UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

DEPARTAMENTO DE INDUSTRIAS

SANTIAGO – CHILE

ESTUDIO DE OPTIMIZACION DE ENERGIA EN LA ZONA DE PUCLARO

SEBASTIAN ESCOBAR RESPALDIZA

MEMORIA PARA OPTAR AL TITULO DE INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL

PROFESOR GUIA : SR. HUGO OSORIO Z.

PROFESOR CORREFERENTE : SRA. PILAR GARATE CH.

INDICE DE CONTENIDOS

Resumen y conclusiones …….. 1

1. Problema de Investigación …….. 2

2. Objetivos…….. 3

Objetivos Generales …….. 3

Objetivos Específico …….. 3

3. Estado del Arte ……. 4

3.1. Antecedentes ……. 4

3.1.1. Problemática de la energía en general …… 4

3.1.2. Zona de Puclaro…… 5

3.1.3. Antecedentes del suministro eléctrico de Puclaro ……. 6

3.1.4. Generación en la represa y la interrupción por sequía hídrica……. 7

3.1.5. Demanda de electricidad en la zona……. 11

3.1.6. Conclusión……. 13

3.2. Marco teórico…… 14

3.2.1. Energía eólica……..…… 15

3.2.2. Conceptos generales……... 17

3.2.3. Energía obtenida del viento…… 18

3.2.4. Principio de operación de la máquina eólica…….…….. 21

3.2.5. Tipos de máquinas……... 25

3.2.6. Aplicación de los aerogeneradores……. 29

3.2.7. Importancia del viento…… 31

3.3. Análisis de la zona de Puclaro…….. 33

3.3.1. Aspectos geográficos…… 33

3.3.1.1. Viento en la zona…….. 33

3.3.1.2. Espacio físico de la instalación…… 39

3.3.2. Aspectos sociales…….. 42

3.3.3. Vialidad técnica…… 42

3.3.4. Aspectos legales……... 42

3.4. Casos similares……. 43

3.4.1. Estadio Lincoln Financial Field, Philadelphia, USA…… 43

3.4.2. Parque eólico Canela 1, Chile…….. 44

3.4.3. Parque Anholt. 400 MW, Dinamarca……... 46

3.5. Conclusión…… 49

4. Solución planteada……...…. 50

4.1. Definiendo el aerogenerador……... 50

4.1.1. Estimación de viento en la zona con respecto a las horas del día….. 50

4.1.2. Velocidad de inicio y corte de generación……. 52

4.1.3. Tipo de aerogenerador……... 52

4.1.4. Anclaje……... 52

4.1.5. Número de torres y generación del aerogenerador…… 52

4.1.6. Prestigio, calidad y casos realizados por la empresa a elegir…… 53

4.1.7. Marca y modelo del aerogenerador……...…… 55

4.2. Evaluación Económica…… 56

4.2.1. Estimación del precio de la energía para la evaluación económica.. 56

4.2.2. Ingresos generados por los dos aerogeneradores……. 59

4.2.3. Evaluaciones económicas……. 60

4.2.3.1. Precio promedio calculado e hidroeléctrica inactiva…… 60

4.2.3.2. Precio promedio calculado e hidroeléctrica activa……... 61

4.2.3.3. Precio de USD$80 por Mw/hr. e hidroeléctrica inactiva…. 62

4.2.3.4. Precio de USD$80 por Mw/hr. e hidroeléctrica activa….… 63

4.2.3.5. Evaluación económica con la hidroeléctrica activa y sensibilidad en el precio de la energía …….…… 64

4.2.3.6. Precio de USD$80 por Mw/hr. e hidroeléctrica activa con sensibilidad al valor de la inversión …… 65

5. Conclusiones……..…... 66

6. Referencias…….…... 68

7. Anexos…… 71

INDICE DE TABLAS

1. Generación eléctrica de la represa Puclaro en Mw/hr desde el año 2008 a la fecha . 9

2. Sequías en Chile desde 1924 a 2016. …….……..…… 10

3. Barra Pan de Azúcar, tensión según temperatura. ..……..…… 12

4. Listado de ERNC con sus descripciones respectivas……...…….. 15

5. Cálculo del precio de la energía hora a hora por Mw/hr. Del mes de Julio de 2015.. 56

6. Tabla de cálculo de los ingresos generados por los dos aerogeneradores con precio promedio calculado. ……..…. 59

7. Tabla de cálculo de los ingresos generados por los dos aerogeneradores a precio de USD$80 por Mw/hr.....……..….. 60

8. Evaluación económica con precio promedio por hora calculado, con la central hidroeléctrica inactiva. ……..……. 61

9. Evaluación económica con precio promedio por hora calculado, con la central hidroeléctrica activa.……...…… 62

10. Evaluación económica con precio de USD$80 por Mw/hr, con la central hidroeléctrica inactiva. ……..... 63

11. Evaluación económica con precio de USD$80 por Mw/hr, con la central hidroeléctrica activa. ……..... 64

12. Evaluación económica con la hidroeléctrica activa y sensibilidad en el precio de la energía ……. 64

13. Precio de USD$80 por Mw/hr. e hidroeléctrica activa con sensibilidad al valor de la inversión ……. 65

INDICE DE GRAFICOS

1. Mw promedio mensual por año. ……..…….…. 10

2. Mw promedio hora por año. …….…. 10

3. Rendimiento respecto al límite de Betz…….. 20

4. Curva de potencia de un aerogenerador…….. 32

5. Gráfico de la velocidad del viento versus la hora del día. ……. 51

6. Gráfico de la velocidad del viento versus la hora del día. ……..... 51

INDICE DE MAPAS

1. Ubicación geográfica de la zona de Puclaro……. 6

2. Consumo eléctrico en las regiones. …….…….. 11

3. Vista desde arriba de la zona del embalse Puclaro..... 40

4. Vista desde arriba de la zona del embalse Puclaro..... 41

INDICE DE IMAGENES

1. Molino diseñado en el siglo XII. …… 16

2. Fuerza de arrastre y sustentación del viento en un aspa…….……. 23

3. Relación de fuerza de sustentación con la fuerza de arrastre en una pala. …….…… 24

4. Rotación del eje por efecto del viento en el aspa…… 24

5. Tipos de aerogeneradores. ……..……... 27

6. Diferencias de presiones producto de las temperaturas …… 34

7. Imágenes de riego con manguera**.** …….……. 36

8. Imágenes de riego con manguera. …….……. 36

9. Represa y central hidroeléctrica de Puclaro. ……..... 36

10. Explorador eólico de la Universidad de Chile. …….….. 37

11. Explorador eólico de la Universidad de Chile. …….…... 38

12. Estadio Lincolns Financial Field, Philadelphia, USA……..... 43

13. Estadio Lincolns Financial Field, Philadelphia, USA…….…..... 44

14. Parque eólico Canela 1. ……....….... 46

15. Parque Anholt 400 MW, Dinamarca. ……. 48

Resumen y conclusiones.

En la zona norte de Chile, específicamente en Puclaro, se encuentra un embalse artificial, llamado Hidroeléctrica Puclaro S.A., la cual produce energía eléctrica inyectada en la misma zona. Debido a sequías hídricas ha sufrido largas detenciones en sus operaciones.

Producto de las sequías, se hace necesaria la búsqueda de otras fuentes de energía que apoyen el déficit de la región que vayan con las tendencias de sustentabilidad del medio ambiente.

Se analizaron y compararon distintas ERNC, llegando a la conclusión de que la energía eólica es la óptima alternativa a la problemática, actual. Esta energía cumple con todos los requisitos geográficos, climáticos, sociales y legales en la zona.

La solución contempla dos torres, de 2 Mw/hr. cada una, cantidad similar generada por la represa de Puclaro de 5 Mw/hr.

Se realizaron 6 evaluaciones económicas; con cálculo de precio promedio de energía, con precio fijo de energía de USD$80 Mw/hr., con actividad e inactividad de la hidroeléctrica, con sensibilidad al precio de la energía y, por último, sensibilidad al valor de la inversión.

Las evaluaciones económicas resultaron con VAN negativo y una TIR positiva, lo cual nos indica que el proyecto no es rentable. Las 2 evaluaciones que se sensibilizaron, una respecto al precio de la energía y otra con respecto a la inversión, resultaron con valores cercanos a los observados.

La realización del proyecto traería consigo beneficios cuantitativos y cualitativos referentes a la calidad de vida de las personas que viven en la zona. Sin embargo la realización de proyectos de esta magnitud, dependen puramente si la TIR arrojada es rentable o atractiva para los otros inversionistas.

1. Problema de investigación

En el informe se desarrollará el estudio de optimización para la generación de energía actual en la zona del embalse Puclaro, por energías igual de limpias pero más eficientes. Para esto, se determinará la demanda actual de energía en la zona, generada por los grandes consumidores, además de mencionar las ofertas existentes que satisfacen dicha demanda y sus costos asociados. Luego se evaluarán las distintas formas de generación de energía limpia y se presentará una solución eficiente y amigable con el medio ambiente.

2. OBJETIVOS

2.1. Objetivos generales

Determinar la conveniencia de complementar la actual provisión de energía eléctrica de hidroeléctrica Puclaro con otra energía igual de limpia pero más eficiente.

2.2. Objetivos específicos

- Determinar la demanda de energía en la zona y los ciclos hídricos que afectan a la generación actual.
- Desarrollar un análisis de todas las alternativas de generación de energía limpia, pero más eficiente de acorde a la zona geográfica.
- Proponer y evaluar una solución de complemento de las actuales formas de generación.

3. Estado del arte.

3.1. Antecedentes.

3.1.1. Problemática de la energía en general.

La vulnerabilidad eléctrica de Chile es un tema que ocupa la agenda de autoridades y expertos. La importancia de proteger este recurso, utilizarlo de forma responsable y estudiar alternativas para ampliar la matriz energética han sido asuntos recurrentes en seminarios, así como también en las campañas del Gobierno.

La problemática se mantiene en boga. El crecimiento de la demanda proyectada a futuro implica evaluar proyectos de generación de diversa naturaleza. Mientras las centrales en base a carbón predominan entre las principales inversiones a futuro, el desarrollo hidroeléctrico toma un importante rol, a través de la iniciativa más grande en este ámbito en la historia de Chile: Hidroaysén, que implica la instalación de cinco centrales en la Patagonia. Incluso la alternativa nuclear es estudiada por expertos, a través de una comisión presidencial.

Chile ha experimentado una serie de episodios de estrechez eléctrica que ponen en relieve la falta de lineamientos y políticas estratégicas para el desarrollo y seguridad del sistema. Todo ello configura un desarrollo eléctrico insustentable y extremadamente vulnerable.

Adicionalmente, la sociedad chilena ha expuesto que no está dispuesta a aceptar los proyectos termoeléctricos o las grandes centrales hidroeléctricas, como opciones de generación eléctrica. Esto demuestra una creciente demanda social por cambiar la orientación del actual paradigma de desarrollo eléctrico. Es aquí donde surge la iniciativa de implementar nuevas fuentes de ERNC y donde la energía eólica se transforma en otra de las alternativas implementadas a nivel país. Este tipo de energías limpias nos ofrece una alternativa real para generar electricidad que es altamente dependiente del uso de combustible fósiles. Para poder establecer el grado real de potencialidad del país, primero se deben realizar los estudios necesarios y así estimar las variables influyentes como la velocidad y frecuencia del viento, la geografía de la zona y la altura con respecto al nivel del mar. Hay zonas del país que responden a los parámetros de funcionamiento y que actualmente generan energía, pero también hay otras en las cuales no hay estudios y sería aventurado asegurar que se pueden transformar en una solución real incorporando aerogeneradores.

3.1.2. Zona de Puclaro

En la cuarta región de Coquimbo se encuentra la ciudad costera de la Serena, desde donde comienza la ruta 41 hacia la cordillera que conecta con Argentina en el paso Agua Negra. En el kilómetro 50 de dicha ruta se encuentra el embalse Puclaro, el cual será el lugar de estudio para la posible instalación de aerogeneradores. Este embalse se ubica en la comuna de Vicuña, a diez kilómetros antes de dicha cuidad, conocida por ser la cuidad natal de la reconocida poetisa Gabriela Mistral, ganadora del premio Nobel de Literatura en 1945. (Wayback Machine, 2016)

Ubicación geográfica de la zona de Puclaro

Mapa 1: Fuente Google Maps

3.1.3. Antecedentes del suministro eléctrico de Puclaro.

El embalse Puclaro está situado sobre el antiguo pueblo de Gualliguaica Su construcción se inicia en agosto de 1996, y el 15 de octubre de 1999 se inició el llenado del embalse, pese las pérdidas causadas por los temporales de agosto de 1997, que alteraron el plan de construcción. Técnicas aplicables a grandes presas determinan la capacidad del Embalse Puclaro en 200 hm^3, permitiendo una adecuada seguridad de riego a 20.700 hectáreas aproximadamente, lo que significa duplicar el área regada antes de la construcción de la represa. La obra beneficia a 2.508 predios con un tamaño medio de 8 hectáreas por predio. (Wayback Machine, 2016).

El embalse Puclaro fue creado con motivos de reserva de agua potable y de riego de los campos del Valle de Elqui, donde se cultiva la uva usada para reconocidos vinos y piscos de Chile. Dado el importante uso y escasez del agua pura en la viticultura y agronomía de la zona, es que están estrictamente prohibidas las embarcaciones a motor. Sin embargo, sí se permiten embarcaciones y disciplinas deportivas a vela como el windsurf y el kitesurf, también conocidas como windsurfing, kitesurfing y kiteboarding. Las favorables

condiciones para estos deportes han empujado las creaciones de diversas escuelas ubicadas en las orillas del embalse.

La zona de inundación del embalse de Puclaro tiene 760 hectáreas, con una longitud máxima de siete kilómetros, área de inundación que abarca las localidades de Marchihue y Gualliguaica, incluidas las bocatomas de los canales del mismo nombre y los canales Puclaro y Polvada y parte del sector de Punta Azul. El Embalse Puclaro cuenta con una altura de 83 metros y una longitud de coronación de 595 metros.

3.1.4. Generación en la represa y la interrupción por sequía hídrica.

Desde el año 2015, la región de Coquimbo es la zona más sustentable del país. Según informó la Secretaría Regional Ministerial de Energía, en la región se produjeron 1.524.143 MWh de energía eléctrica, de los que el 90,7% correspondieron a generación con fuentes renovables (ERNC): solares, eólicas e hídricas. Por un lado, el 2,4% de lo generado correspondió a la producción de las hidroeléctricas, con 36.798 MWh. Por otro lado, la eólica corresponde a un 83% del tanto, generado energía para más de 700.000 casas en un año. (Marcelo Salazar, Seremi de Energía de Coquimbo, 2015)

La región de Coquimbo cuenta con tres centrales hidroeléctricas de paso: Los Molles, Hidroeléctrica Paloma e Hidroeléctrica Puclaro. Las dos últimas centrales se vieron fuertemente afectadas en su funcionamiento debido a la prolongada sequía en la Región, que redujo de forma importante e impactante los niveles de embalse, debiendo interrumpir la generación en la central de Puclaro por un par de años. (El Vicuñense, mayo 2016)

Hidroeléctrica Puclaro (HP) fue inaugurada el 6 de mayo de 2008, instalada a los pies del embalse Puclaro, con una inversión público-privada que superó los US$ 7 millones. Para su ejecución, la Junta de Vigilancia del Río Elqui (JVRE) se asoció a la empresa de Gestión de Proyectos Eléctricos (GPE), que se encargó de las gestiones y autorizaciones previas, ingeniería, construcción y operación, aportando los avales necesarios y el 58% del capital requerido.

Tras ocho años de funcionamiento, con la interrupción por falta de agua antes señalada, el Director de la Hidroeléctrica, Mario Jofré, señaló que “en términos generales, ha sido una experiencia exitosa, el balance es muy positivo y ha quedado demostrado que se pueden apalancar recursos e inversiones en obras de riego, que son totalmente compatibles y supeditados al reparto y demanda de agua para de riego” (Mario Jofré, 2015).

Hidroeléctrica Puclaro, desde su inicio de operaciones en 2008 ha generado 113.172 MWh hasta febrero de 2012, retomando la generación el 5 de agosto de 2014, debido al bajo nivel de agua en el embalse producto de la crisis hídrica. Actualmente esta hidroeléctrica de paso está produciendo 1,1 MW con un caudal 3,2 m3/seg., y con una altura de agua en embalse de 50 metros.
Para retomar la generación de energía en 2014, esta hidroeléctrica debió instalar un rodete para trabajar a menor altura de agua en el embalse. Se trabajó con este rodete hasta fines de diciembre de 2015 y una vez alcanzado los 42.5 m de altura del embalse se cambió a la Turbina N°2, con la cual se produce energía eléctrica hoy en día.

Sobre las interrupciones en la generación, agregó que la fragilidad de la cuenca en términos de oferta de agua ha significado períodos de generación altos, medios y nulos. Este escenario hídrico obligó a que, tras un par de años de operación, se debiera renegociar con la Banca los créditos para tener la certeza de cumplir los compromisos financieros.

Sin embargo, y a pesar de las dificultades de oferta de agua, “la central hasta el momento ha estado con todos sus compromisos financieros al día y las mantenciones y seguridad de las instalaciones están con el mejor estándar de operación que exige este tipo de industria” (Mario Jofré, 2016).

A continuación de muestra el gráfico (www.cdecsic.cl) con los datos de la generación de la Hidroeléctrica Puclaro S.A, desde su inicio de funcionamiento a la fecha.

GENERACION ELECTRICA DE LA REPRESA PUCLARO EN MW/MES Y MW/HR DESDE EL AÑO 2008 A LA FECHA.

