



UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR
COORDINACIÓN DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA UNA PLANTA DE GENERACIÓN EÓLICA
EN EL ARCHIPIÉLAGO DE LOS ROQUES**

POR
CARLOS MANUEL CABRELLES LEÓN
JUAN MIGUEL LUJANO ROJAS

PROYECTO DE GRADO
PRESENTADO ANTE LA ILUSTRE UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR
COMO REQUISITO PARCIAL PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

Sartenejas, Abril de 2006



UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR
COORDINACIÓN DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**ESTUDIO DE PRE-FACTIBILIDAD PARA UNA PLANTA DE GENERACIÓN EÓLICA
EN EL ARCHIPÉLAGO DE LOS ROQUES**

POR
CARLOS MANUEL CABRELLES LEÓN
JUAN MIGUEL LUJANO ROJAS

TUTOR: PROF. ALBERTO J. URDANETA URDANETA
CO-TUTOR: PROF. HERNÁN LORENZO DÍAZ

PROYECTO DE GRADO
PRESENTADO ANTE LA ILUSTRE UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR
COMO REQUISITO PARCIAL PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

Sartenejas, Abril de 2006

ESTUDIO DE PRE-FACTIBILIDAD PARA UNA PLANTA DE GENERACIÓN EÓLICA EN EL ARCHIPIÉLAGO DE LOS ROQUES

POR

CARLOS MANUEL CABRELLES LEÓN

JUAN MIGUEL LUJANO ROJAS

RESUMEN

En el presente trabajo se realizó un estudio de prefactibilidad para la instalación de una planta eólica dentro del parque nacional Archipiélago de Los Roques, en la isla El Gran Roque.

La primera parte del proyecto consistió en el estudio de los aspectos geográficos, arqueológicos, ambientales e institucionales, con el propósito de minimizar el impacto producido en la zona. Posteriormente se realizó la caracterización estadística del recurso eólico para evaluar la energía disponible del viento. De este estudio se concluyó que el potencial eólico hace apta la instalación de turbinas eólicas para la generación de energía eléctrica.

Considerando aspectos técnicos, económicos y ambientales se evaluaron las posibles alternativas para la configuración del Sistema Viento-Diesel, de lo cual se desprenden tres propuestas. La primera de baja penetración con una capacidad de 225kW, la segunda de media penetración con una capacidad de 600kW y la tercera de alta penetración con una capacidad de 1,5MW. Cualquiera de las opciones anteriores reduce el consumo de combustible y en consecuencia la necesidad de transportar diesel a la isla, además disminuye las emisiones atmosféricas. En cuanto al aspecto económico en todas las alternativas se alcanza una rentabilidad superior a la obtenida con la generación actual motivado al ahorro de combustible.

Para finalizar se determinó de forma aproximada la producción energética de la turbina eólica para las tres opciones consideradas. Como una posible solución al impacto producido por las turbinas eólicas sobre las aves, se propuso apagar las turbinas durante los meses de mayor migración, mientras se espera por la realización de un estudio más exhaustivo.

AGRADECIMIENTOS

A nuestros padres por brindarnos siempre su apoyo constante e incondicional.

Al profesor Alberto Urdaneta nuestro tutor quien ha contribuido en gran parte a nuestra formación como profesionales, incluso más allá del ámbito académico. Gracias por apoyarnos en los momentos difíciles.

Al profesor Hernán Díaz, nuestro tutor por su constante guía en el proyecto de grado. Gracias por la orientación en el proyecto y consejos tanto en el ámbito laborales como personal.

A nuestros familiares por la paciencia durante los momentos difíciles y su apoyo incondicional a nuestras decisiones.

Al Observatorio Cagigal por medio del Licenciado Luís Olivares, a la Autoridad Única del Área por medio de su director Anselmo Rodríguez, el superintendente Fernando Torres, la Directora de ordenación del territorio Ami Linares, a INPARQUES por medio del superintendente Jesús Durán, al profesor Carlos Bosque, por el tiempo que dedicaron para atender nuestras solicitudes e inquietudes presentadas.

A las personas colaboradoras tales como Iliana, Ninoska, Geraldine, Wily, Dividi, Argenis, Eduardo, Gabriel Cruz, Salvador Martinez.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	iii
AGRADECIMIENTOS.....	iv
ÍNDICE GENERAL.....	v
ÍNDICE DE FIGURAS	viii
ÍNDICE TABLAS	xi
LISTA DE SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS	xiii
CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN.....	6
1.1 MOTIVACIÓN	6
1.2 OBJETIVOS.....	2
1.3 ALCANCE	3
1.4 METODOLOGÍA DEL ESTUDIO.....	4
CAPÍTULO 2: MARCO TEÓRICO	6
2.1 SISTEMAS HÍBRIDOS DE POTENCIA.....	6
2.2 CONFIGURACIÓN Y ARQUITECTURA DE LOS SISTEMAS VIENTO-DIESEL.....	8
2.3 CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS VIENTO-DIESEL.	9
CAPÍTULO 3: CASO DE ESTUDIO PARQUE NACIONAL ARCHIPIELAGO DE LOS ROQUES.....	15
3.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL PARQUE NACIONAL LOS ROQUES.	15
3.1.1 UBICACIÓN.....	15
3.1.1.1 PARQUE NACIONAL ARCHIPIÉLAGO DE LOS ROQUES.....	15
3.1.1.2 EL GRAN ROQUE.....	16
3.2 IMPACTO AMBIENTAL.....	17

3.2.1 IMPACTO AMBIENTAL DE LA GENERACIÓN A DIESEL Y DE LA GENERACIÓN EÓLICA.	17
3.3 MARCO INSTITUCIONAL Y LEGAL.	19
3.3.1 ZONIFICACIÓN DE EL GRAN ROQUE.	20
3.4 RECURSO EÓLICO.	21
3.4.1 ANTECEDENTES.	21
3.4.2 METODOLOGÍA.	22
3.4.3 RESULTADOS.	26
3.5 SISTEMA ELÉCTRICO DE EL GRAN ROQUE.	34
3.5.1 GENERACIÓN ELÉCTRICA ACTUAL.	34
3.5.2 RED ELÉCTRICA DE EL GRAN ROQUE.	35
3.5.3 DEMANDA ELÉCTRICA DE EL GRAN ROQUE.	36
3.5.4 DIAGRAMA UNIFILAR.	37
3.6 ANÁLISIS DE RESULTADOS.	39
3.7 SELECCIÓN DEL SITIO DE EMPLAZAMIENTO.	42
3.7.1 CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN.	43
3.7.2 POSIBLES PUNTOS DE EMPLAZAMIENTO.	44
3.8 ARQUITECTURA DEL SISTEMA VIENTO-DIESEL.	47
3.9 PROPUESTAS.	54
3.10 VIABILIDAD ECONÓMICA DEL SISTEMA VIENTO-DIESEL.	55
3.10.1 METODOLOGÍA.	55
3.10.2 RESULTADOS DEL ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA.	57
3.10.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS.	60
3.11 PRESTACIONES ESTIMADAS PARA LAS DISTINTAS PROPUESTAS.	61
3.11.1 DESEMPEÑO ESPERADO.	61

3.12 CASO IMPACTO MÍNIMO.....	68
3.12.1 RESULTADOS DEL ESTUDIO.....	68
3.13 ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	76
CAPÍTULO 4: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	77
CAPÍTULO 5: REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	80
APENDICES	

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Esquema de metodología de estudio	5
Figura 2. Algunas configuraciones para Sistemas Híbridos de Potencia	7
Figura 3. Esquema de un Sistema Viento-Diesel de baja penetración	10
Figura 4. Esquema de un Sistema Viento-Diesel de media penetración	11
Figura 5. Esquema de un Sistema Viento-Diesel de alta penetración sin baterías.....	12
Figura 6. Esquema de un Sistema Viento-Diesel de alta penetración con baterías.....	12
Figura 7. Variaciones de voltaje para distintos valores de la relación de cortocircuito.	13
Figura 8. Ubicación de la isla El Gran Roque dentro del parque nacional.....	16
Figura 9. Zonificación isla El Gran Roque.....	21
Figura 10. Variación de la velocidad media horaria anual	26
Figura 11. Variación de la velocidad promedio mensual	27
Figura 12. Variación de la velocidad del viento con los años	27
Figura 13. Curva de duración de las velocidades (1988)	28
Figura 14. Curva de duración de las velocidades (1989)	28
Figura 15. Variación de la densidad de potencia media horaria anual.	29
Figura 16. Rosa de los vientos de frecuencia de la velocidad del viento	29
Figura 17. Rosa de los vientos de la velocidad por dirección.	30
Figura 18. Rosa de los vientos de Densidad de potencia por dirección.	30
Figura 19. Histograma de frecuencia de la velocidad del viento (1988).....	31
Figura 20. Histograma de frecuencia de la velocidad del viento (1989).....	31
Figura 21. Histograma de frecuencia de la velocidad del viento (1988-1989).....	32
Figura 22. Gráfica comparativa de las velocidades promedio en El Gran Roque y en La Orchila.	34

Figura 23. Generador Eléctrico Caterpillar Modelo 3512.....	35
Figura 24. Curva de carga de la isla El Gran Roque.	37
Figura 25. Diagrama Unifilar de la isla El Gran Roque.	38
Figura 26. Potencial de Energía Solar y Eólica en Venezuela.	40
Figura 27. Posibles Lugares de Emplazamiento en El Gran Roque.....	42
Figura 28. Puntos de emplazamiento referencia.....	45
Figura 29. Diagrama unifilar simplificado	48
Figura 30. Variaciones de frecuencia.	49
Figura 31. Variaciones de voltaje en la barra pueblo.	49
Figura 32. Potencia eléctrica suministrada por el generador diesel.	50
Figura 33. Potencia mecánica suministrada por la máquina motriz del generador.	50
Figura 34. Variaciones de frecuencia.	51
Figura 35. Variaciones de voltaje en la barra pueblo.	51
Figura 36. Potencia eléctrica suministrada por el generador diesel.	51
Figura 37. Potencia mecánica suministrada por la máquina motriz del generador.	52
Figura 38. Variaciones de frecuencia.	52
Figura 39. Variaciones de voltaje en la barra pueblo.	53
Figura 40. Potencia eléctrica suministrada por el generador diesel.	53
Figura 41. Potencia mecánica suministrada por la máquina motriz del generador.	53
Figura 42. Producción promedio mensual del Sistema Viento-Diesel.....	62
Figura 43. Producción promedio mensual generada por la turbina.....	63
Figura 44. Producción promedio mensual del generador Caterpillar.....	63
Figura 45. Producción promedio mensual del Sistema Viento-Diesel.....	64
Figura 46. Producción promedio mensual generada por la turbina.....	65
Figura 47. Producción promedio mensual del generador Caterpillar.....	66

Figura 48. Producción promedio mensual del Sistema Viento-Diesel.....	66
Figura 49. Producción promedio mensual generada por la turbina.....	67
Figura 50. Producción promedio mensual del generador Caterpillar.....	68
Figura 51. Producción promedio mensual del Sistema Viento-Diesel sol (mínimo impacto).	69
Figura 52. Producción promedio mensual generada por la turbina (mínimo impacto).....	70
Figura 53. Producción promedio mensual del generador Catervilla (mínimo impacto)	71
Figura 54. Producción promedio mensual del Sistema Viento-Diesel.....	72
Figura 55. Producción promedio mensual generada por la turbina.....	72
Figura 56. Producción promedio mensual del generador Caterpillar.....	73
Figura 57. Producción promedio mensual del Sistema Viento-Diesel.....	74
Figura 58. Producción promedio mensual generada por la turbina.....	75
Figura 59. Producción promedio mensual del generador Caterpillar.....	75

ÍNDICE TABLAS

Tabla I. Clasificación de los Sistemas Viento-Diesel.	9
Tabla II: Clasificación del recurso eólico en base a la densidad de potencia.....	23
Tabla III: Velocidades promedio anual para 1988,1989 y el período 1969-1998.....	26
Tabla IV. Parámetros de escala y forma para los años 1988, 1989 y ambos.	32
Tabla V. Potencial medio teórico anual para los años 1988, 1989 y ambos.	33
Tabla VI. Factor de autocorrelación para los años 1988 y 1989.	33
Tabla VII. Modelo de energía diurno para 1988 y 1989.	33
Tabla VIII: Ubicación de los puntos de comparación de La Orchila y El Gran Roque.	34
Tabla IX. Datos de Placa Generador Diesel.....	35
Tabla X. Datos de placa Transformador Elevador a la salida del generador.	36
Tabla XI. Datos de placa Transformadores de distribución.	36
Tabla XII. Variación porcentual de la velocidad media mensual y anual para 1988 y 1989.	39
Tabla XIII. Tabla de referencia emplazamiento.....	44
Tabla XIV. Corrección de distancias entre el emplazamiento y la barra de generación actual. ...	45
Tabla XV. Principales ventajas y desventajas de los lugares de emplazamiento.....	46
Tabla XVI. Parámetros económicos referenciales.	56
Tabla XVII. Turbinas a considerar en el estudio.....	56
Tabla XVIII. Turbinas a considerar en el estudio.	57
Tabla XIX. Resultados económicos opción baja penetración.....	58
Tabla XX. Resultados económicos opción baja penetración.	59
Tabla XXI. Resultados económicos opción baja penetración.....	59
Tabla XXII. Producción anual de energía del sistema	61
Tabla XXIII. Desempeño esperado de la turbina Vestas V27.....	62

Tabla XXIV. Desempeño esperado del generador Caterpillar	63
Tabla XXV. Producción anual de energía del sistema.	64
Tabla XXVI. Desempeño esperado de la turbina V42.	65
Tabla XXVII. Desempeño esperado del generador Caterpillar.....	65
Tabla XXVIII. Producción anual de energía del sistema.	66
Tabla XXIX. Desempeño esperado de la turbina FL-1500.	67
Tabla XXX. Desempeño esperado del generador Caterpillar.	68
Tabla XXXI. Producción anual de energía del sistema solución (mínimo impacto)	69
Tabla XXXII. Desempeño esperado de la turbina Vestas V27 (mínimo impacto)	70
Tabla XXXIII. Desempeño esperado del generador Caterpillar (mínimo impacto)	70
Tabla XXXIV. Comparación V27 por tiempo de operación.....	71
Tabla XXXV. Producción anual de energía del sistema.	71
Tabla XXXVI. Desempeño esperado de la turbina V42.	72
Tabla XXXVII. Desempeño esperado del generador Caterpillar.....	73
Tabla XXXVIII. Comparación V42 por tiempo de operación.....	73
Tabla XXXIX. Producción anual de energía del sistema.	74
Tabla XXXX. Desempeño esperado de la turbina FL-1500.	74
Tabla XXXXI. Desempeño esperado del generador Caterpillar.	75
Tabla XXXXII. Comparación V42 por tiempo de operación	76

LISTA DE SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS

P_t	Potencia disponible en el viento.
ρ	Densidad del aire.
A	Área barrida por las palas del rotor al girar.
v	Velocidad del viento.
$\overline{V_e}$	Voltaje en el estator de la máquina de inducción.
s	Deslizamiento de la máquina de inducción.
ω_s	Velocidad sincrónica.
ω_r	Velocidad angular del rotor.
R_e	Resistencia del estator.
R_r	Resistencia de rotor.
R_m	Resistencia de magnetización.
X_e	Reactancia del estator.
X_r	Reactancia del rotor.
X_m	Reactancia de magnetización.
T_e	Torque eléctrico producido por la máquina de inducción.
V_{th}	Voltaje del circuito equivalente de Thevenin.
R_{th}	Resistencia del circuito equivalente de Thevenin.
X_{th}	Reactancia del circuito equivalente de Thevenin.
PI	Coefficiente de penetración instantánea del viento.
PST	Potencia generada por la turbina.
DE	Demanda eléctrica del sistema.
PP	Coefficiente de penetración promedio del viento.

EST	Energía generada por la turbina eólica.
EED	Energía demandada por el sistema.
$f_{(v)}$	Función de densidad de probabilidad.
α	Parámetro de forma.
β	Parámetro de escala.
$F_{(v)}$	Función de distribución acumulativa.
m	Pendiente de la regresión lineal requerida para la obtención de α y β .
c	Corte con el eje y de la recta ajustada para la obtención de α y β .
N	Número total de mediciones.
A_j	Factor de autocorrelación.
j	Paso en el retraso de tiempo.
v_i	Velocidad promedio anual correspondiente a la hora i .
τ	Representa cada una de las 24 horas del día.
α	Hora del día con mayor velocidad promedio anual.
$\bar{v}$	Velocidad promedio anual.
δ	Modelo de energía diurno.
R_{cc}	Relación de cortocircuito.
$S_{ccmínimo}$	Nivel de cortocircuito mínimo en el punto de interconexión de la turbina eólica a la red.
$S_{no\ min\ aleólica}$	Capacidad nominal de la turbina eólica.
VPN	Valor presente neto.
TIR	Tasa interna de retorno.
FCN_n	Flujo de caja neto del año n .

P	Inversión inicial en el año cero.
i	Tasa de interés.
FL-100	Turbina eólica Fuhrländer de 100 kW.
FL-250	Turbina eólica Fuhrländer de 250 kW.
FL-600	Turbina eólica Fuhrländer de 600 kW.
FL-1500	Turbina eólica Fuhrländer de 1500 kW.
V27	Turbina eólica Vestas de 225 kW.
V42	Turbina eólica Vestas de 600 kW.

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN

1.1 MOTIVACIÓN

Dentro del grupo de las energías renovables, la energía eólica es la que ha tenido el mayor crecimiento y desarrollo a nivel mundial. Representa una alternativa ante fuentes de energía altamente contaminantes, sin embargo su utilización depende de las características del recurso eólico, así como también de aspectos específicos de la zona en estudio, las cuales deben ser analizadas cuidadosamente para determinar la factibilidad técnica y económica de la instalación de las turbinas eólicas.

Los Roques esta ubicado a 176 kilómetros al norte de la ciudad de Caracas y constituye uno de los reservorios naturales más grandes del Caribe. Con 42 islotes representa uno de los paisajes naturales de mayor interés ecológico, científico y turístico que posee Venezuela. Es un ecosistema relativamente virgen y delicado, el cual es necesario preservar, evitando su contaminación mediante la utilización de energías limpias. En la actualidad los requerimientos de energía eléctrica son satisfechos mediante una planta de generación la cual consta de dos generadores tipo diesel, por lo que debido a la ubicación de la zona en cuestión y a la forma de transporte del combustible requerido, existe el riesgo de ocurrencia de un accidente que afecte de manera notable al ecosistema de esta región. Por otra parte este proyecto se fundamenta en el hecho de que los recursos naturales existentes en nuestro país deben utilizarse de forma óptima.

Conocidas las principales ventajas de la generación eólica y la situación energética actual, además de la riqueza y recursos ambientales del parque nacional Archipiélago Los Roques, es necesario evaluar la posibilidad de que los requerimientos energéticos puedan ser suplidos mediante el aprovechamiento del recurso eólico, por lo que el propósito de este trabajo es evaluar de forma preliminar la viabilidad de la instalación de una planta de generación de electricidad basada en energía eólica.

1.2 OBJETIVOS

- Generales

Realizar el estudio de prefactibilidad para la instalación de una planta de generación eólica en el parque nacional Archipiélago Los Roques.

- Específicos

- Analizar los aspectos ambientales, demográficos y arqueológicos: debido a que el parque nacional Archipiélago Los Roques es un ecosistema delicado, es de vital importancia conocer sus características ambientales, a fin de minimizar el impacto sobre el ecosistema que puede producir la instalación de los aerogeneradores en este sector, por lo tanto debe obtenerse información relacionada con las características geográficas, avifauna, flora, topografía del terreno y clima, entre otros. La ubicación de una planta de generación de electricidad a base de energía eólica no solo influye en el medio ambiente, sino también en los pobladores que habitan el sector donde se instala. Es por ello que debe conocerse la distribución poblacional a fin de perturbar en lo mínimo a los habitantes del parque nacional Archipiélago Los Roques. Además en vista de que la instalación de los aerogeneradores implica excavaciones, es importante tener en cuenta la posibilidad de encontrar información arqueológica, la cual debe ser debidamente resguardada con el propósito de preservar aspectos históricos y culturales del parque nacional Archipiélago Los Roques.

- Analizar los aspectos legales y políticos: para cumplir con toda la legislación referente a la instalación de dichos generadores, es preciso tener en cuenta a la zonificación y permisología existentes, además del conocimiento de las autoridades del área para poder solicitar cualquier permiso relacionado con la instalación de la planta de generación.

- Analizar los aspectos técnicos: la instalación de los aerogeneradores requiere del conocimiento y la evaluación de la infraestructura existente y de las principales vías de acceso, para poder de diseñar el recorrido óptimo para el traslado de cada uno de los componentes que conforman la

planta de generación. Debe caracterizarse el recurso eólico disponible en la zona y la demanda eléctrica de la comunidad en cuestión, para así poder definir el tipo y tamaño de las turbinas, además de determinar el rendimiento esperado de las mismas y el impacto que estas provocarían sobre el sistema eléctrico existente.

- Analizar los aspectos económicos: dentro del diseño de la planta de generación deben contemplarse los aspectos relacionados con la rentabilidad del proyecto y los factores que afectan al mismo, por lo que debe estimarse la viabilidad económica del proyecto considerando los costos de capital, operación y mantenimiento, entre otros.

1.3 ALCANCE

Durante el período previsto para el desarrollo de este proyecto, se llevaron a cabo varias fases; se describen a continuación cada una de ellas:

- Investigar y documentar los aspectos relacionados con:
 - a) Caracterización del recurso eólico.
 - b) Características de la demanda eléctrica actual.
 - c) Características ambientales: características geográficas, fauna, flora, topografía del terreno, clima y avifauna.
 - d) Características arqueológicas.
 - e) Características demográficas.
 - f) Caracterización política.
 - g) Aspectos legales.
 - g.1) Zonificación.
 - g.2) Permisología.
 - h) Infraestructura existente y evaluación de vías de acceso.
 - i) Registros fotográficos y de G.P.S.

- j) Características principales de los Aerogeneradores existentes en el mercado.
 - Caracterización estadística aproximada del recurso eólico.
 - Definición aproximada del tipo y tamaño de las turbinas.
- a) Evaluación estimada del impacto sobre el sistema eléctrico existente.
- b) Evaluación de las diferentes alternativas técnico-económicas y ambientales de generación eólica.
 - Estimación de la energía producida por la turbina eólica escogida.
 - Evaluación y prestaciones aproximadas para el caso de mínimo impacto ambiental.
 - Elaboración de las Conclusiones y Recomendaciones.

1.4 METODOLOGÍA DEL ESTUDIO

Para la realización de este trabajo, fue necesario fijar una serie de pasos, que asegurasen la optimización del tiempo disponible para la realización del proyecto. Por ello se elaboró un esquema sencillo y eficiente, representado en la Figura 1.

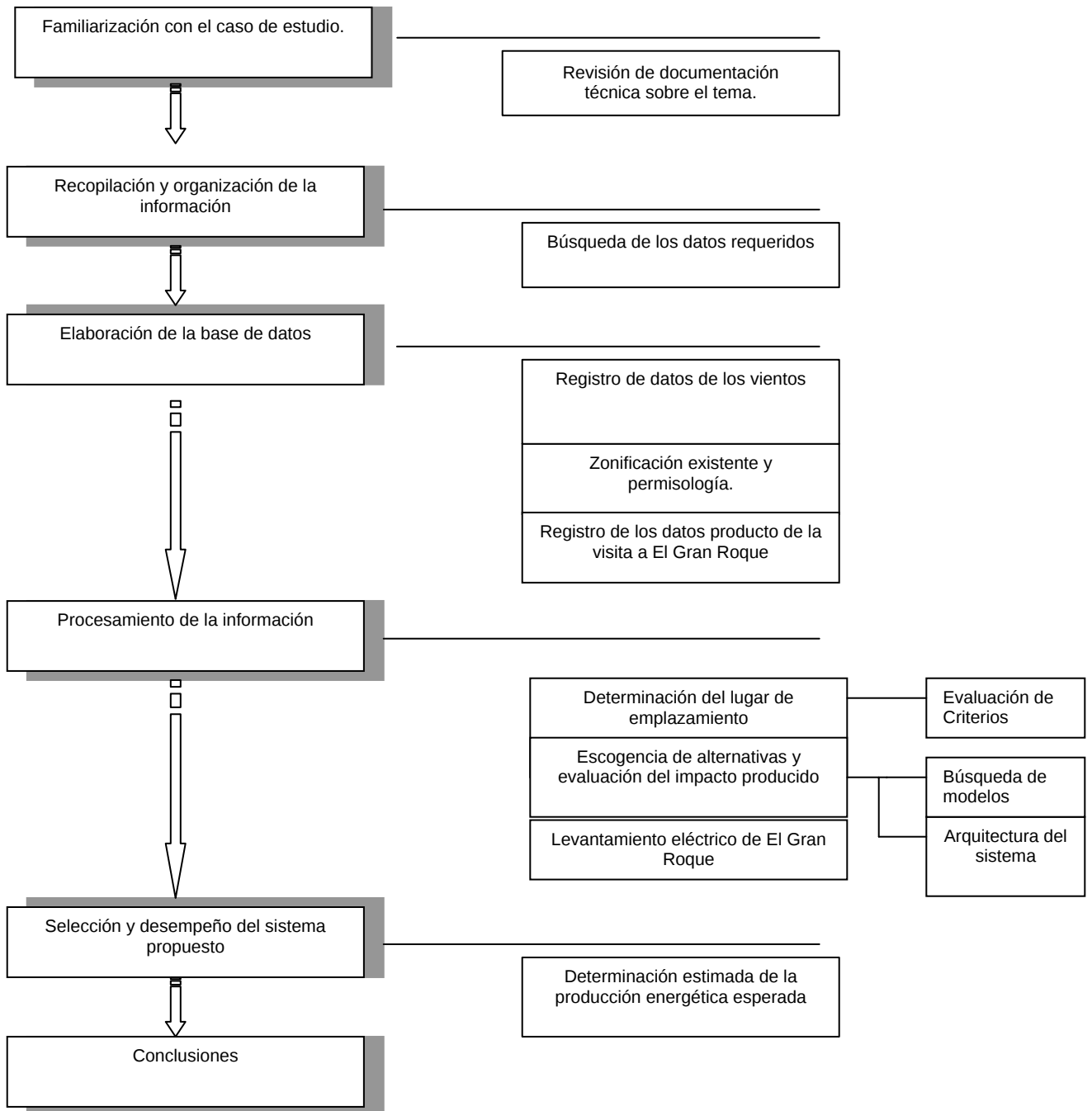


Figura 1. Esquema de metodología de estudio

CAPÍTULO 2: MARCO TEÓRICO

2.1 SISTEMAS HÍBRIDOS DE POTENCIA

Los sistemas híbridos de potencia son sistemas de potencia los cuales generan electricidad basándose en la conversión de la energía proveniente de fuentes renovables y no renovables de forma combinada. Es decir, en un Sistema Híbrido de Potencia en general, el sistema de generación podría contener generadores tipo diesel, turbinas eólicas, paneles solares, generadores hidroeléctricos, entre otros.

Una característica importante de este tipo de sistemas es que pueden operar aislados de las grandes redes interconectadas por lo que resultan de gran utilidad en localidades remotas, además representan una alternativa relativamente económica puesto que ofrecen bajos costos de operación durante su ciclo de vida, en comparación con las formas de generación térmica tradicional.

Un Sistema Híbrido de Potencia podría satisfacer necesidades energéticas relacionadas con el bombeo de agua, así como el servicio eléctrico en grandes y aisladas regiones.

Con la finalidad de conocer a grandes rasgos las diferentes arquitecturas disponibles para los Sistemas Híbridos de Potencia, en la Figura 2 se presentan algunas configuraciones para el diseño de los mismos [1].

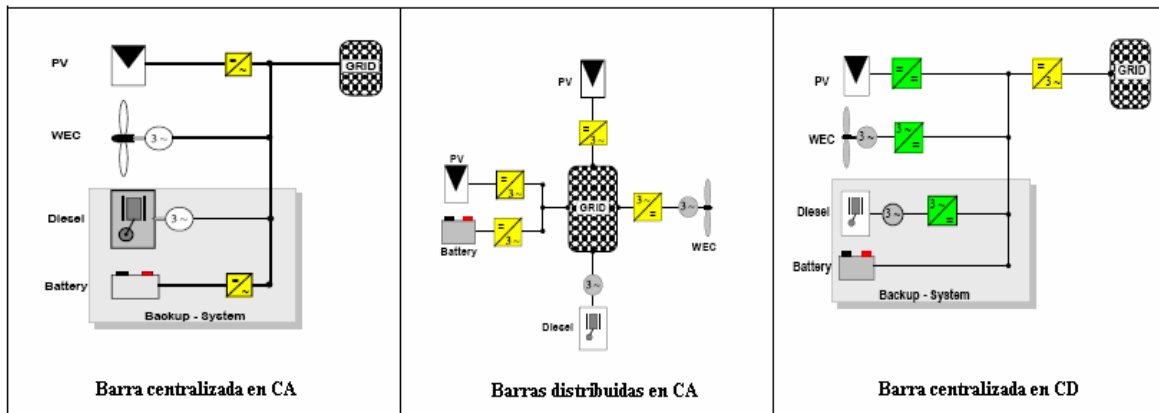


Figura 2. Algunas configuraciones para Sistemas Híbridos de Potencia. [1]

En estas configuraciones se observa que el sistema de generación puede ser conectado a una barra principal en corriente alterna, la cual a su vez esta conectada a la red, se dice que este sistema está centralizado puesto que todos los sistemas de conversión y almacenamiento de energía están conectados en el mismo punto. Es posible observar que los diferentes componentes del sistema de generación pueden estar integrados a la red de forma distribuida, una ventaja de este tipo de configuraciones es que la ubicación de los diferentes elementos del sistema de generación pueden ser ubicados de manera conveniente, ya sea tomando en cuenta características geográficas o de otra índole. Otra configuración consiste en ubicar de manera centralizada el sistema de generación a un nodo principal el cual opera en corriente continua. Dado que la red y otros dispositivos operan en corriente alterna, la conversión entre señales de corriente directa a alterna y viceversa debe hacerse mediante dispositivos de electrónica de potencia [1].

Un subconjunto de los Sistemas Híbridos son los llamados Sistemas Viento-Diesel, las fuentes de generación básicas en este tipo de sistemas son las turbinas eólicas y los generadores tipo diesel. Estos sistemas se caracterizan por cubrir demandas de gran magnitud (generalmente por encima de los 100kW), es común encontrar que la configuración de este tipo de sistemas sea en corriente alterna. Generalmente el uso de baterías se destina a cubrir breves períodos de calma

del recurso eólico. Por otra parte debido a los elevados costos de capital de los paneles solares es común encontrar en muchos Sistemas Viento-Diesel la ausencia de los mismos [2].

Con la finalidad de poder concretar un diseño satisfactorio del sistema, deben conocerse los principios básicos de operación de cada uno de los componentes y subsistemas que conforman el sistema, es por ello que en el Apéndice A se estudiarán de manera simple los elementos más comunes que componen los Sistemas Viento-Diesel.

2.2 CONFIGURACIÓN Y ARQUITECTURA DE LOS SISTEMAS VIENTO-DIESEL.

En el diseño de Sistemas Viento-Diesel un factor decisivo es el coeficiente de penetración del viento, este puede definirse ya sea de forma instantánea o promedio. El coeficiente de penetración instantánea del viento se define como la razón entre la potencia obtenida del aerogenerador y la demanda eléctrica que debe suplir el sistema. El coeficiente de penetración promedio del viento se define como la razón entre la energía convertida por la turbina eólica y la energía demandada por el sistema.

En resumen, el coeficiente de penetración instantánea del viento PI , está dado por:

$$PI = \frac{PST}{DE} \quad (1)$$

Donde PST representa a la potencia obtenida de la turbina, mientras que el factor DE representa a la demanda eléctrica del sistema.

El coeficiente de penetración promedio del viento PP , está dado por:

$$PP = \frac{EST}{EED} \quad (2)$$

Donde el factor EST representa a la energía obtenida de la turbina eólica, mientras que el factor EED representa a la energía eléctrica demandada por el sistema. Este factor se calcula generalmente para períodos en el orden de un mes o un año.

De acuerdo a los parámetros definidos anteriormente es posible establecer una clasificación de los Sistemas Viento-Diesel. A continuación se describe de forma detallada esta clasificación [2].

2.3 CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS VIENTO-DIESEL.

Los Sistemas Viento-Diesel se clasifican en sistemas de baja, media y alta penetración.

En la Tabla I, puede observarse el alcance de cada una de estas clasificaciones de acuerdo al valor del coeficiente de penetración del viento.

Tabla I. Clasificación de los Sistemas Viento-Diesel. [2]

Clasificación	Baja	Media	Alta
<i>PI</i> (%)	<50	50-100	100-400
<i>PP</i> (%)	<20	20-50	50-150

Los sistemas de baja penetración se caracterizan por una baja incidencia en la demanda eléctrica, las configuraciones de este tipo requieren pocos sistemas de control y no ofrecen grandes problemas en la integración de las turbinas eólicas al sistema eléctrico, debido a que no es necesario modificar las unidades diesel que hayan sido previamente instaladas. El ahorro de combustible que se puede obtener con estos sistemas es modesto (alrededor del 20%).

En la Figura 3, se presenta un esquema que muestra la arquitectura de los Sistemas Viento-Diesel de baja penetración [2].

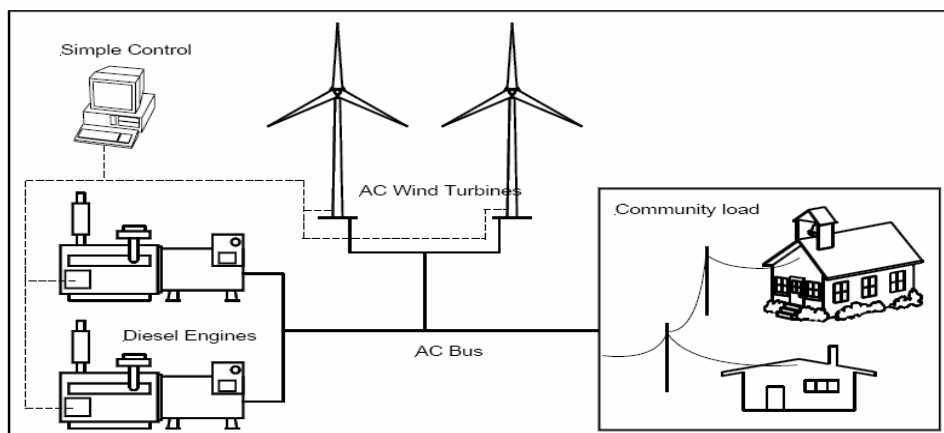


Figura 3. Esquema de un Sistema Viento-Diesel de baja penetración. [2]

En los sistemas de media penetración, las turbinas eólicas tienen una mayor participación en el cubrimiento de la demanda eléctrica, estos sistemas requieren de componentes adicionales para garantizar la calidad en la energía eléctrica suministrada, tales como cargas vacías para minimizar las posibles fluctuaciones en la potencia eléctrica. Dada la representativa participación de la fuente renovable en la satisfacción de la demanda, se reduce la carga en el generador tipo diesel, lo que ayuda al mejor funcionamiento de los sistemas de control de frecuencia. En estas configuraciones se requiere del uso de controles para mantener la estabilidad eléctrica. La implantación de este tipo de sistemas ofrece la posibilidad de obtener ahorros de combustible del orden de 40% [2].

En la Figura 4, se presenta un esquema que muestra la arquitectura de los Sistemas Viento-Diesel de media penetración.

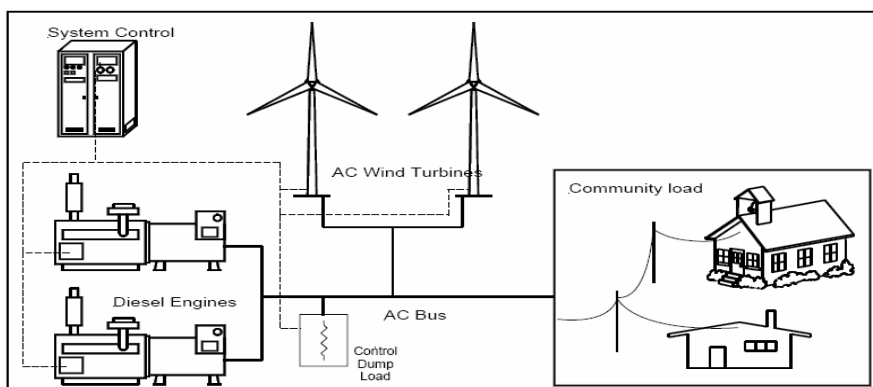


Figura 4. Esquema de un Sistema Viento-Diesel de media penetración. [2]

Los sistemas de alta penetración se clasifican dependiendo de si se usan o no banco de baterías.

Los sistemas de alta penetración sin baterías se caracterizan por tener cargas vacías para minimizar las fluctuaciones en la frecuencia del sistema debidas a excedentes en la generación eléctrica. Es común que estos sistemas se instalen en regiones con abundante recurso eólico, lo que supone que es posible apagar el generador tipo diesel cuando la fuente de energía renovable supera a la demanda eléctrica en un cierto margen. En vista de esta circunstancia estos sistemas poseen un condensador sincrónico mediante el cual es posible garantizar la operación autónoma de las turbinas eólicas, dado que este se encarga de suplir la demanda de potencia reactiva del sistema. Por otra parte se requiere de avanzados sistemas de control tanto para la turbina eólica como para el generador tipo diesel, garantizando la armonía del sistema.

En la Figura 5, se presenta el esquema de la arquitectura de los Sistemas Viento-Diesel de alta penetración sin baterías [2].

