



ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL



FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA

**“DISEÑO TÉCNICO ECONÓMICO ÓPTIMO DE UN SISTEMA
HÍBRIDO SOLAR - EÓLICO PARA NODOS REMOTOS DE
TELECOMUNICACIONES DE LA CORPORACIÓN NACIONAL DE
TELECOMUNICACIONES CNT EP”**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
MAGÍSTER EN EFICIENCIA ENERGÉTICA**

EDGAR MAURICIO MAILA MAILA
edgarmaila2@hotmail.com

DIRECTOR: DR. JESÚS LÓPEZ VILLADA
jlopezv@gmail.com

CO-DIRECTOR: DR. FREDDY ORDOÑEZ MALLA
freddy.ordonez@epn.edu.ec

Quito, marzo 2021

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Edgar Mauricio Maila Maila, bajo nuestra supervisión.

JESUS
LOPEZ
VILLAD
A

Firmado digitalmente por JESUS LOPEZ VILLADA
Fecha: 2021.05.27 17:19:29 -05'00'

Dr. Jesús López Villada

DIRECTOR DE PROYECTO

Dr. Freddy Ordoñez Malla

CO-DIRECTOR DE PROYECTO

DECLARACIÓN

Yo, **Edgar Mauricio Maila Maila**, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional.

EDGAR
MAURICIO
MAILA MAILA

Firmado digitalmente por
EDGAR MAURICIO MAILA
MAILA
Fecha: 2021.05.20 23:47:12
-05'00'

Edgar Mauricio Maila Maila

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mis padres Oswaldo y Presentación, por inculcar en mí el esfuerzo y la perseverancia lo que me ayudad alcanzar mis objetivos.

A mi esposa Verónica a mis hijos Lionel y Gabriel, quienes son mi motor e inspiración de mi vida.

A mis hermanos Irene y Freddy por su constante apoyo.

AGRADECIMIENTO

Al Ing. Patricio Gallo, por permitirme desarrollar el presente proyecto de titulación
para la CNT EP.

Agradezco al Dr. Jesús López y Dr. Freddy Ordoñez, director y codirector de tesis,
por su colaboración y ayuda en el desarrollo de este proyecto.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	15
Objetivo general.....	16
Objetivos específicos.....	16
Alcance	16
1 MARCO TEÓRICO	16
1.1 Energía Solar Fotovoltaica.....	17
1.1.1 Ángulos que describen la posición del sol.....	17
1.1.2 Radiación por hora sobre superficie inclinada	19
1.1.3 Célula solar	23
1.1.4 Circuito equivalente de la célula solar	24
1.1.5 Curva V-I de un módulo fotovoltaico	25
1.1.6 Temperatura de operación nominal de la célula solar (NOCT).....	25
1.1.7 Condiciones estándar de medida (STC).....	26
1.2 Energía eólica	26
1.2.1 Potencia disponible en el viento	26
1.2.2 Variación de la velocidad del viento con la altura (Cizalladura)	28
1.2.3 Relación de la densidad del aire a nivel del mar respecto al lugar de instalación ...	29
1.2.4 Ley de Betz	31
1.2.5 Curva de potencia de un aerogenerador	32
1.3 Sistemas híbridos de generación de energía	32
1.3.1 Ventajas y desventajas.....	33
1.3.2 Componentes adicionales	33
1.3.2.1 Bancos de baterías	33
1.3.2.2 Generador diésel	35
1.3.2.3 Inversor de voltaje.....	35
1.3.2.4 Convertidores de energía.....	35
1.3.2.5 Sistema de control.....	35
1.3.3 Configuración de los sistemas híbridos de energía.....	35
1.3.3.1 Configuración bus DC	36
1.3.3.2 Configuración bus AC	36
1.3.3.3 Configuración bus DC – AC.....	37
1.3.3.4 Sistema híbrido de energía fotovoltaico - eólico - generador diésel	38
1.3.4 Fiabilidad del suministro de energía	39
1.3.5 Costos del sistema.....	40

