



# **UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CUENCA**

*Comunidad educativa al servicio del Pueblo*

## **UNIDAD ACADÉMICA DE INGENIERÍA, INDUSTRIA Y CONSTRUCCIÓN**

### **CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**“Comportamiento energético de un sistema eólico de  
600 W conectado a la red en una casa tipo”.**

**Trabajo de investigación previo a la obtención del  
Título de ingeniero eléctrico**

**Autor:**

**Gilberth Manuel Ramón Patiño**

**Director:**

**ING. Javier Bernardo Cabrera Mejía MSc.**

**CUENCA - ECUADOR**

**2019**

## DECLARACIÓN

---

Yo, Gilberth Manuel Ramón Patiño con cedula de identidad N° 0106604580, declaro que el trabajo "COMPORTAMIENTO ENERGÉTICO DE UN SISTEMA EÓLICO DE 600W CONECTADO A LA RED EN UNA CASA TIPO" es de mi responsabilidad y autoría, eximo a la Universidad Católica de Cuenca y a sus representantes de posibles acciones legales.

La Universidad Católica de Cuenca queda facultada para ejercer sus derechos correspondientes a este trabajo según lo establece la Ley de Propiedad Intelectual por su reglamento y norma institucional vigente.



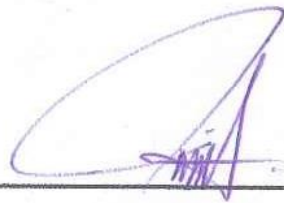
Gilberth Manuel Ramón Patiño

CI: 0106604580

## CERTIFICACIÓN

---

Certifico que el presente trabajo de titulación fue desarrollado por Gilberth Manuel Ramón Patiño bajo mi supervisión.

A handwritten signature in blue ink, consisting of a large, stylized loop followed by several vertical strokes, positioned above a horizontal line.

Ing. Javier Bernardo Cabrera Mejía MSc.

DIRECTOR

## AGRADECIMIENTOS

---

A Dios por la vida, a todas las personas que me rodean y que compartieron la vida universitaria, porque son ellos quienes nos ayudan nos inspiran a ser mejores y continuar con nuestras metas, a mi familia que siempre han estado ahí apoyándome de manera incondicional.

Gilberth Ramon.

## DEDICATORIA

---

A mi abuelo Rodrigo que ha sido una inspiración en cada palabra, cada acto, cada consejo.

Gilberth Ramon.

## INDICE DE CONTENIDOS

---

DECLARACIÓN.....	2
CERTIFICACIÓN.....	3
AGRADECIMIENTOS .....	4
DEDICATORIA.....	5
INDICE DE CONTENIDOS .....	6
LISTA DE FIGURAS .....	8
LISTA DE TABLAS.....	10
LISTA DE ANEXOS .....	11
RESUMEN.....	12
ABSTRACT .....	13
INTRODUCCION.....	14
CAPITULO 1: MARCO TEÓRICO.....	15
1.1. LOS SISTEMAS DE VELOCIDAD VARIABLE FRENTE A LOS SISTEMAS DE VELOCIDAD FIJA.....	15
1.2. SISTEMAS CON GENERADOR DIRECTAMENTE ACOPLADO A LA TURBINA.....	15
1.3. TIPOS DE GENERADORES UTILIZADOS EN SISTEMAS EÓLICOS DE VELOCIDAD VARIABLE.....	16
1.4. CARACTERÍSTICAS DE REGULACIÓN DEL SISTEMA.....	17
1.4.1. <i>Convertidor lado del generador</i> .....	18
1.4.2. <i>Inversor lado de la red</i> .....	18
1.5. LA POTENCIA QUE POSEE EL VIENTO.....	18
1.5.1. <i>Teoría de la Cantidad de movimiento</i> .....	19
1.5.2. <i>Límite del movimiento</i> .....	22
1.6. PERFILES AERODINÁMICOS .....	22
1.6.1. <i>Par y Flujo tangencial inducido</i> .....	22
1.7. DISEÑO MÁS ADECUADO AL CASO PRÁCTICO DE LAS PALAS DEL AEROGENERADOR.....	23
1.7.1. <i>Diseño de las palas delanteras</i> .....	26
1.7.2. <i>Diseño de las palas traseras</i> .....	27
1.7.3. <i>Curva de distribución de velocidad</i> .....	27
1.7.4. <i>Características de los valores medios</i> .....	28
1.7.5. <i>Rosa de los vientos</i> .....	29
1.7.6. <i>Variación vertical del viento</i> .....	30
1.7.7. <i>Energía producida por un aerogenerador aislado en terreno llano</i> .....	30
1.8. MODELO DE LA MAQUINA SINCRÓNICA.....	33
1.8.1. <i>Modelado de las magnitudes en fasores espaciales</i> .....	34
1.8.2. <i>Transformación de Park</i> .....	34
1.8.3. <i>Transformación de Clarke</i> .....	36
1.8.4. <i>Ecuaciones del sistema</i> .....	36
1.8.5. <i>Ecuación del campo magnético de la maquina asíncrona</i> .....	37
1.8.6. <i>Ecuación del estator y del rotor de la maquina</i> .....	38
1.8.7. <i>Par desarrollado por la maquina asíncrona</i> .....	40
1.8.8. <i>Control Vectorial</i> .....	42
1.8.8.1. <i>Ecuaciones de tensión de la maquina</i> .....	42
1.8.8.2. <i>Corrientes magnéticas del estator y del rotor</i> .....	43
1.9. NORMAS Y REGULACIONES DE CALIDAD DE ENERGÍA .....	44
1.9.1. <i>REGULACION CONELEC 005/18</i> .....	44
1.9.2. <i>REGULACION CONELEC 006/00</i> .....	44
1.9.3. <i>REGULACION CONELEC 004-01</i> .....	44
1.9.4. <i>REGULACION CONELEC 004/15</i> .....	44
1.9.5. <i>NORMA IEEE 1547</i> .....	44

1.9.6.	NORMA IEEE STD 519-2014.....	44
1.9.7.	NORMA IEC 61000-4-30.....	44
CAPÍTULO 2: CENTRALES EÓLICAS EN EL ECUADOR .....		45
2.1.	GENERACIÓN Y POTENCIAL DEL VIENTO EN EL ECUADOR .....	45
2.2.	INCENTIVOS ECONÓMICOS Y FISCALES .....	46
2.3.	CAPACIDAD INSTALADA .....	46
2.4.	POTENCIAL .....	48
2.5.	PROYECTOS EÓLICOS EN EL ECUADOR .....	50
CAPITULO 3: DESARROLLO.....		51
3.1.	SISTEMA ELÉCTRICO DE LA CASA TIPO .....	51
3.2.	SISTEMA EÓLICO CONECTADO A LA RED .....	54
3.2.1.	<i>Elementos de conexión</i> .....	54
3.2.1.1.	<i>Modulo Eólico</i> .....	54
3.2.1.2.	<i>Controlador de carga</i> .....	55
3.2.1.3.	<i>Baterías Sunbright</i> .....	56
3.2.1.4.	<i>Inversor Zonhan 1500W.</i> .....	57
3.2.1.5.	<i>Módulo de conexión Sunny Multigate.</i> .....	60
3.2.2.	<i>Instalación eólica</i> .....	61
3.2.3.	<i>Sistema eólico conectado a la red</i> .....	61
3.2.4.	<i>Bitácora de eventos</i> .....	63
CAPÍTULO 4: ANÁLISIS Y RESULTADOS .....		67
4.1.	ANÁLISIS SIN SISTEMA EÓLICO.....	67
4.1.1.	<i>Niveles de voltaje</i> .....	67
4.1.2.	<i>Perturbaciones</i> .....	69
4.1.3.	<i>Desequilibrio de voltaje</i> .....	69
4.1.4.	<i>Desequilibrio de corriente</i> .....	70
4.1.5.	<i>Armónico de voltaje</i> .....	70
4.1.6.	<i>Armónico de corriente</i> .....	72
4.1.7.	<i>Frecuencia</i> .....	73
4.1.8.	<i>Ángulo de fase</i> .....	74
4.2.	ANÁLISIS CON SISTEMA EÓLICO .....	74
4.2.1.	<i>Generación del sistema eólico</i> .....	74
4.2.2.	<i>Niveles de voltaje</i> .....	75
4.2.3.	<i>Perturbaciones</i> .....	76
4.2.4.	<i>Armónicos de voltaje</i> .....	77
4.2.5.	<i>Armónico de corriente</i> .....	78
4.2.6.	<i>Factor de potencia</i> .....	79
4.2.7.	<i>Desequilibrio de voltaje</i> .....	79
4.2.8.	<i>Desequilibrio de corriente</i> .....	80
4.2.9.	<i>Frecuencia</i> .....	80
4.2.10.	<i>Angulo de fase</i> .....	81
CONCLUSIONES.....		82
RECOMENDACIONES .....		84
REFERENCIAS .....		85
ANEXOS.....		88

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Componentes de un aerogenerador .....	16
Figura 2. Velocidad del viento cantidad de energía por segundo .....	19
Figura 3. Tubo de corriente que circula por una aeroturbina .....	20
Figura 4. Perfil aerodinámico de la pala de un aerogenerador .....	22
Figura 5. Distribución del ángulo $\varphi$ a lo largo de la envergadura de la pala para diversos valores de la velocidad específica, $\lambda$ con un criterio de diseño óptimo .....	25
Figura 6. Tubo de corriente que incluye la acción de las palas delanteras y traseras .....	27
Figura 7. Curva de Weibull de duración del viento .....	28
Figura 8. Velocidad del viento .....	29
Figura 9. Dirección del viento .....	29
Figura 10. Curva de duración de potencia obtenida a partir de la curva de duración del viento y de la curva del aerogenerador. El área rayada representa la energía anual .....	31
Figura 11. Factor de capacidad como función de $V_{nominal}$ .....	32
Figura 12. Generador trifásico .....	33
Figura 13. Representación en el modelo de la máquina de los ejes del rotor y el estator .....	38
Figura 14. Características de la inducción (B) e intensidad de campo magnético (H) de la máquina .....	41
Figura 15. Distribución de las intensidades de campo magnético de la maquina .....	41
Figura 16. Circulación general del aire en la superficie .....	45
Figura 17. Potencial nominal MW .....	46
Figura 18. Atlas eólico, potencial eólico bruto del Ecuador .....	48
Figura 19. Atlas eólico potencial eólico factible a corto plazo del Ecuador .....	49
Figura 20. Proyecto eólico Villonaco .....	50
Figura 21. Proyecto eólico Baltra (2.25 MW) .....	50
Figura 22. Ubicación del transformador .....	51
Figura 23. Diagrama unifilar de la casa tipo .....	52
Figura 24. Aerogenerador Zonhan de 600W .....	54
Figura 25. Controlador de carga .....	55
Figura 26. Baterías sunbright .....	56
Figura 27. Inversor Zonhan 1500W .....	58
Figura 28. SUNNY MULTIGATE .....	60
Figura 29. Esquema unifilar de la instalación eólica conectado a la red .....	62
Figura 30. Estado de la instalación .....	63
Figura 31. Parámetros meteorológicos de velocidad del viento .....	65
Figura 32. Parámetros meteorológicos de la dirección del viento .....	65
Figura 33. Parámetros meteorológicos de media del viento .....	66
Figura 34. Parámetros meteorológicos de Temperatura .....	66
Figura 35. Voltaje mínimo registrado .....	67
Figura 36. Voltaje medio registrado .....	68
Figura 37. Voltaje máximo registrado .....	68
Figura 38. Perturbaciones .....	69
Figura 39. Desequilibrio de voltaje .....	69
Figura 40. Desequilibrio de corrientes .....	70
Figura 41. Armónico de voltaje de orden par .....	70
Figura 42. Armónico de voltaje de orden impar .....	71
Figura 43. Distorsión armónica total de voltaje .....	71
Figura 44. Distorsión armónica de corriente de orden par .....	72
Figura 45. Distorsión armónica de corriente de orden impar .....	72
Figura 46. Distorsión armónica total de corriente .....	73
Figura 47. Frecuencia registrada .....	73
Figura 48. Angulo de desfase .....	74
Figura 49. Generación del sistema eólico .....	74
Figura 50. Niveles de voltaje mínimos registrados .....	75
Figura 51. Niveles de voltaje medios registrados .....	75
Figura 52. Niveles de voltaje máximos registrados .....	76
Figura 53. Perturbaciones .....	76
Figura 54. Armónicos pares de voltaje .....	77

<i>Figura 55. Armónicos impares de voltaje</i> .....	77
<i>Figura 56. Armónicos pares de corriente</i> .....	78
<i>Figura 57. Armónicos impares de corriente</i> .....	78
<i>Figura 58. Factor de potencia registrado</i> .....	79
<i>Figura 59. Desequilibrio de corriente</i> .....	80
<i>Figura 60. Frecuencia</i> .....	80
<i>Figura 61. Desfase del ángulo</i> .....	81

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Ventajas y desventajas de los generadores .....	17
Tabla 2. Clasificación de aerogeneradores de eje horizontal para producción eléctrica en función de su potencia .....	33
Tabla 3. Potencia nominal instalada .....	47
Tabla 4. Cálculo de consumo eléctrico de la casa tipo de una familia clase media .....	52
Tabla 5. Características técnicas del aerogenerador eólico .....	55
Tabla 6. Características técnicas del controlador de carga .....	56
Tabla 7. Características técnicas de baterías sunbright .....	57
Tabla 8. Características del inversor .....	58
Tabla 9. Características técnicas del SUNNY MULTIGATE- US.....	60
Tabla 10. Límite para el índice de nivel de voltaje .....	88
Tabla 11. Límite máximo de armónicos de voltaje (%del voltaje nominal) .....	89
Tabla 12. Categorías y características de los fenómenos que varían la calidad de la energía .	90
Tabla 13. Variación de voltaje permitido con respecto al voltaje nominal .....	92
Tabla 14. Valores límite establecidos THD .....	93
Tabla 15. Límites establecidos en armónicos .....	95
Tabla 16. Límites de flicker .....	96
Tabla 17. Límites de distorsión de voltaje .....	97
Tabla 18. Límites de distorsión armónica de corriente para sistemas de 120V a 60 KV .....	97

## LISTA DE ANEXOS

---

**Anexo 1. REGULACION CONELEC 005/18**

**Anexo 2. REGULACION CONELEC 006/00**

**Anexo 3. REGULACION CONELEC 004/01**

**Anexo 4. REGULACION CONELEC 004/15**

**Anexo 5. NORMA IEEE STD 519-2014**

## RESUMEN

---

El presente trabajo de investigación trata sobre un estudio de calidad de energía en una vivienda tipo en el cantón de Nabón, conectado un aerogenerador eólico de 600W. Se ha escogido el lugar de análisis, con la finalidad de aportar con energías limpias; además se analizó el tipo de energía a implementar, dándonos como resultado que la eólica es la que brindaba mejor resultado por las condiciones climáticas del lugar de estudio. El sistema consta de un aerogenerador, un inversor, controlador de carga, banco de baterías y un acoplador de red para el monitoreo de la calidad de energía hemos utilizado el equipos de medición (FLUKE 1744 Power Quality LOGGER MEMOBOX) y el equipo de medición (PQ-BOX 100 POWER QUALITY ANALYSER) de propiedad de la Empresa Eléctrica Centro Sur C.A., para la visualización en tiempo real y toma de datos, para el posterior análisis de la incidencia que tiene el viento en el sector. Todo se basó según las normativas de calidad de energía.

Para un mejor entendimiento del desarrollo de la tesis, se ha dividido en 4 etapas, la primera parte es una revisión del estado del arte de los temas relacionados a la generación eólica, calidad de energía y energías renovables; posteriormente, en un segundo capítulo encontramos la situación actual de la generación eólica en el Ecuador, así como en Cuenca, y en especial en Nabón; en un tercer capítulo presentamos el planteamiento de la propuesta técnica, llegando a la parte de las conclusiones y recomendaciones.

**PALABRAS CLAVE: AEROGENERADOR, ENERGÍAS RENOVABLES, CALIDAD DE ENERGÍA, REDES ELÉCTRICAS.**

## ABSTRACT

---

This research work is about a study of energy quality in a typical house in the city of Nabón, connected to a 600W wind turbine. The place of analysis has been chosen with the purpose of contributing with clean energy; In addition, it was analyzed the type of energy to be implemented, having as a result that wind was the element that provided the best result due to the climatic conditions of the study place. The system consists of a wind turbine, an inverter, a charge controller, a battery bank, and a network coupler for energy quality monitoring. It was used the measurement equipment (FLUKE 1744 Power Quality LOGGER MEMOBOX) and the measuring equipment (PQ-BOX 100 POWER QUALITY ANALYZER) owned by Empresa Eléctrica Centro Sur CA, for real-time visualization and data collection, and for the subsequent analysis of the incidence of wind in the sector. Everything was based on the energy quality regulations.

To have a better understanding of the thesis development, the work has been divided into 4 stages, the first part is a literature review related to wind generation, energy quality, and renewable energy; later, in a second chapter it was studied the current situation of wind generation in Ecuador, as well as in Cuenca, and especially in Nabón; In a third chapter, it was described the approach of the technical proposal, finishing with conclusions and recommendations.

**KEY WORDS: WIND GENERATOR, RENEWABLE ENERGIES, ENERGY QUALITY, ELECTRICAL NETWORK.**

## INTRODUCCION

---

El presente trabajo de investigación tiene como finalidad el estudio de la generación distribuida en un aerogenerador eólico de 600W, conectado en paralelo a la red pública en una casa tipo en el cantón de Nabón, por ende, el estudio de Calidad de Energía Eléctrica.

Para que no se vea afectada la red pública se revisa normativas y regulaciones relacionadas a la generación distribuida.

Para realizar las estadísticas de nuestra investigación se guardarán los datos en forma digital con un monitoreo en tiempo real.

La normativa IEEE 1547 ( Estándar para la interconexión de recursos distribuidos con sistemas de energía eléctrica) exige que, para la integración de la energía eléctrica distribuida a la red pública, hay que establecer requisitos técnicos funcionales que son universalmente necesarios para ayudar asegurar una interconexión técnicamente sólida.

Para evitar perturbaciones en el enlace con la red, se realiza la investigación con el fin de fomentar la instalación de energía eólica por sus características renovables y amigables con el medio ambiente.

El estudio de calidad de energía eléctrica permite conocer y aplicar acciones correctivas en caso que la generación distribuida no sea al 100% compatible.

### **1.1. Los sistemas de velocidad variable frente a los sistemas de velocidad fija**

Los primeros sistemas eólicos fueron sistemas de velocidad fija. En este tipo de sistemas el generador está directamente acoplado a la red, por lo que la velocidad del rotor es fija cualquiera que sea la velocidad del viento incidente. La gran dependencia que tienen la potencia y el par mecánico con la velocidad del viento incidente hace que en aerogeneradores rígidamente unidos a la red eléctrica donde la velocidad de giro viene impuesta por la frecuencia, las oscilaciones del viento provoquen perturbaciones de la potencia inyectada a la red y de tensión en el punto de conexión del aerogenerador; además, los pares pulsantes provocan fatiga en el eje, en las palas y elementos de la transmisión. Esto provoca un necesario sobredimensionado de los elementos mecánicos, así como una peor calidad de suministro de la energía entregada a la red eléctrica (Chinchilla Sanchez, 2001).

Es posible asegurar que los sistemas eólicos de velocidad variable son más eficientes que los de velocidad constante, en emplazamientos con velocidades medias. La principal desventaja de los sistemas de velocidad variable respecto a los de velocidad fija, reside en el incremento de las pérdidas asociadas al convertidor de frecuencia y al generador cuando la velocidad del viento supera un determinado valor, mediante un control adecuado del generador es posible minimizar las pérdidas del conjunto convertidor-generador (Chinchilla Sanchez, 2001).

### **1.2. Sistemas con generador directamente acoplado a la turbina.**

Una de las soluciones más atractivas que han aparecido en los últimos años consiste en la eliminación de la caja multiplicadora que adecua la velocidad de giro de la turbina a la del generador. De este modo se elimina uno de los elementos más sujetos a fallos y se incrementa la fiabilidad del sistema.

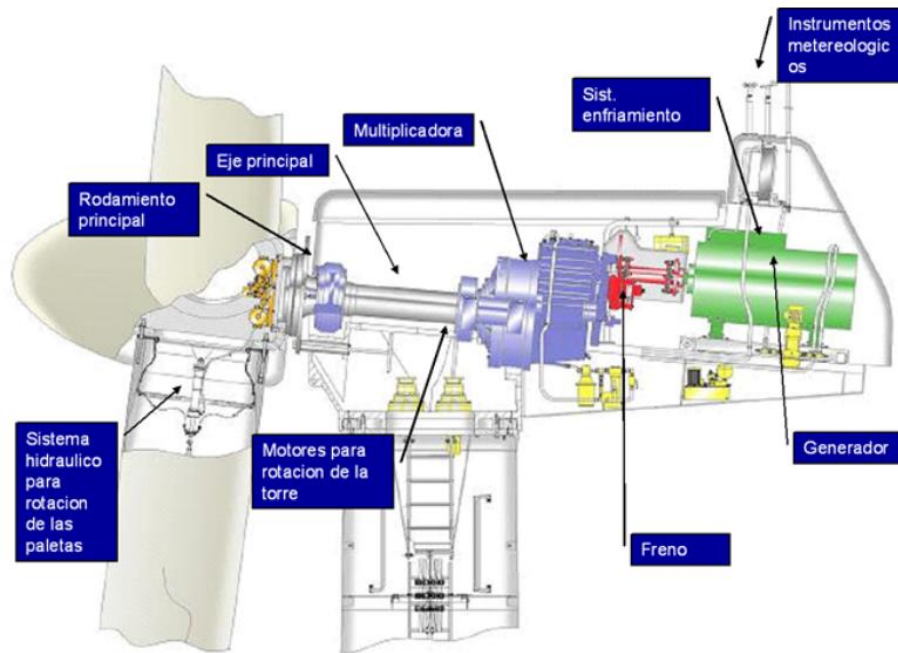


Figura 1. Componentes de un aerogenerador

Fuente: (Nofal, 2009)

En la figura 1 se muestra un esquema general de los componentes de una aeroturbina clásica. Es de destacar el considerable tamaño del multiplicador de velocidad del tren de engranaje. Otras ventajas derivadas de la eliminación de la caja multiplicadora provienen de la disminución de los requerimientos de mantenimiento y de las pérdidas asociadas. Se ha de mencionar también la reducción del ruido emitido por la Aeroturbina. (Chinchilla Sanchez, 2001).

Sin embargo la eliminación del multiplicador de velocidad conlleva la necesidad de incorporar generadores de baja velocidad, con elevado número de polos. En general, el diámetro de estos generadores es inversamente proporcional a la masa de material electromagnéticamente activo, por lo que se ha de buscar un compromiso entre el coste del material y los problemas asociados a la construcción, transporte y montaje de generadores de grandes diámetros (Chinchilla Sanchez, 2001).

### 1.3. Tipos de generadores utilizados en sistemas eólicos de velocidad variable

Generadores asíncronos de jaula, generadores asíncronos de rotor devanado, generador asíncrono con doble alimentación por el estator, generadores síncronos de rotor devanado, generadores síncronos de imanes permanentes, y generadores de reluctancia (Chinchilla Sanchez, 2001).

La principal ventaja de los generadores asíncronos de rotor devanado es que el convertidor electrónico ha de ser dimensionado para una potencia que es una fracción de la potencia asignada de la máquina, ya que la mayor parte de la potencia se entrega por el estator, que se encuentra conectado directamente a la red. En los generadores asíncronos de rotor en jaula, por el contrario, el convertidor electrónico ha de estar dimensionado para toda la potencia de la máquina, además de proporcionar la potencia reactiva precisa para magnetizar la máquina.

En la Tabla 1 se resumen las principales ventajas y desventajas de los generadores asíncronos de rotor devanado frente a los generadores síncronos. Es de destacar que los generadores síncronos permiten mayor velocidad de giro de la máquina, que los que incorporan generadores asíncronos de rotor devanado, debido a que si se amplía el margen de velocidades la tensión rotórica aumenta (Chinchilla Sanchez, 2001).

*Tabla 1. Ventajas y desventajas de los generadores*

	<b>Síncrono</b>	<b>Asíncrono</b>
<b>Ventajas</b>	<p>No necesita corriente reactiva magnetizaste</p> <p>Puede conectarse directamente a un puente de diodos.</p> <p>Imágenes permanentes: fácilmente multipolar</p>	Refrigeración cerrada robustez
<b>Desventajas</b>	Refrigeración por aire	<p>El estator necesita corriente reactiva magnetizaste.</p> <p>Anillos y escobillas</p>

*Fuente: (Chinchilla Sanchez, 2001).*

#### **1.4. Características de regulación del sistema**

Es preciso conectar el generador a la red a través de un convertidor electrónico para adecuar la frecuencia de la tensión generada a la de la red. Los convertidores más utilizados en los sistemas eólicos de velocidad variable son los convertidores alterna-alterna con una etapa intermedia de corriente continua (Chinchilla Sanchez, 2001).

#### **1.4.1. Convertidor lado del generador**

El convertidor debe funcionar como rectificador constituido por los transistores bipolares de puerta aislada (IGBT) y regulado mediante modulación de anchura de pulso (PWM). No se utiliza rectificador de diodos como se hace generalmente en cualquier tipo de máquinas debido a la necesidad de aportar energía reactiva al generador asíncrono en cualquier régimen de funcionamiento. Las ventajas que tiene son las siguientes:

- La posibilidad de controlar a voluntad (amplitud, fase y frecuencia) el primer armónico de la tensión del convertidor, lo que permite un control del módulo y fase de la intensidad en la etapa de c.a. También con una adecuada modulación de los pulsos de disparo de los transistores del puente, es posible conseguir una corriente en la máquina con un contenido en armónicos muy reducido.
- El control de potencia activa es independiente del control de la potencia reactiva (trabaja en los cuatro cuadrantes de un plano PQ).
- Al utilizarlo en aplicaciones de potencias bajas y medias, la frecuencia de conmutación es elevada, los armónicos asociados son de orden muy alto, de esta manera desaparecen los pares pulsantes de baja frecuencia que son muy perjudiciales desde el punto de vista de fatiga del eje.
- Cuando se genera una potencia eléctrica reducida a bajas velocidades disminuyen las pérdidas cobre de la máquina (Alvares Munguia, 2008).

#### **1.4.2. Inversor lado de la red**

Para la regulación de la potencia activa y reactiva transferida a la red, se utiliza un inversor PWM ventajas:

- Cuando se utiliza un inversor conectado a la red, es posible controlar a voluntad el factor de potencia de la corriente inyectada a la red.
- Su funcionamiento es reversible, de modo que pueden transvasar potencia desde la etapa de c.c. a la red (funcionamiento como inversor) o viceversa (rectificador), con la limitación del tipo de IGBT empleado (Alvares Munguia, 2008).

#### **1.5. La potencia que posee el viento**

La velocidad del viento es muy importante para la cantidad de energía que un aerogenerador puede transformar en electricidad, la cantidad de energía que posee el viento varía con el cubo de la velocidad media del viento; si la velocidad del viento se duplica la cantidad de energía que contenga será ( $2^3$ ) ocho veces mayor.

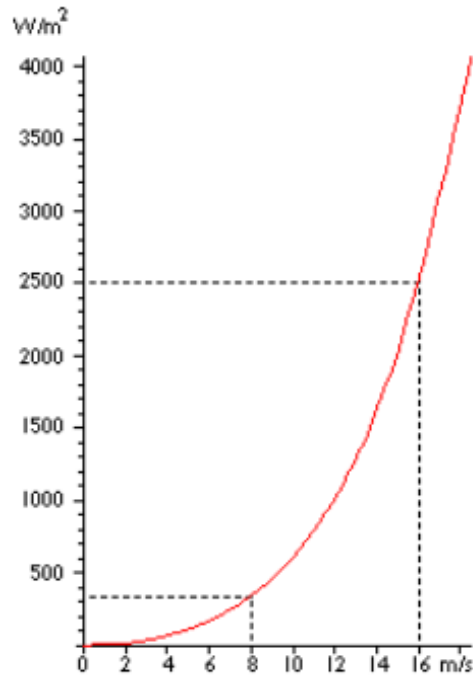


Figura 2. Velocidad del viento cantidad de energía por segundo

Fuente: (DANISH WIND INDUTRY ASSOCIATION, 2003)

$$P = 1/2 \rho v^3 \pi r^2 \quad (1.1)$$

Donde:

$\rho$  = (rho) = densidad del aire seco = 1.225 medida en  $\text{kg/m}^3$

v = velocidad del viento medida en m/s

$\pi$  = (pi) = 3.1415926535...

r = radio del rotor medido en m. (DANISH WIND INDUTRY ASSOCIATION, 2003).