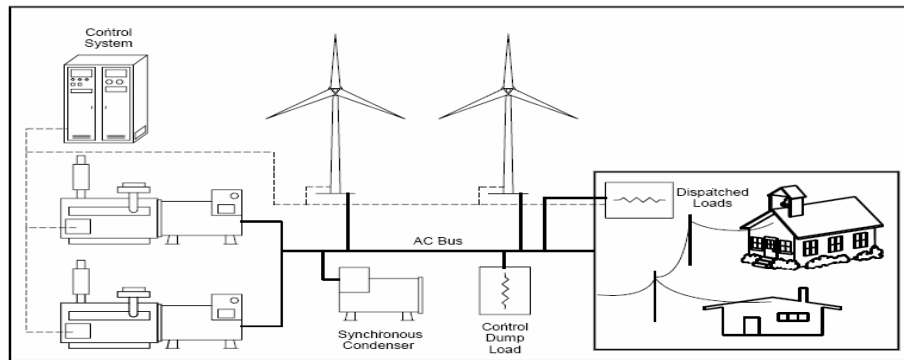


Figura 5. Esquema de un Sistema Viento-Diesel de alta penetración sin baterías. [2]

En cuanto a los sistemas de alta penetración con baterías, estos tienen una arquitectura similar a los que carecen de baterías, sin embargo el hecho de estar dotados con sistemas de almacenamiento requiere de convertidores de frecuencia (electrónicos o electromecánicos) para cargar o descargar las baterías. Por otra parte, ya que el diesel puede ser apagado, la energía almacenada en las baterías cubre a la demanda eléctrica durante el período de tiempo necesario para arrancar al generador tipo diesel.

En la Figura 6, se presenta el esquema de la arquitectura de los Sistemas Viento-Diesel de alta penetración con baterías [2].

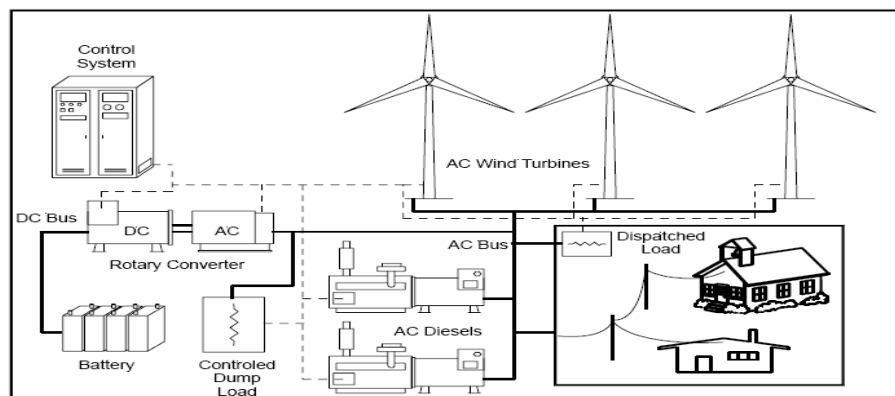


Figura 6. Esquema de un Sistema Viento-Diesel de alta penetración con baterías. [2]

Un parámetro que puede ayudar a determinar la posible capacidad de la planta eólica a instalar es la relación de cortocircuito R_{cc} , la cual se define como la razón entre el nivel de cortocircuito mínimo existente en el punto de interconexión a la red y la capacidad nominal de la planta eólica [3], es decir:

$$R_{cc} = \frac{S_{cc\text{mínimo}}}{S_{no\text{ min aleólica}}} \quad (3)$$

En la Figura 7, se presenta el comportamiento de las variaciones de voltaje para distintos valores de la relación de cortocircuito.

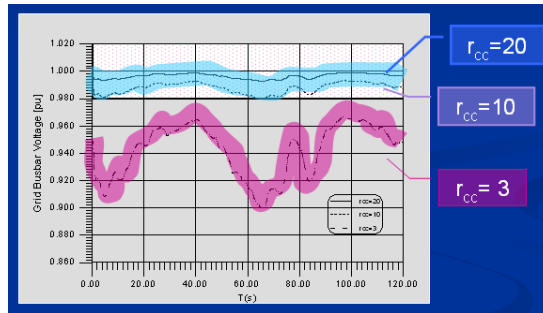


Figura 7. Variaciones de voltaje para distintos valores de la relación de cortocircuito. [3]

De acuerdo a la relación de cortocircuito puede predecirse de forma estimada cual podría ser el comportamiento del sistema para una determinada capacidad de la planta eólica, en base a esto se ha desarrollado un criterio que permite prever problemas relacionados con el comportamiento dinámico del sistema. Dicho criterio se expone a continuación [3]:

Si $R_{cc} > 20$ no hay problemas, solamente se requiere de un análisis de voltajes en régimen permanente.

Si $10 < R_{cc} < 20$ generalmente no hay problemas, sin embargo es necesario hacer un estudio del impacto sobre la red en régimen permanente y posiblemente régimen dinámico.

Si $R_{cc} < 10$ existe una gran probabilidad de tener problemas con la calidad de la energía. Para estos casos se requiere de un análisis dinámico detallado del impacto sobre la red.

CAPÍTULO 3: CASO DE ESTUDIO PARQUE NACIONAL ARCHIPIÉLAGO DE LOS ROQUES

Seguidamente se presenta una breve descripción de las características más importantes del parque nacional Los Roques, adicionalmente en lo que respecta a los aspectos climáticos, arqueológicos y de avifauna se incluye una breve reseña en el Apéndice A.

3.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL PARQUE NACIONAL LOS ROQUES.

3.1.1 UBICACIÓN.

3.1.1.1 PARQUE NACIONAL ARCHIPIÉLAGO DE LOS ROQUES.

El Archipiélago los Roques con sus 221.120 hectáreas es el parque marino de mayor extensión en el Caribe. Está ubicado entre Latitud Norte: 11°42'-12° 04' y Longitud Oeste: 66°30'-67°00'. Es ordenado Parque Nacional mediante el decreto ejecutivo N° 1.061 el 9 de agosto de 1.972 con el fin de proteger integralmente los recursos naturales renovables del área. El Parque limita en sus cuatro puntos cardinales de la siguiente manera: al este, se encuentra el Archipiélago La Orchila, al oeste, se encuentra el Archipiélago Las Aves, al norte se encuentra la isla El Gran Roque y en el sur, las islas de Los Dos Mosquises.

El archipiélago mejor conocido como El Gran Roque, se encuentra ubicado a 176 Km. al norte de la ciudad de Caracas y constituye uno de los reservorios naturales más grandes del Caribe. Con 42 islotes representa uno de los paisajes naturales de mayor interés ecológico, científico y turístico que posee Venezuela. Es un ecosistema relativamente virgen y delicado, el cual es necesario preservar. Entre las principales actividades económicas tenemos el turismo y la pesca. El Gran Roque es el epicentro económico del parque, pues es allí donde funcionan la mayoría de las posadas, restaurantes y otros comercios del lugar. Todo gira alrededor de los visitantes (locales y extranjeros) que van al archipiélago. El Gran Roque es el sitio específico para el estudio, ya que aquí habita una población fija de aproximadamente 1.000 habitantes,

Figura 8. Ubicación de la isla El Gran Roque dentro del parque nacional.

3.2 IMPACTO AMBIENTAL.

3.2.1 IMPACTO AMBIENTAL DE LA GENERACIÓN A DIESEL Y DE LA GENERACIÓN EÓLICA.

- Diesel:

La operación de los generadores diesel ocasiona la contaminación del aire, los contaminantes del aire más importantes que se deben controlar en los generadores tipo diesel son el material particulado y NO_x (Óxido de nitrógeno), ya que estos afectan directamente a la atmósfera y contribuyen con el efecto invernadero.

Las grandes cantidades de humo de carbón (humo negro) y componentes odoríficos son parte desagradable del proceso de combustión producido por el diesel.

Aún cuando la contaminación del aire representa la gran desventaja de los generadores tipo diesel, en el caso específico del Parque Nacional Archipiélago Los Roques, debe resaltarse el riesgo latente causado por el transporte del combustible desde tierra firme a la isla, pudiendo ocurrir algunos derrames del mismo en zonas de alta biodiversidad ecológica.

El transporte de combustible tanto en barcos de la Armada Venezolana, como en otros barcos, representa un riesgo para el derrame de diesel. Generalmente los barcos de la armada anclan a unos 250m del muelle de El Gran Roque, para el despacho del combustible se utiliza una manguera de unos 280m, a través de la cual se lleva el diesel desde el barco hasta los tanques de almacenamiento, durante este proceso al ser desacoplada la manguera es posible que se liberen restos del combustible al mar, sin embargo no solo esto acarrea riesgos de derrame, sino también posibles fugas o altas presiones en el proceso de bombeo. Los navíos que desembarcan en el muelle de El Gran Roque, debido a la capacidad de sus barcos transportan un volumen de combustible menor, sin embargo el riesgo viene dado por el número de viajes que estos barcos realizan a la isla (2 o 3 por semana). Hasta el día de hoy no se han presentado derrames en altas proporciones pero el riesgo permanece.

- Eólico

El aprovechamiento del recurso eólico para la producción de energía eléctrica minimiza la emisión de gases a la atmósfera, lo cual permite obtener energía limpia y no contaminante. En cuanto al aspecto económico, a pesar de que la inversión inicial es mayor que la requerida para un tipo de combustible fósil, estos equipos tienen bajo costo de mantenimiento y una vida útil estimada de aproximadamente 20 años. Sin embargo este tipo de tecnologías no queda exenta de lidiar con algunos problemas ambientales tales como:

- o Impacto Visual: los aerogeneradores son siempre elementos altamente visibles en el paisaje. De lo contrario, no estarían situados adecuadamente desde un punto de vista meteorológico, sin embargo este efecto es mitigado al ser pintados de colores grises claros lo que hace que se confundan con su entorno [5].
- o Impacto Sonoro: en las proximidades de los parques eólicos se produce contaminación acústica, debido al ruido que estos producen, sin embargo hoy en día el ruido es un problema secundario, es interesante observar que los niveles de emisión sonora de todos los nuevos diseños de aerogeneradores tienden a ser mucho menores que los diseños antiguos, esto debido principalmente a que las puntas de las palas son más silenciosas.
- o Impacto Humano: la apertura de pistas para su instalación y la presencia de operarios en el parque eólico hace que la presencia humana pueda afectar el ambiente.
- o Impacto sobre la Avifauna: la rápida velocidad de operación que caracteriza a los aerogeneradores modernos para la generación de electricidad, ha traído como consecuencia que estos tengan una fuerte influencia en la vida de las aves, debido al incremento en la mortandad de estos animales por parte de las turbinas eólicas. Este ha sido un tema de polémica en todo el mundo, como una solución a esta problemática se ha planteado pintar las palas de un color que sea visible a las aves durante la operación del aerogenerador, otra propuesta ha sido estudiar las rutas migratorias de las aves a fin de

seleccionar el emplazamiento apropiado que minimice el impacto producido por las turbinas.

3.3 MARCO INSTITUCIONAL Y LEGAL.

En 1991 se crea la Autoridad Única de Área de Los Roques (AUA), un organismo adscrito al Ministerio del Ambiente cuyo fin es coordinar las acciones de todas las instituciones presentes en El Gran Roque, para ejecutar en conjunto con INPARQUES, el Plan de Ordenamiento y el Reglamento de Uso del Parque Nacional Archipiélago de Los Roques.

Dentro del mencionado plan se delimitan siete zonas de manejo:

- Zona de Protección Integral: Conformada por las islas Selesquí, los Canquises, Isla Larga y el complejo Esparquí-Sebastopol-Boca de Cote y las zonas emergidas a su alrededor como bancos arenosos y arrecifes. El acceso es restringido solo se permiten actividades de monitoreo e investigación supervisadas por INPARQUES.
- Zona Primitiva: Comprende la zona marítima que rodea el arrecife coralino de Selesquí, todo el cayo Carenero y una zona que rodea a los Canquises a una distancia de media milla náutica (926 m). También incluye Cayo Sal, Dos Mosquises Norte, Cayo de Agua, Bevequé y la Barrera del Este conformada por los cayos Nordisquí, Cayo Vapor, Cayo Muerto, Botosquí, Saquisaquí, entre otros.
- Zona de Ambiente Natural Manejado: Comprende los cayos Remanso Isla Felipe, Isla Fernando, Yonquí, Sarquí, Espenquí, Isla Agustín (Prestonquí), Turquí, Sandquí, Cayo Loco, y Rabusquí, además de toda región no afectada por otra categoría de zonificación, como las aguas marinas periféricas del archipiélago dentro de los límites del parque.
- Zona de Recreación: Incluye las islas Gran Roque, y los cayos y arrecifes de los Francisquies, Rasquí, Madrizquí, Cayo Pirata, Noronquises y Crasquí.

- Zona de interés histórico, cultural, arqueológico y paleontológico: Sectores dentro de los cayos Bevequé, Cayo de Agua, Dos Mosquises, Noronquí del medio, Cayo Sal, Los Canquises, Gran Roque y Crasquí.
- Zona de Servicios: Comprende las áreas del parque destinadas a la instalación de infraestructura turística, de investigación científica, zonas de fondeaderos o de anclaje de embarcaciones.
- Zona de Uso Especial: Conformada por los sectores que han sido sometidos a intervención y actividades contrarias a los fines del parque y a los que se le ha asignado un régimen especial de manejo. Estos son:
 - o Canal de Navegación de 100 m de ancho que define la ruta de entrada al parque por vía marítima.
 - o Cayo Dos Mosquises Sur, comprende toda la superficie de este cayo y las instalaciones dedicadas a la investigación científica.
 - o Isla Gran Roque, donde se ubica el único centro poblado permanente y que ha sido zonificado incluyendo dentro de la isla una Zona de Ambiente Natural Manejado, Zona de Servicios, Zona de Recreación y Zona de Uso Poblacional Autóctono. [6]

3.3.1 ZONIFICACIÓN DE EL GRAN ROQUE.

Según el decreto de creación de la Autoridad Única de Área del Parque Nacional Archipiélago de Los Roques (AUA) (1.214 de Gaceta Oficial N° 4.250E, 18/01/1991), ésta se encarga de la administración de los servicios públicos de la Isla Gran Roque, de las regulaciones de urbanismo, la ejecución del plan de manejo del pueblo y del control de la actividad turística. La planta desalinizadora que produce el agua para el consumo humano, al igual que la planta eléctrica y el manejo de los desechos son controlados por la AUA. [6]

En la figura 9, se puede identificar las zonificación de la isla.



Figura 9. Zonificación isla El Gran Roque

Para concluir hay que aclarar que toda la permisología debe manejarse con la Autoridad Única del Área e INPARQUES.

3.4 RECURSO EÓLICO.

3.4.1 ANTECEDENTES.

Entre uno de los trabajos realizados en Venezuela con relación al estudio del potencial eólico se puede mencionar el desarrollado por María Martínez en la Universidad Central de Venezuela el cual se titula “Evaluación del Potencial Eólico en Venezuela”. En este trabajo se calculó el potencial medio teórico de 26 estaciones anemométricas distribuidas en todo el territorio nacional. De acuerdo a los resultados obtenidos en esta investigación para la región norte costera e insular del país los autores de dicho trabajo sugieren que la energía cinética contenida en el viento bien puede aprovecharse para la generación de electricidad dado que en esta región la velocidad del viento es mayor a 5 m/s durante más del 75% de las horas del año.

3.4.2 METODOLOGÍA.

Dadas las dificultades presentadas para obtener mediciones de la velocidad del viento en la región específica del estudio, se procedió a la búsqueda de información en la estación de medición más cercana, la cual se ubica en la isla de La Orchila. De dicha estación se obtuvieron mediciones horarias de la velocidad y dirección del viento a 10m sobre el suelo para el año de 1.988 y 1.989 para un total de treinta y cinco mil cuarenta datos, además de un registro de velocidades promedio mensuales y anuales, con sus respectivas direcciones, que va desde el año 1.969 hasta el año 1.998. Es importante destacar que estos datos fueron suministrados por el Observatorio Cagigal.

Posteriormente se procedió al análisis estadístico de la información recopilada el cual consistió en la construcción de series de tiempo que describen el comportamiento anual, inter-anual y diurno de la velocidad del viento, además de la curva de duración de las velocidades. Se determinó cuantitativamente el potencial eólico de la zona, se procedió al cálculo de la densidad de potencia disponible en los vientos de dicha región. La potencia por unidad de área del rotor ó densidad de potencia puede obtenerse mediante la siguiente expresión:

$$P_t = \frac{1}{2} \rho \overline{v^3} \quad (4)$$

Donde ρ es la densidad del viento (para la zona en estudio asumimos $\rho = 1.225 \text{ Kg} / \text{m}^3$) y v es su velocidad.

La densidad de potencia es un parámetro que permite categorizar el recurso eólico de determinado sector. Es por ello que se presenta en la tabla II, la clasificación del recurso eólico de acuerdo a la densidad de potencia calculada a 50m.

Tabla II: Clasificación del recurso eólico en base a la densidad de potencia. [8]

Clase	Densidad a 50 m (w/m ²)	Descripción
1	0-200	Pobre
2	200-300	Marginal
3	300-400	Justo
4	400-500	Bueno
5	500-600	Excelente
6	600-800	Destacado
7	800-2000	Soberbio

Para determinar la dirección prevaleciente de la velocidad del viento, se procedió a la construcción de la rosa de los vientos para dicha zona, en la cual se especifican tanto la frecuencia en las direcciones, como la velocidad promedio por dirección y la densidad de potencia por dirección.

Parte importante del análisis estadístico del viento es conocer la frecuencia con la cual ocurren las diferentes velocidades, es por ello que se procedió a la construcción del histograma de frecuencias de la velocidad del viento y posteriormente se obtuvo la función de densidad de probabilidad.

Para la construcción del Histograma de frecuencias de la velocidad del viento se procedió a determinar la frecuencia relativa para los rangos de velocidades comprendidos entre [0,1); [1,2);.....; [15,16), este método se conoce como la convención de punto extremo, en la cual se incluyen los extremos de la izquierda más no los de la derecha. Los rangos fueron seleccionados de acuerdo a la cantidad de mediciones junto con el mayor y menor valor medido. Para la descripción estadística de la velocidad del viento es muy frecuente utilizar la distribución biparamétrica de Weibull la cual es de la forma:

$$f_{(v)} = \frac{\alpha}{\beta^\alpha} v^{\alpha-1} e^{-\left(\frac{v}{\beta}\right)^\alpha} \quad \text{tal que } v > 0 \quad (5)$$

Donde $f_{(v)}$ es la frecuencia relativa de la velocidad de viento v , β es el parámetro de escala y α es el parámetro de forma. Para el ajuste de estos parámetros a las mediciones obtenidas se procedió al cálculo de la función de distribución acumulativa la cual describe la probabilidad de que ocurran velocidades menores a un determinado valor, esta función es de la forma:

$$F_{(v)} = 1 - e^{-\left(\frac{v}{\beta}\right)^\alpha} \quad (6)$$

Ahora aplicando logaritmos a ambos miembros de la ecuación (6) se obtiene una expresión de la forma:

$$-\left(\frac{v}{\beta}\right)^\alpha = \ln(1 - F_{(v)}) \quad (7)$$

Aplicando logaritmos nuevamente la ecuación (7) queda de la siguiente forma:

$$\ln(-\ln(1 - F_{(v)})) = \alpha \ln(v) - \alpha \ln(\beta) \quad (8)$$

Nótese que la expresión (8) puede interpretarse como una ecuación lineal donde $y = \ln(-\ln(1 - F_{(v)}))$ y $x = \ln(v)$, de esta forma mediante una regresión lineal de la recta $y = mx + c$ es posible obtener los parámetros de escala y forma los cuales quedan de la forma [7]:

$$\alpha = m \quad \text{y} \quad \beta = e^{-\left(\frac{c}{\alpha}\right)} \quad (9)$$

Una vez obtenida la función de densidad de probabilidad es posible calcular, la densidad de potencia promedio mediante la siguiente expresión:

$$P_t = \frac{1}{2} \rho \int_0^\infty v^3 f_{(v)} dv \quad (10)$$

Otro tópico en el análisis estadístico de las velocidades del viento, es el de determinar el grado de relación que tienen las distintas magnitudes de la velocidad del viento entre sí, es decir, debemos determinar en alguna medida la dependencia entre un valor de la velocidad del viento y

su valor precedente. Generalmente las velocidades del viento poseen autocorrelación [9]. El efecto de la autocorrelación se pone de manifiesto ya sea mediante la presencia de valores fuertemente aleatorios (sin autocorrelación) o mediante la presencia de valores que describen un comportamiento relativamente ordenado (moderada o alta autocorrelación). Dada una serie de datos $R_1, R_2, \dots, R_N$ cuantitativamente la autocorrelación se describe mediante un factor denominado Factor de Autocorrelación, el cual se calcula mediante la siguiente expresión [9]:

$$A_j = \frac{\sum_{i=1}^{N-j} (R_i - \bar{R})(R_{i+j} - \bar{R})}{\sum_{i=1}^N (R_i - \bar{R})^2} \quad (11)$$

Donde N representa el número total de mediciones, j representa el paso en el retraso de tiempo y A_j representa el Factor de Autocorrelación para dicho retraso.

Otro factor interesante es conocer la tendencia de la velocidad del viento en el transcurso de las 24 horas del día. Con tal fin bien pudiera construirse un modelo en base a la velocidad promedio anual de cada hora del día, datos a los cuales puede ajustarse una función de la forma:

$$v_i = \bar{v} \left[1 + \delta \cos \left(\frac{2\pi}{24} (\tau - \alpha) \right) \right] \quad (12)$$

Donde τ representa a las 24 horas del día, α representa a la hora del día con mayor velocidad promedio, $\bar{v}$ es la velocidad promedio anual, v_i representa la velocidad promedio correspondiente a la hora τ y δ es un factor llamado modelo de energía diurno y representa una medida de cuan grande tiende a ser el viento durante las 24 horas de cada día [9].

Con la caracterización del recurso eólico se compararon las velocidades de los vientos en la Orchila y en El Gran Roque mediante el uso de datos obtenidos de Intecmar, a través del proyecto Cariaco para verificar la similitud o discrepancia entre los lugares.

3.4.3 RESULTADOS.

En la tabla III, se exponen un conjunto de valores promedio para la velocidad del viento en m/s correspondiente a los años 1988, 1989, y el período que va desde 1969 hasta 1998.

Tabla III: Velocidades promedio anual para 1988,1989 y el período 1969-1998.

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
1988	7,2	7,7	8,1	8,2	9,0	7,2	6,1	5,2	5,7	4,6	6,0	5,5	6,7
1989	6,5	7,0	6,8	4,7	8,5	7,1	6,5	5,9	5,0	5,9	5,8	5,9	6,3
1969-1998	6,7	6,6	7,0	6,7	7,1	7,3	6,2	5,7	5,6	5,6	5,6	6,1	6,3

Posteriormente se presentan las series de tiempo que describen el comportamiento de la velocidad promedio del viento para las distintas horas del día, estas series se construyen a partir de las mediciones horarias obtenidas para los años 1988 y 1989

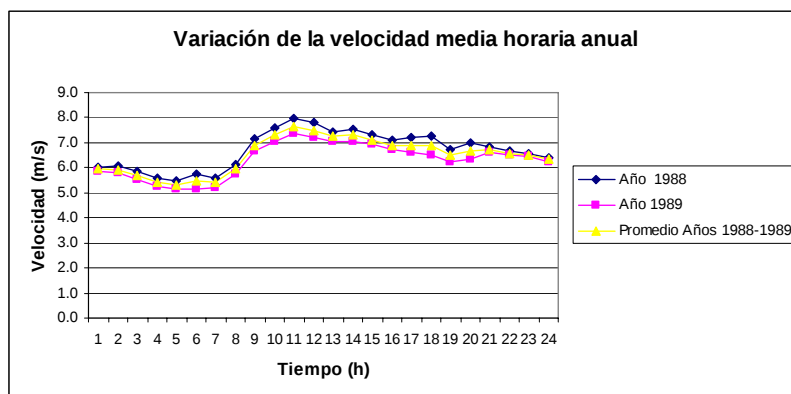


Figura 10. Variación de la velocidad media horaria anual

Haciendo uso del registro correspondiente al período 1969-1998 es posible conocer el comportamiento promedio de la velocidad del viento para los diferentes meses del año.

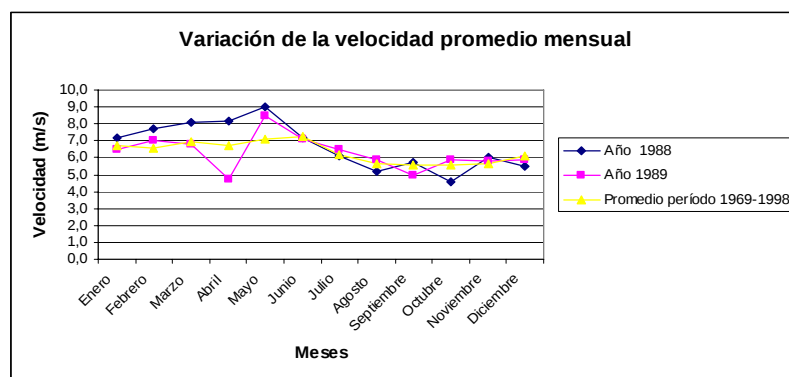


Figura 11. Variación de la velocidad promedio mensual

Para conocer el comportamiento del recurso eólico a través de los años, en la figura 12, se presenta el comportamiento inter-anual de la velocidad promedio del viento.

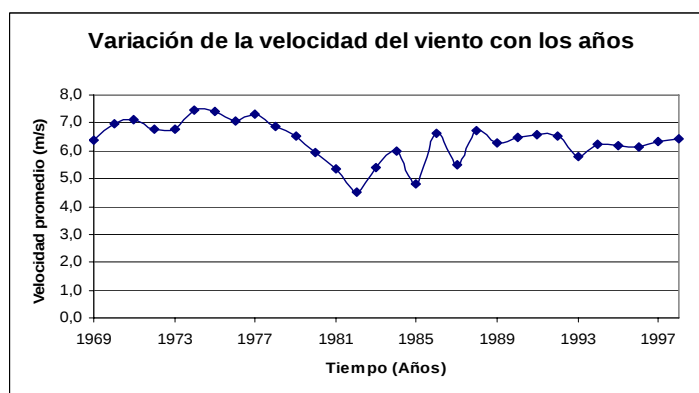


Figura 12. Variación de la velocidad del viento con los años

Para un buen conocimiento del recurso eólico es importante obtener los intervalos de duración de las diferentes velocidades del viento a lo largo del año. Es por ello que en las figuras 13 y 14, se presentan las curvas de duración de las velocidades para los años 1988 y 1989.

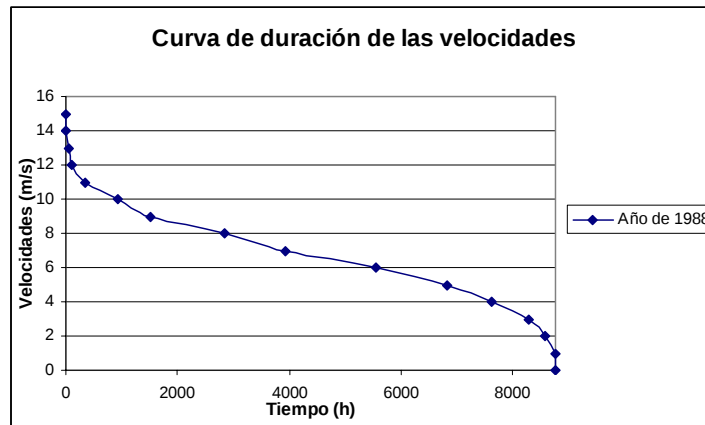


Figura 13. Curva de duración de las velocidades (1988)

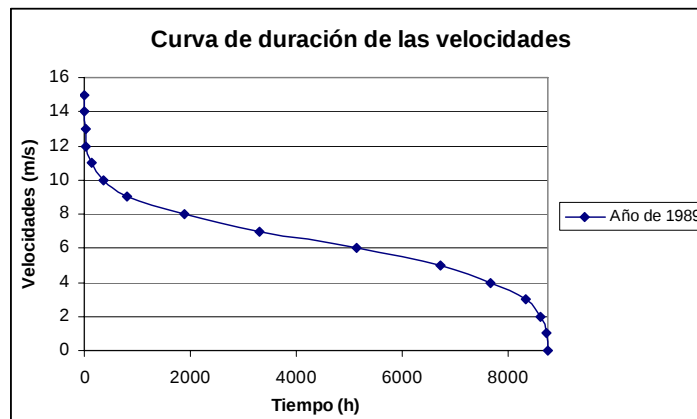


Figura 14. Curva de duración de las velocidades (1989)

Un factor mediante el cual se describe cuantitativamente el potencial eólico de cualquier región es la densidad de potencia, es por ello que en la figura 15, se presenta el comportamiento horario de la densidad de potencia durante el año 1988 y 1989 además de su promedio.

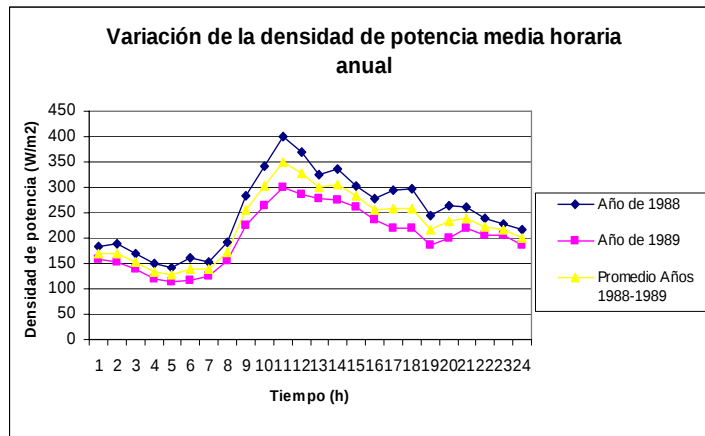


Figura 15. Variación de la densidad de potencia media horaria anual.

En la caracterización del recurso eólico no solo es importante la magnitud de la velocidad del viento, sino también su dirección, por esta razón a continuación presentamos La Rosa de los Vientos, en la cual se describe la frecuencia con la que fluye el viento en determinada dirección, además de la velocidad promedio por dirección y la densidad de potencia por dirección, este análisis para los años de 1988 y 1989.

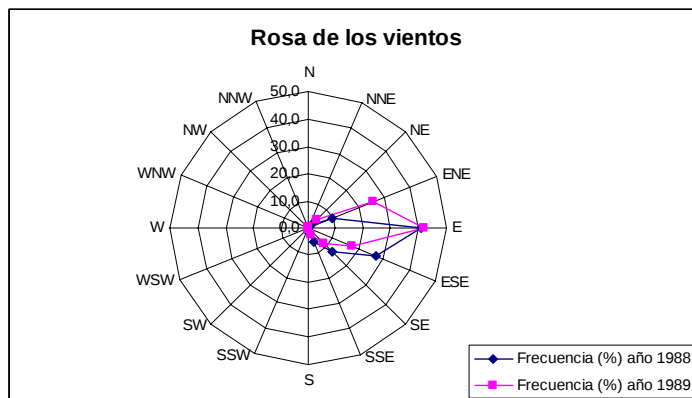


Figura 16. Rosa de los vientos de frecuencia de la velocidad del viento

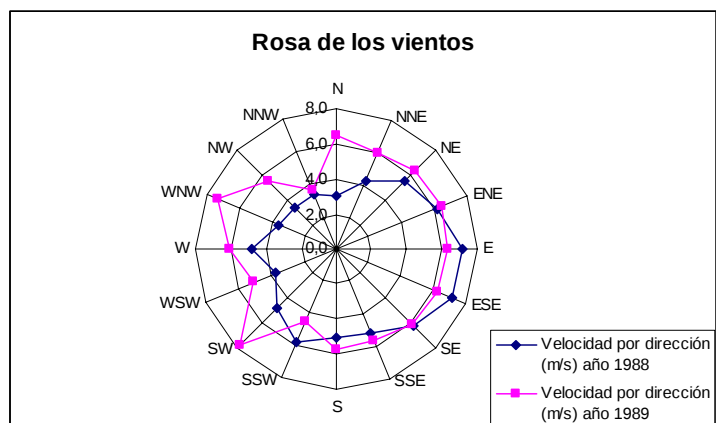


Figura 17. Rosa de los vientos de la velocidad por dirección.

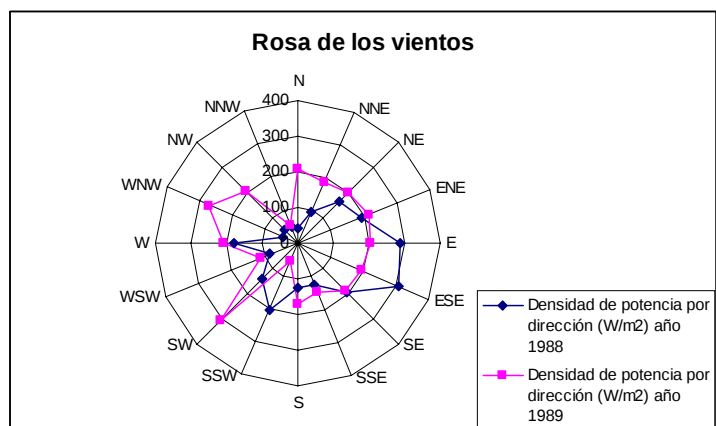


Figura 18. Rosa de los vientos de Densidad de potencia por dirección.

En las figuras 19, 20 y 21, se presenta los histogramas de frecuencia de la velocidad del viento.

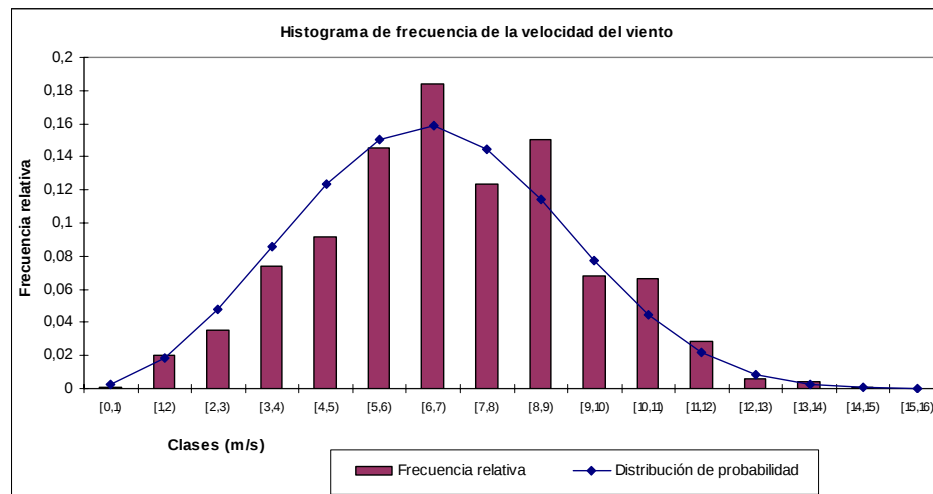


Figura 19. Histograma de frecuencia de la velocidad del viento (1988)

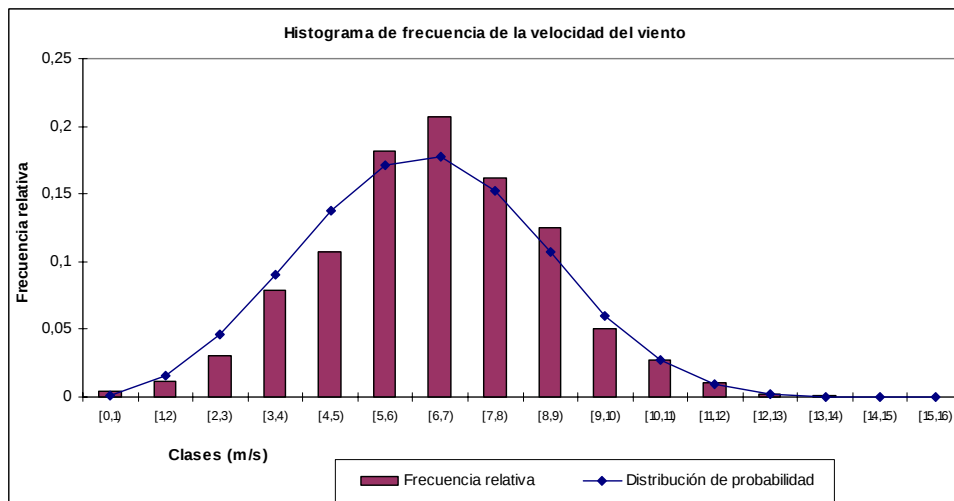


Figura 20. Histograma de frecuencia de la velocidad del viento (1989)

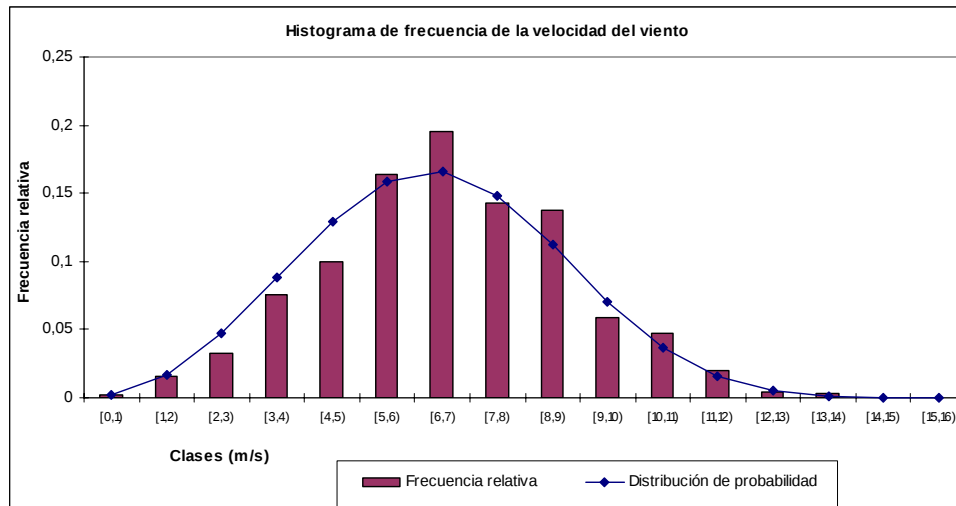


Figura 21. Histograma de frecuencia de la velocidad del viento (1988-1989)

En la tabla IV, se presentan los valores obtenidos para los parámetros de escala y forma correspondientes a las funciones de densidad de probabilidad ajustadas a los años 1988, 1989 y ambos.

