la planta ocupan el segundo lugar en orden de importancia, y como se puede apreciar el peso que se lleva el parámetro de “otros” costos disminuye sustancialmente. Otro de los cambios notables que se observa debido

a los cambios generados es que el factor de capacidad tiene una mayor importancia en el modelo, aumentando su peso relativo de 12,10 % a 15,60 % sobre el VAN del proyecto.

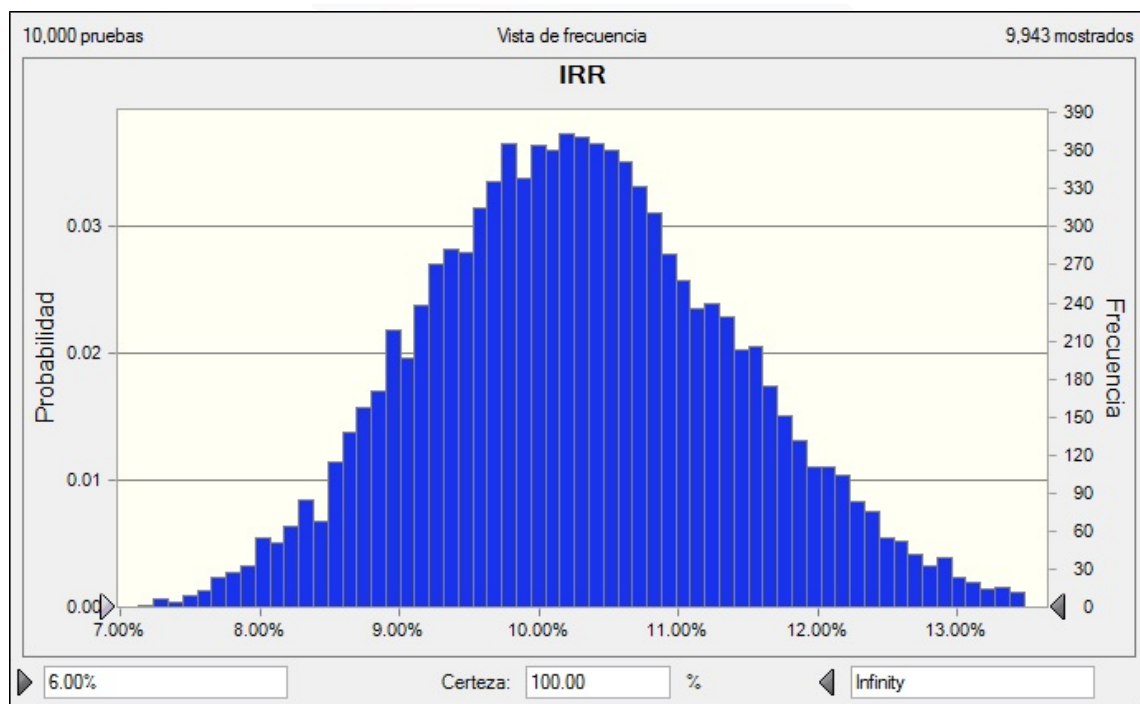


Figura 5.27: Distribución de probabilidad triangular para la TIR en el caso futuro. Se muestra en la figura que tan probable es obtener una TIR mayor que el 6,00 % correspondiente a la tasa de descuento mínima propuesta sobre el proyecto.

Fuente: Elaboración propia a través de Crystal Ball.

Para el caso de la TIR se observa una probabilidad del 100,00 % de que esta sea mayor al 6,00 % mínimo impuesto en el modelo (ver [Figura 5.27](#)).