### 1.5.1. Teoría de la Cantidad de movimiento

La teoría del momento axial de la conservación de la energía para una masa de viento que atraviesa la superficie circular del disco trazado por las palas sin considerar la rotación inducida en la estela del viento, puede expresarse así:

$$P_{v1} = \frac{W_{v1}}{t} = \frac{1}{2} \frac{m_{v1}}{t} \cdot V_1^2 = \frac{1}{2} \rho \cdot Q_m \cdot V_1^2 = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V_1^3 = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot (\pi \cdot R^2) \cdot V_1^3 \quad (1.2)$$

El aire cede parte de su energía cinética al disco, ejerciendo una fuerza sobre él. Las condiciones del estudio en el volumen de control son las que se indican en la figura 3, en la que existe una sobrepresión ( $P_{r+}$ ) delante del disco y una depresión ( $P_{r-}$ ) detrás del disco, antes del disco se tiene una presión atmosférica. La velocidad es inversa a la sección para tener el caudal constante. Se considera que el caudal es constante, que el fluido es no viscoso e incompresible y el empuje uniforme (Alvares Munguia, 2008).

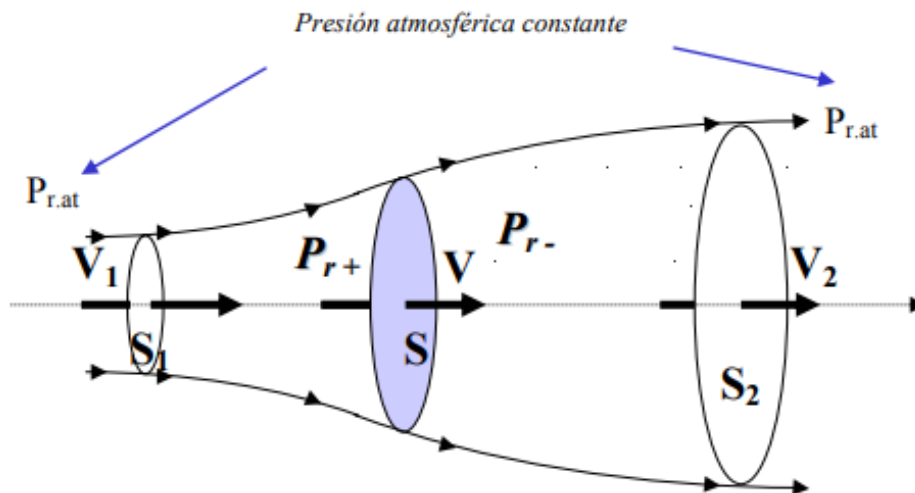


Figura 3. Tubo de corriente que circula por una aeroturbina

Fuente: (Alvares Munguia, 2008)

Si se aplica la ecuación de conservación de la energía.

$$P_{r+} - P_{r-} = \frac{1}{2} \rho (V_1^2 - V_2^2) \quad (1.3)$$

La fuerza de empuje sobre el disco es  $\Delta \text{Empuje} = \Delta (\text{Masa} \times \text{Aceleración}) = \text{Área} (\Delta \text{Presión})$  (Alvares Munguia, 2008).

$$\begin{aligned} F_s &= \Delta_m \cdot \left(\frac{v}{t}\right) = m \cdot \left(\frac{\Delta v}{t}\right) = (\rho \cdot Q_m \cdot t) \cdot \left(\frac{\Delta v}{t}\right) = -\rho \cdot A \cdot v \cdot (v_1 - v_2) = A \cdot (\Delta P_r) \\ &= -A \cdot (P_{r+} - P_{r-}) \end{aligned} \quad (1.4)$$

De la ecuación se puede obtener la velocidad ( $v$ ) en el disco igualando los dos últimos términos y sustituyendo las diferencias de presiones obtenidas de la ecuación anterior, se tiene:

$$V = \frac{v_1 + v_2}{2} \quad (1.5)$$

El rendimiento de la transformación, que se llama coeficiente de potencia ( $C_p$ ), en función de las velocidades del viento a la entrada ( $v_1$ ) y salida del volumen de control ( $v_2$ ), es decir, es la relación entre la potencia extraída del viento cuando atraviesa el disco de la turbina, con la potencia que lleva el viento sin perturbar (Alvares Munguia, 2008).

$$C_p = \frac{P_v}{P_{v1}} = \frac{F_v \cdot v}{P_{v1}} = \frac{\rho \cdot Q_m \cdot (v_1 - v_2) \cdot v}{P_{v1}} = \frac{\rho \cdot A \cdot v \cdot (v_1 - v_2) \cdot v}{P_{v1}} = \frac{\rho \cdot A \cdot \left(\frac{v_1+v_2}{2}\right)^2 \cdot (v_1 - v_2)}{\frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v_1^3} \quad (1.6)$$

Si definimos un factor adimensional ( $a$ ) que expresa la reducción longitudinal de velocidad respecto al valor del viento incidente.

$$a = \frac{v_1 - v}{v_1} \quad (1.7)$$

Se relaciona el coeficiente de potencia ( $C_p$ ) con el coeficiente ( $a$ ).

$$c_p = 4 \cdot (1 - a)^2 \cdot a \quad (1.8)$$

También es importante conocer el empuje del viento o fuerza de tracción sobre el disco ( $F_v$ ) y la potencia cedida al disco ( $P_v$ ), que es la misma que la que pierde el viento.

$$P_v = C_p \cdot P_{v1} = 4 \cdot (1 - a)^2 \cdot a \cdot \left[\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot (\pi \cdot R^2) \cdot v_1^3\right] \quad (1.9)$$

$$F_v = \frac{P_v}{v} = 4 \cdot (1 - a) \cdot a \cdot \left[\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot (\pi \cdot R^2) v_1^2\right] \quad (1.10)$$

El máximo valor de ( $C_p$ ) extraíble se obtiene:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{d}{da} [C_p(a)] = 0 \Rightarrow 3a_{Cpmax}^2 - 4a_{Cpmax} + 1 = 0 \Rightarrow a_{Cpmax} = \frac{1}{3} \\ C_{pmax} = 0,5925 \end{array} \right. \quad (1.11)$$

Por tanto, la máxima potencia que se puede extraer en teoría de una corriente de aire, nunca puede sobrepasar el 59,25% de la potencia del viento incidente, se conoce como límite de Betz. (Alvares Munguia, 2008)

### 1.5.2. Límite del movimiento

La máxima potencia ocurre cuando  $dP/da = 0$

$$dP/da = 2 \rho A V_1^3 (1 - 4a + A 5a^2) = 0 \quad (1.12)$$

Resolviendo, tenemos:

$$a = 1/3 \quad (1.13)$$

La máxima potencia ocurre cuando  $a = 1/3$ , Por tanto

$$P_{\max} = 16/27 (1/2 \rho A V_1^3) \quad (1.14)$$

Es decir cuando el coeficiente de potencia iguala a 16/27. Este valor se denomina Límite de Betz y nos indica el máximo valor de la potencia contenida en el tubo de corriente de aire que es capaz de extraer el rotor de una aeroturbina.

(Cornejo, 2008)

### 1.6. Perfiles aerodinámicos

#### 1.6.1. Par y Flujo tangencial inducido

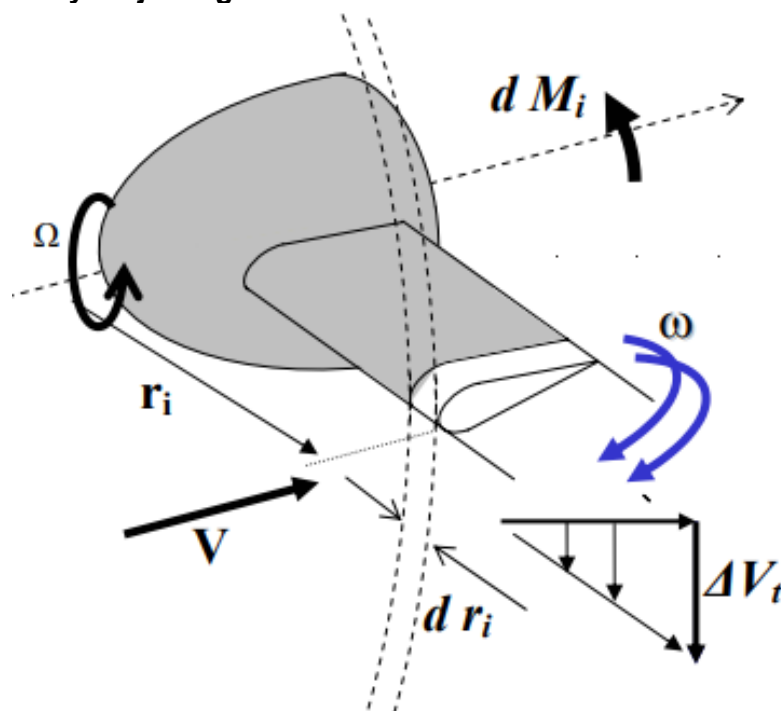


Figura 4. Perfil aerodinámico de la pala de un aerogenerador

Fuente: (Alvares Munguía, 2008)

La diferencia de presión entre la parte cóncava inferior y la parte convexa superior, provoca una fuerza ascendente sobre la pala que hace girar al eje, forma similar a la causa por la que un avión se sustenta en el aire. Justamente esa diferencia ( $p^+ - p^-$ ) es la considerada en los cálculos del planteamiento de la ecuación de Betz.

El rotor de la turbina gira a la velocidad  $\Omega$  porque recibe un par mecánico provocado por la acción conjunta de las fuerzas del viento al chocar contra cada una de las secciones de la pala.

Cada sección de pala situada a un radio  $r$ , como consecuencia de este choque, aporta un par y en el viento, debajo del perfil de la pala, aparece una componente tangencial  $\Delta V_t$  de la velocidad que se añade a la propia velocidad del viento incidente  $V$ , que es axial. Esta componente tangencial es mayor a medida que el viento llega al final del perfil. Este hecho se puede relacionar con el hecho de que la pala, al girar, induce un cierto movimiento de rotación  $\omega$  sobre la estela de viento detrás de ella, en sentido contrario al giro del eje  $\Omega$ .

La componente tangencial  $\Delta V_t$  periférica inducida del viento detrás de la pala, se puede relacionar con la rotación  $\omega$ , de la forma:

$$\Delta V_t = \omega \cdot r_i \quad (1.15)$$

De otro lado se define  $a_i'$  como el coeficiente de velocidad axial, que define la relación entre la rotación  $\omega$  de la estela del viento situado debajo y a la salida del perfil de pala y la rotación del eje  $\Omega$ .

$$a_i' = \frac{1}{2} \cdot \frac{\omega}{\Omega} \quad (1.16)$$

Se obtiene:

$$\Delta V_t = 2 \cdot a_i' \cdot \Omega \cdot r \quad (1.17)$$

(Alvares Munguia, 2008)

### 1.7. Diseño más adecuado al caso práctico de las palas del aerogenerador

Para una simplificación de los cálculos, que en ningún caso va a suponer un error considerable, se van a obtener los resultados adecuados siguientes:

- Se desprecia el efecto de la fuerza de arrastre ( $F_D = 0$ ).
- No se tiene en cuenta el efecto de punta de pala, el fluido se fuga a través de la punta circundándola desde la parte inferior a la superior.

– Disco cargado, disco sólido perpendicular a la corriente, del que se desprende la capa límite apareciendo remolinos a sotavento del mismo.

Derivando el par, haciendo  $F_D = 0$ , e igualando se tiene

$$P_m = \Omega M \rightarrow \frac{dP_m}{dr} = \Omega \frac{dM}{dr} = \Omega [rF_L \operatorname{sen} \varphi] = \Omega [\rho 4\pi v_1 \Omega r^3](1-a)a' \quad (1.18)$$

De esta ecuación los datos entre corchetes son datos fijos, y para maximizar la potencia hay que hacer máximo el producto:  $(1-a)a'$ .

Si se divide ahora la ecuación por la ecuación de la fuerza de empuje y primer término haciendo  $F_D = 0$ , se obtiene

$$\tan \varphi = \frac{a'\Omega r}{av_1} \quad (1.19)$$

Combinando con el primer término, se establece una relación adicional entre  $a$  y  $a'$

$$(1-a)a = (1-a')a'\left(\frac{\Omega r}{v_1}\right)^2 \quad (1.20)$$

Se debe hacer máximo el producto siguiente:

$$\frac{d((1-a)a')}{da} = 0 \rightarrow \frac{da'}{da} = \frac{a'}{1-a} \quad (1.21)$$

que está sometido a la restricción dada, por lo que queda:

$$(1-a)(1-2a) = a'(1+2a')\left(\frac{\Omega r}{v_1}\right)^2 \quad (1.22)$$

Eliminando  $\left(\frac{\Omega r}{v_1}\right)^2$  se obtiene  $a'$  como función de  $a$

$$a' = \frac{(1-3a)}{(4a-1)} \quad (1.23)$$

De las ecuaciones se obtiene los valores  $a$ ,  $a'$  y  $\frac{\Omega r}{v_1}$  necesarios para obtener el máximo coeficiente de potencia como funciones de  $\varphi$ :

$$\left\{ \begin{array}{l} a = \frac{\cos \varphi}{2 \cos \varphi + 1} \\ a = \frac{1 - \cos \varphi}{2 \cos \varphi - 1} \\ \frac{\Omega r}{v_1} = \frac{r}{R} \lambda = \frac{\sin \varphi (2 \cos \varphi - 1)}{(2 \cos \varphi + 1)(1 - \cos \varphi)} \end{array} \right.$$

(1.24)

Obteniendo mediante este análisis matemático la siguiente distribución del ángulo  $\varphi$  de la figura: (Alvares Munguia, 2008)

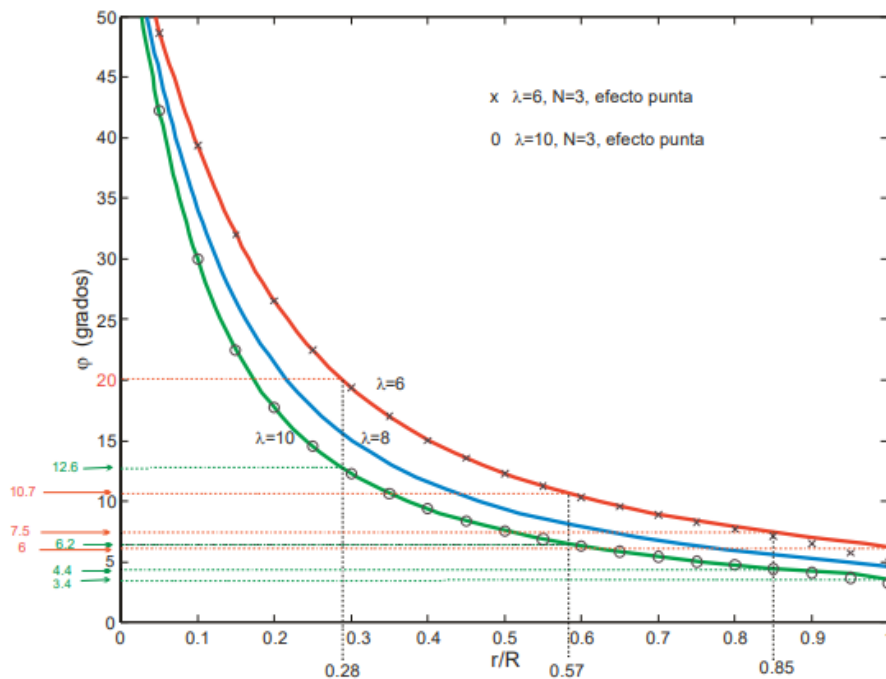


Figura 5. Distribución del ángulo  $\varphi$  a lo largo de la envergadura de la pala para diversos valores de la velocidad específica,  $\lambda$  con un criterio de diseño óptimo.

Fuente: (Alvares Munguia, 2008)

Para el aerogenerador de seis palas que se va utilizar, tres en la parte delantera que van a ser las motrices y tres en la parte de atrás, que giran en sentido contrario de las delanteras, y las traseras que van a favorecer a la aeroturbina para arrancar a vientos muy bajos, a las vez que para vientos muy altos actúan como freno, saturado por tanto el grupo de las primeras palas (Alvares Munguia, 2008)

### 1.7.1. Diseño de las palas delanteras

- Un radio de 3,5 m distribuidas en tramos desde la raíz hacia la punta: (1+1+1+0,5) metros.
- Se va a fijar un  $\lambda$  de 10 y de 6 para cada una de las secciones de la pala  $r/R$ , para así obtener un valor de  $\varphi_{\text{optimo}}$ .
- Para calcular la torsión de la pala, se fija el ángulo de ataque  $\alpha$  que debe estar comprendido entre  $7^\circ$  y  $8^\circ$  que son unas condiciones óptimas, para que la relación  $F_L/F_D$  sea máximo, y mediante la ecuación  $\theta = \varphi - \alpha$ , se obtiene el ángulo de torsión. El ángulo de torsión  $\theta$  será grande cerca de la raíz, es decir encarado hacia el viento, y a medida que aumenta la distancia a la raíz, el ángulo se hace más pequeño, hasta que a un 65% ó 75% de la pala  $\theta = 0^\circ$ , y a partir de esa posición  $\theta < 0^\circ$ , esto es inclinado a favor del viento, para ángulo de paso de pala  $\beta = 0^\circ$ , pues estas palas no llevan ángulo de paso.
- Se realizó la siguiente medida: para una velocidad de viento de ensayo de  $v_1 = 10$  m/s se obtuvo una velocidad de giro  $\Omega = 16,12$  rad/s (154 rpm), para un radio de pala de 3,5 m.

$$\lambda = 10 \rightarrow \left\{ \begin{array}{l} \frac{r}{R} = \frac{1}{3,5} = 0,28 \rightarrow \theta = \varphi - \alpha = 12,6^\circ - 7^\circ = 5,6^\circ \\ \frac{r}{R} = \frac{2}{3,5} = 0,57 \rightarrow \theta = \varphi - \alpha = 6,2^\circ - 7^\circ = -0,8^\circ \\ \frac{r}{R} = \frac{3}{3,5} = 0,85 \rightarrow \theta = \varphi - \alpha = 4,4^\circ - 7^\circ = -2,6^\circ \\ \frac{r}{R} = \frac{3,5}{3,5} = 1 \rightarrow \theta = \varphi - \alpha = 3,4^\circ - 7^\circ = -3,6^\circ \end{array} \right. \quad (1.25)$$

$$\lambda = 6 \rightarrow \left\{ \begin{array}{l} \frac{r}{R} = \frac{1}{3,5} = 0,28 \rightarrow \theta = \varphi - \alpha = 20^\circ - 7^\circ = 13^\circ \\ \frac{r}{R} = \frac{2}{3,5} = 0,57 \rightarrow \theta = \varphi - \alpha = 10,7^\circ - 7^\circ = 3,7^\circ \\ \frac{r}{R} = \frac{3}{3,5} = 0,85 \rightarrow \theta = \varphi - \alpha = 7,5^\circ - 7^\circ = 0,5^\circ \\ \frac{r}{R} = \frac{3,5}{3,5} = 1 \rightarrow \theta = \varphi - \alpha = 6^\circ - 7^\circ = -1^\circ \end{array} \right. \quad (1.26)$$

Según los resultados obtenidos son unos ángulos adecuados tomando como velocidad específica  $\lambda$  el valor 10. Si hubiese sido un valor de  $\lambda$  inferior, los ángulos de torsión de los tramos quedarían un poco por encima de los calculados, es decir para  $\lambda = 6$ , y para una relación  $r/R = 0,75$  que corresponde al 75% de la longitud de la pala se obtiene un  $\varphi = 9^\circ$ , con lo que corresponde a un ángulo de torsión de  $1^\circ$  para un ángulo de ataque de  $8^\circ$ . Se observa pues que el diseño es el adecuado. La ventaja de tomar un  $\lambda$  de 10 es que se descarga bastante más la caja multiplicadora, en el caso de que la lleve el coeficiente de potencia disminuye muy poco, y la velocidad en punta de la pala ( $\Omega R =$

$\lambda V_1$ ) es muy inferior a la velocidad del sonido, que si esto ocurriese sería catastrófico para la aeroturbina. (Alvares Munguia, 2008)

### 1.7.2. Diseño de las palas traseras

Ambos grupos de palas tienen diferentes relaciones de giro, mientras las palas traseras han dado una vuelta las palas delanteras han dado tres vueltas y media aproximadamente. Los dos grupos de palas están sobre el mismo eje. (Alvares Munguia, 2008)

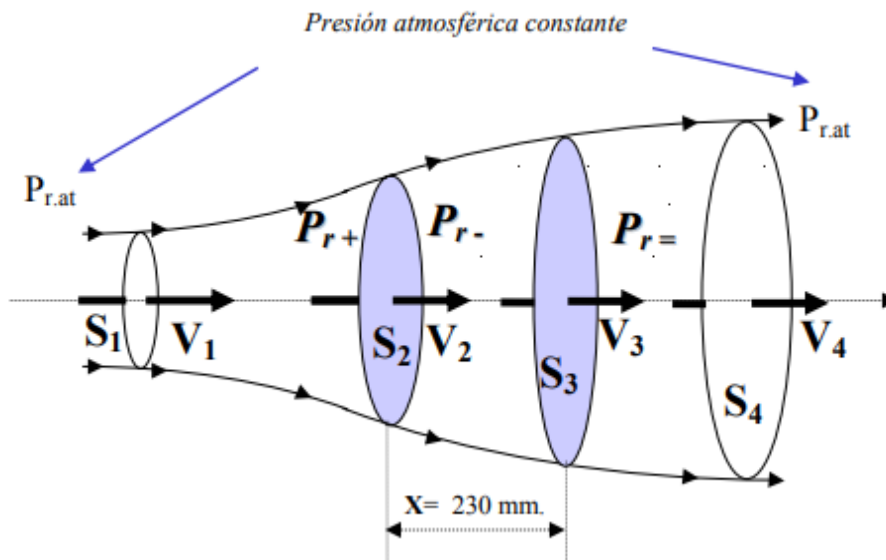


Figura 6. Tubo de corriente que incluye la acción de las palas delanteras y traseras

Fuente: (Alvares Munguia, 2008)

### 1.7.3. Curva de distribución de velocidad

La ecuación expresa la probabilidad de que la velocidad  $V$  exceda un valor límite,  $V_x$  durante el período considerado.

$$F(V_x) = P(V < V_x) \tag{1.27}$$

La velocidad así considerada es el valor medio. Una forma muy aceptada de dicha función es la distribución de Weibull, dada por la ecuación siguiente:

$$F(V_x) = P(V < V_x) = e^{-\left[\frac{V_x}{C}\right]^k} \tag{1.28}$$

En esta ecuación aparecen dos parámetros: el factor de escala  $C$  (m/s) y el factor de forma  $k$  (adimensional), que se deben de ajustar con los datos del viento medidos en un

emplazamiento concreto. El valor de k suele variar generalmente entre 1,5 y 3. Para k=2, la distribución anterior se conoce como distribución de Rayleigh. En la figura aparecen representadas distintas distribuciones de Weibull. (Alvares Munguia, 2008)

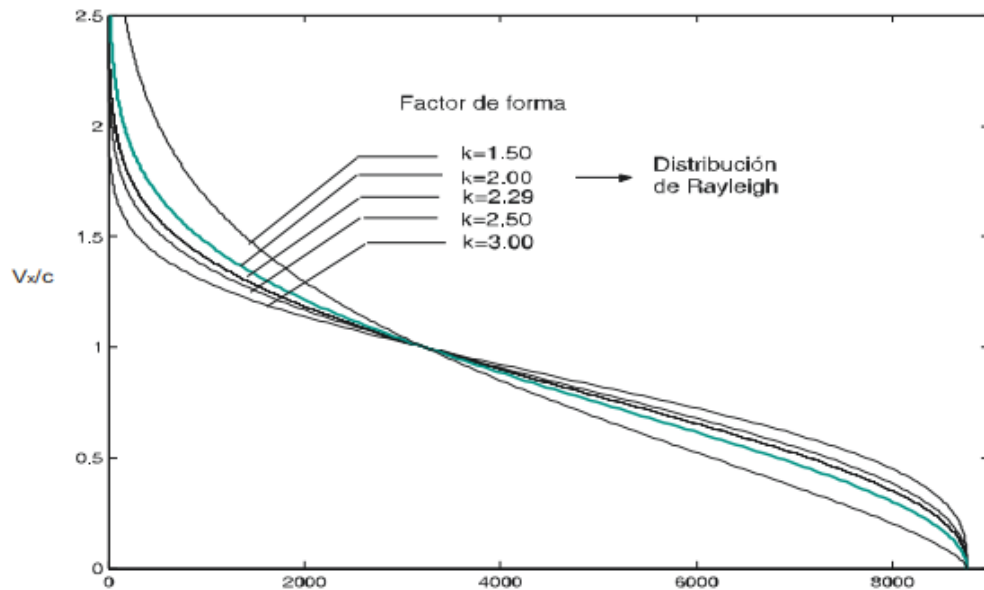


Figura 7. Curva de Weibull de duración del viento

Fuente: (Alvares Munguia, 2008)

#### 1.7.4. Características de los valores medios

La velocidad media del viento para el periodo indicado viene dada por:

$$\begin{aligned} \bar{V} &= \int_0^{\infty} V f(V) dV \\ \bar{V} &= C \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \end{aligned} \tag{1.29}$$

Siendo ( $\Gamma$ ) la función gamma.

Aunque la norma considera para los requerimientos de seguridad tomar  $k = 2$ , no obstante la forma de determinar los parámetros de  $k$  y  $C$  se hace a partir de las medidas tomadas en el emplazamiento elegido. Se ajustan mediante mínimos cuadrados los datos de las medidas a la siguiente recta, obtenida a partir de la ecuación, tomando logaritmos, y comparándola con la ecuación de una recta:  $y_i = a + b \cdot x_i$ , se obtiene

$$\ln[F(V_x)] = -\left(\frac{V_x}{C}\right)^k \rightarrow \ln\{-\ln[F(V_x)]\} = -k \ln(C) + k \ln(V_x); \text{ donde: } \left\{ \begin{array}{l} y_i = \ln\{-\ln[F(V_x)]\} \\ x_i = \ln(V_x) \\ a = -k \ln(C) \\ b = k \end{array} \right\} \tag{1.30}$$

Con la pendiente de la recta se calcula el valor de  $b$ , y de su intersección con el eje y se obtiene  $y_0$ , y a partir de este valor se determina  $C$ . (Alvares Munguia, 2008)

### 1.7.5. Rosa de los vientos.

Basándose en la dirección y velocidad del viento que fue tomada previamente por una estación meteorológica adquirida en la Unidad Académica de Ingeniería, Industria y Construcción de la Universidad Católica de Cuenca se puede dibujar la rosa de los vientos.

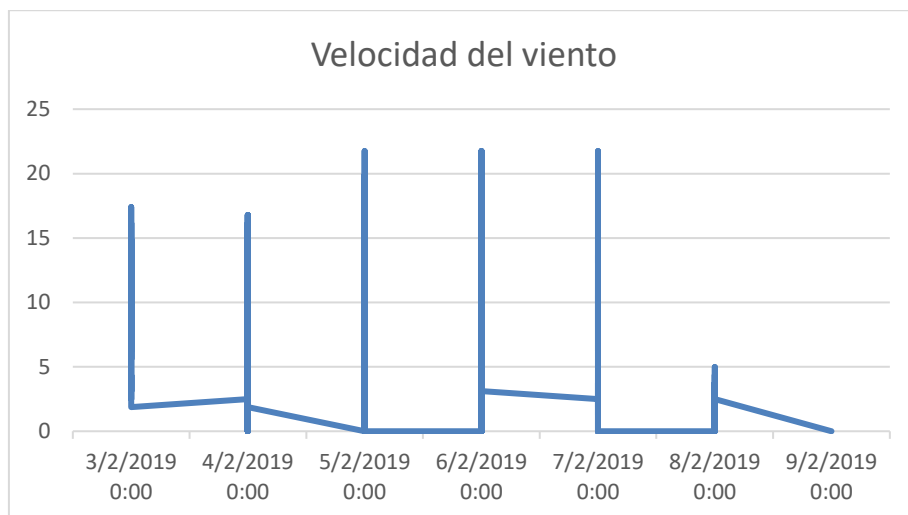


Figura 8. Velocidad del viento

Fuente: Autor

Recordemos que el contenido energético del viento varía con el cubo de la velocidad del viento, por tanto, las cuñas son en realidad las más interesantes. Indican donde encontrar una mayor potencia que impulse nuestros aerogeneradores, en este caso podemos ver que la dirección de viento dominante es el Norte.



Figura 9. Dirección del viento

Fuente: Autor

La rosa de los vientos es esencial para determinar el emplazamiento de la instalación. Su utilidad principal radica en que proporciona la dirección o direcciones principales con su frecuencia en un diagrama circular, permitiendo así ubicar el aerogenerador en el sitio más adecuado. En caso de que no distinga claramente el viento dominante, se utiliza además un diagrama que muestra las direcciones principales de máxima potencia, siendo la potencia proporcional al cubo de la velocidad del viento (VILELA LEON & RAMIREZ VILLEGAS, 2013).