Tabla IV. Parámetros de escala y forma para los años 1988, 1989 y ambos.

Años	α	β
1988	2.956	7.307
1989	3.207	6.951
1988-1989	3.055	7.152

Una vez obtenida la función de probabilidad se procedió al cálculo del potencial medio teórico anual, en la tabla V, se presentan los resultados obtenidos.

Tabla V. Potencial medio teórico anual para los años 1988, 1989 y ambos.

Año	Densidad a 10 m	Densidad a 50 m	Clase
1988	240	472	4
1989	200	393	3
1988-1989	222	436	4

En la tabla VI, se exponen los resultados obtenidos para el cálculo del Factor de Autocorrelación.

Tabla VI. Factor de autocorrelación para los años 1988 y 1989.

Años	Factor de Autocorrelación
1988	0.794
1989	0.534

Los resultados correspondientes al modelo de energía diurno se exponen en la tabla VII.

Tabla VII. Modelo de energía diurno para 1988 y 1989.

Años	Modelo de energía diurno δ
1988	0.141
1989	0.058

Conjuntamente con el cálculo de los diferentes parámetros para la caracterización del recurso eólico, se presenta una gráfica comparativa en la cual se muestran las mediciones hechas por el proyecto Cariaco mediante fotos satelitales durante tres años en las islas de La Orchila y El Gran Roque.

Puntos del Estudio:

Tabla VIII: Ubicación de los puntos de comparación de La Orchila y El Gran Roque.

Gran Roque:	Longitud 66°41'	Latitud 11°57'
La Orchila:	Longitud 66°10'	Latitud 11°47'

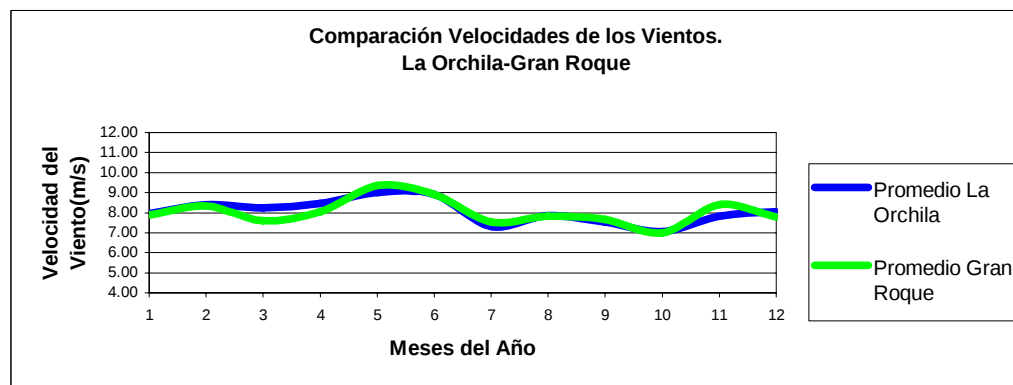


Figura 22. Gráfica comparativa de las velocidades promedio en El Gran Roque y en La Orchila.

3.5 SISTEMA ELÉCTRICO DE EL GRAN ROQUE.

3.5.1 GENERACIÓN ELÉCTRICA ACTUAL.

El suministro de energía eléctrica es abastecido por dos plantas de generación diesel del fabricante Caterpillar, modelo 3.512 con una capacidad de 1.135 kW las cuales operan de manera alterna para alargar su vida útil. Este criterio se toma puesto que la demanda actual de la isla es de aproximadamente 1.000 kW; demanda que se espera que no varíe por concepto habitacional, ya que en la actualidad se ha urbanizado todo el área que el Plan de Ordenamiento del parque, tenía prevista para la construcción.

Tabla IX. Datos de Placa Generador Diesel

Datos de Placa del Generador		
Fabricante	Caterpillar	
Modelo	3512	
Año	2002	
Potencia	1419kVA	
	1135kW	
Factor de Potencia	0.8	
Frecuencia	60Hz	
Generador	480V	1707A
Excitación	44V	8.1A
Serial	2FN01769	



Figura 23. Generador Eléctrico Caterpillar Modelo 3512.

3.5.2 RED ELÉCTRICA DE EL GRAN ROQUE.

El sistema de distribución es radial como era de esperarse, existen 2 transformadores elevadores trifásicos de 750kVA que llevan el voltaje de 480V del generador a 2,4kV para la distribución, este recorrido es de aproximadamente 700mts, para luego mediante transformadores

monofásicos de 25kVA, 37.5kVA, 50kVA y 100kVA disminuir el voltaje para uso comercial a 120V. Ya que el sistema fue modificado a lo largo de los años por sus pobladores, se decidió hacer un levantamiento de la red eléctrica tanto para el estudio, como para las autoridades respectivas, lo que llevó a la elaboración de un diagrama unifilar.

Tabla X. Datos de placa Transformador Elevador a la salida del generador.

Datos de Placa del Transformador		
Fabricante	Ferranti-Packard	
Trifásico		
Impedancia de corto circuito	5.66%	
Potencia	750kVA	
Serial	1-1183	
Relación de transformación	2400V	480V

Tabla XI. Datos de placa Transformadores de distribución.

Datos de Placa del Transformador		
Fabricante	CAIVET	
Trifásico		
Impedancia de corto circuito	1.75%	
Potencia	50kVA	
Relación de transformación	2400V	120V-240V

3.5.3 DEMANDA ELÉCTRICA DE EL GRAN ROQUE.

Los datos de la demanda fueron obtenidos directamente de los registros de operación de la planta suministrados por la Autoridad Única del Área, estos sirvieron para la elaboración de la curva de carga de la isla. Es importante destacar que la mayoría de la carga es residencial, sin embargo también existes cargas industriales como la planta desalinizadora y la planta de tratamiento de aguas servidas (actualmente en construcción).

A través de los datos obtenidos del registro de carga se elaboró la curva de carga representada en la figura 24.

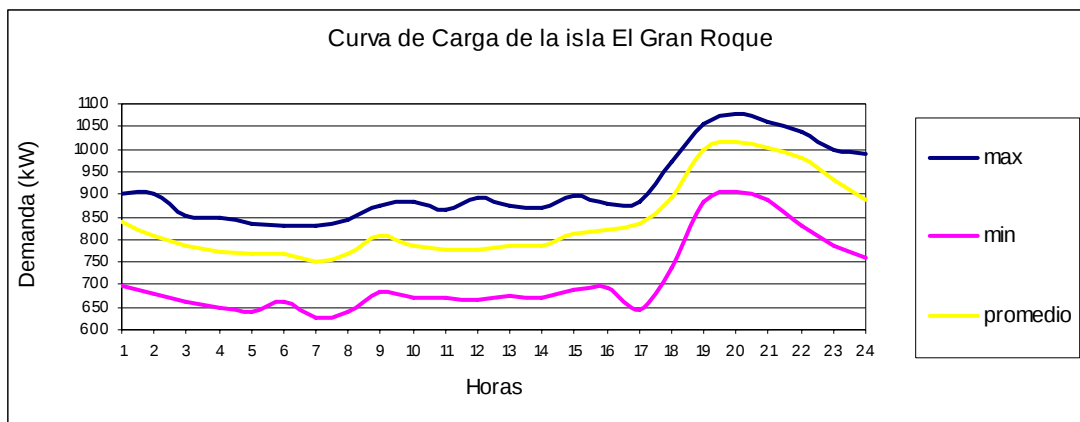


Figura 24. Curva de carga de la isla El Gran Roque.

3.5.4 DIAGRAMA UNIFILAR.

Basado en el levantamiento eléctrico elaborado en la isla El Gran Roque se elaboró el diagrama unifilar, el cual se presenta en la figura 25.

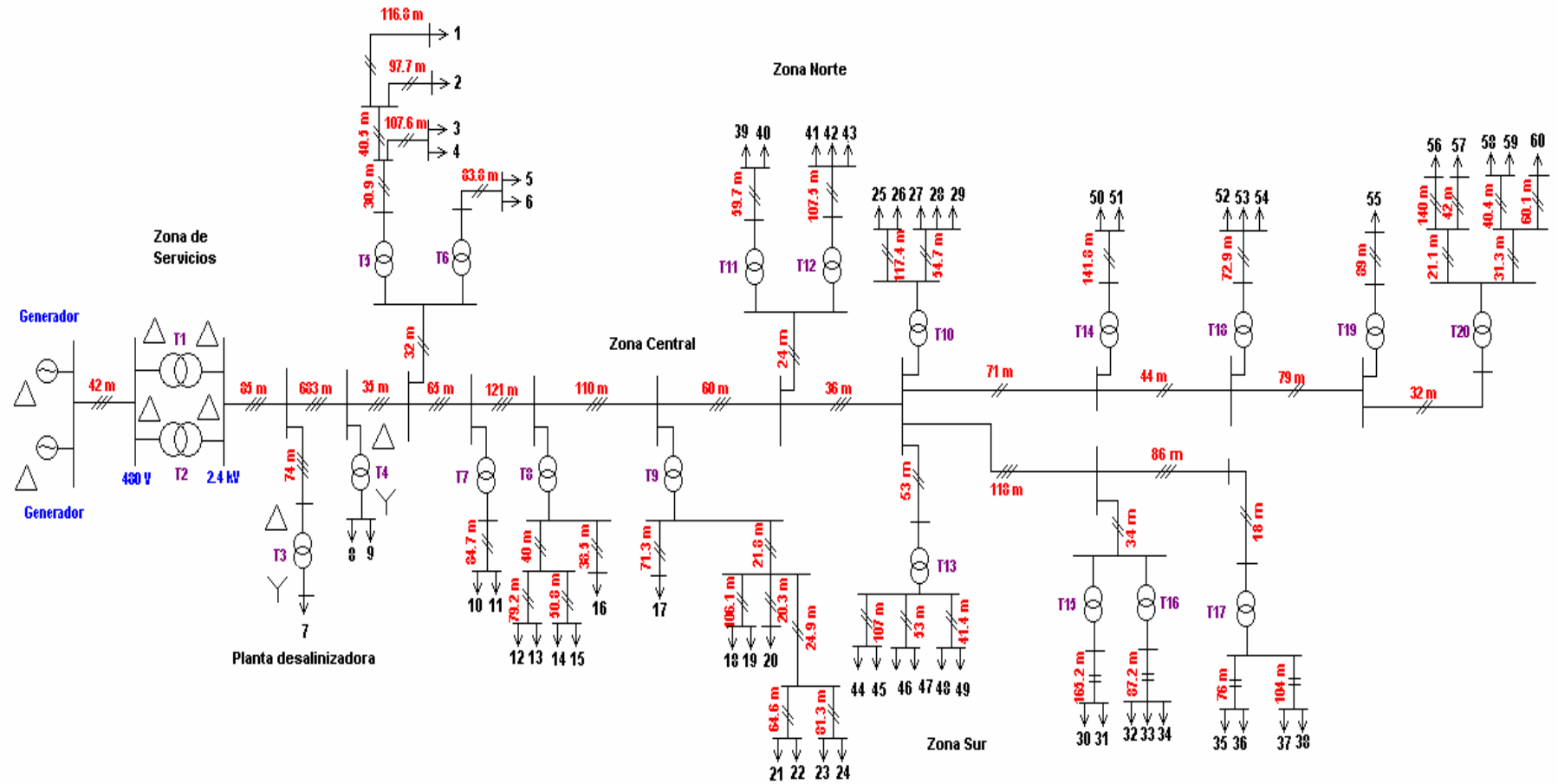


Figura 25. Diagrama Unifilar de la isla El Gran Roque.

3.6 ANÁLISIS DE RESULTADOS.

Dada la poca información suministrada por las autoridades respectivas y el desconocimiento de las rutas migratorias exactas sobre el Gran Roque, este estudio planteará como un caso adicional, apagar las maquinas durante las fechas principales de migración, es decir durante los meses de Abril-Mayo y Septiembre-Octubre(Apéndice A), mientras se buscan otras alternativas al problema, con un estudio mas detallado sobre las aves, donde se contemplen las rutas migratorias, nidificación, fauna autóctona, lugares de caza, entre otros, lo que se llevaría al menos dos años.

En cuanto a la caracterización estadística del recurso eólico se desconoce el margen de error asociado a los instrumentos utilizados en mediciones obtenidas, así como el grado de calibración de los mismos durante el período de medición.

Las velocidades promedio mensual y anual correspondiente al período comprendido entre 1969 y 1998, pueden considerarse como un valor bastante preciso de la velocidad del viento debido a la extensión del período de medición, por lo que será considerado como valor de referencia en la evaluación y análisis de las velocidades correspondientes a los años 1988 y 1989.

En la tabla XII, se expone la variación porcentual de la velocidad del viento promedio mensual y anual para los años 1988 y 1989, con respecto a las mediciones correspondientes al período 1969-1998 las cuales se tomaron como referencia.

Tabla XII. Variación porcentual de la velocidad media mensual y anual para 1988 y 1989.

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
1988	7%	17%	16%	22%	27%	1%	2%	9%	2%	18%	7%	10%	6%
1989	3%	6%	3%	30%	20%	3%	5%	4%	11%	5%	4%	3%	0%

Como puede observarse para el año de 1988 la mayor variación obtenida es del 27% mientras que para el año de 1989 la mayor variación obtenida es de 30%, por lo que esto puede dar una idea de la variación en el tiempo de los datos recopilados.

La densidad de potencia calculada a partir de los datos obtenidos, permite categorizar el recurso eólico disponible en el área. Las zonas correspondientes a la clase 4 o mayores, se caracterizan por ser apropiadas para la instalación de turbinas eólicas. Las zonas correspondientes a la clase 3 se caracterizan por ser apropiadas para la instalación de turbinas eólicas de turbinas con regulación pasiva por pérdida aerodinámica.

Para corroborar la veracidad de los cálculos realizados, en la figura 35, se observa el Mapa Eólico y Solar de Venezuela en el cual se muestra la ubicación del parque nacional en la zona norte costera de Venezuela bajo las clases 3 y 4.

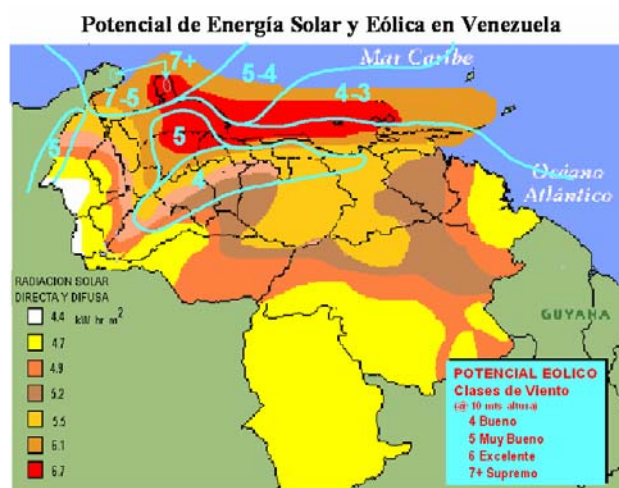


Figura 26. Potencial de Energía Solar y Eólica en Venezuela.

La geografía de la zona norte costera de Venezuela se caracteriza por ser una región abierta al mar, lo cual significa que esta región no posee una topología compleja, en zonas con estas características es común encontrar altos coeficientes de autocorrelación, comprendidos entre 0.9 y 0.97 [9], sin embargo para los años de 1988 y 1989 se obtuvo coeficientes de autocorrelación bajos, razón por la cual nos vemos motivados a pensar que estas mediciones

podrían estar altamente influenciadas por errores en la calibración o uso de los instrumentos de medición.

Se observa una clara similitud entre las magnitudes de los vientos en El Gran Roque y La Orchila, todo esto motivado a que ambos son vientos alisios y no hay accidentes topográficos de gran envergadura en el área, por lo que los datos obtenidos de La Orchila sirven para el análisis del recurso eólico en El Gran Roque.

La diferencia existente entre los datos obtenidos en el Observatorio Cagigal y los del proyecto Cariaco, se deben principalmente a que el proyecto Cariaco obtiene 15 fotos satelitales al mes, lo que se traduce en 15 velocidades de los vientos mensuales las cuales no poseen hora de la toma, puede que las velocidades dadas por ese medio representen horas de buena velocidad del viento (7.5m/s-8.5m/s), sin embargo mensualmente el observatorio maneja 720 valores de velocidades, lo que implica que son velocidades hora a hora por lo que el promedio se ajusta mejor a la realidad.

En la rosa de los vientos de frecuencia puede observarse que la dirección predominante del viento es el este, lo que a su vez implica que la velocidad promedio del viento y la densidad de potencia promedio para esta dirección son similares a la velocidad promedio y densidad de potencia promedio anual, como era de esperarse.

El análisis de la información expuesta anteriormente permite evaluar aspectos importantes del diseño de la planta como por ejemplo la selección del sitio de emplazamiento, la determinación de los componentes del sistema y su correspondiente estudio de rentabilidad, por lo que a continuación se presenta la evaluación realizada en relación a cada uno de estos aspectos.

3.7 SELECCIÓN DEL SITIO DE EMPLAZAMIENTO

Esta fase del estudio consiste en encontrar los posibles lugares de emplazamiento eólico, para El Gran Roque, además de definir las posiciones más apropiadas para la instalación dentro de la isla del aerogenerador.

Partiendo de que las velocidades de los vientos son aproximadamente las mismas a lo largo de la isla, se buscaron los lugares que cumplieran una serie de requisitos tales como:

- Lugares costeros bien expuestos en áreas de fuertes vientos de altura, fuertes gradientes térmicos o de presión.
- Lugares con vegetación deformada por la acción de los vientos dominantes.
- Pasos entre pequeñas montañas que permitan gradientes medios de presión.
- Elevaciones con buena exposición a los vientos. [10].

Conociendo del estudio del recurso eólico que los vientos predominantes vienen desde el este, llegamos a una serie de puntos posibles para la instalación de la planta en la Figura 27.

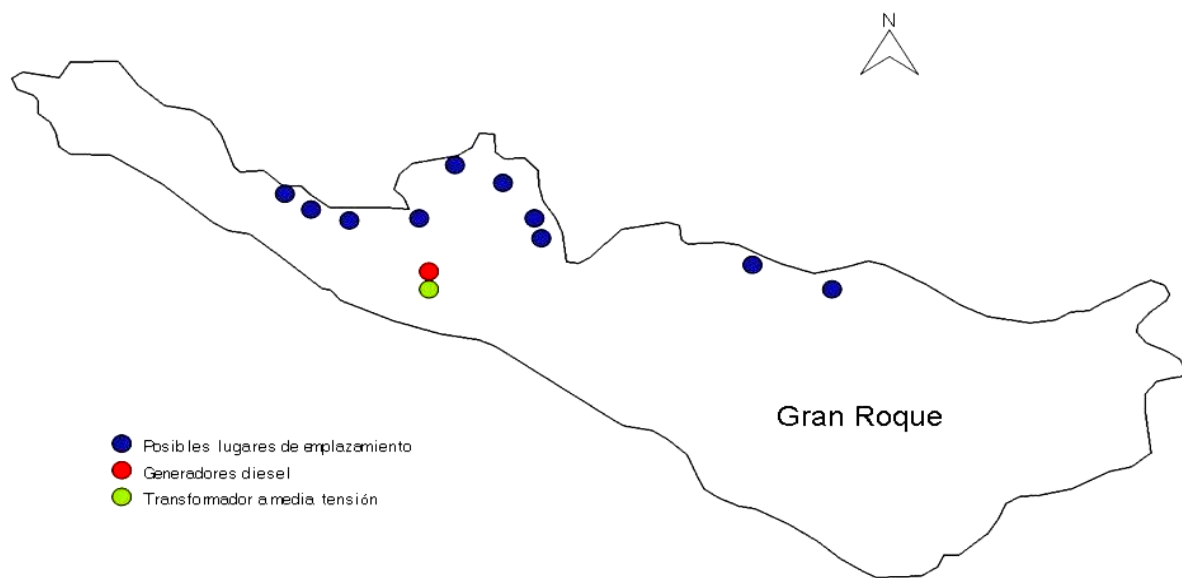


Figura 27. Posibles Lugares de Emplazamiento en El Gran Roque

El objetivo que se persigue con la selección del emplazamiento es minimizar el impacto ambiental en El Gran Roque, al menor costo de instalación.

3.7.1 CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN.

- Eólico

Elevada Velocidad Media, el emplazamiento debe estar situado en una zona de altas velocidades medias, situado en terrenos de buena exposición y sin obstáculos de flujo de aire.

Aceptables niveles de turbulencia y vientos extremos, que puedan afectar la integridad de la estructura y la vida útil del sistema.

- Ambientales

Ecología, para afectar lo menos posible a la flora y a la fauna, sin embargo hay que hacer un énfasis en lo que se refiere a las aves, tanto en rutas migratorias, lugares de anidación como también en sus sitios de alimentación.

Impacto visual, el emplazamiento debe interferir lo menos posible con el medio ambiente que lo rodea.

Implicaciones de ruido, que podrían afectar tanto a los pobladores de la isla como a su fauna.

- Institucionales

Usos de los Terrenos y normativas, que son de vital importancia, ya que de ellos depende la ejecución final en el área de emplazamiento, por lo cual debemos estar ajustados al plan de ordenamiento y reglamento de uso del parque nacional archipiélago los roques (decreto N° 1.213).

Consideraciones de seguridad para las personas involucradas, tanto para el proceso de instalación, como para el de operación.

- Técnico-Económico

- Transporte de todos los equipos necesarios, para la instalación de la planta generadora y sus respectivos accesos al sitio de emplazamiento.

- Infraestructura, necesaria para la realización de la obra.

- Costos asociados a la instalación y unión al sistema diesel. [10].

3.7.2 POSIBLES PUNTOS DE EMPLAZAMIENTO.

En la tabla XIII, se asignan nuevas referencias a los datos obtenidos de la zona.

Tabla XIII. Tabla de referencia emplazamiento

Puntos	Banderas-Tabla anexa	Coordenadas	Altura	Definición
1	9	<i>N11 57 14.8 W66 41 17.0</i>	70.5 m	Puntos de posibles emplazamientos del Aerogenerador
2	8	<i>N11 57 13.6 W66 41 15.1</i>	70.5 m	
3	7	<i>N11 57 12.4 W66 41 10.8</i>	73.9 m	
4	137	<i>N11 57 13.7 W66 41 05.1</i>	5.65 m	
5	4	<i>N11 57 18.9 W66 41 01.4</i>	56.4 m	
6	3	<i>N11 57 16.1 W66 40 56.5</i>	63.6 m	
7	2	<i>N11 57 13.1 W66 40 53.5</i>	73.2 m	
8	1	<i>N11 57 12.0 W66 40 53.0</i>	80.2 m	
9	139	<i>N11 57 08.5 W66 40 33.4</i>	55.2 m	
10	140	<i>N11 57 03.0 W66 40 25.5</i>	23.9 m	
G	14	<i>N11 57 08.1 W66 41 04.0</i>	5.41 m	Ubicación de los Generadores
T	15	<i>N11 57 06.8 W66 41 03.9</i>	3.97 m	Ubicación de los Transformadores Elevadores

En la figura 28, se presenta un mapa donde se muestran con números cada uno de los lugares de emplazamiento, de los cuales se lleva un registro fotográfico que servirá como referencia para el estudio, igualmente se dan sus respectivas coordenadas.

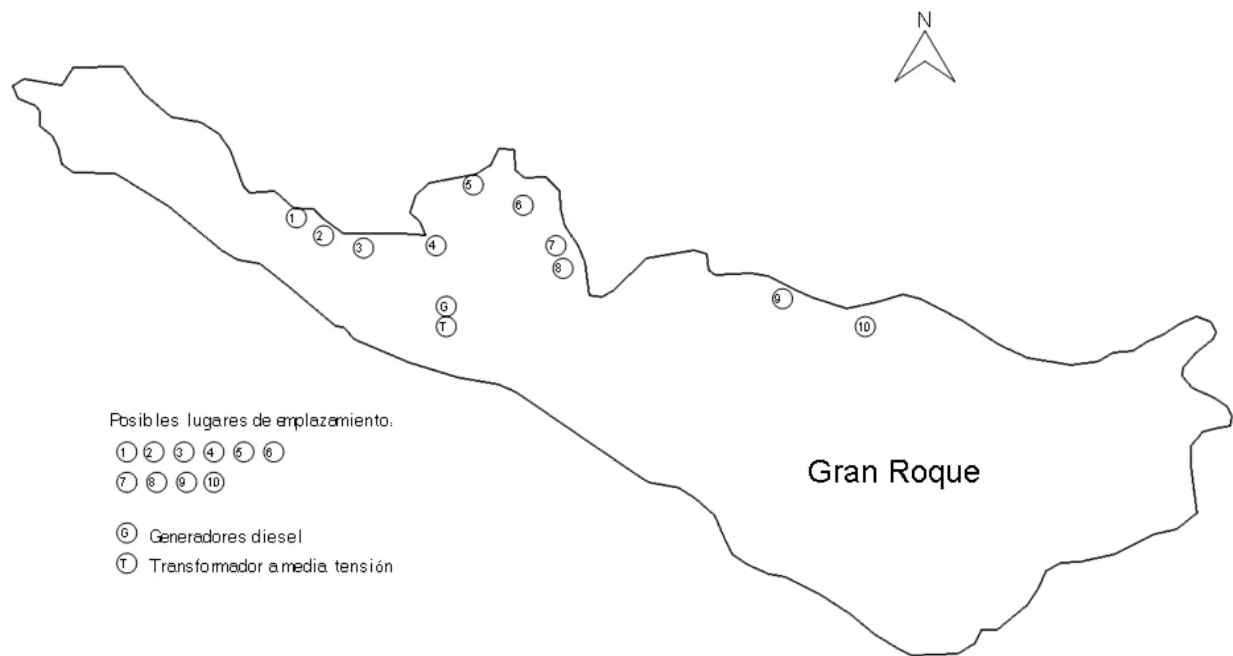


Figura 28. Puntos de emplazamiento referencia

Tabla XIV. Corrección de distancias entre el emplazamiento y la barra de generación actual.

Puntos	Planta Generadora Diesel	Transformadores
	Distancia con relieve corregido	Distancia con relieve corregido
1	452	512
2	381	441
3	254	317
4	177	255
5	348	426
6	343	410
7	361	416
8	363	416
9	929	967
10	1180	1210

Dado los criterios establecidos en la primera parte, en la tabla XV se presentan los principales ventajas y desventajas de los lugares de emplazamiento, sin embargo algunos criterios como el de las aves solo se deciden en base a lo observado y no la información disponible.

Tabla XV. Principales ventajas y desventajas de los lugares de emplazamiento.

Sitios de Emplazamiento	Principales Ventajas	Principales Desventajas
1	· El impacto visual y de sonido para el ser humano es mínimo. · Zona plana de buen tamaño	· Cercano al lugar de anidación de aves. · De difícil acceso, lo que lleva a altos gastos en la instalación. · No cumple con la ordenanza.
2	· Alejado de la zona poblada.	· Cercano al lugar de anidación de aves. · De difícil acceso, lo que lleva a altos gastos en la instalación. · Esta en la zona de las antenas.
3	· Cercano al sitio de unión al sistema diesel.	· De difícil acceso, lo que lleva a altos gastos en la instalación. · Esta en la zona de las antenas.
4	· Cumple con la Ordenanza ya que forma parte de la zona de servicio. · Cercano a la barra de generación actual del sistema.	· Como se encuentra en la unión entre montañas presenta un comportamiento del viento anormal. · Esta adyacente al centro de acumulación de desechos sólidos de la isla.
5	· Buen acceso para el traslado de los equipos. · Cercano a la barra de generación actual del sistema. · Muy bien expuesto a los vientos.	· Zona plana relativamente pequeña. · Zona de uso manejado.
6	· Muy bien expuesto a los vientos. · Cercano a la barra de generación actual del sistema.	· Zona de uso manejado. · Impacto visual para la comunidad.
7	· Muy bien expuesto a los vientos. · Cercano a la barra de generación actual del sistema.	· Zona de uso manejado. · Difícil acceso. · Difícil Fundación suelo rocoso. · Impacto visual para la comunidad.
8	· Muy bien expuesto a los vientos. · Cercano a la barra de generación actual del sistema.	· Zona de uso manejado. · Difícil acceso. · Impacto visual para la comunidad.
9	· Bien expuesto a los vientos.	· Debido a su ubicación presenta mayores dificultades técnico-económicas para su implementación. · Zona Arqueológica.
10	· Bien expuesto a los vientos.	· Debido a su ubicación presenta mayores dificultades técnico-económicas para su implementación. · Cercana al Mangle.

Dado los problemas legales sobre el uso de los espacios en El Gran Roque, se decidió escoger varios posibles lugares de emplazamiento, teniendo en cuenta los criterios establecidos.

Las disposiciones en orden son:

- El primero, el punto cinco (5) (N11 57 18.9 W66 41 01.4) por su fácil accesibilidad y su poco impacto visual con los pobladores de la isla.
- El segundo, el punto seis (6) (N11 57 16.1 W66 40 56.5) por su fácil accesibilidad.
- El tercero, el punto ocho (8) (N11 57 12.0 W66 40 53.0) uno de las áreas mas expuestas ala acción de los vientos.
- El cuarto, el punto cuatro (4) (N11 57 18.9 W66 41 01.4) cumple con la norma.

3.8 ARQUITECTURA DEL SISTEMA VIENTO-DIESEL.

La capacidad de la planta eólica a instalar está directamente relacionada tanto con la demanda eléctrica de la comunidad en cuestión, como con la capacidad de los generadores a diesel que operan actualmente. Para evitar colapsos en el suministro de la energía eléctrica, un factor es considerar en el diseño del Sistema Viento-Diesel la capacidad de respuesta del sistema actual de generación ante perturbaciones de pequeña señal. Es por ello que deben considerarse, al menos de forma estimada, las variaciones de la potencia activa, las variaciones de voltaje, las condiciones operacionales de los generadores, entre muchas otras cosas [3], a fin de que una vez integradas las turbinas eólicas al sistema de generación actual, este nuevo sistema de generación como un todo, responda de forma exitosa a las perturbaciones provocadas tanto por la variabilidad de la demanda eléctrica, como del recurso eólico disponible en la zona.

La constante variación del recurso eólico puede afectar la calidad de la energía eléctrica suministrada por el Sistema Viento-Diesel. Un ejemplo de esta situación es cuando se produce una parada repentina de la turbina eólica por razones de emergencia mientras esta genera su potencia nominal, o de forma similar cuando se produce una ausencia repentina del recurso

eólico. En estos instantes el generador diesel está en la obligación de suplir la demanda eléctrica sin afectar de forma notable los valores de voltaje y frecuencia, el cumplimiento de este objetivo depende en gran medida de los controles de tensión y frecuencia con los que cuenta el generador diesel.

Con el propósito de evaluar de manera aproximada la respuesta del generador diesel ante variaciones súbitas de la demanda eléctrica, se procedió al diseño de una situación específica en la que el generador estuviera sometido a dicho cambio de carga. En la figura 29 se presenta el diagrama unifilar simplificado correspondiente a esta situación.

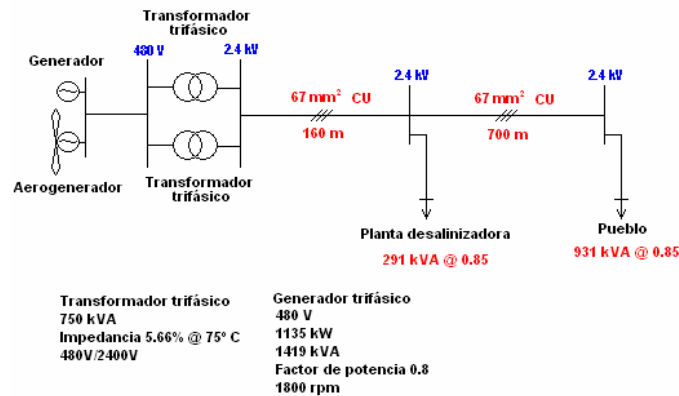


Figura 29. Diagrama unifilar simplificado

La situación a la que se hace referencia consiste en que una vez puesta la turbina eólica a generar a su potencia nominal, de forma súbita esta sale fuera de servicio lo que se traduce en un escalón de demanda a ser suplido por el generador diesel. Este evento se recreó mediante simulaciones por computadora, de los resultados obtenidos producto de la simulación de este evento se evaluarán las distintas capacidades de la turbina eólica a instalar.

La primera simulación fue la de un aerogenerador con una capacidad de 250 kW, en la cual se obtuvieron las variaciones de voltaje en la barra pueblo (debido a que por su distancia a la barra de generación, esta es la barra que se ve mayor afectada por las caídas de tensión), las variaciones de frecuencia, potencia mecánica y potencia eléctrica activa suministrada por el generador diesel, para una variación de la carga de 250kW del generador tipo diesel.

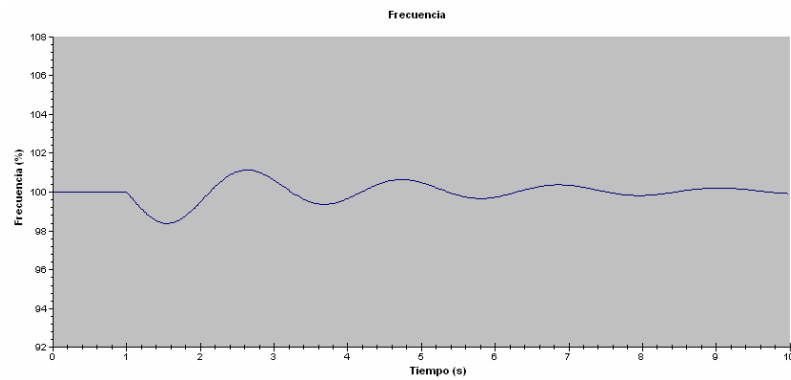


Figura 30. Variaciones de frecuencia.

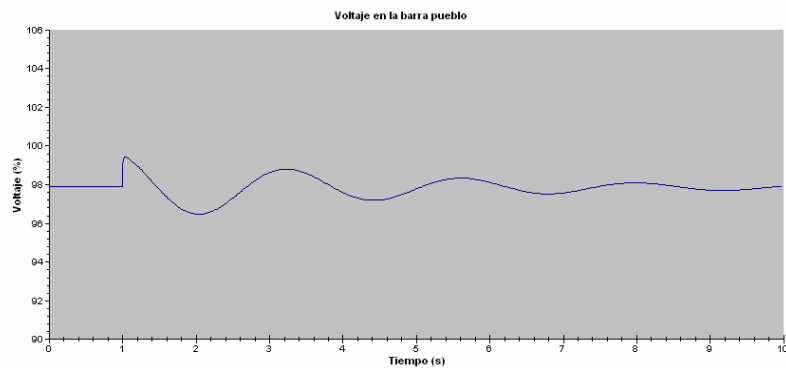


Figura 31. Variaciones de voltaje en la barra pueblo.

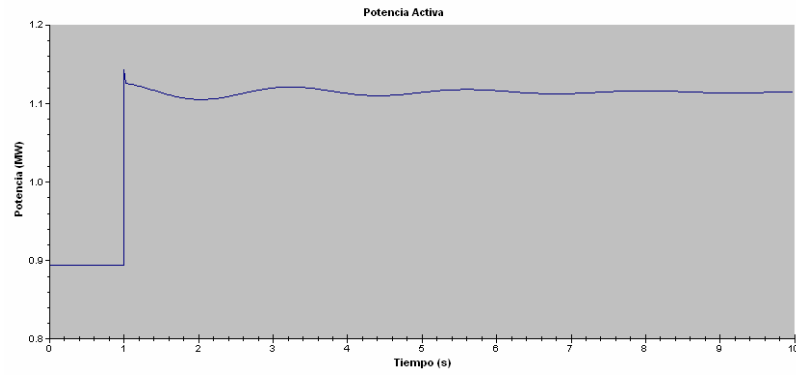


Figura 32. Potencia eléctrica suministrada por el generador diesel.

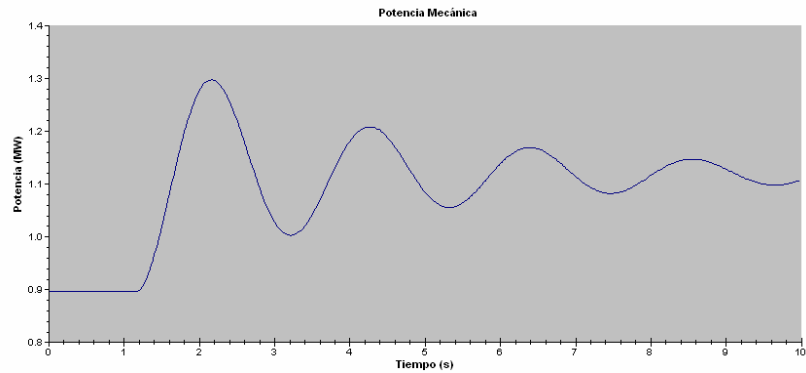


Figura 33. Potencia mecánica suministrada por la máquina motriz del generador.

La segunda simulación fue la de un aerogenerador con una capacidad de 600 kW, de igual forma al caso anterior se obtuvieron las variaciones de voltaje en la barra pueblo, frecuencia, potencia mecánica y potencia eléctrica activa suministrada por el generador diesel, para una variación de la carga de 600 kW del generador diesel.

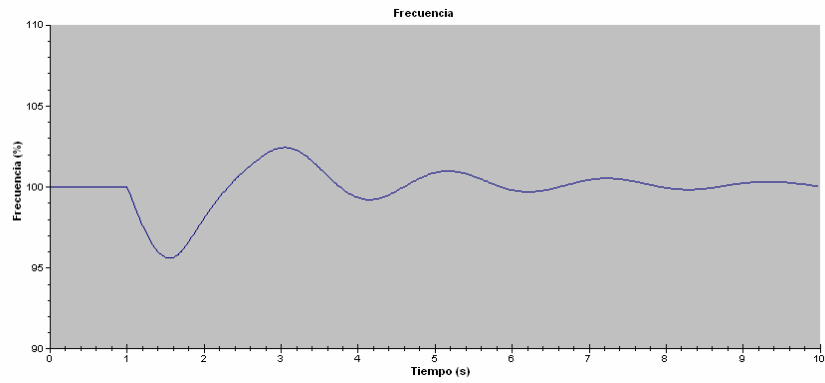


Figura 34. Variaciones de frecuencia.