AÑO	Medida	Enc	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	MW PROM MENSUAL/AÑO	MW PROM X HR/AÑO
2008	MW/MES	0	0	0	0	3.260,10	2.795,21	4.188,30	4.296,64	4.402,96	4.663,55	4.457,52	4.570,90	32.635,18	4.079,40	5,55
	MW prom/HR	0	0	0	0	4,38	3,88	5,63	5,78	6,12	6,27	6,19	6,14	44,39		
2009	MW/MES	4.580	3.667	4.254	3.877	3.128,65	3.606,25	3.561,96	2.901,30	2.853,67	2.938,14	2.717,47	2.935,69	41.021,66	3.418,47	4,67
	MW prom/HR	6,16	5,27	5,72	5,39	4,21	5,01	4,79	3,90	3,96	3,95	3,77	3,95	56,06		
2010	MW/MES	2.991	2.382	2.191	1.826	1.658,62	1.618,10	2.025,56	2.052,85	1.821,01	1.899,72	2.070,34	1.843,67	24.379,02	2.031,59	2,78
	MW prom/HR	4,02	3,42	2,94	2,54	2,23	2,25	2,72	2,76	2,53	2,55	2,88	2,48	33,32		
2011	MW/MES	1.599	1.393	1.495	1.374	1.326,09	371,22	732,83	1.162,15	1.376,30	1.283,50	1.260,50	1.170,10	14.544,69	1.212,06	1,66
	MW prom/HR	2,15	2,00	2,01	1,91	1,78	0,52	0,98	1,56	1,91	1,73	1,75	1,57	19,87		
2012	MW/MES	1.043	453	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.495,70	147,85	1,03
	MW prom/HR	1,40	0,65	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,05		
2013	MW/MES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
	MW prom/HR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
2014	MW/MES	0	0	0	0	0	0	0	269,56	237,04	347,45	386,14	349,50	1.589,69	317,94	0,43
	MW prom/HR	0	0	0	0	0	0	0	0,36	0,33	0,47	0,54	0,47	2,16		
2015	MW/MES	330	265	153	254	234,00	244,88	173,33	221,29	341,38	350,69	335,45	431,83	3.335,15	277,93	0,38
	MW prom/HR	0,44	0,38	0,21	0,35	0,31	0,34	0,23	0,30	0,47	0,47	0,47	0,58	4,56		
2016	MW/MES	872	876	840	864	912,20	694,13	863,28	1.381,91	1.739,39	0	0	0	9.041,99	1.004,67	1,38
	MW prom/HR	1,17	1,26	1,13	1,20	1,23	0,96	1,16	1,86	2,42	0	0	0	12,38		

TABLA 1: Elaboración propia

La hidroeléctrica comenzó a generar electricidad luego de su llenado en Mayo del año 2008. En la tabla 2 se muestran las producciones totales al mes en MW (fila color gris), MW promedio por hora al mes (fila color blanca), además de la producción en MW promedio mensual por año y finalmente la producción promedio de MW por hora al año.

De la Tabla 1 se extraen los datos para generar el gráfico 1 MW promedio mensual por año y el gráfico 2 MW promedio hora por año, para poder cuantificar la generación desde el inicio de su funcionamiento a la fecha de la represa de Puclaro.

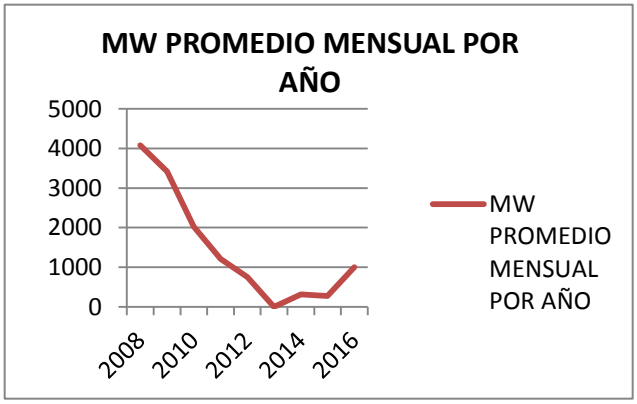


GRAFICO 1: Elaboración propia

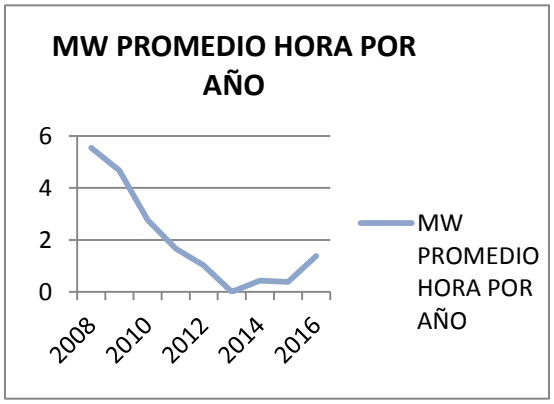


GRAFICO 2: Elaboración propia

El siguiente gráfico muestra las sequias en Chile desde 1924 a la fecha, indicando las regiones afectadas en cada una de ellas (Diario La Tercera, 2013).

SEQUIAS EN CHILE DESDE 1924 A 2016.

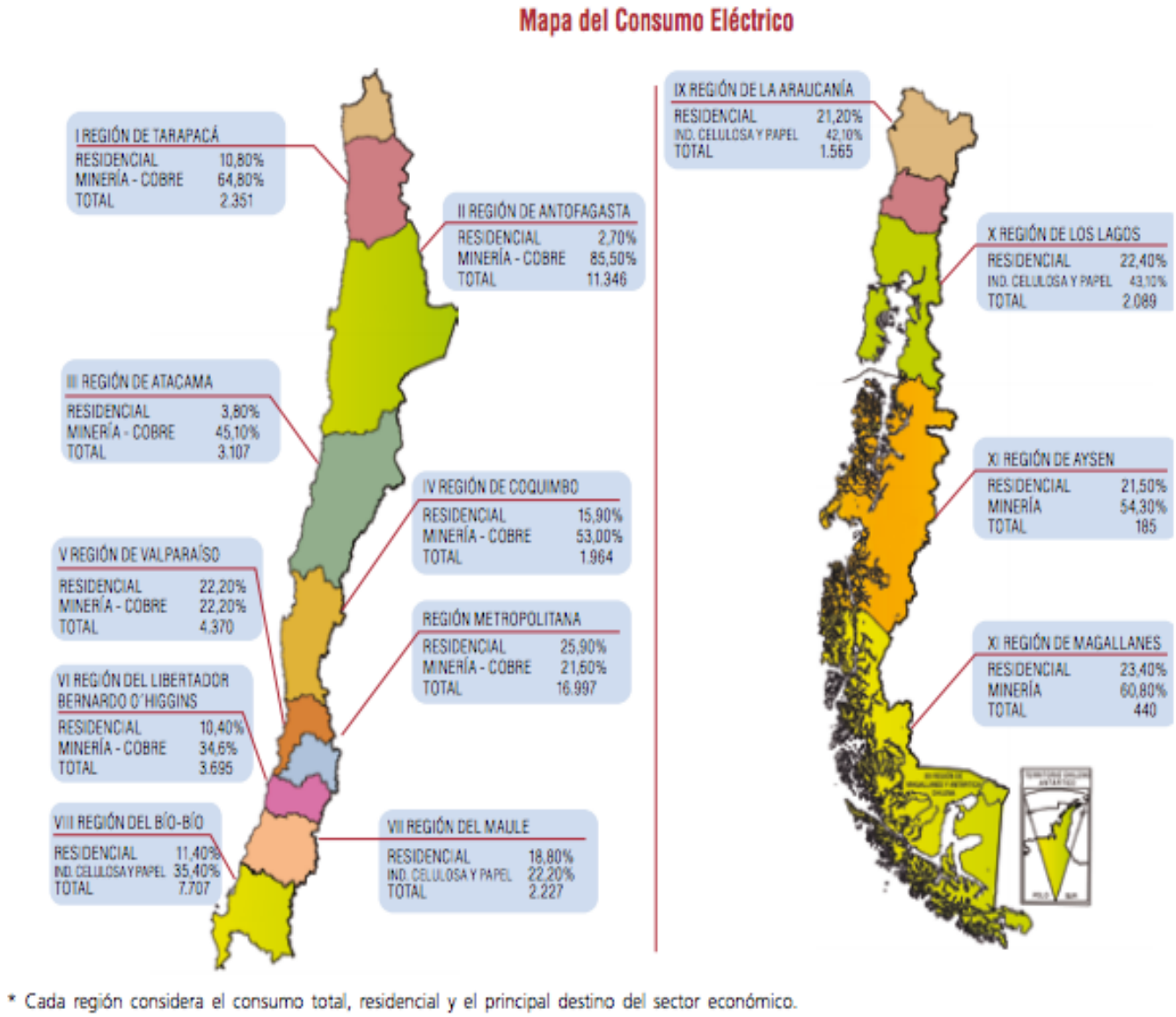
Sequías en Chile																
Año(s)	Nombre	Regiones afectadas														
		AP	TA	AN	AT	CO	VS	RM	LI	ML	BI	AR	LR	LL	AI	MA
1924	Sequía de 1924					✓	✓	✓	✓	✓						
1933	Sequía de 1933				✓	✓										
1946	Sequía de 1946				✓	✓										
1955	Sequía de 1955					✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓				
1960-1962	Sequía de 1960-1962					✓										
1964	Sequía de 1964					✓	✓									
1967	Sequía de 1967			✓	✓	✓	✓	✓								
1968-1969	Gran sequía de 1968[n 1]				✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓					
1970-1971	Sequía de 1970-1971				✓	✓										
1979	Sequía de 1979										✓	✓	✓	✓		
1986	Sequía de 1986					✓										
1990-1991	Sequía de 1990-1991				✓	✓	✓									
1996	Sequía de 1996				✓	✓	✓	✓								
1998-1999	Sequía de 1998-1999				✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓				
2007-2008	Sequía de 2007-2008				✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓		
2010-2011	Sequía de 2010-2011				✓	✓	✓	✓	✓							
2012-2015[6 7]	Sequía de 2012[8] -2015					✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓				

TABLA 2: Fuente La Tercera

3.1.5. Demanda de electricidad en la zona.

La demanda eléctrica ha crecido fuertemente a través del tiempo en Chile, debido a varios factores como el aumento de la población, el avance tecnológico, la necesidad de explotar recursos, entre otros. Los principales actores en la demanda de energía eléctrica, es la minería, la industria, en menor grado el uso doméstico y otros.

CONSUMO ELECTRICO EN LAS REGIONES



MAPA 2: FUENTE INE

Como se ve aprecia en el mapa 2, el 53% de la demanda eléctrica es el sector minero en la Región de Coquimbo, el cual es la principal actividad del país, por ende será un demandante de energía eléctrica por mucho tiempo más.

En la zona del río Elqui muy cercana a Puclaro existen 2 mineras dedicadas a la extracción del cobre Minera la Flor, Minera la Esperanza y Planta la represa, que demandan electricidad de la barra Pan de Azúcar 110 kV (http://www.chilesustentable.net/) a la cual Hidroeléctrica Puclaro está conectada.

Barra S/E Pan de Azúcar, paño de línea 110 kV hacia S/E El Peñón (www.cdec-sic.c).

Actualmente, la capacidad térmica de la línea 1x110 kV Pan de Azúcar - El Peñón en función de la temperatura ambiente es la que se muestra en la siguiente tabla, para una condición con y sin presencia de sol, de acuerdo con lo informado por su propietario en sitio web del CDEC-SIC:

BARRA PAN DE AZUCAR: TENSION SEGÚN TEMPERTURA.

Con presencia de Sol	5ºC	10ºC	15ºC	20ºC	25ºC	30ºC	35ºC	40ºC
kA	0,550	0,529	0,507	0,483	0,458	0,432	0,403	0,373
MVA equivalentes a 110 kV	104,8	100,8	96,6	92,0	87,3	82,3	76,8	71,1

Sin presencia de Sol	5ºC	10ºC	15ºC	20ºC	25ºC	30ºC	35ºC	40ºC
kA	0,580	0,560	0,538	0,516	0,493	0,469	0,443	0,415
MVA equivalentes a 110 kV	110,5	106,7	102,5	98,3	93,9	89,4	84,4	79,1

TABLA 3: FUENTE CDEC-SIC.

Este paño posee transformadores de corriente de razón 300/5, cuya capacidad de sobrecarga de corta duración es menor a las capacidades térmicas anteriores (68,6 MVA @ 110 kV), con lo cual este equipo impone restricciones de transmisión para esta línea. Ante condiciones de demanda de la zona que activen esta restricción de transmisión, se recurre al despacho forzado de la central El Peñón.

Hace algunos años el precio de la energía estaba en US$200 por MW instalado (cdec-sic), siendo este un precio muy atractivo para los oferentes e indujo a la construcción de muchas centrales de todas las categorías de generación eléctrica. El precio actual bordea los US$50 por MW instalado por lo que este boom por parte de los oferentes, se estancó. El precio ha variado mucho a través del tiempo y es imposible de predecir, solo se obtienen algunos acercamientos y especulaciones varias.

3.1.6. Conclusión.

Entre el año 2012 y 2015, en la tabla 2 se precia una sequía hídrica la que provoco una baja en la producción eléctrica en la zona, incluso llegando a no producir electricidad durante 29 meses seguidos desde que entró en funcionamiento.

Esta sequía no solo afecto la generación eléctrica, sino que también se vio afectada la agricultura de la zona, la cual es el principal motivo de la construcción del embalse. Esta zona es muy conocida por la elaboración de vinos, cervezas y pisco.

Como se ve en la tabla 2, las sequias hídricas en Chile han sido cíclicas, afectando distintas regiones a lo largo del país. Estas han afectado fuertemente a la generación eléctrica, economía, agricultura, ganadería y familias. Todas han sido de diversa consideración, y magnitudes, tanto en duración como en área geográfica afectadas. Esto demuestra que en el futuro vendrán más sequias en nuestro país, es por esto que a pesar de que la generación hidroeléctrica, es una forma de producción electricidad limpia, es una forma algo inestable. Por esto se hace necesaria la necesidad de reemplazarla por una igual de limpia pero más constante, siempre mientras sea posible analizando las condiciones geográficas que lo permitan.

Por todo lo mencionado anteriormente surge la necesidad de una alternativa de generación eléctrica en la zona de Puclaro, que genere lo mismo o similar a los 5,2 MW/HR que generó la Hidroeléctrica Puclaro SA, de forma limpia y amigable con el medio ambiente para suplir la generación hidroeléctrica en periodos de sequía hídrica.

3.2 Marco teórico.

A continuación se analizarán las distintas formas de generación eléctrica de las diferentes formas existentes de ERNC, para determinar si es posible complementar la actual generación, según condiciones geográficas, sociales y políticas.

Algunos aspectos locales a considerar:

- Zona de valle.
- Aproximadamente 80 hectáreas.

A continuación se muestran las ERNC en un cuadro comparativo para hacer la mejor elección para el caso.

LISTADO DE LAS ERNC CON SUS RESPECTIVAS DESCRIPCIONES

Energía renovable	**Breve descripción**	**Fuente**	**Candidato?**
Mareomotriz	La energía se obtiene aprovechando las mareas mediante el uso de un alternador se puede utilizar el sistema para la generación de electricidad, transformando así la energía mareomotriz en energía eléctrica	IDEA; Instituto de diversificación y ahorro de la energía (España)	No, por no tratarse de zona costera.
Geotérmica	Se obtiene mediante el aprovechamiento del calor del interior de la Tierra, el valor mueves turbinas que generan electricidad	Renewable energy world, 2015	No, por nula presencia de actividad volcánica en la zona.
Energía azul	Energía obtenida por la diferencia en la concentración de la sal entre el agua de mar y el agua de río. Esta fuente de energía renovable presenta un gran potencial en regiones con ríos caudalosos	Blue Energy: Salinity Gradient Power in Practice By David Acuña Mora and Arvid de Rijck, Wageningen University and	No, por no tratarse de zona costera, ni tratarse de un rio caudaloso

		Research Centre, 2015	
Fotovoltaica	Energía obtenida a partir del aprovechamiento de la radiación electromagnética procedente del Sol a través de placas solares que captan los rayos del sol	EPIA; European Photovoltaic industry association, 2014	No, por tener el área de instalación reducida. No suficiente para generar 5.2 mw.
Eólica	Energía obtenida a través de vientos que mueven un rotor con aspas conectadas a un generador	REN; Renewable energy policy network for the 21 st century, 2011	Parece ser un buen candidato. A continuación se investigará más en detalle para su viabilidad

Tabla 4: Fuente elaboración propia.

Como se ve en la tabla 4, la energía renovable no convencional que mejor cumple con los requisitos de la zona, es la energía eólica por lo que se hará un análisis en profundidad.

3.2.1. Energía eólica.

La energía eólica es una de las formas de energía más antiguas usadas por la humanidad (REN, 2011). Hay que retroceder hasta el año 3.000 a. C. para encontrar el primer uso generalizado del viento como fuente de energía. Fue en los primeros barcos veleros en el antiguo Egipto. Los primeros molinos de viento datan del siglo VII y se localizaron en Sistán, en la actual Afganistán (antigua Persia). Aquellos molinos, de eje vertical y con seis u ocho velas de tela, se usaban para moler grano o para bombear agua. En Europa se construyeron los primeros molinos en el siglo XII en Francia e Inglaterra.

MOLINO DISEÑADO EN EL SIGLO XII

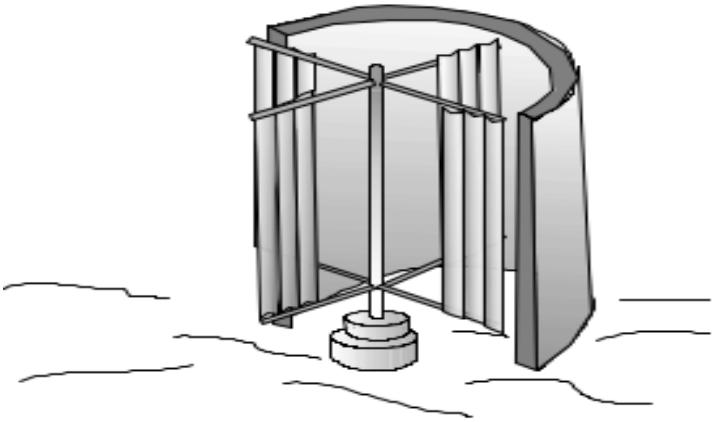


Imagen 1: fuente Instituto Argentino de la energía.

Con la invención de la máquina de vapor durante la Revolución Industrial, los molinos perdieron sentido y el siguiente paso en la historia de la energía eólica llegó en los primeros años de ese siglo XIX. En 1802 Lord Kelvin tuvo la idea de acoplar un generador eléctrico a una máquina que aprovechara el viento. Fue el antecedente del aerogenerador, que no se pudo crear hasta que en 1850 se inventó la dinamo. El inventor Charles F. Brush creó en 1888 la primera turbina eólica para generar electricidad. Dos años después, Dinamarca inició un programa para investigar esta energía y apenas dos años después Poul la Cour puso en marcha la primera máquina diseñada específicamente para generar electricidad a partir de la energía eólica.

En la primera mitad del siglo XX hay muchos trabajos relevantes tanto en Europa como en Estados Unidos. Sin embargo, no hubo un interés real por la energía eólica hasta los años 70, cuando la primera crisis del petróleo obligó a investigar sobre nuevas formas de abastecimiento. A finales de esa década aparecieron los primeros aerogeneradores comerciales, que en 1980 llegaron a generar 55 kW. Fue en esos años 80 cuando la energía eólica comenzó a crecer de forma imparable, sobre todo a partir de los movimientos contra la energía nuclear, y en la última década del siglo XX se produjeron los avances que hicieron de esta fuente de energía una alternativa viable a las tradicionales.