### 1.7.6. Variación vertical del viento

Debido principalmente al rozamiento de la corriente de aire con la superficie terrestre, el perfil vertical del viento no es constante, sino que es creciente con la altura en general. Los datos del viento son medidos a una determinada altura sobre el suelo, la altura estándar es de 10 m, según la OMM, por lo que es necesario aplicar métodos para determinar la velocidad del viento a la altura del eje del rotor si se superan los 10 m de altura, se asume con mucha precisión el modelo de ley potencial para el perfil vertical de velocidades, esto es si la velocidad media ( $\bar{V}_a$ ) es conocida a la altura  $Z_a$ , la velocidad media ( $\bar{V}$ ) en el nivel del eje del rotor  $Z$  es: (Alvares Munguia, 2008).

$$\bar{V}(Z) = \bar{V}_a \cdot \left(\frac{Z}{Z_a}\right)^\alpha \quad (1.31)$$

Siendo  $\alpha$  un coeficiente que depende de la rugosidad superficial media y de la estabilidad atmosférica media en el lugar considerado y puede variar entre 0,1 y 0,3. Un valor típico para zonas al aire libre es 0,14.

En estudios experimentales el exponente ( $\alpha$ ) puede ser evaluado a partir de la relación: (Alvares Munguia, 2008).

$$\alpha = \frac{0,37 - 0,088 \cdot \ln(\bar{V}_a)}{1 - 0,088 \cdot \ln\left(\frac{Z_a}{10}\right)} \quad (1.32)$$

### 1.7.7. Energía producida por un aerogenerador aislado en terreno llano.

Para determinar la energía de un generador eólico que pueda suministrar energía eléctrica en un emplazamiento dado, donde se conoce su curva de potencia también se conoce la curva de duración de velocidad, a partir de la información contenida en ambas curvas se puede estimar la energía anual que produciría la máquina. El tiempo que el viento está comprendido entre las velocidades  $V$  y  $V + dV$  se obtiene: (Alvares Munguia, 2008).

$$dt = \frac{dF}{dV} \cdot dV \quad (1.33)$$

La curva de potencia de la máquina es  $P(V)$ , la energía anual,  $E$ , sería:

$$E = \int_0^{8760} P \cdot dt = \int_{V_{arranue}}^{V_{corte}} P \cdot \frac{dF}{dV} \cdot dV \quad (1.34)$$

Esto es equivalente a sustituir en la curva de duración las velocidades por las potencias, obtenidas de la curva de potencia, obteniendo una curva de duración de la potencia, como se muestra en la figura. La energía anual expresada en kWh, es el área rayada de la figura, si la potencia se da en kW y el tiempo en horas.

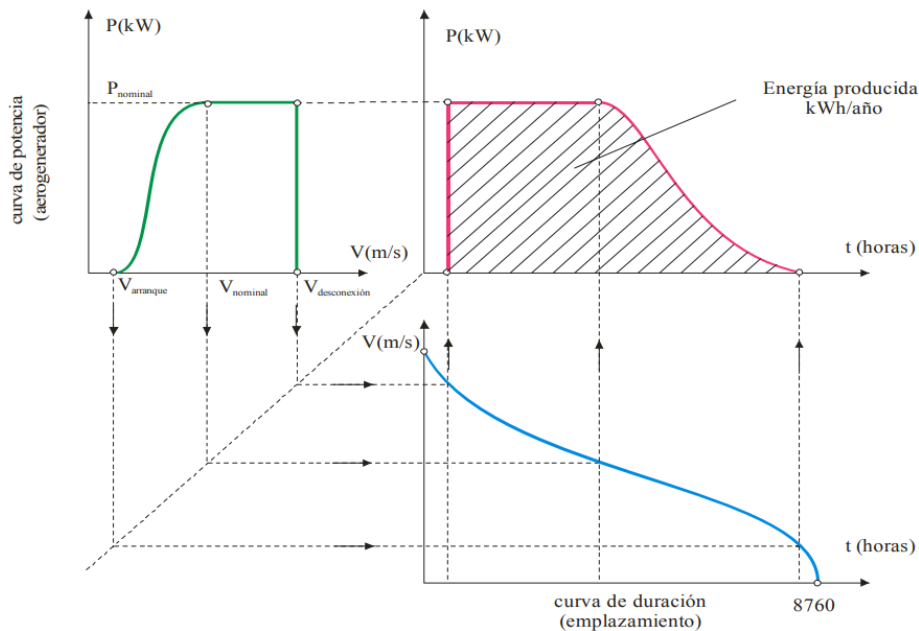


Figura 10. Curva de duración de potencia obtenida a partir de la curva de duración del viento y de la curva del aerogenerador. El área rayada representa la energía anual

Fuente: (Alvares Munguia, 2008)

El factor de capacidad (FC) indica la energía.

$$FC = \frac{E(\text{kWh})}{P_{\text{nominal}} \cdot 8760 \text{ horas}} \quad (1.35)$$

En el caso de que el viento fuese superior a la velocidad nominal del aerogenerador, el factor de capacidad sería uno, en ese caso, en la figura 10, el área corresponde a un rectángulo de base 8760 horas y altura la potencia nominal. En la práctica esto no ocurre

nunca; así un factor de utilización superior a 25% se considera aceptable y superior al 30% bueno.

Otra forma de expresar la idea recogida en el factor de capacidad es mediante las horas equivalentes, HE, que se definen como:

$$HE = FC \cdot 8760 \text{ horas} \quad (1.36)$$

La curva de potencia en función de los datos siguientes:

$V_{\text{arranque}}, V_{\text{nominal}}, V_{\text{desconexión}}, P_{\text{nominal}}$ .

Las  $V_{\text{arranque}}, V_{\text{desconexión}}$  influyen poco en la energía producida, una por ser pequeña y la otra por durar poco tiempo, por lo tanto, el factor de utilización sólo va a depender principalmente de  $V_{\text{nominal}}, P_{\text{nominal}}$  y  $\bar{V}$ . La figura 11 muestra el factor de capacidad en función del valor adimensional del cociente entre: (Alvares Munguia, 2008).

$$\frac{\bar{V}}{V_{\text{nominal}}} \quad (1.37)$$

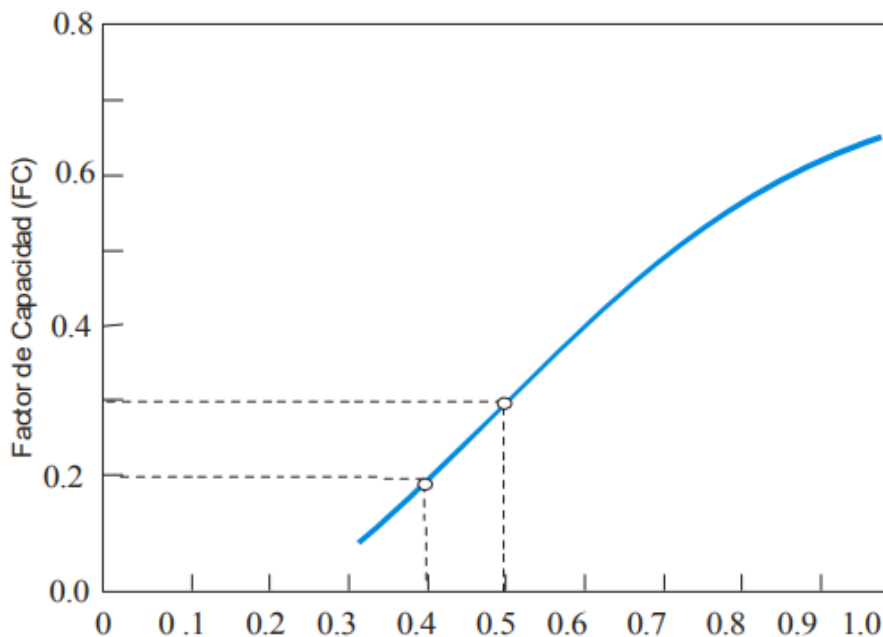


Figura 11. Factor de capacidad como función de  $\frac{\bar{V}}{V_{\text{nominal}}}$ .

Fuente: (Alvares Munguia, 2008)

El factor de capacidad será tanto mayor cuanto mayor sea la velocidad media del lugar y menor sea la velocidad de diseño del aerogenerador. Una máquina estará tanto mejor diseñada cuanto más baja sea la velocidad nominal para la misma potencia nominal. Un lugar será mejor cuanto mayor sea su velocidad media. El valor de la velocidad nominal

del viento se ha considerado 14 m/s, que para factores de capacidad de 0,2 y 0,3 las velocidades medias oscilan entre 5,6 y 7 m/s (Alvares Munguia, 2008).

Este análisis es una estimación sencilla para una máquina aislada, si existiesen otros aerogeneradores próximos, se deben tener en cuenta las estelas que producen y cómo afectan a la dirección del viento así como el efecto del terreno.

Se facilita la tabla orientativa sobre la clasificación de aerogeneradores de eje horizontal para producción eléctrica en función de su potencia. (Alvares Munguia, 2008)

Tabla 2. Clasificación de aerogeneradores de eje horizontal para producción eléctrica en función de su potencia

CLASIFICACIÓN DE AEROGENERADORES DE EJE HORIZONTAL PARA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA EN FUNCIÓN DE SU POTENCIA.			
	$P_N$ (KW)	$r$ (m)	Aplicaciones
Muy baja	<1	<1	Embarcaciones, sistemas de comunicación, refugios de montaña, iluminación,...
	1-10.	1-3.	Granjas, viviendas aisladas, Sistemas E. eólico-Fotovoltaico, bombeo...
Baja	10-100	3-9.	Comunidad de vecinos, PYME's, sistemas mixtos (E. eólica-diesel), drenaje, tratamiento de aguas...
Media	100-1000	9-27.	Parques eólico (terreno complejo)
Alta	1000-10000	27-81	Parques eólicos (terreno llano, mar adentro)
Muy alta	>10000	>81	Fase de investigación y desarrollo, nuevos diseños y materiales especiales.

Fuente: (Alvares Munguia, 2008)

## 1.8. Modelo de la maquina sincrónica

### Generador trifásico.

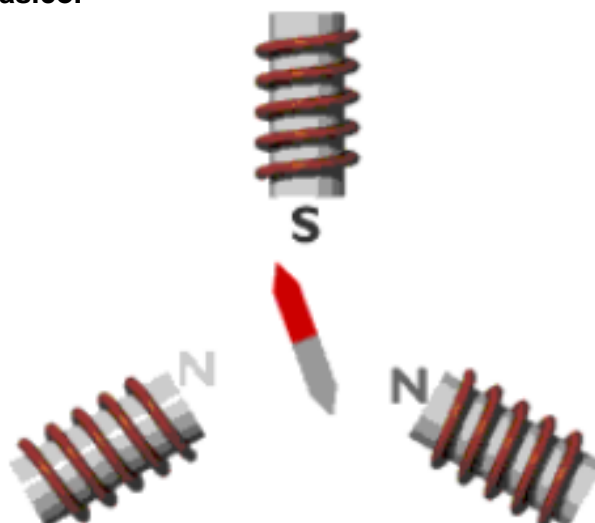


Figura 12. Generador trifásico

Fuente: (DANISH WIND INDUTRY ASSOCIATION, 2003)

Las turbinas eólicas que utilizan generadores síncronos suelen usar imanes en el rotor alimentados por corriente continua de la red eléctrica. Dado que la red suministra corriente alterna, hay que convertir la corriente alterna en corriente continua antes de enviarla a las bobinas arrolladas a los electroimanes del rotor.

Los electroimanes del rotor están conectados a la corriente mediante escobillas y anillos rozantes en el eje del generador. (DANISH WIND INDUSTRY ASSOCIATION, 2003)

### **1.8.1. Modelado de las magnitudes en fasores espaciales**

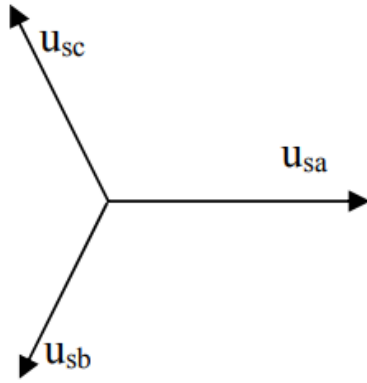
El comportamiento dinámico de una máquina de inducción es complejo debido al acoplamiento existente entre las fases del estator y el rotor, donde los coeficientes de acoplamiento varían con la posición del rotor. Por lo tanto, la máquina se modela por un conjunto de ecuaciones diferenciales con coeficientes variables.

En una máquina asíncrona hay un conjunto de magnitudes: voltajes, intensidades, enlaces de flujo, fuerzas magneto motrices, etc. que evolucionan de forma senoidal en el espacio. Con esto se permite cuantificar el valor de las magnitudes a través de tan sólo dos parámetros, la amplitud máxima de la senoide, y la posición instantánea de dicho máximo. Se define un fasor espacial como un vector de módulo proporcional a la amplitud máxima y cuyo argumento indica la posición que ocupa en todo momento el máximo, respecto de una referencia fijada.

Para conseguir transformar los sistemas trifásicos de tensiones en un sistema formado por dos componentes en cuadratura según una referencia elegida, se necesitan hacer dos transformaciones. La primera es la transformación de Park que pasa el sistema de 3 a 2 componentes. La segunda es la transformación de Clark que realiza un giro cambiando la referencia del sistema a la referencia seleccionada. (Alvares Munguia, 2008)

### **1.8.2. Transformación de Park**

Se va a transformar el sistema trifásico de tensiones de secuencia directa en un vector espacial formado por dos vectores.



$$\begin{aligned}
 u_{sa}(t) &= U_{MX_s} \cos(\omega_0 t) \\
 u_{sb}(t) &= U_{MX_s} \cos\left(\omega_0 t - \frac{2\pi}{3}\right) \\
 u_{sc}(t) &= U_{MX_s} \cos\left(\omega_0 t + \frac{2\pi}{3}\right)
 \end{aligned}
 \tag{1.38}$$

Hay que tener en cuenta las siguientes relaciones:

$$\left\{ \begin{aligned} e^{j\alpha} &= \cos\alpha + j\text{sen}\alpha \\ e^{-j\alpha} &= \cos\alpha - j\text{sen}\alpha \end{aligned} \right\} \text{ y } \left\{ \begin{aligned} \cos\alpha &= \frac{e^{j\alpha} + e^{-j\alpha}}{2} \\ \text{sen}\alpha &= \frac{e^{j\alpha} - e^{-j\alpha}}{2j} \end{aligned} \right\}
 \tag{1.39}$$

El sistema trifásico se puede representar por su vector espacial asociado:

$$\vec{u}_s = \begin{bmatrix} 1 & e^{j\frac{2\pi}{3}} & e^{j\frac{4\pi}{3}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} u_{sa}(t) \\ u_{sb}(t) \\ u_{sc}(t) \end{bmatrix} = u_{sa}(t) + u_{sb}(t)e^{j\frac{2\pi}{3}} + u_{sc}(t)e^{-j\frac{2\pi}{3}}
 \tag{1.40}$$

La máquina no tiene neutro de retorno se cumple la relación:

$$u_{sa} + u_{sb} + u_{sc} = 0
 \tag{1.41}$$

Aplicando a la ecuación:

$$\vec{u}_s = u_{sa} + u_{sb}\left(-\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}\right) + u_{sc}\left(-\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}\right) = \frac{3}{2}u_{sa} + j\frac{\sqrt{3}}{2}(u_{sb} - u_{sc})
 \tag{1.42}$$

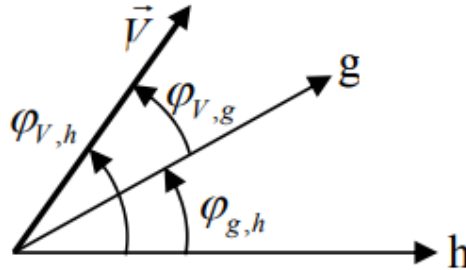
La descomposición en los ejes real e imaginario de la tensión del estator en función del sistema trifásico de tensiones, que se conoce como la transformada de Park, está representada en la ecuación.

$$\left\{ \begin{aligned} u_{sa} &= \frac{2}{3} \cdot u_{s,x} \\ u_{sb} &= -\frac{1}{3} \cdot u_{s,x} + \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot u_{s,y} \\ u_{sc} &= -\frac{1}{3} \cdot u_{s,x} - \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot u_{s,y} \end{aligned} \right\}
 \tag{1.43}$$

(Alvares Munguia, 2008).

### 1.8.3. Transformación de Clarke

La transformación de las componentes ortogonales de un vector de una referencia a otra. Por ejemplo, para pasar un vector  $V$  de una referencia "g" a otra "h"



$$\text{"g"} \begin{cases} V_{V,gx} = V \cdot \cos\phi_{V,g} \\ V_{V,gy} = V \cdot \sin\phi_{V,g} \end{cases}$$

$$\text{"h"} \begin{cases} V_{V,hx} = V \cdot \cos\phi_{V,h} \\ V_{V,hy} = V \cdot \sin\phi_{V,h} \end{cases}$$

(1.44)

(1.45)

Se tienen las siguientes relaciones trigonométricas:

$$\begin{cases} V_{V,gx} = V \cdot \cos(\phi_{V,h} - \phi_{g,h}) = V \cdot \cos\phi_{V,h} \cdot \cos\phi_{g,h} + V \cdot \sin\phi_{V,h} \cdot \sin\phi_{g,h} \\ V_{V,gy} = V \cdot \sin(\phi_{V,h} - \phi_{g,h}) = V \cdot \sin\phi_{V,h} \cdot \cos\phi_{g,h} - V \cdot \cos\phi_{V,h} \cdot \sin\phi_{g,h} \end{cases}$$

(1.46)

Sustituyendo las ecuaciones se obtiene la matriz de giro y la inversa de la matriz de giro.

$$\text{Matriz de giro} \rightarrow \begin{bmatrix} V_{V,gx} \\ V_{V,gy} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\phi_{g,h} & \sin\phi_{g,h} \\ -\sin\phi_{g,h} & \cos\phi_{g,h} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{V,hx} \\ V_{V,hy} \end{bmatrix}$$

(1.47)

$$\text{Matriz inversa de giro} \rightarrow \begin{bmatrix} V_{V,hx} \\ V_{V,hy} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\phi_{g,h} & -\sin\phi_{g,h} \\ \sin\phi_{g,h} & \cos\phi_{g,h} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{V,gx} \\ V_{V,gy} \end{bmatrix}$$

(1.48)

Interesa hacer un giro de la referencia mediante la matriz de giro para obtener las componentes del vector espacial en una referencia móvil genérica (g). (Alvares Munguia, 2008)

### 1.8.4. Ecuaciones del sistema

Es parte de las ecuaciones en régimen dinámico de la máquina que relacionan las tensiones con las intensidades en cada una de las fases del estator y del rotor. Para el desarrollo del modelo se tendrán en cuenta las siguientes hipótesis simplificativas:

- La máquina tiene el devanado estático trifásico conectado, bien en triángulo, bien en estrella. En este último caso se considerará que el neutro está aislado.

- Se desprecian los armónicos espaciales de f.m.m. y de inducción en el entrehierro.
- El núcleo de hierro del estator y del rotor tiene una permeabilidad infinita, es decir, no son saturables.
- El efecto pelicular de los conductores y las pérdidas en el hierro son despreciables.
- El entrehierro de la máquina es constante y de espesor despreciable. (Alvares Munguia, 2008)

### 1.8.5. Ecuación del campo magnético de la maquina asíncrona

Considerando el campo creado en el entrehierro (g) de la máquina, constante en todo su perímetro e igual a  $H_g$ :

$$\oint \vec{H}(t) \cdot d\vec{l} = \vec{i}(t) \rightarrow \begin{aligned} 2 \cdot g \cdot H_g(t) &= N_{sp} \cdot i(t) \\ N_{sp} &= \frac{N}{P} \end{aligned} \quad (1.49)$$

El armónico final vale:

$$H_{Kss}(\alpha, t) = \frac{4}{\pi} \cdot \frac{N\zeta}{2pg} \cdot i_{ks}(t) \cdot \text{sen}(\alpha + \alpha_e) \quad (1.50)$$

Donde  $\alpha_e$  es la coordenada en ángulos eléctricos del lado de ida de la espira central del devanado.

El valor máximo de campo magnético  $H_{Kss}(\alpha, t)$  se da en  $\alpha = \frac{\pi}{2} - \alpha_e$ , por tanto el vector espacial asociado a esta onda es:

$$H_{Kss}(t) = \frac{4}{\pi} \cdot \frac{N\zeta}{2pg} \cdot i_{ks}(t) \cdot e^{j(\frac{\pi}{2} - \alpha_e)} \quad (1.51)$$

En un sistema de coordenadas ligado al rotor, el vector espacial tiene el mismo módulo que el medido en coordenadas del estator pero su argumento es menor en la cantidad ( $\epsilon$ ) caso de que el rotor esté adelantado dicho ángulo respecto al estator:

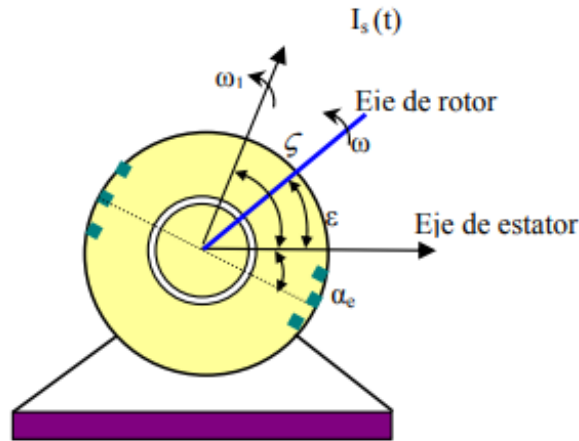


Figura 13. Representación en el modelo de la máquina de los ejes del rotor y el estator

Fuente: (Alvares Munguia, 2008)

Siendo:  $\varepsilon = \beta_0 + \omega \cdot t$  (1.52)

$\beta_0$ : Es el ángulo entre el origen de ángulos del estator y rotor en el instante inicial.

$\omega$  : La velocidad de giro del rotor en radianes eléctricos por segundo

El campo magnético creado conjuntamente por el estator y el rotor en la maquina queda:

Referido al estator  $\{ \vec{H}_{rs}(t) = \vec{H}_{rr}(t) \cdot e^{j\varepsilon} \}$ : (1.53)

$$\vec{H}_{maq,s}(t) = \vec{H}_{ss}(t) + \vec{H}_{rr}(t) \cdot e^{j\varepsilon} = \frac{4}{\pi} \cdot \frac{N_s \cdot \zeta_s}{2 \cdot p \cdot g} \left[ i_s(t) + \left( \frac{N_r \cdot \zeta_r}{N_s \cdot \zeta_s} \right) \cdot \vec{i}_{rr}(t) \cdot e^{j\varepsilon} \right]$$
(1.54)

Referido al rotor  $\{ \vec{H}_{sr}(t) = \vec{H}_{ss}(t) \cdot e^{-j\varepsilon} \}$ : (1.55)

$$\vec{H}_{maq,r}(t) = \vec{H}_{ss}(t) \cdot e^{-j\varepsilon} + \vec{H}_{rr}(t) = \vec{H}_{maq,s}(t) \cdot e^{-j\varepsilon}$$
(1.56)

### 1.8.6. Ecuación del estator y del rotor de la maquina

De las siguientes relaciones, se pueden obtener las ecuaciones del estator de la máquina:

$$\begin{aligned} u_{as} &= R_s i_{as} + \frac{d\psi_{Tas}}{dt} & \rightarrow & \quad u_{as} = R_s i_{as} + \frac{d\psi_{as}}{dt} + L_{s\sigma} \frac{di_{as}}{dt} \\ \psi_{Tas} &= \psi_{as} + \psi_{\sigma as} & \rightarrow & \quad u_{bs} = R_s i_{bs} + \frac{d\psi_{bs}}{dt} + L_{s\sigma} \frac{di_{bs}}{dt} \\ \psi_{as\sigma} &= L_{as\sigma} \cdot i_{as} & \rightarrow & \quad u_{cs} = R_s i_{cs} + \frac{d\psi_{cs}}{dt} + L_{s\sigma} \frac{di_{cs}}{dt} \end{aligned}$$
(1.57)

El vector espacial de la tensión del estator para las tres fases se define:

$$\vec{u}_s = u_{as} \cdot e^{j0} + u_{bs} \cdot e^{j\frac{2\pi}{s}} + u_{cs} \cdot e^{-j\frac{2\pi}{s}} = R_s \vec{i}_s + \frac{d\vec{\psi}_s}{dt} + L_{s\sigma} \cdot \frac{d\vec{i}_s}{dt} \quad (1.58)$$

El vector espacial de los enlaces de flujo común,  $\vec{\psi}_s$  resulta ser:

$$\vec{\psi}_s = L_{ms} \cdot \vec{i}_s + L \cdot \vec{i}_{rr} \cdot e^{j\epsilon} \text{ (Referido al estator)} \quad (1.59)$$

Donde  $L_{ms}$  y  $L$  son la inductancia magnetizante de estator y la inductancia mutua estator-rotor que, bajo la hipótesis de máquina no saturada, son constantes.

Se puede demostrar que los valores de  $L_{ms}$  y  $L$  dependen de los parámetros geométricos de la máquina y valen lo siguiente:

$$L_{ms} = \frac{6 \cdot \mu_0 \cdot (N_s \cdot \zeta_s)^2 \cdot r \cdot l}{\pi \cdot p^2 \cdot g} \quad (1.60)$$

$$L = \frac{6 \cdot \mu_0 \cdot (N_s \cdot \zeta_s) \cdot (N_r \cdot \zeta_r) \cdot r \cdot l}{\pi \cdot p^2 \cdot g} \quad (1.61)$$

Sustituyendo la ecuación definiendo la inductancia total del estator,  $L_s = L_{ms} + L_{s\sigma}$  (1.62) aplicando la derivada y sabiendo que  $\omega = d\epsilon/dt$ , se obtiene:

$$\vec{u}_s = R_s \vec{i}_s + L_{ms} \cdot \frac{d\vec{i}_s}{dt} + L_{s\sigma} \cdot \frac{d\vec{i}_s}{dt} + L_m \cdot \frac{d(\vec{i}_{rr} \cdot e^{j\epsilon})}{dt} = R_s \vec{i}_s + L_s \cdot \frac{d\vec{i}_s}{dt} + L \cdot e^{j\epsilon} \cdot \frac{d\vec{i}_{rr}}{dt} + j\omega L \cdot \vec{i}_{rr} \cdot e^{j\epsilon} \quad (1.63)$$

Los dos sumandos de la ecuación que contienen ( $i_{rr}$ ) pueden ser identificados como las f.e.m. de transformación y de rotación, respectivamente. La primera de ellas aparece incluso cuando el rotor está parado, y es análoga a la f.e.m de un transformador. La segunda es debida a que el rotor gira respecto al estator y hace posible la transmisión de potencia mecánica al eje de la misma.

De forma similar, para la ecuación de rotor de la máquina, pero con ( $-j\epsilon$ ) al ser referido al rotor:

$$\vec{u}_{rr} = R_r \vec{i}_{rr} + L_r \cdot \frac{d\vec{i}_{rr}}{dt} + L \cdot \frac{d(\vec{i}_s \cdot e^{-j\epsilon})}{dt} \quad (1.64)$$

Donde  $L_r$  es la inductancia total del rotor, que se define como:  $L_r = L_{mr} + L_{r\sigma}$ ,

$$(1.65)$$

### 1.8.7. Par desarrollado por la maquina asíncrona

El par electromagnético instantáneo de una máquina eléctrica puede ser obtenido directamente considerando que la tasa de cambio de energía eléctrica que sale del sistema sea igual a la potencia, que a su vez es igual al producto del par electromagnético por la velocidad eléctrica del rotor.

$$P = \frac{dW_{total}}{dt} = M_e \cdot \Omega = M_e \cdot \frac{W_{electrica}}{p} \rightarrow$$

$$M_{e=p} = \frac{dW_{Total}}{d\varepsilon}$$

$$W_{electrica} = \frac{d\varepsilon}{dt} \rightarrow$$
(1.66)

Suponiendo que la permeabilidad magnética del hierro es mucho mayor que la del aire, el campo magnético en el hierro es nulo y la energía magnética almacenada lo está únicamente en el entrehierro de la máquina. Esto es equivalente a suponer una característica lineal ( $\mu_r = 1$ ) entre B y H sin producirse la saturación del hierro. En estas condiciones, al suponer la característica totalmente lineal, el área que forma la curva tanto con el eje B conocido como energía magnética W, como con el eje H coenergía W', es la misma, se observa en la figura 14.