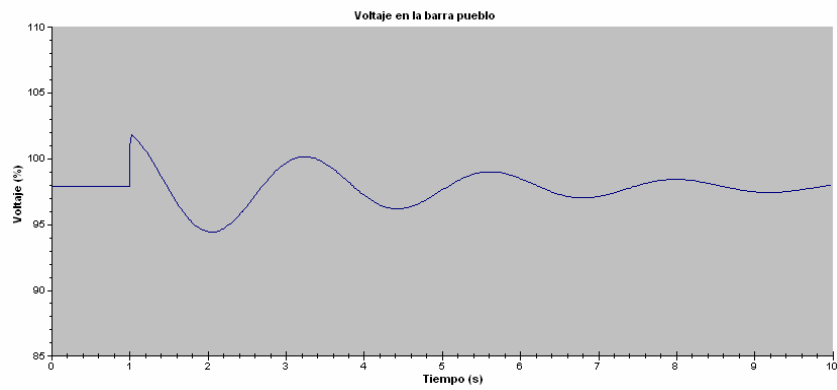


Figura 35. Variaciones de voltaje en la barra pueblo.

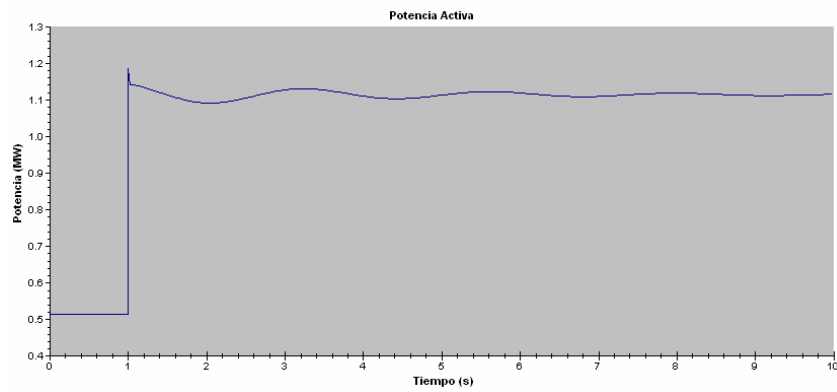


Figura 36. Potencia eléctrica suministrada por el generador diesel.

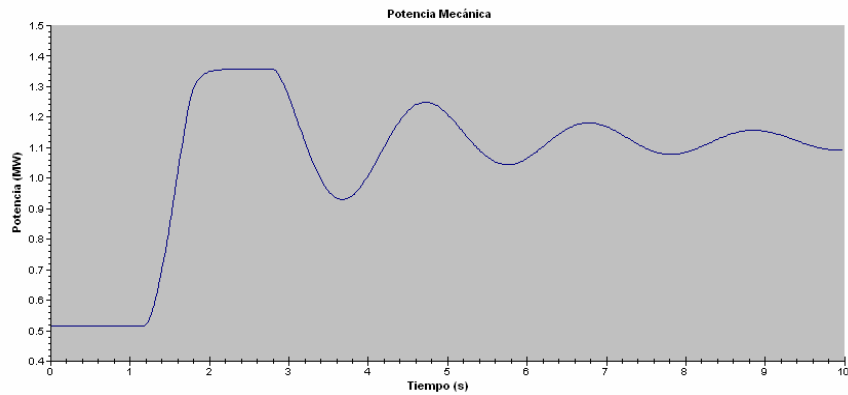


Figura 37. Potencia mecánica suministrada por la máquina motriz del generador.

La tercera simulación fue de un escalón del orden de la potencia nominal del generador tipo diesel, obteniendo las variaciones de voltaje en la barra pueblo, frecuencia, potencia mecánica y potencia eléctrica activa suministrada por el generador diesel, para una variación de la carga de 1.000 kW del generador diesel.

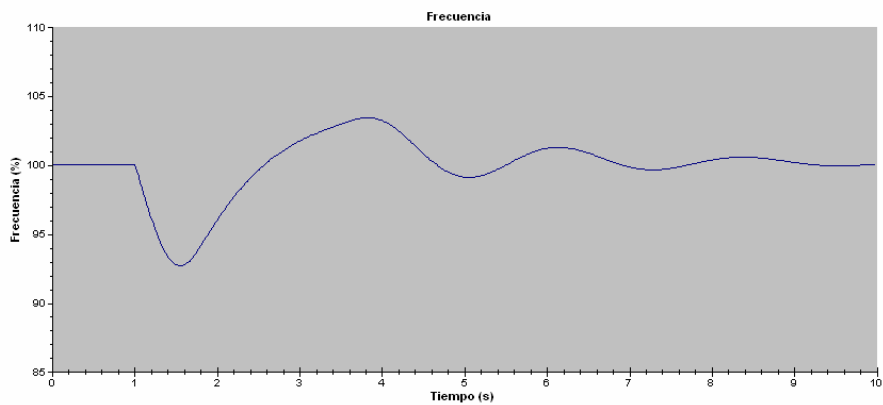


Figura 38. Variaciones de frecuencia.

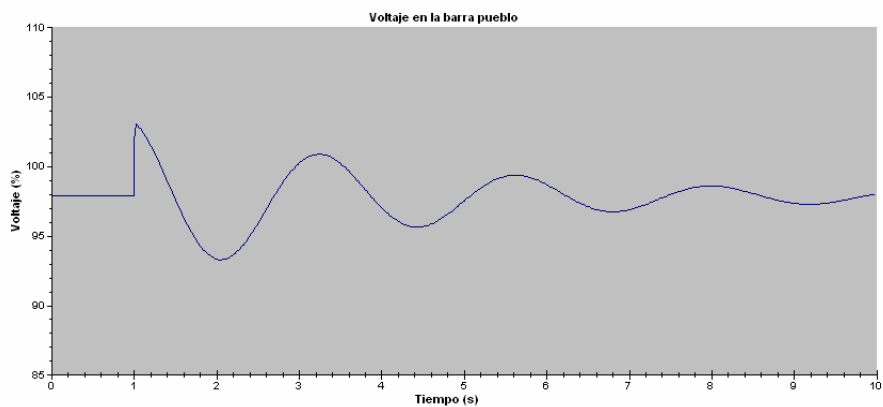


Figura 39. Variaciones de voltaje en la barra pueblo.

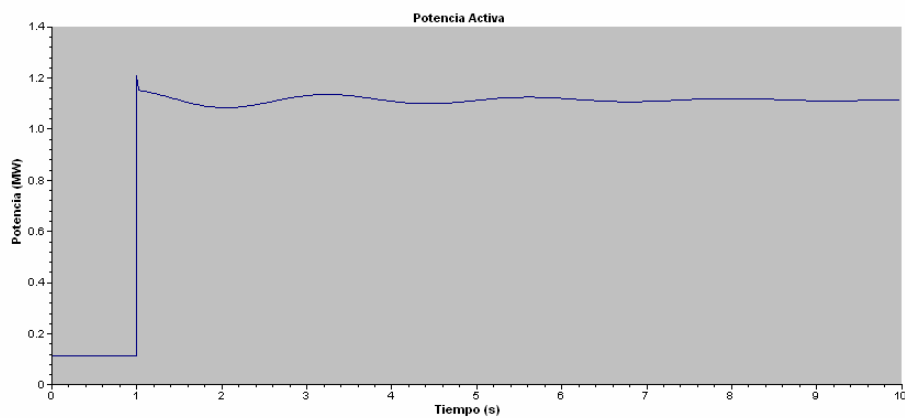


Figura 40. Potencia eléctrica suministrada por el generador diesel.

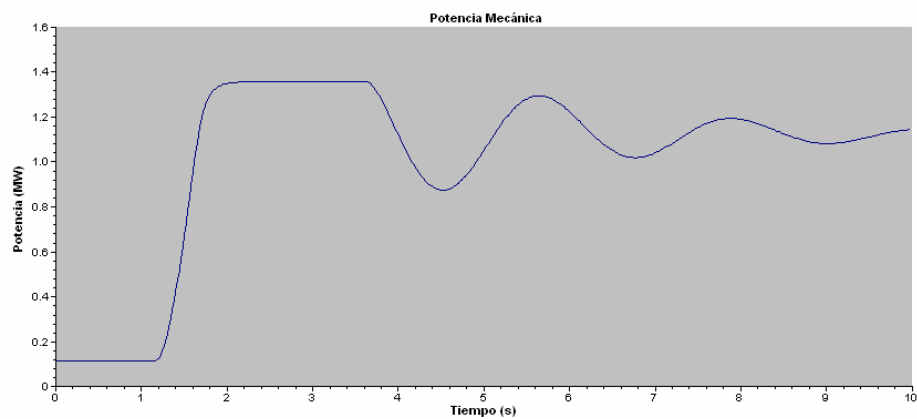


Figura 41. Potencia mecánica suministrada por la máquina motriz del generador.

Como puede observarse en los resultados obtenidos las máximas variaciones de tensión y frecuencia están alrededor del 7%. En vista del tipo de carga eléctrica existente actualmente en la región, se estima que esta variación no produzca gran impacto en la operación normal del sistema eléctrico bajo estudio.

Se concluyó que ante cambios en la generación eólica producidas por la fluctuación del viento, la planta de generación existente, tipo diesel CATERPILLAR 3512, tiene capacidad de asumir inmediatamente el 100% de la carga demandada, sin producir problemas de estabilidad. No obstante este estudio debe realizarse más a fondo para otras fases del proyecto

3.9 PROPUESTAS

En vista de los resultados obtenidos en la parte anterior se presentan tres (3) alternativas para la instalación de generación eólica de electricidad en el Gran Roque, dependiendo del grado de penetración de las mismas:

1. De baja penetración (conservadora): consiste en instalar un máximo de 290kW lo que se ajusta al criterio de la relación de cortocircuito, además de minimizar el impacto ecológico y visual.
2. De media penetración (moderada): se propone la instalación de 600kW lo que corresponde a los niveles de mínima demanda de la isla (625kW) para evitar excedentes energéticos, con un impacto ecológico y visual moderado.
3. De alta penetración: se evalúa la instalación de 1,5MW lo que conlleva la instalación de cargas vacías para drenar los excedentes de energía del orden de la carga misma de la isla (875kW) y de controles mucho más elaborados, lo que aumenta significativamente los costos iniciales de instalación. Esta opción permite una mayor utilización del recurso eólico a pesar que tiene un impacto ecológico y visual mayor que las dos opciones anteriores, sin embargo permite un crecimiento del consumo de energía de la isla.

3.10 VIABILIDAD ECONÓMICA DEL SISTEMA VIENTO-DIESEL.

3.10.1 METODOLOGÍA.

Para la evaluación de la rentabilidad de la planta eólica, hemos hecho uso de dos modelos desarrollados por NREL (National Renewable Energy Laboratory), HOMER (Hybrid Optimization Model for Electric Renewables) y Hybrid2, los cuales permiten evaluar el desempeño económico y energético de un Sistema Híbrido de Potencia específico. HOMER permite evaluar diferentes números de turbinas para el diseño del Sistema Híbrido de Potencia a partir de mediciones horarias de la velocidad del viento y de la demanda eléctrica de la localidad en cuestión. Es importante destacar que HOMER asume que las magnitudes de la velocidad del viento y la demanda eléctrica permanecen constantes a lo largo del tiempo. Por otra parte Hybrid2 utiliza herramientas estadísticas para evaluar el desempeño del sistema a lo largo del tiempo, por lo que arroja resultados más exactos que HOMER.

Mediante el uso de los modelos anteriormente expuestos se procedió a obtener una relación entre los ingresos y los gastos, mejor conocida como flujo de caja. Este flujo de caja permite calcular indicadores económicos como el valor presente neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR) mediante la siguiente ecuación [11]:

$$VPN = -P + \frac{FCN_1}{(1+i)^1} + \frac{FCN_2}{(1+i)^2} + \frac{FCN_3}{(1+i)^3} + \dots + \frac{FCN_n}{(1+i)^n} \quad (13)$$

Donde,

FCN_n = Flujo de Caja Neto del año n.

P = inversión inicial en el año cero.

i = tasa de inflación + premio al riesgo, normalmente es dada por los entes gubernamentales o bancos dependiendo de cada país.

TIR es la “ i ” que hace que el valor presente neto de la inversión sea igual a la suma de los valores futuros de los flujos de caja en el año n [11].

La evaluación económica se hizo desde el punto de vista gubernamental, por lo que se consideró el dólar americano como divisa de referencia.

La instalación o actualización del sistema en El Gran Roque depende exclusivamente de los fondos gubernamentales, ya que el estudio pretende investigar si el proyecto es rentable a la nación.

Tabla XVI. Parámetros económicos referenciales. [12]

Costo del Combustible Internacional	\$0.53/liter (\$2.00/gal)
Tasa Inflación General	3%
Tasa Inflación del Combustible Internacional	3%
Tasa de Interés Activo/Tasa de Descuento	6%
Tasa de Interés Real	3%
Tiempo de Vida del Proyecto	20 años

Dado el riesgo país que Venezuela representa para cualquier inversión se decidió sumar 1,5% más a la tasa de interés, por lo que se exige más a la inversión.

En la tabla XVII, se muestran los diferentes costos de capital e instalación de las posibles turbinas que conformarán el sistema.

Tabla XVII. Turbinas a considerar en el estudio. [12]

Modelo de la Turbina	F-100	V27	F-250	V42	FL-600	FL-1500
Fabricantes	Fuhrländer	Vesta	Fuhrländer	Vesta	Fuhrländer	Fuhrländer
Potencia	100kW	225kW	250kW	600kW	600kW	1500kW
Turbina y Torre	\$232,000	\$230,000	\$451,000	\$490,000	\$940,000	\$2,220,000
Instalación	\$54,500	\$120,000	\$111,000	\$260,000	\$242,000	\$580,000
Transporte	\$38,500	\$38,000	\$71,000	\$80,000	\$146,000	\$341,000
Total	\$325,000	\$388,000	\$633,000	\$830,000	\$1,328,000	\$3,141,000
Costo(\$/kW)	\$3,250	\$1,940	\$2,532	\$1,383	\$2,213	\$2,094

En la tabla XVIII, se presentan los costos por el balance de planta

Tabla XVIII. Turbinas a considerar en el estudio. [12]

Descripción	Baja penetración	Media penetración	Alta penetración
Control Diesel	\$20,000	\$45,000	\$45,000
Extensión de las líneas	\$40,000	\$40,000	\$40,000
Contenedor aislado	\$25,000	\$25,000	\$25,000
Carga Vacía con controlador	\$0	\$0	\$30,000
Control supervisor	\$0	\$0	\$50,000
Instalación y transporte	\$25,000	\$35,000	\$45,000
Total	\$110,000	\$145,000	\$235,000

Se asume que el costo de reemplazo de la máquina diesel es de 590.000 \$.

3.10.2 RESULTADOS DEL ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA.

Seguidamente se presentan los resultados obtenidos para cada propuesta.

1. De baja penetración hasta un máximo de 290kW

En la tabla XIX, se presenta el desempeño económico para esta alternativa.

Tabla XIX. Resultados económicos opción baja penetración

Número y modelos de Turbinas			Costos de Capital(\$)		Valor Presente Neto (VPN) (\$)		Tasa Interna de Retorno (TIR) (%)		Tiempo de Recuperación de Capital (años)		Combustible Utilizado Anual (Litros)		Combustible Ahorrado Anual (Litros)		Costo de la Energía ahorrado (\$/kW)		Porcentaje de Ahorro con Sistema Híbrido (%)	
FL250	V27	FL100	1988	1989	1988	1989	1988	1989	1988	1989	1988	1989	1988	1989	1988	1989	1988	1989
		1	232.000	232.000	82.327	5.525	7,952	6,136	12,44	14,62	1.791.935	1.804.535	87.481	74.881	0,0009	0,0001	4,7	4
		2	464.000	464.000	190.366	35.313	8,239	6,432	12,14	14,23	1.702.863	1.728.244	176.553	151.172	0,0021	0,0004	9,8	8
	1		388.000	388.000	406.901	267.984	13,53	11,158	8,17	9,64	1.727.122	1.749.862	152.294	129.554	0,0044	0,0029	8,1	6,9
1			633.000	633.000	331.826	178.600	10,374	8,444	10,24	11,95	1.700.699	1.725.780	178.717	153.636	0,0036	0,0019	9,5	8,2
Diesel			0		0		0		0		1879416		0		0		0	

2. De media penetración 600kW

En la tabla XX, se presenta el desempeño económico para esta alternativa.

Tabla XX. Resultados económicos opción baja penetración.

Modelos de Turbinas	Costos de Capital(\$)		Valor Presente Neto (VPN) (\$)		Tasa Interna de Retorno (TIR) (%)		Tiempo de Recuperación de Capital (años)		Combustible Utilizado Anual (Litros)		Combustible Ahorrado Anual (Litros)		Costo de la Energía ahorrado (\$/kW)		Porcentaje de Ahorro con Sistema Híbrido (%)	
	1988	1989	1988	1989	1988	1989	1988	1989	1988	1989	1988	1989	1988	1989	1988	1989
V42	966.000	966.000	2.046.726	1.678.796	23,785	20,963	4,69	5,39	1.387.178	1.447.385	493.597	433.39	0,0223	0,0183	26,2	23
FL-600	1.462.200	1.462.200	2.227.862	1.860.954	19,316	17,373	5,82	6,46	1.278.599	1.338.652	602.176	542.123	0,0242	0,0203	32	28,8
Diesel	0		0		0		0		1.880.776		0		0		0	

3. De alta penetración 1500kW

En la tabla XXI, se presenta el desempeño económico para esta alternativa.

Tabla XXI. Resultados económicos opción baja penetración.

Modelo de Turbina	Costos de Capital(\$)		Valor Presente Neto (VPN) (\$)		Tasa Interna de Retorno (TIR) (%)		Tiempo de Recuperación de Capital (años)		Combustible Utilizado Anual (Litros)		Combustible Ahorrado Anual (Litros)		Costo de la Energía ahorrado (\$/kW)		Porcentaje de Ahorro con Sistema Híbrido (%)	
	1988	1989	1988	1989	1988	1989	1988	1989	1988	1989	1988	1989	1988	1989	1988	1989
FL-1500	3.530.100	3.530.100	2.393.270	2.141.270	12,492	11,869	8,78	9,18	827.577	898.067	1.053.197	982.708	0,026	0,0233	56	52,3
Diesel	0		0		0		0		1.880.776		0		0		0	

3.10.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS.

EL método de análisis que se utiliza para determinar la mejor inversión es el uso del VPN y el TIR en conjunto como indicativos económicos, como es de esperarse cuando se utiliza este método para evaluar la rentabilidad de una inversión, la decisión por cualquier método debe ser la misma, sin embargo antes de tomar alguna decisión debe aclararse que tanto el TIR como el VPN suponen implícitamente que todas las ganancias anuales se reinvierten totalmente en el mismo proyecto, lo cual es falso.

Al utilizar la tasa de interés superior a lo real se le exige más rentabilidad a la inversión inicial, con lo que se asume un peor caso, pero sin cambiar los criterios de aceptación ($VPN > 0$ y $TIR > 6\%$).

Con los resultados obtenidos de las Tablas XIX, XX y XXI se puede notar que el ahorro de combustible se incrementa a medida que se aumenta la capacidad de la planta eólica.

La selección final del número y tipo de turbina viene también determinada por el impacto producido en su entorno, además de otros aspectos que escapan al alcance de este proyecto, por lo que ambientalmente una sola turbina representa la mejor opción.

Para baja penetración las opciones que ofrecen mayor ahorro de combustible son aquellas con 200 kW (2 turbinas) y 250 kW (1 turbina) de capacidad. A fin de minimizar el impacto ambiental se descarta la configuración de 200 kW de capacidad debido al número de turbinas que la integra. Nótese que la opción con 250 kW de capacidad ofrece un ahorro de combustible superior a la opción de 225 kW en 1.4%, sin embargo la opción con 225 kW de capacidad ofrece una rentabilidad mucho mayor debido a su menor costos de capital por lo que la selección final para esta configuración es una turbina eólica Vestas V27.

En media penetración se cumple nuevamente la diferencia en costos iniciales de capital por lo que la turbina V42 sale seleccionada ante una turbina de mejor eficiencia como la FL-600, pero de costos de capital muy elevados y una rentabilidad menor.

Para alta penetración solo se buscó maximizar la eficiencia pese a los gastos que esto implicara ya que es difícil determinar la configuración final del sistema para la puesta en operación, en consecuencia se realiza un análisis económico estimado para la FL-1500 (se debe disponer de un análisis técnico más profundo).

3.11 PRESTACIONES ESTIMADAS PARA LAS DISTINTAS PROPUESTAS.

Luego de seleccionar las máquinas se procedió a estimar de forma aproximada las prestaciones del aerogenerador correspondiente a cada propuesta, en los resultados que se presentan a continuación es posible apreciar su rendimiento a lo largo del año 1988, debido a que de los dos años de estudio, este presenta un factor de autocorrelación más ajustado a la realidad de las zonas costeras.

3.11.1 DESEMPEÑO ESPERADO.

- V27 (225kW) baja penetración.

Producción anual de energía del sistema.

Tabla XXII. Producción anual de energía del sistema

Componente	Producción (Kwh./año)	Porcentaje cubierto de la demanda.
V27	678,327	8%
Caterpillar	7,335,259	92%
Demanda eléctrica total	8,013,586	100%

En la figura 42, se presenta un gráfico en el que se expone la potencia eléctrica producida por el Sistema Viento-Diesel.

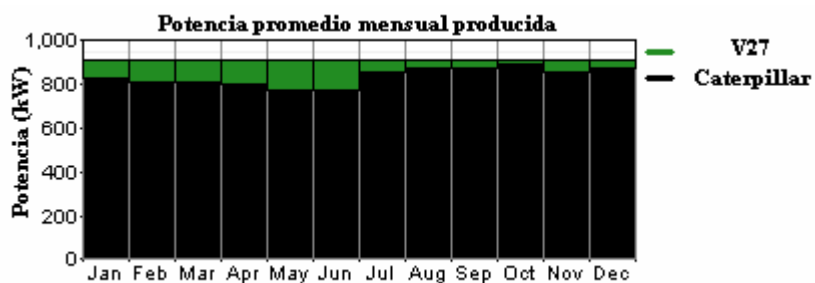


Figura 42. Producción promedio mensual del Sistema Viento-Diesel.

Este sistema se caracteriza por no generar excedentes de energía.

Desempeño por componente.

Aerogenerador V27.

En la tabla XXIII, se expone el desempeño estimado para la turbina eólica V27.

Tabla XXIII. Desempeño esperado de la turbina Vestas V27

Capacidad total	225 kW
Potencia promedio generada	77,4 kW
Potencia generada máxima	225 kW
Potencia generada mínima	0 kW
Penetración del viento	8 %
Factor de capacidad	34,4
Horas de operación	8.349 h/año

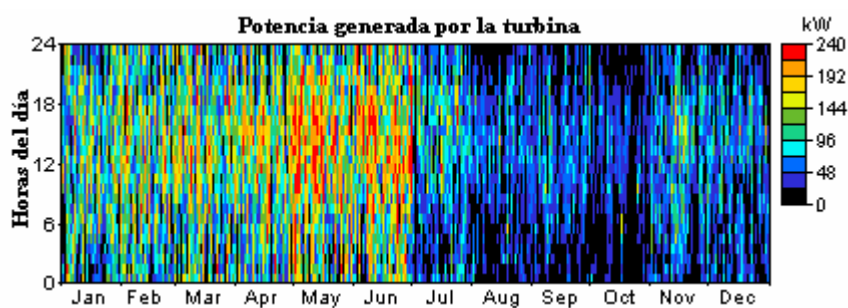


Figura 43. Producción promedio mensual generada por la turbina.

Generador Caterpillar.

En la tabla XXIV, se expone el desempeño estimado para el generador Caterpillar.

Tabla XXIV. Desempeño esperado del generador Caterpillar

Parámetro	
Horas de operación	8760 h/año
Potencia promedio generada	837 kW
Potencia mínima generada	607 kW
Potencia máxima generada	1078 kW

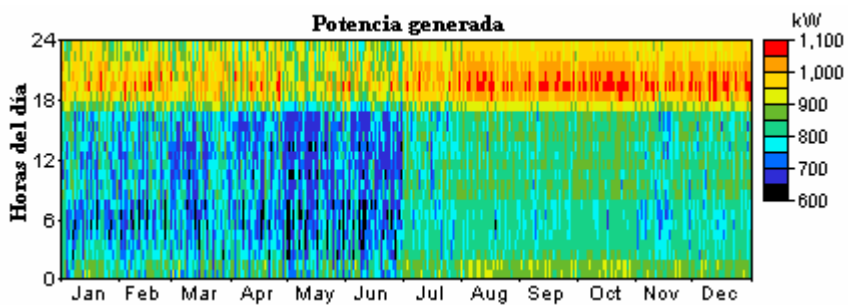


Figura 44. Producción promedio mensual del generador Caterpillar.

- V42 (600kW) media penetración.

Producción anual de energía del sistema.

Tabla XXV. Producción anual de energía del sistema.

Componente	Producción (Kwh./año)	Porcentaje de la energía total producida.
V42	2207012	35
Caterpillar	4034126	65
Demanda eléctrica total	6241138	100

En la Figura 45, se presenta la potencia eléctrica producida por el Sistema Viento Diesel.

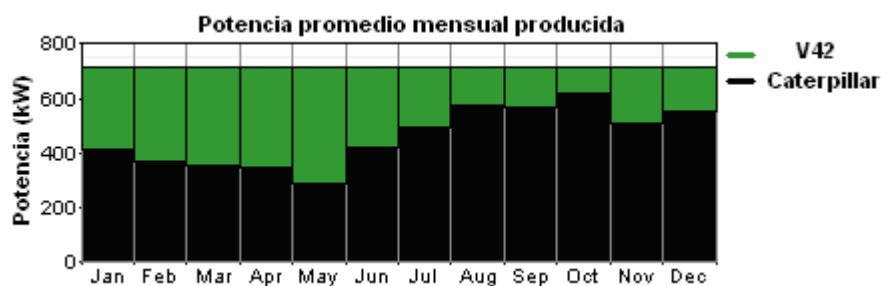


Figura 45. Producción promedio mensual del Sistema Viento-Diesel.

Desempeño por componente.

Aerogenerador V42.

En la tabla XXVI, se presenta el desempeño estimado para la turbina eólica V42.

Tabla XXVI. Desempeño esperado de la turbina V42.

Capacidad total	600 kW
Potencia promedio generada	252 kW
Potencia generada máxima	600 kW
Potencia generada mínima	0 kW
Penetración del viento	35.4%
Factor de capacidad	42%
Horas de operación	8624 hr/año

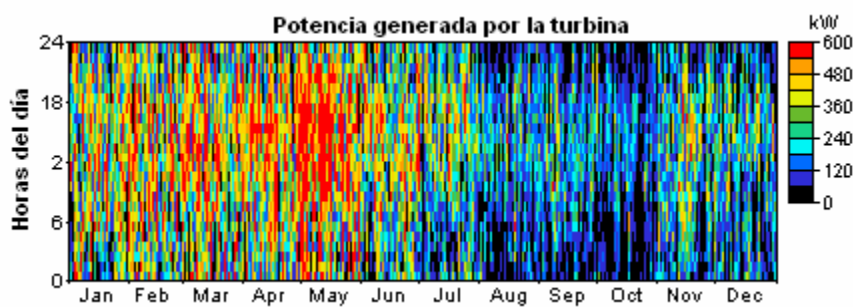


Figura 46. Producción promedio mensual generada por la turbina.

Generador Caterpillar.

En la tabla XXVII, se presenta el desempeño estimado para el generador Caterpillar.

Tabla XXVII. Desempeño esperado del generador Caterpillar.

Horas de operación	8760 hr/año
Potencia promedio generada	461 kW
Potencia máxima generada	905 kW
Potencia mínima generada	25 kW

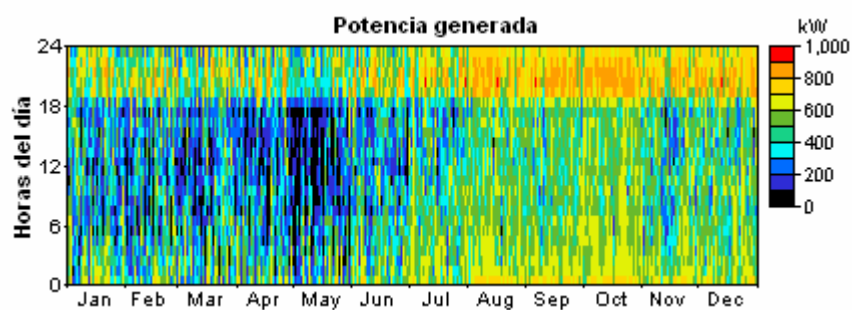


Figura 47. Producción promedio mensual del generador Caterpillar.

- FL-1500 (1,5MW) alta penetración.

Producción anual de energía del sistema.

Tabla XXVIII. Producción anual de energía del sistema.

Componente	Producción (Kwh./año)	Porcentaje de la energía total producida.
FL1500	6001808	74
Caterpillar	2122869	26
Demanda eléctrica total	8124676	100

En la Figura 48, se presenta la potencia eléctrica producida por el Sistema Viento Diesel.

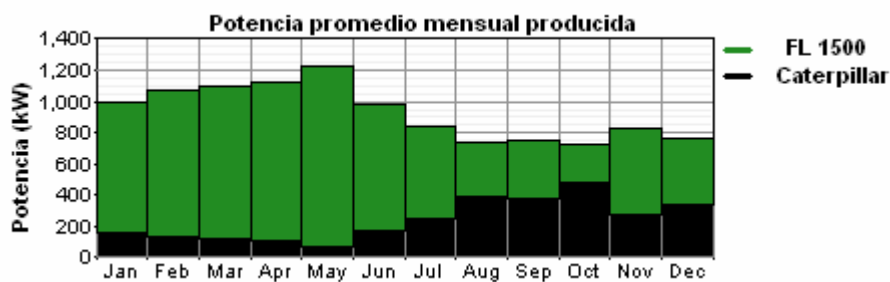


Figura 48. Producción promedio mensual del Sistema Viento-Diesel.

Desempeño por componente.

Aerogenerador FL1500.

En la tabla XXIX, se presenta el desempeño estimado para la turbina eólica FL1500.

Tabla XXIX. Desempeño esperado de la turbina FL-1500.

Capacidad total	1500 kW
Potencia promedio generada	685 kW
Potencia generada máxima	1500 kW
Potencia generada mínima	0 kW
Penetración del viento	96.2%
Factor de capacidad	45.7
Horas de operación	8657 hr/año

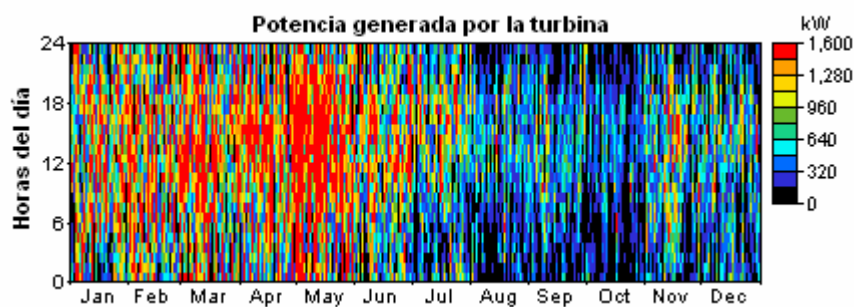


Figura 49. Producción promedio mensual generada por la turbina.

Generador Caterpillar.

En la tabla XXX, se presenta el desempeño estimado para el generador Caterpillar.

Tabla XXX. Desempeño esperado del generador Caterpillar.

Horas de operación	7398 hr/año
Potencia promedio generada	287 kW
Potencia máxima generada	905 kW
Potencia mínima generada	0.0617 kW

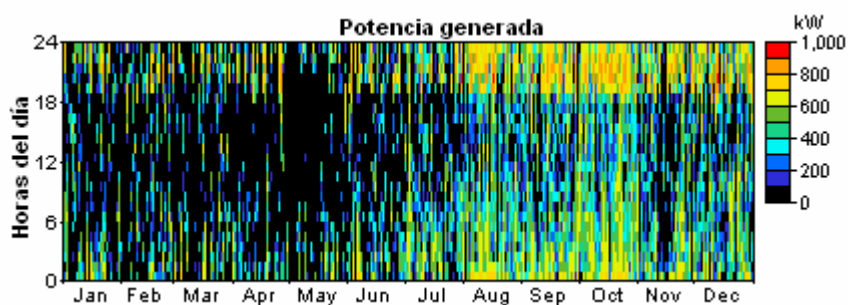


Figura 50. Producción promedio mensual del generador Caterpillar.

3.12 CASO IMPACTO MÍNIMO.

La importancia que tiene dentro del parque el interferir lo menos posible con el ecosistema, y haciendo énfasis en el tema de las aves se decidió hacer este pequeño estudio anexo, donde motivado a la falta de información, se apagarán las máquinas durante las fechas migratorias picos, es decir durante los meses de abril-mayo y septiembre-octubre.

3.12.1 RESULTADOS DEL ESTUDIO.

- V27 (225kW) baja penetración

Producción anual de energía del sistema.

Tabla XXXI. Producción anual de energía del sistema solución (mínimo impacto)

Componente	Producción (Kwh./año)	Porcentaje cubierto de la demanda.
V27	439,171	5%
Caterpillar	7,574,397	95%
Demanda eléctrica total	8,013,568	100%

En la figura 51, se presenta un gráfico en el que se expone la potencia eléctrica producida por el Sistema Viento-Diesel.

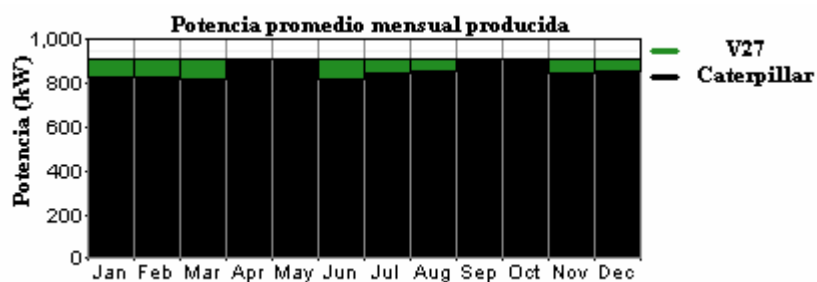


Figura 51. Producción promedio mensual del Sistema Viento-Diesel sol (mínimo impacto).

Desempeño por componente.

Aerogenerador V27.

En la tabla XXXII, se expone el desempeño estimado para la turbina eólica V27.

Tabla XXXII. Desempeño esperado de la turbina Vestas V27 (mínimo impacto)

Capacidad total	225 kW
Potencia promedio generada	50.1 kW
Potencia generada máxima	225 kW
Potencia generada mínima	0 kW
Penetración del viento	5%
Factor de capacidad	22.3
Horas de operación	4144 h/año

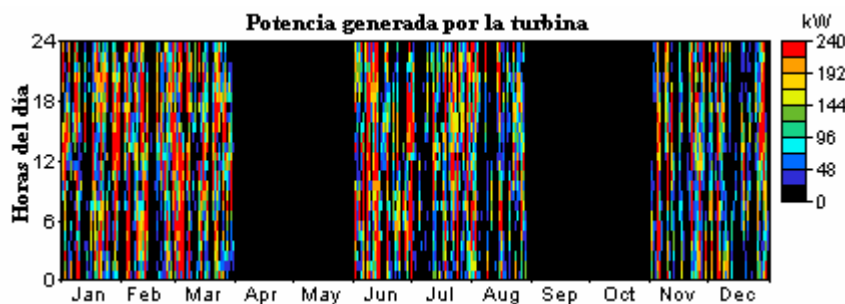


Figura 52. Producción promedio mensual generada por la turbina (mínimo impacto).

Generador Caterpillar.

En la tabla XXXIII, se expone el desempeño estimado para el generador Caterpillar.

Tabla XXXIII. Desempeño esperado del generador Caterpillar (mínimo impacto)

Parámetro	
Horas de operación	8760 h/año
Potencia promedio generada	865 kW
Potencia máxima generada	604 kW
Potencia mínima generada	1078 kW

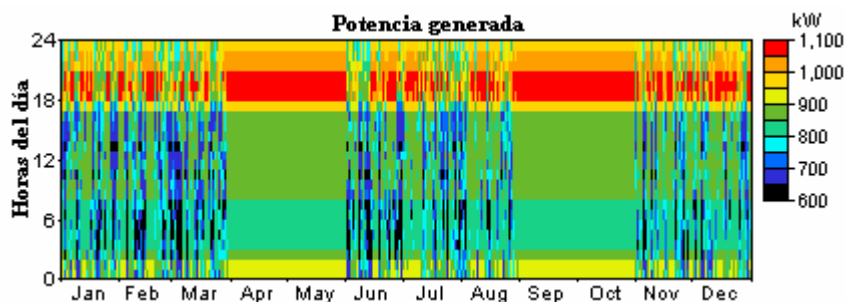


Figura 53. Producción promedio mensual del generador Catervilla (mínimo impacto)

Tabla XXXIV. Comparación V27 por tiempo de operación

Meses en operación	Costos de Capital(\$)	Valor Presente Neto (VPN) (\$)	Tasa Interna de Retorno (TIR) (%)	Tiempo de Recuperación de Capital (años)	Combustible Utilizado Anual (Litros)	Combustible Ahorrado Anual (Litros)	Costo de la Energía ahorrado (\$/kW)	Porcentaje de Ahorro con Sistema VD (%)	Factor de Penetración (%)	Factor de Capacidad (%)
12	388000	406901	13.53	8.17	1727122	152294	0.0044	8.1	8.46	34.4
8	388000	35460	6.74	13.8	1788179	91236	0.0004	4.9	5.48	22.3
Diesel	0	0	0	0	1879416	0	0	0	0	0

- V42 (600kW) media penetración.