En 2001 se creó en Dinamarca la Asociación Mundial de Energía Eólica (World Wind Energy Association), con sede en Bonn (Alemania) y concebida como una organización internacional para la promoción mundial de esta fuente de energía. Cuenta actualmente con unos 500 miembros en más de cien países. En la actualidad, generan energía eólica más de 80 países, la práctica totalidad de los desarrollados pero también, y cada vez más, países en desarrollo.

3.2.2. Conceptos generales sobre la energía eólica.

El viento se origina con el movimiento de masas de aire y es una forma indirecta de energía solar (Vickers, 2014). La circulación de las masas de aire se produce por diferencias de temperatura en las distintas zonas geográficas de la tierra, lo que junto a la rotación de nuestro planeta y las fuerzas de Coriolis, crean patrones globales de circulación. Por otro lado, la velocidad del viento varía con la altura dentro de la capa límite terrestre y depende de la naturaleza del terreno sobre el cual se desplazan las masas de aire. Esta relación se expresa mediante la ecuación:

$$\frac{V_2}{V_1} = \left[\frac{h_1}{h_2}\right]^{\alpha}$$

Dónde: V1, V2 representan las velocidades de viento a las alturas h_1 y h_2, respectivamente. Además se cumple que: $V_1 < V_2$ y $h_1 < h_2$. El exponente α caracteriza el terreno, puede variar entre 0,08 (para superficies lisas como hielo, lagunas, etc.) y 0,40 (sobre terrenos geográficamente accidentados). De lo anteriormente expuesto, se puede caracterizar al viento como un recurso esencialmente variable y complejo de predecir, puesto que su comportamiento depende de numerosos factores. Sin embargo, con el conocimiento de estos factores,

es posible realizar estimaciones del recurso eólico de una zona en particular, pudiendo establecer zonas de mayor potencial y por ende, de futuras instalaciones de parques eólicos. En general, se observa que las zonas más favorables para la ubicación de proyectos eólicos son las áreas costeras, valles transversales, llanuras interiores abiertas y zonas montañosas dado su mayor potencial eólico. La producción de energía a partir de la energía cinética del viento es lo que se denomina energía eólica. Las fluctuaciones de la energía eólica son atribuidas a las variaciones de la velocidad del viento, las cuales dependen de cambios en las condiciones climáticas que conllevan a una intermitencia y alta variabilidad de este tipo de energía, importante de considerar ante la incorporación a los sistemas eléctricos de potencia. Para un mejor aprovechamiento de la energía eólica se deben considerar velocidades medias de viento, ráfagas, direcciones dominantes y eventuales obstáculos al momento de seleccionar los lugares de emplazamiento, así como las características constructivas de las máquinas a instalar (altura de la torre, velocidad máxima que soporta, velocidad de puesta en marcha, entre otras).

3.2.3. Energía obtenida del viento

La energía máxima teórica que puede ser extraída de una masa de aire en movimiento está dada por la expresión (Vickers, 2014):

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

Donde Ec = energía cinética [joule/s]
m = flujo de aire [kg/s]
V = velocidad del viento [m/s]

Si suponemos un área de captación A (o área barrida por las palas) perpendicular a la dirección del viento, el flujo de aire circulante que la atraviesa será:

$$\mathbf{m = \delta A\ V}$$

Siendo δ = densidad del aire [kg/m^3]

A = área de captación [m^2]

la energía teórica máxima por unidad de tiempo y de área (A=1) que podremos extraer de una masa de aire en movimiento, será entonces:

$$\mathbf{P_m = ½\ \delta\ V^3}$$

A esta energía se la denomina potencia meteorológica y se la expresa en W/m2, como la velocidad del viento, luego de atravesar la superficie de captación, no es nula, la potencia dada por la expresión anterior no será totalmente aprovechable. Betz demostró que la máxima energía recuperable, con un aerogenerador ideal, es igual a 16/27 (≈60%) de la energía total.

Tomando en cuenta que ningún rotor es ideal, para caracterizarlo es necesario conocer su eficiencia o rendimiento η. La potencia obtenible por unidad de área de rotor, medida en W/m^2, puede expresarse entonces como:

$$\mathbf{P_a = ½\ \eta\ \delta\ V^3}$$

y la potencia total para el área descripta por las palas al girar, $A = \pi R^2 = \pi D^2/4$, en W/m2 , queda como:

$$\mathbf{P_t = ½\ \eta\delta(\pi D^2/4)\ V^3}$$

Siendo: D y R = diámetro y radio del rotor expresado en metros

La densidad media del aire es 1,25 kg/m2, valor que multiplicado por $\pi/4$ da aproximadamente 1. Por lo tanto, podemos expresar la potencia obtenible de una

máquina eólica, tomando el diámetro en metros y la velocidad en metros por segundo, como:

$$\mathbf{P \approx \frac{1}{2}\, \eta V^3}$$

RENDIMIENTO RESPECTO AL LIMITE DE BETZ

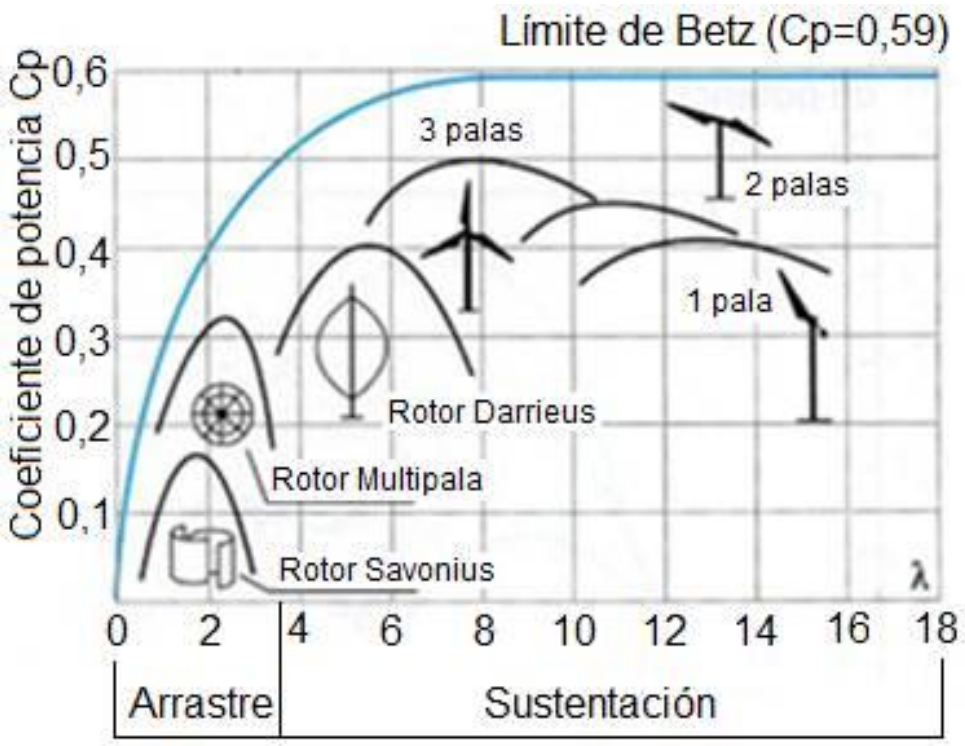


Gráfico 3: Fuente Instituto Argentino de la energía.

El rendimiento η depende del tipo de máquina y de las condiciones de operación. En el gráfico 3 se representan los rendimientos típicos de diversos tipos

de rotores eólicos, cuya descripción veremos luego, referidos a la relación entre la velocidad de la punta de las palas en los rotores de eje horizontal (o del punto más alejado del eje de rotación en el caso de los rotores de eje vertical tipo Darrieus y Savonius) y la velocidad del viento.

Conociendo las características de una turbina eólica y la velocidad del viento en un instante dado, es sencillo determinar la potencia útil. El problema radica en que la velocidad del viento no es constante y, por lo tanto, es necesario conocer su evolución temporal para estimar la energía útil que una turbina eólica es capaz de entregar en un período determinado.

Lamentablemente, las mediciones que se realizan con fines climatológicos no tienen, por lo general, el grado de detalle que requieren ciertos proyectos eólicos. En el caso de instalaciones de pequeña potencia, o para analizar la pre factibilidad de instalaciones de potencias altas, existen métodos estadísticos que permiten, a partir de las características de un lugar y la velocidad media del viento, determinar la distribución de velocidades horarias a lo largo de, por ejemplo, todo un año y estimar la energía útil anual obtenible. Cuando se trate de instalaciones de mayor potencia será inevitable la realización de mediciones especiales, como frecuencia y velocidad máxima de ráfagas, que contribuyan a la selección de las máquinas y a un cálculo más preciso de la rentabilidad del proyecto.

3.2.4 Principio operación máquina eólica.

Los molinos de viento, aeromotores, máquinas eólicas (términos que pueden ser considerados sinónimos), o los aerogeneradores, o turbinas eólicas en su acepción, son dispositivos que convierten la energía cinética del viento en energía mecánica.

Aunque existen dos tipos básicos de molinos, eje horizontal y eje vertical, el principio de operación es esencialmente el mismo. La captación de la energía eólica se realiza mediante la acción del viento sobre las palas, las cuales están unidas al eje a través de un elemento denominado cubo (conjunto que recibe el nombre de rotor). El principio

aerodinámico, por el cual este conjunto gira, es similar al que hace que los aviones vuelen. Según este principio, el aire que es obligado a fluir por las caras superior e inferior de una placa o perfil inclinado (ver Figura 3) genera una diferencia de presiones entre ambas caras, dando origen a una fuerza resultante (R) que actúa sobre el perfil. Descomponiendo esta fuerza en dos direcciones se obtiene:

1) **la fuerza de sustentación (S)**, o simplemente sustentación, de dirección perpendicular al viento.

2) **la fuerza de arrastre (A)**, de dirección paralela al viento. Para favorecer la circulación del aire sobre la superficie de las palas, evitar la formación de torbellinos y maximizar la diferencia de presiones, se eligen perfiles de pala con formas convenientes desde el punto de vista aerodinámico. Según como estén montadas las palas con respecto al viento y al eje de rotación, la fuerza que producirá el par motor será dominantemente la fuerza de arrastre o la de sustentación. Con excepción de las panémonas y los rotores tipo Savonius, en todas las máquinas modernas la fuerza dominante es la de sustentación pues permite obtener, con menor peso y costo, mayores potencias por unidad de área del rotor.

Analizaremos únicamente el comportamiento aerodinámico de las turbinas eólicas cuyo par motor está originado por las fuerzas de sustentación.

Fuerza de arrastre y sustentación del viento en un aspa.

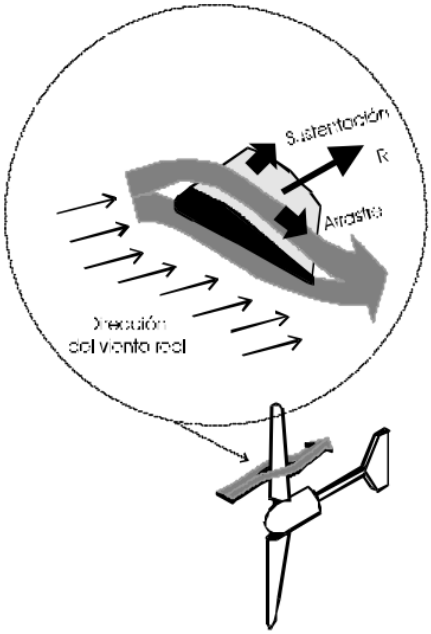


Imagen 2: Fuente Instituto Argentino de la energía.

Como la fuerza de sustentación es la única que dará origen al par o cupla motora habrá que diseñar el perfil y ubicar las palas dándole un ángulo de ataque (α) que haga máxima la relación fuerza de sustentación/fuerza de arrastre.

RELACION DE FUERZA DE SUSTENTACION/FUERZA DE ARRASTRE EN UNA PALA.

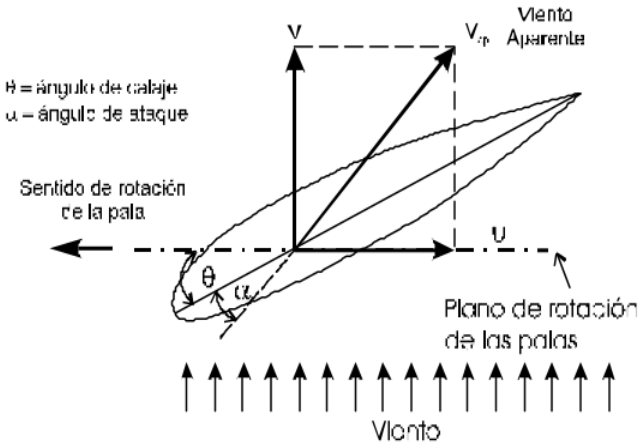


Imagen 3: Fuente Instituto Argentino de la energía.

Este análisis simple es solo válido cuando las palas de un molino están en reposo. Al permitir el giro del rotor, la fuerza resultante sobre las palas será el resultado de la combinación de la acción directa del viento real y la acción del "viento" (V) creado por las propias palas al girar. Dicho con otras palabras, el viento que "ven" las palas no es más el viento real (U) sino el llamado viento aparente (Vr), resultante de la composición de los vectores V y U.

Rotación del eje por efecto del viento en el aspa.

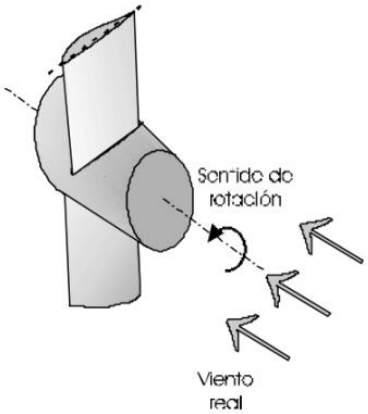


Imagen 4: Fuente Instituto Argentino de la energía.

Como cada sección de una pala tiene velocidad diferente el viento aparente también varía en el sentido longitudinal; por lo tanto, una pala ideal deberá presentar un ángulo de incidencia diferente a lo largo de toda su longitud, efecto que se logra dándole un alabeo. Asimismo, y también porque las velocidades son más altas al acercarnos a la punta de pala, el perfil podrá tener menores dimensiones para dimensiones para obtener la misma fuerza resultante. Estas consideraciones son particularmente importantes en máquinas de gran tamaño. En molinos pequeños, por razones de simplicidad y fundamentalmente costos, se acostumbra optar por palas de sección constante y sin alabeo. Si el viento no supera la denominada velocidad de puesta en marcha (valor mínimo necesario para vencer los rozamientos y comenzar a producir trabajo útil) no es posible el arranque de un molino. Con velocidades mayores comenzará a girar entregando una potencia que responde a la conocida ley del cubo de la velocidad. Esto será así hasta que se alcance la potencia nominal, generalmente la máxima que puede entregar, punto en que comienzan a actuar mecanismos activos o pasivo de regulación para evitar que la máquina trabaje bajo condiciones para las cuales no fue diseñada. Continuará operando a velocidades mayores, aunque la potencia entregada no será muy diferente a la nominal, hasta que se alcance la velocidad de corte donde, por razones de seguridad, se detiene.

3.2.5. Tipos de máquinas.

Criterios para la clasificación de los aerogeneradores

- Por la posición de su Eje
- Por la Velocidad Específica $\lambda=(\omega \cdot R)/Vw$
- Por su posición respecto a la Torre
- Por sus diferentes subsistemas
    - Rotor:
        - Número de palas
    - Control de potencia:
        - Pérdida aerodinámica

– Control de paso

– Sistema de seguridad:

– Frenos aerodinámicos y mecánicos Criterios para la clasificación de los aerogeneradores

– Tren de potencia y estructura góndola:

– Compactos o integrados

– Multiplicador:

– Ejes paralelos y planetarios

– Sistema eléctrico:

– Velocidad fija o variable

– Multi-polos (sin multiplicador)

– Sistema de Orientación:

– Activo o Pasivo

– Tipo de Torre:

– Tubos de acero

– Hormigón reforzado

– Celosía

Por la posición de su eje

• Vertical

• Horizontal

Imagen 5. Eje vertical **Eje horizontal**

Aerogenerador de eje vertical

• Son conceptualmente más sencillos que los aerogeneradores de eje horizontal

• Presentan ventajas de carácter estructural porque:

– No necesitan mecanismos de orientación

– Ausencia de fuerzas gravitatorias cíclicas en el rotor

– No requiere de una torre (el generador, multiplicadora, ya que están situados en el suelo, cosa que facilita el mantenimiento)

• Sin embargo, su aerodinámica es mucho más compleja que la de ejes horizontales

Tipos de aerogeneradores de Eje Vertical

• Máquina de Arrastre Diferencial (rotor de Savonius): Consiste en dos cuerpos enfrentados a una distancia y desplazados lateralmente permitiendo un flujo de corriente entre ellos. Utiliza la resistencia de las palas.

- Elevado par de arranque (requiere poco viento para arrancar)

- Baja velocidad de rotación, rotación, y por lo tanto poco desgaste mecánico

- Poco eficientes (20% frente a un 40% de los de eje horizontal)

- Las palas requieren más material por su construcción que otros tipos Rotor de Savonius

• Variación Cíclica de Incidencia (rotor Darrieus): Utiliza la sustentación de las palas que giran alrededor del eje. - Máquinas rápidas, sencillas y de buen rendimiento (compite con los aerogeneradores de eje horizontal)

- Par de arranque pequeño. Necesitan un sistema auxiliar para conseguir velocidad de giro y que las palas tengan el ángulo de ataque apropiado (suele utilizar un rotor Savonius instalado en el eje).

- Suelen estar situados cerca del suelo, donde la velocidad del viento suele ser menor.
Rotor de Darrieus

Aerogeneradores de Eje Horizontal

• Aerogeneradores Lentos

• Aerogeneradores Rápidos

• Aerogeneradores Lentos (Multipala Americano): Son aerogeneradores con múltiples palas (del orden de 18 a 24) y su característica principal es que trabajan por resistencia al viento.

-Par de arranque elevado (arrancan entre 2 y 3 m/s)

-Rendimiento energético es máximo para un $\lambda = 1$ (relación entre velocidad de punta de la pala y la velocidad del viento)

-Diseño sencillo cosa que hace que su mantenimiento sea sencillo Aerogeneradores de Eje Horizontal

• Aerogeneradores Rápidos: Son aerogeneradores con un bajo número de palas (un máximo de 4 palas) y su característica principal es que trabajan por sustentación al viento.