La energía magnética por unidad de volumen, para máquinas no saturadas:

$$\left\{ \begin{array}{l} W = \frac{1}{2} \cdot |\overrightarrow{B_{maq,s}}| \cdot |\overrightarrow{H_{maq,s}}| \\ B_{maq,s} = \mu_r \cdot \mu_0 \cdot H_{maq,s} \end{array} \right\} \rightarrow W = \frac{\mu_0}{2} \cdot |\overrightarrow{H_{maq,s}}|^2 \text{ (Julios/m}^3\text{)}$$
(1.67)

Sabiendo que la densidad media de la energía es:  $\frac{1}{2} \cdot \frac{\mu_0}{2} \cdot |\overrightarrow{H_{maq,s}}|^2$  (1.68)

Por tanto, con estas condiciones se obtiene que la energía total será la densidad media de energía por el volumen radio por espesor y por longitud en el entrehierro.

$$W_{TOTAL} = \frac{\mu_0}{4} \cdot |\overrightarrow{H_{maq,s}}|^2 \cdot 2 \cdot \pi \cdot r \cdot g \cdot l$$
(1.69)

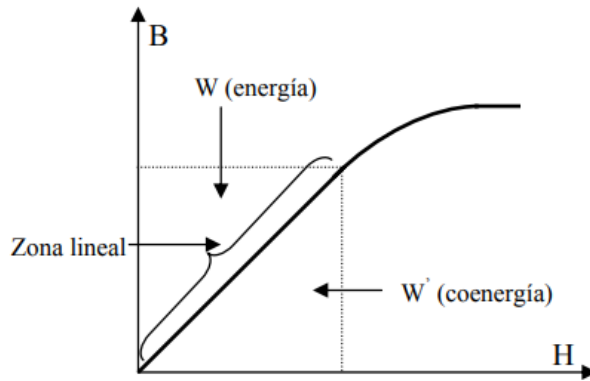


Figura 14. Características de la inducción ( $B$ ) e intensidad de campo magnético ( $H$ ) de la máquina

Fuente: (Alvares Munguia, 2008)

La acción conjunta de los tres devanados del estator por un lado y los tres devanados del rotor, por otro, crean en el entrehierro dos campos magnéticos de configuración senoidal, que presentan un ángulo  $\epsilon$ . El par que se crea como resultado de la tendencia a alinearse de estos dos campos magnéticos.

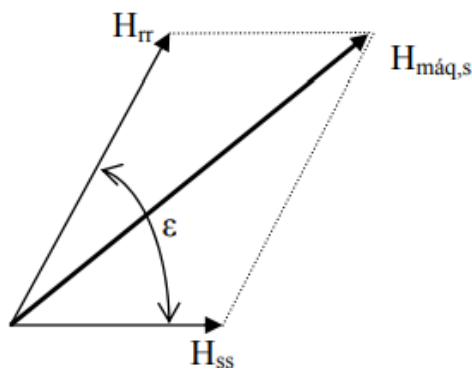


Figura 15. Distribución de las intensidades de campo magnético de la máquina

Fuente: (Alvares Munguia, 2008)

Si a la figura 15 se aplica el teorema del coseno junto con la ecuación se obtiene el módulo de la intensidad de campo magnético resultante:

$$(|\vec{H}_{maq,s}|)^2 = (|\vec{H}_{ss}|)^2 + |\vec{H}_{rs}|^2 + 2 \cdot |\vec{H}_{ss}| \cdot |\vec{H}_{rs}| \cdot \cos\epsilon \quad (1.70)$$

Sustituyendo la ecuación y aplicando la derivada respecto al ángulo  $\epsilon$  para luego sustituir en la ecuación final, se obtiene la expresión del par:

$$M_e = p \cdot \frac{dW_{Total}}{d\epsilon} = -\mu_0 \cdot \pi \cdot r \cdot g \cdot l \cdot p \cdot |\vec{H}_{ss}| \cdot |\vec{H}_{rs}| \cdot \text{sene}\epsilon \quad (1.71)$$

Sustituyendo en la ecuación, pero teniendo en cuenta el campo magnético conjunto del estator y del rotor, se obtiene:

$$M_e = \mu_0 \cdot \pi \cdot r \cdot g \cdot l \cdot p \cdot \frac{4 \cdot (N_s \cdot \zeta_s) \cdot (N_r \cdot \zeta_r)}{\pi^2 p^2 g^2} \cdot |\vec{I}_s| \cdot |\vec{I}_{rs}| \cdot \text{sen} \varepsilon \quad (1.72)$$

Teniendo en cuenta la inductancia mutua  $L_m$  de la ecuación, el par instantáneo queda:

$$M_e = -\frac{2}{3} \cdot p \cdot L \cdot |\vec{I}_s| \cdot |\vec{I}_{rs}| \cdot \text{sen} \varepsilon = \frac{2}{3} \cdot p \cdot L_m \cdot \text{Im}\{\vec{I}_s \cdot \vec{I}_{rs}\} \quad (1.73)$$

La ecuación dinámica del sistema mecánico es:

$$M_e - M_c = J \cdot \frac{d\Omega}{dt} = \frac{J}{p} \cdot \frac{dw_e}{dt} \quad (1.74)$$

Con las ecuaciones obtenidas se puede obtener el estudio de los regímenes transitorios de la máquina asíncrona, suponiendo conocidas las tensiones de alimentación, al estator y rotor de la máquina y el par de carga.

En este caso al utilizar jaula de ardilla, la tensión del rotor sería nula (Alvares Munguia, 2008)

## 1.8.8. Control Vectorial

### 1.8.8.1. Ecuaciones de tensión de la maquina

Los enlaces de flujo del estator y del rotor son respectivamente eje D ligado al estator y eje d ligado al rotor.

$$\left\{ \begin{array}{l} \vec{\Psi}_{s,D} = L_{s\sigma} \cdot \vec{I}_{s,D} + L \cdot \vec{I}_{s,D} + \begin{array}{l} L \cdot \vec{I}'_{r,D} \\ L \cdot \vec{I}_{r,d} \cdot e^{j\phi_{d,D}} \end{array} \\ \vec{\Psi}'_{r,d} = \psi'_a + \psi'_b \cdot e^{j\frac{2\pi}{3}} + \psi'_c \cdot e^{j\frac{4\pi}{3}} = \underbrace{L_{r\sigma} \cdot \vec{I}'_{r,d} + L \cdot \vec{I}'_{r,D}}_{\text{Inductancia propia del rotor debido al flujo comun}} + \underbrace{L \cdot \vec{I}_{s,D} \cdot e^{j\phi_{d,D}}}_{\text{inductancia mutua}} \end{array} \right. \quad (1.75)$$

La tensión del estator y del rotor obtenida en la sección y aplicando las ecuaciones de los enlaces de flujo respectivamente ( $\psi = L \cdot i$ ):

$$\left\{ \begin{array}{l} \vec{U}_{s,D} = R_s \cdot \vec{I}_{s,D} + \frac{d\vec{\Psi}_{s,D}}{dt} = R_s \cdot \vec{I}_{s,D} + L_{s\sigma} \cdot \frac{d\vec{I}_{s,D}}{dt} + L \cdot \frac{d\vec{I}_{s,D}}{dt} + L \cdot \frac{d(\vec{I}'_{r,d} \cdot e^{j\phi_{d,D}})}{dt} \\ \vec{u}'_{r,d} = R'_r \cdot \vec{I}'_{r,d} + \frac{d\vec{\Psi}'_{r,d}}{dt} = R'_r \cdot \vec{I}'_{r,d} + L'_{r,\sigma} \cdot \frac{d\vec{I}'_{r,d}}{dt} + L \cdot \frac{d\vec{I}'_{r,d}}{dt} + L \cdot \frac{d(\vec{I}_{s,D} \cdot e^{-j\phi_{d,D}})}{dt} \end{array} \right. \quad (1.76)$$

Se puede poner en coordenadas ortogonales el primer término de la ecuación, la tensión del estator:

$$\left\{ \begin{array}{l} \vec{U}_{s,Dx} = R_s \cdot i_{s,Dx} + L_{s\sigma} \cdot \frac{di_{s,Dx}}{dt} + L \cdot \frac{di_{s,Dx}}{dt} + L \cdot \frac{di'_{r,Dx}}{dt} \\ \vec{U}_{s,Dy} = R_s \cdot i_{s,Dy} + L_{s\sigma} \cdot \frac{di_{s,Dy}}{dt} + L \cdot \frac{di_{s,Dx}}{dt} + L \cdot \frac{di'_{r,Dy}}{dt} \end{array} \right\}$$

(Alvares Munguia, 2008) (1.77)

### 1.8.8.2. Corrientes magnéticas del estator y del rotor

Se define como corriente magnetizante de estator ( $i_{sm}$ ) a la responsable de la creación de todos los flujos del estator.

$$\vec{\Psi}_{s,D} = L \cdot \vec{i}_{sm,D} = L_s \cdot \vec{i}_{s,D} + L \cdot \vec{i}'_{r,D} \rightarrow \vec{i}_{sm,D} = \frac{L_s}{L} \cdot \vec{i}_{s,D} + \vec{i}'_{r,D}$$
(1.78)

En función de ( $i_{sm}$ ) la tensión del estator queda:

$$\vec{U}_{s,D} = R_s \cdot \vec{i}_{s,D} + \frac{d\vec{\Psi}_{s,D}}{dt} = R_s \cdot \vec{i}_{s,D} + L_{s\sigma} \cdot \frac{d\vec{i}_{s,D}}{dt} + L \cdot \frac{d\vec{i}'_{m,D}}{dt} = R_s \cdot \vec{i}_{s,D} + L_s \cdot \frac{d\vec{i}_{sm,D}}{dt}$$
(1.79)

De forma similar a lo que se ha hecho con el estator se hace con el rotor, se puede también expresar de dos maneras diferentes:

Agrupar las dos inductancias en una, llamada inductancia propia del rotor ( $L_R$ ):

$$\vec{\Psi}'_{r,d} = \underbrace{(L'_{r\sigma} + L)}_{L_R} \cdot \vec{i}'_{r,d} + L \cdot \vec{i}_{s,d}$$
(1.80)

Agrupar dos corrientes en una, llamada corriente magnetizante ( $i_m$ ) según se muestra a continuación:

$$\vec{\Psi}'_{r,d} = L'_{r\sigma} \cdot \vec{i}'_{r,d} + L \cdot \underbrace{(\vec{i}'_{r,d} + \vec{i}_{s,d})}_{i_m: \text{corriente magnetizante}} = L'_{r\sigma} \cdot \vec{i}'_{r,d} + L \cdot \vec{i}_{m,d}$$
(1.81)

(Alvares Munguia, 2008)

## **1.9. Normas y regulaciones de calidad de energía**

### **1.9.1. REGULACION CONELEC 005/18**

Se detalla la regulación en el anexo 1

### **1.9.2. REGULACION CONELEC 006/00**

Se detalla la regulación en el anexo 2.

### **1.9.3. REGULACION CONELEC 004-01**

Se detalla la regulación en el anexo 3.

### **1.9.4. REGULACION CONELEC 004/15**

Se detalla la regulación en el anexo 4.

### **1.9.5. NORMA IEEE 1547**

Establece los requisitos técnicos funcionales mínimos, que son universalmente necesarios para ayudar a asegurar una interconexión técnicamente sólida.

### **1.9.6. NORMA IEEE STD 519-2014**

Se detalla la norma en el anexo 5.

### **1.9.7. NORMA IEC 61000-4-30**

En esta norma se describe las técnicas, métodos de evaluación y medición de los parámetros de calidad de energía, teniendo como tiempo mínimo de evaluación una semana, a continuación, enumeramos algunas técnicas.

- Número o porcentaje de valores que excedieron los límites establecidos en las normas vigentes.
- El número de valores consecutivos que excede los límites establecidos en las normas vigentes.
- El caso en el que se obtuvo los valores más bajos en comparación con los más altos, en ese caso el periodo de medición puede ser diferente de una semana.

## 2.1. Generación y potencial del viento en el Ecuador

Por la línea ecuatorial circulan vientos de diferentes densidades y provenientes de diferentes corrientes, esto quiere decir que el Ecuador está situado en una zona por la que corren vientos en diferentes direcciones y velocidades, haciéndolo un lugar propicio para la instalación de los dispositivos eólicos.

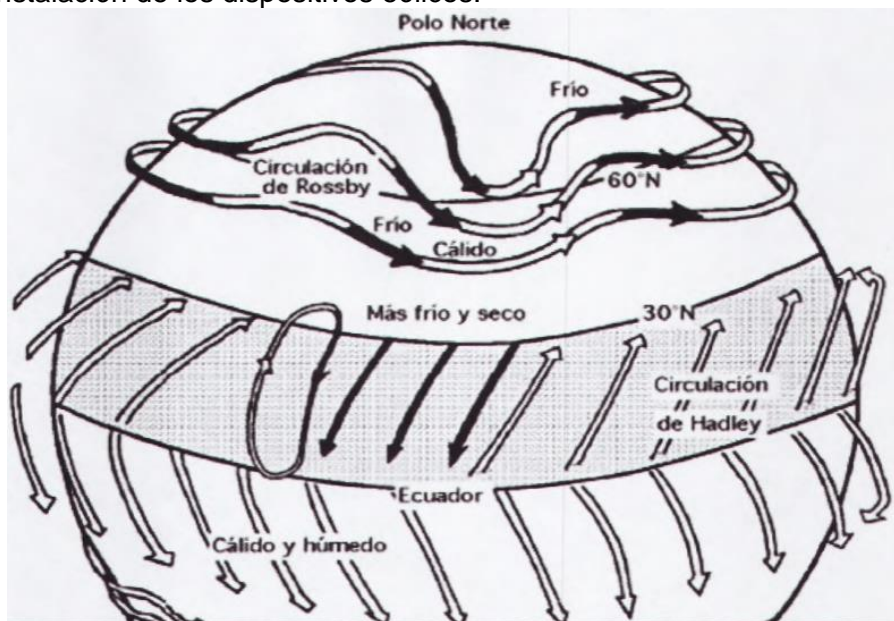


Figura 16. Circulación general del aire en la superficie

Fuente: (Delgado Galarza, Heras Ramires, & Merchan Pator, 2011)

En las zonas donde la radiación solar es más intensa (la zona ecuatorial), la tierra acumula calor principalmente en el océano, todo lo contrario, en los Polos que se pierde el calor. Sin embargo, ni en la zona del Ecuador ni los Polos vienen a ser, por consecuente, los lugares más calientes, o más fríos, de la superficie terrestre.

Existe un axioma que indica el movimiento o sentido de giro del viento:

"Cuando el gradiente de presión y el gradiente de temperatura tienen distinta dirección, se produce una circulación de aire de sentido el camino más corto desde el gradiente de presión al de temperatura". (Bjerknes).

El primer parque eólico en el Ecuador se encuentra operativo desde el año 2007 en la isla San Cristóbal del Archipiélago de Galápagos, el cual ha desplazado en un 52% el consumo de combustibles fósiles utilizados en la generación termoeléctrica. Tiene una potencia instalada de 2,4 MW (3 x 800 KW), las torres son de 51,5 m de altura y las palas cubren un diámetro de 59m. (Delgado Galarza, Heras Ramires, & Merchan Pator, 2011)

## 2.2. Incentivos económicos y fiscales

En lo referente a incentivos fiscales en el Código Orgánico de la Producción Comercio e inversiones del año 2010 se exonera del pago de impuesto a la renta por un período de 5 años, además un incentivo al crecimiento de tecnologías de energía renovable porque el servicio de rentas internas (SRI) del Ecuador deduce el 100 % de la amortización y depreciación correspondiente a la adquisición de equipos para la implementación de este tipo de tecnología. (NACIONAL, A., 2010) (SRI, 2016)

## 2.3. Capacidad instalada

La distribución de la capacidad instalada muestra que la generación hidráulica y las termoeléctricas son las que más aportan y fuentes como la eólica y solar son las que menos aportan como se puede observar en el siguiente gráfico.

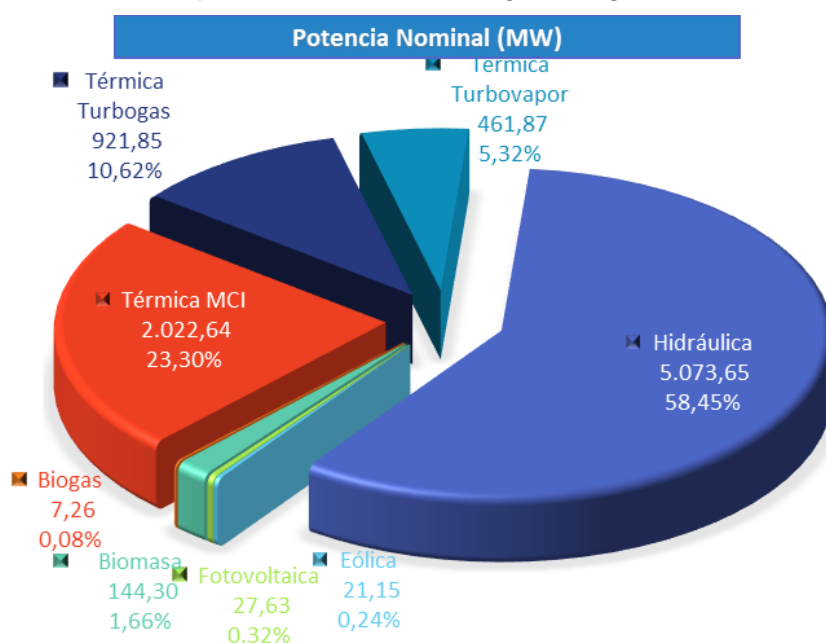


Figura 17. Potencial nominal MW

Fuente: (ARCONEL, 2019)

En la tabla 3 podemos observar la potencia nominal instalada en generación de energía eléctrica en el Ecuador.

Tabla 3. Potencia nominal instalada

<b>INFORMACIÓN ESTADÍSTICA MARZO 2019</b>			
<b>1. Potencia Nominal en Generación de Energía Eléctrica</b>		<b>MW</b>	<b>%</b>
<b>Energía Renovable</b>	Hidráulica	5.073,65	58,45%
	Eólica	21,15	0,24%
	Fotovoltaica	27,63	0,32%
	Biomasa	144,30	1,66%
	Biogás	7,26	0,08%
<b>Total Energía Renovable</b>		<b>5.273,99</b>	<b>60,76%</b>
<b>No Renovable</b>	Térmica MCI	2.022,64	23,30%
	Térmica Turbogás	921,85	10,62%
	Térmica Turbo vapor	461,87	5,32%
<b>Total Energía No Renovable</b>		<b>3.406,35</b>	<b>39,24%</b>
<b>Total Potencia Nominal</b>		<b>8.680,35</b>	<b>100,00%</b>

Fuente: (ARCONEL, 2019)

## 2.4. Potencial

Según el citado Atlas Eólico, el Potencial Eólico Bruto del Ecuador es de 1,671 MW con una producción energética media de 2,869 GWh/año, en el Mapa se presenta el Potencial Eólico Bruto del Ecuador (CONELEC, 2013-2022).

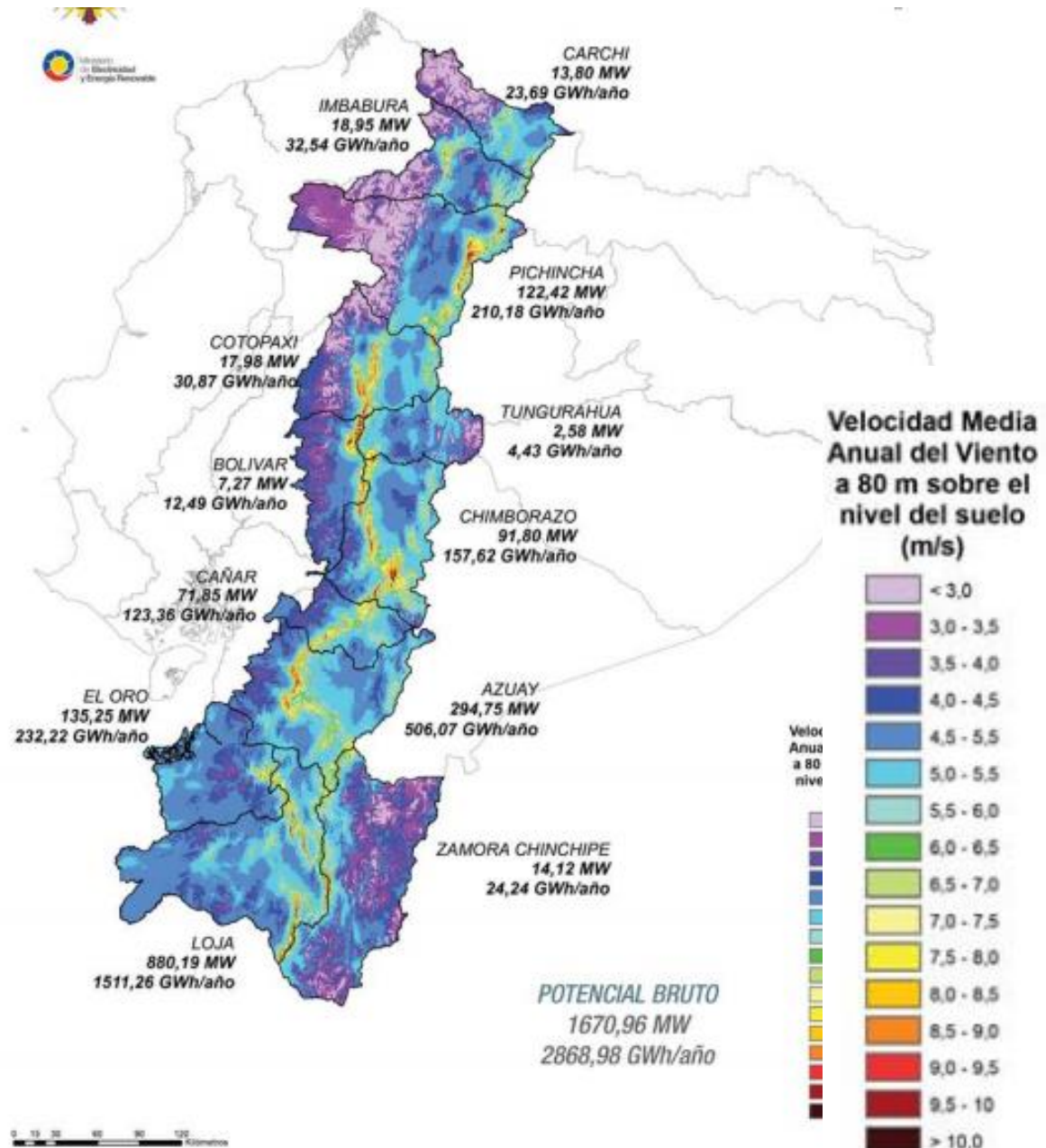


Figura 18. Atlas eólico, potencial eólico bruto del Ecuador

Fuente: (MEER, 2013)

Con relación al Potencial Eólico Factible a corto plazo del Ecuador, según al Atlas Eólico, es de 988 MW con una producción energética media de 1.697 GWh/año. En el Mapa se presenta el Potencial Eólico Factible a corto plazo del Ecuador (CONELEC, 2013-2022).

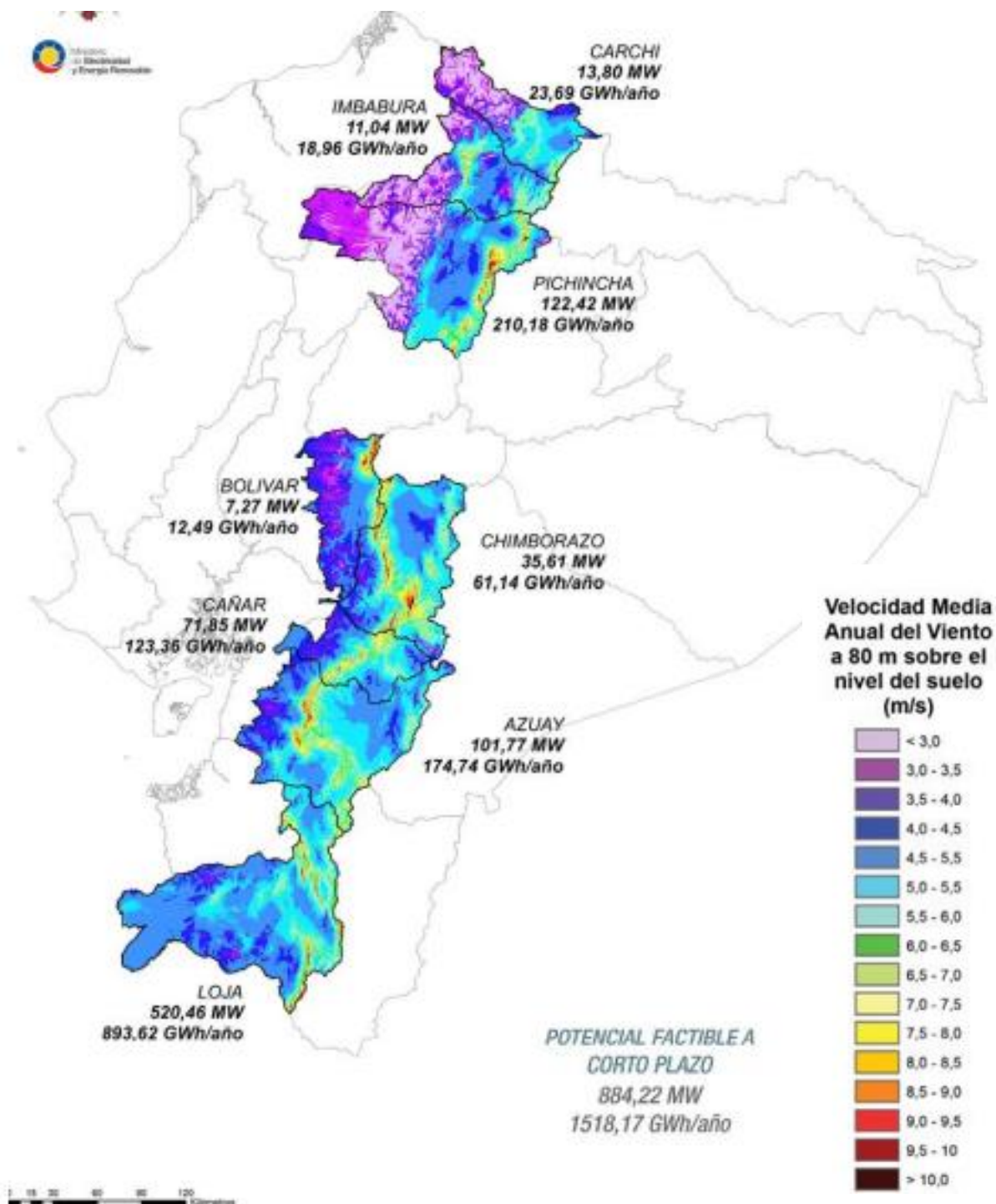


Figura 19. Atlas eólico potencial eólico factible a corto plazo del Ecuador

Fuente: (MEER, 2013)

## 2.5. Proyectos eólicos en el Ecuador

### **CENTRAL EÓLICA VILLONACO (16,5 MW)**

Durante el primer semestre de 2013 inició su operación la Central Eólica Villonaco, con una potencia total de 16,5 MW, ubicada en la provincia de Loja. (CONELEC, 2013-2022)



*Figura 20. Proyecto eólico Villonaco*

*Fuente: (CELEC, 2019)*

### **PROYECTO EÓLICO BALTRA (2,25 MW)**

El proyecto eólico Baltra, de 2,25 MW de potencia instalada, concluyó su construcción en el mes de julio de 2013. Se estima que una vez concluida la línea de transmisión Baltra-Santa Cruz iniciará su operación comercial para fines de 2013 (CONELEC, 2013-2022).



*Figura 21. Proyecto eólico Baltra (2.25 MW)*

*Fuente: (CONELEC, 2013-2022)*

## PROYECTO EÓLICO GARCÍA MORENO (15 MW)

Estudio de pre factibilidad y factibilidad del proyecto eólico García Moreno.

El objetivo es realizar los estudios con el fin de establecer una medición y monitoreo del viento que permita identificar y seleccionar lugares de emplazamiento, para luego determinar el diseño, configuración, costos y poder definir la alternativa técnica-económica óptima para la construcción del parque eólico García Moreno. (CONELEC, 2013-2022).

Total de Pre inversión: USD 793.420 (CONELEC, 2013-2022).

Inversión Estimada: MUSD 22,500

Localización: Bolívar y Espejo, Provincia de Carchi

Beneficios: 15 MW (CONELEC, 2013-2022).

### CAPITULO 3: DESARROLLO

#### 3.1. Sistema eléctrico de la casa tipo

La casa tipo ubicada en la parroquia Cochapata del cantón Nabón está alimentada por la red de energía pública desde el transformador monofásico # 27445 de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.