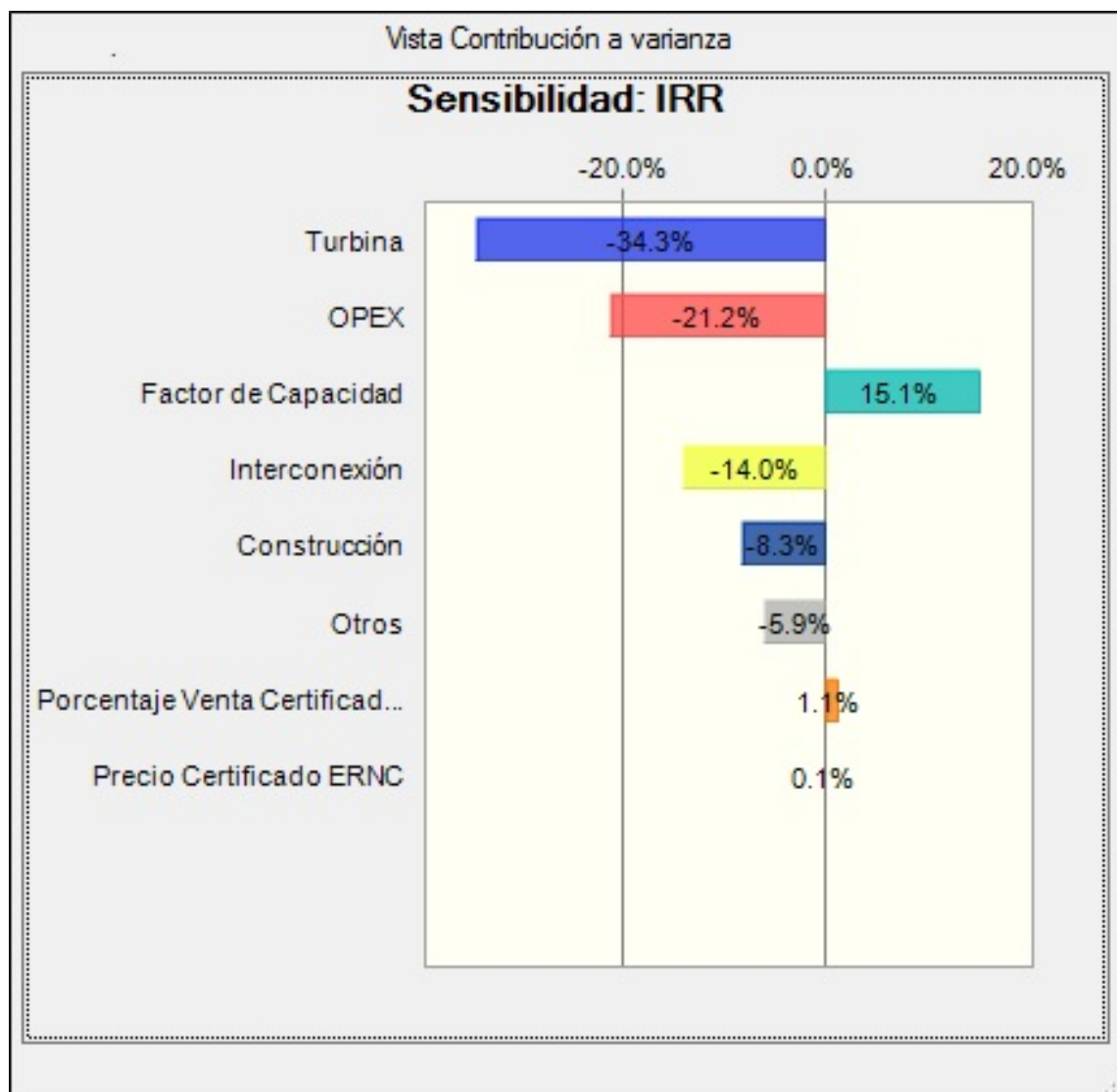


Figura 5.28: Peso relativo del impacto que tienen los costos de las diversas variables sobre el TIR del proyecto en el caso futuro.

Fuente: Elaboración propia a través de Crystal Ball.

En el caso de cómo influyen los parámetros propuestos sobre la TIR en comparación con la propuesta base, como muestra la [Figura 5.28](#) se presentan cambios similares a los observados en la comparación con los datos mostrados en el caso de los pesos relativos de los diversos factores sobre el VAN base con el futuro.

De la misma forma que en el caso base se procede a presentar cómo se comporta el VAN con la variación de los precios de la energía, cambios en la tasa de descuento y

también la alteración en la tasa de escalamiento de precios.

Tabla 5.12: Se presenta los diversos valores que toma el VAN en MUSD para distintos escenarios posibles en el caso futuro, en los cuales cambian el precio de la energía p_e en [USD/MWh] y la tasa de descuento T_d . Los valores marcados en verde corresponden a los escenarios positivos donde el VAN es mayor igual que cero.

T_d / p_e	75,00	79,00	82,00	86,00	89,00	93,00	96,00	100,00
6,00 %	8.759	17.911	24.169	34.479	39.326	48.359	55.314	62.495
7,20 %	(5.700)	2.946	8.769	15.507	22.035	28.348	33.861	40.634
8,20 %	(14.361)	(7.220)	(2.091)	4.285	9.156	15.833	20.833	26.449
9,40 %	(23.299)	(17.369)	(13.074)	(6.932)	(1.906)	2.443	6.424	12.299
10,60 %	(30.132)	(24.909)	(21.276)	(15.910)	(12.663)	(7.410)	(4.001)	1.021
11,80 %	(36.163)	(31.059)	(27.900)	(24.186)	(20.719)	(15.861)	(12.848)	(9.229)
12,80 %	(40.071)	(36.271)	(32.434)	(28.075)	(25.710)	(21.270)	(18.794)	(15.146)
14,00 %	(43.736)	(40.075)	(36.727)	(33.177)	(30.807)	(27.411)	(25.172)	(21.759)

Fuente: Elaboración propia a través de Crystal Ball.

La cantidad de casos favorables aumenta considerablemente con respecto a los escenarios mostrados en el flujo de caja base. Para la [Tabla 5.12](#) se procede a tomar tres escenarios, el más pesimista, otro medio y aquel caso que entrega el mayor VAN.

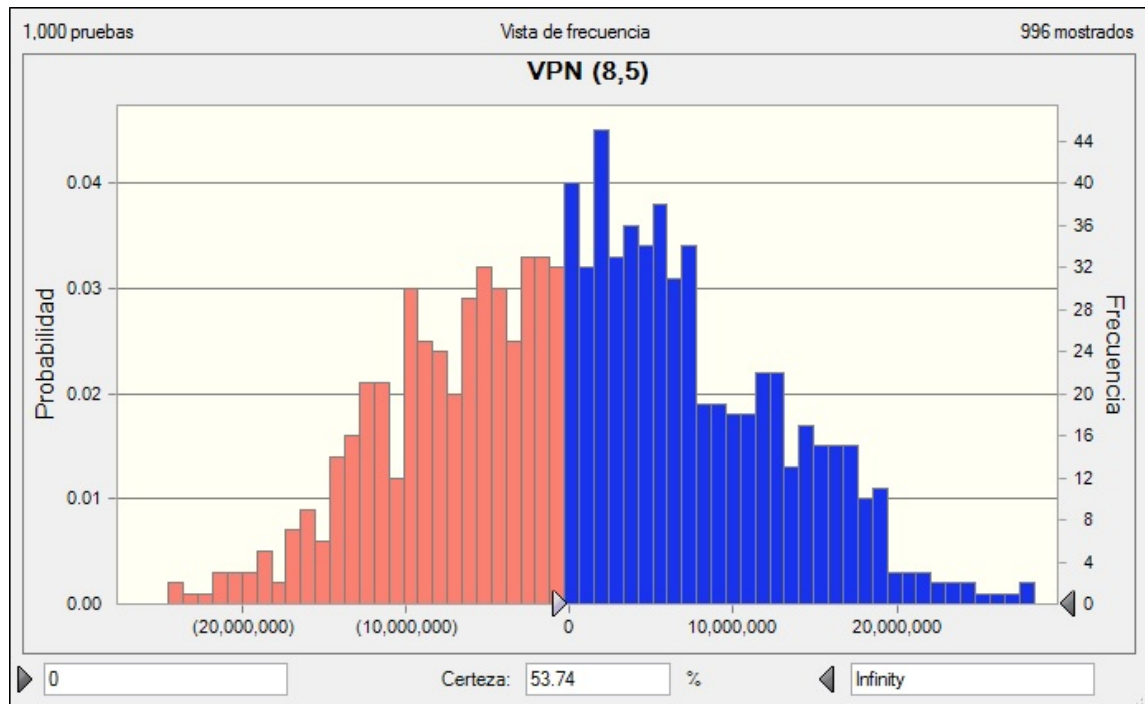


Figura 5.29: Distribución de probabilidad del VAN en el escenario cuando la T_d toma un valor igual a 10,60 % y p_e es igual a 100,00 [USD/MWh]. También se presenta la probabilidad de que el VAN sea mayor que cero en dicho escenario.

Fuente: Elaboración propia a través de Crystal Ball.

En el peor de los casos se observa un van promedio de MUSD 1.021,00, donde existe una probabilidad de 53,74 % de ser mayor o igual que cero (ver [Figura 5.29](#)). Este caso ocurre cuando se entrega una tasa de descuento igual a 10,60 % y se fija el precio de venta de la energía en 100,00 [USD/MWh].