- En general los Aerogeneradores Rápidos alcanzan su rendimiento máximo para λ mayores de 6, dependiendo del número de palas.

- Dado que se diseñan para soportar esfuerzos centrífugos más elevados, el efecto de las ráfagas será menor y las variaciones relativas de esfuerzos serán también menos importantes (menor fatiga)

- Son más ligeros y baratos que los Aerogeneradores Lentos.

- Tienen un rendimiento energético mayor que los Aerogeneradores Lentos

- Par de arranque pequeño (necesitan mayores velocidades de arranque, del orden de 4 a 5 m/s)

3.2.6. Aplicación de los aerogeneradores.

Las aplicaciones de la energía eólica se pueden clasificar (www.grupoblascabrera.org), según su ámbito, como aplicaciones centralizadas, caracterizadas por la producción de energía eléctrica en cantidades relativamente importantes, vertidas directamente a la red de distribución, o aplicaciones autónomas, dentro de las que cabe distinguir el uso directo de la energía mecánica o su conversión en energía térmica o eléctrica.

En el marco de las aplicaciones centralizadas, en las que siempre será necesario que la potencia base de la red la proporcione una fuente de energía más estable, cabe destacar dos grandes tipos de instalaciones eólicas:

- Aerogeneradores de gran potencia: se están llevando a cabo experiencias con aerogeneradores en el rango de potencias de los MW con grandes esperanzas, ya que la potencia que se podría instalar sería muy grande
- Parques eólicos: se trata de centrales eólicas formadas por agrupaciones de aerogeneradores de mediana potencia (alrededor de 100 kW) conectados entre sí, que vierten su energía conjuntamente a la red; la generalización de estas instalaciones contribuiría a una importante producción de electricidad de origen eólico en el futuro

Aplicaciones descentralizadas de la energía eólica

Por su parte, las aplicaciones autónomas de máquinas eólicas de pequeña potencia pueden ser rentables en muchos casos, según las condiciones eólicas y las características concretas de las diferentes alternativas que se comparen. Las posibilidades que existen en este ámbito se pueden dividir en tres grupos, según el tipo de energía utilizada en cada caso:

- Energía mecánica: aplicación inmediata en el bombeo de agua por medio de bombas de pistón, de tornillo helicoidal o centrífugo.
- Energía térmica: obtenible a partir de la energía mecánica bien por calentamiento de agua por rozamiento mecánico, o bien por compresión del fluido refrigerante de una bomba de calor
- Energía eléctrica: aplicación más frecuente, pero que obliga a su almacenamiento o a la interconexión del sistema de generación autónomo con la red de distribución eléctrica

Aplicaciones agrícolas de la energía eólica

En resumen, las aplicaciones de la energía eólica de forma autónoma están basadas principalmente en las necesidades de pequeñas comunidades o de tareas agrícolas, pudiendo sintetizarse en los siguientes puntos:

- Bombeo de agua y riego
- Acondicionamiento y refrigeración de almacenes
- Refrigeración de productos agrarios
- Secado de cosechas
- Calentamiento de agua
- Acondicionamiento de naves de cría de ganado
- Alumbrado y usos eléctricos diversos

Asimismo resulta de interés el empleo de aerogeneradores para repetidores de radio y televisión, estaciones meteorológicas e instalaciones similares, situadas lejos de las redes

eléctricas. En estos casos hay que prever normalmente un sistema de acumulación por baterías para hacer frente a las posibles calmas.

3.2.7. Importancia del viento para generar electricidad.

La curva de potencia de un aerogenerador es un gráfico (entregado por el fabricante) que caracteriza potencia eléctrica generada por el aerogenerador a diferentes velocidades del viento (Norambuena, 2011). Las curvas de potencia se obtienen a partir de medidas realizadas en campo, donde un anemómetro es situado sobre un mástil relativamente cerca del aerogenerador (no sobre el mismo aerogenerador ni demasiado cerca de él, pues el rotor del aerogenerador puede crear turbulencia, y hacer que la medida de la velocidad del viento sea poco fiable). Si la velocidad del viento no varía bruscamente, pueden usarse las medidas de la velocidad del viento realizadas con el anemómetro y leer la potencia eléctrica disponible directamente del aerogenerador, y dibujar los dos tipos de valores conjuntamente en un gráfico como el que se muestra en el gráfico 3. En la curva de potencia mostrada, puede verse una nube de puntos esparcidos alrededor de las curvas de potencia.

El motivo es que en la práctica la velocidad del viento siempre fluctúa, y no se puede medir exactamente la columna de viento que pasa a través del rotor del 21 Gráfico 3: Curva de potencia de un aerogenerador (colocar un anemómetro justo enfrente del aerogenerador no es una solución factible, ya que el aerogenerador también frenaría el viento enfrente de él).

CURVA DE POTENCIA DE UN AEROGENERADOR

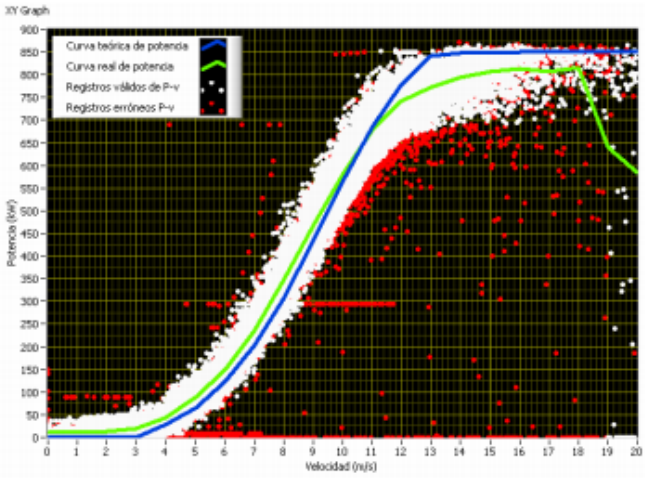


Gráfico 4: Fuente Tesis Norambuena, 2011.

Por esta razón, en la práctica se toma un promedio de las diferentes medidas para cada velocidad del viento, y se traza el gráfico con esos promedios. Si se tiene un 3 % de error en las mediciones de la velocidad del viento, entonces el error en las cifras de energía del viento puede contener un 9 % de error. En consecuencia, pueden existir errores hasta de 10 % incluso en curvas certificadas. De igual manera, las curvas de potencia están basadas en medidas realizadas en zonas de baja intensidad de turbulencias, y con el viento viniendo directamente hacia la parte delantera de la turbina. Las turbulencias locales y los terrenos complejos, tal como aerogeneradores situados en una pendiente rugosa, pueden implicar que ráfagas de viento golpeen el rotor desde diversas direcciones. Por lo tanto, en la práctica es difícil reproducir exactamente la curva en una localización cualquiera. Una curva de potencia no indica de manera exacta cuanta potencia produce un aerogenerador a una cierta velocidad del viento media sino más bien el valor esperado de esta, tomando un rol fundamental la desviación estándar de la potencia generada para cada velocidad. Finalmente, debe tenerse en cuenta el hecho de que la turbina puede no estar girando a la temperatura, rugosidad y presión de aire estándar, y consecuentemente, los cambios en la densidad del aire.

La explotación de una turbina de 1 MW instalada en un parque eólico puede llegar a evitar 2000 toneladas de dióxido de carbono (CO2), si la electricidad producida ha sido emitida por centrales termoeléctricas (erenovables.com).

Al tener en cuenta todos los eslabones de la cadena, la energía y los materiales que son necesarios tanto para la fabricación como para el desmantelamiento de las turbinas eólicas puede notarse que el balance de energía consumida es interesante. Se estudia, además, el ciclo de vida de las turbinas eólicas. Un aerogenerador de 2,5 MW**,** con una vida útil de unos 20 años en condiciones normales de explotación, puede producir hasta 3.000 MW por año, que alcanza para el consumo de alrededor de1.000 a 3.000 hogares (según el consumo) por año. La vida útil de una turbina eólica se estima entre los 20 y los 25 años.

Por motivos de espacio y posibilidad de instalar 5,2 MW, la generación eólica es un buen candidato para complementar a la Hidroeléctrica Puclaro, por lo que a continuación se analizarán aspectos geográficos, sociales, vialidad técnica y aspectos legales para la instalación de un pequeño parque eólico.

3.3. Análisis de la zona de Puclaro.

3.3.1. Aspectos geográficos.

3.3.1.1. Viento en la zona.

A) Diferencias de presión en la zona

En la cuidad de la Serena, en el día los rayos del sol, rebotan en el océano pacifico, por lo que el aire permanece frio, esto acompañado de que en la zona costera de la Serena, amanece nublado y estas nubes permanecen hasta aproximadamente las 2 de la tarde, generando una “capa térmica”, entre el sol y el océano en conjunto al continente. El resultado de esto es aire frio, el cual es más denso y tiende a bajar y permanecer en la zona, como se muestra en la imagen 6. Paralelamente la zona del valle del Elqui (la Serena hacia la cordillera), amanece despejado y acompañado de que la zona es cuasi desértica, el piso se calienta producto del contacto directo con los rayos del sol, y el aire se calienta, haciéndolo menos denso que el aire frio y por lo tanto en dirección hacia arriba. Estas

diferencias de presión (presión alta en la costa y baja presión en el valle) hacen que se genere un flujo de aire desde la zona de alta presión a las zonas de bajas presiones, el cual llamamos viento.

DIEFRENCIAS DE PRESION PRODUCTO DE LAS TEMPERATURAS

Imagen 6: Fuente Google.

B) Efecto Venturi de la represa.

El efecto Venturi consiste en un fenómeno en el que un fluido en movimiento dentro de un conducto cerrado disminuye supresión cuando aumenta la velocidad al pasar por una zona de sección menor (Wikipedia). En ciertas condiciones, cuando el aumento de velocidad es muy grande, se llegan a producir presiones negativas y entonces, si en este punto del conducto se introduce el extremo de otro conducto, se produce una aspiración del fluido de este conducto, que se mezclará con el que circula por el primer conducto. Este efecto, demostrado en 1797, recibe su nombre del físico italiano Giovanni Battista Venturi (1746-1822).

El efecto Venturi se explica por el Principio de Bernoulli y el principio de continuidad de masa. Si el caudal de un fluido es constante pero la sección disminuye,

necesariamente la velocidad aumenta tras atravesar esta sección. Por el teorema de la conservación de la energía mecánica, si la energía cinética aumenta, la energía determinada por el valor de la presión disminuye forzosamente.

Efectivamente, según el principio de Bernoulli:

$$\frac{{V_1}^2}{2g} + \frac{P_1}{\gamma} + z_1 = \frac{{V_2}^2}{2g} + \frac{P_2}{\gamma} + z_2$$

Dónde:

- V = velocidad del fluido en la sección considerada.
- g = aceleración gravitatoria, $g \approx 9{,}81\ m/s^2$.
- P = presión en cada punto de la línea de corriente.
- ɣ es el peso específico (ρg). Este valor se asume constante a lo largo del recorrido cuando se trata de un fluido incompresible.
- z = altura, en vertical, sobre una cota de referencia.
- Los subíndices 1 y 2 indican que los valores se toman en un punto 1 y en otro punto 2, a lo largo de la conducción.

A igualdad de los demás factores, y teniendo en cuenta el principio de continuidad, que expresa que al disminuir la sección en un conducto, aumenta la velocidad del fluido que lo recorre, puede deducirse que, en un estrechamiento del conducto, si V aumenta, necesariamente debe disminuir P .

Este efecto puede ser mostrado de una forma más simple y cotidiana, cuando riegas, sostienes la manguera con la mano, el chorro de agua tiene velocidad constante como se muestra en la imagen 7. Para alcanzar más distancia, se le pone el dedo a la salida de

la manguera, reduciendo el área y como el flujo es constante, el agua aumenta la velocidad como se aprecia en la imagen 8.

IMÁGENES DE RIEGO CON MANGUERA

Imagen 7: Fuente Google.

Imagen 8: Fuente Google.

El efecto Venturi de la represa Puclaro se explica en la imagen 9, luego de la construcción del muro (cuadrante rojo), ya que éste redujo significativamente el área original (cuadrante celeste) de paso del viento, resultando en un aumento significativo de la velocidad del viento luego de cruzar el muro.

REPRESA Y CENTRAL HIDROLECETRICA DE PUCLARO.

Imagen 9: Fuente Google.

C) Explorador eólico de la universidad de Chile.

La universidad de Chile cuenta con un explorador eólico virtual, usado por mucho expertos para recopilar datos técnicos para evaluar futuros proyectos.

En este caso lo usaremos para demostrar el cambio en la velocidad del viento, producto del Venturi que genera de la represa de Puclaro.

Como se ve en la imagen 10, el explorador está ubicado delante de la represa (al oeste), y este a una altura de 26mts marca un máximo de 9mts/seg.

EXPLORADOR EOLICO DE LA UNIVERSIDAD DE CHILE

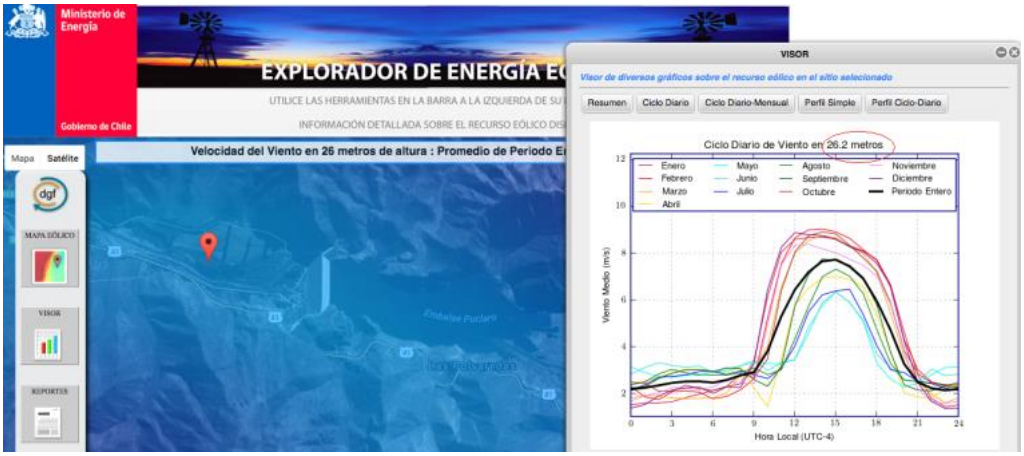


Imagen 10: Fuente Explorador U. de Chile

En la imagen 11, el explorador está ubicado al este de la represa y a una altura de 95 metros, el viento marca un máximo de 11,5 mts/seg.

EXPLORADOR EOLICO DE LA UNIVERSIDAD DE CHILE

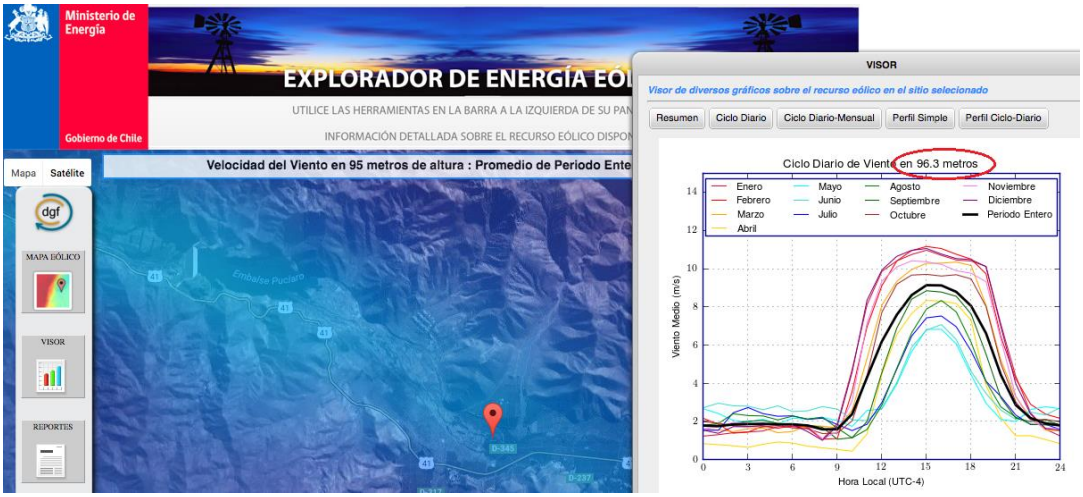


Imagen 11: Fuente Explorador U. de Chile

Usando el mismo explorador y solo cambiando la ubicación del punto a medir, se aprecia un evidente aumento en la velocidad del viento de 2 mts/seg. Podemos deducir que el efecto Venturi se cumple en este caso, producto de la construcción del muro para la represa, ya que es el único factor presente entre los puntos medidos.

D) Viento según navegantes.

Los amantes de los deportes acuáticos como windsurf y kitesurf, buscan las condiciones ideales de viento agua para practicar dichos deportes. Según los deportistas es necesario un rango de velocidad de viento entre 9 y 15 mts/seg., es por esto que acuden tanto al embalse Puclaro para practicar los deportes mencionados.

A continuación se exponen 2 artículos publicados en medios masivos, para promover el turismo y la práctica de estos deportes en la zona de Puclaro.

A) Turismo.

El embalse Puclaro tiene las condiciones ideales durante todo el año para la práctica del windsurfing, kitesurfing y kiteboarding (Wikipedia, 2011).

B) Renacer del embalse Puclaro lo convierte en el paraíso del kitesruf.

Las lluvias del último invierno permitieron que el popular embalse regresara en gloria y majestad como una excelente alternativa para estas vacaciones (www.24horas.cl, 2016).

La sequía lo dejó en niveles críticos, pero este 2016 muestra su mejor cara gracias a las lluvias del último invierno.

El Embalse Puclaro ha renacido para convertirse en una excelente alternativa para estas vacaciones**,** gracias a los panoramas deportivos que ofrece**.**

El *kitesurf* y otras actividades náuticas se han convertido en las principales atracciones de una de las reservas de agua más grande de la región de Coquimbo.

3.3.1.2. Espacio físico de la instalación.

En búsqueda del espacio físico en la zona del embalse de Puclaro para la instalación de las torres, se llegó a un espacio al final del embalse al lado opuesto de la represa (chinche amarillo), que en momentos de abundancia de agua una fracción es inundada con 2 metro de profundidad. Por lo que existe la posibilidad de que una o más torres de los generadores eólicos, tendrían que estar sobre cimientos sumergidos, con poca profundidad.

VISTA DESDE ARRIBA DE LA ZONA DEL EMBALSE PUCLARO

Mapa 3: Fuente Google Earth.