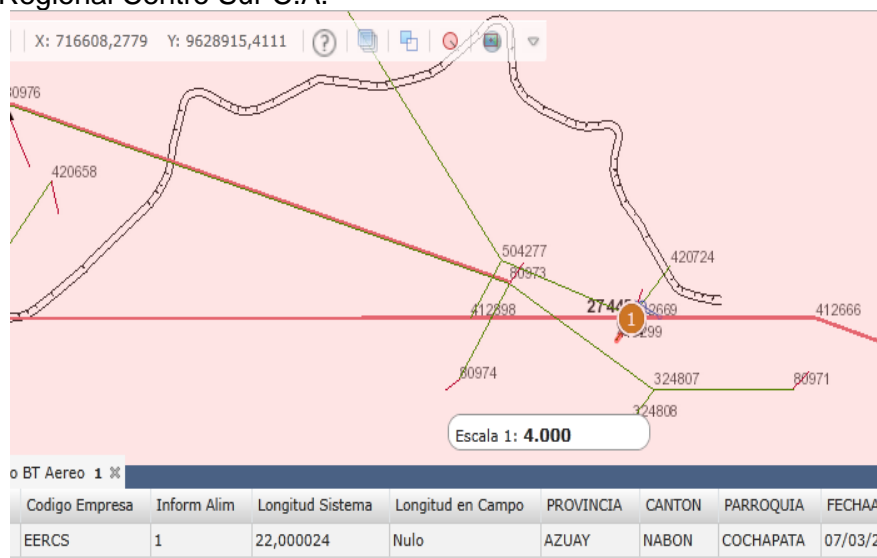


Figura 22. Ubicación del transformador

Fuente: (EERCS, 2019)

El diagrama eléctrico unifilar de la casa se muestra en la figura 23:

Circuito 1: Iluminación

Circuito 2: Iluminación

Circuito 3: Fuerza

Circuito 4: Fuerza

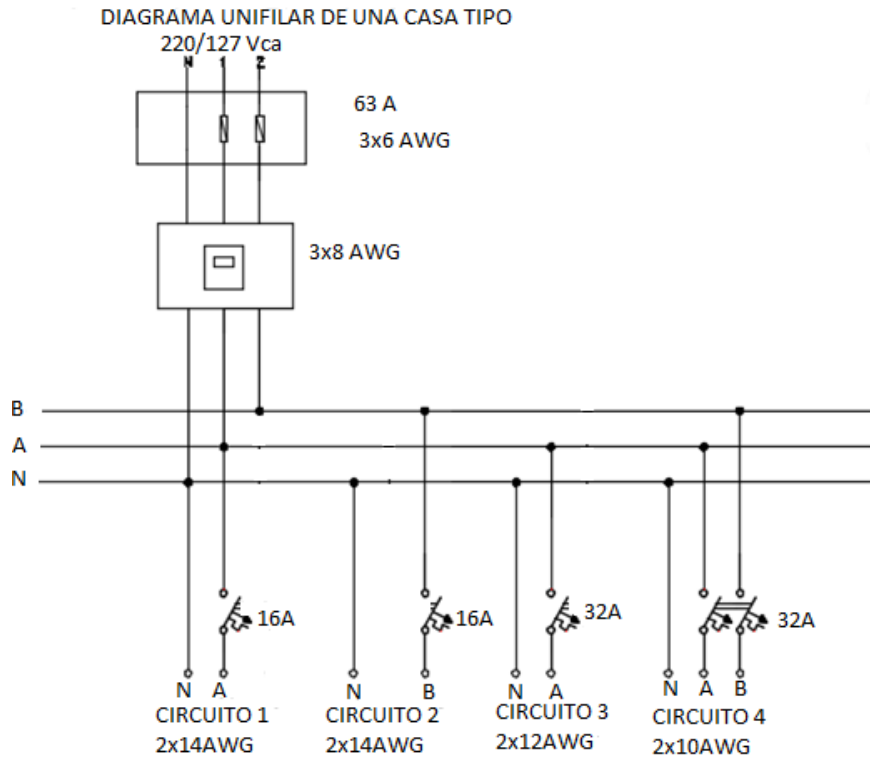


Figura 23. Diagrama unifilar de la casa tipo

Fuente: Autor

La carga instalada en la casa tipo residencial se puede apreciar en el siguiente cuadro:  
 Tabla 4. Cálculo de consumo eléctrico de la casa tipo de una familia clase media

CONSUMO ELECTRICO						
Artefactos Eléctricos	Potencia Eléctrica		Cantidad de artefactos	Horas consumo día	Días consumo mes	Consumo mensual KWh
	Watts	KW				
Cafetera	600	0,6	1	0,25	15	2,25
Cargador de celular	4,5	0,0045	4	6	30	3,24
computadora	80	0,08	4	8	30	76,80
DVD	25	0,025	1	4	8	0,80
Equipo de sonido	120	0,12	1	2	8	1,92
Focos ahorradores	20	0,02	18	5	30	54

Foco incandescente	60	0,06	1	4	30	7,2
Licuada	350	0,35	1	0,2	20	1,40
Plancha eléctrica	1000	1	1	1	5	5,00
Radio grabadora	30	0,03	1	4	30	3,60
Refrigeradora	220	0,22	1	6	30	39,60
Secadora de cabello	900	0,9	1	0,25	20	4,50
Teléfono inalámbrico	25	0,25	1	24	30	18,00
TV de 14"	80	0,08	1	4	30	9,6
TV de 32" o mas	150	0,15	1	4	30	18,00
Waflera	700	0,7	1	0,1	15	1,05
TOTAL CONSUMO AL MES EN ( KWh )						247,41
SUBSIDIO GOBIERNO ( KW h)						0
TOTAL A FACTURAR ( KWh )						247,41
COSTO DEL KWh ( REFERENCIAL)						\$ 0,0933
PAGO DE ENERGIA						23,08

Fuente: Autor

### 3.2. Sistema eólico conectado a la red

Para implementar el sistema de Generación Distribuida conectado a la red pública se utilizó un aerogenerador eólico de 600W, un controlador de carga, 2 baterías de 12vdc, un inversor de 1500W y un estabilizador de frecuencia, detallados a continuación.

#### 3.2.1. Elementos de conexión

##### 3.2.1.1. Modulo Eólico.

Aerogenerador liviano de un avanzado diseño. Con sus tres aspas de fibra de nylon y su generador síncrono de imanes permanentes este aerogenerador ofrece un arranque con vientos moderados de solo 2.5m/s. (PROVIENTO S.A., 2019)



*Figura 24. Aerogenerador Zonhan de 600W*

*Fuente: Autor*



En la siguiente tabla se muestra las características técnicas del controlador utilizado en esta investigación.

Tabla 6. Características técnicas del controlador de carga

CONTROLADOR DE CARGA	
Voltaje nominal de la batería	24V
Capacidad nominal del aerogenerador eólico (min)	100 W
Capacidad nominal del aerogenerador eólico (máx.)	600W
Voltaje de frenado del aerogenerador eólico	30V
Voltaje de recuperación del aerogenerador eólico	27 V
Corriente de frenado del aerogenerador eólico	30 A
Modo de visualización	LED
Temperatura ambiente	-35~+75°C
Dimensiones	100mmx87mmx28mm
Nivel de protección IP	IP67
Origen	China

Fuente: (PROVIENTO S.A., 2019)

### 3.2.1.3. Baterías Sunbright

Se utiliza cuatro baterías de 12 V DC a 100Ah/10HR conectadas en serie-paralelo para la correcta conexión al inversor de 24 V DC.



Figura 26. Baterías sunbright

Fuente: (Autor)

En la siguiente tabla se muestra las características técnicas de las baterías que se ha utilizado en esta investigación.

Tabla 7. Características técnicas de baterías sunbright

BATERIAS SUNBRIGHT	
Voltaje nominal	12V
Capacidad nominal	100Ah/10HR
Voltaje de carga para uso de flotador	13.6 ~ 13.8V
Voltaje de carga para uso de flotador	14.4 ~ 14.9V
Corriente de carga	<25A
Ciclo de vida	2400 tiempo en 30%DOD

Fuente: Autor

#### 3.2.1.4. Inversor Zonhan 1500W.

Inversor económico para aplicaciones fijas de onda senoidal pura con todas las protecciones. Diseño con componentes de calidad para aguantar el trabajo rudo. Con display para voltaje y potencia. Desconexión con voltaje bajo. Incluye toma de 5VDC USB.

Potencia max: 3000W (2 seg)

THD: < 3%

Eficiencia 90%

Consumo propio: 15W

Temperatura de operación: -10... 50°C

Dimensiones: 315\*195\*135mm

Peso: 2.6kg (PROVIENTO S.A., 2019)



Figura 27. Inversor Zonhan 1500W

Fuente: (Autor)

En la siguiente tabla se muestra las características técnicas del inversor utilizado en esta investigación.

Tabla 8. Características del inversor

INVERSOR ZONHAN 1500W		
Salida AC	Entrada de C.C. de los paneles solares con los siguientes datos:	
	Potencia continua	1500 W
	Potencia en incremento:	3000W 120%<load<load<load 150%<load<load</load
	Forma de onda de salida	Pure Sine Wave (THD < 3%)
	Frecuencia de salida	60Hz±0.1% (Optional)
	Salida de voltaje AC	100~120VAC
	Entrada de voltaje DC	24VDC

Entrada DC	Rango de voltaje	21.6V-31V
	Alarma de voltaje bajo	21.6V±0.4V
	Bajo el voltaje se cierra	20.4V±0.4V
	Sobre el voltaje se cierra	31V±0.4V
Conversión de máxima eficacia		90% (Full Loading) / 95% (1/3 Loading) No Load Consumption <0
Ningún consumo de carga		<0.4A
Protección	Sobre termal	Salida cerrada automática, temperatura >75°C
	Protección de cortocircuito	Polaridad inversa (Fusible externo)
	Ventilador corre automáticamente	Temperatura ≥45°C
Entorno	Temperatura de trabajo	-10°C~+50°C
	Humedad de trabajo	20%~90% RH Sin condensación
	Gama de temperatura de almacenaje	-30°C~+70°C
Señal luminosa LED		Defecto del inversor
Embalaje	Dimensión interior de la caja (mm)	315*195*135mm
	Peso interior de la caja (kg)	2.6 kg
	Dimensiones de cartón (mm)	420*340*460 mm
	Peso de cartón (kg)	16kg

Fuente: (PROVIENTO S.A., 2019)

### 3.2.1.5. Módulo de conexión Sunny Multigate.

El Sunny Multigate es una unidad de comunicación y el punto de conexión eléctrico entre la planta fotovoltaica con un máximo 12 inversores de módulos y la red pública. El Sunny Multigate se conecta entre los inversores de módulos y la red pública para inyectar en la red pública la corriente alterna recogida por los inversores de módulos (SMA AMERICA, LLC, 2019).



Figura 28. SUNNY MULTIGATE

Fuente: (SMA AMERICA, LLC, 2019)

En la siguiente tabla se detalla las características técnicas del SUNNY MULTIGATE.

Tabla 9. Características técnicas del SUNNY MULTIGATE- US

Sunny Multigate – US	
Entrada de AC	
Número máximo de inversores de módulos conectados	12
Número mínimo de inversores de módulos conectados	1
Corriente de entrada máxima	12A
Salida de CA	
Potencia asignada a 240V, 60Hz	2880 W
Tensión asignada de red	240V
Tensión nominal de CA	2x120V

Rango de tensión de CA	211V...264V
Corriente nominal de CA a 240V	12A
Corriente de salida máxima	12A
Coeficiente de distorsión de la corriente de salida con un coeficiente de distorsión de la tensión de CA <2% y una potencia de CA > a 50% de la potencia asignada	≤ 3%
Frecuencia asignada de red	60Hz
Frecuencia de red de CA	60Hz
Rango de operación a una frecuencia de red de CA de 60Hz	59,3Hz... 60,5Hz
Factor de potencia con potencia asignada	1
Fase de inyección	2
Fase de conexión	2

Fuente: (SMA AMERICA, LLC, 2019)

### 3.2.2. Instalación eólica

Se utiliza un aerogenerador de 600W conectado en paralelo a la red.

### 3.2.3. Sistema eólico conectado a la red

El sistema eólico está conectado a la red eléctrica en la casa tipo que a su vez está alimentada desde el transformador monofásico #27445 de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.

El sistema eólico está conformado por un aerogenerador eólico 600 W con su controlador de carga y su respectivo inversor para la conversión de C.C. a C.A. y enlazado a la red eléctrica a través de un equipo estabilizador de frecuencia MULTIGATE.

## DIAGRAMA UNIFILAR DE LA INSTALACIÓN EÓLICA CONECTADO A LA RED PÚBLICA.

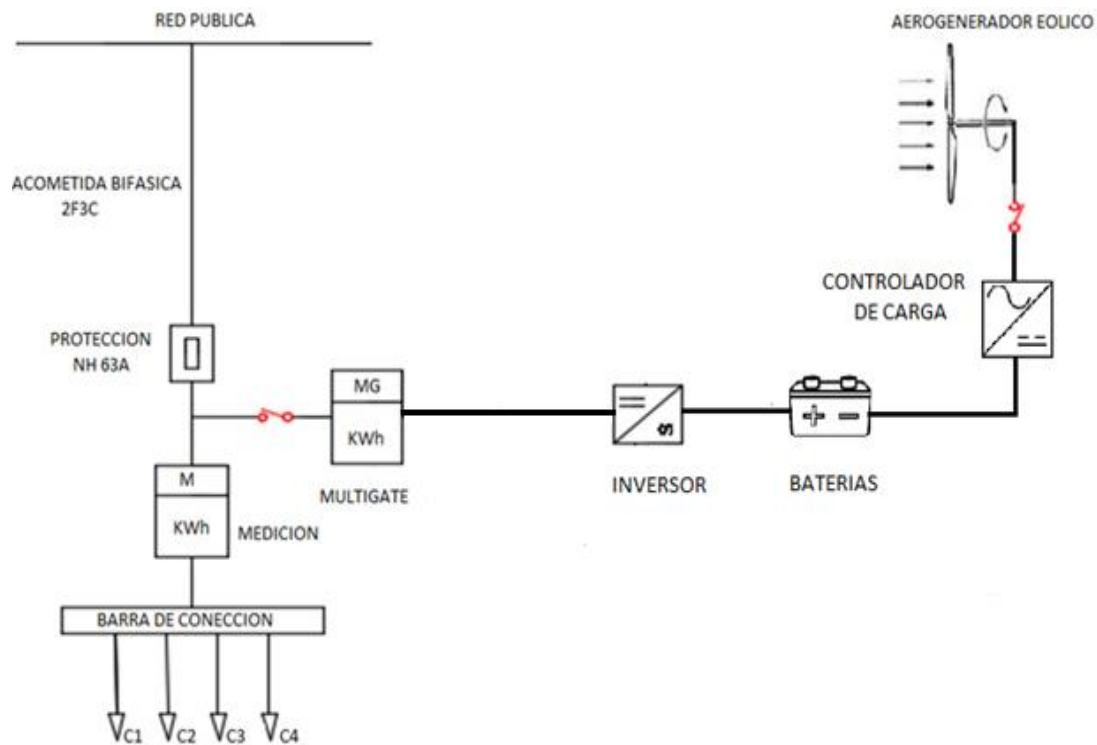


Figura 29. Esquema unifilar de la instalación eólica conectado a la red

Fuente: Autor

### 3.2.4. Bitácora de eventos

Los eventos que se registran durante el período de medición del sistema eólico con la estación meteorológica ACUARITE 02064cdi que se adquirió de la Universidad Católica de Cuenca, se identifican mediante los siguientes tipos de mensajes, en la figura 30 se puede ver el símbolo y el tipo de mensaje.

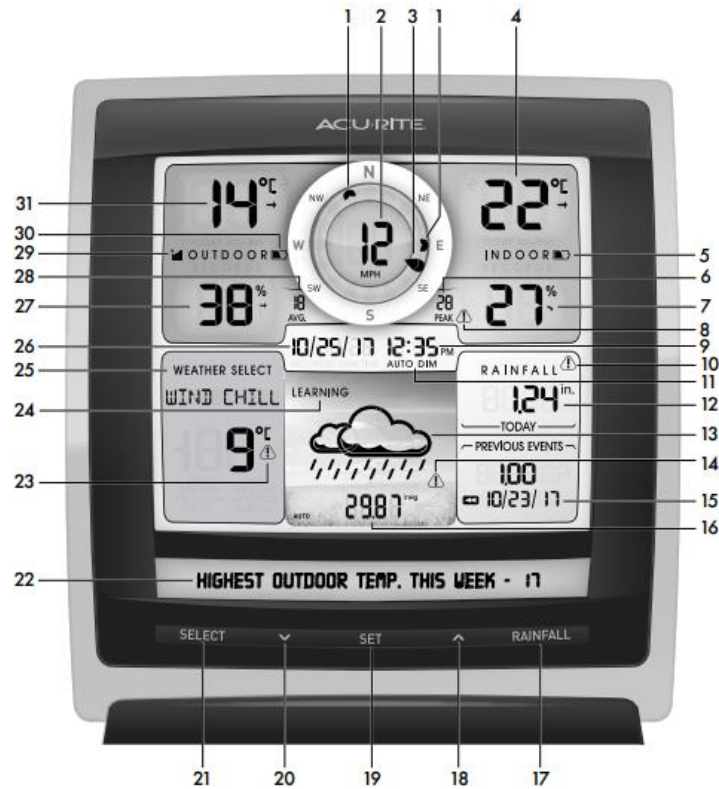


Figura 30. Estado de la instalación

Fuente: (AcuaRite, 2019)

1. 2 direcciones del viento previo
2. Velocidad actual del viento
3. Dirección actual del viento
4. Temperatura interior actual; el icono de flecha indica la dirección de tendencia de la temperatura (AcuaRite, 2019).
5. Indicador de baterías bajas de la pantalla
6. Velocidad pico del viento; velocidad más alta en los últimos 60 minutos.
7. Humedad interior actual; El ícono de flecha indica la dirección de tendencia de la humedad (AcuaRite, 2019).
8. Indicador de alerta de velocidad del viento; se activa cuando la velocidad del viento es superior a 80kph (50 mph) (AcuaRite, 2019).
9. Reloj

10. Indicador de alerta de precipitación; indica precipitación mayor a 1" (25 mm) de lluvia en 2 horas o menos.
11. Indicador de AUTO DIM; indica que la pantalla está en modo de brillo de auto-atenuador (ver página 9).
12. Precipitación total actual; acumula datos durante la precipitación.
13. Pronóstico del tiempo 12 a 24 horas; el pronóstico de auto-calibración obtiene datos del sensor exterior 5-en-1 para generar su pronóstico personal (AcuaRite, 2019).
14. Indicador de alerta de tormenta; se activa cuando la presión barométrica desciende.
15. Precipitación/Mes/Año/Todo el Tiempo
16. Presión barométrica actual; el ícono de flecha indica la dirección de tendencia de la presión (AcuaRite, 2019).
17. RAINFALL Botón; presione para cambiar los datos de PRECIPITACIÓN que están siendo mostrados (Mes, Año, Todo el Tiempo).
18. T Botón; para preferencias de configuración.
19. SET Botón; para preferencias de configuración 20 V Botón Para preferencias de configuración.
21. SELECT Botón; presione para cambiar los datos de categoría WEATHER SELECT que están siendo mostrados.
22. Weather Ticker™
23. Alerta de Índice de Valor / Sensación de Frío Indicador; se activa cuando el índice de calor se eleva a más de 32°C (90°F) o cuando la sensación de frío cae por debajo de -27°C (-17°F).
24. Ícono de Modo de Aprendizaje Desaparece después de que la auto-calibración del pronóstico del tiempo está completa (AcuaRite, 2019).
25. WEATHER SELECT; muestra el índice de calor, el punto de rocío, la sensación de frío, se siente como, días con lluvia este mes, y días desde la última precipitación registrada.
26. Fecha
27. Humedad exterior actual; el ícono de flecha indica la dirección de tendencia de la humedad (AcuaRite, 2019).
28. Velocidad promedio del viento; por medio de todas las velocidades en los últimos dos minutos.
29. Potencia de señal del sensor 5-en-1
30. Indicador de baterías bajas del sensor (AcuaRite, 2019).
31. Temperatura exterior actual; el icono de flecha indica la dirección de tendencia de la temperatura (AcuaRite, 2019).

En las figuras 31, 32, 33, 34 podemos observar los datos meteorológicos registrados por la estación meteorológica Acuarite, además se observa un equivalente de medición de mínimo 7 días continuos como indica la regulación arconel 005/18.

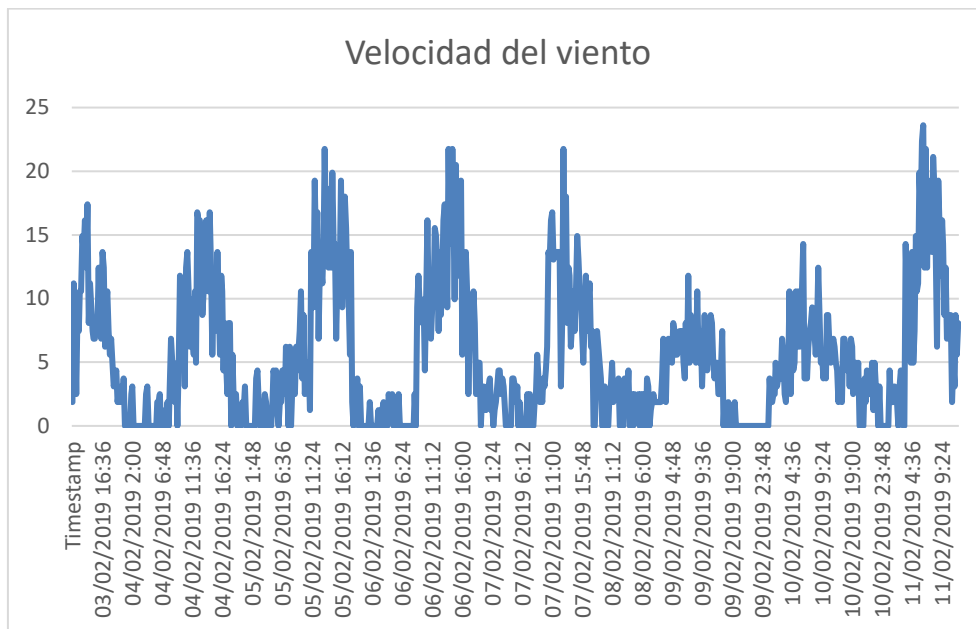


Figura 31. Parámetros meteorológicos de velocidad del viento

Fuente: Autor

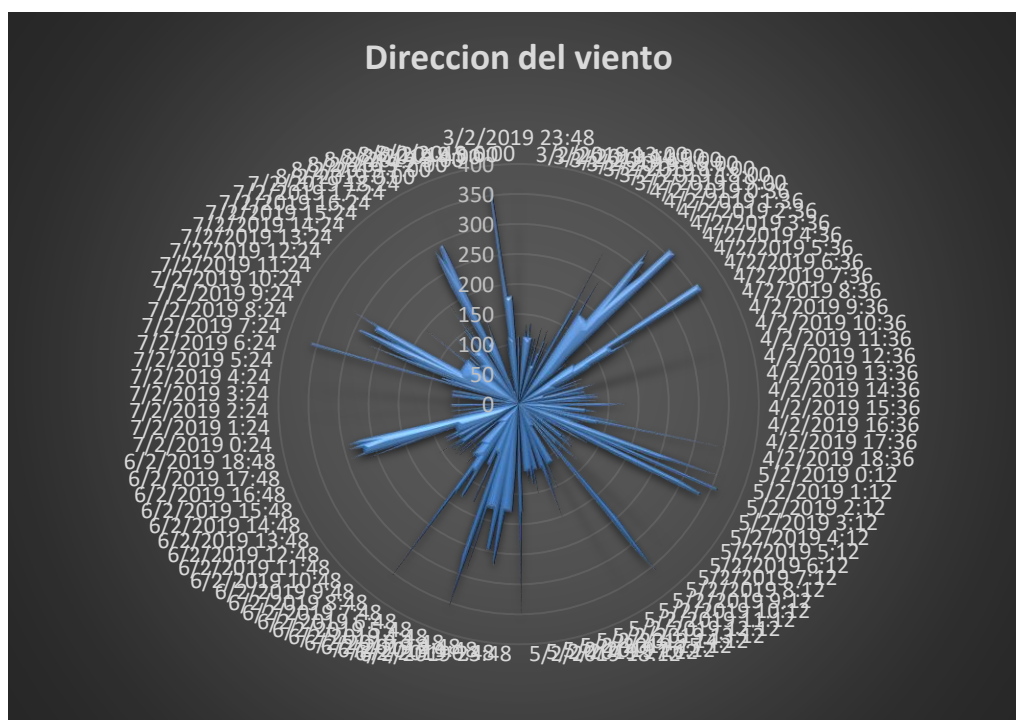


Figura 32. Parámetros meteorológicos de la dirección del viento

Fuente: Autor

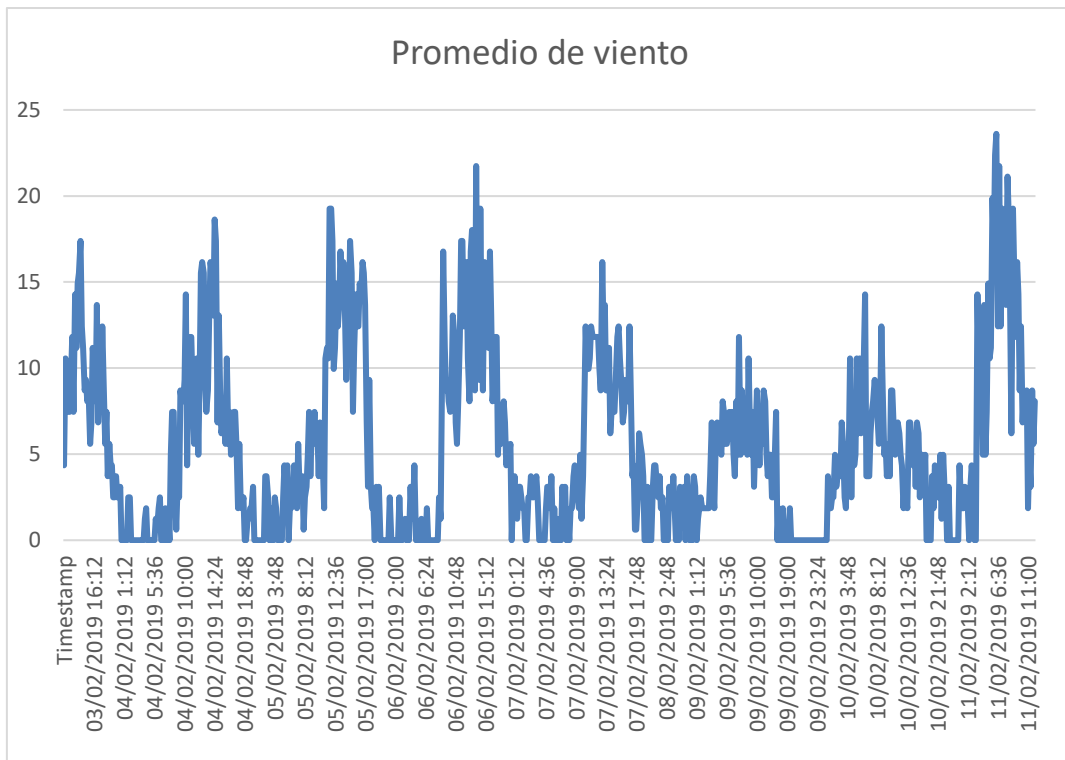


Figura 33. Parámetros meteorológicos de media del viento

Fuente: Autor

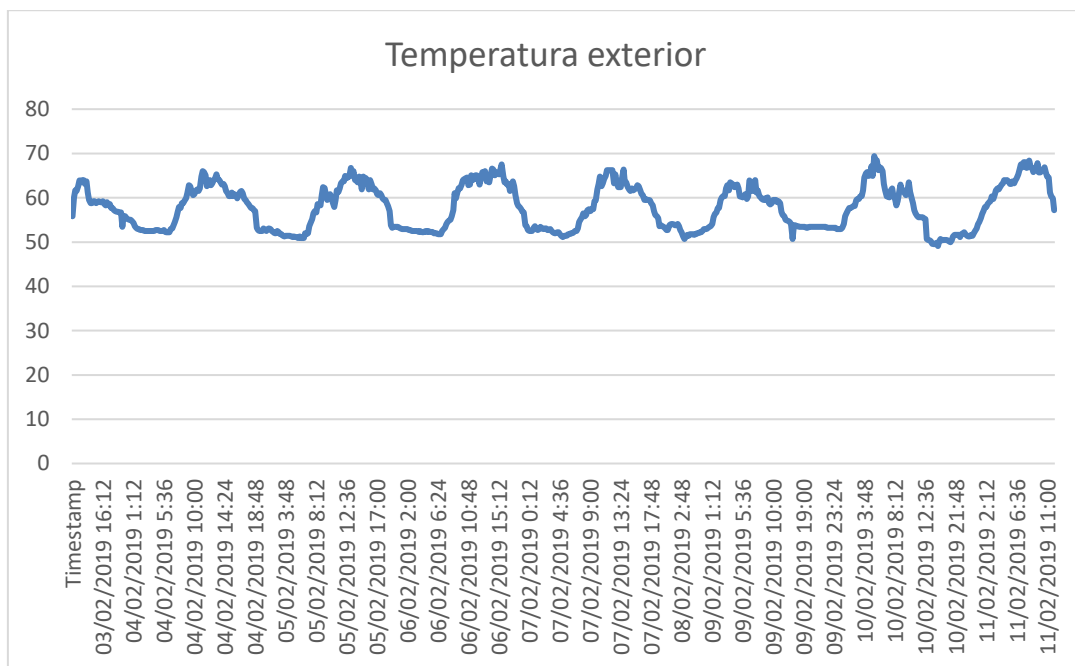


Figura 34. Parámetros meteorológicos de Temperatura

Fuente: Autor

## CAPÍTULO 4: ANÁLISIS Y RESULTADOS

Para analizar los resultados de la investigación práctica se realizó el monitoreo con el equipo analizador de calidad de energía (PQ-BOX 100 POWER QUALITY ANALYSER) de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. durante siete días continuos sin generación eólica y con el analizador de energía (FLUKE 1744 Power Quality LOGGER MEMOBOX) siete días continuos con generación eólica como nos indica la regulación  $N_0$ . ARCONEL 005/18, utilizando la norma IEEE Std. 1159

### 4.1. Análisis sin sistema eólico

En el análisis sin sistema eólico estamos analizando únicamente la energía eléctrica suministrada por la distribuidora en nuestro caso la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.