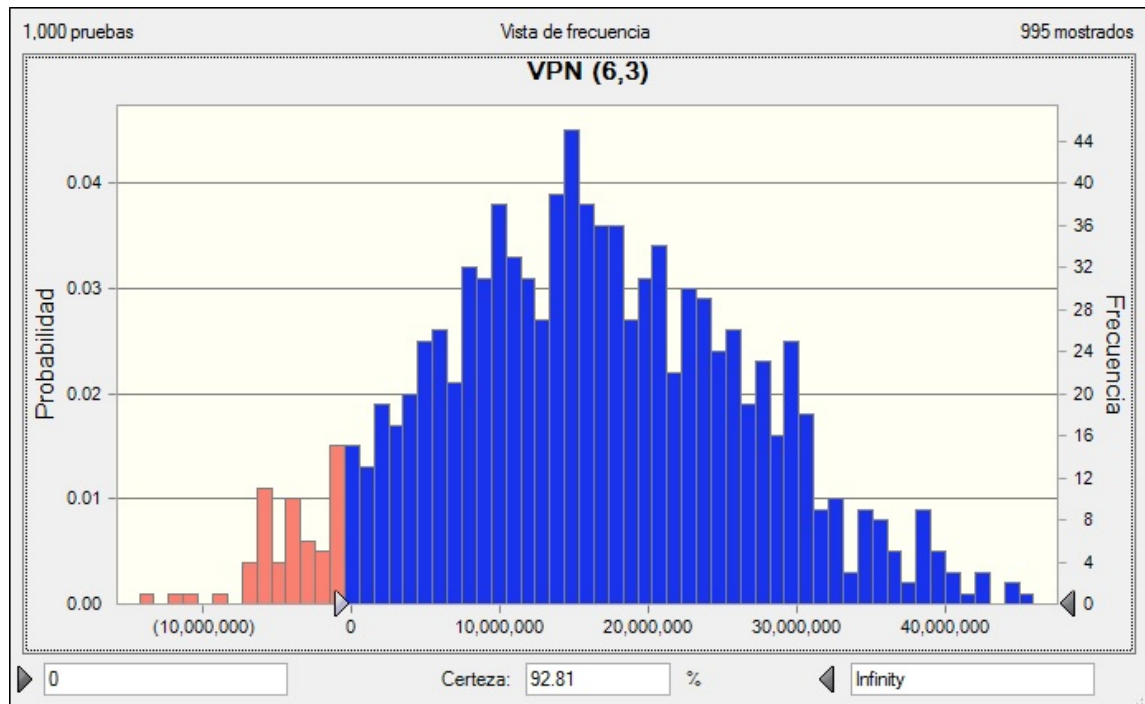


Figura 5.30: Distribución de probabilidad del VAN en el escenario cuando la T_d toma un valor igual a 8,20 % y p_e es igual a 93,00 [USD/MWh]. También se presenta la probabilidad de que el VAN sea mayor que cero en dicho escenario.

Fuente: Elaboración propia a través de Crystal Ball.

Para el caso intermedio, cuando la tasa de descuento se fija en un 8,20 % y el precio de mercado de la energía alcanza los 93,00 [USD/MWh] se obtiene un VAN medio de MUSD 15.833,00, con un 92,81 % de probabilidad de que este sea positivo (ver [Figura 5.30](#)).

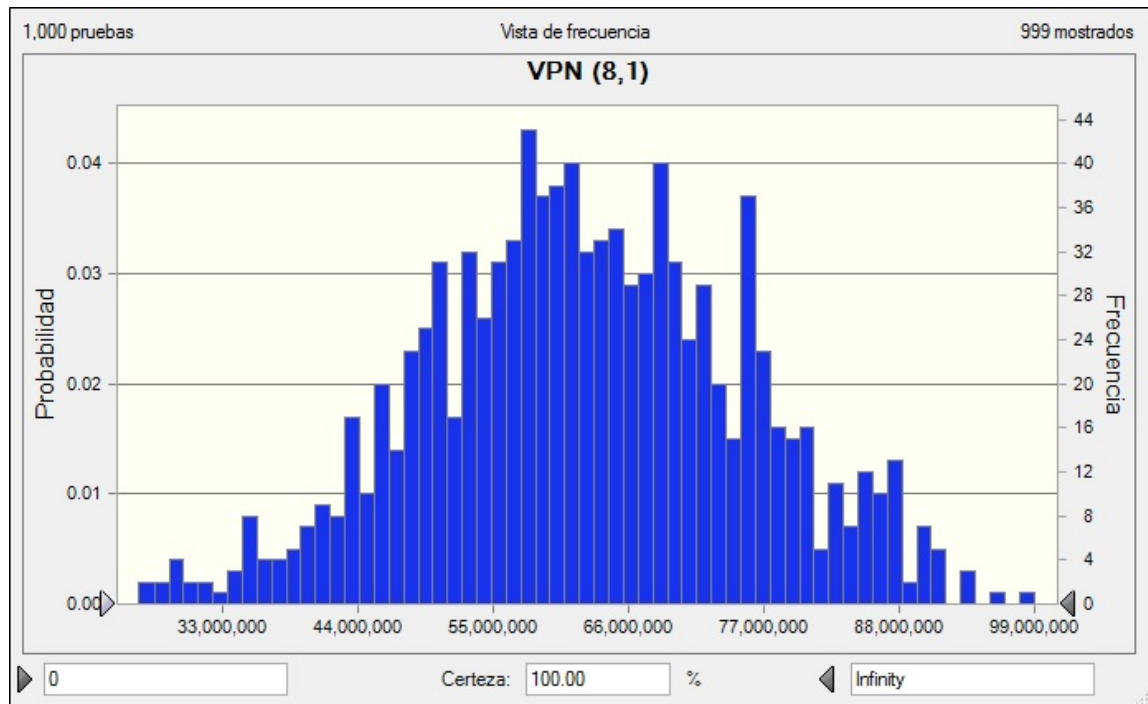


Figura 5.31: Distribución de probabilidad del VAN en el escenario cuando la T_d toma un valor igual a 6,00 % y p_e es igual a 100,00 [USD/MWh]. También se presenta la probabilidad de que el VAN sea mayor que cero en dicho escenario.

Fuente: Elaboración propia a través de Crystal Ball.