Como se ve en el mapa 2, se seleccionó el círculo rojo, por tratarse de la mayor área sin relieve disponible en el lugar, presente en el curso del paso del viento de este a oeste.

IMAGEN DESDE ARRIBA DE LA ZONA DEL EMBALSE PUCLARO

Mapa 4: Fuente Google Earth.

Como se ve en el mapa 3, las áreas seleccionadas para la instalación de las torres eólicas, fueron 3 (chinches amarillos). Cada una distinta a la otra y a continuación se detalla con sus características:

1) Área de 517.500 mts2 es el área más extensa seleccionada y ésta se sumerge bajo el agua, cuando el tranque llega a 100% de su capacidad total.
2) Área de 184.750 mts2, se ubica al oeste del camino de acceso al pueblo de Gualliguaica (línea morada). Esta área nunca está en contacto con el agua.
3) Área de 82.400 mts2, se ubica al este del camino de acceso al pueblo de Gualliguaica (línea morada). Esta área nunca está en contacto con el agua.

Las 3 áreas son candidatos, por lo que sería posible instalar 1 torre en cada una de ellas.

3.3.2. Aspectos sociales.

Desde el punto de vista de la comunidad, se aprecian beneficios sociales, como posible puestos de trabajo en la construcción y mantención del parque eólico, además de hacer más estable la oferta de electricidad en la zona, lo que se vería reflejado en un precio más estable, sin grande alzas en períodos de sequía hídrica.

Por otra parte las aspas estarían sobre tierras inundadas, por lo que el zumbido generado por las aspas, no alteraría la flora y fauna del sector. Este zumbido disminuye considerablemente luego de pasar las torres.

3.3.3. Vialidad técnica.

Por existir la hidroeléctrica Puclaro, la energía producida por las aspas eólicas se transportaría hasta la represa, donde la conexión a la barra del sistema central de energía, se realizaría a través de la conexión que se construyó junto con la represa. Este punto es muy importante, ya que elimina un costo importante cada vez que se construye fuentes de energía, que es la adaptación y conexión al sistema central interconectado.

3.3.4. Aspectos legales.

En temas legales, no se logran apreciar grande dificultades ni trabas a la implementación de este parque eólico en el final del embalse, ya que como no se requerirán permisos ni arriendo ni compra de terrenos, se simplifica bastante la gestión de la implementación, por otra parte siempre son bien recibidas y catalogadas las formas de generación que no contemplen la quema de combustibles fósiles.

3.4. Casos similares.

Para analizar y comparar lo anteriormente propuesto, se expondrán 3 casos reales que de alguna manera tienen relación con los aspectos técnicos o geográficos de esta propuesta.

3.4.1. Estadio Lincoln Financial Field, Philadelphia, USA.

El estadio Lincoln Financial Field Este fue construido en 2003 y en el año 2013 paso a ser el estadio más ecológico o verde del mundo, con la implementación de 11.000 paneles solares en las paredes laterales exteriores (imagen 15) y 14 aspas eólicas de eje vertical UGE-4K en la parte superior del estadio (imagen 16). Estas instalaciones, proveen del 30 % de la energía requerida por el estadio durante el día, en algún evento deportivo o cultural. Es un complemento a la demanda original del estadio, con esto se lograron reducir los costos de energía y logro posicionarse como un estadio amigable con el medio ambiente.

ESTADIO LINCOLNS FINANCIAL FIELD, PHILADELPHIA, USA

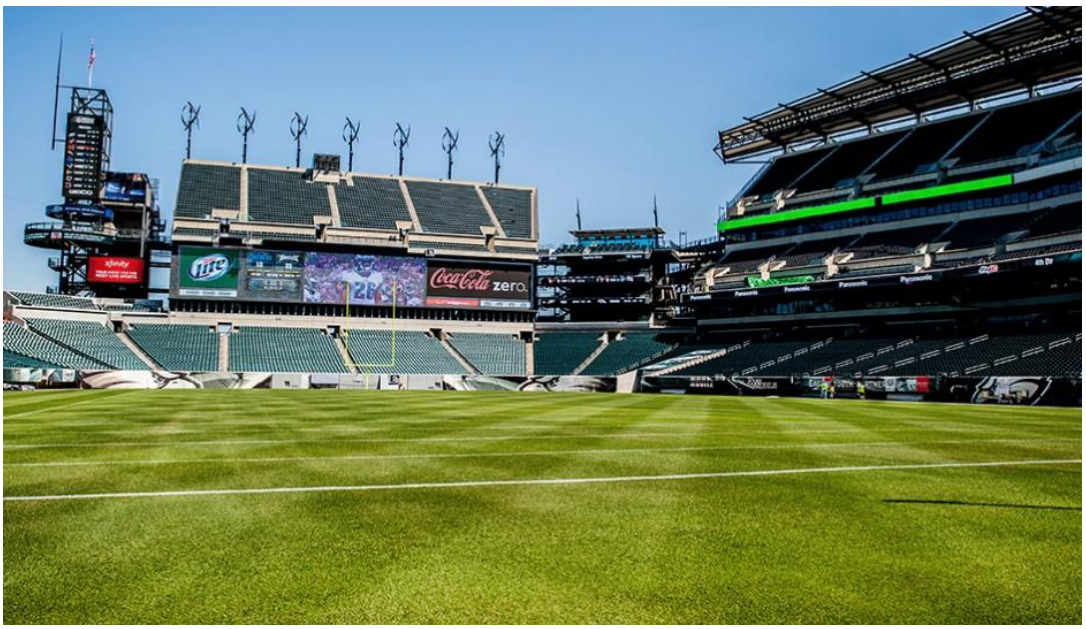


Imagen 12: Fuente, imágenes de Google.

ESTADIO LINCOLNS FINANCIAL FIELD, PHILADELPHIA, USA

Imagen 13: Fuente, imágenes de Google.

Este estadio es el mejor ejemplo de que la energía eólica puede ser perfectamente un complemento a otra fuente de energía no renovable. Además de lograr una aceptación social por ser más limpio y ecológico.

3.4.2. Parque eólico Canela 1, Chile.

Parque Eólico Canela I, propiedad de Endesa (Endesa, 2007), está ubicado en el kilómetro 298 a unos 30 kilómetros aproximadamente del cruce a Canela, en el sector de La Angostura. En octubre de 2006 se aprobó la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) para la construcción del proyecto Canela I, constando de 6 aerogeneradores y una capacidad instalada de 9,9 MW. En febrero de 2007 se inician las obras civiles del proyecto, pero como se proyectó que el parque eólico podía generar aún más energía, en marzo de ese año se aprueba una segunda DIA para aumentar la potencia del parque eólico. Finalmente, el proyecto Canela I queda conformado de 11 aerogeneradores, tipo Vestas (V-82), con capacidad de generación de 1.65 MW cada uno y tiene una capacidad instalada total de 18,15 MW, generando anualmente 47.140 MWh.

En diciembre de 2007 instalaron los aerogeneradores eólicos procedentes de Dinamarca y cuya capacidad total es capaz de entregar energía eléctrica a 30.000 personas, lo que convirtió al parque eólico de Canela en el más grande del país. En la inauguración se contó con la presencia de la Presidenta de la república Michelle Bachelet, del Alcalde de la comuna de Canela, Nathan Trigo y representantes de ENDESA Chile.

La creación de los Parques Eólicos ha significado para la Comuna de Canela un gran impacto en el ámbito económico, social y laboral. Canela está considerada hoy como una de las comunas con mayor prosperidad económica y laboral de la región, la comuna que al año 1994 se encontraba situada en el ranking de las 10 comunas más pobres de Chile, en la casilla número seis, al año 2009 tenía un desempleo de 0%, no existiendo familia en la comuna que no tuviese algún familiar o cercano trabajando en la construcción de las torres, este crecimiento también se ha hecho sentir en el ámbito de las arcas municipales, recaudando un alto número de impuestos provenientes de todo tipo de inversiones relacionadas con la construcción del Parque Eólico.

La calidad de vida de las personas de canela ha mejorado, existen sueldos más altos y salarios más estables, el problema que se presentará será, el ¿Qué pasará en los próximos meses o años cuando el auge de los Parques Eólicos termine? por ahora las personas del pueblo viven el día a día que le da la bonanza del viento, algo que les ayudado a reponerse después de tantos años de ausencias de agua producto de la sequía.

PARQUE EOLICO CANELA I

Imagen 14: Fuente Google.

Este parque fue construido en la cercanía del mar, al este del acantilado costero y su similitud con la zona de Puclaro, es que se provecharon 2 efectos de vientos en la zona. El primero es la diferencia de temperatura del día, generando una diferencia de presión entre el mar y el valle, dando como resultado un viento que corre desde mar (oeste) a cordillera (este). El segundo es el efecto Venturi que genera el acantilado, aumentando la velocidad del viento producto de la disminución del área de paso de éste.

3.4.3. Parque Anholt. 400 MW. Dinamarca

El parque eólico marino Anholt cuenta con una potencia instalada de 400MW es actualmente el cuarto mayor del mundo –empatado con los parques BARD Offshore 1 y Global Tech I- y el más grande de Dinamarca, inaugurado oficialmente en septiembre de 2013. La empresa danesa DONG Energy es la principal propietaria del proyecto eólico junto a Pension Danmark y PKA, siendo esta primera la encargada de operar las instalaciones.

Anholt consta de 111 turbinas eólicas de Siemens de 3,6 MW cada una, con un diámetro de rotor de 120 metros. Las bases, las torres y las turbinas se han desarrollado íntegramente en Dinamarca. Como resultado de su puesta en servicio, el parque eólico suministra casi el 4% de la demanda total de energía de Dinamarca.

Con la entrada en funcionamiento de este proyecto, se podrá abastecer de energía limpia a cerca de 400 mil hogares, lo que equivale al 4% de la demanda total de energía en el país.

Ubicada frente a la costa oriental de Dinamarca, se encuentra Anholt, una central de energía eólica marina que fue inaugurada el pasado 1 de septiembre y que se constituye en el mayor proyecto eólico de la península escandinava.

La multinacional Siemens y DONG Energy, compañía danesa de energía, son los grandes mentores de la iniciativa y apoyarán el mantenimiento de la misma durante 5 años. Siemens además ha suministrado e instalado 111 aerogeneradores, cada uno con una capacidad de 3,6 megavatios (MW) y un diámetro de rotación de 120 metros. (Lea: Modelos informáticos impulsarán el usoi de energías renovables)

Durante los últimos 9 meses, se instalaron los 111 aerogeneradores en una superficie de 88 kilómetros cuadrados a una profundidad de 19 metros. “A pesar de las difíciles condiciones climáticas, hemos ejecutado a tiempo y con éxito este importante proyecto de energía eólica marina”, afirma Markus Tacke, CEO de la División de Wind Power de Siemens Energy, a través de un comunicado de prensa.

El Gobierno danés tiene previsto cubrir con energía eólica la mitad de la demanda eléctrica del país para 2020. En 2012, la energía eólica ya representaba aproximadamente el 30% de la electricidad generada en Dinamarca. Todo esto, debido a que el objetivo es abandonar los combustibles fósiles en 2050.

Anholt es ya la quinta planta de energía eólica en alta mar que se inaugura de manera oficial este año. El pasado mes de julio y agosto, se dio salida a London Array, la mayor planta eólica marina del mundo, que porduce 630 MW, además de las plantas Greater Gabbard (504 MW) y Lincs (270 MW) en Gran Bretaña. En Alemania, la primera

planta comercial de energía eólica marina en el Mar del Norte, Riffgat (108 MW), inició su andadura oficial en agosto. (Lea: Nuevo software reducirá los riesgos de explorar petróleo en el mar)

Estas se suman a las 9 plantas de energía eólica que están instaladas en alta mar y ofrecen en la actualidad una capacidad de producción de casi 1,1 GW. “Nuestros proyectos están consiguiendo la magnitud de las centrales eléctricas de combustibles fósiles y nos estamos esforzando por industrializar la energía offshore (en el mar), lo que reduce aún más los costos de la energía eólica marina”, concluyó Tacke, CEO de Siemens.

Este parque eólico danés, se asemeja a la zona estudiada, por presentarse torres sumergidas en el agua. Este parque eólico, demuestra que es factible la instalación de las torres sobre cimientos sumergidos, como se precia en la imagen 15.

PARQUE EOLICO ANHOLT EN DINARMARCA

Imagen 15: Fuente Google.

3.5. Conclusión.

En la búsqueda de una ERNC para se hizo un análisis de todas las formas de generación y se concluye que la mejor opción de complementar la generación hidroeléctrica de los 5,2 MW instalados en la zona de Puclaro, es con un pequeño parque eólico, que pueda proveer la misma cantidad de energía o similar, tanto como para apoyar la generación actual, como para su reemplazo en momentos de sequía hídrica en la zona.

Bajo la mirada de los casos mencionados, parece factible la instalación de generadores en la zona, ya sean puestos en tierra firme o sumergidos dos metros bajo agua. La conexión seria al sistema interconectado local, en la barra a la cual está conectada la hidroeléctrica Puclaro, usando los mismos equipos e instalaciones.

La generación eólica, ya está probada en la zona dando excelentes resultados tanto como locales, sociales y energéticos. Viendo los beneficios de las instalaciones eólicas, éstas generarían nuevas oportunidades laborales a la zona, que hoy se basa en la agricultura básicamente, mejorando la calidad de las personas locales.

4. Solución planteada

El tema de la energía está muy latente hoy en día, ya que es indispensable en la sobrevivencia del ser humano.

Existen muchas formas de generarla, algunas más aceptadas que otras, pero todas dependen de algún factor externo y como se concluyó anteriormente uno de estos factores son los ciclos de sequía hídrica en Chile. Recientemente el caso dela hidroeléctrica Puclaro en la IV región de Coquimbo.

Es por esto que surgió la problemática de cómo solucionar la nula generación eléctrica en la zona debido a la falta de agua.

Luego de un chequeo a todas ERNC, se concluyó que el único candidato posible es la generación eólica.

Como ya se estudió y analizó en el estado del arte los aspectos técnicos, geográficos, social y políticamente, es factible la posibilidad de la instalación de un parque eólico en la zona de Puclaro.

Ahora viene la elección de aerogenerador óptimo y su viabilidad económica.

4.1. Definiendo el aerogenerador.

Para poder definir el tipo de aerogenerador que es necesario implementar en la zona de Puclaro, se deben definir varias condiciones iniciales para llegar a 5,2 MW instalados que son:

4.1.1. Estimación de viento en la zona con respecto a las horas del día.

Se aproximó los vientos en la zona, utilizando los datos extraídos del explorador eólico de la universidad de chile y de la experiencia de los navegantes de la zona.

El siguiente grafico representa la velocidad el viento según la hora del día, en los meses de Enero, Febrero, Marzo, Abril, Septiembre, Octubre, noviembre y diciembre.

GRAFICO DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO VERSUS LA HORA DEL DIA

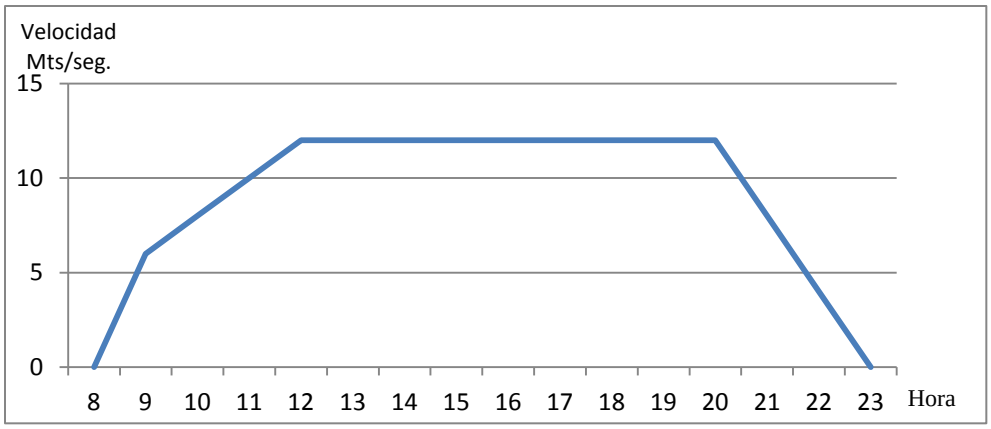


Gráfico 5: Fuente elaboración propia.

El gráfico 5 representa la velocidad el viento según la hora del día, en los meses de Mayo, Junio, Julio y Agosto.

GRAFICO DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO VERSUS LA HORA DEL DIA

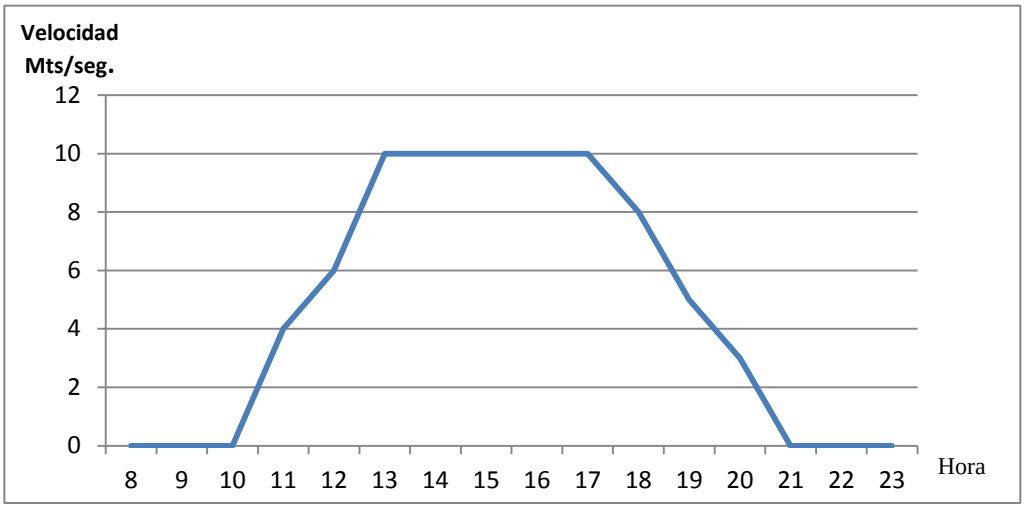


Gráfico 6: Fuente elaboración propia.

Si bien los gráficos 5 y 6 representan una aproximación de la velocidad del viento según la hora del día, los navegantes aseguran que han registrado ráfagas de hasta 22 mts/seg. condiciones no favorables para los navegantes. Además aseguran que el viento varía su velocidad según el nivel del agua del embalse y también los meses del año.