Producción anual de energía del sistema.

Tabla XXXV. Producción anual de energía del sistema.

Componente	Producción (Kwh./año)	Porcentaje de la energía total producida.
V42	1233645	20
Caterpillar	5007492	80
Demanda eléctrica total	6241137	100

En la Figura 54, se presenta la potencia eléctrica producida por el Sistema Viento Diesel.

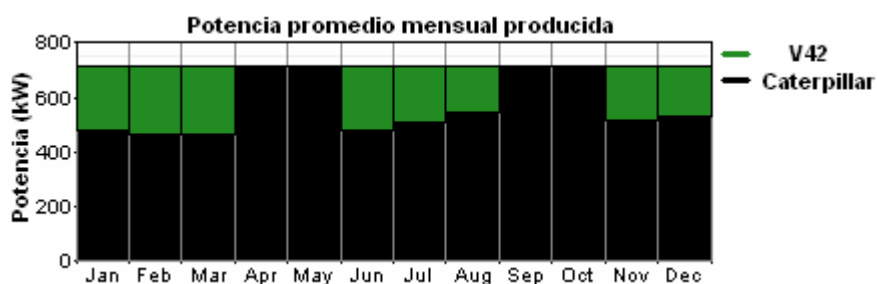


Figura 54. Producción promedio mensual del Sistema Viento-Diesel.

Desempeño por componente.

Aerogenerador V42.

En la tabla XXXVI, se presenta el desempeño estimado para la turbina eólica V42.

Tabla XXXVI. Desempeño esperado de la turbina V42.

Capacidad total	600 kW
Potencia promedio generada	140.8 kW
Potencia generada máxima	600 kW
Potencia generada mínima	0.00 kW
Penetración del viento	19.77%
Factor de capacidad	23.5%
Horas de operación	4337 hr/año

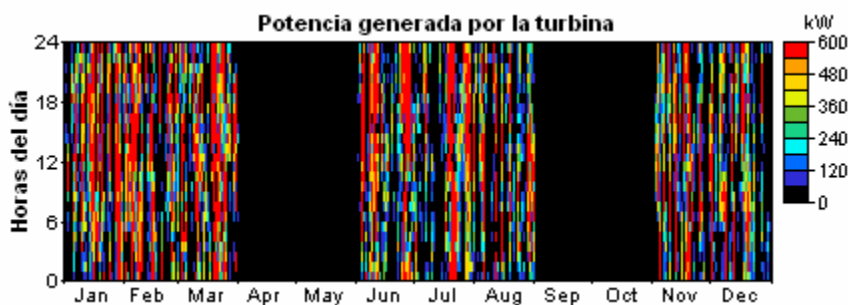


Figura 55. Producción promedio mensual generada por la turbina.

Generador Caterpillar.

En la tabla XXXVII, se presenta el desempeño estimado para el generador Caterpillar.

Tabla XXXVII. Desempeño esperado del generador Caterpillar.

Horas de operación	8760 hr/año
Potencia promedio generada	572 kW
Potencia máxima generada	905 kW
Potencia mínima generada	25 kW

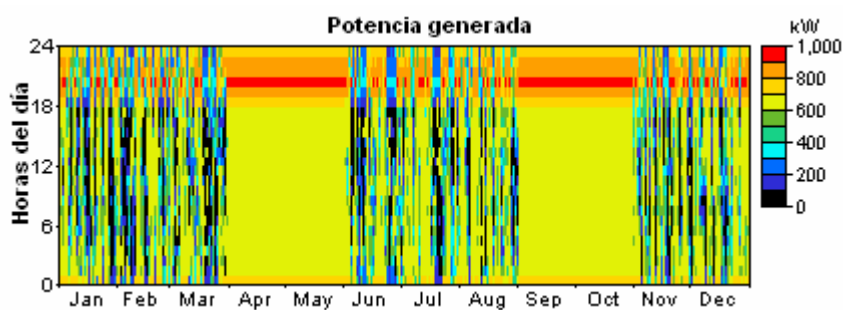


Figura 56. Producción promedio mensual del generador Caterpillar.

Tabla XXXVIII. Comparación V42 por tiempo de operación

Meses en operación V42	Costos de Capital(\$)	Valor Presente Neto (VPN) (\$)	Tasa Interna de Retorno (TIR) (%)	Tiempo de Recuperación de Capital (años)	Combustible Utilizado Anual (Litros)	Combustible Ahorrado Anual (Litros)	Costo de la Energía ahorrado (\$/kW)	Porcentaje de Ahorro con Sistema VD (%)	Factor de Penetración (%)	Factor de Capacidad (%)
12	966.000	2.046.726	23,785	4,69	1.387.178	493.597	0,0223	26,2	34.5	42
8	966.000	979.154	15,325	7,95	1.562.081	318.695	0,0107	16,9	19.77	23.5
Diesel	0	0	0	0	1.880.776	0	0	0	0	0

- FL-1500 (1,5MW) alta penetración.

Producción anual de energía del sistema.

Tabla XXXIX. Producción anual de energía del sistema.

Componente	Producción (Kwh./año)	Porcentaje de la energía total producida.
FL 1500	3176986	42
Caterpillar	4312777	58
Demanda eléctrica total	7489763	100

En la Figura 57, se presenta la potencia eléctrica producida por el Sistema Viento Diesel.

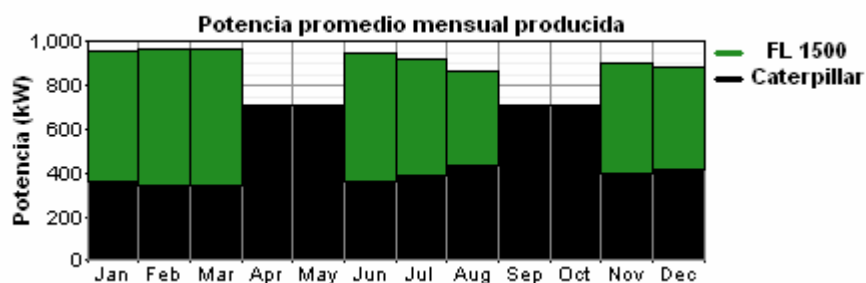


Figura 57. Producción promedio mensual del Sistema Viento-Diesel.

Desempeño por componente.

Aerogenerador FL 1500.

En la tabla XXXX, se presenta el desempeño estimado para la turbina eólica FL 1500.

Tabla XXXX. Desempeño esperado de la turbina FL-1500.

Capacidad total	1500 kW
Potencia promedio generada	363 kW
Potencia generada máxima	1500 kW
Potencia generada mínima	0 kW
Penetración del viento	50.9%
Factor de capacidad	24.2
Horas de operación	4351 hr/año

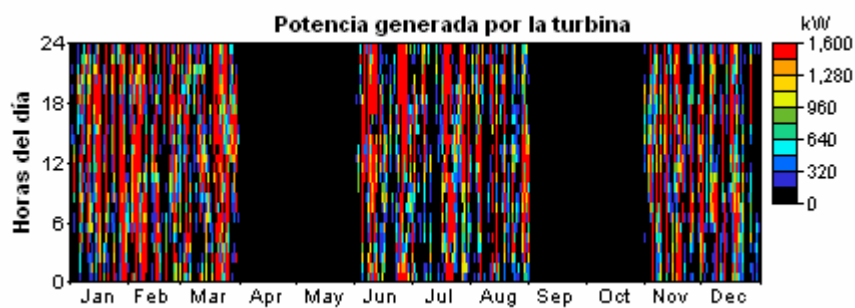


Figura 58. Producción promedio mensual generada por la turbina.

Generador Caterpillar.

En la tabla XXXXI, se presenta el desempeño estimado para el generador Caterpillar.

Tabla XXXXI. Desempeño esperado del generador Caterpillar.

Horas de operación	7732 hr/año
Potencia promedio generada	558 kW
Potencia máxima generada	905 kW
Potencia mínima generada	1.534 kW

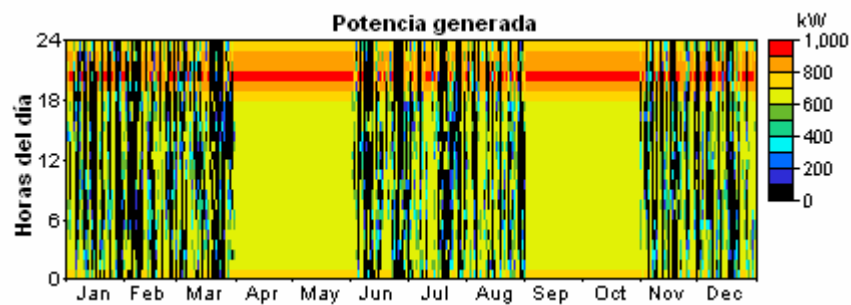


Figura 59. Producción promedio mensual del generador Caterpillar.

Tabla XXXXII. Comparación V42 por tiempo de operación

Meses en operación FL-1500	Costos de Capital(\$)	Valor Presente Neto (VPN) (\$)	Tasa Interna de Retorno (TIR) (%)	Tiempo de Recuperación de Capital (años)	Combustible Utilizado Anual (Litros)	Combustible Ahorrado Anual (Litros)	Costo de la Energía ahorrado (\$/kW)	Porcentaje de Ahorro con Sistema VD (%)	Factor de Penetración (%)	Factor de Capacidad (%)
12	3.530.100	2.393.270	12,492	8,78	827.577	1.053.197	0,026	56	96.2	45.7
8	3.530.100	444.071	7,327	13,16	1.184.307	696.468	0.0048	37	50.9	24.2
Diesel	0	0	0	0	1.880.776	0	0	0	0	0

3.13 ANÁLISIS DE RESULTADOS.

De los resultados obtenidos luego de estimar la productividad de las turbinas eólicas seleccionadas, se concluye que debido a la alta duración de las velocidades del viento (alrededor de las 7500 h/año) por encima de los 4 m/s, la cual es la velocidad de corte aproximada de las turbinas, el factor de capacidad varia entre un 34% y un 50% lo cual indica el buen recurso que posee la zona.

El sistema de baja penetración no presenta excedentes de energía, sin embargo sólo cubre el 8% de la demanda de la isla, a diferencia del sistema de alta penetración que cubre un 96% de la demanda, pero crea elevados excedentes de energía por lo que hace ineficiente, motivado a esto la alternativa que se muestra con mejores prestaciones es el de media penetración con sus 600kW y su porcentaje de demanda cubierto de alrededor de 35% aprovecha eficientemente la capacidad instalada eólica y supone un impacto moderado en la isla.

En cuanto al caso de mínimo impacto, en el cual se apagaron las máquinas durante 4 meses los factor de capacidad baja en un 30% lo que determina que detener la producción de la planta limita de manera apreciable el aprovechamiento del recurso eólico en el área, sin embargo lo que se busca demostrar en este estudio es verificar si aun es rentable la planta minimizando el impacto sobre las aves mientras se busca otra solución al problema.

CAPÍTULO 4: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se realizó una evaluación preliminar de la implantación de turbinas eólicas para la generación de electricidad en el Parque Nacional Los Roques, la cual permite concluir que gracias al potencial eólico existente en la zona, el Archipiélago de Los Roques es un sitio propicio para la instalación de este tipo de sistemas. Este hecho se refleja de forma cuantitativa en la clasificación del recurso eólico del área tipo clase 4 y en el elevado factor de capacidad que se espera obtener de la turbina, de acuerdo con los resultados del estudio.

La aplicación de este tipo de tecnologías reduce el riesgo de derrames de combustible, los cuales pueden afectar de manera considerable a este delicado medio ambiente, constituyendo una opción económicamente rentable a la nación y proporciona la oportunidad de aprovechar de manera óptima los recursos naturales. El cambio de combustibles fósiles a energía eólica permite abrir paso a una alternativa energética limpia y renovable, disponible localmente.

En cuanto a los aspectos técnico-económicos se desarrollaron tres posibles configuraciones las cuales dependían del factor de penetración, las mismas resultaron ser económicamente más rentables que el caso base (la generación tipo diesel sola).

La primera de baja penetración con una capacidad de 225 kW, satisface la demanda energética en 8% con una tasa interna de retorno de 13% y un período de recuperación de capital de alrededor de 8 años, además refleja un factor de capacidad de 34.4% y un ahorro de combustible anual de 152.294 Litros, el cual representa el 8% del combustible utilizado sin la instalación de la turbina.

La segunda de media penetración con una capacidad de 600kW satisface el 35% de la demanda, posee una tasa interna de retorno de 23% y un período de recuperación de capital de unos 4 años, con un factor de capacidad de 42% y un ahorro de combustible de 493.597 Litros, lo que representa un 26% del combustible utilizado sin la instalación de la turbina.

La tercera de alta penetración, con una capacidad de 1500 kW, satisface el 96% de la demanda con una tasa interna de retorno de 12% y un período de recuperación de capital de alrededor de 12 años, además refleja un factor de capacidad de 45.7% y un ahorro de combustible de 1.053.197 Litros, lo que representa el 56% del combustible utilizado sin la instalación de la turbina.

El principal aspecto que afecta la factibilidad de este proyecto es la influencia de las turbinas eólicas en la avifauna de esta región. La solución a este problema requiere del conocimiento detallado del comportamiento de las aves, lo que daría una amplia gama de posibilidades a la elección del lugar de emplazamiento óptimo y la forma de operación de la turbina. En este sentido, se recomienda la elaboración de un estudio que permita aclarar el comportamiento de las aves y la determinación de las rutas de vuelo tanto de las aves autóctonas como de las aves que periódicamente migran a esta importante región. Como una posible solución se analizó el apagado de las turbinas durante un período de cuatro (4) meses, correspondientes a los picos migratorios de las aves, resultando beneficiosa la instalación de la turbina seleccionada de acuerdo al nivel de penetración requerido. Para el sistema de baja penetración se obtiene una TIR de 6.74%, para el sistema de media penetración, 15.3% para el sistema de media penetración 7.3%. Como puede observarse aún en esta condición la instalación de cualquiera de los Sistemas Viento-Diesel es rentable, esto debido al potencial eólico existente en la región bajo estudio.

Por otra parte la rigurosa organización de este parque requiere del cumplimiento de normativas relacionadas con la zonificación y otros problemas de índole legal, cuya solución se basa en concienciar tanto a los pobladores del lugar como a las autoridades, de los beneficios que traería a esta localidad el aprovechamiento de los recursos existentes. Este estudio es una herramienta para la divulgación de estos beneficios.

La metodología utilizada en este estudio puede ser aplicada en otras partes de Venezuela, en la evaluación de la prefactibilidad de proyectos similares.

Luego de la realización de este estudio se recomienda la elaboración cuidadosa de los mapas físicos de la localidad en cuestión, debido a que la ausencia de los mismos dificulta las labores de investigación y desarrollo de esta importante región.

Se recomienda la instalación de una estación anemométrica con la finalidad de obtener mediciones más precisas de la velocidad del viento y así poder disminuir el margen de incertidumbre existente tanto en las mediciones, como en los resultados emitidos por este proyecto.

También es conveniente realizar una evaluación sobre la posible operación nocturna del sistema eólico durante los meses de migración de las aves para incrementar el tiempo de operación, aumentando la rentabilidad del proyecto y reduciendo el impacto ambiental producido sobre la avifauna.

CAPÍTULO 5: REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] E. Ortjohann
“A Simulation Model for Expandable Hybrid Power Systems”
University of Applied Sciences Südwestfalen.

- [2] E. Ian Baring-Gould
“Off- Grid Wind Hybrid Power Systems Components and Architectures”
National Renewable Energy Laboratory, 2005.

- [3] Alexandre de Lemos Pereira
“Elementos de la Integración de la Potencia Eólica a la Red”
Centro Brasileiro de Energía Eólica, Universidade Federal de Pernambuco Brasil.

- [4] Javier Zamarro
“Guía del parque nacional Archipiélago Los Roques”
Ministerio del Ambiente y de los Recursos Renovables, Agencia española de Cooperación Internacional.

- [5] <http://www.windpower.org/es/tour/env/index.htm>

- [6] “Plan de Ordenamiento y Reglamento de Uso del parque nacional Archipiélago Los Roques”, 1991.

- [7] Claudia Palese
 “Vientos Intensos en la Región Norpatagónica”
 Universidad Nacional del Comahue, Buenos Aires.

- [8] Tom Lambert.
 “Ayuda Windographer”.

- [9] Tom Lambert
 “Autocorrelation”
 Ayuda HOMER, 28 de Mayo de 2004.

- [10] Miguel Thaubert Berttoni, Hector Fernando Matio
 “Fase de Exploración de Emplazamiento de Turbinas Eólicas e Instalación de Torre de Medición”

- [11] Gabriel Baca Urbina
 “Fundamentos de Ingeniería Económica”
 Mc Graw-Hill, 1999

- [12] Mia M. Devine.
 “Analysis of Electric Loads and Wind-Diesel Energy Options for Remote Power Stations in Alaska” University of Massachusetts.

- [13] José Ramírez Vàsquez
“Máquinas Motrices Generadores de Energía Eléctrica”
Ediciones CEAC, España, 1984

- [14] Walt Musial
“Energy in the wind”
National Renewable Energy Laboratory, 2005

- [15] J. F. Manwell, J.G. McGowan, A.L. Rogers
“Wind Energy Explained Theory, Design and Aplication”
University of Massachussets, Amherst, USA, 2005

- [16] J. L. Rodríguez Amenedo, J.C. Burgos Díaz, S. Arnalte gómez
“Sistemas Eólicos de Producción de Energía Eléctrica”
Editorial Rueda S.L., España 2003

- [17] José Manuel Aller Castro
“Máquinas Eléctricas Rotativas Introducción a la Teoría General”
Universidad Simón Bolívar, Valle de Sartenejas, Octubre 2004

- [18] Cristián Marcelo Muñoz Montecinos
“Flujo de Potencia Trifásico para Sistemas de Distribución”
Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, Junio de 1989

- [19] <http://www.los-roques.org/vientos.htm>

APÉNDICE A

A.1 COMPONENTES DE UN SISTEMA VIENTO-DIESEL.

A.1.1 GENERADORES TIPO DIESEL.

Los generadores eléctricos son máquinas a diesel acopladas a un generador sincrónico. Para conservar constante la frecuencia de la red ante variaciones en la potencia eléctrica demandada, es preciso mantener un estricto equilibrio entre la potencia mecánica que acciona el generador y la potencia eléctrica demandada por la red, debido a que de no cumplirse este balance los excedentes o déficit de energía acelerarían o frenarían al rotor y por consiguiente aumentaría o disminuiría la frecuencia según sea el caso. En vista de esta circunstancia se hace imprescindible el uso de un regulador de velocidad, el cual es capaz de ajustar la potencia mecánica cedida por la máquina motriz de acuerdo a la magnitud de potencia eléctrica demandada por el sistema manteniendo la velocidad de operación de la máquina constante.

La operación de un generador eléctrico está relacionada con la magnitud del voltaje entre sus terminales, éste al igual que la frecuencia debe mantenerse prácticamente constante independientemente de las variaciones en la demanda eléctrica. Siendo conocida la relación existente entre la tensión de armadura y la corriente de campo, se recurre a dispositivos automáticos capaces de ajustar el valor de la corriente de excitación a fin de lograr la meta descrita anteriormente.

Los motores tipo diesel y los dispositivos utilizados para la regulación de velocidad no son elementos que describen un comportamiento ideal, debido a que estos poseen constantes de tiempo relacionadas con sus características constructivas que limitan su capacidad de operación. Es por ello que la operación de los generadores eléctricos, se caracteriza por tener oscilaciones. Estas oscilaciones pueden ser clasificadas en tres grandes categorías: las oscilaciones propias, las oscilaciones forzadas y las oscilaciones debidas al regulador. Las oscilaciones propias están relacionadas con las constantes de tiempo mecánicas y eléctricas del generador, éstas pueden

tener un tiempo de duración bastante largo. A fin de minimizar estas oscilaciones se colocan arrollados en cortocircuito (Arrollados amortiguadores) en las superficies polares, o alrededor del rotor formando una jaula. Al ocurrir variaciones en la velocidad del rotor los conductores que forman el devanado amortiguador cortan las líneas de campo rotante producido por las corrientes de armadura, lo que a su vez induce corrientes en el devanado amortiguador, las cuales se oponen a la variación. Las oscilaciones forzadas están relacionadas con la máquina encargada del accionamiento motriz del generador, estas se ponen de manifiesto ya que el torque mecánico instantáneo no es constante, lo cual es una característica general de las máquinas que funcionan bajo el principio del émbolo. Las oscilaciones debidas al regulador se dan cuando el regulador está mal ajustado o mal diseñado, lo que afecta directamente a la velocidad de giro del rotor del generador. Este tipo de oscilaciones son de naturaleza lenta y son débilmente amortiguadas, sin embargo estas pueden anularse completamente con el uso de reguladores de gran velocidad y buen ajuste [13].

Podemos concluir que la capacidad del grupo generador de responder satisfactoriamente ante disturbios de pequeña magnitud depende en gran medida de la inercia de la máquina motriz y del generador sincrónico, además de las características y ajustes de los componentes utilizados en la estructura del sistema de control.

A.1.2 TURBINAS EÓLICAS.

A.1.2.1 ASPECTOS TECNOLÓGICOS DE LAS TURBINAS EÓLICAS.

A.1.2.1.1 ORIENTACIÓN DEL EJE DEL ROTOR.

De acuerdo a la orientación de su eje las turbinas eólicas pueden ser de eje horizontal o vertical. En cuanto a las turbinas de eje vertical es posible observar que debido a la disposición de

su eje estas pueden percibir el aire desde cualquier dirección por lo que no necesitan de un sistema de orientación, por otra parte las palas de este tipo de máquinas pueden tener una cuerda fija lo que hace que su fabricación pueda hacerse de manera relativamente sencilla. Otra ventaja es que los componentes del sistema de transmisión pueden ubicarse relativamente cerca de la tierra. Sin embargo es importante destacar que esta configuración ofrece ciclos de carga sobre las palas, lo que se traduce en el rápido deterioro de las mismas. Además esta configuración dificulta la incorporación de mecanismos de control aerodinámico, como por ejemplo variación del ángulo de paso, debido a que las palas solamente están sometidas a momentos de tensión y no a momentos radiales.

En cuanto a la máquinas eólicas de eje horizontal, estas se caracterizan por tener baja solidez, entendiéndose por solidez la relación existente entre la masa total de las palas y el área barrida por las mismas, lo que implica costos bajos por unidad de capacidad de la máquina. Además en estas máquinas puede ubicarse el rotor a gran altura del suelo, y sabiendo que la velocidad del viento crece con la altura, es posible obtener una mayor productividad de la máquina eólica [14].

En la figura A1, a modo ilustrativo se presentan algunas máquinas de eje horizontal y vertical.

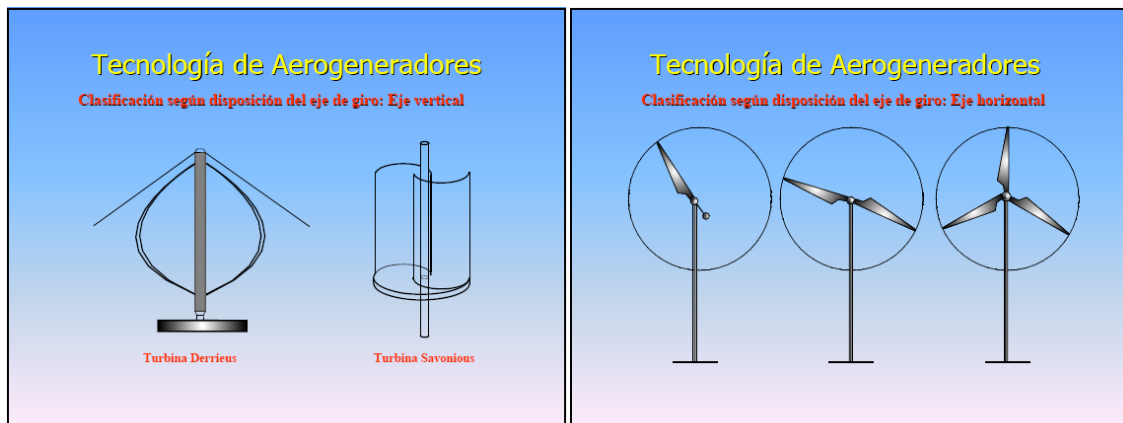


Figura A1. Orientación del eje de las turbinas eólicas.

A.1.2.1.2 DISPOSICIÓN DEL ROTOR.

Las máquinas de eje horizontal pueden estar orientadas a sotavento o a barlovento.

- A Sotavento.

Estas máquinas tienen el rotor dispuesto a sotavento, tal como se muestra en la figura A2:

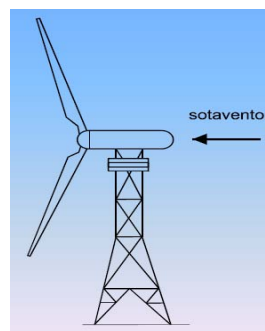


Figura A2. Rotor a sotavento.

Estas máquinas se caracterizan porque pueden carecer de sistemas de orientación debido a que el rotor y la cubierta de protección se diseñan de forma tal que el rotor siga a la dirección del viento, por otra parte constructivamente el rotor puede hacerse más flexible, lo que implica que ante ráfagas de viento las palas pueden doblarse disminuyendo así la carga sobre la torre. Sin embargo, las palas en cada revolución deben atravesar la estela producida por el viento al atravesar la torre, lo que trae como consecuencia que estas se vean sometidas a cargas periódicas, las cuales producen fatigas en las mismas además de crear vibraciones de baja frecuencia que afectan físicamente a las personas cerca de la turbina, este fenómeno puede perturbar notablemente la calidad de la potencia eléctrica generada [15].

- A Barlovento.

Estas máquinas tienen el rotor dispuesto a barlovento, tal como se muestra en la figura a4:

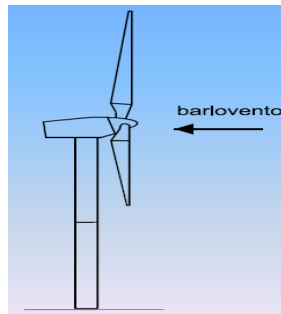


Figura A3. Rotor a barlovento.

Una de las principales ventajas de este tipo de turbinas es que se evita el efecto de la estela producida por el viento detrás de la torre, sin embargo las palas del rotor deben diseñarse de forma rígida tal que soporten las fuertes cargas a las que están sometidas, además el rotor debe estar a una distancia determinada de la torre. Una de las desventajas es que el viento comienza a

desviarse de la torre antes de llegar a ella lo que trae como consecuencia que la potencia disminuya ligeramente cuando las palas giran al nivel de la torre. En este tipo de máquinas se requiere de un sistema de orientación para el rotor [15].

A.1.2.2 SUBSISTEMAS Y COMPONENTES DE UN AEROGENERADOR.

A.1.2.2.1 EL ROTOR.

Se encuentra conformado por las palas, el buje y los sistemas de control aerodinámico. El rotor es uno de los sistemas más importantes en las turbinas eólicas, puesto que de él depende su buen desempeño. Las palas son el componente fundamental del rotor debido a que estas son las responsables de convertir la energía cinética del viento en energía mecánica manifestada en forma de movimiento en el eje de la turbina. El control aerodinámico está conformado por dispositivos capaces de modificar las características aerodinámicas del rotor, con la finalidad de influir en la operación de la turbina. El buje tiene como principal función conectar a las palas con el eje principal de la turbina [15].

Las palas se diseñan para extraer la energía disponible del viento de forma óptima, por lo que en su diseño deben considerarse diversos factores tales como la distribución de torsión, el tipo de perfil aerodinámico, la geometría y los materiales a utilizar para su fabricación, para que el rotor tenga el mejor desempeño posible.

Los bujes pueden clasificarse en bujes rígidos y basculantes. Los bujes rígidos están sujetos firmemente al eje de giro, generalmente este tipo de buje se usa en turbinas de tres palas en las cuales el rotor conserva el equilibrio dinámico. Los bujes basculantes se unen al eje mediante una pieza que sirve de pivote y que le permite realizar pequeños movimientos. Es común encontrar este tipo de bujes en turbinas de dos palas, debido a que la existencia del pivote permite equilibrar las cargas aerodinámicas producidas en cada giro del rotor [16].

A.1.2.2.2 EL SISTEMA DE ORIENTACIÓN.

El sistema de orientación tiene como finalidad guiar el área de barrido del rotor en posición perpendicular a la dirección del viento. En la actualidad es común encontrar que el mecanismo de orientación está compuesto por motores eléctricos o sistemas hidráulicos, estos son llamados sistemas de orientación activos, mientras que los sistemas de orientación pasivos son aquellos donde la orientación de la turbina se deja en manos de las fuerzas aerodinámicas a las que está sometido el rotor. Los sistemas de orientación activos son propios de las máquinas a barlovento, mientras que los sistemas de orientación pasivos son propios de las máquinas a sotavento. Una desventaja de los sistemas de orientación pasivos es que la velocidad y aceleración con la que ocurren el movimiento del rotor y la góndola producen grandes cargas mecánicas, por lo que es preferible realizar la maniobra de orientación de forma controlada mediante el uso de mecanismos propios de la orientación activa [16].

A.1.2.2.3 EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN.

Está formado por el eje principal, los acoplamientos, la caja multiplicadora, el generador y el freno. El eje tiene como función transmitir el torque producido en el rotor hacia la caja multiplicadora y posteriormente al generador. Los acoplamientos tienen como objetivo unir el eje principal al eje de entrada de la caja multiplicadora y el eje de salida de la misma al eje del generador eléctrico. El generador convierte la energía mecánica transmitida a través del eje principal, los acoplamientos y de la caja multiplicadora en energía eléctrica. Las turbinas eólicas emplean un freno mecánico colocado en alguna región del Sistema de Transmisión, además de otro freno de naturaleza aerodinámica, ya sea para frenar completamente el rotor por medidas de seguridad o bien para tener algún tipo de control sobre la velocidad de giro del rotor [15].

Un diseño natural del sistema de transmisión consiste en colocar la caja multiplicadora y el generador detrás del rotor lo que implica un diseño compacto, sin embargo bajo esta

configuración todo el peso del sistema de transmisión recae sobre la parte superior de la torre lo que exige gran fortaleza en el diseño estructural de la turbina. Otra configuración posible para el diseño del sistema de transmisión es disponer de un generador con eje vertical en la parte superior de la torre. En comparación con la disposición expuesta anteriormente, esta permite reducir el peso en la parte superior de la torre. Otra ventaja es que elimina la torcedura de los cables al momento de orientar el rotor de la turbina, sin embargo es necesario disponer de una caja multiplicadora cuyos engranajes tengan forma cónica, además la posición vertical del generador puede afectar al rotor al momento de realizar paradas de emergencia. Colocar el generador y los demás componentes del sistema de transmisión en la base de la torre también constituye una opción, esto implica que el eje de menor velocidad de la caja multiplicadora debe tener una extensión similar a la altura de la torre, esto trae como consecuencia la aparición de vibraciones mecánicas. La posibilidad de aumentar el número de polos del generador hace posible pensar en un diseño carente de caja multiplicadora, en el cual el rotor está directamente acoplado al eje del generador [16].

A1.2.2.4 LA TORRE.

La torre sirve como sustento a todos los componentes del aerogenerador y su altura generalmente es mayor a los 24 m para así evitar problemas de operación debido a las turbulencias del viento que fluye cerca del suelo [15].

Existen diferentes tipos de torre, entre algunas de ellas podemos mencionar la Torre de celosía, la Torre tubular de acero y la torre tubular de hormigón. La torre celosía se basa en una estructura metálica sobre la cual se colocan los componentes del sistema de transmisión de la turbina, esta configuración fue de las primeras utilizadas durante los inicios del desarrollo de los aerogeneradores. La torre tubular de acero se caracteriza por tener gran rigidez estructural. La torre tubular de hormigón se puede construir con hormigón armado u hormigón pretensado, este

tipo de torres pueden construirse en el emplazamiento o bien pueden ser transportadas por trozos previamente fabricados [16].

A.1.2.2.5 LA CAJA MULTIPLICADORA.

Los dos tipos más generales de cajas multiplicadoras son: la caja de ejes paralelos y la caja tipo planetario.

La caja de ejes paralelos se compone de dos o más ejes colocados de forma paralela, dichos ejes están soportados por cojinetes a la estructura de la caja. Una caja multiplicadora de una etapa está conformada por dos ejes, uno de alta velocidad y otro de baja velocidad, y dos engranajes fijos a cada uno de estos ejes. La relación del diámetro de los engranajes es inversamente proporcional a la relación de velocidades de rotación. Es importante destacar que la relación de ambos engranajes tiene un límite, es por ello que las cajas con una gran relación de diámetro de engranajes utilizan múltiples ejes de engranajes, así una caja multiplicadora de dos etapas podría tener un eje intermedio aparte del eje de baja y alta velocidad.

En las cajas multiplicadoras de tipo planetario los ejes de alta y baja velocidad son coaxiales y poseen múltiples juegos de engranajes. Una característica de este tipo de cajas es que la disposición de los engranajes disminuye las cargas sobre cada engranaje lo que a su vez las hace livianas y compactas [15].

Existen dos tipos de engranajes, los engranajes rectos y los engranajes helicoidales. Los engranajes rectos se usan en cajas multiplicadoras de ejes paralelos y la máxima relación de multiplicación es de 1:5 en cada etapa, mientras que los engranajes helicoidales se usan en cajas multiplicadoras de ejes planetarios, la máxima relación de multiplicación por etapa es de 1:12.

En la actualidad las cajas multiplicadoras requieren de dos o tres etapas de multiplicación [16].

A.1.2.2.6 EL GENERADOR.

El generador es un elemento de gran importancia, puesto que de él dependen las dimensiones y características de los otros componentes del sistema de transmisión del aerogenerador. En turbinas eólicas pueden usarse máquinas sincrónicas o de inducción como generador.

En el caso de las máquinas sincrónicas estas no se usan conectadas directamente a la red, debido a que bajo estas condiciones de operación el sistema de transmisión se ve sometido a grandes esfuerzos mecánicos, además de la existencia de oscilaciones en la potencia eléctrica obtenida del convertidor. Sin embargo, su integración a la red mediante un convertidor de frecuencia permite aislar la frecuencia en la señal obtenida del generador de la frecuencia de la red, lo que trae como consecuencia que el generador de la turbina pueda operar a velocidad variable.

Generalmente en las máquinas sincrónicas el inducido se ubica en el estator, mientras que el inductor se ubica en el rotor. El campo magnético rotante puede crearse alimentando los devanados del rotor con corriente continua, o colocando imanes permanentes de forma superficial o embutida en el rotor.

En la actualidad se han desarrollado aleaciones que poseen alto magnetismo remanente, lo que trae como consecuencia que puedan construirse máquinas cuyo flujo se alimenta mediante imanes permanentes, lo que a su vez mejora el rendimiento del convertidor al eliminar las pérdidas por efecto Joule en los conductores del rotor y disminuir el volumen de la máquina. Otra ventaja es que la implementación de imanes permanentes, permite la construcción de máquinas con gran número de polos, lo que permite el acoplamiento directo del rotor de la turbina al generador. De acuerdo a la capacidad del generador, su velocidad de operación está entre los 20 y 200 rpm [16].

En el rotor de la máquina los imanes permanentes pueden estar adheridos de forma fija a la superficie del rotor, además en el espacio entre polos se coloca material no ferromagnético.

Otra configuración consiste en embutir los imanes permanentes en el material ferromagnético del rotor, dado que esta configuración se caracteriza por tener gran robustez, es común que se utilice en aplicaciones donde se requieren grandes velocidades de operación.

El rotor de la máquina sincrónica bien puede estar bobinado, para esta configuración existen tres tipos de excitación: La excitación propia, La auto-excitación y la excitación sin escobillas.

La excitación propia consiste en proveer la corriente continua al campo de la máquina sincrónica mediante un generador de corriente continua. Esta configuración requiere de periódicos y costosos mantenimientos, por lo que en instalaciones actuales prácticamente no se usa.

En la auto-excitación el campo de la máquina sincrónica se alimenta a través de un puente rectificador, el cual toma la señal alterna de los bornes del generador sincrónico.

En la excitación sin escobillas, el campo se alimenta mediante una máquina sincrónica con estructura invertida, es decir, el campo está ubicado en el estator y la armadura en el rotor, posteriormente el voltaje alterno obtenido de la armadura se rectifica con el uso de un puente de diodos el cual se conecta directamente al campo del generador sincrónico. Una variante de esta configuración es alimentar el campo de esta máquina sincrónica de estructura invertida con imanes permanentes (Excitatriz piloto).

Las turbinas eólicas con generadores de inducción tienen la habilidad de operar a velocidad ligeramente variable a pesar de que la frecuencia de la red sea constante, lo que disminuye los esfuerzos mecánicos sobre el sistema de transmisión. En la actualidad es común encontrar generadores de inducción con rotor bobinado, a los cuales se les colocan dispositivos

electrónicos conectados a este devanado, con la finalidad de tener control sobre la potencia eléctrica obtenida del convertidor 16].

En la figura A4, se presenta el circuito eléctrico equivalente de la máquina de inducción.

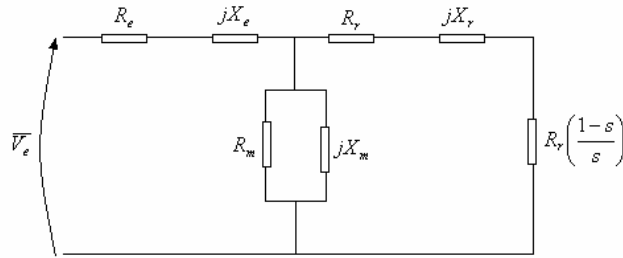


Figura A4. Circuito equivalente de la máquina de inducción.