El caso optimista tiene un 100,00 % de probabilidades de que sea mayor que cero, con un VAN promedio de MUSD 62.495,00 (ver [Figura 5.31](#)). Este escenario ocurre con una tasa de descuento igual a 6,00 % y un precio de venta de la energía de 100,00 [USD/MWh].

Finalmente se presentan en la [Tabla 5.13](#) los diversos escenarios que pasan con cambios en la tasa de escalamiento y tasa de descuento, y como la variación de estos parámetros afectan al VAN del proyecto.

Tabla 5.13: Se presenta los diversos valores que toma el VAN en MUSD para distintos escenarios posibles del caso futuro, en los cuales cambian la tasa de escalamiento T_e y la tasa de descuento T_d . Los valores marcados en verde corresponden a los escenarios positivos donde el VAN es mayor igual que cero.

T_e / p_d	6,00 %	7,20 %	8,20 %	9,40 %	10,60 %	11,80 %	12,80 %	14,00 %
0,00 %	25.541	11.541	958	(8.625)	(16.704)	(23.218)	(27.962)	(32.452)
0,40 %	31.980	15.775	5.250	(5.140)	(13.328)	(20.737)	(25.589)	(32.452)
0,80 %	38.920	21.937	10.686	(897)	(10.131)	(18.131)	(22.997)	(28.346)
1,20 %	46.183	28.996	15.174	3.880	(6.942)	(15.113)	(20.493)	(25.941)
1,80 %	58.284	38.329	23.372	10.391	(1.256)	(10.703)	(16.581)	(23.226)
2,20 %	67.833	44.616	29.745	14.711	2.540	(7.053)	(13.937)	(19.882)
2,60 %	76.958	52.035	35.638	19.352	7.046	(3.932)	(11.245)	(18.119)
3,00 %	86.131	59.903	42.570	24.876	11.005	(24)	(7.886)	(15.033)

Fuente: Elaboración propia a través de Crystal Ball.

Nuevamente se presentan mayores escenarios que tienen un VAN positivo. De estos casos se procede a analizar tres casos, de igual forma a la metodología utilizada para la pasada tabla de decisiones.

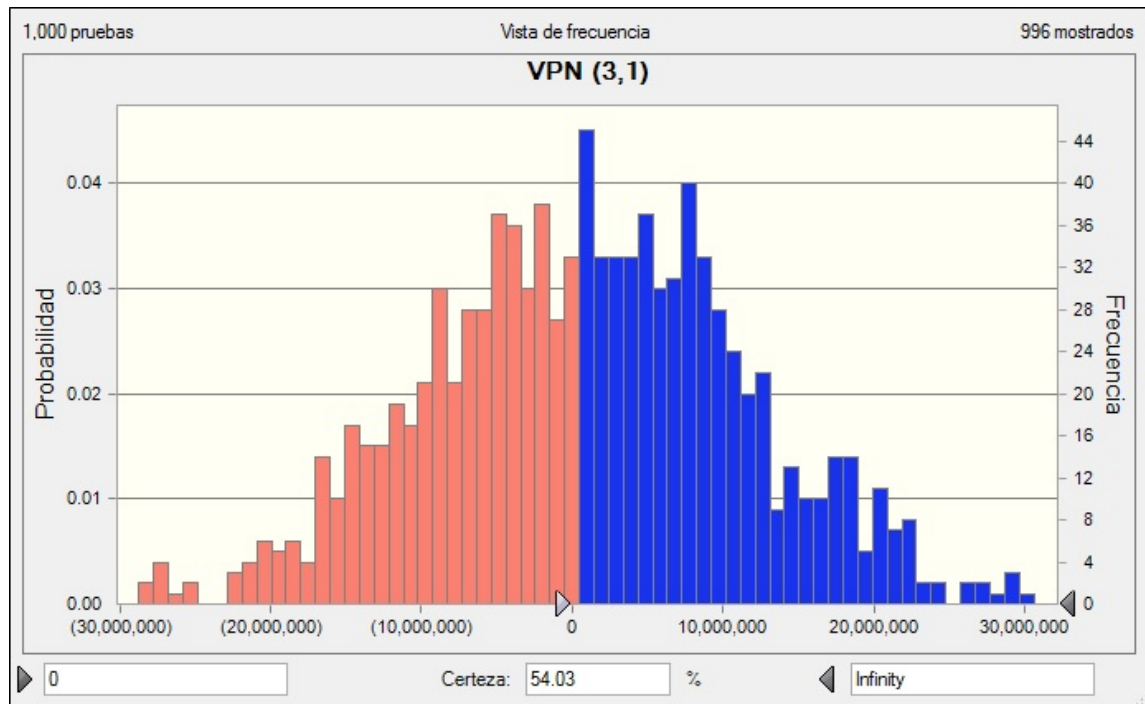


Figura 5.32: Distribución de probabilidad del VAN en el escenario cuando la T_d toma un valor igual a 8,20 % y la T_e es igual a 0,00 %. También se presenta la probabilidad de que el VAN sea mayor que cero en dicho escenario.

Fuente: Elaboración propia a través de Crystal Ball.

En el caso pesimista se observa una probabilidad de 54,03 % para que el VAN sea positivo (ver [Figura 5.32](#)), teniendo un valor medio de este igual a MUS\$ 958,00, para un escenario donde los precios se mantienen constantes durante los años de operación (0,00 % tasa escalamiento) y estableciendo una tasa de descuento igual a 8,20 %.