4.1.2. Velocidad de inicio y de corte de generación.

El aerogenerador a elegir, deberá tener como especificación técnica, que su corte de operación este en el rango de 17 a 20 mts/seg.

4.1.3. Tipo de aerogenerador.

Por las características de estos vientos, de preferencia se elegirá un aerogenerador de eje horizontal, por poseer mejor factor de planta que un de eje vertical.

4.1.4. Anclaje.

Los anclajes serán según la zona elegida, como se muestra en la imagen 14 la zona 1 necesariamente va a necesitar tener anclajes bajo agua, ya que no se sabe cuándo el embalse llega a su nivel máximo de capacidad. En el área 2 y 3 serán de anclajes estándar.

4.1.5. Número de torres y generación del aerogenerador.

Se proponen 2 formas de llegar a aun próximo de 5,2 MW instalados.

1) 2 aerogeneradores de 2 MW c/u. instalados en la zona 1 y 3
2) 3 aerogeneradores de 1,5 a 1,7 MW c/u instalados en las zonas 1, 2 y 3 respectivamente del mapa 3.

4.1.6. Prestigio, calidad y casos realizados por la empresa a elegir.

Por historia, antigüedad fama o estatus en el rubro de la Aero generación, además de la cantidad de ventas y proyectos llevados a cabo, se nombrarán las compañías más importantes, de las cuales se seleccionará una sola (https://es.wind-turbine.com/). Con esta elección se garantizará, seriedad, cumplimientos de plazos además de probabilidad de éxito del proyecto. Estas son:

- VESTAS

  Vestas fue fundada en 1945 por Peder Hansen (https://es.wind-turbine.com/), que nombró su empresa Vestjysk Stålteknik. Al principio, la compañía manufacturaba electrodomésticos, focalizándose en equipos para la agricultura en 1950, intercoolers en 1956 y grúas hidráulicas en 1968. Entró a la industria de las turbinas de viento en 1979 y empezó la producción de estas exclusivamente a partir de 1989.

  En 2003, la compañía se fusionó con la fábrica de turbinas de viento de origen danés NEG Micon para fundar así la mayor fábrica de turbinas de viento del mundo, bajo el nombre de Vestas Wind Systems.

  Hoy cuenta con 15 diferentes modelos de turbinas, para su comercialización.

- ENERCON

  Enercon GmbH es la mayor empresa alemana de construcción de aerogeneradores (https://es.wind-turbine.com/). Su sede social se encuentra en Aurich (Baja Sajonia). El nombre de Enercon viene de las palabras Energy y Converter.

Fundada en 1984 por su actual propietario Aloys Wobben, tiene una plantilla mundial de 10.000 empleados y una facturación superior a los 1.200 millones de euros. Asimismo posee más del 40 % de todas las patentes mundiales en la fabricación de aerogeneradores.

Una característica fundamental de Enercon GmbH, es que dentro del mundo de la construcción y desarrollo de aerogeneradores, donde proliferan las sociedades de accionistas, y los siete mayores fabricantes acumulan más del 90 % de la cuota de mercado; Enercon GmbH sigue manteniéndose como sociedad independiente y no cotiza en ningún mercado bursátil. Aun así su cuota de mercado mundial es superior al 13 %, lo que la sitúa en la tercera posición en dicho ránking, sólo superada por la danesa Vestas(34 %) y la española Gamesa (18 %). Hoy cuenta con 15 diferentes modelos de turbinas dentro de sus productos.

- GAMESA

Gamesa nace en España en 1976 (https://es.wind-turbine.com/) desarrollando nuevas tecnologías aplicándolas en actividades emergentes: robótica, microelectrónica, medioambiente o materiales compuestos. Su división Gamesa Aeronáutica estaba especializada en la ingeniería, fabricación y suministro de grandes conjuntos estructurales o partes completas de aeronaves para su posterior ensamblaje en aviones y helicópteros.

En 1994 se crea Gamesa Eólica como empresa ensambladora de aerogeneradores, mientras que las actividades de promoción, construcción y explotación de parques eólicos comenzaron en 1995. Al año siguiente, 1996, se puso en marcha el primer parque eólico construido por Gamesa. Su principal actividad al constituirse estaba relacionada con la energía eólica, gestionando todo el ciclo integral a

través de sus tres filiales: Gamesa Energía, Gamesa Eólica y Gamesa Servicios. El 51% del capital estaba controlado por Gamesa y el 40% por su socio danés Vestas Wind Systems, empresa con la que existía un acuerdo tecnológico.

Es líder en España y está situada entre los primeros fabricantes de aerogeneradores a nivel mundial, con una cuota de mercado superior a 15,6% en 200

4.1.7. Marca y modelo de aerogenerador.

Se llegó a la conclusión que lo mejor será instalar 2 aerogeneradores de 2 Mw/hr instalados en vez de 3, por motivos de separación entre torres. Éstas no permiten estar muy cerca entre ellas por la vibración que emiten las palas. Estas 2 torres estarán instaladas en las áreas 1 (con cimiento sumergido) y el otro en el área 3 del mapa 3.

Este pequeño parque eólico es un proyecto acoplado a la empresa Hidroeléctrica Puclaro SA, por lo que usaran mismo Rut y compartirán gastos administrativos.

Se analizarán 3 modelos de cada marca mencionadas anteriormente, que cumplas con el requerimiento de producir 2 MW, de eje horizontal, de 2 aspas y velocidad variable.

En la tabla 5, se comparan 3 aerogeneradores de distinta marca, pero muy similares entre sí, para hacer la elección del aerogenerador a instalar. Los datos fueron recopilados del anexo 2.

COMPARACION DE TRES AEROGENERADORES SELECCIONADOS

MARCA	VESTA	ENERCON	GAMESA
MODELO	V80/2000	E82/2000	G80/2000
PROCEDENCIA	Danés	Aleman	España
N° PALAS	3	3	3
DIAMETRO ASPAS (m)	80	82	80
ALTURA TORRE (m)	60	78	60
PESO gondola (Ton)	37	55	72
VEL. CORTE MIN. (m/s)	3	2	3
VEL. CORTE MAX. (m/s)	25	25	25
GENERAION A 12 m/s (MW)	1800	2000	1800
GENERACION A 10 m/s (MW)	1300	1600	1300
GENERACION A 8 m/s (MW)	800	800	800
GENERACION A 6 m/s (MW)	300	350	250

Cuadro. Fuente: www.thewindpower.net

Como se ve en la tabla 5, los tres aerogeneradores presentan características muy similares como el número de palas, diámetros de las aspas, velocidad de corte mínimo y máximo. A pesar de que el aerogenerador Enercon tiene una altura de torre mínima mayor que los otros dos, presenta mayor generación a una velocidad de vientos de 12 m/s. es por esto que elegiremos el Aerogenerador Enercon E82/2000. Recordando que las tres empresas, cumplen con estándares de calidad, excelente trayectoria y muy bien catalogadas en el rubro (Anexo 1, 2 y 3).

4.2. Evaluación económica

4.2.1. Estimación del precio de la energía para la evaluación económica.

El precio de la energía ha mostrado ser muy volátil, e incierto con el paso de los años, llegando a un peak de USD$200 por MW (Cdec-sic) hace algunos años, hoy en día bordea los USD$55 por MW. Como no es posible estimarlo con

precisión se analizarán dos casos, uno con un precio de en dólares (por Mw/hr) promedio de cada hora contemplando todos los días de cada mes calculado desde Julio de 2015 a Junio de 2016 y asumiremos que este precio se repetirá en el tiempo año a año y el otro con un precio de USD$80 por Mw/hr. Así se tendrán dos evaluaciones económicas a distinta especulaciones de precio.

Como se mencionó anteriormente se realizarán dos evaluaciones a distinto precio de la energía eléctrica; uno con un precio de en dólares (por Mw/hr) promedio de cada hora contemplando todos los días de cada mes calculado desde Julio de 2015 a Junio de 2016 y asumiremos que este precio se repetirá en el tiempo año a año. Una segunda evaluación económica tendrá un valor de USD$80 por MW.

Estas evaluaciones tendrán las siguientes características:

- Se utilizará la moneda estándar dólar norteamericano USD, para evitar la inflación del peso chileno en el tiempo.
- La evaluación será a 20 años, que es la vida útil promedio de un aerogenerador (vida útil según fabricantes).
- Propuesto de una tasa impositiva de 27% (Gobierno de Chile).
- Propuesto de una tasa de descuento del 10%. (tasa exigida por inversionistas en el rubro de la energía).
- Propuesto de deuda del 40% del monto requerido (porcentaje promedio exigido por bancos locales para este tipo de inversiones).
- Propuesto de deuda largo plazo a siete años (plazo exigido por inversionistas).
- Propuesto de tasa de interés de 5% (tasa promedio de interés en el rubro).
- El pago del crédito será con cuota constante de capital de intereses.
- Depreciación lineal a siete años (www.sii.cl).
- Propuesto de inversión de USD$2.000.000 por MW instalado (monto calculado con el promedio de 10 parques eólicos. (Cdec-sic), como la

propuesta contempla cuatro MW, el monto de la inversión inicial será de USD$8.000.000.

- La mantención anual será de USD$19.200, mantención promedio anual por cada aerogenerador de potencia similar. (Danish Wind Industry Association, 2013).

Evaluación con un precio en dólares (por Mw/hr) promedio de cada hora contemplando todos los días de cada mes calculado desde Julio de 2015 a Junio de 2016 y asumiremos que este precio se repetirá en el tiempo año a año. A continuación se muestra el cálculo del promedio de la energía cada día del mes de Junio de 2015.

TABLA DE CÁLCULO DEL PRECIO DE LA ENERGIA HORA A HORA POR MW/HR DEL MES DE JULIO DE 2015

Hora: 1	59,96	58,75	139,84	62,1	47,38	47,66	47,66	53,9		
Hora: 2	59,96	58,75	157,27	50,59	40,32	47,66	47,66	53,9		
Hora: 3	59,96	57,91	157,27	47,15	36,69	47,66	47,66	53,9		
Hora: 4	58,91	55,96	157,27	47,15	36,69	47,66	47,66	43,07		
Hora: 5	57,78	56	157,27	47,15	37,24	47,66	47,66	41,86		
Hora: 6	57,78	58,75	157,27	47,15	40,51	47,66	47,66	42,89		
Hora: 7	59,74	58,75	157,27	60,1	49,88	58,78	53,62	53,9		
Hora: 8	59,96	60,46	157,27	62,1	62,23	62,23	62,23	54,96	74,5174194	
Hora: 9	53,64	75,57	93,19	54,9	54,67	54,67	54,64	54,77	71,1490323	72,8332258
Hora: 10	53,64	75,57	41,77	54,9	54,67	54,67	54,64	55,3	70,0403226	70,5946774
Hora: 11	53,64	75,57	41,77	54,9	54,67	54,67	54,64	55,3	67,3390323	68,6896774
Hora: 12	53,64	75,57	41,77	54,9	54,67	54,67	54,64	55,3	66,8035484	67,0712903
Hora: 13	53,64	75,57	41,77	54,9	54,67	54,67	54,64	49,73	67,3174194	67,0604839
Hora: 14	53,64	75,57	41,77	54,9	54,67	54,67	54,64	48,48	60,9222581	64,1198387
Hora: 15	53,64	71,07	41,77	54,9	54,67	54,67	54,64	48,48	58,3829032	59,6525806
Hora: 16	53,64	56,27	41,77	54,9	54,67	54,67	54,64	48,48	55,1054839	56,7441935
Hora: 17	53,64	54,54	41,77	54,9	54,67	54,67	54,64	33,42	52,7225806	53,9140323
Hora: 18	50,11	50,5	41,77	52,79	42,17	48,49	54,64	0	55,5477419	54,1351613
Hora: 19	54,7	55,68	57,09	55,71	46,14	46,14	59,54	55,14	74,1180645	64,8329032
Hora: 20	58,12	55,68	59,84	59,54	57,98	55,9	59,54	59,2	76,9180645	75,5180645
Hora: 21	58,12	55,68	59,96	59,54	59,54	59,54	59,54	59,2	79,2090323	78,0635484
Hora: 22	58,12	55,68	72,9	59,54	59,54	59,54	59,54	59,2	82,2612903	80,7351613
Hora: 23	58,12	55,68	60,21	59,54	59,54	59,54	59,54	58,79	82,0532258	
Hora: 24	58,12	55,68	59,58	59,54	55,97	51,36	59,54	54,33		

Tabla 5: Fuente elaboración propia.

En la Tabla 5, en la fila superior, muestra los días del mes de Julio de 2015 (por motivos de espacio solo se muestra del día 24 al 31) y en la columna muestra las horas del día (recordar que en la noche no hay viento). Los círculos azules muestran el promedio mensual del precio de la energía en USD$ a las 11 am y 12 am respectivamente. El círculo rojo muestra el promedio en USD$ de los dos círculos azules, por ende el círculo rojo es el

promedio del precio de la energía entre las 11 y 12 am. Así sucesivamente se realiza este cálculo por todas las horas del día que existe viento (generación eléctrica), y todos los meses del año hasta Junio de 2016.

Así se obtienen todos los precios por hora promedio de un año consecutivo, el cual propondremos que se repetirá en el tiempo este precio.

En la siguiente tabla se el precio promedio mensual de todas las horas de generación, además se muestra la generación total de todos los meses desde Julio de 2015 a Junio de 2016 y finalmente se calcula los ingresos en USD$ al año. Este dato se utilizará en la evaluación económica.

4.2.2. Ingresos generados por los dos aerogeneradores.

TABLA DE CALCULO DE LOS INGRESOS GENERADOS POR LOS 2 AEROGENERADORES CON PRECIO PROMEDIO CALCULADO

				HORAS DEL DIA POR LOS MESES DEL AÑOEN TEMPORADA DE VERANO E INVIERNO													
MES	Estacion año	año	# dias	8 a 9	9 a 10	10 a 11	11 a 12	12 a 1	1 a 2	2 a 3	3 a 4	4 a 5	5 a 6	6 a 7	7 a 8	8 a 9	9 a 10
septiembre	verano	2015	30	39,09983	38,6477	38,68	38,11	38,02	36,77	35,22	33,95	32,23	29,21	30,14	37,27	46,15	50,1118333
octubre		2015	31	34,45032	31,9794	30,81	29,79	29,01	28,67	28,09	27,41	27,29	27,55	30,72	38,31	50,40	58,6625806
noviembre		2015	30	36,719	37,0692	40,01	40,73	39,01	37,13	36,33	34,65	33,05	31,74	30,83	35,56	46,07	62,9656667
diciembre		2015	31	37,02419	36,7355	37,98	37,60	36,26	35,67	34,67	33,27	31,61	29,18	28,28	33,69	40,74	45,563871
enero		2016	31	44,0571	44,2794	46,20	46,93	46,47	45,61	45,60	46,24	46,02	45,23	44,73	47,50	53,98	61,0220968
febrero		2016	29	46,09069	49,7322	53,72	55,87	56,72	55,90	53,57	50,76	47,95	44,96	43,71	49,77	58,24	63,9818966
marzo		2016	31	68,46242	69,6756	75,05	77,39	76,74	76,13	76,23	76,29	75,82	74,03	73,65	76,76	81,90	85,3751613
abril		2016	30	50,12133	49,391	51,59	53,00	52,80	50,65	48,15	46,55	43,97	38,84	38,69	46,50	53,30	54,6225
TOTAL DIA X MESES				356,02	357,51	374,03	379,42	375,02	366,53	357,86	349,11	337,94	320,75	320,75	365,35	430,77	482,31
GENERACION KW/hr				200	600	1150,00	1750,00	2000,00	2000,00	2000,00	2000,00	2000,00	2000,00	2000,00	2000,00	1400,00	475
GANANCIA DOLARES VERANO				2163,73	6514,94	13060,88	20157,11	22764,88	22251,92	21733,49	21211,69	20541,69	19507,00	19512,23	22214,16	18328,77	6961,51

mayo	invierno	2016	31				38,66	39,25	39,10	38,36	37,97	37,71	38,33	40,65	42,46		
junio		2016	30				85,75	84,05	80,53	78,06	75,06	73,68	82,99	96,88	103,75		
julio		2015	31				67,07	67,06	64,12	59,65	56,74	53,91	54,14	64,83	75,52		
agosto		2015	31				50,48	48,94	46,48	43,09	38,25	36,46	37,82	42,10	52,26		
TOTAL DIA X MESES							241,95	239,30	230,24	219,16	208,02	201,77	213,27	244,46	273,98		
GENERACION KW/hr							275,00	950,00	1500,00	1500,00	1500,00	1500,00	1150,00	525,00	125,00		
GANANCIA DOLARES VERANO							2039,06	6967,48	10585,37	10073,98	9560,48	9271,88	7507,82	3927,80	1048,72		

TOTAL USD X 1 AÑO VERANO	215.184,45
TOTAL USD X 1 AÑO INVIERNO	60.982,59
TOTAL USD X 1 AÑO COMPLETO	276.167,04
TOTAL 2 TORRES	552.334,08

Tabla 6: Fuente elaboración propia.

TABLA DE CALCULO DE LOS INGRESOS GENERADOS POR LOS 2 AEROGENERADORES A PRECIO USD$80 POR MW/HR

				HORAS DEL DIA POR LOS MESES DEL AÑOEN TEMPORADA DE VERANO E INVIERNO													
MES	Estacion año	año	# dias	8 a 9	9 a 10	10 a 11	11 a 12	12 a 1	1 a 2	2 a 3	3 a 4	4 a 5	5 a 6	6 a 7	7 a 8	8 a 9	9 a 10
septiembre	verano	2015	30	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
octubre		2015	31	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
noviembre		2015	30	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
diciembre		2015	31	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
enero		2016	31	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
febrero		2016	29	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
marzo		2016	31	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
abril		2016	30	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
TOTAL DIA X MESES				640,00	640,00	640,00	640,00	640,00	640,00	640,00	640,00	640,00	640,00	640,00	640,00	640,00	640,00
GENERACION KW/hr				200,00	600,00	1.150,00	1.750,00	2.000,00	2.000,00	2.000,00	2.000,00	2.000,00	2.000,00	2.000,00	2.000,00	1.400,00	475,00
GANANCIA DOLARES VERANO				3.888,00	11.664,00	22.356,00	34.020,00	38.880,00	38.880,00	38.880,00	38.880,00	38.880,00	38.880,00	38.880,00	38.880,00	27.216,00	9.234,00

mayo	invierno	2016	31	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00			
junio		2016	30	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00			
julio		2015	31	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00			
agosto		2015	31	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00			
TOTAL DIA X MESES				320,00	320,00	320,00	320,00	320,00	320,00	320,00	320,00	320,00			
GENERACION KW/hr				275,00	950,00	1.500,00	1.500,00	1.500,00	1.500,00	1.150,00	525,00	125,00			
GANANCIA DOLARES VERANO				2.706,00	9.348,00	14.760,00	14.760,00	14.760,00	14.760,00	11.316,00	5.166,00	1.230,00			

TOTAL USD X 1 AÑO VERANO	381.510,00
TOTAL USD X 1 AÑO INVIERNO	88.806,00
TOTAL USD X 1 AÑO COMPLETO	470.316,00
TOTAL 2 TORRES	940.632,00

Tabla 7: Fuente elaboración propia.