Donde s es el deslizamiento y se define como la diferencia porcentual entre la velocidad de giro del rotor y el campo magnético rotante, es decir:

$$s = \frac{\omega_s - \omega_r}{\omega_s} \quad (11)$$

En la última expresión ω_s es la velocidad de giro del campo magnético rotante, mientras que ω_r es la velocidad de giro del rotor.

Del circuito equivalente expuesto anteriormente es posible obtener una expresión para el torque electromagnético en función del deslizamiento, esta expresión es de la forma [17]:

$$T_e = \frac{3}{\omega_s} \frac{R_r}{s} \frac{V_{th}^2}{X_{th}^2 + \left(R_{th} + \frac{R_r}{s} \right)^2} \quad (12)$$

Donde los términos V_{th} , R_{th} y X_{th} corresponden al circuito equivalente de Thévenin visto

desde los terminales de las resistencia $R_r \left(\frac{1-s}{s} \right)$.

Para deslizamientos pequeños el torque electromagnético en función del deslizamiento puede ajustarse como una recta cuya ecuación es de la forma:

$$T_e = \frac{3}{\omega_s} \frac{V_{th}^2}{R_r} s \quad (13)$$

Mientras que para deslizamientos de mayor magnitud el torque viene dado por la expresión [17]:

$$T_e = \frac{3}{\omega_s} \frac{R_r}{s} \frac{V_{th}^2}{X_{th}^2 + R_{th}^2} \quad (14)$$

En la condición de máximo torque el deslizamiento está dado por la siguiente expresión:

$$s_{torquemáximo} = \frac{R_r}{\sqrt{R_{th}^2 + X_{th}^2}} \quad (15)$$

Una de las características más relevantes de la operación de generadores asíncronos conectados a la red, es que estos demandan constantemente potencia reactiva de la misma, lo que puede afectar notablemente el perfil de tensión del sistema. Una solución a esta problemática consiste en un sistema de compensación basado en dispositivos de electrónica de potencia. Las máquinas de inducción durante el arranque a plena tensión demandan corrientes del orden de seis veces su valor nominal. A fin de minimizar el impacto sobre la red provocado por el arranque del generador de inducción, frecuentemente se utilizan dispositivos variadores de velocidad.

A.1.3 CONDENSADOR SINCRÓNICO.

La magnitud de la fuerza electromotriz producida por el devanado de campo es proporcional a la corriente que circula por el mismo. Este hecho proporciona cierta libertad en cuanto a la magnitud de la potencia reactiva y a la dirección en que esta fluye, es decir, es posible

ajustar el valor de la corriente de campo de la máquina síncrona con la finalidad de entregar o consumir potencia reactiva. El condensador síncrono no es más que una máquina síncrona conectada a la red la cual carece de carga mecánica acoplada a su eje y tiene como principal función proveer de potencia reactiva a la red. Este dispositivo es comúnmente usado en aquellos Sistemas Viento Diesel donde existe la posibilidad de apagar el generador a diesel completamente, y dado que existen turbinas eólicas las cuales usan generadores de inducción, cuando el diesel no esta operando es preciso el uso de una fuente de potencia reactiva para mantener el perfil de tensiones de la red dentro de un rango de valores aceptable.

A.1.4 SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

Los sistemas de distribución se caracterizan por tener topologías de tipo radial, esto significa que la potencia proviene de un nodo principal, es muy común encontrar que este tipo de nodo principal sea una subestación. La subestación reduce el voltaje del nivel de alta tensión, al nivel de media tensión. Los sistemas de distribución se caracterizan por tener una variada gama de conexiones, en las zonas de la red que operan en media tensión generalmente se observan conexiones trifásicas, sin embargo en las zonas de la red que operan en baja tensión es común encontrar conexiones monofásicas, debido a la gran cantidad de cargas de tipo residencial. La existencia de cargas monofásicas en baja tensión representa una fuente potencial de desbalance en el sistema, este efecto trata de aminorarse mediante una repartición equilibrada de las cargas monofásicas entre las tres fases.

Una característica propia de los sistemas de distribución es que la magnitud de la resistencia de los alimentadores es comparable a la reactancia de los mismos, factor que los diferencia de los sistemas de transmisión.

Otro aspecto intrínseco de los sistemas de distribución es el tipo de cargas a las cuales suministra la energía, estas pueden ser de tipo residencial, industrial o comercial [18].

A.1.5 DISPOSITIVOS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA.

Un dispositivo para el almacenamiento de energía son las baterías, las cuales están conformadas por dos electrodos llamados ánodo y cátodo, estos están separados por una solución iónica capaz de conducir electrones entre ambas placas.

Existen muchos tipos de tecnologías de baterías para el almacenamiento de energía, gran parte de estas tecnologías se basan en el uso de plomo ácido y níquel cadmio. En este tipo de aplicaciones se utilizan baterías de ciclo profundo, estas están diseñadas para ser descargadas lentamente durante determinado número de horas, sin que sea necesario recargarlas completamente por un lapso de tiempo de días o semanas.

En Sistemas Viento-Diesel los bancos de baterías pueden dimensionarse para proveer energía durante largos o cortos períodos de tiempo.

Otro dispositivo utilizado para el control de la potencia activa en Sistemas Viento-Diesel son las llamadas ruedas de inercia (Flywheels), esta tecnología integra funciones de motor, generador y posee una rueda que opera en un ambiente de muy baja fricción, por lo que gira a muy alta velocidad. En la operación como motor el dispositivo toma energía de la red y la transforma en energía cinética la cual hace girar la rueda. En su función como generador el dispositivo toma la energía cinética la rueda y la transforma en energía eléctrica la cual es proporcionada a la red. Esta tecnología resulta conveniente para solucionar problemas relacionados con la falta instantánea del suministro eléctrico, debido a que permite acceder a pequeñas cantidades de energía de forma instantánea, sin embargo de estos dispositivos se tiene poca experiencia operacional [2].

A.1.6 CARGAS VACÍAS.

Las cargas vacías tienen como función preservar la estabilidad de frecuencia del sistema en aquellos momentos en los que se producen desbalances entre la energía eléctrica generada por

el sistema y la demanda eléctrica del mismo, es decir, las cargas vacías tienen la función de drenar los excedentes de energía generada de forma tal de evitar que estos se conviertan en energía cinética, la cual aceleraría el rotor del generador sincrónico produciendo a su vez un incremento en la frecuencia. Otra función de este elemento es generar energía en forma de calor, la cual es aprovechada de distintas formas en muchos lugares del mundo [2].

A.1.7 CONVERTIDORES DE FRECUENCIA.

En la conexión a la red de turbinas eólicas, se utilizan dispositivos electrónicos para ajustar la frecuencia de las señales de tensión y corriente en la salida del generador al valor impuesto por la red, lo cual se logra mediante el uso de puentes rectificadores e inversores. Estos dispositivos pueden operar de forma bidireccional para ser usados en la carga y descarga de bancos de baterías, en estas aplicaciones su capacidad oscila entre 1 kW y 300 kW. En los Sistemas Viento-Diesel es posible encontrar convertidores bidireccionales de tecnología electromecánica, estos se acoplan a través del eje a una máquina de corriente alterna y una máquina de corriente continua las cuales tienen la habilidad de operar como motor y como generador en el momento que se les exija, la capacidad de este tipo de convertidores varía de acuerdo a las necesidades. En la práctica los convertidores electromecánicos se usan exclusivamente en combinación un con banco de baterías, bien sea para cargarlas o para extraer la energía almacenada en ellas [2].

A.2 MECANISMOS DE CONTROL DEL GENERADOR ELÉCTRICO.

A continuación se estudiarán las diferentes formas de interconexión a la red de generadores eólicos y algunas estrategias de control de los mismos, considerando las distintas conexiones de acuerdo al tipo de generador, bien sea síncrono o de inducción.

A.2.1 CONTROL DE DESLIZAMIENTO MEDIANTE EL AJUSTE DE LA RESISTENCIA ROTÓRICA.

En la máquina de inducción, la característica de torque versus deslizamiento está notablemente afectada por la resistencia del devanado del rotor. Al generador de inducción con rotor bobinado se le colocan anillos deslizantes y escobillas a las cuales se les puede conectar una resistencia a fin de controlar la característica par-deslizamiento [16].

A modo ilustrativo en la figura A5, se muestra la variación de la característica par-deslizamiento para distintos valores de la resistencia del rotor [17].

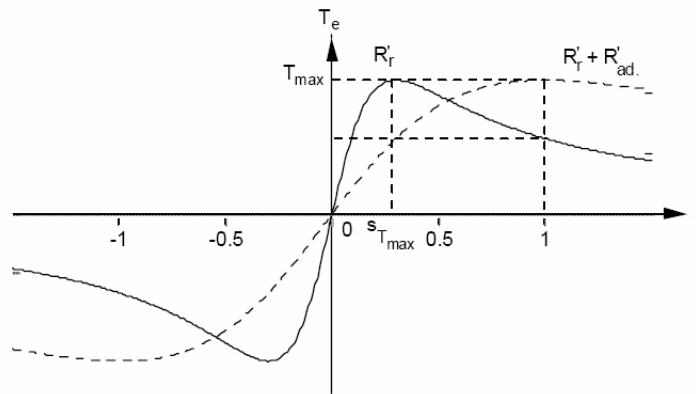


Figura A5. Variación de la curva torque deslizamiento al variar la resistencia del rotor. [17]

Es importante destacar que la inserción de resistencias externas en el rotor afecta de manera notable el rendimiento del convertidor, debido a que aumentan las pérdidas de energía por efecto Joule. En aerogeneradores con esta tecnología el reóstato es movido con un servomotor, lo que trae como consecuencia que esta metodología de control sea lenta e imprecisa. En la figura A6, se presenta el esquema de conexión del generador eólico bajo esta estrategia de control [16].

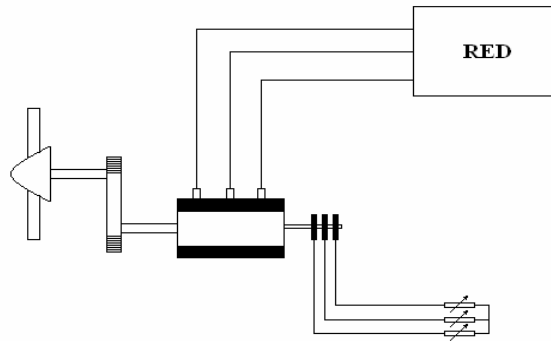


Figura A6. Control por ajuste de la resistencia rotórica.

Cuando el generador opera a velocidades por debajo de su valor nominal, el devanado del rotor debe estar cortocircuitado a fin de obtener el máximo rendimiento posible del convertidor. El control de deslizamiento es puesto en práctica cuando la velocidad del viento es elevada. Como alternativa a la imprecisión y lentitud de este tipo de control, es posible manipular el par del generador usando dispositivos electrónicos los cuales permiten ajustar la corriente que circula por el rotor y de esta manera se ejerce control [16].

En la figura A7, se presenta el esquema de este tipo de control.

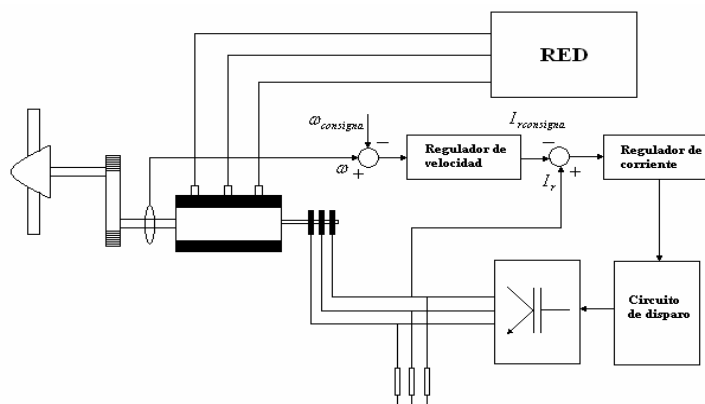


Figura A7. Esquema de control mediante dispositivos electrónicos en el rotor.

A.2.2 GENERADOR DE INDUCCIÓN CON DOBLE ALIMENTACIÓN.

El control basado en esta tecnología permite obtener voltajes cuyo valor eficaz y frecuencia son constantes independientemente de la velocidad de operación del rotor, esto se logra colocando dispositivos electrónicos capaces de convertir señales alternas a directas y viceversa.

En la figura A8, se presenta el esquema del generador asíncrono de doble alimentación.

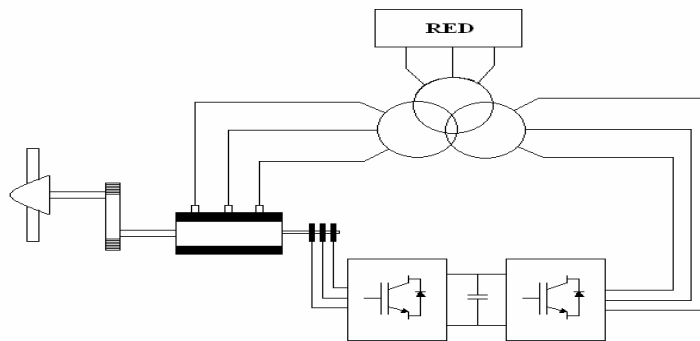


Figura A8. Esquema de conexión del generador asíncrono de doble alimentación.

Esta configuración ofrece la posibilidad de controlar la potencia inyectada a la red de forma similar a las máquinas sincrónicas usadas en los métodos de generación tradicional, debido a que los dispositivos electrónicos acoplados al rotor permiten controlar la potencia activa y reactiva de manera separada [16].

A.2.3 GENERADOR DE INDUCCIÓN CON JAULA DE ARDILLA.

Los aerogeneradores con este tipo de tecnología pueden operar a velocidad prácticamente constante, sin embargo si se desea operar a velocidad variable debe alimentarse a frecuencia variable mediante el uso de dispositivos electrónicos.

En la figura A9, se muestra un esquema del generador de inducción con Jaula de Ardilla.

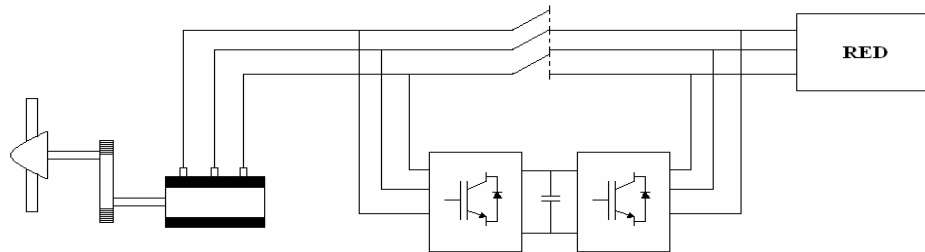


Figura A9. Esquema de conexión del generador asíncrono de Jaula de Ardilla.

En este caso los dispositivos electrónicos se utilizan para operar en un punto tal que se obtenga la máxima potencia posible a bajas velocidades del viento. Cuando la velocidad del viento es muy elevada, la velocidad de giro del rotor debe mantenerse constante, razón por la cual el generador se conecta directamente a la red [16]

A.2.4 GENERADOR SÍNCRONO DE EXCITACIÓN INDEPENDIENTE.

Los generadores síncronos conectados directamente a la red no se usan, debido a que este régimen de operación produce un elevado deterioro del sistema de transmisión, sin embargo su operación a velocidad variable si se emplea con frecuencia y esto se debe a que su interconexión a la red se hace a través de dispositivos electrónicos.

La conexión a la red de este tipo de generadores se hace por etapas, en una primera etapa se rectifica la tensión de salida en los bornes del generador, posteriormente en la segunda etapa mediante un inversor se convierte la tensión continua a la salida del rectificador a una señal alterna cuya amplitud y frecuencia son las impuestas por la red. La etapa de rectificación puede hacerse usando un puente de diodos o un puente de tiristores. En el caso de la rectificación a

través de un puente de diodos, el control de la máquina se hace manipulando la corriente de excitación a través de un rectificador controlado, a fin de ajustarla de modo que no se sobrepase el voltaje máximo en la etapa de corriente directa, mientras que el control de par se hace a través del control del puente inversor conectado a la red.

En la rectificación a través del puente de tiristores, el factor de potencia se mantiene constante ajustando el ángulo de disparo de los tiristores, mientras que la corriente de excitación se ajusta de forma tal que se mantenga constante la relación entre la tensión y la frecuencia, para mantener el flujo de campo magnético en la máquina constante [16].

A.3 MECANISMOS DE CONTROL AERODINÁMICO DE POTENCIA Y FRENO AERODINÁMICO.

Existen múltiples mecanismos diseñados con la finalidad de controlar el comportamiento aerodinámico del rotor ante velocidades del viento demasiado grandes, debido a que estas ponen en peligro la integridad física del aerogenerador. A continuación haremos una breve reseña de los principales mecanismos para el control de torque aerodinámico en aerogeneradores modernos.

A3.1 ROTOR CON REGULACIÓN PASIVA POR PÉRDIDA AERODINÁMICA.

En este mecanismo se mantienen las palas en una posición fija con respecto a su eje de rotación. Las palas se diseñan de forma tal que al aumentar demasiado la velocidad angular del rotor, aumenten progresivamente las pérdidas aerodinámicas en distintas secciones de la misma, es decir, las palas se diseñan de manera que la fuerza de sustentación en la misma disminuya gradualmente conforme se alcanzan altas velocidades de rotación, logrando así mantener relativamente constante la velocidad de giro del rotor a través de la disminución del torque aerodinámico esta estrategia evita mecanismos complicados en el buje, sin embargo se necesita especial cuidado en el diseño de la pala y por consiguiente de la turbina en general.

A.3.2 ROTOR CON REGULACIÓN POR VARIACIÓN DEL ÁNGULO PASO.

Esta estrategia de control se basa en variar el ángulo de ataque de las palas y por consiguiente el torque aerodinámico. Para variar el ángulo de ataque de las palas se cambia la posición del ángulo de paso de las palas, ante velocidades de rotación altas se hace variar el ángulo de paso hasta llevar a las palas a la posición de bandera, en la cual el torque ejercido sobre las palas es mínimo.

Otra forma de cambiar el ángulo de paso en las palas del rotor es usando un sistema hidráulico, generalmente estos mecanismos se observan en máquinas cuya potencia nominal es superior a 20kW.

A.3.3 ROTOR CON REGULACIÓN ACTIVA POR PÉRDIDA AERODINÁMICA.

Los rotores que poseen este mecanismo de control regulan el ángulo de paso de manera que a bajas velocidades del viento, se produzcan torques lo suficientemente grandes como para obtener una cantidad de potencia considerable a pesar de la baja velocidad, lo que trae como consecuencia que este tipo de máquinas puedan operar casi a la potencia nominal a un gran rango de velocidades de viento. Al aumentar excesivamente la velocidad del viento el rotor girará sus palas de forma tal de aumentar las pérdidas de sustentación a fin de poder consumir el excedente de energía en el viento.

A.3.4 FRENO AERODINÁMICO.

La modificación de la geometría de las palas puede ser una opción para regular el torque aerodinámico, aunque generalmente se usa para frenar el rotor de la máquina como medida de protección ante ráfagas de viento. Una de ellas consiste en agregar placas a las puntas de las palas, las cuales se activan por la acción de la fuerza centrífuga a elevadas velocidades de giro del rotor, sin embargo esta variante en la geometría de la pala reduce su desempeño debido a que

incrementa la resistencia aerodinámica en la punta de la misma. Otra opción es la de colocar alerones a fin de reducir la sustentación y aumentar la resistencia aerodinámica, lo que implica la inclusión de articulaciones que afectan notablemente el diseño de la pala.

A.4 PARQUE NACIONAL LOS ROQUES: ASPECTOS CLIMÁTICOS, ARQUEOLÓGICOS Y DE AVIFAUNA.

A.4.1 ARQUEOLOGÍA.

En el Gran Roque uno de los pocos vestigios arqueológicos es el faro viejo, sobreviviente de la segunda mitad del siglo XIX. Fue levantado entre 1870 y 1880 con piedras de coral y cal quemada en la isla, posteriormente fue dotado con un sistema de alumbrado que operaba con carburo y tenía 42 Km. de visibilidad, actualmente este lugar se encuentra protegido, por lo que no se permiten trabajos ni construcciones cerca del mismo [4].

A.4.2 CLIMA.

Durante el día se presentan altas temperaturas pero bajan durante la noche llegando a alcanzar en el invierno, los 18°C. Pueden estimarse las medidas a la sombra en 28°C. La temperatura del aire es mas o menos constante a lo largo del año y varía entre 26,0 C. (marzo) y 28,10 C. (septiembre), siendo su promedio anual de 27,0 C., se puede decir que los meses más calurosos son los de agosto y septiembre y los fríos diciembre, enero y febrero.

Con respecto a las lluvias, se puede decir que en el archipiélago predominan condiciones caracterizadas por una acentuada aridez, que es interrumpida por chubascos ocasionales y por un periodo más intenso y uniforme de lluvias desde septiembre hasta enero. La precipitación anual es, aproximadamente de 278mm [4].

La humedad es media debido a la presencia de vientos fuertes y vientos del continente durante las horas del día. La humedad relativa media anual es de 84% con valores más altos en

los meses de junio y julio, y el menor valor se encuentra en los meses de enero a marzo con 81% [19].

Con la finalidad de desarrollar una metodología eficaz para el diseño del sistema de generación, se tomarán en cuenta aspectos relacionados con el impacto ambiental, el marco legal e institucional, el recurso eólico disponible y la estructura del sistema eléctrico que opera actualmente en la isla El Gran Roque.

A.4.3 AVIFAUNA.

A.4.3.1 Antecedentes.

El estudio de las aves en este parque nacional ocupa un sitio importante en la ornitología en Venezuela. Tales estudios se remontan a 1909 cuando el museo de Historia Natural de Chicago en manos de John Ferry, realizó las primeras observaciones en estas islas, sin embargo, los inventarios y estudios más completos se encuentran en la Colección Ornitológica Phelps.

William Phelps y su hijo no se conformaron con inventariar la avifauna de Los Roques, sino que fueron más allá, ya que comenzaron los primeros estudios sobre las colonias de nidificación en los cayos, lo cual los condujo a identificar el archipiélago como un área importante para la reproducción de muchas especies de aves marinas y terrestres. Con el pasar de los años esto sirvió como argumento fundamental para la designación del parque nacional. Los estudios mas recientes en el Gran Roque contemplan aspectos de reproducción, uso del hábitat y migración [4].

A.4.3.2 DIVERSIDAD.

La escasez de especies de fauna terrestre en los Roques contrasta con la gran variedad de la avifauna “Hasta el presente se han registrado en Los Roques 92 especies de aves pertenecientes a 30 familias. De éstas, 50 (un 54%) son migratorias boreales; es decir, aves que anidan en

Norteamérica. Algunas aves viajeras llegan a Los Roques para pasar el invierno, mientras que otras usan las islas como punto de descanso en su tránsito hacia otras latitudes más australes.”

[13] Siendo un total de 62 especies de aves acuáticas, lo cual conforma un 67% del total de la lista, esto debido a que todos los hábitat, playas arenosas, acantilados, cayos, lagunas internas y bosques de manglar, están en estrecho contacto con las aguas marinas que los rodean; para concluir se ha podido determinar a través de estudios, que 23 de las especies, 19 acuáticas y 5 terrestres, anidan regularmente en Los Roques [4].

A.4.3.3 ENDÉMICOS.

El archipiélago de los roques no presenta una diversidad de especies endémicas debido a su escasa superficie y su cercanía con tierra firme, tal como sucede con islas más extensas y mucho mas alejadas de la costa firme tales como Araba, Bonaire y Curazao que poseen su propia diversidad, sin embargo aunque no se ha alcanzado una especiación se ha llegado a obtener rangos subespecíficos.

Las subespecies endémicas o de distribución restringida a estas islas son:

- Tortolita grisácea o potoco (*Columbina passerina tortuguensis*). Se encuentra sólo en Los Roques, La Orchila, La Tortuga, La Blanquilla y Los Hermanos.
- Atrapamoscas garrochero colirufó (*Myiarchus tyrannulus brevipennis*). Restringida solamente en Los Roques, Aruba, Curazao y Bonaire.
- Julián chiví bigote negro (*Vireo altiloquus bonairensis*). Habita sólo en Los Roques, Margarita y Bonaire.
- Bobito encrestado (*Sublegatus modestus pallens*). restringido solamente en Los Roques, Aruba, Curazao y Bonaire.
- Canario de mangle (*Debsroica petechia obscura*). Se encuentra solo en Los Roques, La Orchila y Las Aves.

- Reinita común (*Coereba flaveola lowii*). Es la única forma de ave endémica en Los Roques. [13]

A.4.3.4 MIGRACIÓN.

Hasta hoy en día en los roques, se ha registrado un 54% de especies de aves migratorias de Norteamérica que llegan a Venezuela, esto representa unas 50 especies.”La importancia del archipiélago como punto de descanso para numerosas especies migratorias ha sido reseñada en varias publicaciones. Aun así, es el aspecto menos conocido con relación a las aves de Los Roques.”.

Las migraciones boreales comienzan a finales de agosto y algunas aves pueden durar la temporada invernal completa, tales como garzas, como la rojiza y el garzón cenizo, además de ciertas gaviotas y tirras, mencionada temporada pudiera llegar hasta abril o mayo, sin embargo la mayoría, especialmente las paseritas como chivíes, reinitas, candelitas, y de mas tipos, sólo hacen en Los Roques un toque de pocos días mientras recuperan fuerzas para continuar su viaje al sur del continente. Los picos de la migración se encuentran alrededor del mes de octubre.

Aún hoy en día el comportamiento de las aves migratorias en transito en el archipiélago es una prioridades en la investigación ornitológica, ya que se desconoce con exactitud las fechas de llegada de las especies y la duración de su permanencia en las islas, así como la diversidad, abundancia y el uso que hacen del hábitat” [4].

Especies características Gran Roque:

- Petrel garrapatero (*Puffinus Iherminieri*).
- Chíparo (*Peatón aethereus*).
- Alcatraz (*Pelecanus occidentales*).
- Bobas (de varios tipos *Sula dactylatra*, *Sula sula*, *Sula leucogaster*).
- Flamenco o togogo (*Phoenicopterus ruber*).

- Tortolita grisácea o potoco (*Columbia passerina*).
- Golondrinas (de varios tipos *Riparia riparia*, *Hirundo rustica*).
- Reinitas, mieleros y semilleros.

A.5 CARACTERIZACIÓN ESTADÍSTICA DEL RECURSO EÓLICO.

A continuación se presentan los valores promedio de la velocidad del viento para el período comprendido entre el año 1969 y 1998.

Tabla A1. Velocidades promedio mensuales y anuales para el período comprendido entre 1.969 y 1.998.

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
1969	6,4	5,7	7,3	7,1	8,1	7,5	6,3	5,2	4,8	5,4	6,3	6,5	6,4
1970	6,9	7,0	8,1	7,4	6,5	8,3	7,3	6,6	6,3	6,0	5,4	7,7	7,0
1971	6,9	7,8	7,5	7,5	8,0	8,4	8,0	5,9	6,2	6,2	5,8	7,0	7,1
1972	8,0	7,3	6,4	7,5	7,8	7,2	7,3	6,6	6,1	5,2	5,7	6,2	6,8
1973	7,9	6,1	8,2	7,7	7,9	6,4	5,8	5,7	6,6	5,9	6,9	6,0	6,8
1974	7,5	7,3	7,4	9,0	8,6	8,3	8,0	7,5	5,8	6,2	7,0	7,0	7,5
1975	7,9	8,2	8,6	7,5	8,5	9,0	7,0	7,0	6,9	5,9	6,8	5,9	7,4
1976	6,9	7,2	7,0	6,6	8,9	8,4	7,6	7,0	6,4	6,5	6,0	6,2	7,1
1977	6,7	8,2	8,0	6,8	8,0	7,5	7,4	6,5	6,9	6,4	6,7	8,6	7,3
1978	7,3	8,0	8,4	6,8	7,8	7,3	6,9	5,8	5,7	5,7	6,1	6,4	6,9
1979	7,6	8,0	7,5	8,1	6,9	6,3	6,1	5,9	5,9	5,0	5,1	5,8	6,5
1980	6,4	5,9	7,4	5,2	7,4	6,8	6,0	5,1	5,8	5,9	5,1	4,4	5,9
1981	4,4	5,2	6,0	5,3	5,8	6,7	5,0	5,0	4,7	5,7	5,0	5,6	5,4
1982	5,9	5,9	6,9	6,3	6,7	6,9	-----	-----	-----	5,4	5,3	5,1	4,5
1983	6,1	6,0	5,8	4,9	5,1	6,4	5,5	5,5	4,7	3,7	4,6	6,3	5,4
1984	6,3	5,2	6,6	6,9	5,4	7,1	5,1	4,3	6,1	6,3	6,2	6,2	6,0
1985	5,9	4,8	4,3	4,4	4,7	4,5	4,4	5,0	4,7	5,0	4,5	5,8	4,8
1986	5,9	5,2	6,6	6,9	7,7	8,3	7,1	7,0	6,5	6,3	5,3	6,8	6,6
1987	7,2	5,2	4,1	5,2	4,0	8,0	4,6	6,7	5,1	5,6	5,6	4,8	5,5
1988	7,2	7,7	8,1	8,2	9,0	7,2	6,1	5,2	5,7	4,6	6,0	5,5	6,7
1989	6,5	7,0	6,8	4,7	8,5	7,1	6,5	5,9	5,0	5,9	5,8	5,9	6,3
1990	7,9	6,5	6,9	7,4	7,5	6,9	6,4	5,4	6,0	5,3	5,9	5,9	6,5
1991	6,9	8,1	6,8	6,2	7,0	7,2	6,6	5,6	6,6	5,9	5,6	6,4	6,6
1992	6,7	6,8	7,0	7,0	7,1	7,3	6,7	6,1	6,9	5,6	5,4	5,9	6,5
1993	6,6	6,7	6,4	7,2	5,6	6,6	5,3	5,1	4,8	4,7	4,4	6,0	5,8
1994	6,2	6,6	6,8	6,9	6,9	7,1	6,5	5,7	5,9	5,6	4,4	6,1	6,2
1995	6,6	6,1	6,9	6,8	7,1	7,2	6,4	5,3	5,1	5,1	5,6	6,1	6,2
1996	5,4	5,2	7,0	6,4	7,1	7,2	6,4	5,8	5,5	5,7	5,6	6,1	6,1

1997	6,6	6,1	6,9	6,8	7,1	7,3	7,1	6,0	5,0	5,6	5,6	6,1	6,3
1998	6,9	6,7	6,9	6,8	7,1	7,3	6,5	5,8	6,0	5,4	5,7	6,0	6,4
Mensual	6,7	6,6	7,0	6,7	7,1	7,3	6,2	5,7	5,6	5,6	5,6	6,1	6,3

A fin de estudiar la variación de la velocidad del viento con la distancia, se realizó una comparación entre la velocidad del viento en la isla de La Orchila y en la isla El Gran Roque, mediante el uso de imágenes satelitales, los valores utilizados para este análisis se exponen a continuación.

Tabla A2. Velocidades del viento en la isla de La Orchila y El Gran Roque

Punto de Estudio	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
La Orchila-2002	8.69	7.74	8.19	8.05	9.10	9.01	8.17	8.45	7.98	8.07	8.24	8.46	8.35
La Orchila-2003	7.73	9.39	8.09	9.43	9.40	8.42	7.44	7.22	7.07	6.42	7.45	8.61	8.06
La Orchila-2204	7.46	8.10	8.46	7.91	8.55	9.29	6.34	7.89	7.60	6.67	7.78	7.05	7.76
Promedio- La Orchila	7.96	8.41	8.25	8.46	9.02	8.91	7.32	7.85	7.55	7.05	7.82	8.04	8.05
Gran Roque-2002	8.28	7.69	8.17	7.94	8.94	8.75	8.07	8.54	8.10	8.12	8.19	8.64	8.29
Gran Roque-2003	8.25	9.23	7.82	9.31	10.19	8.96	7.82	7.63	7.41	6.67	7.51	8.51	8.28
Gran Roque-2004	7.09	8.04	6.85	6.91	8.93	9.02	6.76	7.27	7.53	6.24	9.45	6.23	7.53
Promedio-Gran Roque	7.87	8.32	7.61	8.05	9.35	8.91	7.55	7.81	7.68	7.01	8.38	7.79	8.03

A continuación se presentan los histogramas de frecuencia de la velocidad del viento con sus respectivas funciones de densidad de probabilidad asociadas para el año de 1988.