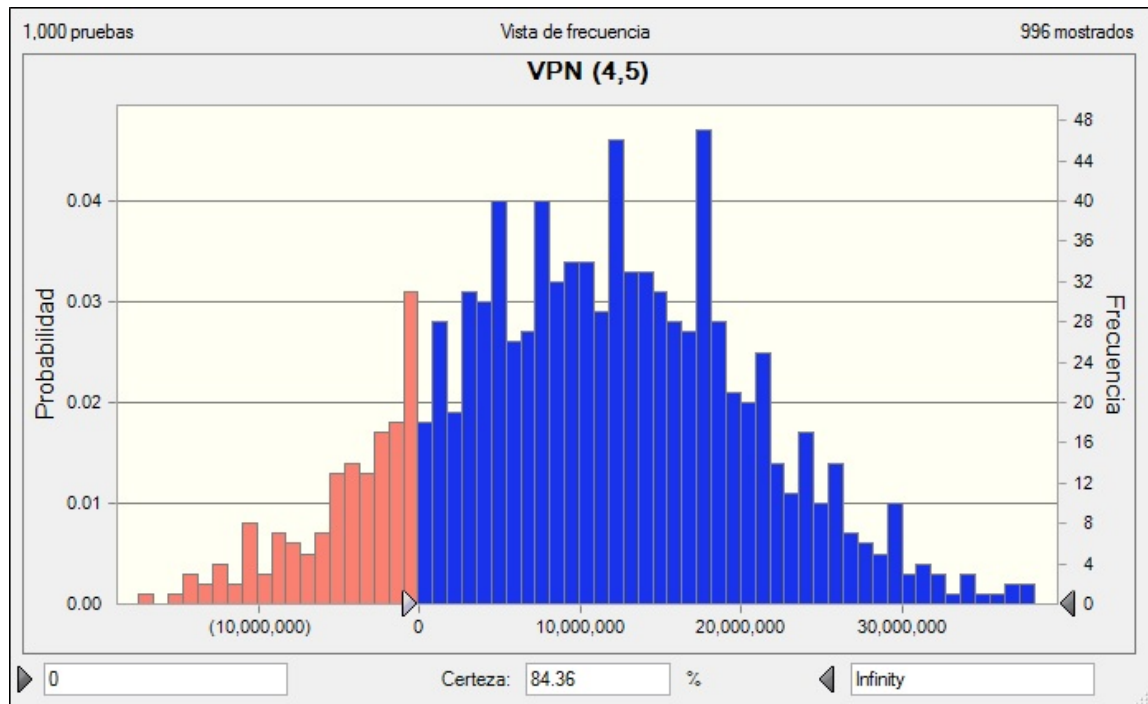


Figura 5.33: Distribución de probabilidad del VAN en el escenario cuando la T_d toma un valor igual a 9,40 % y la T_e es igual a 1,80 %. También se presenta la probabilidad de que el VAN sea mayor que cero en dicho escenario.

Fuente: Elaboración propia a través de Crystal Ball.

Se observa en el escenario intermedio un VAN promedio de MUSD 10.391,00, con una probabilidad de 84,36 % de ser mayor igual que cero (ver [Figura 5.33](#)). Caso que se presenta cuando el precio de la energía aumenta a un 1,80 % anualmente y el proyecto se evalúa con una tasa de descuento igual a 9,40 %.

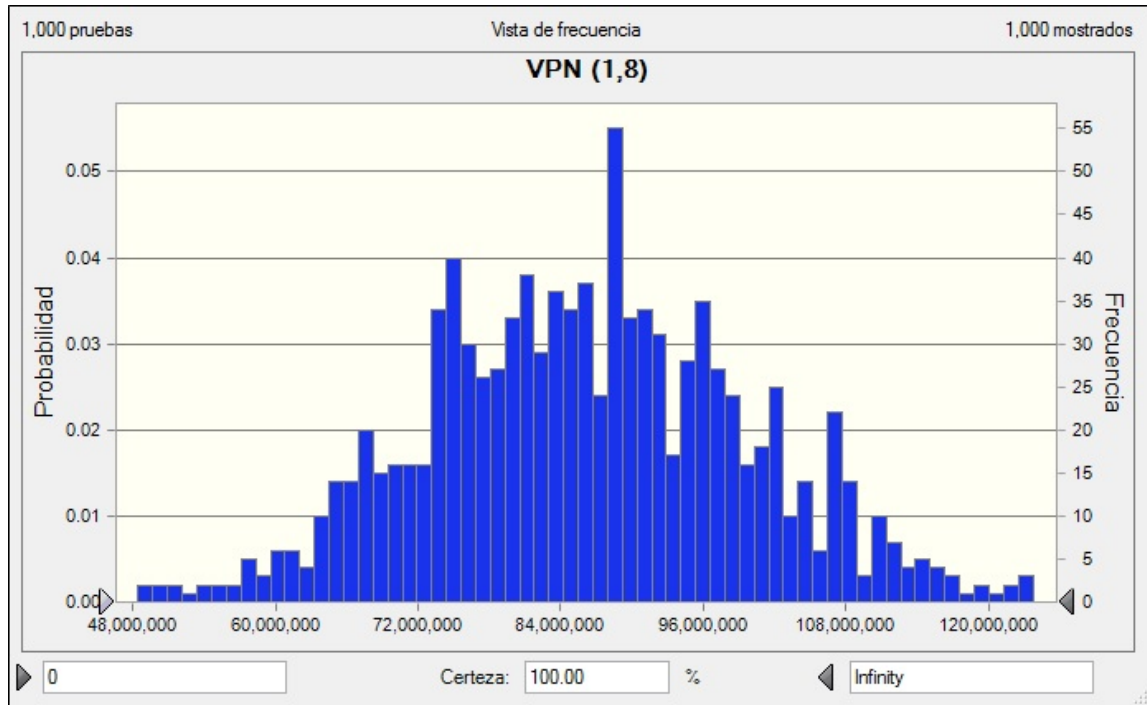


Figura 5.34: Distribución de probabilidad del VAN en el escenario cuando la T_d toma un valor igual a 6,00 % y la T_e es igual a 3,00 %. También se presenta la probabilidad de que el VAN sea mayor que cero en dicho escenario.

Fuente: Elaboración propia a través de Crystal Ball.

Y finalmente en el mejor de los casos que muestra [Tabla 5.13](#), panorama que se da cuando la tasa de descuento se deja establecida en un 6,00 % y la tasa de escalamiento es de un 3,00 %, obteniéndose un VAN medio de USD 86.131,00, con una probabilidad del 100,00 % para que este último sea positivo (ver [Figura 5.34](#)).

5.5. Análisis de Resultados

En cuanto a lugares propicios para el desarrollo de energía eólica offshore, se observa que a lo largo de las costas de Chile existen zonas viables donde esta se puede llevar a cabo, sectores cerca de las costas de Tomé, Talcahuano, Coronel, Lota, Valdivia y Ancud. La primera barrera presentada a lo largo de los años para la instalación de generadores eólicos fuera de costa ha sido la profundidad del mar, donde en el caso de las localidades mencionadas pueden variar entre los 71,00 y 134,00

metros de profundidad. Pero con la aparición de nuevas tecnologías como lo son los cimientos flotantes en los últimos años, dicho problema desaparece.