4.2.3. Evaluaciones económicas.

4.2.3.1. Precio promedio calculado e hidroeléctrica inactiva.

Esta evaluación contempla los ingresos con un precio promedio de energía calculado en la Tabla 6. Al estar la hidroeléctrica inactiva, solo veremos la evaluación de la parte eólica, la cual presentará flujos negativos en sus inicios debido a la altísima inversión. Estos flujos negativos generarán un escudo fiscal durante algunos años.

EVALUACION ECONOMICA CON PRECIO PROMEDIO POR HORA CALCULADO, CON LA CENTRAL HIDROLECTRICA INACTIVA

AÑO		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
venta		552.334	552.334	552.334	552.334	552.334	552.334	552.334	552.334	552.334	552.334	552.334	552.334	552.334	552.334	552.334	552.334	552.334	552.334	552.334	552.334
costo		-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400
depreciación		-1.142.857	-1.142.857	-1.142.857	-1.142.857	-1.142.857	-1.142.857	-1.142.857													
Intereses		-160.000	-140.349	-119.715	-98.050	-75.301	-51.415	-26.334													
ebit		-788.923	-769.272	-748.638	-726.973	-704.224	-680.338	-655.257	513.934	513.934	513.934	513.934	513.934	513.934	513.934	513.934	513.934	513.934	513.934	513.934	513.934
impuesto		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-17.743	-138.762	-138.762	-138.762
utilidad		-788.923	-769.272	-748.638	-726.973	-704.224	-680.338	-655.257	513.934	513.934	513.934	513.934	513.934	513.934	513.934	513.934	513.934	496.191	375.172	375.172	375.172
depreciación		1.142.857	1.142.857	1.142.857	1.142.857	1.142.857	1.142.857	1.142.857													
amortización		-393.023	-412.675	-433.308	-454.974	-477.722	-501.609	-526.689													
inversión	-8.000.000																				
crédito	3.200.000																				
flujo	-4.800.000	-39.089	-39.089	-39.089	-39.089	-39.089	-39.089	-39.089	513.934	513.934	513.934	513.934	513.934	513.934	513.934	513.934	513.934	496.191	375.172	375.172	375.172
$flujo_{VP}$	-4.800.000	-35.536	-32.305	-29.368	-26.699	-24.271	-22.065	-20.059	239.754	217.958	198.144	180.131	163.755	148.868	135.335	123.032	111.847	98.169	67.478	61.344	55.767
tasa dscto 10%	-4.800.000	-4.835.536	-4.867.841	-4.897.209	-4.923.908	-4.948.179	-4.970.244	-4.990.303	-4.750.549	-4.532.591	-4.334.447	-4.154.316	-3.990.561	-3.841.693	-3.706.358	-3.583.326	-3.471.479	-3.373.310	-3.305.832	-3.244.489	-3.188.722

van	-3.188.722
tir	1,57%

tasa de descuento	10%
tasa impositiva	0,27

Tabla 8: Fuente elaboración propia.

Los flujos del parque eólico generan un escudo fiscal ante impuesto durante los primeros 15 años, como se ve en la Tabla 8.

El resultado de esta evaluación fue de VAN negativo, TIR positiva inferior a la tasa de descuento.

4.2.3.2. Precio promedio calculado e hidroeléctrica activa.

Esta evaluación contempla los ingresos con un promedio de precio de energía calculado en la Tabla 6. Al estar la hidroeléctrica activa, los flujos negativos de la parte eólica descontarán impuestos de los flujos positivos de la hidroeléctrica.

EVALUACION ECONOMICA CON PRECIO PROMEDIO POR HORA CALCULADO, CON LA CENTRAL HIDROLECTRICA ACTIVA

AÑO		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
venta		552.334	552.334	552.334	552.334	552.334	552.334	552.334	552.334	552.334	552.334	552.334	552.334	552.334	552.334	552.334	552.334	552.334	552.334	552.334	552.334
costo		-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400
depreciación		-1.142.857	-1.142.857	-1.142.857	-1.142.857	-1.142.857	-1.142.857	-1.142.857													
Intereses		-160.000	-140.349	-119.715	-98.050	-75.301	-51.415	-26.334													
ebit		-788.923	-769.272	-748.638	-726.973	-704.224	-680.338	-655.257	513.934	513.934	513.934	513.934	513.934	513.934	513.934	513.934	513.934	513.934	513.934	513.934	513.934
impuesto		213.009	207.703	202.132	196.283	190.140	183.691	176.919	-138.762	-138.762	-138.762	-138.762	-138.762	-138.762	-138.762	-138.762	-138.762	-138.762	-138.762	-138.762	-138.762
utilidad		-575.914	-561.568	-546.506	-530.690	-514.083	-496.647	-478.338	375.172	375.172	375.172	375.172	375.172	375.172	375.172	375.172	375.172	375.172	375.172	375.172	375.172
depreciación		1.142.857	1.142.857	1.142.857	1.142.857	1.142.857	1.142.857	1.142.857													
amortización		-393.023	-412.675	-433.308	-454.974	-477.722	-501.609	-526.689													
inversión	-8.000.000																				
crédito	3.200.000																				
flujo	-4.800.000	173.920	168.614	163.043	157.193	151.051	144.602	137.830	375.172	375.172	375.172	375.172	375.172	375.172	375.172	375.172	375.172	375.172	375.172	375.172	375.172
flujo actual	-4.800.000	158.109	139.350	122.497	107.365	93.791	81.624	70.729	175.020	159.110	144.645	131.495	119.541	108.674	98.794	89.813	81.648	74.226	67.478	61.344	55.767
tasa de dscto 10%	-4.800.000	-4.641.891	-4.502.541	-4.380.044	-4.272.679	-4.178.888	-4.097.264	-4.026.535	-3.851.515	-3.692.405	-3.547.760	-3.416.265	-3.296.724	-3.188.050	-3.089.255	-2.999.442	-2.917.794	-2.843.568	-2.776.090	-2.714.746	-2.658.980

VAN	-2.658.980
TIR	1,86%

tasa de descuento	10%
tasa impositiva	0,27

Tabla 9: Fuente elaboración propia.

Como no se conocen los flujos de la hidroeléctrica, estos valores están ingresados como pagos de impuestos.

Como se aprecia en la tabla 8 y 9, si replicamos el precio promedio calculado por hora en todos los meses desde Julio de 2015 a Junio de 2016, con hidroeléctrica activa o inactiva, ambas evaluaciones presentan VAN negativos y TIR positiva, lo cual indica que el negocio es rentable bajo la tasa de descuento, pero las decisiones finales dependerán del costo de oportunidad de los inversionistas.

4.2.3.3. Precio de USD$80 por Mw/hr. e hidroeléctrica inactiva.

Esta evaluación contempla los ingresos con precio de USD $80 Mw/hr de energía. Al estar la hidroeléctrica inactiva, solo veremos la evaluación de la parte eólica, la cual presentará flujos negativos en sus inicios debido a la altísima inversión. Estos flujos negativos generarán un escudo fiscal durante algunos años.

EVALUACION ECONOMICA CON PRECIO DE USD$80 POR MW/HR CON LA HIDROELECTRICA INACTIVA

AÑO		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
venta		940.632	940.632	940.632	940.632	940.632	940.632	940.632	940.632	940.632	940.632	940.632	940.632	940.632	940.632	940.632	940.632	940.632	940.632	940.632	940.632
costo		-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400
depreciación		-1.142.857	-1.142.857	-1.142.857	-1.142.857	-1.142.857	-1.142.857	-1.142.857													
Intereses		-160.000	-140.349	-119.715	-98.050	-75.301	-51.415	-26.334													
ebit		-400.625	-380.974	-360.340	-338.675	-315.926	-292.040	-266.959	902.232	902.232	902.232	902.232	902.232	902.232	902.232	902.232	902.232	902.232	902.232	902.232	902.232
impuesto		0	0	0	0	0	0	0	0	0	-94.812	-243.603	-243.603	-243.603	-243.603	-243.603	-243.603	-243.603	-243.603	-243.603	-243.603
utilidad		-400.625	-380.974	-360.340	-338.675	-315.926	-292.040	-266.959	902.232	902.232	807.420	658.629	658.629	658.629	658.629	658.629	658.629	658.629	658.629	658.629	658.629
depreciación		1.142.857	1.142.857	1.142.857	1.142.857	1.142.857	1.142.857	1.142.857													
amortización		-393.023	-412.675	-433.308	-454.974	-477.722	-501.609	-526.689													
inversión	-8.000.000																				
crédito	3.200.000																				
flujo	-4.800.000	349.209	349.209	349.209	349.209	349.209	349.209	349.209	902.232	902.232	807.420	658.629	658.629	658.629	658.629	658.629	658.629	658.629	658.629	658.629	658.629
$flujo_{VP}$	-4.800.000	317.462	288.602	262.366	238.514	216.831	197.119	179.199	420.898	382.634	311.295	230.846	209.860	190.781	173.438	157.671	143.337	130.306	118.460	107.691	97.901
tasa dscto 10%	-4.800.000	-4.482.538	-4.193.936	-3.931.570	-3.693.056	-3.476.225	-3.279.106	-3.099.906	-2.679.008	-2.296.374	-1.985.079	-1.754.233	-1.544.374	-1.353.592	-1.180.154	-1.022.484	-879.147	-748.841	-630.380	-522.689	-424.788

VAN	-424.788
TIR	8,88%

tasa de descuento	10%
tasa impositiva	0,27

Tabla 10: Fuente elaboración propia

Los flujos del parque eólico generan un escudo fiscal ante impuesto durante los primeros 9 años, como se ve en la Tabla 10.

El resultado de esta evaluación fue de VAN negativo, TIR positiva inferior a la tasa de descuento.

4.2.3.4. Precio de USD$80 por Mw/hr. e hidroeléctrica activa.

Esta evaluación contempla los ingresos con un precio de energía de USD$80 Mw/hr, como se muestra en la Tabla 7. Al estar la hidroeléctrica activa, los flujos negativos de la parte eólica descontarán impuestos de los flujos positivos de la hidroeléctrica.

EVALUACION ECONOMICA CON PRECIO DE USD$80 POR MW/HR CON LA HIDROELECTRICA ACTIVA

AÑO		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
venta		952.390	952.390	952.390	952.390	952.390	952.390	952.390	952.390	952.390	952.390	952.390	952.390	952.390	952.390	952.390	952.390	952.390	952.390	952.390	952.390
costo mantencion		-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400
dep		-1.142.857	-1.142.857	-1.142.857	-1.142.857	-1.142.857	-1.142.857	-1.142.857													
Intereses		-160.000	-140.349	-119.715	-98.050	-75.301	-51.415	-26.334													
ebit		-388.867	-369.216	-348.582	-326.917	-304.168	-280.282	-255.202	913.990	913.990	913.990	913.990	913.990	913.990	913.990	913.990	913.990	913.990	913.990	913.990	913.990
impuesto		104.994	99.688	94.117	88.268	82.125	75.676	68.904	-246.777	-246.777	-246.777	-246.777	-246.777	-246.777	-246.777	-246.777	-246.777	-246.777	-246.777	-246.777	-246.777
utilidad		-283.873	-269.528	-254.465	-238.649	-222.043	-204.606	-186.297	667.213	667.213	667.213	667.213	667.213	667.213	667.213	667.213	667.213	667.213	667.213	667.213	667.213
dep		1.142.857	1.142.857	1.142.857	1.142.857	1.142.857	1.142.857	1.142.857													
amortización		-393.023	-412.675	-433.308	-454.974	-477.722	-501.609	-526.689													
inversión	-8.000.000																				
crédito	3.200.000																				
flujo	-4.800.000	465.961	460.655	455.084	449.234	443.092	436.643	429.871	667.213	667.213	667.213	667.213	667.213	667.213	667.213	667.213	667.213	667.213	667.213	667.213	667.213
Flujo $_{VP}$	-4.800.000	423.601	380.706	341.911	306.833	275.125	246.473	220.592	311.260	282.963	257.239	233.854	212.595	193.268	175.698	159.725	145.205	132.004	120.004	109.095	99.177
10%	-4.800.000	-4.376.399	-3.995.693	-3.653.782	-3.346.949	-3.071.824	-2.825.350	-2.604.759	-2.293.499	-2.010.536	-1.753.296	-1.519.443	-1.306.848	-1.113.580	-937.882	-778.157	-632.952	-500.948	-380.944	-271.849	-172.672

VAN	-172.672
TIR	9,52%

tasa de descuento	10%
tasa impositiva	0,27

Tabla 11: Fuente elaboración propia.

Para los cálculos de las ventas de la Tabla 10 y 11, se extrajeron los datos de la Tabla 7. En ambas evaluaciones con el supuesto de que el precio de la energía se mantendrá estable en USD$80 por Mw/hr, arrojaron VAN negativos y TIR positiva pero menores a la tasa de interés del crédito. Esto indica que el negocio es rentable, pero las decisiones finales dependerán del costo de oportunidad de los inversionistas.

De las cuatro evaluaciones anteriores, el escenario más probable, por precio más repetido en la historia, además de la actividad más frecuente de la hidroeléctrica: es el expresado en el punto 4.2.3.4: Precio de USD$80 por Mw/hr. e hidroeléctrica activa. Se usará esta opción como la más representativa de los escenarios planteados.

Es por esto que esta opción será la guía para sensibilizar el proyecto respecto al precio de la energía y al valor de inversión que resulten con VAN cero, para poder analizar los resultados obtenidos.

4.2.3.5. Evaluación económica con la hidroeléctrica activa y sensibilidad en el precio de la energía

En este caso se sensibilizará el valor del precio de la energía para obtener un VAN igual a cero.

EVALUACION ECONOMICA CON LA HIDROELECTRICA ACTIVA Y SENSIBILIDAD EN EL PRECIO DE LA ENERGIA

AÑO		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
venta		987.664	987.664	987.664	987.664	987.664	987.664	987.664	987.664	987.664	987.664	987.664	987.664	987.664	987.664	987.664	987.664	987.664	987.664	987.664	987.664
costo mantención		-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400
depreciación		-1.142.857	-1.142.857	-1.142.857	-1.142.857	-1.142.857	-1.142.857	-1.142.857													
Intereses		-160.000	-140.349	-119.715	-98.050	-75.301	-51.415	-26.334													
ebit		-353.593	-333.942	-313.308	-291.643	-268.894	-245.008	-219.928	949.264	949.264	949.264	949.264	949.264	949.264	949.264	949.264	949.264	949.264	949.264	949.264	949.264
impuesto		95.470	90.164	84.593	78.744	72.601	66.152	59.381	-256.301	-256.301	-256.301	-256.301	-256.301	-256.301	-256.301	-256.301	-256.301	-256.301	-256.301	-256.301	-256.301
utilidad		-258.123	-243.778	-228.715	-212.899	-196.293	-178.856	-160.547	692.962	692.962	692.962	692.962	692.962	692.962	692.962	692.962	692.962	692.962	692.962	692.962	692.962
depreciación		1.142.857	1.142.857	1.142.857	1.142.857	1.142.857	1.142.857	1.142.857													
amortización		-393.023	-412.675	-433.308	-454.974	-477.722	-501.609	-526.689													
inversión	-8.000.000																				
crédito	3.200.000																				
flujo	-4.800.000	491.710	486.405	480.833	474.984	468.842	462.392	455.621	692.962	692.962	692.962	692.962	692.962	692.962	692.962	692.962	692.962	692.962	692.962	692.962	692.962
Flujo $_{VP}$	-4.800.000	447.009	401.987	361.257	324.420	291.114	261.008	233.805	323.272	293.884	267.167	242.879	220.799	200.727	182.479	165.890	150.809	137.099	124.635	113.305	103.004
10%	-4.800.000	-4.352.991	-3.951.003	-3.589.746	-3.265.326	-2.974.212	-2.713.203	-2.479.398	-2.156.126	-1.862.242	-1.595.075	-1.352.196	-1.131.397	-930.670	-748.192	-582.302	-431.493	-294.394	-169.759	-56.454	46.551

VAN	46.551
TIR	10,13%

tasa de descuento	10%
tasa impositiva	0,27

Precio energía	84

Tabla 12: Fuente elaboración propia.

Como se muestra en la Tabla 12 para obtener un VAN igual a cero, fue necesario un precio de energía de USD$84 Mw/hr. Se sensibilizó con respecto al precio de la energía ya que si mantenemos supuesto de que el precio de la energía se mantendrá estable durante los próximos veinte años, esta será la decisión final de si se lleva a cabo el proyecto o no.

4.2.3.6. Precio de USD$80 por Mw/hr. e hidroeléctrica activa con sensibilidad al valor de la inversión.

En esta evaluación se midió con un precio de energía de USD$80 Mw/hr y se sensibilizó al valor de la inversión.

PRECIO DE USD$80 POR MW/HR. E HIDROELÉCTRICA ACTIVA CON SENSIBILIDAD AL VALOR DE LA INVERSIÓN.

AÑO		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
venta		952.390	952.390	952.390	952.390	952.390	952.390	952.390	952.390	952.390	952.390	952.390	952.390	952.390	952.390	952.390	952.390	952.390	952.390	952.390	952.390
costo mantención		-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400
depreciación		-1.142.857	-1.142.857	-1.142.857	-1.142.857	-1.142.857	-1.142.857	-1.142.857													
Intereses		-156.000	-136.840	-116.722	-95.598	-73.418	-50.130	-25.676													
ebit		-384.867	-365.707	-345.589	-324.466	-302.286	-278.997	-254.543	913.990	913.990	913.990	913.990	913.990	913.990	913.990	913.990	913.990	913.990	913.990	913.990	913.990
impuesto		103.914	98.741	93.309	87.606	81.617	75.329	68.727	-246.777	-246.777	-246.777	-246.777	-246.777	-246.777	-246.777	-246.777	-246.777	-246.777	-246.777	-246.777	-246.777
utilidad		-280.953	-266.966	-252.280	-236.860	-220.668	-203.668	-185.817	667.213	667.213	667.213	667.213	667.213	667.213	667.213	667.213	667.213	667.213	667.213	667.213	667.213
depreciación		1.142.857	1.142.857	1.142.857	1.142.857	1.142.857	1.142.857	1.142.857													
amortización		-383.198	-402.358	-422.476	-443.599	-465.779	-489.068	-513.522													
inversión	-7.800.000																				
crédito	3.120.000																				
flujo	-4.680.000	478.706	473.533	468.101	462.398	456.409	450.121	443.519	667.213	667.213	667.213	667.213	667.213	667.213	667.213	667.213	667.213	667.213	667.213	667.213	667.213
Flujo $_{VP}$	-4.680.000	435.187	391.350	351.691	315.824	283.394	254.082	227.595	311.260	282.963	257.239	233.854	212.595	193.268	175.698	159.725	145.205	132.004	120.004	109.095	99.177
10%	-4.680.000	-4.244.813	-3.853.463	-3.501.772	-3.185.948	-2.902.554	-2.648.472	-2.420.877	-2.109.617	-1.826.654	-1.569.414	-1.335.560	-1.122.966	-929.698	-754.000	-594.275	-449.070	-317.065	-197.061	-87.967	11.210

VAN	11.210
TIR	10,03%

tasa de descuento	10%
tasa impositiva	0,27

Tabla 14: Fuente elaboración propia.