Tabla A3. Factores de forma y escala para el mes de Enero de 1.998

α	3,6737168
β	8,06208637

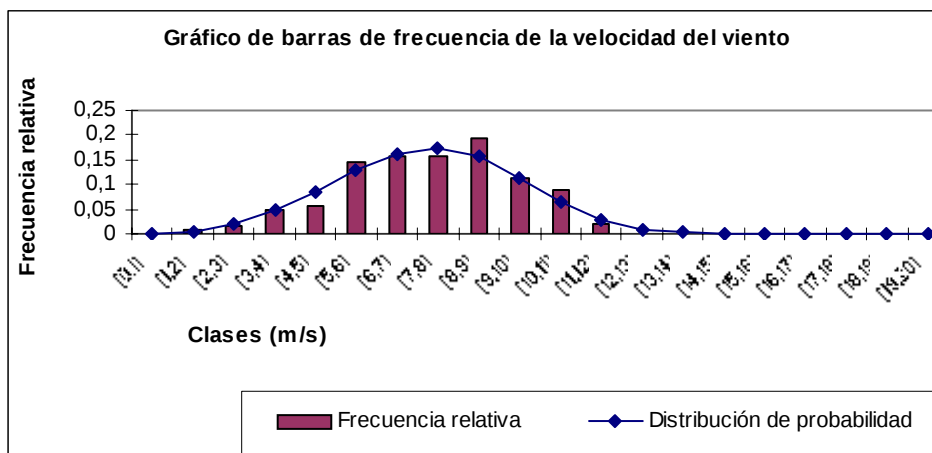


Tabla A4. Factores de forma y escala para el mes de Febrero de 1.998

α	4,21464575
β	8,69284041

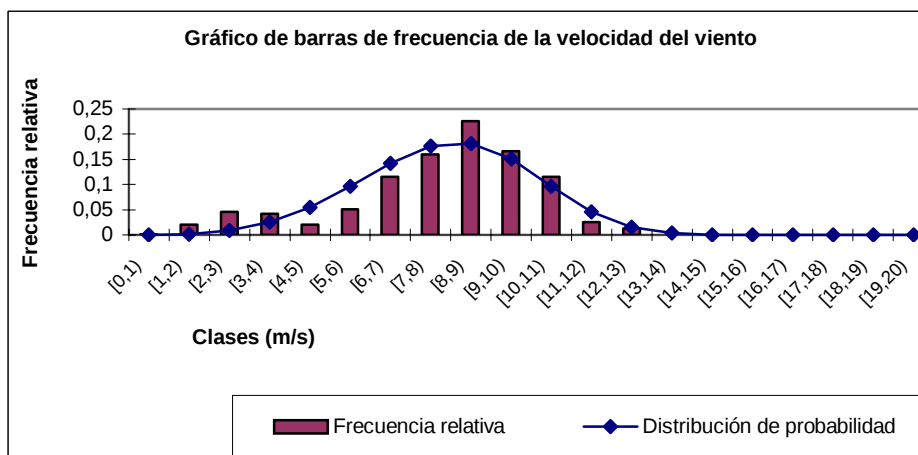


Tabla A5. Factores de forma y escala para el mes de Marzo de 1.998

α	3,84876181
β	8,79551098

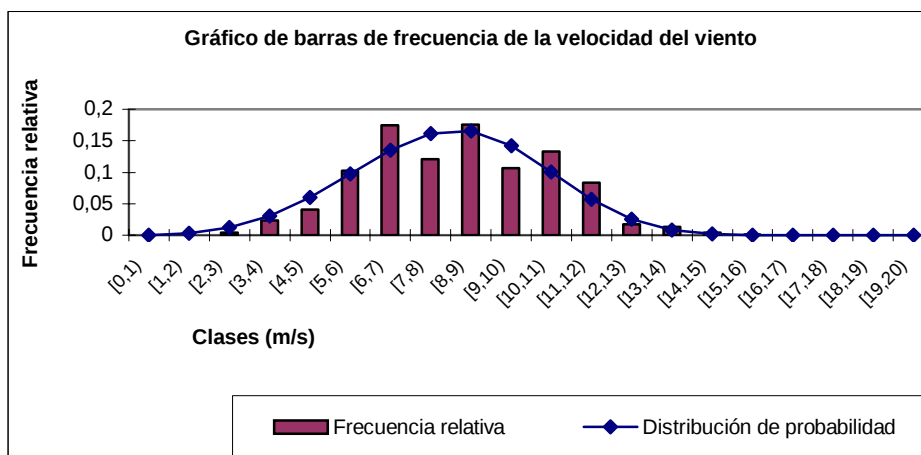


Tabla A6. Factores de forma y escala para el mes de Abril de 1.998

α	4,1955387
β	8,85343074

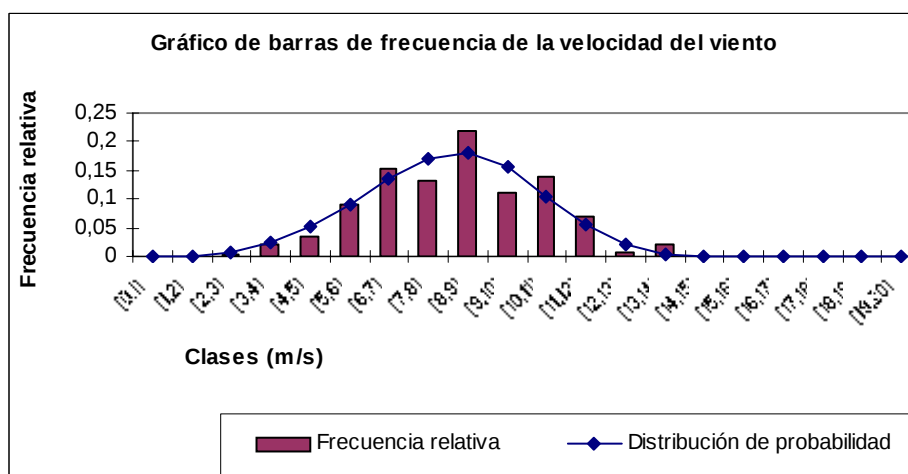


Tabla A7. Factores de forma y escala para el mes de Mayo de 1.998

α	7,24752601
β	9,32020801

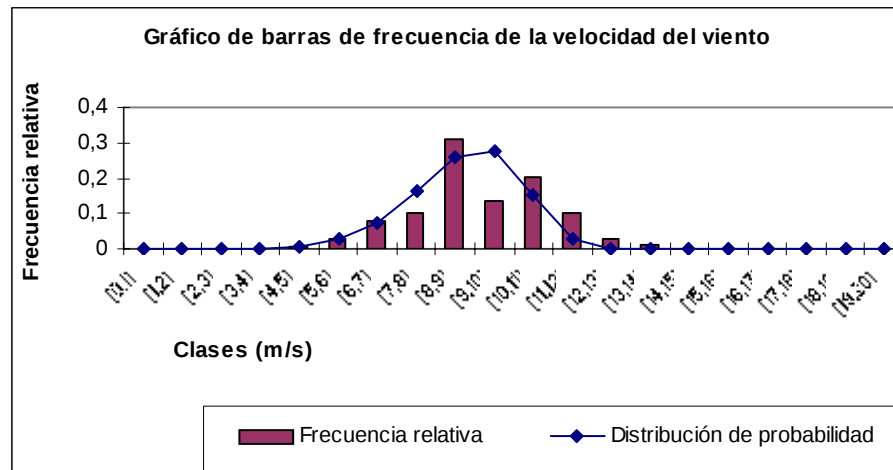


Tabla A8. Factores de forma y escala para el mes de Junio de 1.998

α	4,78734461
β	7,75269084

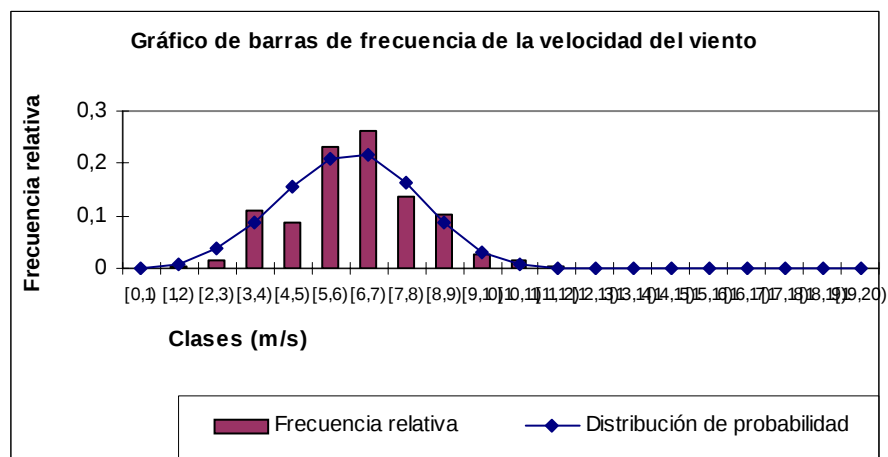


Tabla A9. Factores de forma y escala para el mes de Julio de 1.998

α	3,80576724
β	6,61792487

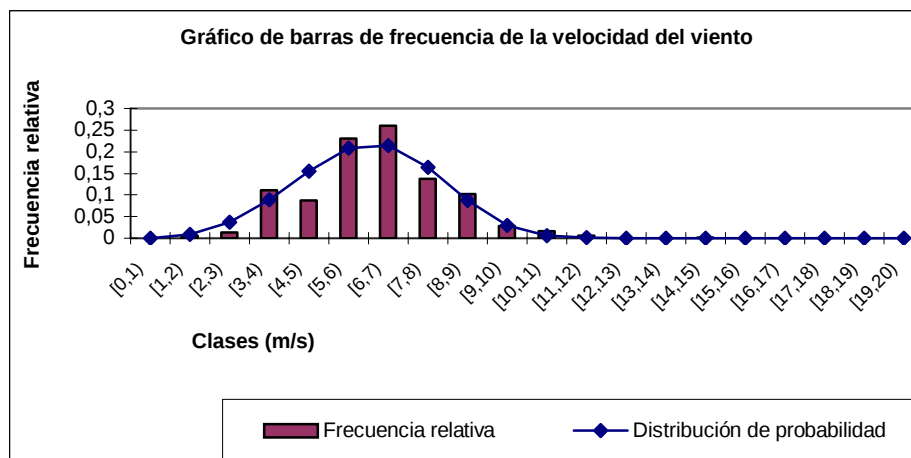


Tabla A10. Factores de forma y escala para el mes de Agosto de 1.998

α	3,5234486
β	5,76703409

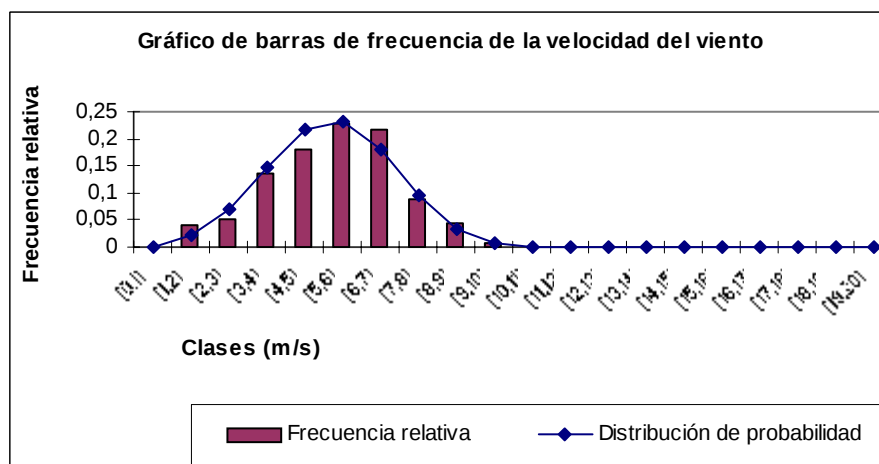


Tabla A11. Factores de forma y escala para el mes de Septiembre de 1.998

α	3,20490985
β	6,30660944

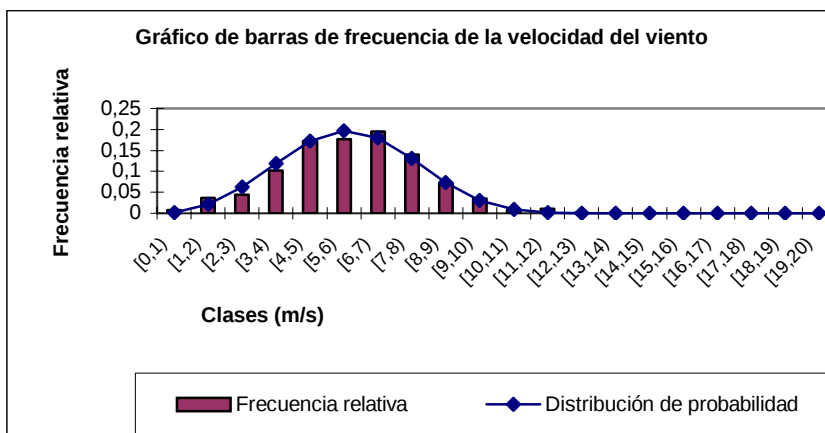


Tabla A12. Factores de forma y escala para el mes de Octubre de 1.998

α	2,13177206
β	5,00986814

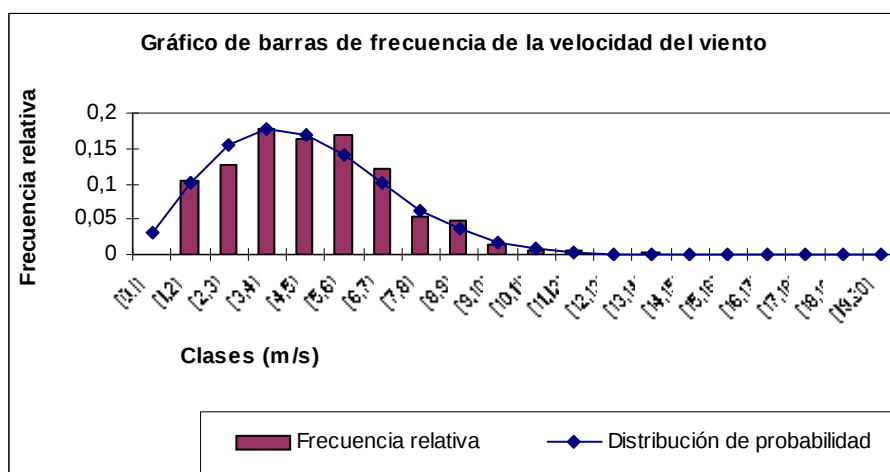


Tabla A13. Factores de forma y escala para el mes de Noviembre de 1.998

α	3,98109325
β	6,53791502

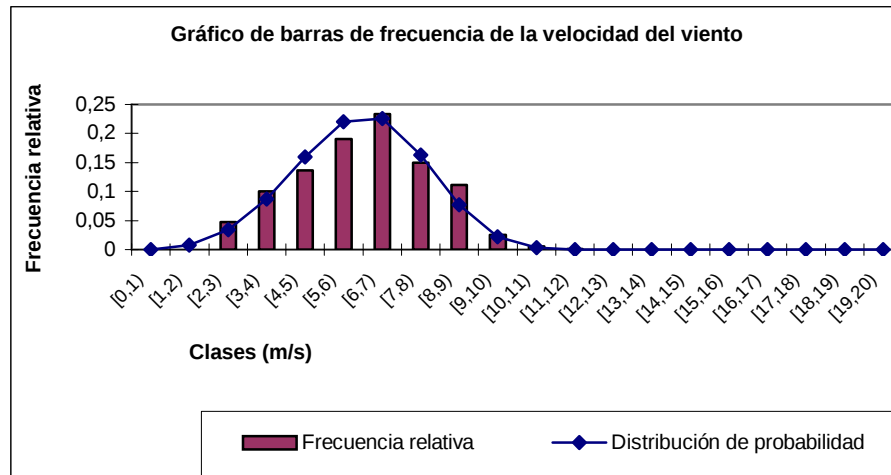
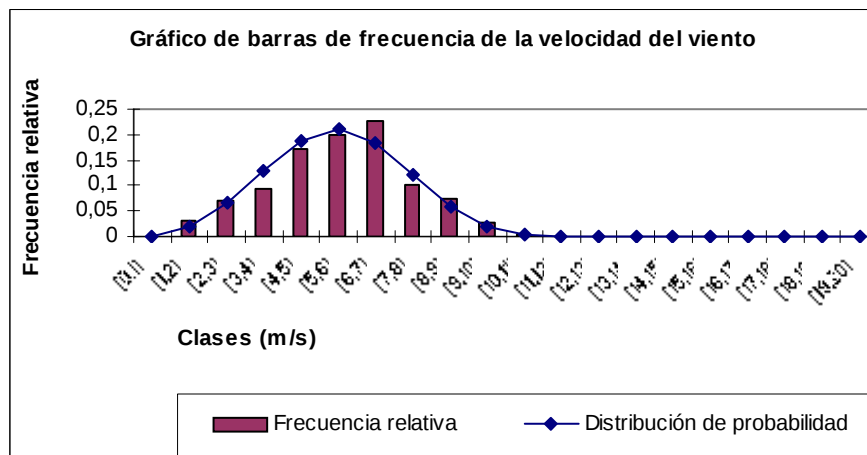


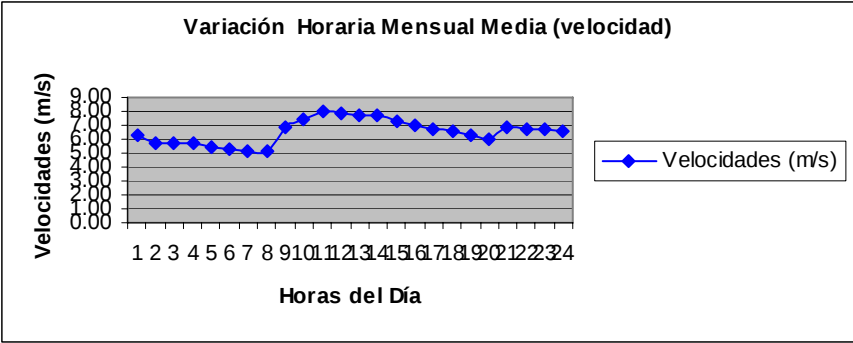
Tabla A14. Factores de forma y escala para el mes de Diciembre de 1.998

α	3,30729414
β	6,10128284

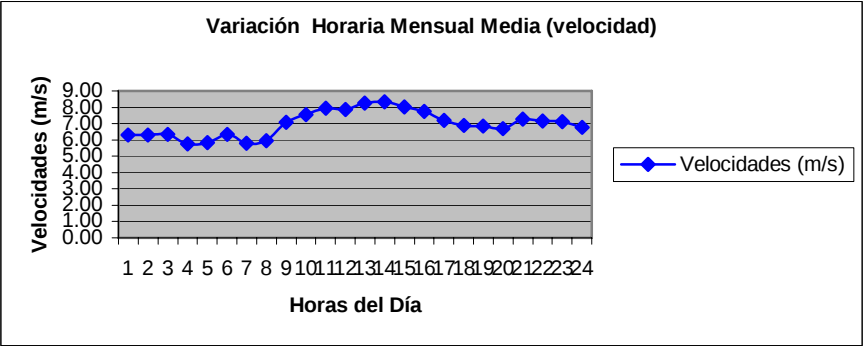


Seguidamente se presentan las velocidades medias horarias para cada mes del año 1988.

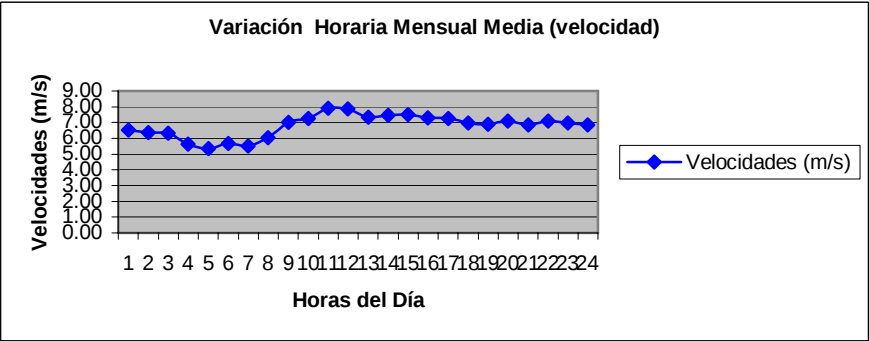
Enero 1988



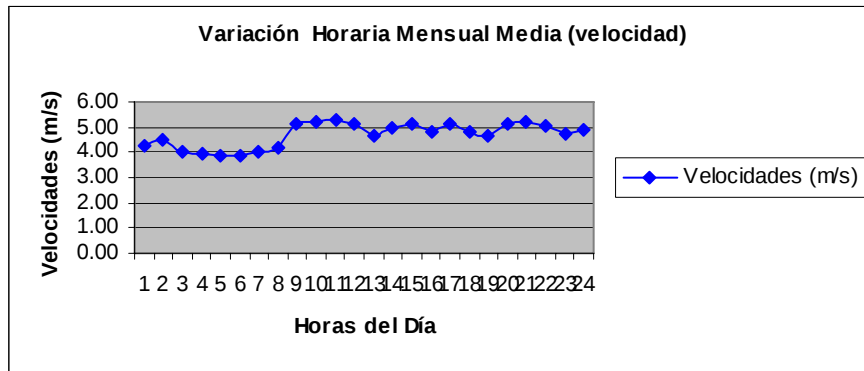
Febrero 1988



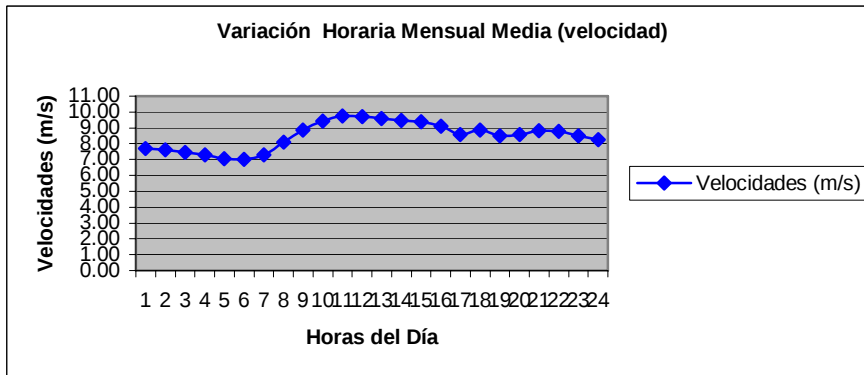
Marzo 1988



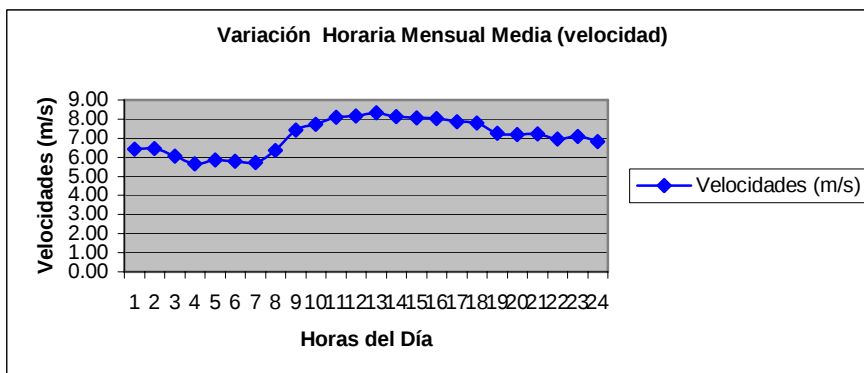
Abril 1988



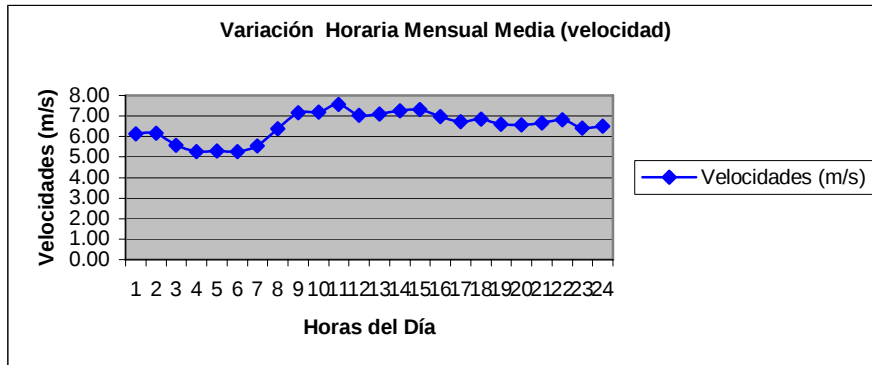
Mayo 1988



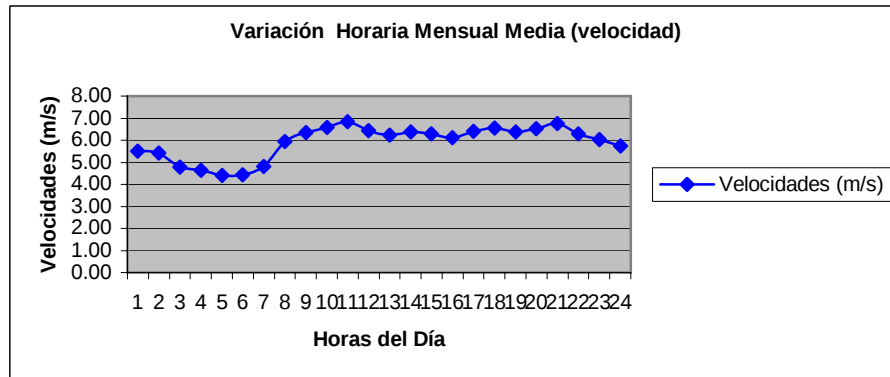
Junio 1988



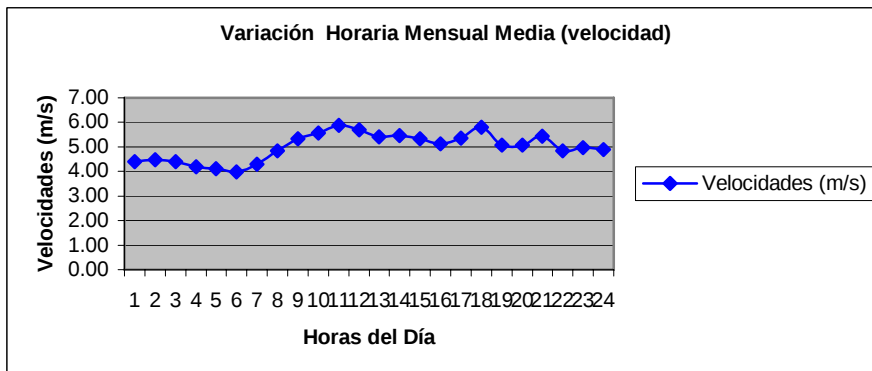
Julio 1988



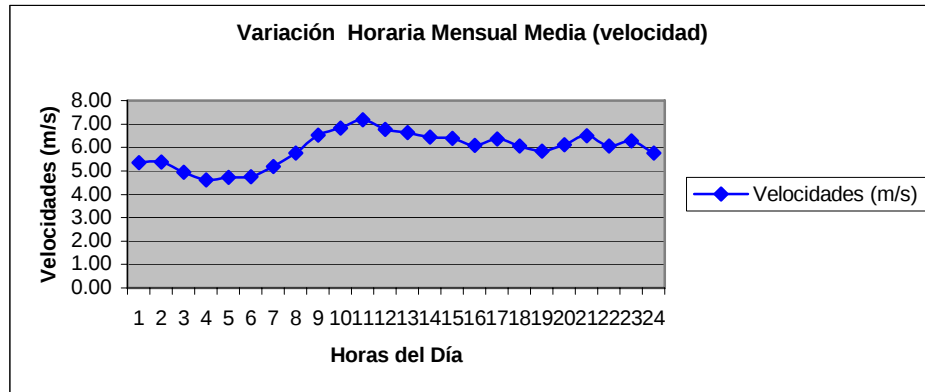
Agosto 1988



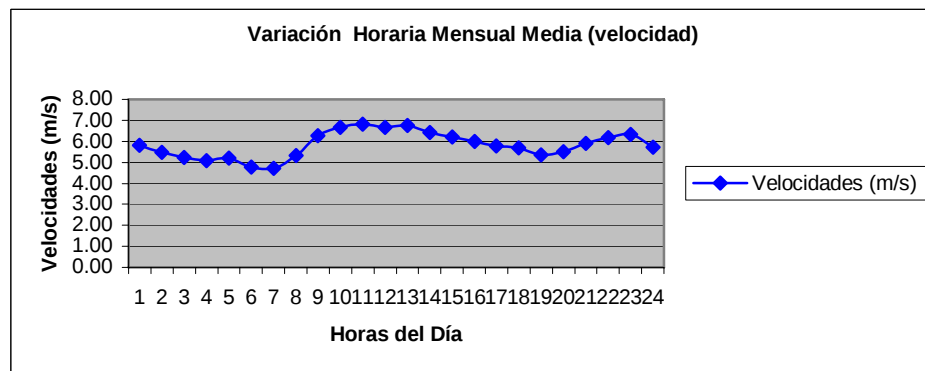
Septiembre 1988



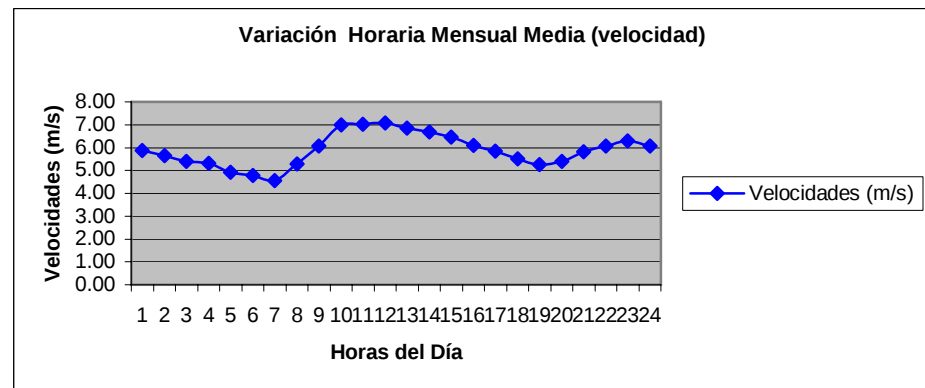
Octubre 1988



Noviembre 1988



Diciembre 1988



Apéndice B

A continuación se presentan los datos recolectados de la visita el archipiélago.

Tabla B1. Información recolectada durante la visita al parque nacional Loa Roques.

	Puntos			
Banderas	Fechas y Hora	Coordenadas	Altura	Definición
1	17-JAN-06 9:53:34AM	N11 57 12.0 W66 40 53.0	80.2 m	Punto de posible emplazamiento Aerogenerador
2	17-JAN-06 10:03:28AM	N11 57 13.1 W66 40 53.5	73.2 m	Punto de posible emplazamiento Aerogenerador
3	17-JAN-06 10:12:14AM	N11 57 16.1 W66 40 56.5	63.6 m	Punto de posible emplazamiento Aerogenerador
4	17-JAN-06 10:32:51AM	N11 57 18.9 W66 41 01.4	56.4 m	Punto de posible emplazamiento Aerogenerador
7	17-JAN-06 10:57:46AM	N11 57 12.4 W66 41 10.8	73.9 m	Punto de posible emplazamiento Aerogenerador
8	17-JAN-06 11:06:29AM	N11 57 13.6 W66 41 15.1	70.5 m	Punto de posible emplazamiento Aerogenerador
9	17-JAN-06 11:11:07AM	N11 57 14.8 W66 41 17.0	70.5 m	Punto de posible emplazamiento Aerogenerador
10	17-JAN-06 11:23:22AM	N11 57 17.0 W66 41 23.4	50.4 m	Pájaros y Nidos
11	17-JAN-06 4:35:17PM	N11 57 13.0 W66 41 02.7	30.6 m	Planta de Tratamiento
12	17-JAN-06 4:37:52PM	N11 57 14.8 W66 41 01.6	47.0 m	Tanques de la Planta de Tratamiento
13	18-JAN-06 8:15:13AM	N11 57 01.9 W66 41 04.5	0 m	Puerto de la Zona Servicio
14	18-JAN-06 8:28:26AM	N11 57 08.1 W66 41 04.0	5.41 m	Ubicación de los Generadores
15	18-JAN-06 8:29:29AM	N11 57 06.8 W66 41 03.9	3.97 m	Ubicación de los Transformadores Elevadores
16	18-JAN-06 8:29:52AM	N11 57 07.0 W66 41 03.9	5.17 m	Salida M.T , Doble Terna 2,4kV
17	18-JAN-06 8:30:55AM	N11 57 07.3 W66 41 02.6	4.21 m	Poste M.T doble terna
18	18-JAN-06 8:32:16AM	N11 57 06.0 W66 41 02.0	3.73 m	Poste M.T doble terna (divide Z.S y Pueblo)
19	18-JAN-06 8:33:19AM	N11 57 05.3 W66 41 02.5	3.73 m	Poste M.T
20	18-JAN-06 8:34:11AM	N11 57 04.2 W66 41 03.6	4.21 m	Poste M.T Trx(25kVA 1F) Trx (3x100kVA)
21	18-JAN-06 8:42:59AM	N11 57 05.0 W66 41 01.3	3.01 m	Poste M.T
22	18-JAN-06 8:43:42AM	N11 57 04.0 W66 41 00.0	3.97 m	Poste M.T
23	18-JAN-06 8:44:22AM	N11 57 03.2 W66 40 58.8	3.49 m	Poste M.T
24	18-JAN-06 8:46:13AM	N11 57 01.7 W66 40 56.7	6.85 m	Poste M.T
25	18-JAN-06 8:48:52AM	N11 57 01.1 W66 40 55.8	5.65 m	Poste B.T
26	18-JAN-06 8:50:35AM	N11 57 00.4 W66 40 54.7	5.89 m	Poste M.T
27	18-JAN-06 8:51:25AM	N11 56 59.7 W66 40 53.8	4.93 m	Poste B.T
28	18-JAN-06 8:52:02AM	N11 56 59.0 W66 40 52.8	5.17 m	Poste M.T
29	18-JAN-06 8:53:12AM	N11 56 57.6 W66 40 50.8	5.41 m	Poste M.T
30	18-JAN-06 8:54:03AM	N11 56 56.8 W66 40 49.6	4.93 m	Poste M.T
31	18-JAN-06 8:54:43AM	N11 56 56.3 W66 40 48.2	4.21 m	Poste M.T
32	18-JAN-06 8:55:22AM	N11 56 56.0 W66 40 47.0	3.73 m	Poste M.T
33	18-JAN-06 8:56:30AM	N11 56 55.7 W66 40 45.8	3.97 m	Banco de TRX (3x25kVA) 2,4kV/208V-120V
34	18-JAN-06 8:57:51AM	N11 56 55.6 W66 40 45.7	3.97 m	Nada
35	18-JAN-06 3:31:16PM	N11 56 55.2 W66 40 44.6	22.7 m	Poste M.T
36	18-JAN-06 3:36:41PM	N11 56 56.1 W66 40 44.1	18.9 m	2 TRX 1f (25kVA) 2,4kV/120V
37	18-JAN-06 3:38:41PM	N11 56 54.9 W66 40 43.4	17.4 m	Poste M.T
38	18-JAN-06 3:39:21PM	N11 56 54.5 W66 40 42.6	17.7 m	Poste M.T
39	19-JAN-06 8:35:41AM	N11 56 52.1 W66 40 41.3	3.01 m	Poste M.T
40	19-JAN-06 8:39:28AM	N11 56 52.5 W66 40 40.1	0.847 m	TRX 1f (50kVA)
41	19-JAN-06 8:41:06AM	N11 56 51.6 W66 40 39.1	1.09 m	Poste M.T
42	19-JAN-06 8:42:04AM	N11 56 50.7 W66 40 38.1	1.57 m	Poste M.T
43	19-JAN-06 8:43:05AM	N11 56 50.0 W66 40 37.4	2.53 m	TRX 1f (37,5kVA)

44	19-JAN-06 8:44:43AM	N11 56 49.5 W66 40 36.9	1.33 m	Poste M.T
45	19-JAN-06 8:45:36AM	N11 56 49.2 W66 40 36.4	1.57 m	Poste M.T
46	19-JAN-06 8:46:51AM	N11 56 48.8 W66 40 35.9	1.09 m	Poste M.T
47	19-JAN-06 8:50:12AM	N11 56 48.2 W66 40 34.9	1.09 m	TRX 1f (25kVA)
48	19-JAN-06 8:53:39AM	N11 56 49.4 W66 40 35.4	0.607 m	2 TRX 1f (25kVA) y 1f (50kVA) 2,4kV/120V
49	19-JAN-06 9:00:04AM	N11 56 49.3 W66 40 34.1	0.126 m	Poste M.T
50	19-JAN-06 9:05:36AM	N11 56 50.1 W66 40 33.6	2.29 m	TRX 1f (50kVA)
51	19-JAN-06 9:06:30AM	N11 56 49.8 W66 40 33.3	2.53 m	Poste M.T
52	19-JAN-06 9:09:59AM	N11 56 49.3 W66 40 32.5	1.09 m	2 TRX 1f (25kVA) 2,4kV/120V
53	19-JAN-06 9:11:20AM	N11 56 50.3 W66 40 31.7	2.05 m	Poste M.T
54	19-JAN-06 9:13:44AM	N11 56 51.6 W66 40 32.1	0.126 m	Poste M.T
55	19-JAN-06 9:15:22AM	N11 56 52.5 W66 40 31.7	1.33 m	TRX 1f (25kVA)
56	19-JAN-06 9:17:29AM	N11 56 52.5 W66 40 33.8	1.09 m	TRX 1f (50kVA)
57	19-JAN-06 9:26:56AM	N11 56 46.8 W66 40 35.9	2.77 m	TRX 1f (25kVA)
58	19-JAN-06 9:32:41AM	N11 56 47.6 W66 40 34.0	3.49 m	Poste M.T
59	19-JAN-06 9:35:43AM	N11 56 47.2 W66 40 33.3	3.01 m	Poste M.T
60	19-JAN-06 9:36:45AM	N11 56 47.0 W66 40 32.3	3.25 m	Poste M.T
61	19-JAN-06 9:38:29AM	N11 56 46.7 W66 40 31.4	3.25 m	Poste M.T
62	19-JAN-06 9:42:02AM	N11 56 44.5 W66 40 29.6	3.49 m	Poste M.T
63	19-JAN-06 9:44:47AM	N11 56 41.8 W66 40 27.5	4.45 m	Poste M.T
64	19-JAN-06 9:49:51AM	N11 56 44.1 W66 40 30.0	5.41 m	Poste M.T
65	19-JAN-06 9:54:23AM	N11 56 45.7 W66 40 31.8	4.93 m	2 TRX 1f (25kVA) y 1f (50kVA) 2,4kV/120V
66	21-JAN-06 3:48:58PM	N11 57 03.6 W66 41 04.4	1.81 m	Poste B.T zs
67	21-JAN-06 3:56:55PM	N11 57 04.3 W66 41 02.7	0.595 m	Poste B.T zs
68	21-JAN-06 3:57:24PM	N11 57 04.3 W66 41 01.8	0.355 m	Poste B.T zs
69	21-JAN-06 4:22:46PM	N11 56 52.0 W66 40 41.5	1.81 m	Poste B.T
70	22-JAN-06 7:24:26AM	N11 56 55.7 W66 40 42.8	1.797 m	Poste B.T
71	22-JAN-06 7:26:10AM	N11 56 55.3 W66 40 42.1	2.518 m	Poste B.T
72	22-JAN-06 7:28:32AM	N11 56 54.9 W66 40 41.6	3.239 m	Poste B.T
73	22-JAN-06 7:29:32AM	N11 56 56.4 W66 40 41.6	2.037 m	Poste B.T
74	22-JAN-06 7:31:53AM	N11 56 56.7 W66 40 42.7	2.998 m	Poste B.T
75	22-JAN-06 7:32:34AM	N11 56 57.0 W66 40 43.7	2.037 m	Poste B.T
76	22-JAN-06 7:33:32AM	N11 56 58.2 W66 40 43.1	1.556 m	Poste B.T
77	22-JAN-06 7:34:05AM	N11 56 58.7 W66 40 42.8	2.758 m	Poste B.T
78	22-JAN-06 7:34:52AM	N11 56 58.4 W66 40 41.9	2.998 m	Poste B.T
79	22-JAN-06 7:35:26AM	N11 56 58.3 W66 40 41.2	1.556 m	Poste B.T
80	22-JAN-06 7:36:26AM	N11 56 57.6 W66 40 39.9	3.239 m	Poste B.T
81	22-JAN-06 7:39:25AM	N11 56 57.7 W66 40 42.0	3.239 m	Poste B.T
82	22-JAN-06 7:40:30AM	N11 56 57.3 W66 40 41.2	2.998 m	Poste B.T
83	22-JAN-06 7:41:07AM	N11 56 57.1 W66 40 40.1	0.355 m	Poste B.T
84	22-JAN-06 7:49:56AM	N11 56 55.9 W66 40 40.3	2.277 m	Poste B.T
85	22-JAN-06 8:14:51AM	N11 56 53.7 W66 40 40.4	2.998 m	Poste B.T
87	22-JAN-06 8:23:43AM	N11 56 54.0 W66 40 39.9	1.076 m	Poste B.T
88	22-JAN-06 8:25:01AM	N11 56 54.3 W66 40 39.0	1.797 m	Poste B.T
89	22-JAN-06 8:25:41AM	N11 56 53.8 W66 40 38.1	1.797 m	Poste B.T
90	22-JAN-06 8:36:30AM	N11 56 49.0 W66 40 37.5	0.595 m	Poste B.T
91	22-JAN-06 8:38:14AM	N11 56 50.3 W66 40 39.1	2.037 m	Poste B.T
92	22-JAN-06 8:40:08AM	N11 56 48.1 W66 40 36.5	2.518 m	Poste B.T
93	22-JAN-06 8:41:51AM	N11 56 47.4 W66 40 35.4	1.797 m	Poste B.T

94	22-JAN-06 8:47:45AM	N11 56 50.4 W66 40 37.1	1.797 m	Poste B.T
95	22-JAN-06 8:49:02AM	N11 56 51.1 W66 40 37.4	1.797 m	Poste B.T
96	22-JAN-06 8:49:25AM	N11 56 51.6 W66 40 38.0	3.479 m	Poste B.T
97	22-JAN-06 8:49:53AM	N11 56 52.3 W66 40 38.8	1.076 m	Poste B.T
98	22-JAN-06 9:19:50AM	N11 56 47.1 W66 40 36.6	1.57 m	Poste B.T
99	22-JAN-06 9:20:28AM	N11 56 47.2 W66 40 37.3	3.01 m	Poste B.T
100	22-JAN-06 9:21:33AM	N11 56 47.8 W66 40 37.7	3.01 m	Poste B.T
101	22-JAN-06 9:22:19AM	N11 56 48.8 W66 40 38.5	2.29 m	Poste B.T
102	22-JAN-06 9:25:04AM	N11 56 46.5 W66 40 35.2	2.29 m	Poste B.T
103	22-JAN-06 9:25:28AM	N11 56 46.2 W66 40 34.7	2.53 m	Poste B.T
104	22-JAN-06 9:27:47AM	N11 56 45.8 W66 40 32.5	0.126 m	Poste B.T
105	22-JAN-06 9:28:12AM	N11 56 45.9 W66 40 33.3	0.355 m	Poste B.T
106	22-JAN-06 9:28:31AM	N11 56 46.0 W66 40 33.8	0.607 m	Poste B.T
107	22-JAN-06 9:28:51AM	N11 56 46.2 W66 40 34.5	1.09 m	Poste B.T
108	22-JAN-06 9:31:18AM	N11 56 45.0 W66 40 32.1	0.366 m	Poste B.T
109	22-JAN-06 9:31:34AM	N11 56 45.1 W66 40 32.5	0.366 m	Poste B.T
110	22-JAN-06 9:31:57AM	N11 56 45.3 W66 40 33.2	0.126 m	Poste B.T
111	22-JAN-06 9:32:18AM	N11 56 45.2 W66 40 33.8	0.607 m	Poste B.T
112	22-JAN-06 9:32:33AM	N11 56 45.5 W66 40 33.8	1.09 m	Poste B.T
113	22-JAN-06 9:33:09AM	N11 56 45.5 W66 40 35.2	1.09 m	Poste B.T
114	22-JAN-06 9:33:45AM	N11 56 45.5 W66 40 36.5	2.05 m	Poste B.T
115	22-JAN-06 9:37:41AM	N11 56 44.4 W66 40 30.8	0.114 m	Poste B.T
116	22-JAN-06 9:38:16AM	N11 56 44.8 W66 40 32.2	0.114 m	Poste B.T
117	22-JAN-06 11:54:44AM	N11 56 48.6 W66 40 34.3	14.8 m	Poste B.T
118	22-JAN-06 11:55:28AM	N11 56 48.6 W66 40 33.8	13.3 m	Poste B.T
119	22-JAN-06 11:56:03AM	N11 56 47.5 W66 40 32.6	12.6 m	Poste B.T
120	22-JAN-06 12:04:48PM	N11 56 50.8 W66 40 34.4	10.5 m	Poste B.T
121	22-JAN-06 12:05:16PM	N11 56 51.3 W66 40 35.1	10.7 m	Poste B.T
122	22-JAN-06 12:05:53PM	N11 56 52.0 W66 40 35.9	9.74 m	Poste B.T
123	22-JAN-06 12:06:34PM	N11 56 52.6 W66 40 36.7	10.9 m	Poste B.T
124	22-JAN-06 12:06:59PM	N11 56 53.1 W66 40 37.2	8.54 m	Poste B.T
125	22-JAN-06 12:12:24PM	N11 56 53.1 W66 40 34.8	7.82 m	Poste B.T
126	22-JAN-06 12:12:51PM	N11 56 53.6 W66 40 35.5	7.58 m	Poste B.T
127	22-JAN-06 12:13:18PM	N11 56 54.0 W66 40 36.3	8.78 m	Poste B.T
128	22-JAN-06 12:21:25PM	N11 56 52.9 W66 40 32.3	4.45 m	Poste B.T
129	22-JAN-06 12:22:05PM	N11 56 54.2 W66 40 32.3	5.65 m	Poste B.T
130	22-JAN-06 12:22:58PM	N11 56 53.3 W66 40 33.3	5.41 m	Poste B.T
131	22-JAN-06 12:24:00PM	N11 56 53.9 W66 40 34.1	6.61 m	Poste B.T
132	22-JAN-06 12:24:37PM	N11 56 54.5 W66 40 35.2	4.93 m	Poste B.T
133	22-JAN-06 12:25:16PM	N11 56 55.2 W66 40 36.3	6.61 m	Poste B.T
134	22-JAN-06 12:45:54PM	N11 57 04.9 W66 41 02.3	6.85 m	Planta Desalinizadora
135	22-JAN-06 12:51:32PM	N11 57 06.1 W66 41 03.6	4.45 m	Tanques de Combustible
136	22-JAN-06 12:52:00PM	N11 57 06.6 W66 41 03.4	6.13 m	Generadores Viejos
137	23-JAN-06 6:56:30AM	N11 57 13.7 W66 41 05.1	5.65 m	Punto de posible emplazamiento Aerogenerador (Basu)
138	23-JAN-06 7:29:48AM	N11 57 07.8 W66 40 35.5	59.7 m	Lugar Arqueológico Faro Viejo
139	23-JAN-06 7:34:01AM	N11 57 08.5 W66 40 33.4	55.2 m	Punto de posible emplazamiento Aerogenerador (Faro V)
140	23-JAN-06 7:47:32AM	N11 57 03.0 W66 40 25.5	23.9 m	Punto de posible emplazamiento Aerogenerador (Manglar)

Uno de los requisitos indispensables para que un lugar fuese escogido como sitio de emplazamiento, fue que este estuviera totalmente expuesto a la dirección predominante del viento, por lo que a modo de ejemplo en la figura B1 se presenta una vista en dirección al este del punto de emplazamiento número cinco.