Ahora existiendo la viabilidad técnica de instalación para este tipo de planta, el segundo gran impedimento son los altos costos de inversión que deben ser destinados a la construcción de este tipo de tecnologías. Como se puede ver en el estudio financiero realizado para el caso base, el VAN medio obtenido para la evaluación del proyecto tiene un valor negativo de MUS\$ 36.576,00 y la probabilidad de que este sea mayor que cero dado a posibles cambios que se presente en los parámetros que afectan a este valor es de 0,06 % por lo que claramente existen proyectos energéticos más atractivos para inversionistas interesados, esto se ve reflejado en la tasa de descuento propuesta que tiene un valor igual a 10,00 %, la cual es mayor a la tasa de retorno interna obtenida a través de la evaluación financiera que es tan solo igual a 6,75 %. Cabe destacar que existen escenarios extremos en donde el proyecto es viable, esto ocurre con tasas de descuento cercanas a 6,00 %, precios de energía de 100,00 [USD/MWh] y tasas de escalamiento de los precios aproximadamente de 3,00 %, pero estos casos positivos son tan solo un 6,25 % de todos los casos posibles, lo que indica que en un 93,75 % de los escenarios se presentan condiciones financieras adversas para el proyecto, por lo que invertir en él resulta sumamente riesgoso.

A través de los reportes de sensibilidad realizados se muestran los factores que tienen un mayor impacto en los costos del proyecto, estos corresponden a los costos de inversión (generadores eólicos y otros gastos relacionados con la construcción de la planta como los pagos por estudios y sondeos) y el otro factor que impacta en gran medida al proyecto es el factor de capacidad de la planta. Se espera que los costos de los generadores y otros gastos disminuyan con el transcurrir de los años gracias a nuevas tecnologías, mayor experiencia en la construcción de este tipo de plantas y la posible disminución de precios en los materiales utilizado para la construcción de activos relacionados a los generadores, además debido a estas mismas razones, sobretudo por motivos tecnológicos, se estima que la eficiencia de los generadores eólicos mejore con los años, lo cual impacta en mejores factores de capacidad los

cuales tiene un efecto positivo sobre la viabilidad económica de proyectos similares.

Al evaluar el proyecto considerando la disminución en el CAPEX estimada para el año 2030 se obtienen resultados positivos. El VAN medio alcanza un valor de MUS\$ 1.337,00 con una probabilidad igual a 59,22 % de que este sea mayor igual que cero, además se presenta una tasa de retorno igual a 10,15 %, obteniendo un retorno de la inversión realizada a 12 años. También los escenarios favorables que se obtienen al realizar los reportes de sensibilidad corresponden a un 50,00 % de los resultados posibles, aumentando desde un 6,25 % obtenido en el caso base. En cuanto a los factores que mayor impacto tienen sobre los costos del proyecto, los costos de los generadores siguen siendo los con mayor influencia, solo que para este caso el parámetro que ocupa el segundo lugar son los costos de operación de la planta.

Finalmente cabe destacar que los llamados subsidios entregados para incentivar al desarrollo de energías, tales como el pago por potencia firme o los certificados ERNC tienen un impacto mínimo casi imperceptible para el desarrollo del proyecto.

6 | Conclusiones

Con las nuevas tecnologías de cimientos flotantes para la instalación de parques eólicos offshore ([IRENA, 2016a](#)), es posible hoy en día tener este tipo de plantas en las costas Chile. Existen variadas localizaciones donde se puede llevar a cabo este tipo de proyectos como visto en el desarrollo y análisis del documento presente, por lo que el estudio de factibilidad resulta sumamente relevante, sobretodo con el enfoque del desarrollo de energías renovables en los países de américa latina.

Actualmente dado que el mercado de las energías eólicas offshore es relativamente nuevo en el mundo, y relativamente desconocido en Chile, los costos de este tipo de tecnologías son sumamente altos (aproximadamente el doble de los costos de instalación de una planta eólica convencional). Además los conocimientos de desarrollo, construcción y logística en Chile son nulos, lo que hace que los costos relacionados se alcen aún más, por lo que existe una gran variabilidad en los parámetros atingentes a proyectos offshore, generando un alto grado de incertidumbre en su desarrollo y resultados, de esta forma la componente de riesgo es sumamente elevada para inversionistas interesados en proyectos de esta naturaleza. Del punto de vista privado resulta inviable realizar inversiones en proyectos eólicos fuera de costa, así lo reflejan los indicadores económicos obtenidos a través del análisis económico realizado. Cabe destacar que resultaría interesante para el caso base presente, realizar una evaluación social, ya que para escenarios observados donde la tasa de descuento es cercana al 6,00 % se puede ver que el proyecto tiene resultados positivos, esto sin haber considerado factores sociales que pueden generar efectos positivos en las comunidades, variables que pueden justificar de mejor manera el proyecto y obtener mejores

rendimientos en los indicadores considerados en la evaluación.

Aún así, con la maduración de los mercados, la aparición de nuevas tecnologías y un mayor conocimiento y experiencia en el desarrollo de proyectos offshore, se espera que los costos de los generadores y también los costos de desarrollo, disminuyan considerablemente en el futuro, haciendo que este tipo de plantas sean más competitivas en comparación con otras fuentes de generación de energía tanto convencional como no convencional (BVG Associates, 2014). Lo expuesto se ve reflejado en el análisis de factibilidad realizado, considerando las bajas en costos esperadas para el año 2030, obteniendo resultados positivos para la inversión privada.

A pesar de que hoy en día el desarrollo de un proyecto de este tipo sea poco atractivo para el sector privado de generación, y también considerando que el target energético en el presente de Chile está relacionando con el desarrollo de recursos solares, en un futuro los requerimientos por una generación sustentable y limpia serán cada vez más imperantes, nuevas fuentes serán necesarias para así satisfacer la demanda de energía creciente, también será necesario la diversificación de la matriz energética del país en temas de energías renovables para dejar la dependencia energética que presenta Chile, la cual es consecuencia de la gran cantidad de energía que proviene de recursos convencionales fósiles, y tener una mejor seguridad en cuanto a temas de generación y suministro de energía.

Es por eso que se recomienda el desarrollo de plantas experimentales pequeñas y se cuente con un grupo de expertos que realicen estudios relacionados y evaluaciones geográficas más detalladas. Esto permitirá tener datos reales concretos acerca de la instalación y comportamiento de generadores eólicos dentro de mar, ver factores de capacidad, dificultades al realizar las instalaciones, problemas debidos a las condiciones adversas de alta mar, vida útil real de un generador en las zonas donde han sido instalados y lo más importante tener la experiencia necesaria para que en un futuro cuando sean más atractivas y competitivas las plantas eólicas offshore para inversionistas nacionales y extranjeros, sea más sencillo realizar su implementación

y que esta sea más eficiente en cuanto a costos y tiempos, además de disminuir su componente de riesgo e incertidumbre, reducir las variabilidades en el desarrollo, dado que ya se tiene una línea base sobre la cual trabajar.