Como se muestra en la Tabla 14 para obtener un VAN igual a cero, se sensibilizó con respecto a la inversión inicial, de USD$8.000.000 a USD$7.800.000 de la energía, manteniendo el supuesto de que el precio de la energía se mantendrá estable durante los próximos veinte años en USD$80 Mw/hr.

5. Conclusiones.

La evaluación de optimizar la generación de electricidad de 5,2 Mw/hr en su peak de la hidroeléctrica Puclaro S.A. en la zona del valle del Elqui, arrojó resultados negativos para los cuatro primeros escenarios con TIR positiva. No obstante, el VAN dio negativo, por lo que la decisión final será tomada por los inversionistas según sus propios costos de oportunidad de invertir en otros negocios. Con el escenario más probable de ocurrir y bajo el supuesto de que la hidroeléctrica está siempre activa, se sensibilizaron dos evaluaciones: una con respecto al precio de la energía y otra con el valor de la inversión.

Las seis evaluaciones contemplan diferencias en el precio de la energía y en la actividad o inactividad de la hidroeléctrica. Estas son:

Evaluación 1: Precio promedio calculado e hidroeléctrica inactiva

Evaluación 2: Precio promedio calculado e hidroeléctrica activa

Evaluación 3: Precio de USD$80 por Mw/hr. e hidroeléctrica inactiva

Evaluación 4: Precio de USD$80 por Mw/hr. e hidroeléctrica activa

Evaluación 5: Hidroeléctrica activa y sensibilidad en el precio de la energía

Evaluación 6: Hidroeléctrica activa con sensibilidad al valor de la inversión

Respecto a la evaluación en la que se sensibilizó respecto al precio de la energía (Evaluación 5) el precio varió de USD$80 a USD$84, valores muy cercanos entre sí pero muy distintas del precio actual, que fluctúa entre USD$50 Mw/hr. a USD$55 Mw/hr. Este valor hace un par de años llegó a un máximo de USD$200 Mw/hr por lo que se podría especular que el precio de la energía actual podría subir hasta los valores arrojados por las evaluaciones en un futuro.

Respecto a la evaluación en la que se sensibilizó respecto al precio de la inversión (Evaluación 6), el valor de dicho monto disminuye de USD$8.000.000 a USD$7.800.000 para obtener un VAN igual a cero. Si bien estos montos son muy altos, la diferencia entre ambos representa apenas un 2,5% de la inversión inicialmente calculada.

Estas evaluaciones y cálculos presentan un supuesto poco representativo de la realidad, ya que se en las Evaluaciones 1 y 2, es poco factible que cíclicamente un precio para la energía se repita de un año a otro. Esta varía según muchos factores, pero principalmente por la oferta y demanda de ésta. El supuesto del precio fijo- en las Evaluaciones 3, 4 y 6- tampoco se acerca a la realidad, ya que el precio de la energía siempre está variando, incluso todos los días.

Respecto a la implementación del proyecto- independiente de la evaluación económica- técnica, geográfica, política y socialmente es una buena opción regional. La implementación de este pequeño parque eólico supliría el déficit de generación de la represa en ciclos de sequía hídrica. Si bien 4 Mw/hr no representa una magnitud importante en la generación en la zona, cumple como sustituto casi en su totalidad de los 5,2 Mw/hr de la Hidroeléctrica Puclaro. Principalmente, suple y apoya en momentos que esta represa no genere la cantidad de energía que se demanda, ya sea por falta de agua, mantenciones, razones de fuerza mayor, entre otros. Por otra parte, su implementación ayuda en la empleabilidad de las personas y calidad de vida de los hogares (tomando como ejemplo el caso real del parque eólico Canela 1). Pero esta instalación no depende de las autoridades regionales, sino más bien de privados e inversionistas interesados en el proyecto.

Se puede concluir que este proyecto no es rentable y ni viable, al presentar una TIR positiva y VAN negativa, a su vez esto demuestra que las decisiones de los inversionistas son elásticas al precio de la energía e inversión y tasa de descuento establecida.

REFERENCIAS

- http://www.iae.org.ar/renovables/ren_eolica.pdf
- http://www.ekidom.com/historia-de-la-energia-eolica
- Aravena Rojas, F. A. (2011). Evaluación del Impacto de la Incorporación de Grandes Bloques de Energía Eólica en el Sistema de Transmisión del SIC.
- Álvarez Marivela, N. (2009). Proyecto de diseño, construcción y explotación de un parque eólico.
- Norambuena Ortega, Andrés. (2011). Predicción de corte plazo de potencia generada en un aerogenerador usando modelo Sarima.
- https://es.wikipedia.org/wiki/Embalse_Puclaro
- http://www.24horas.cl/nacional/renacer-del-embalse-puclaro-lo-convierte-en-el-paraiso-del-kitesurf-1897050
- Beyá Marshall, I. (2010).Optimización de la Operación del Sistema Embalse Puclaro Incorporando el Objetivo de Generación Hidroeléctrica. Disponible en http://www.repositorio.uchile.cl/handle/2250/103713
- http://www.semanariotiempo.cl/2016/04/15/las-tres-hidroelectricas-de-paso-de-la-region-se-encuentran-en-funcionamiento/
- http://www.elvicunense.cl/2016/05/16/hidroelectrica-puclaro-realiza-balance-tras-8-anos-de-funcionamiento/
- http://www.cdecsic.cl/informes-y-documentos/fichas/operacion-real/
- http://www.ine.cl/canales/sala_prensa/archivo_documentos/enfoques/2008/septiembre/energia_pag.pdf

- http://www.ine.cl/canales/sala_prensa/archivo_documentos/enfoques/2008/septiembre/energia_pag.pdf
- http://www.chilesustentable.net/wp-content/uploads/2011/04/Situacion_real_de-la-generaci%C3%B3n-con-ERNC_2010.pdf
- http://elperiodicodelaenergia.com/las-10-mayores-plantas-fotovoltaicas-del-mundo/
- http://www.grupoblascabrera.org/web/ter/eolic/eolic06.htm
- http://erenovable.com/importancia-de-energia-eolica/
- http://www.24horas.cl/nacional/renacer-del-embalse-puclaro-lo-convierte-en-el-paraiso-del-kitesurf-1897050
- GOOGLE EARTH
- https://es.wind-turbine.com/
- http://www.thewindpower.net/turbine_en_30_vestas_2000.php
- http://www.idae.es/index.php/mod.pags/mem.detalle/idpag.513/relcategoria.3742/relmenu.165
- http://www.renewableenergyworld.com/geothermal-energy/tech.html
- https://sustainabledevelopment.un.org/content/documents/5734Blue%20Energy.pdf
- https://web.archive.org/web/20140714143734/http://www.epia.org/fileadmin/user_upload/Publications/EPIA_Global_Market_Outlook_for_Photovoltaics_2014-2018_-_Medium_Res.pdf
- http://germanwatch.org/klima/gsr2011.pdf
- https://web.archive.org/web/20140714143734/http://www.epia.org/fileadmin/user_upload/Publications/EPIA_Global_Market_Outlook_for_Photovoltaics_2014-2018_-_Medium_Res.pdf

- http://web.archive.org/web/20111219042535/http://www.gualliguaica.cl/embalsepuclaro.html
- http://www.latercera.com/noticia/informe-del-ine-revela-alza-de-temperatura-y-baja-de-precipitaciones-en-chile/
- http://www.motiva.fi/myllarin_tuulivoima/windpower%20web/es/tour/econ/oandm.htm

ANEXOS

1. Datos técnicos del aerogenerador Vesta (www.thewindpower.net).

General data

- Manufacturer: Vestas (Denmark)
- Model: V80/2000
- Rated power: 2,000 kW
- Rotor diameter: 80 m
- No more available
- Wind class: IEC Ia (DIBt III)
- Offshore model: no
- Swept area: 5,027 m²
- Power density: 2.52 m²/kW
- Number of blades: 3
- Power control: Pitch
- Commissioning: 2000

Weights

- Nacelle: 68 tons
- Tower: 122 - 198 tons
- Rotor + hub: 37 tons
- Total: 227 - 303 tons

Rotor

- Minimum rotor speed: 9 rd/min
- Maximum rotor speed: 19 rd/min
- Cut-in wind speed: 3,5 m/s
- Rated wind speed: 14,5 m/s
- Cut-off wind speed: 25 m/s
- Manufacturer: Vestas

Gear box

- Gear box: yes
- Stages: 3
- Gear ratio: 1:100,5

Generator

- Type: ASYNC
- Number: 1
- Maximum speed: 1909 rounds/minute

- Voltage: 690 V

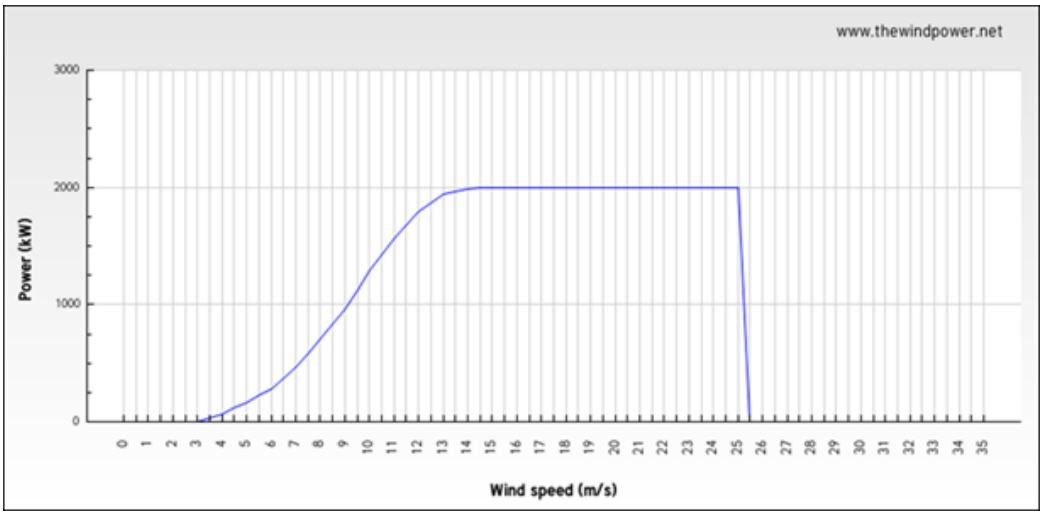
Tower

- Minimum hub height: 60 m
- Maximum hub height: 100 m
- Manufacturer: Vestas

AEROGENERADOR VESTA V80/2000

Fuente: www.thewindpower.net

CURVA DE POTENCIA DELAEROGENERADOR VESTA V80/2000



Fuente: www.thewindpower.net

2. Datos técnicos del aerogenerador Enercon (www.thewindpower.net).

General data

- Manufacturer: Enercon (Germany)
- Model: E82/2000
- Rated power: 2,000 kW
- Rotor diameter: 82 m
- Available model
- Wind class: IEC IIa (WZ III)
- Offshore model: no
- Swept area: 5,281 m²
- Power density: 2.65 m²/kW
- Number of blades: 3
- Power control: Pitch
- Commissioning: 2005/12

Weights

- Rotor + hub: 55 tons

Rotor

- Minimum rotor speed: 6 rd/min
- Maximum rotor speed: 18 rd/min
- Cut-in wind speed: 2 m/s
- Rated wind speed: 12,5 m/s
- Cut-off wind speed: 25 m/s
- Manufacturer: Enercon

Gear box

- Gear box: no
- Stages: -
- Gear ratio: -
- Manufacturer: -

Generator

- Type: SYNC Wounded
- Number: 1
- Maximum speed: 18 rounds/minute
- Voltage: 400 - 690 V
- Manufacturer: Enercon

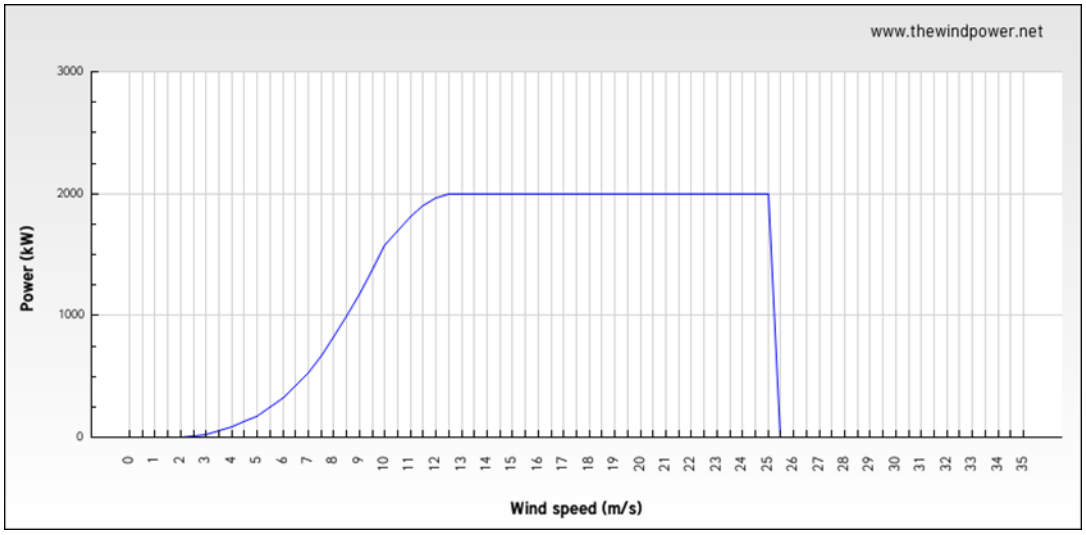
Tower

- Minimum hub height: 78 m
- Maximum hub height: 138 m
- Manufacturer: SAM, WEC Turmbau

AEROGENERADOR ENERCON E82/2000

Fuente: www.thewindpower.net

CURVA DE POTENCIA DELAEROGENERADOR ENERCON E82/2000



Fuente: www.thewindpower.net

3. Gamesa G80/2000 (www.thewindpower.net).

Datos generales

- Fabricante : Gamesa (España)
- Turbina eólica : G80/2000
- Potencia : 2 000 kW
- Diámetro : 80 m
- En venta
- Clase de viento : IEC Ia/IIa
- Compatible offshore : no
- Área de barrido : 5 027 m²
- Densidad de potencia : 2.52 m²/kW
- Número de palas : 3
- Limitación de potencia : Pitch
- Puesta en servicio : 2002

Masas

- Masa de la góndola : 72 toneladas
- Masa de la torre : 122 - 286 toneladas
- Masa del rotor : 37 toneladas
- Masa total : 231 - 395 toneladas

Rotor

- Velocidad mínima del rotor : 9 vuelta/min
- Velocidad máxima del rotor : 19 vuelta/min
- Vitesse minimale de vent : 3,5 m/s
- Vitesse nomimale de vent : 15 m/s
- Vitesse maximale de vent : 25 m/s
- Fabricante : Gamesa

Caja de cambios

- Caja de cambios : Si
- Niveles : 3
- Ratio 1:100,5
- Fabricante : Echesa, Fellar, Hansen, Lohman

Generador

- Tipo : DFIG
- Número : 1
- Velocidad de salida máxima del generador : 1900 vuelta/min
- Tensión de salida : 690 V
- Fabricante : Indar, Cantarey, ABB

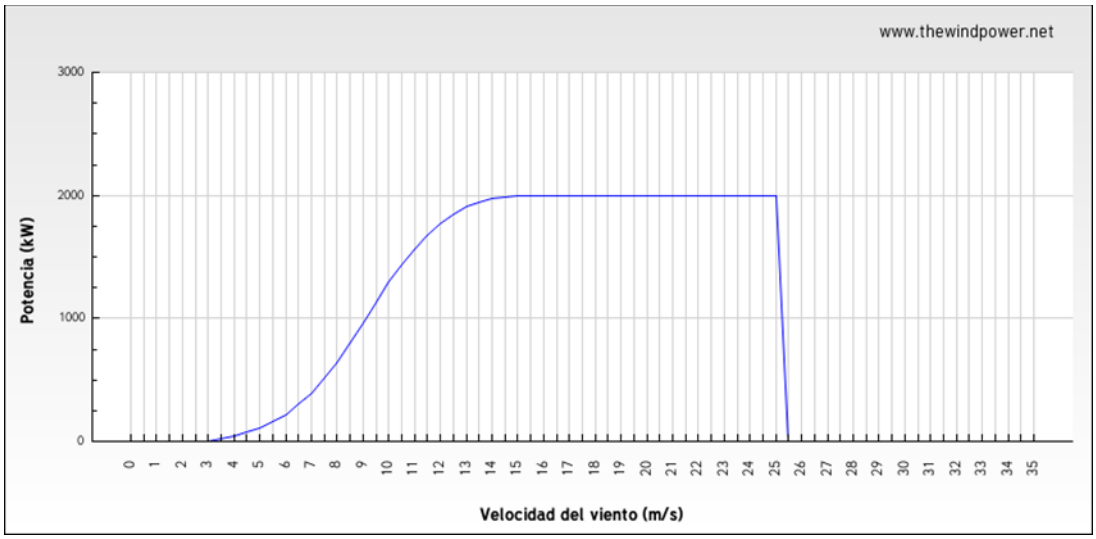
Torre

- Altura mínima de la góndola : 60 m
- Altura máxima de la góndola : 100 m
- Fabricante : Gamesa

AEROGENERADOR GAMESA G80/2000

Fuente: www.thewindpower.net

CURVA DE POTENCIA DELAEROGENERADOR GAMESA G80/2000



Fuente: www.thewindpower.net