#### 4.1.1. Niveles de voltaje

Como se puede ver en las figuras, hay variaciones de voltaje del sistema eléctrico suministrado por el transformador monofásico # 27445 del EERCS pero que están dentro del rango permitido por la regulación 005/18

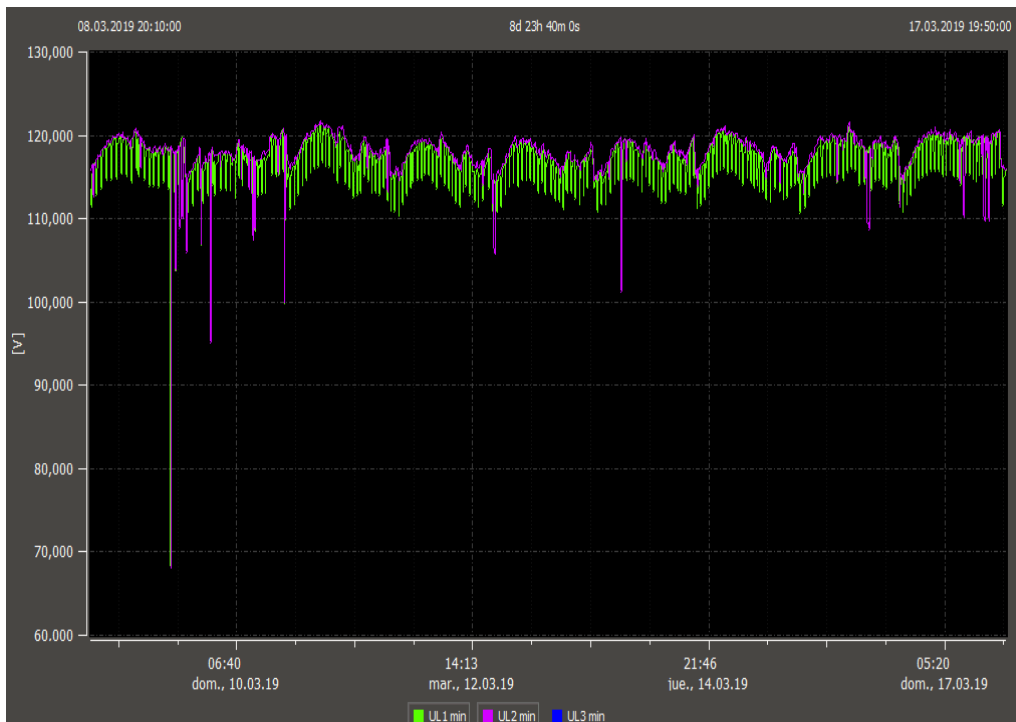


Figura 35. Voltaje mínimo registrado

Fuente: Autor

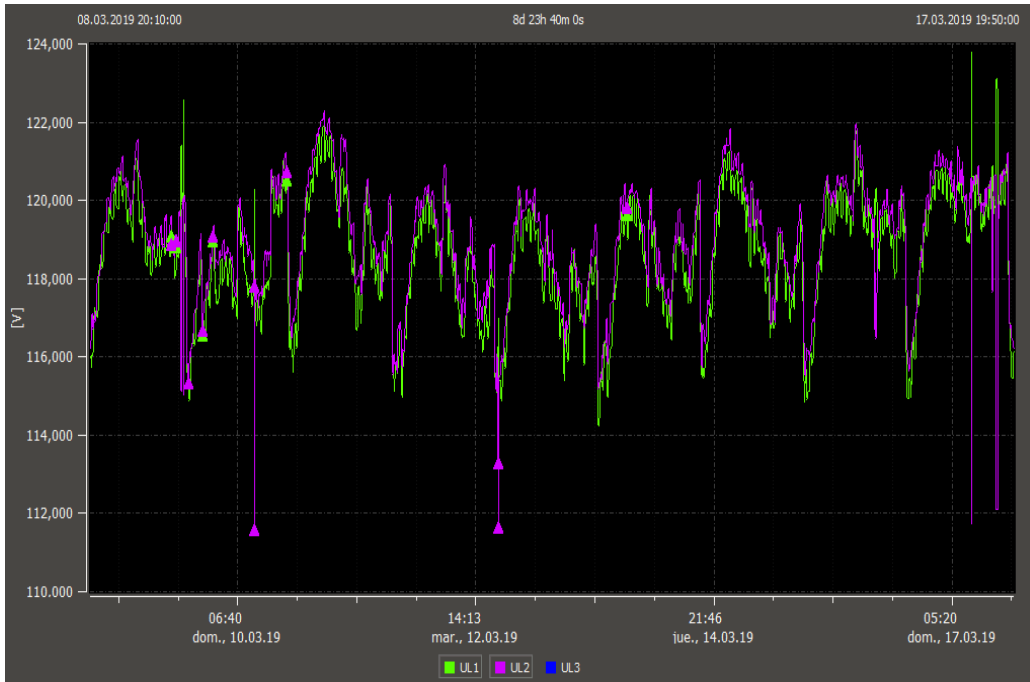


Figura 36. Voltaje medio registrado

Fuente: Autor

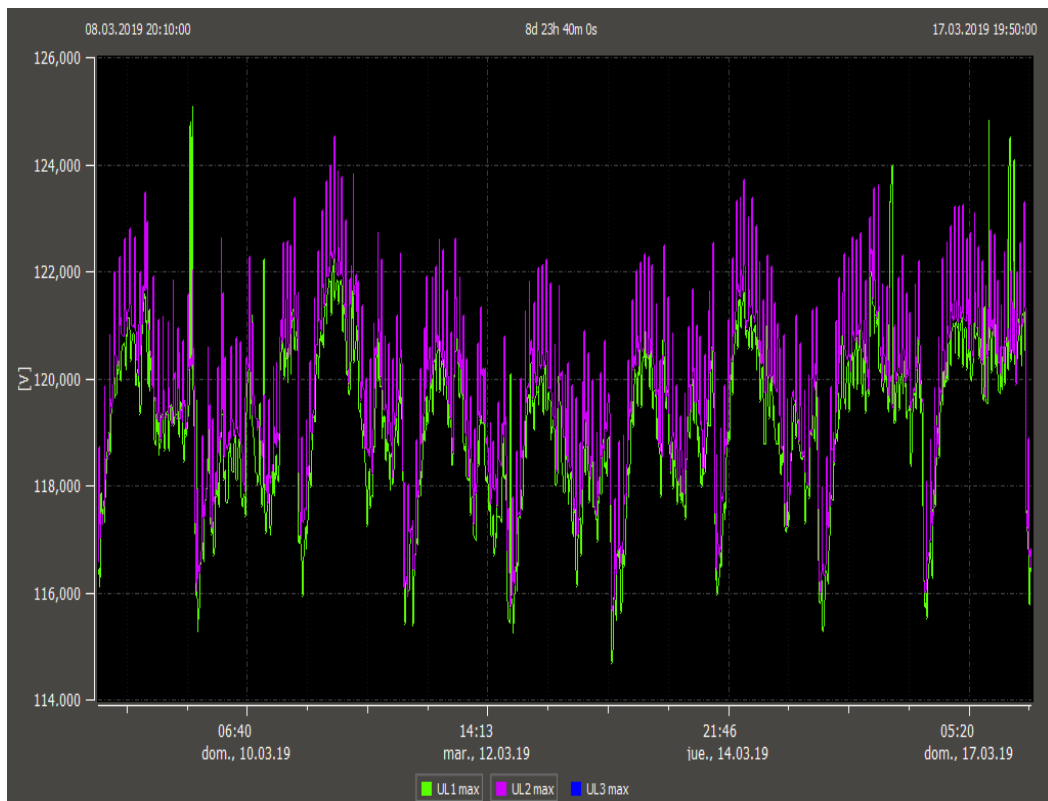


Figura 37. Voltaje máximo registrado

Fuente: Autor

### 4.1.2. Perturbaciones

Hay perturbaciones como se pueden ver en el gráfico, que están fuera de los límites de la curva ITIC pero no son peligrosas ya que la norma nos indica que este dentro de la unidad, por lo que no causa daños a los equipos eléctricos de la casa.

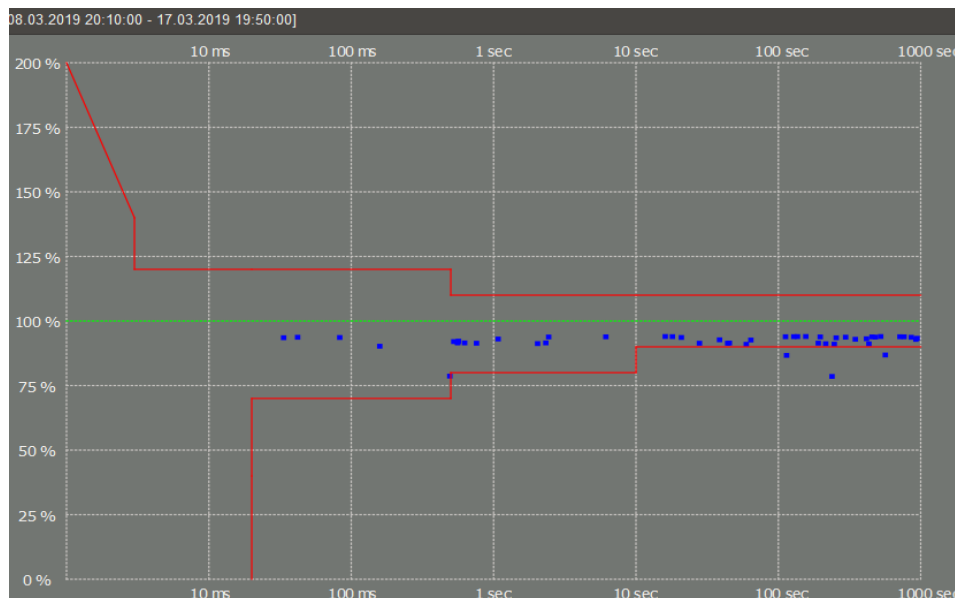


Figura 38. Perturbaciones

Fuente: Autor

### 4.1.3. Desequilibrio de voltaje

El valor límite para el índice de desequilibrio de voltaje en un punto de medición será de 2% para todos los niveles de voltaje, si el equipo calculara el desequilibrio a nivel bifásico el equipo no nos graficaría un desequilibrio del 100% en este caso el equipo es trifásico y la tercera fase está en cero.

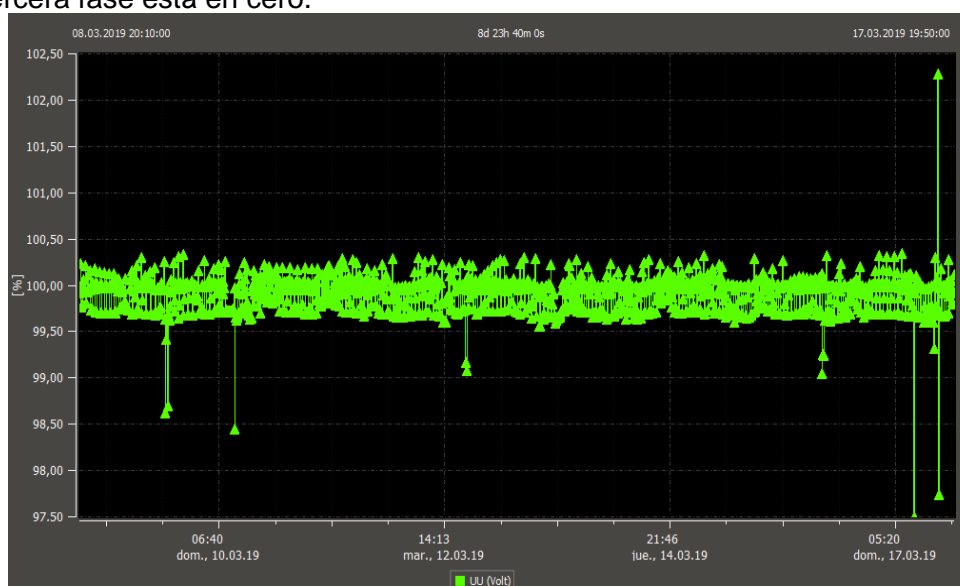


Figura 39. Desequilibrio de voltaje

Fuente: Autor

#### 4.1.4. Desequilibrio de corriente

Según la gráfica 40. Las fases no están con igual carga por tal motivo se grafica valores promedio y estos son valores sobre lo permitido ya que la regulación nos dice máximo el 10%.

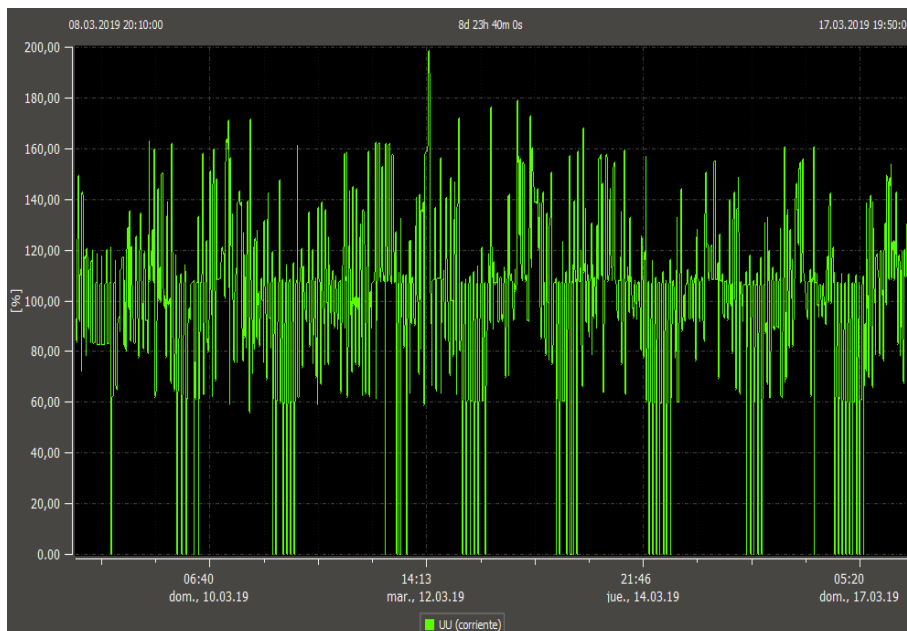


Figura 40. Desequilibrio de corrientes

Fuente: Autor

#### 4.1.5. Armónico de voltaje

En la figura 41 se muestra que los armónicos de orden par se encuentran dentro de los valores permitidos.

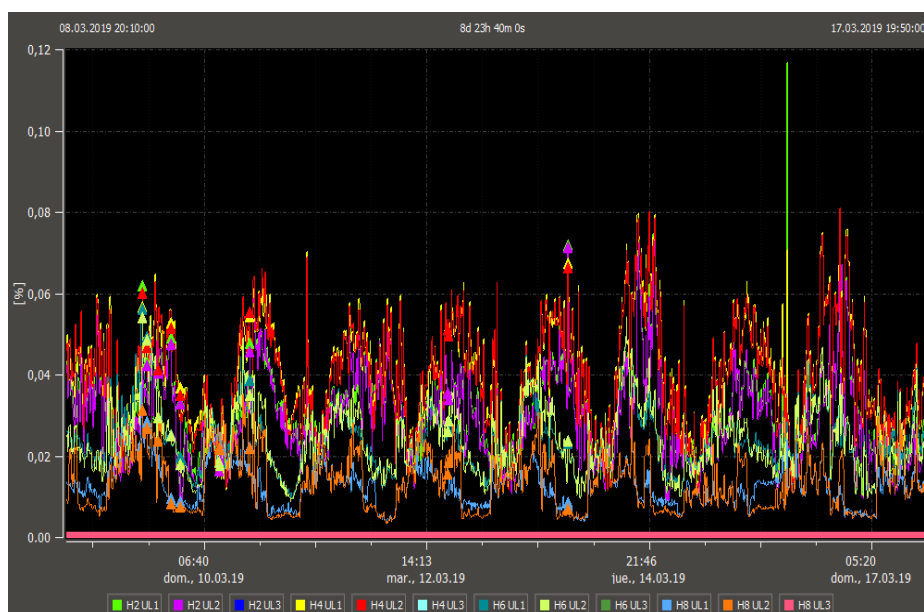


Figura 41. Armónico de voltaje de orden par

Fuente: Autor

Los armónicos de orden impar según la regulación se encuentran dentro de los límites establecidos por la regulación.

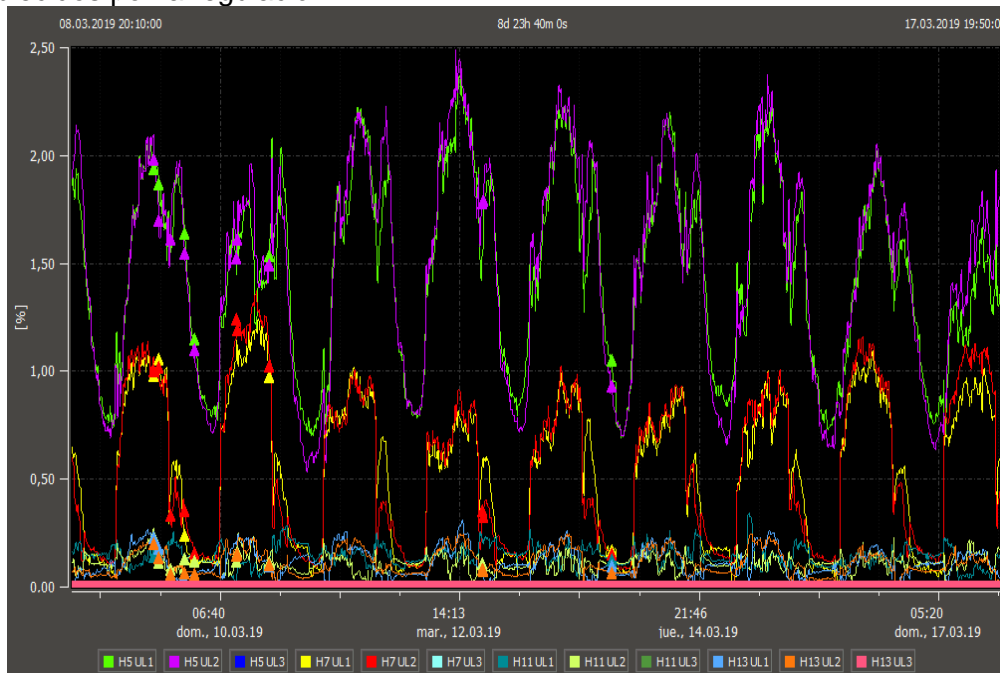


Figura 42. Armónico de voltaje de orden impar

Fuente: Autor

La figura 43 nos grafica la distorsión total del voltaje.

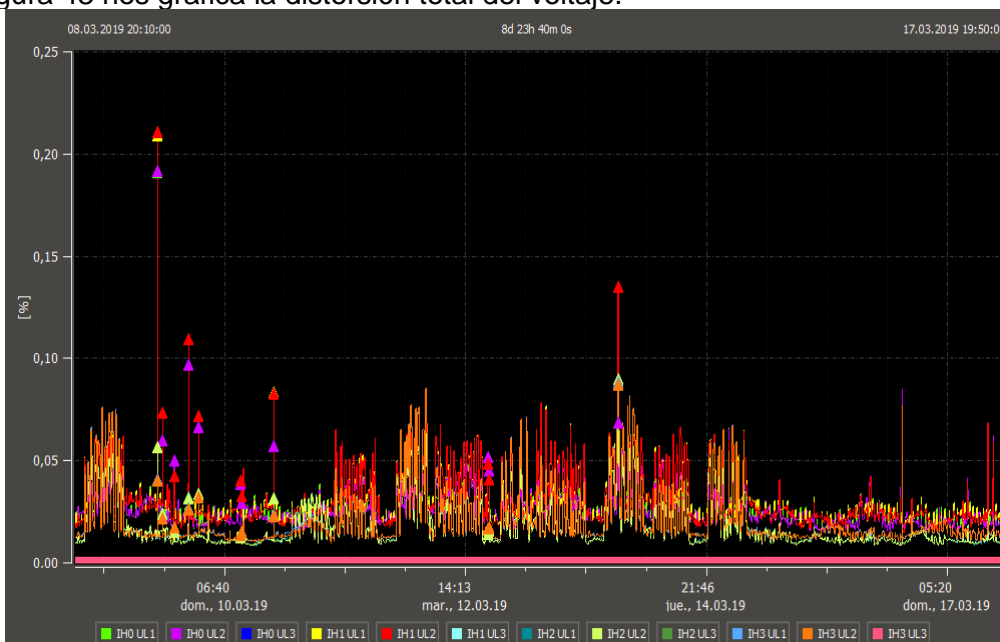


Figura 43. Distorsión armónica total de voltaje

Fuente: Autor

#### 4.1.6. Armónico de corriente

Existen muchos parámetros que hacen que los armónicos de la corriente se excedan de los límites establecidos, tales como las cargas no lineales (motor asíncrono, lámpara descarga, soldadura con arco) instaladas en el transformador de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A..



Figura 44. Distorsión armónica de corriente de orden par

Fuente: Autor

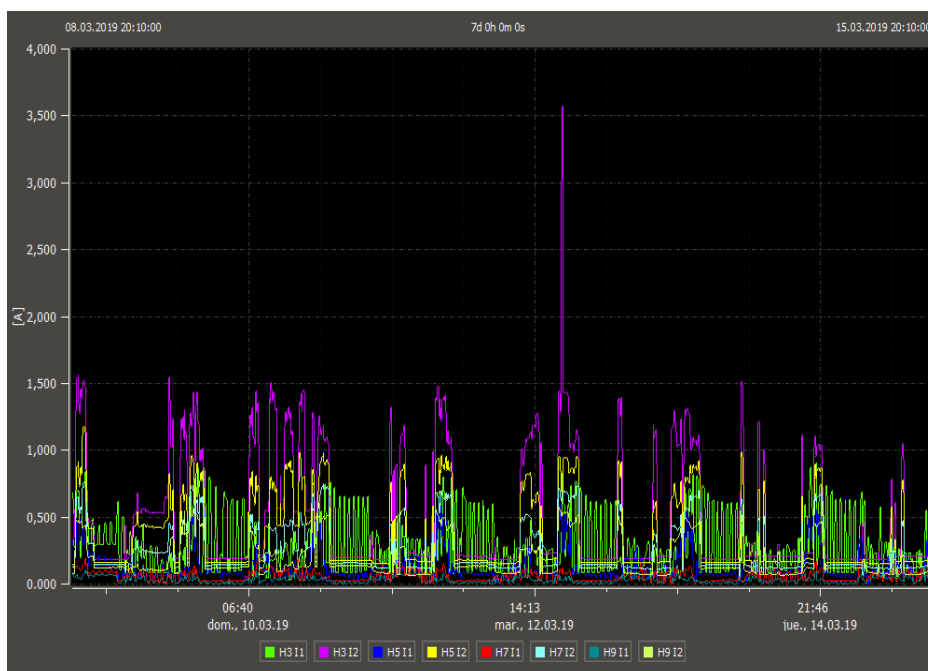


Figura 45. Distorsión armónica de corriente de orden impar

Fuente: Autor

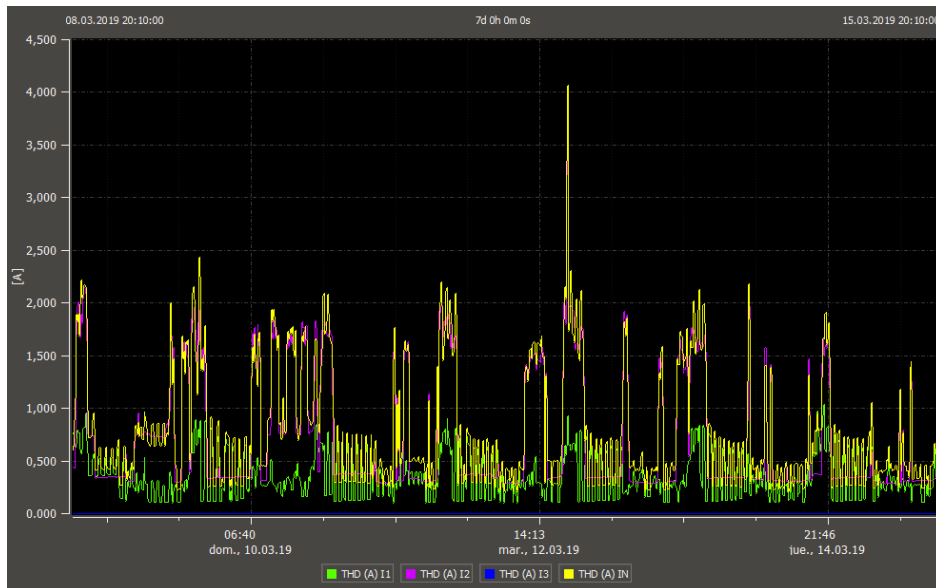


Figura 46. Distorsión armónica total de corriente

Fuente: Autor

#### 4.1.7. Frecuencia

El objetivo del Sistema Nacional interconectado establece en condiciones normales que la frecuencia será de 60 Hz y su rango de variación estará entre 59,85 y 60,15 Hz ( $\pm 0,15$ ), en la figura 48. Se grafica la variación de la frecuencia pero como observamos siempre está dentro de los límites que indica la regulación.

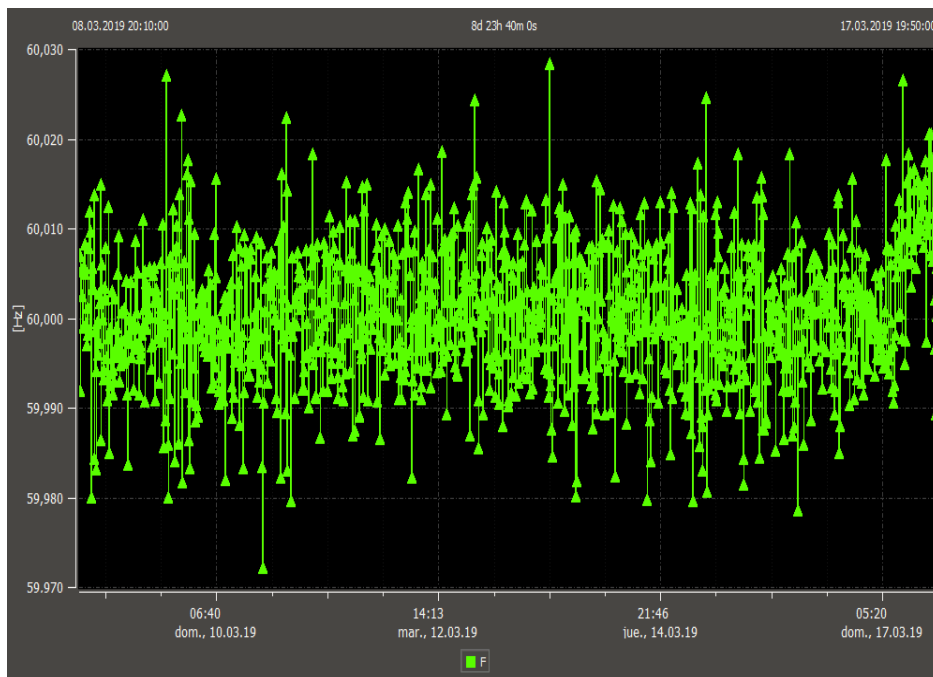


Figura 47. Frecuencia registrada

Fuente: Autor

#### 4.1.8. Ángulo de fase

Se debe verificar que el GRNC y el sistema se mantienen estables para cualquier estado de carga obtenido a partir de las proyecciones de demanda.