Bibliografía

- BVG Associates (2011). *Offshore Wind: Forecasts of Future Costs and Benefits*. Technical report, RenewableUK, London. [3.4](#), [5.2.1.2](#)
- BVG Associates (2012). *Offshore Wind Cost Reduction Pathways Study: Technology Work Stream*. Technical report, The Crown Estate, London. [5.2.1.8](#)
- BVG Associates (2014). *Future Renewable Energy Costs: Offshore Wind*. Technical report, KIC InnoEnergy, Eindhoven. [3.4.1](#), [3.11](#), [5.2.1.8](#), [6](#)
- Castillo, Gonzalo y Maldonado, Pedro (2004). Situación de la Energía en Chile. [3.1](#), [3.3](#), [3.4.3](#)
- CDEC (2017). *Sistemas Eléctricos de Chile 2017*. [4](#), [5.1.4](#)
- CDEC SIC (2015). *Cálculo Definitivo de Potencia Firme 2015*. Technical report, Centro de Despacho Económico de Carga, Santiago. [5.2.1.11](#)
- CNE (2017a). *Cálculo Demanda Informe Definitivo Mayo 2017*. Technical report, Comisión Nacional de Energía, Santiago.
- CNE (2017b). *Generación Bruta SING SIC 2017*. Technical report, Comisión Nacional de Energía, Santiago. [1](#), [3.1.2](#), [3.4.3](#)
- CNE (2017c). *Resumen Contratos y Necesidades 2017*. Technical report, Comisión Nacional de Energía, Santiago. [5.2.1.11](#)
- Congreso Nacional de Chile (2008a). Historia de la Ley N° 20.257. [1](#), [3.4.4](#), [5.2.1.12](#)
- Congreso Nacional de Chile (2008b). Historia de la Ley N° 20.698. [1](#), [3.4.5](#)
- Generadoras de Chile (2017). *Boletín del Mercado Eléctrico: Sector Generación*. Technical report, Generadoras de Chile, Santiago. [5.2.1.10](#)
- IEA (2014). *World Energy Investment Outlook 2014*. [3.2.9.1](#), [3.9](#), [3.10](#)
- IEA (2015a). *Energy Technology Perspectives 2015: Mobilising Innovation to Accelerate Climate Action*. Technical report, International Energy Agency, Paris. [3.3](#), [5.1.1](#), [5.2.1.9](#)
- IEA (2015b). *Key World Energy Statistics 2015*. [3.2.2](#), [3.2.4](#), [3.2.6](#)

- IEA (2015c). *Medium-Term Renewable Energy Market Report 2015*. Technical report, International Energy Agency, Paris. [3.2](#), [3.2.6](#)
- IEA (2015d). Statistics. [3.2](#), [3.3](#), [3.4](#), [3.2.8.3](#)
- IEA (2015e). World Energy Outlook: Electricity Access Database. [3.2.4](#), [3.2.8.2](#), [3.2.8.3](#)
- IEA (2016). Re-powering Markets. Market Design and Regulation During the Transition to Low-carbon Power Systems. [3.2.3](#), [3.2.10](#)
- IRENA (2015). *Renewable Energy in Latin America 2015: An Overview of Policies*. Technical report, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. [3.2](#), [3.2.1](#), [3.2.7](#), [3.2.8.1](#), [3.2.10](#)
- IRENA (2016a). *Floating Foundations: A Game Changer for Offshore Wind Power*. Technical report, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. [3.4.2.1](#), [6](#)
- IRENA (2016b). *Innovation Outlook: Offshore Wind*. Technical report, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. [1](#), [3.3](#), [3.4.1](#), [4](#), [5.1.2](#), [5.2.1.5](#), [5.2.1.7](#)
- IRENA (2016c). *Investment Opportunities in Latin America: Suitability Maps for Grid-Connected And Off-Grid Solar and Wind Projects*. Technical report, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. [3.2.5](#), [3.7](#), [3.8](#), [3.4.3](#)
- IRENA (2016d). *Renewable Energy Market Analysis: Latin America*. Technical report, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. [3.2.4](#), [3.2.4](#), [3.5](#), [3.2.6](#), [3.6](#), [3.2.8.2](#), [3.4.3](#)
- IRENA (2017). *Renewable Capacity Statistics 2017*. Technical report, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. [1](#), [3.3](#)
- Latin America and Caribbean-OECD (2014). *Conference on Bridging Infrastructure Gasp Thought Smart Investment*. Technical report, Organisation for Economic Co-operation and Development, Lima. [3.2.9.1](#), [3.4.3](#)
- Mastropletro, P y Barroso, L (2015). Power Transmission Regulation in a Liberalised Context: An Analysis of Innovative Solutions in South American Markets. [3.2.5](#), [3.2.7](#)
- Melsen, P y Krumper, S (2009). *Renewable Energy Potential of Latin America*. Technical report, Global Energy Network Institute, California. [3.2.6](#), [3.2.8.1](#), [3.3](#), [3.3](#)
- Ministerio de Energía (2015). *Balance Nacional de Energía 2015*. Technical report, Gobierno de Chile, Santiago. [3.1](#), [3.1.1](#)
- Ministerio de Energía (2017). *Energía 2050: Política Energética de Chile*. Technical report, Gobierno de Chile, Santiago. [1](#)

- PriceWaterhouseCoopers (2015). *Cost Reduction Options for Offshore Wind in the Netherlands FID 2010-2020*. Technical report, TKI Wind op Zee, Utrecht. [3.4.2](#)
- RenewableUK (2012). *Potential for Offshore Transmission Cost Reductions*. Technical report, The Crown Estate, London. [3.4](#)
- Särndal, Carl Erik (1992). Model Assisted Survey Sampling. [5.1.4.1](#), [5.1.4.3](#)
- Sóbol, I (1976). *Método de Montecarlo*. Mir edición. [3.5](#)
- Subsecretaría de Pesca y Acuicultura (2017). Actividades Reguladas: Pesca Artesanal. [4](#)
- WindEurope (2013). *Deep Water: The Next Step for Offshore Wind Energy*. Technical report, European Wind Energy Association, Brussels. [3.4.2.1](#)

A | Información General Base

A.0.1. Parámetros Generales

Se presentan los parámetros generales relevantes al modelo propuesto para realizar el flujo de caja del proyecto para el caso base. Los valores destacados de color amarillo corresponden a variables de decisión en el modelo y aquellas en color verde son variables sujetas a variación, estas últimas son construidas a partir de una distribución triangular con valores mínimos, máximos y más probables.