Figura B1. Vista hacia la dirección predominante del viento

Uno de los datos técnicos de mayor importancia fue la información recopilada con referencia al sistema de distribución que opera actualmente en la isla El Gran Roque., por lo que en la figura XXX se exponen los datos de placa del mismo.

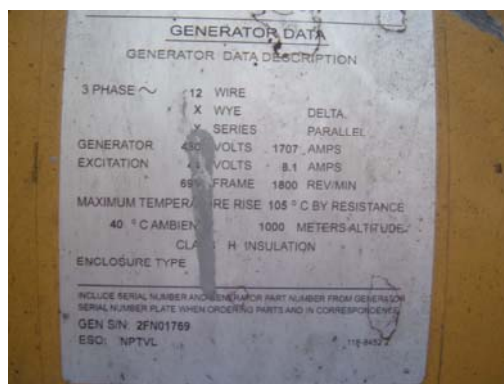


Figura B2. Datos de placa del generador.

Datos de placa de los transformadores elevadores colocados a la salida de la barra de generación.

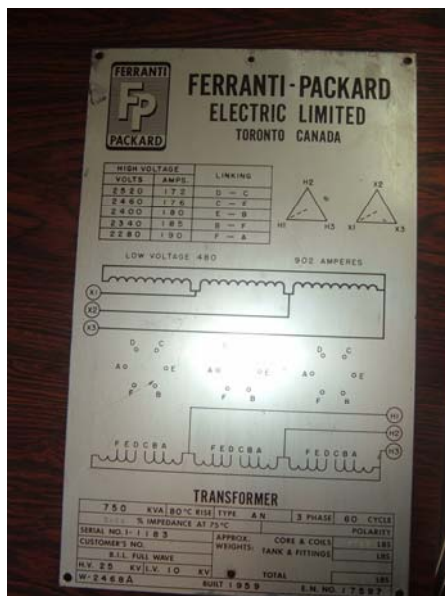


Figura B3. Transformador elevador conectado en la barra de generación.

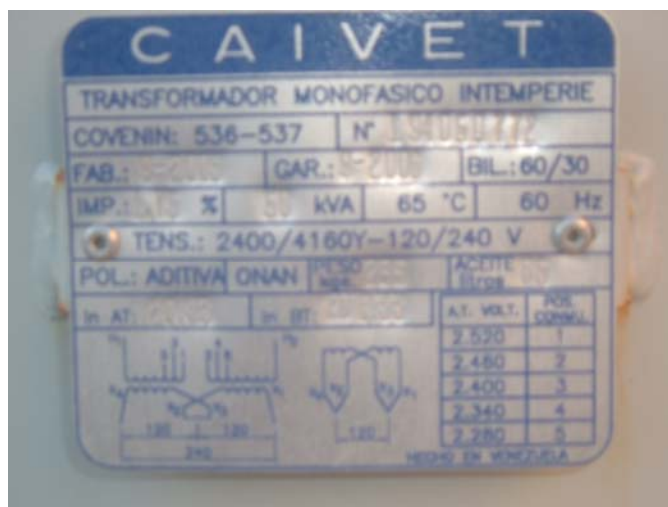


Figura B4. Típico transformador de distribución empleado en el sistema de distribución.



Figura B5. Sistemas de protección colocados en la barra de generación.



Figura B6. Tanques para el almacenamiento del combustible requerido en la operación de los generadores.



Figura B7. Datos de placa de la planta desalinizadora.



Figura B8. Planta de tratamiento de agua (actualmente en construcción)

Barco Normandía, este es uno de los transportes encargados de llevar, combustible y alimentos a la región.



Figura B9. Barco Normandía.

A continuación se presenta la curva de carga horaria con la cual se realizaron los cálculos relacionados con el diseño del Sistema Viento-Diesel.

Tabla B2. Curva de carga en la isla El Gran Roque.

Hora	Promedio	Min	Max
1	838	697	900
2	809	680	900
3	784	664	853
4	773	649	847
5	768	640	833
6	768	660	831
7	750	625	829
8	766	641	845
9	810	685	875
10	785	671	885
11	778	670	867
12	776	665	890
13	785	675	875
14	785	670	871
15	811	688	895
16	822	691	880
17	834	644	883
18	892	735	970
19	996	883	1056
20	1017	905	1078
21	1004	888	1062
22	979	829	1040
23	932	784	1000
24	888	760	990

Apéndice C

C.1 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES Y CURVAS DE POTENCIA DE LAS TURBINAS EÓLICAS CONSIDERADAS EN ESTE ESTUDIO.

Turbina Eólica FL100

Fabricante: Fuhrländer

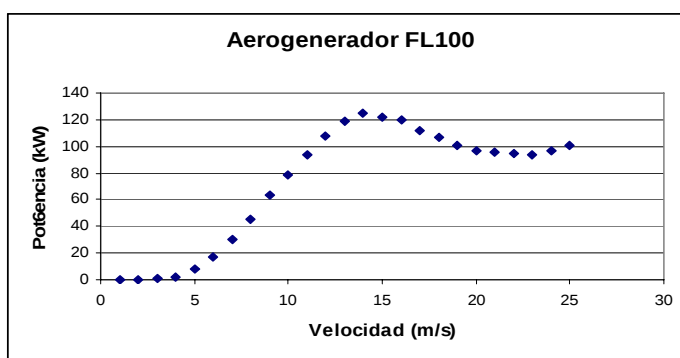
Potencia nominal: 100 kW

Altura del buje: 35 m

Diámetro del rotor: 21 m

Área de barrido del rotor: 346 m²

A continuación presentamos la curva de potencia de este aerogenerador.



Turbina Eólica FL250

Fabricante: Fuhrländer

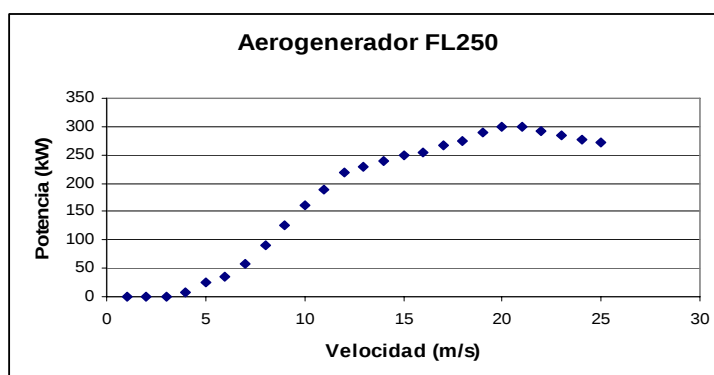
Potencia nominal: 250 kW

Altura del buje: 42 m y 50 m

Diámetro del rotor: 29.5 m

Área de barrido del rotor: 706 m²

A continuación presentamos la curva de potencia de este aerogenerador.



Turbina Eólica: V27

Fabricante: Vestas

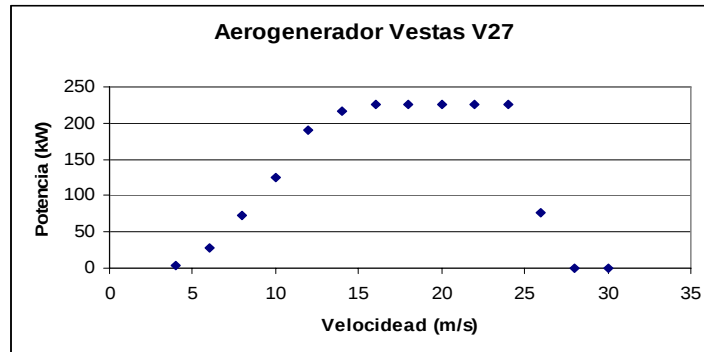
Potencia nominal: 225 kW

Altura del buje: 33 m

Diámetro del rotor: 27 m

Área de barrido del rotor: 573 m²

A continuación presentamos la curva de potencia de este aerogenerador.



Turbina Eólica: V42

Fabricante: Vestas

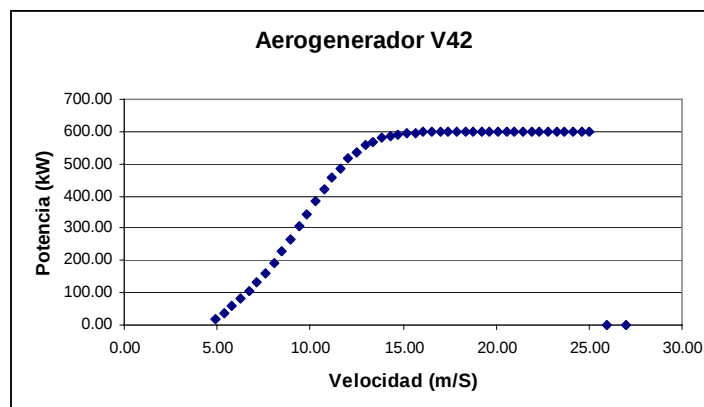
Potencia nominal: 600 kW

Altura del buje: 40 m

Diámetro del rotor: 42 m

Área de barrido del rotor: 1385 m²

A continuación presentamos la curva de potencia de este aerogenerador.



Turbina Eólica: FL 600

Fabricante: Fuhrlander

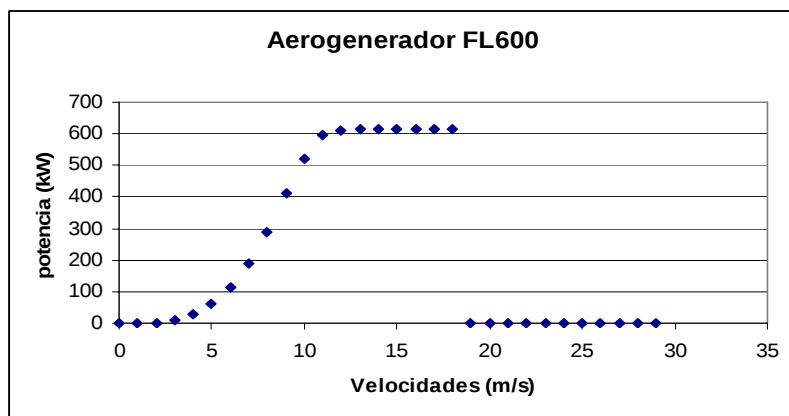
Potencia nominal: 600 kW

Altura del buje: 50 y 75 m

Diámetro del rotor: 43-50 m

Área de barrido del rotor: 1452-1963 m²

A continuación presentamos la curva de potencia de este aerogenerador.



Turbina Eólica: FL 1500

Fabricante: Fuhrlander

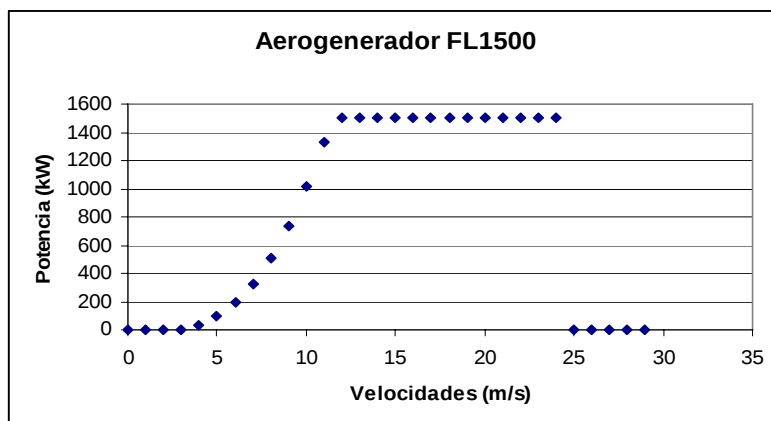
Potencia nominal: 1500 kW

Altura del buje: 61.5 y 114.5 m

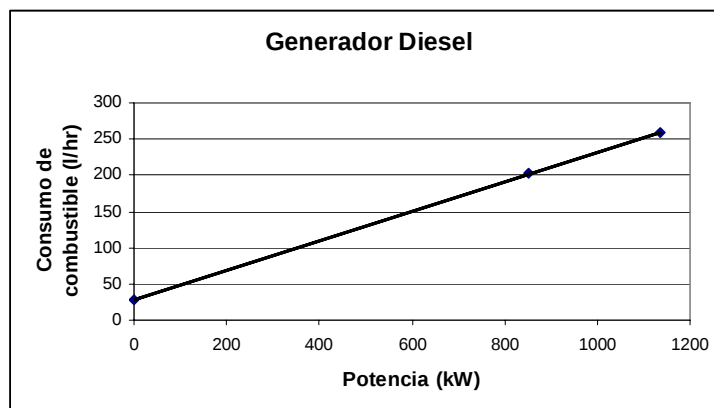
Diámetro del rotor: 70 y 77 m

Área de barrido del rotor: 3.847-4.655 m²

A continuación presentamos la curva de potencia de este aerogenerador.



Debido a que no fue posible encontrar la curva de consumo de combustible del generador a diesel original, nos vimos en la necesidad de recurrir a la curva de combustible de un generador de la misma marca y capacidad similar, la cual se presenta a continuación



Como se ha expuesto, el análisis de la rentabilidad económica y la estimación de la energía producida se ha determinado mediante el uso de los modelos HOMER e Hybrid2, por lo que a continuación, a modo de ejemplo, se presentan las simulaciones hechas en el estudio de la instalación de una turbina FL100.

Análisis de rentabilidad económica con Hybrid2 y HOMER

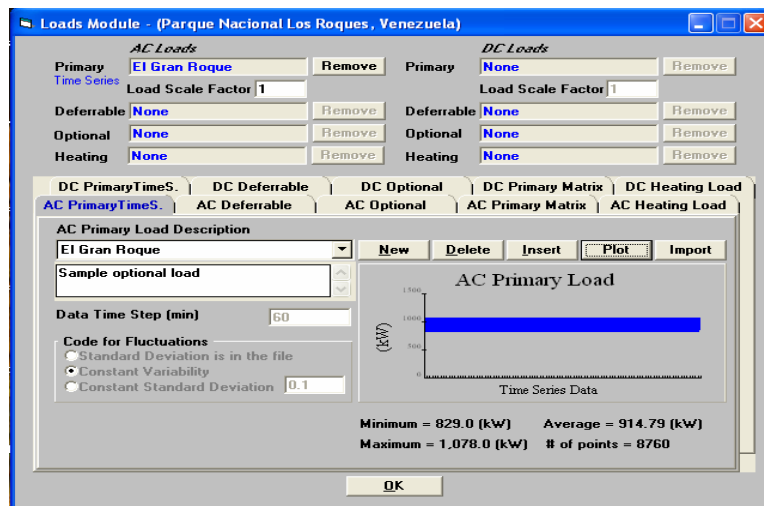
A continuación se presentan los diferentes parámetros de entrada requeridos para la simulación en cuestión con el programa Hybrid2.

The screenshot shows the 'Hybrid2/Project' window. The 'Project Description' section has a dropdown menu set to 'Parque Nacional Los Roques, Venezuela' with 'Copy', 'New', and 'Delete' buttons. The 'Notes' section contains a text box with the following text: 'Parque Nacional ubicado en la zona norte costera, su principal centro poblado es la isla El Gran Roque en la cual se estudia la factibilidad en la instalación de una planta de generación eólica.' Below this, there are two columns: 'Required' and 'Discretionary'. The 'Required' column has buttons for 'Loads...', 'Site/Resource...', and 'Power System...'. The 'Discretionary' column has buttons for 'Base Case...' and 'Economics...'. To the right of these buttons, there is a table with two columns: 'Description' and 'Data Time Step (min)'. The table contains the following entries: 'Defined', 'Parque Nacional Los Roques', 'Parque Nacional Los Roques', 'There are 1 diesel types defined.', and 'Análisis económico estimado'. The 'Data Time Step (min)' is set to 60.

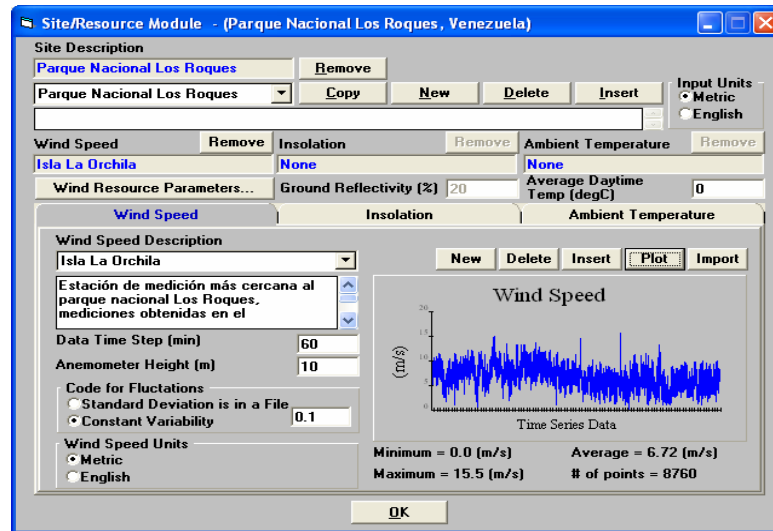
Required	Description
Loads...	Defined
Site/Resource...	Parque Nacional Los Roques
Power System...	Parque Nacional Los Roques
Base Case...	There are 1 diesel types defined.
Economics...	Análisis económico estimado

Data Time Step (min) 60

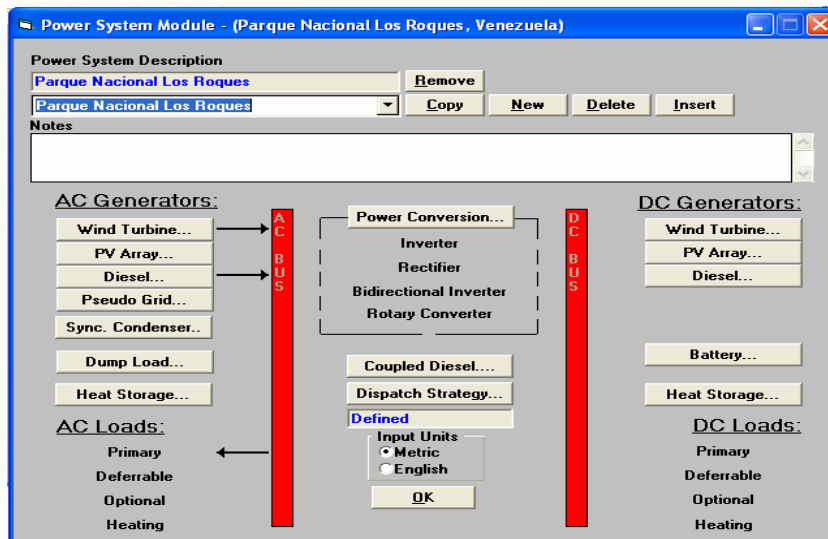
Demanda eléctrica de la localidad de El Gran Roque.



Recurso eólico disponible en la isla de La Orchila.



Arquitectura del Sistema Viento-Diesel



Elementos del Sistema Viento-Diesel

Turbina Eólica.

AC Wind Turbine Subsystem - (Parque Nacional Los Roques)

Description	Quantity
Fuhlaender	1

Remove

Wind Power Scale Factor: 1
Wind Turbine Spacing (m): 100
Wind Power Response Factor: 1.5
Avg. Wind Turbine O/M Cost (\$/kWh): 0.025

Wind Turbine Component: Fuhlaender

Copy New Delete Insert

Input Units: ☒ Metric ☐ English

Power Curve Input

W. Spd	Power
1	0
2	0
3	1
4	2
5	8
6	17
7	30
8	45

Add Data Del Data

Rated Power (kW): 100
Hub Height (m): 35
Avg. Interval for Pwr (min): 10
Capital Cost Domestic (\$): 0
Capital Cost International (\$): 209000
Tower Capital Cost (\$): 24000
Installation Cost (\$): 54500
Overhaul Costs (\$): 114000
Overhaul Period (yr): 20

Power Curve Graph

OK

Generador Diesel

AC Diesel Subsystem - (Parque Nacional Los Roques)

Description	Number
Caterpillar	1

Remove

Avg Diesel O/M Costs (\$/Operational hour): 13

Diesel Description: Caterpillar

Copy New Delete Insert

Units: ☒ Metric ☐ English

Load Fuel

Load	Fuel
851	202
1135	260

Add Delete

Máquina modelo para el estudio de prefactibilidad.

Rated Power (kW): 1135
Minimum Allowed Power (kW): 340
Capital Cost (\$): 590000
Balance of Plant Cost (\$): 59000
Overhaul Cost (\$): 35000
Overhaul Period (hr): 10000

Diesel Fuel Consumption

$y = 0.20x + 28.20$

OK

Caso Base (Generador a Diesel Solamente)

Base Case Module - (Parque Nacional Los Roques, Venezuela)

Description	Number
Caterpillar	1

Remove

Allowed Diesel Shutdown
☐ All
☒ All but One

Diesel Dispatch Order
☒ Computer Optimized
☐ Prescribed by User...

Minimum Diesel Run Time (h) 0

Diesel Description
 Caterpillar

Máquina modelo para el estudio de prefactibilidad.

Rated Power (kW) 1135
 Minimum Allowed Power (kW) 340
 Capital Cost (\$) 590000
 Balance of Plant Cost (\$) 59000
 Overhaul Cost (\$) 35000
 Overhaul Period (hr) 10000

Copy New Delete Insert

Units
☒ Metric
☐ English

Load	Fuel
851	202
1135	260

Add Delete

Diesel Fuel Consumption

$y = 0.20x + 28.20$

OK

Parámetros Económicos

Economics Module - (Parque Nacional Los Roques, Venezuela)

Economic Description
Análisis económico estimado Remove

Análisis económico estimado Copy New Delete Insert

Input Units
☒ Metric
☐ English

Component Costs **System Costs** **Economic Parameters**

Dump Load **Battery** **Power Converter**

Wind Turbine **PV Array** **Diesel**

Wind Turbine Overhaul Parameters
 (Important Note: Enter turbines in the order they are defined. Enter AC turbines first followed by DC turbines.)

Cost (\$)	Period (yr)
\$114,000.00	20

of O/H Param: 1 Add Data Del Data

Wind Turbine O+M Cost (\$/kWh) 0.025

AC
 Domestic Turbine Cost (\$) 0
 International Turbine Cost (\$) 209000
 Tower Cost (\$) 24000
 Installation Cost (\$) 38500

DC
 Domestic Turbine Cost (\$) 0
 International Turbine Cost (\$) 0
 Tower Cost (\$) 0
 Installation Cost (\$) 0

OK

Economics Module - (Parque Nacional Los Roques, Venezuela)

Economic Description
 Análisis económico estimado Remove

Análisis económico estimado Copy New Delete Insert Input Units
☒ Metric ☐ English

Component Costs **System Costs** **Economic Parameters**

Dump Load **Battery** **Power Converter**
Wind Turbine **PV Array** **Diesel**

Avg Diesel O+M Cost (\$/Oper h) 13

Diesel (Hybrid)
 Total Diesel Capital Cost (\$) 590000
 Diesel Balance of Plant Cost (\$) 59000

Diesel (Base Case)
 Total Diesel Capital Cost (\$) 590000
 Diesel Balance of Plant Cost (\$) 59000

Diesel Overhaul Parameters
 (Important Note: Enter Diesels in the order they are defined. Enter Hybrid Diesels first followed by Base Case Diesels.)

Cost (\$)	Period (yr)
\$35,000.00	10000
\$35,000.00	10000

of O/H Param: 2 Add Data Del Data

OK

Economics Module - (Parque Nacional Los Roques, Venezuela)

Economic Description
 Análisis económico estimado Remove

Análisis económico estimado Copy New Delete Insert Input Units
☒ Metric ☐ English

Component Costs **System Costs** **Economic Parameters**

Classification
☐ New System ☒ Retrofit

Diesel Fuel Cost (\$/l) 0.53
 System Financial Life (yr) 20
 Balance of System Cost (\$) 110000
 Cost Optional Load Equip (\$) 0
 Cost of Dist. Enhancement(\$) 0

Installation Overhead Cost (%) 10
 Total Import Tariffs (\$) 0
 Total Shipping Cost (\$) 38500
 System O/M Cost (Hybrid) (\$/yr) 2000
 System Admin Cost (Hybrid) (\$/yr) 0
 System O/M Cost (Base) (\$/yr) 1000
 System Admin Cost (Base) (\$/yr) 0
 Salvage Value of Equip (%) 10

OK

Economics Module - (Parque Nacional Los Roques, Venezuela)

Economic Description
Análisis económico estimado Remove

Análisis económico estimado Copy New Delete Insert Input Units
☒ Metric ☐ English

Component Costs **System Costs** **Economic Parameters**

Financial
 General Inflation Rate (%/yr)
 Discount Rate (%/yr)
 Fuel Inflation Rate (%/yr)

Loan
 Loan Interest Rate (%/yr)
 Loan Period (yr)
 Grace Period Loan Payback (yr)
 Down Payment Fraction (%)

Price of Power
 Primary Load (\$/kWh)
 Deferrable Load (\$/kWh)
 Optional Load (\$/kWh)
 Heating Load (\$/kWh)

Taxation
 Corporate Tax rate (%)
 Renewable Tax Incentive (\$/kWh)
 Equipment Depreciation Time (yr)

OK

A continuación se presentan los diferentes parámetros de entrada requeridos para la simulación en cuestión con el programa HOMER. En este caso se realizó la simulación con la turbina eólica Vestas V27.

Arquitectura del Sistema Viento-diesel

HOMER - [Parque Nacional Los Roques(Dolares) *]

File View Inputs Outputs Window Help

Equipment to consider Add/Remove...

Vestas Primary Load 1
 22 MWh/d
 1,078 kW peak

Resources AC Other

Wind resource Economics
 Diesel Generator control
 Emissions
 Constraints

Document

Author Juan Lujano y Carlos Cabrelles

Notes Estudio de prefactibilidad en la instalación de turbinas eólicas en el parque nacional Los Roques.

Calculate Simulations: 2 of 2 Progress: 0%
 Sensitivities: 1 of 1 Status: Completed in 0 seconds.

Sensitivity Results Optimization Results

Double click on a system below for simulation result Categorized ☒ Overall Export

	V27	Gen (kW)	Initial Capital	Total NPC	Ren. Frac.	Gen (hrs)
	1	1135	\$ 388,000	\$ 47,892,944	0.08	8,760
		1135	\$ 0	\$ 51,380,944	0.00	8,760

Completed in 0 seconds.

Turbina Eólica Vestas V27

Wind Turbine Inputs

File Edit Help

Choose a wind turbine type and enter at least one quantity and capital cost value in the Costs table. Include the cost of the tower, controller, wiring, installation, and labor. As it searches for the optimal system, HOMER considers each quantity in the Sizes to Consider table.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Turbine type: **Vestas** Details... New... Delete

Turbine properties

Abbreviation: V27 (used for column headings)
Manufacturer:
Website:
Current: AC

Costs

Quantity	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)
1	388000	114000	2000
	{.}	{.}	{.}

Sizes to consider

Quantity
0
1

Other

Lifetime (yrs) 20 {.
Hub height (m) 33 {.

Power Curve

Cost Curve

Help Cancel OK

Generador Diesel

Generator Inputs

File Edit Help

Choose a fuel, and enter at least one size, capital cost and operation and maintenance (O&M) value in the Costs table. Note that the capital cost includes installation costs, and that the O&M cost is expressed in dollars per operating hour. Enter a nonzero heat recovery ratio if heat will be recovered from this generator to serve thermal load. As it searches for the optimal system, HOMER will consider each generator size in the Sizes to Consider table.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Cost Fuel Schedule Emissions

Costs

Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/hr)
1135.000	0	590000	13.000
	{.}	{.}	{.}

Sizes to consider

Size (kW)
1135.000

Properties

Description: **Generador Diesel** Type: ☒ AC ☐ DC
Abbreviation: Gen
Lifetime (operating hours) 30000 {.
Minimum load ratio (%) 30 {.

Cost Curve

Help Cancel OK

Demanda eléctrica en la localidad en cuestión.

Primary Load Inputs

File Edit Help

 Choose a load type (AC or DC), enter 24 hourly values in the load table, and enter a scaled annual average value.

Each of the 24 values in the load table is the average electric demand for a single hour of the day. The values in the table also appear on the graph. HOMER replicates this profile throughout the year unless you define different load profiles for different months or day types. For calculations, HOMER uses scaled data: baseline data scaled up or down to the scaled annual average value.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Label: Load type: ☒ AC ☐ DC

Data source: ☒ Enter daily load profile(s) ☐ Import hourly data file

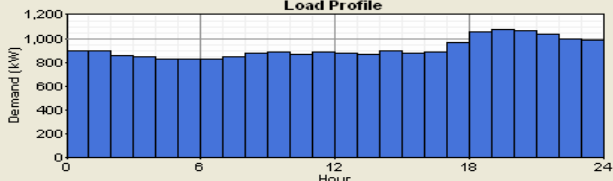
Baseline data

Hour	Load (kW)
00:00 - 01:00	900.000
01:00 - 02:00	900.000
02:00 - 03:00	853.000
03:00 - 04:00	847.000
04:00 - 05:00	833.000
05:00 - 06:00	831.000
06:00 - 07:00	829.000
07:00 - 08:00	845.000
08:00 - 09:00	875.000
09:00 - 10:00	885.000
10:00 - 11:00	867.000
11:00 - 12:00	890.000

Month: Day type:

Add noise: Daily % Hourly %

Load Profile



Scaled data for simulation

Scaled annual average (kWh/d)

Scaled peak: 1,078 kW

Efficiency Inputs...

Annual average: 21,955 kWh/d
Annual peak: 1,078 kW
Load factor: 0.849

Recurso Eólico.

Wind Resource Inputs

File Edit Help

 HOMER uses wind resource inputs to calculate the wind turbine power each hour of the year. Enter the average wind speed for each month. For calculations, HOMER uses scaled data: baseline data scaled up or down to the scaled annual average value. The advanced parameters allow you to control how HOMER generates the 8760 hourly values from the 12 monthly values in the table.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

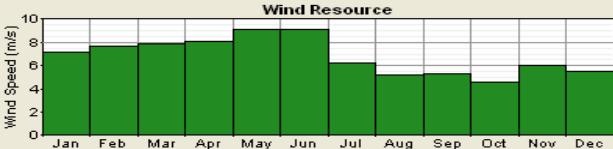
Data source: ☒ Enter monthly averages ☐ Import hourly data file

Baseline data

Month	Wind Speed (m/s)
January	7.200
February	7.700
March	7.900
April	8.100
May	9.100
June	9.100
July	6.200
August	5.200
September	5.300
October	4.600
November	6.000
December	5.500

Annual average: 6.815

Wind Resource



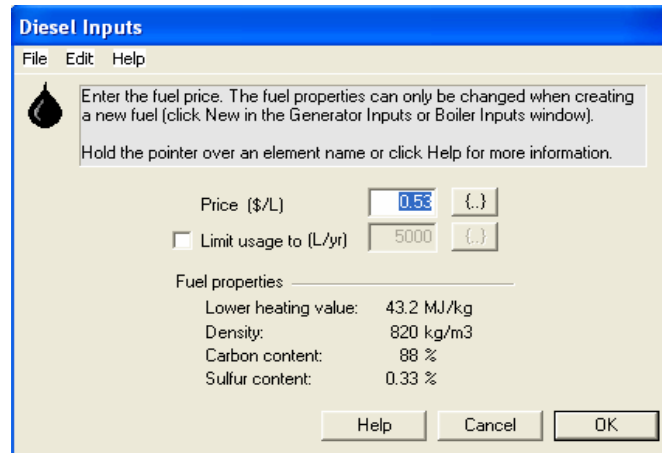
Other parameters: Altitude (m above sea level) Anemometer height (m)

Advanced parameters: Weibull k Autocorrelation factor Diurnal pattern strength Hour of peak windspeed

Scaled data for simulation

Scaled annual average (m/s)

Precio del combustible.



Diesel Inputs

File Edit Help

Enter the fuel price. The fuel properties can only be changed when creating a new fuel (click New in the Generator Inputs or Boiler Inputs window).

Hold the pointer over an element name or click Help for more information.

Price (\$/L) { }

☐ Limit usage to (L/yr) { }

Fuel properties

Lower heating value: 43.2 MJ/kg

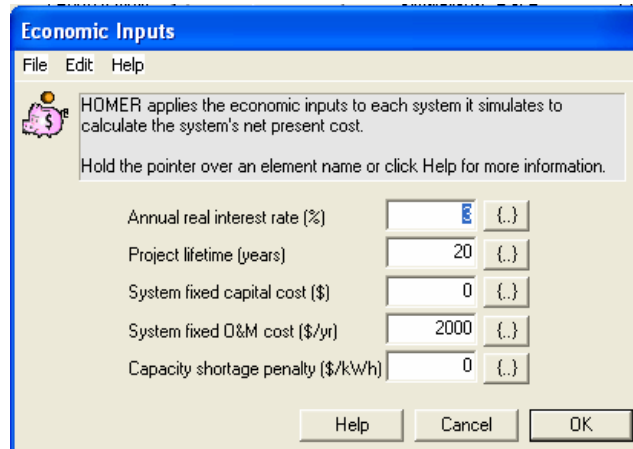
Density: 820 kg/m3

Carbon content: 88 %

Sulfur content: 0.33 %

Help Cancel OK

Parámetros Económicos



Economic Inputs

File Edit Help

HOMER applies the economic inputs to each system it simulates to calculate the system's net present cost.

Hold the pointer over an element name or click Help for more information.

Annual real interest rate (%) { }

Project lifetime (years) { }

System fixed capital cost (\$) { }

System fixed O&M cost (\$/yr) { }

Capacity shortage penalty (\$/kWh) { }

Help Cancel OK