Las cargas capacitivas instaladas provocan que el voltaje se encuentre adelantado como podemos observar en la fig. 48 el desfase entre el voltaje y la corriente.



Figura 48. Ángulo de desfase

Fuente: Autor

#### 4.2. Análisis con sistema eólico

##### 4.2.1. Generación del sistema eólico

La máxima generación de voltaje sería en las horas que mayor incide el viento como podemos observar en la figura 49 se establece una medición por día del viento total.



Figura 49. Generación del sistema eólico

Fuente: Autor

#### 4.2.2. Niveles de voltaje

La variación de niveles de voltaje se toma durante un período no menor a 7 días, cada 10 minutos como nos indica la regulación, en efecto la regulación conelec 004/01 de calidad, establece los niveles de voltaje tanto en la sub etapa 1 en el área rural el  $\pm 13\%$  y en la sub etapa 2 del  $\pm 10\%$ , por ende observamos en las figuras que los valores estándares no han sido excedidos.

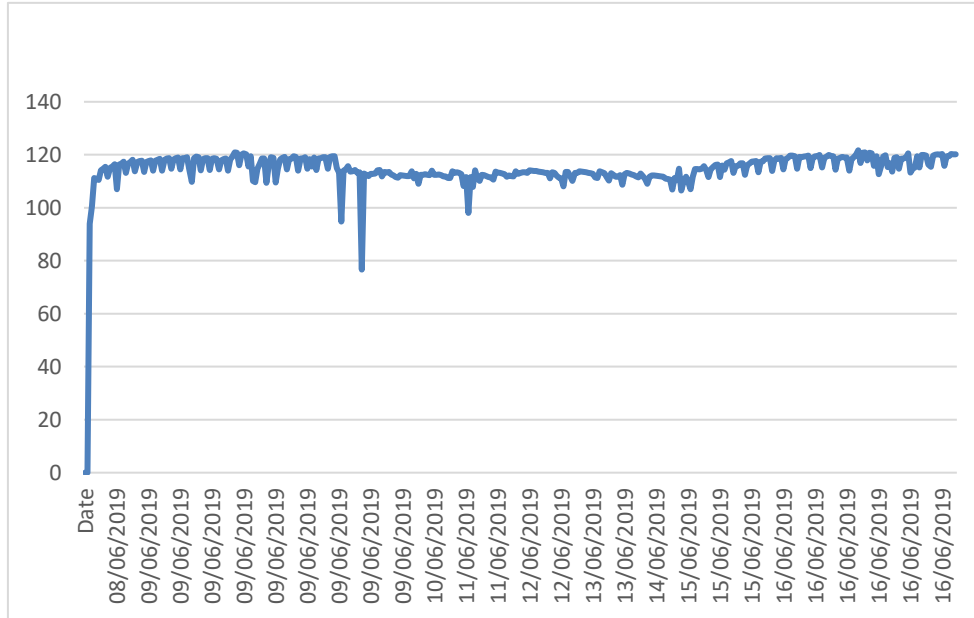


Figura 50. Niveles de voltaje mínimos registrados

Fuente: Autor

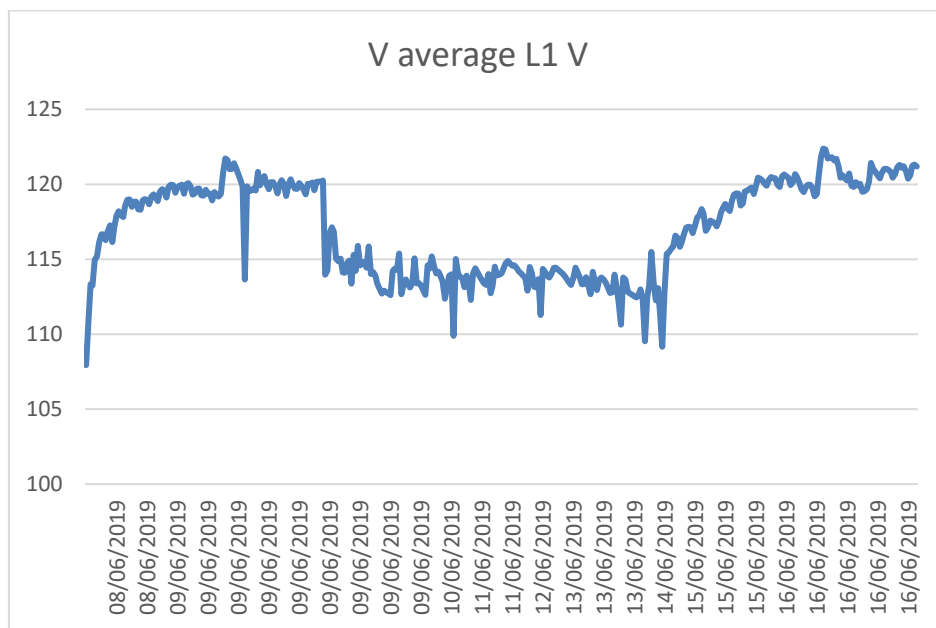


Figura 51. Niveles de voltaje medios registrados

Fuente: Autor

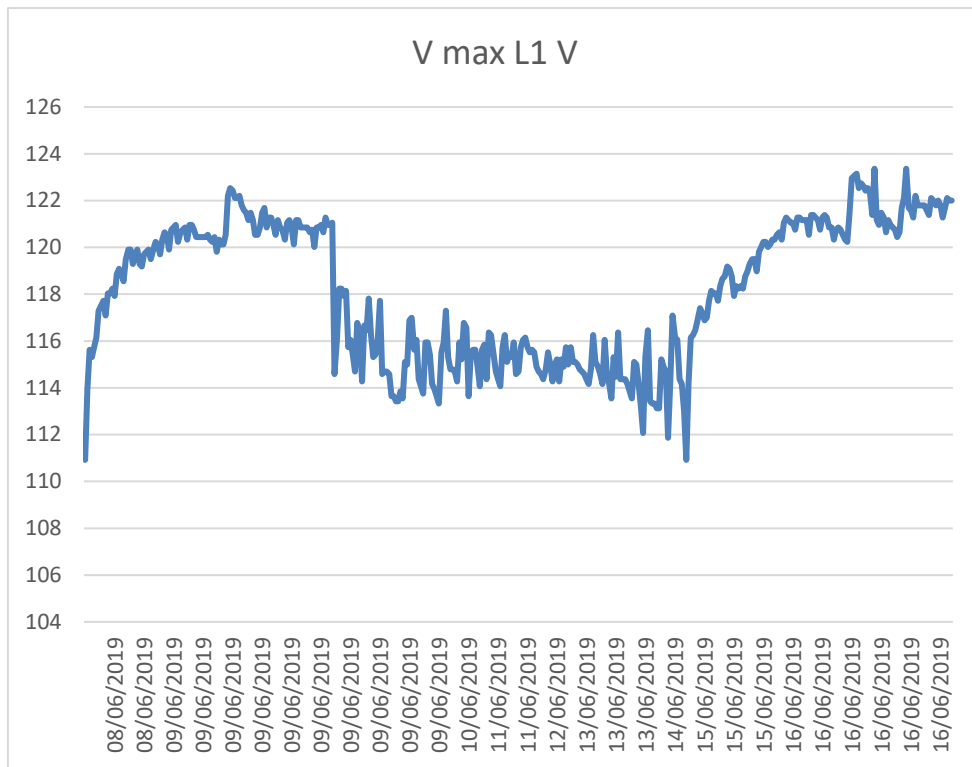


Figura 52. Niveles de voltaje máximos registrados

Fuente: Autor

### 4.2.3. Perturbaciones

La regulación nos indica el límite no debe superar la unidad, por ende se utiliza la norma IEEE std 1453 que nos pone como límite 1 y 0.8 para las perturbaciones.

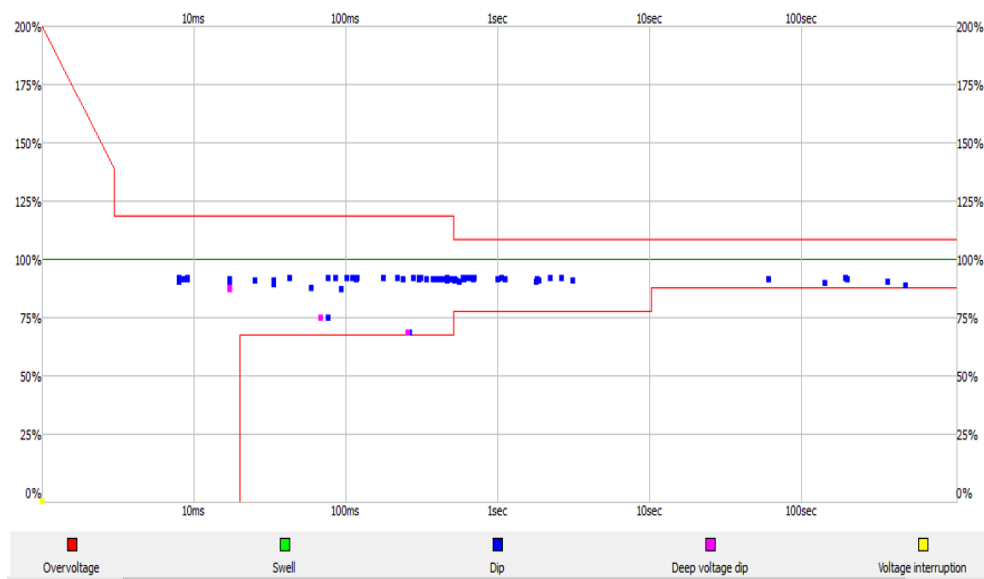


Figura 53. Perturbaciones

Fuente: Autor

#### 4.2.4. Armónicos de voltaje

Analizamos los armónicos según la regulación 004/01 tanto los armónicos pares e impares podemos observar en las siguientes figuras.

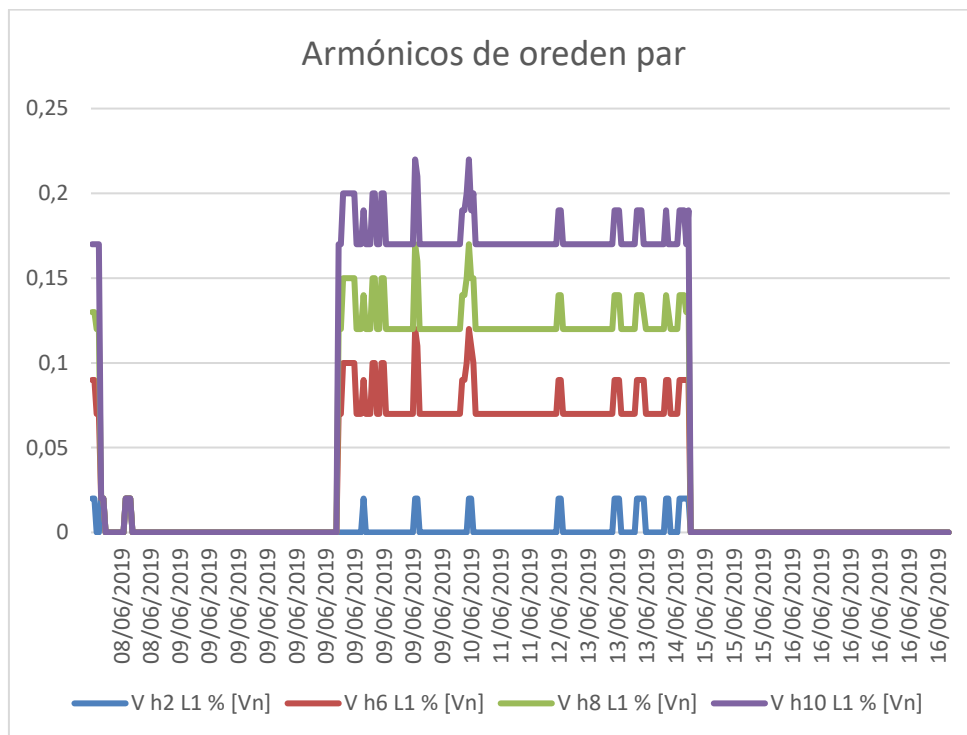


Figura 54. Armónicos pares de voltaje

Fuente: Autor

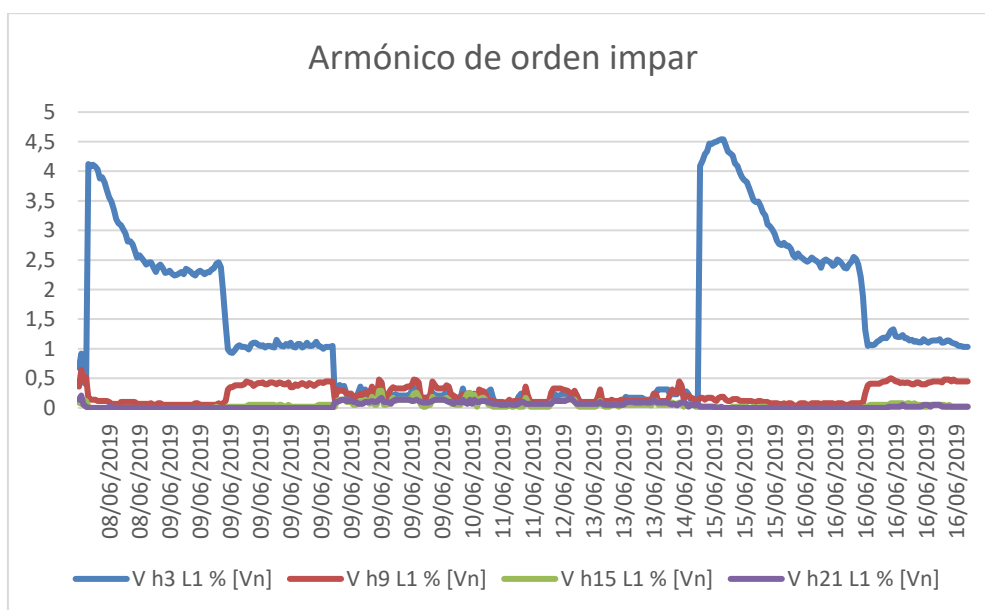


Figura 55. Armónicos impares de voltaje

Fuente: Autor

#### 4.2.5. Armónico de corriente

Las distorsiones armónicas de corriente tanto de orden par como de orden impar se pueden apreciar en las figuras y se las analiza según las normas Ecuatorianas de control de calidad de energía.

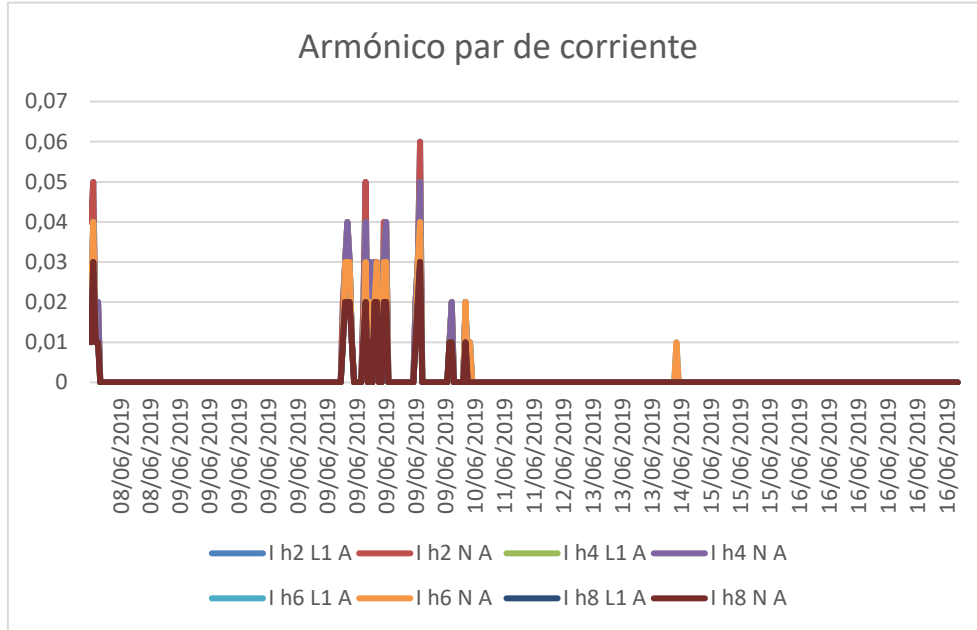


Figura 56. Armónicos pares de corriente

Fuente: Autor

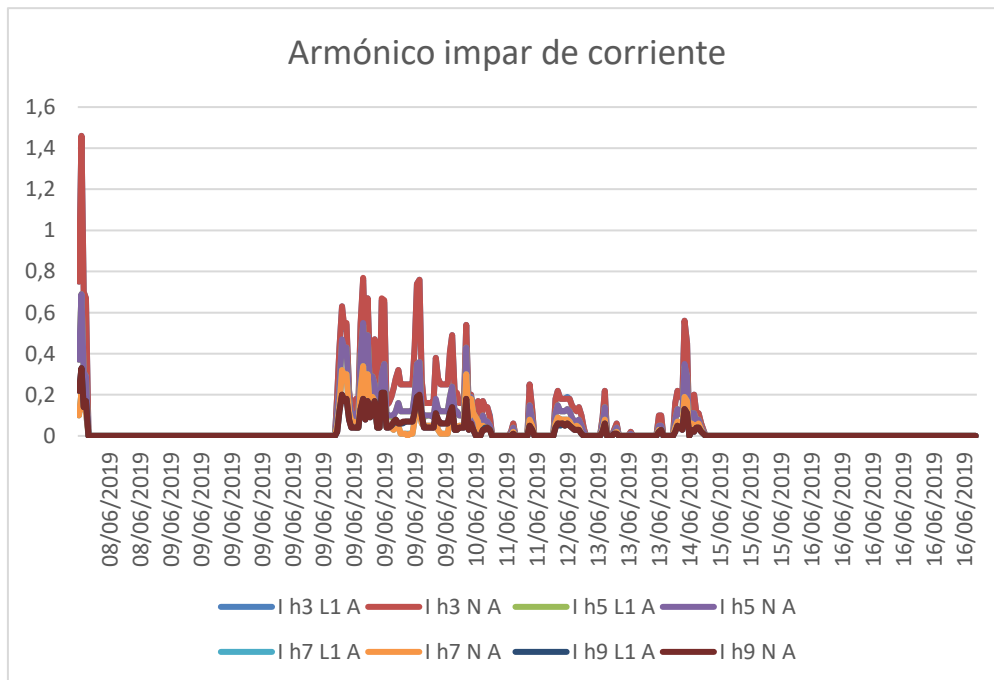


Figura 57. Armónicos impares de corriente

Fuente: Autor

#### 4.2.6. Factor de potencia

Según la regulación ecuatoriana 004/01 de calidad, el factor de potencia mínimo aceptado es de 0,92; en la figura 58 observamos que está dentro de los límites permitidos.

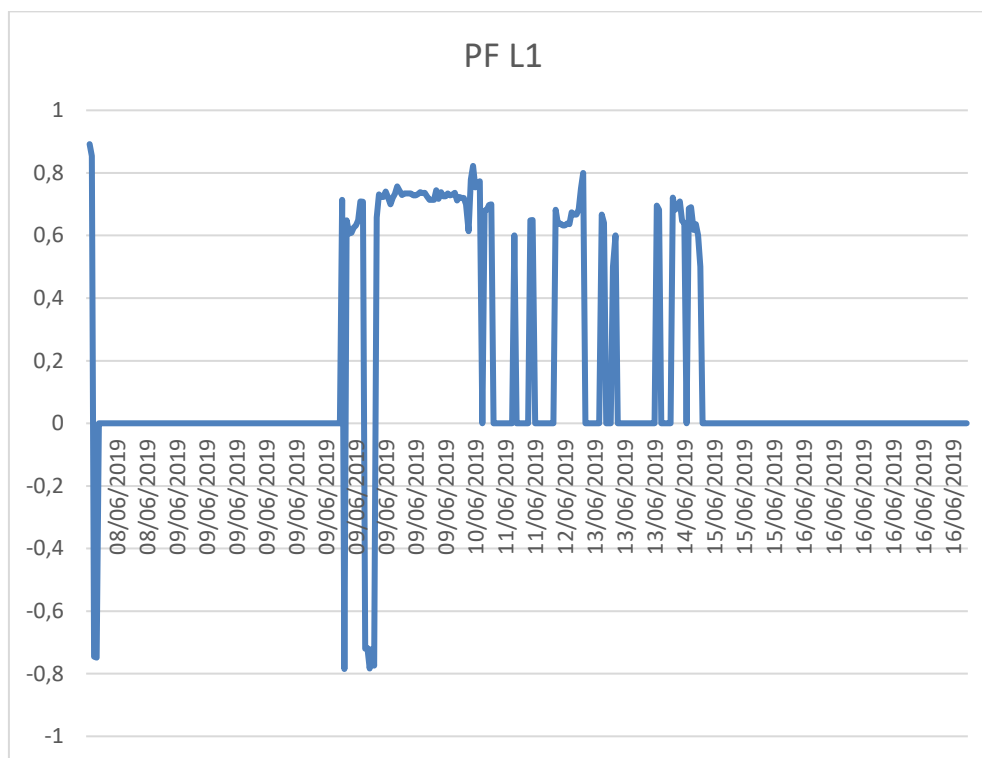


Figura 58. Factor de potencia registrado

Fuente: Autor

#### 4.2.7. Desequilibrio de voltaje

El desequilibrio de voltaje se presenta en sistemas trifásicos, por ende en nuestro estudio se presenta solo parámetros monofásicos, en las gráficas estudiadas anteriormente se observa que los parámetros están de acuerdo a los límites de las regulaciones y normas.

En efecto la regulación nos indica que el desequilibrio de voltaje en un punto de medición será el 2% para todos los niveles de voltaje.

#### 4.2.8. Desequilibrio de corriente

La norma indica que el límite de desequilibrio de corriente es el 10%, como es un sistema monofásico y no trifásico los valores límites excede. Se puede ver la potencia consumida en línea.

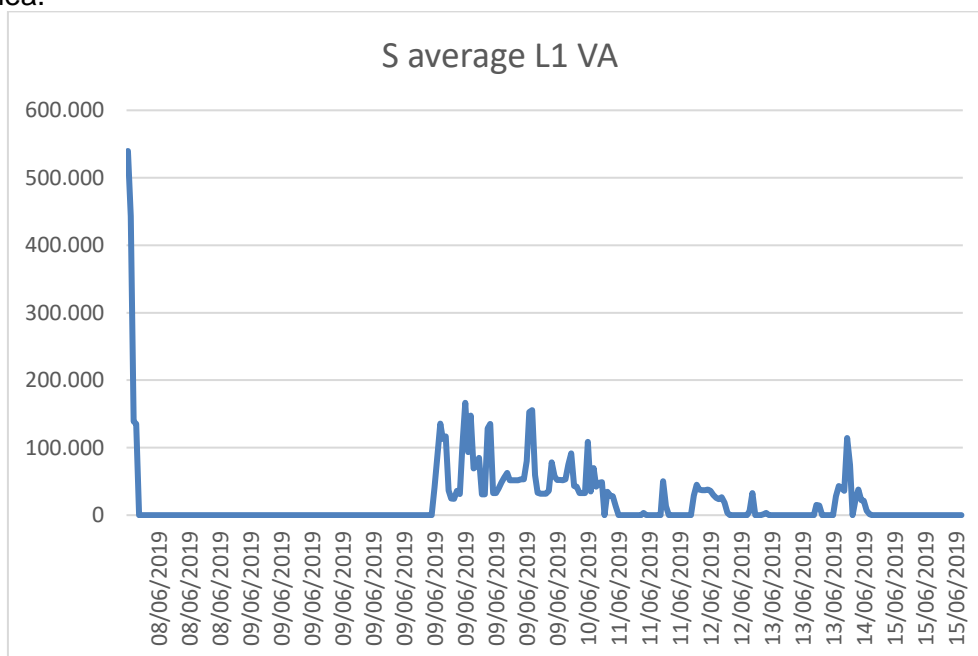


Figura 59. Desequilibrio de corriente

Fuente: Autor

#### 4.2.9. Frecuencia

Según la norma el correcto funcionamiento está establecido dentro de  $\pm 0.15\text{Hz}$  se puede observar en la figura 61 el comportamiento.

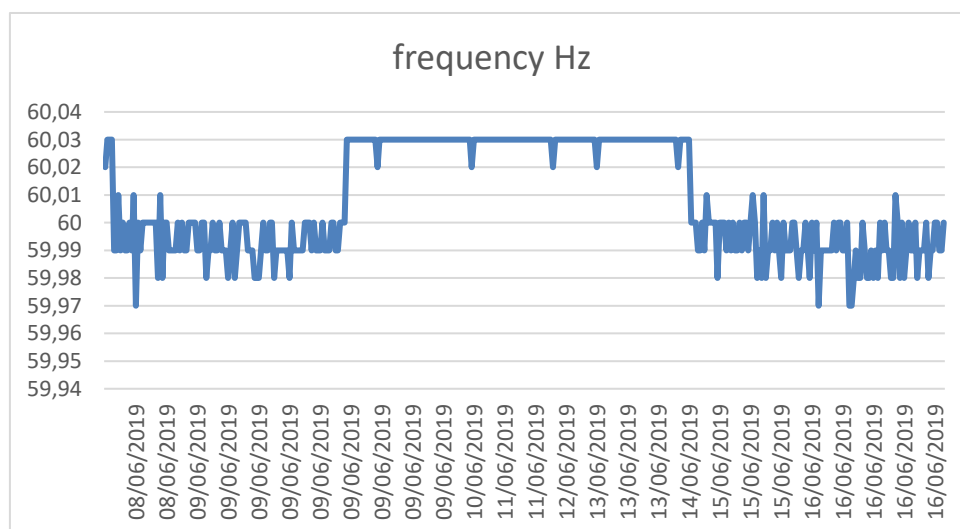


Figura 60. Frecuencia

Fuente: Autor

#### 4.2.10. Angulo de fase

El desfase entre el voltaje y la corriente se produce al conectar en paralelo a la red el aerogenerador eólico de 600W, podemos observar en la gráfica el desfase.

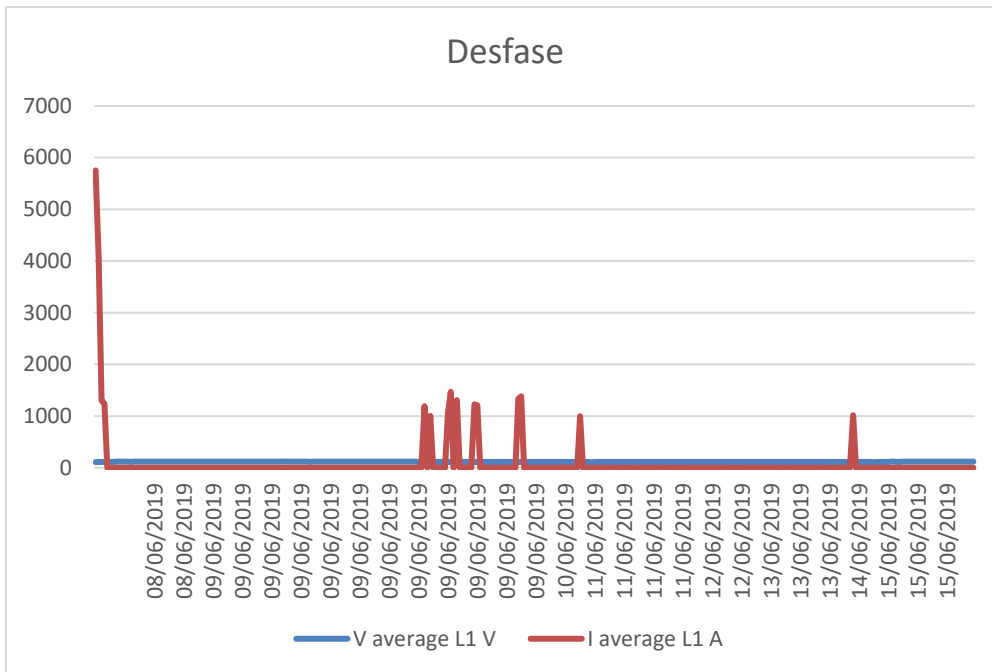


Figura 61. Desfase del ángulo

Fuente: Autor

## CONCLUSIONES

---

Tomando en cuenta las normativas existentes en nuestro país en cuanto se refiere a la energía eólica, este tipo de energía ha presentado grandes avances tecnológicos y experiencias en su montaje y operación; en este caso es factible la implantación de aerogeneradores en lugares como el cantón Nabón en donde se experimentó, se puede inclusive inyectar a la red, ampliando la infraestructura eléctrica sin ninguna complicación; logrando demostrar que tanto el voltaje generado como el entregado por el aerogenerador eólico se puede acoplar a la red eléctrica, sin tener perturbaciones ni pérdidas de transporte.