Propiedad del Modelo					
Parametro		Media	Min	Max	Unidad
Tasa de Primera Categoría		27.0%	-	-	-
Tasa Descuento		14.0%	6.0%	14.0%	Nominal
Tasa de Escalamiento		3.0%	0.0%	3.0%	Inflación Anual
Depreciación	Tipo	Standard	-	-	-
	Tiempo	10	-	-	Años
	Inicio	1	-	-	Periodo Ingresos
Tasa de Cambio	(19-06-2017)	670	-	-	CLP/USD
Moneda del Modelo		-	-	-	USD
Conversión UF a CLP	(19-06-2017)	26700	-	-	CLP/UF

Calendario					
Parametro		Media	Min	Max	Unidad
Exploración	Duración	1.5	-	-	Años
Evaluación	Inicio	03-07-17	-	-	-
	Duración	1.0	0.8	1.5	Años
Desarrollo	Duración	1.5	1.0	2.0	Años
Construcción	Duración	1.5	1.0	2.0	Años
	Inicio	01-01-20	-	-	-
Puesta en Marcha	Inicio	02-07-21	-	-	-
Años de Operación		25	-	-	Años

General					
Parametro		Media	Min	Max	Unidad
Capacidad Turbina		2	-	-	MW/Turbina
CAPEX		2870000	2310000	3500000	USD/MW
	Turbina	1148000	693000	1750000	USD/MW
	Interconexión	717500	346500	1050000	USD/MW
	Construcción	574000	346500	875000	USD/MW
	Otros	430500	184800	1050000	USD/MW
OPEX		37	27	48	USD/MWh
Precio Energía		100	75	100	USD/MWh
Largo Línea Transmisión		50	20	120	km
Capacidad Bruta		60	-	-	MW
Capacidad Neta	Total	56	-	-	-
	Perdidas Totales	6.50%	-	-	-
	Perdidas de Transmisión	1.00%	-	-	-
	Perdidas en Transformador	1.50%	-	-	-
	Perdidas por Cargas Parasitas	4.00%	-	-	-
Factor de Capacidad		46.0%	40.0%	50.0%	-

Figura A.1: Variables y parámetros relevantes para el modelo y el flujo de caso, correspondiente al caso base considerado.

A.0.2. Otros Parámetros e Indicadores

Se presentan los parámetros correspondientes a los subsidios entregados por el gobierno para el desarrollo de ERNC. También se muestran los indicadores económicos resaltados en color celeste, correspondientes a las variables objetivo del modelo para el caso base.

Potencia Firme		
Parametro	Media	Unidad
Precio Subsidio	4.79	USD/MWh
Índice Potencia Firme	11.6%	-

Certificados ERNC				
Parametro	Media	Min	Max	Unidad
Precio	4.07	2.98	6.86	USD/MWh
%Venta	30%	0%	100%	-

VPN	(51,986,964)
IRR	8.46%

Figura A.2: Indicadores objetivos del modelo y parámetros correspondientes a subsidios para el desarrollo de ERNC.

B | Información General Futura

B.0.3. Parámetros Generales

Se presentan los parámetros generales relevantes al modelo propuesto para realizar el flujo de caja del proyecto para el caso futuro. Los valores destacados de color amarillo corresponden a variables de decisión en el modelo y aquellas en color verde son variables sujetas a variación, estas últimas son construidas a partir de una distribución triangular con valores mínimos, máximos y más probables.

Propiedad del Modelo					
Parametro		Media	Min	Max	Unidad
Tasa de Primera Categoría		27.0%	-	-	-
Tasa Descuento		10.0%	6.0%	14.0%	Nominal
Tasa de Escalamiento		2.0%	0.0%	3.0%	Inflación Anual
Depreciación	Tipo	Standard	-	-	-
	Tiempo	10	-	-	Años
	Inicio	1	-	-	Periodo Ingresos
Tasa de Cambio	(19-06-2017)	670	-	-	CLP/USD
Moneda del Modelo		-	-	-	USD
Conversión UF a CLP	(19-06-2017)	26700	-	-	CLP/UF

Calendario					
Parametro		Media	Min	Max	Unidad
Exploración	Duración	1.5	-	-	Años
Evaluación	Inicio	03-07-17	-	-	-
	Duración	1.0	0.8	1.5	Años
Desarrollo	Duración	1.5	1.0	2.0	Años
Construcción	Duración	1.5	1.0	2.0	Años
	Inicio	01-01-20	-	-	-
Puesta en Marcha	Inicio	02-07-21	-	-	-
Años de Operación		25	-	-	Años

General					
Parametro		Media	Min	Max	Unidad
Capacidad Turbina		2	-	-	MW/Turbina
CAPEX		2009000	1617000	2450000	USD/MW
	Turbina	803600	485100	1102500	USD/MW
	Interconexión	502250	242550	735000	USD/MW
	Construcción	401800	242550	612500	USD/MW
	Otros	301350	129360	367500	USD/MW
OPEX		37	27	48	USD/MWh
Precio Energía		97	75	100	USD/MWh
Largo Linea Transmisión		50	20	120	km
Capacidad Bruta		60	-	-	MW
Capacidad Neta	Total	56	-	-	-
	Perdidas Totales	6.50%	-	-	-
	Perdidas de Transmisión	1.00%	-	-	-
	Perdidas en Transformador	1.50%	-	-	-
	Perdidas por Cargas Parasitas	4.00%	-	-	-
Factor de Capacidad		46.0%	40.0%	50.0%	-

Figura B.1: Variables y parámetros relevantes para el modelo y el flujo de caso, correspondiente al caso futuro estimado.

B.0.4. Otros Parámetros e Indicadores

Se presentan los parámetros correspondientes a los subsidios entregados por el gobierno para el desarrollo de ERNC. También se muestran los indicadores económicos resaltados en color celeste, correspondientes a las variables objetivo del modelo para el caso futuro.

Potencia Firme		
Parametro	Media	Unidad
Precio Subsidio	4.79	USD/MWh
Índice Potencia Firme	11.6%	-

Certificados ERNC				
Parametro	Media	Min	Max	Unidad
Precio	4.07	2.98	6.86	USD/MWh
%Venta	30%	0%	100%	-

VPN	1,337,239
IRR	10.15%

Figura B.2: Indicadores objetivos del modelo y parámetros correspondientes a subsidios para el desarrollo de ERNC.