Para instalar un aerogenerador en cualquier zona o lugar, es de suma importancia obtener el cálculo de la curva de Weibull para obtener la duración del viento; y, también la curva de la rosa de los vientos que nos permite determinar la frecuencia y velocidad del viento hacia una dirección determinada.

Lo anterior nos permite determinar la energía eléctrica a conseguir en función de la potencia del generador, con lo que al dimensionar el aerogenerador se puede lograr obtener la máxima energía.

Tomando en cuenta el elevado costo de los equipos utilizados en el trabajo de investigación y el costo de energía de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur, el propietario de la casa tipo en el cantón de Nabón podría recuperar su inversión en los 10 años próximos, para esto se utilizó una calculadora de TIR online.

Debido a su costo y para optimizar la vida útil de las baterías, es necesario tener en cuenta la protección contra el sol y darles una ventilación adecuada.

Este proyecto es técnicamente factible, en base a la medición y determinación de la potencia eólica en el lugar. En base a la estación meteorológica ACUARITE 02064cdi se produce una energía del viento óptima entre las 11:00am hasta las 16:00pm a una altura de 15m, lo que produce energía eléctrica utilizable.

Las características del generador conectado en paralelo es muy importante al momento de querer conectar a la red de energía convencional, en vista de que en función de las normativas de calidad de energía evitaríamos que se produzca un corto circuito; en nuestro caso en particular según las mediciones la corriente aumenta, pero el voltaje se mantiene, haciendo que las condiciones sean las adecuadas para interconectar.

La torre donde se encuentra el aerogenerador, no produce impactos negativos a la vista ni al medio ambiente del cantón Nabón, en vista de que se reutilizo material de la zona, en nuestro caso de investigación un pino de madera.

## RECOMENDACIONES

---

Se ha realizado un análisis del comportamiento energético de un sistema eólico de 600W conectado a la red para una casa tipo y para motivar la búsqueda de fuentes de energía renovable.

Al elegir un aerogenerador, se debe tomar en cuenta no solo sus curvas, potencia o energía, sino también el tener un claro conocimiento del comportamiento de este equipo eólico, en base a esto se realizara la instalación de la manera más adecuada, permitiéndonos que el proyecto sea totalmente factible.

Es muy importante tener datos de medición y análisis del lugar, conociendo de esta manera su capacidad eólica, se recomienda continuar con el estudio de este proyecto para obtener resultados que serán positivos para generar más información que puede servir para las futuras generaciones.

Para realizar este tipo de estudios se recomienda tener el aporte tanto técnico como económico de diferentes empresas o del mismo gobierno ecuatoriano, debido al costo alto y significativo que representa.

Para aumentar la vida útil de las baterías es recomendable que llegue solo a un 50% de su descarga.

Los elementos del generador eólico siempre deben ser revisados y reajustados sus componentes, por la vibración generada por el viento.

Mejorar el diseño de los aerogeneradores, tomando en cuenta los factores como resistencia, dinámica y desgaste de todo el equipo.

El viento puede superar la velocidad para el que fue diseñado el aerogenerador, por ende tiene que poseer un sistema de seguridad, con un freno que le permita bajar su velocidad a una permitida.

## Referencias

---

- AcuaRite. (2019). *ACUARITE WEATHER STATION INSTRUCTION MANUAL*. Obtenido de ACUARITE WEATHER STATION INSTRUCTION MANUAL: <https://www.acurite.com/>
- Alvares Munguia, R. (2008). *Mejora del rendimiento del generador eolico asincrono conectado a la red, mediante convertidores electronicos y controladores de logica borrosa*. Salamanca: Universidad de Salamanca.
- ARCONEL. (28 de DICIEMBRE de 2018). *EL DIRECTORIO DE LA AGENCIA DE REGULACION Y CONTROL DE ELECTRICIDAD*. Obtenido de EL DIRECTORIO DE LA AGENCIA DE REGULACION Y CONTROL DE ELECTRICIDAD: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/01/Regulacion-de-Calidad-Suscrita.pdf>
- ARCONEL. (MARZO de 2019). *BALANCE NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA*. Obtenido de BALANCE NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA: <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/estadistica-del-sector-electrico/balance-nacional/>
- CELEC. (2019). *CENTRAL EÓLICA VILLONACO LA DE MAYOR PRODUCCIÓN POR TURBINA EN EL MUNDO*. Obtenido de CENTRAL EÓLICA VILLONACO LA DE MAYOR PRODUCCIÓN POR TURBINA EN EL MUNDO: <https://www.celec.gob.ec>
- Chinchilla Sanchez, M. (2001). *Control de un sistema de generacion eolica de velocidad variable con generador sincrono multipolar de imanes permanentes acoplados a red*. Leganes: Univercidad Carlos III de Madrid.
- CONELEC. (9 de AGOSTO de 2000). *PROCEDIMIENTO DE DESPACHO Y OPERACION*. Obtenido de PROCEDIMIENTO DE DESPACHO Y OPERACION: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/10/ProcedimientosDespacho.pdf>
- CONELEC. (23 de MAYO de 2001). *CALIDAD DEL SERVICIO ELECTRICO DE DISTRIBUCION*. Obtenido de CALIDAD DEL SERVICIO ELECTRICO DE DISTRIBUCION : <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2016/02/Regulacion-No.-CONELEC-004-01.pdf>
- CONELEC. (2013-2022). *ASPECTOS DE SUSTENTABILIDAD Y SOSTENIBILIDAD SOCIAL Y AMBIENTAL*. Obtenido de ASPECTOS DE SUSTENTABILIDAD Y SOSTENIBILIDAD SOCIAL Y AMBIENTAL: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/12/Vol4-Aspectos-de-sustentabilidad-y-sostenibilidad-social-y-ambiental.pdf>
- CONELEC. (21 de OCTUBRE de 2015). *EL DIRECTORIO DE LA AGENCIA DE REGULACION Y CONTROL DE ELECTRICIDAD*. Obtenido de EL DIRECTORIO DE LA AGENCIA DE REGULACION Y CONTROL DE ELECTRICIDAD : <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/12/Regulacion-No.-ARCONEL-004-15.pdf>
- Consejo Nacional de Electricidad, (. (2008). *Atlas solar del Ecuador con fines de generación eléctrica*. Quito.
- Cornejo, M. E. (2008). *El sistema eolico. diseño aerodinamico*. eoi escuela de negocios.

- COSMOPLAS. (20 de DICIEMBRE de 2017). *MICRO INVERSOR SB-240*. Obtenido de MICRO INVERSOR SB-240: <http://www.cosmoplas.cl/product/microinversor-sb240-240w/>
- DANISH WIND INDUTRY ASSOCIATION. (6 de mayo de 2003). *Asociacion danesa de la industria eolica*. Obtenido de Asociacion danesa de la industria eolica: <http://www.windpower.org/es/tour/wres/enrspeed.htm>
- Delgado Galarza, R., Heras Ramires, C., & Merchan Pator, C. (2011). *Investigacion y desarrollo de un software para supervision y control de un aerogenerador*. Guayaquil: Univercidad Catolica de Santiago de Guayaquil.
- EERCS. (14 de DICIEMBRE de 2017). *ARCGIS*. Obtenido de ARCGIS: [www.centrosur.com.ec](http://www.centrosur.com.ec)
- EERCS. (02 de JUNIO de 2019). *ARCGIS*. Obtenido de ARCGIS: <http://geoportal.centrosur.gob.ec>
- Fica, F. (2014). *Perturbaciones de la Red Electrica* . Chile.
- Harper, G. E. (2014). *ABC DE LAS ENERGIAS RENOVABLES*. Mexico.
- IEEE. (30 de SEPTIMBRE de 2014). *IEEE POWER AND DISTRIBUTION COMMITTE*. Obtenido de IEEE POWER AND DISTRIBUTION COMMITTE: [https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/1589263/mod\\_resource/content/1/IEE%20Std%20519-2014.pdf](https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/1589263/mod_resource/content/1/IEE%20Std%20519-2014.pdf)
- MARIMAR. (2014). ENERGÍA EÓLICA RENOVABLE. *ERENOVABLE*, 1-2.
- Mastrángelo, S. G. (2014). Energía Eólica. *Revista virtual pro*, 2-3.
- MathWorks, Biblioteca Matlab*. (2017). Obtenido de <https://la.mathworks.com/products/matlab-online.html>
- MEER. (2013). *ATLAS EOLICO DEL ECUADOR CON FINES DE GENERACION ELECTRICA*. Obtenido de ATLAS EOLICO DEL ECUADOR CON FINES DE GENERACION ELECTRICA: <https://es.scribd.com/document/228987678/Atlas-Eolico-Ecuador-Meer-2013>
- NACIONAL, A. (2010). *CODIGO ORGANICO DE LA PRODUCCION, COMERCIO E INVERSIONES*. QUITO.
- Nofal, D. (2009). *Generador eolico*. Obtenido de Generador eolico: <http://proyectogeneradoreolico.blogspot.com/p/objetivos.html>
- OPAL-RT TECHNOLOGIES. (2016). Obtenido de <https://www.opal-rt.com/>
- PROVIENTO S.A. (2017). *ENERGIAS RENOVABLES ECUADOR*. QUITO.
- PROVIENTO S.A. (2019). *ENERGIAS RENOVABLES ECUADOR*. QUITO.
- SMA. (2017). *SMA SOLAR TECHNOLOGY*. Obtenido de SMA SOLAR TECHNOLOGY: <http://www.south-america.com/>.
- SMA AMERICA, LLC. (2019). *SMA SOLAR TECHNOLOGY CANADA INC*. Obtenido de SMA SOLAR TECHNOLOGY CANADA INC.: <http://files.sma.de/dl/18725/SMG-SB240US-IA-es-14W.pdf>
- SRI. (2016). *SERVICIO DE RENTAS INTERNAS "DEDUCCIONES"*. QUITO.
- Uherek, E. (11 de Junio de 2004). *Environmental Science Published for Everybody Round the Earth*. Obtenido de Environmental Science Published for Everybody Round the Earth: [http://klimat.czn.uj.edu.pl/enid/Introducci\\_n\\_al\\_Clima/\\_Meteorolog\\_a\\_443.html](http://klimat.czn.uj.edu.pl/enid/Introducci_n_al_Clima/_Meteorolog_a_443.html)

VILELA LEON, J. I., & RAMIREZ VILLEGAS, J. B. (2013). *OPTIMIZACION DE UN SISTEMA EOLICO, MEDIANTE LA CARACTERIZACION DE UN REGIMEN DE VIENTO EN LA LOCALIDAD DE LOMAS- AREQUIPA*. LIMA PERU: UNIVERCIDAD NACIONAL DE INGENIERIA LIMA PERU.

WHOLESALE SOLAR. (2017). *SMA SUNNY MULTIGATE - US*. Obtenido de SMA SUNNY MULTIGATE - US:  
<https://www.wholesalesolar.com/2960061/sma/inverter-accessories/sma-sunny-boy-micro-multigate-us-xt-monitoring-unit>

### Anexo 1. REGULACION ARCONEL 005/18

La regulación plantea establecer indicadores, índice y límites y, definir los procedimientos de medición, registro y evaluación a ser cumplido por las empresas eléctricas de distribución y consumidores según corresponda.

La evaluación de la calidad de la prestación del servicio de energía eléctrica se efectuara considerando los siguientes índices e indicadores: nivel de voltaje, perturbaciones rápidas de voltaje (Flicker), distorsión armónica de voltaje y desequilibrio de voltaje

#### Niveles de voltaje:

$$\Delta V_K(\%) = \frac{V_K - V_N}{V_N} * 100 [\%]$$

Donde:

$\Delta V_K$  : Variación de voltaje

$V_K$  : Voltaje de suministro en el punto k.

$V_n$  : Voltaje nominal en el punto k.

Tabla 10. Límite para el índice de nivel de voltaje

Nivel de Voltaje	Rango admisible
Alto voltaje (Grupo 1 y Grupo 2)	± 5.0%
Medio voltaje	± 6.0%
Bajo voltaje	± 8.0%

Fuente: (ARCONEL, 2018)

#### Perturbación rápida de voltaje (flicker):

El valor límite para el índice de severidad del flicker  $P_{st}$  en el punto de medición respectivo no debe superar la unidad.

#### Distorsión armónica de voltaje:

Los límites máximos de distorsión armónica individual de voltaje y distorsión armónica total de voltaje:

Tabla 11. Límite máximo de armónicos de voltaje (%del voltaje nominal)

Nivel de Voltaje	Armónica individual (%)	THD (%)
Bajo voltaje	5.0	8.0
Medio voltaje	3.0	5.0
Alta voltaje (Grupo 1)	1.5	2.5
Alto voltaje (Grupo 2)	1.0	1.5

Fuente: (ARCONEL, 2018)

### Desequilibrio de voltaje:

El valor límite para el índice de desequilibrio de voltaje en un punto de medición será de 2% para todos los niveles de voltaje. (ARCONEL, 2018)

$$\text{Desequilibrio de voltaje} = \left| \frac{V^-}{V^+} \right| \times 100 [\%]$$

### Anexo 2. REGULACION CONELEC 006/00

La regulación establece el procedimiento de despacho y operación del Sistema Nacional Interconectado, con el fin de dictar un marco normativo que permita la correcta conexión de los sistemas de generación. De acuerdo a los parámetros de calidad y seguridad, la presente regulación establece las condiciones de operación.

Armónicos: Las formas de onda del voltaje y corriente deberán cumplir los requisitos establecidos en la norma ANSI/IEEE STD. 519, mientras no exista una normativa nacional.

Frecuencia: El objetivo del Sistema Nacional interconectado establece en condiciones normales que la frecuencia será de 60 Hz y su rango de variación estará entre 59,85 y 60,15 Hz ( $\pm 0,15$ ), excepto en estados de fallas, emergencias y restablecimientos de servicio.

Índices de calidad: La norma IEEE STD. 1159-2009 establece 7 categorías de fenómenos que varían la calidad de energía, definiendo cada uno de ellos.

Tabla 12. Categorías y características de los fenómenos que varían la calidad de la energía

CATEGORIA	Duración típica	Magnitud de voltaje típico	Contenido espectral típico
<b>1. Transitorio</b> <b>1.1. Impulso</b> <b>1.1.2. Nanosegundo</b> <b>1.1.3. Milisegundo</b> <b>1.2. Oscilatorio</b> <b>1.2.1. Baja Frecuencia</b> <b>1.2.2. Media frecuencia</b> <b>1.2.3. Alta frecuencia</b>	  <50 ns 50 ns – 1 ms >1 ms 0.3 – 50 ms 20 us 5 us	   0 – 4 p. u. 0 – 8 p. u. 0 – 4 p.u.	 5 ns de subida 1 us de subida 0.1 ms de subida <5 KHz 5 – 500 KHz 0.5 – 5 MHz
<b>2. Variaciones de corta duración (rms)</b> <b>2.1. Instantanea</b> <b>2.1.1. Sag</b> <b>2.1.2. Swell</b> <b>2.2. Momentanea</b> <b>2.2.1. Interrupcion</b> <b>2.2.2. Sag</b> <b>2.2.3. Swell</b> <b>2.3. Temporal</b> <b>2.3.1. Interrupcion</b> <b>2.3.2. Sag</b> <b>2.3.3. Swell</b>	  0.5 – 30 ciclos 0.5 – 30 ciclos  0.5 ciclos – 3 s 30 ciclos – 3s 30 ciclos – 3s  >3 s – 1 min >3 s – 1 min >3 s – 1 min	  0.1 – 0.9 p. u. 1.1 – 1.8 p. u.  <0.1 p. u. 0.1 - 0.9 p. u. 1.1 - 1.4 p. u.  ,0.1 p. u. 0.1 – 0.9 p.u. 1.1 – 1.2 p.u.	
<b>3. Variaciones de larga duración (rms)</b> <b>3.1. Interrupcion sostenida</b> <b>3.2. Sub voltajes</b> <b>3.3. Sobrevoltajes</b> <b>3.4. Sobrecarga de corriente</b>	 >1 min >1 min >1 min >1 min	 0.0 p. u.  0.8 – 0.9 p. u. 1.1 – 1.2 p. u.	
<b>4. Desbalance</b> <b>4.1. Voltaje</b> <b>4.2. Corriente</b>		 0.5 – 2% 1 – 30%	 EE(Estado estacionario) EE

<b>5. Distorsión de onda</b>			
<b>5.1.DC offset</b>	EE	0 – 0.1%	
<b>5.2.Armonicos</b>	EE	0 – 20%	0 – 9 KHz
<b>5.3.Inter-armonicos</b>	EE	0 – 2%	0 – 9 KHz
<b>5.4.Escalonamiento</b>	EE		
<b>5.5.Ruido</b>	EE	0 – 1%	Ancho de banda
<b>6. Fluctuaciones de voltaje</b>	Intermitente	0.1 – 7% 0.2 – 2 Pst	0.2 <25 Hz
<b>7. Variaciones de la frecuencia industrial</b>	<10 s	± 0.1 Hz	

Fuente: (CONELEC, 2000)

Para ampliar lo expuesto en la tabla anterior a continuación se presenta algunas definiciones contenidas en la norma.

- Un transitorio impulsivo se presenta generalmente por la caída de relámpagos.
- Un transitorio oscilatorio se presenta por la conmutación y circuitos RLC snubber.
- Cuando se presenta interrupciones la magnitud el voltaje es siempre menor al 10% del voltaje nominal.
- Los sags son disminución del voltaje y se debe a la conmutación de cargas grandes.
- Los swells son un incremento del voltaje,
- Los sobre voltajes aparecen generalmente por la conmutación en el apagado o salida de operación de cargas grandes.
- Las sub tensiones aparecen por la conmutación en la entrada a operación de cargas grandes.
- El desbalance puede ser aplicado para el voltaje o la corriente y se calcula haciendo uso de la magnitud obtenida de la secuencia negativa y la secuencia positiva.
- El escalonamiento no puede ser registrado con un equipo que sea normalmente usado para el análisis de armónicos, debido a que componentes de la frecuencia son bastante altos.
- Las variaciones rápidas de la corriente de carga generalmente producen fluctuaciones de voltaje.

Los cambios en la frecuencia están relacionados a la capacidad de la generación para adaptarse a los cambios producidos en la carga (CONELEC, 2000)

### Anexo 3. REGULACION CONELEC 004-01

La presente regulación establece niveles de calidad para la prestación de servicio eléctrico y procedimientos de evaluación por parte de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, enfocada al análisis a cuatro variables fundamentales dentro del control de calidad de energía: Niveles de voltaje, parpadeos (flicker), Armónicos y Factor de Potencia. Las empresas distribuidoras tienen el compromiso de prestar el servicio eléctrico a los consumidores de acuerdo al nivel de calidad que estipula la Ley de Régimen del Sector Eléctrico Ecuatoriano, el contrato de concesión y las regulaciones correspondientes, este control está bajo supervisión del Consejo Nacional de Electricidad CONELEC, que a partir del 2015 paso a ser la Agencia de Regulación y Control de Electricidad ARCONEL.

Nivel de voltaje: variaciones de los valores eficaces de tensión (rms) medidas durante un periodo no menor a siete días continuos, cada 10 minutos.

Ecuación 1 Índice de calidad

$$\Delta V_K(\%) = \frac{V_K - V_n}{V_n} * 100$$

Donde:

- $\Delta V_K$  : variación de voltaje
- $V_K$  : voltaje eficaz (rms)
- $V_n$  : voltaje nominal en el punto de medición

Las empresas distribuidoras para adecuarse a las exigencias de calidad establecen sub etapas de cumplimiento, de acuerdo al reglamento de suministro de servicio eléctrico.

Sub etapa 1: Duración de 24 meses sin penalización

Sub etapa 2: A partir de la finalización de la sub etapa 1, con tiempo indefinido. (CONELEC, 2001)

Tabla 13. Variación de voltaje permitido con respecto al voltaje nominal

	Sub etapa 1	Sub etapa 2
Alto voltaje	± 7%	± 5%
Medio voltaje	± 10%	± 8%
Bajo voltaje. Urbanas	± 10%	± 8%
Bajo voltaje. Rurales	± 13%	± 10%

Fuente: (CONELEC, 2001)

**Perturbaciones (Flicker):** El índice de severidad del flicker no podrá superar la unidad.

Ecuación 2 Índice de severidad del flicker

$$P_{st} = \sqrt{0,0314P_{0,1} + 0,0525P_1 + 0,625P_3 + 0,28P_{10} + 0,08P_{50}}$$

Donde:

$P_{st}$  : Índice de severidad del flicker de corta duración.

$P_{0,1}$ ,  $P_1$ ,  $P_3$ ,  $P_{10}$ ,  $P_{50}$  : Niveles de efecto flicker que sobrepasan el 0.1%, 1%, 3%, 10% y 50% del tiempo total del periodo de observación.

**Armónicos:** La norma IEC 6100-4-7 establece los procedimientos para la toma de datos, con el fin de ubicar de manera más eficiente las distorsiones armónicas. Los valores establecidos como límites ( $V_i'$  y THD') se muestran en la tabla 12.

Ecuación 3 Índice de calidad Armónicos

$$V_i' = \left( \frac{V_i}{V_n} \right) * 100$$

$$THD = \left( \frac{\sqrt{\sum_{i=2}^{40} (V_i)^2}}{V_n} \right) * 100$$

Donde:

- $V_i'$ : Factor de distorsión armónica individual de voltaje.
- THD: Factor de distorsión total por armónicos.
- $V_i$ : Valor eficaz (rms) del voltaje armónico "i" (para  $i=2.....40$ ).
- $V_n$ : Voltaje nominal del punto de medición.

Tabla 14. Valores límite establecidos THD

ORDEN(n) DE LA ARMONICA Y THD	TOLERANCIA [ $V_i'$ ] o [THD'%] (En el punto de medición )	
	V>40KV (otros puntos)	V≤40KV(trafos de distribución)
Impares no múltiplos de 3		
5	2.0	6.0
7	2.0	5.0
11	1.5	3.5
13	1.5	3.0
17	1.0	2.0
19	1.0	1.5

23	0.7	1.5
25	0.7	1.5
>25	0.1 + 0.6 * 25 / n	0.2 + 1.3 * 25 / n
Impares múltiplos de 3		
3	1.5	5.0
9	1.0	1.5
15	0.3	0.3
21	0.2	0.2
>21	0.2	0.2
Pares.		
2	1.5	2.0
4	1.0	1.0
6	0.5	0.5
8	0.2	0.5
10	0.2	0.5
12	0.2	0.2
>12	0.2	0.5
THD	3	8

Fuente: (CONELEC, 2001)

**Factor de Potencia:** El valor límite del factor de potencia para considerar una adecuada calidad de energía será como mínima 0.92, la toma de datos estará establecida por cada empresa distribuidora, en el 2% del número de consumidores, y serán tomadas cada 10 minutos al menos 7 días continuos, cada diez minutos. Si en el 5 % o más del tiempo evaluado es inferior a los límites, el consumidor esta violado el índice de calidad. (CONELEC, 2001)

#### **Anexo 4. REGULACION CONELEC 004/15**

Regulación enfocada a los Requerimientos Técnicos para la Conexión y Operación de Generadores Renovables no convencionales a las redes de transmisión y distribución con el objetivo de establecer criterios y requerimientos técnicos para la conexión de generadores renovables no convencionales a las redes de transmisión y distribución, con el fin de mantener calidad y confiabilidad del servicio de energía. La calidad del productor referente a los niveles de tensión y corriente entregados al sistema se ajuste a lo requerido para la adecuada operación de los equipos conectados a la red.

Para los sistemas fotovoltaicos conectados a la red la regulación establece que los inversores fotovoltaicos a ser utilizados cumplan:

Certificación en base a la norma IEC 62116

Calidad de energía: las ondas de voltaje seguirán los métodos de medición establecidos en la norma IEC 61004

Dentro de los parámetros de calidad la regulación establece para generadores renovables no convencionales:

El factor de potencia no será menor de 0.95.

Armónicos: las ondas de voltaje no deberán superar a los límites establecidos

Tabla 15. Límites establecidos en armónicos

Orden de la Armónica	Medio voltaje(0,6Kv≤Vn<40Kv)	Alto voltaje (40Kv≤Vn)
Armónicas impares no múltiplo de 3		
5	5	2
7	4	2
11	3	.5
13	2.5	1.5
17 ≤ h ≤ 49	$1.9 \times \left(\frac{17}{h}\right) - 0.2$	$1.2 \times \left(\frac{17}{h}\right)$
Armónicas impares múltiplos de 3		
3	4	2
9	1.2	1
15	0.3	0.3
21	0.2	0.2
21 < h ≤ 45	0.2	0.2
Armónicas pares		
2	1.8	1.4
4	1	0.8
6	0.5	0.4
8	0.5	0.4
10 ≤ h ≤ 50	$0.25 \times \left(\frac{10}{h}\right) + 0.22$	$0.19 \times \left(\frac{10}{h}\right) + 0.16$
THD ( % )	6.5	3

Fuente: (CONELEC, 2015)

**Flicker:** la severidad de las variaciones periódicas serán evaluadas de acuerdo a:

- a) Indicadores de voltaje a corto plazo (Pst): Severidad medida en intervalos de observación de 10 minutos, indicador medido en por unidad (p.u.)
- b) Indicadores de voltaje a largo plazo (Plt): Severidad medida en intervalos de observación a 2 horas.

Los niveles máximos de flickers se establecen en la siguiente tabla.

*Tabla 16. Límites de flicker*

Indicador	Límite
Pst máximo	0,35
Plt máximo	0,25

*Fuente: (CONELEC, 2015)*

**Desbalance de voltaje:** el desbalance máximo en estado estable no deberá ser superior a 5 % en cada fase.

#### **Anexo 5. NORMA IEEE STD 519-2014**

La norma IEEE internacional enfocada a la calidad de energía que va a ser proporcionada en un punto de acoplamiento común (PCC), direccionada a establecer requisitos para el control de armónicos en sistemas eléctricos. El uso de cargas no lineales conectados a sistemas eléctricos tales como: convertidores estáticos de potencia, dispositivos magnéticos, máquinas rotativas, dispositivos de descarga, convertidores de energía que son mayores cargas no lineales que pueden convertir AC a DC, DC a DC, DC a AC y AC a AC, estas cargas cambian la naturaleza sinusoidal de la corriente de alimentación a CA produciendo un flujo de corriente armónico por la red causando interferencias en circuitos de comunicación y demás equipos.

Las fuentes comunes de donde nacen estas corrientes armónicas se dan con mayor severidad en los convertidores electrónicos de potencia, hornos de arco, inversores de generación distribuida, VAR, control de fase y rectificadores entre otros.

Los límites establecidos en la norma STD 519 son para estado estacionario, recomendado para condiciones del peor caso en la tabla siguiente.

Tabla 17. Límites de distorsión de voltaje

Bus voltaje at PCC	Individual harmonic (%)	Total Harmonic distortionTHD (%)
$V \leq 1.0 \text{ kV}$	5.0	8.0
$1 \text{ kV} < V \leq 69 \text{ kV}$	3.0	5.0
$69 \text{ kV} < V \leq 161 \text{ kV}$	1.5	2.5
$161 \text{ kV} < V$	1.0	1.5

Fuente: (IEEE, 2014)

Los límites de distorsión armónica de corriente recomendados para sistemas de 120 V hasta 60 KV en el PCC se establecen en la siguiente tabla.

Tabla 18. Límites de distorsión armónica de corriente para sistemas de 120V a 60 KV

Maximum harmonic current distortion in percent of $I_L$						
Individual harmonic order ( <b>odd harmonics</b> ) <sup>a,b</sup>						
$I_{sc}/I_L$	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 23$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 70$	TDD
< 20°	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20 < 50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
50 < 100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100 < 10000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
>10000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

Fuente: (IEEE, 2014)



UNIVERSIDAD  
CATÓLICA DE CUENCA  
COMUNIDAD EDUCATIVA AL SERVICIO DEL PUEBLO

**PERMISO DEL AUTOR DE TESIS PARA SUBIR AL REPOSITORIO  
INSTITUCIONAL**

Yo, **Gilberth Manuel Ramon Patiño** portador(a) de la cédula de ciudadanía N° 0106604580. En calidad de autor/a y titular de los derechos patrimoniales del trabajo de titulación **“Comportamiento energético de un sistema eólico de 600W conectado a la red en una casa tipo”** de conformidad a lo establecido en el artículo 114 Código Orgánico de la Economía Social de los Conocimientos, Creatividad e Innovación, reconozco a favor de la Universidad Católica de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos, Así mismo; autorizo a la Universidad para que realice la publicación de éste trabajo de titulación en el Repositorio Institucional de conformidad a lo dispuesto en el artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, 04 de septiembre de 2019

**Gilberth Manuel Ramon Patiño**

C.I. 0106604580