1.3.6	Técnicas de optimización	41
1.3.7	Software de simulación y optimización	42
1.4	Sistemas híbridos de energía para sistemas de telecomunicaciones	42
1.4.1	Descripción general	42
1.4.2	Topología del sistema.....	43
2	METODOLOGÍA.....	45
2.1	Modelamiento matemático	45
2.1.1	Modelado del generador fotovoltaico	45
2.1.1.1	Energía producida por el generador fotovoltaico	47
2.1.2	Modelado del generador eólico.....	47
2.1.2.1	Energía producida por el generador eólico.....	48
2.1.3	Modelado de la batería	49
2.1.3.1	Capacidad del banco de baterías	49
2.1.3.2	Estado de carga (SOC)	50
2.1.3.3	Vida útil de la batería	51
2.1.3.4	Efecto de la temperatura en la vida útil de la batería.....	52
2.1.4	Modelado del inversor de voltaje	52
2.1.5	Modelo de análisis de la fiabilidad	52
2.1.6	Modelo de análisis económico.....	53
2.2	DESCRIPCIÓN DEL MODELO OPTIMIZACIÓN.....	55
2.2.1	FORMULACIÓN DEL MODELO	57
2.2.1.1	Datos de entrada.....	57
2.2.1.2	Variables de decisión.....	57
2.2.1.3	Restricciones	57
2.2.1.4	Función Objetivo	58
2.2.2	Método de operación del algoritmo	58
2.2.2.1	Cálculos previos al funcionamiento del algoritmo.....	60
2.2.2.2	Dinámica de operación del algoritmo	60
2.3	Fuentes de datos de metereológicos.....	62
2.3.1	NASA prediction of worldwide energy resources	62
2.3.2	Global solar atlas	62
2.3.3	NSRDB de NREL	63
2.3.4	INAMHI	63
2.3.5	Atlas Solar del Ecuador.....	63
2.3.6	Atlas eólico del Ecuador	63

2.4	Caso de estudio	64
2.4.1	Información general del nodo de telecomunicaciones.....	64
2.4.2	Ubicación geográfica y datos meteorológicos de la localidad	65
2.4.3	Análisis del perfil de carga por hora.....	67
2.4.4	Configuración y componentes del sistema híbrido de energía.....	70
2.4.5	Parametrización y aplicación del algoritmo de optimización	71
2.4.6	Resultados del algoritmo de optimización.....	75
2.4.7	Implementación de sistema híbrido fotovoltaico – eólico propuesto en Homer Energy	76
3	RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	80
3.1	Análisis de resultados	80
4	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	81
4.1	Conclusiones.....	81
4.2	Recomendaciones	82
5	Referencias.....	83

ÍNDICE DE FIGURAS

Capítulo 1

Figura 1.1	Ángulo cenital y relación con otros ángulos	19
Figura 1.2	Radiación directa, difusa y reflejada sobre una superficie inclinada	20
Figura 1.3 a.	Radiación directa en superficies horizontales b. Radiación directa en superficies inclinadas.....	20
Figura 1.4	Célula solar y efecto fotovoltaico	23
Figura 1.5	Circuito eléctrico equivalente de una célula solar fotovoltaica	24
Figura 1.6	Curva V-I de un módulo fotovoltaico	25
Figura 1.7	Energía del viento.....	27
Figura 1.8	Flujo de aire que atraviesa el rotor de un aerogenerador	31
Figura 1.9	Curva típica de potencia de salida de un aerogenerador	32
Figura 1.10	Configuración bus DC	36
Figura 1.11	Configuración bus AC	37
Figura 1.12	Configuración bus DC-AC.....	38
Figura 1.13	Configuración bus DC centralizada.....	38
Figura 1.14	Configuración bus AC centralizada.....	39
Figura 1.15	Sistema híbrido de energía fotovoltaico – eólico para sistemas de telecomunicaciones en lugares remotos	43
Figura 1.16	Topología básica de los sistemas híbridos de energía	44

Capítulo 2

Figura 2.1 Diagrama de flujo para el dimensionamiento óptimo del sistema híbrido fotovoltaico – eólico, en base a LPSP y NPC.....	59
Figura 2.2 Ubicación de la localidad.....	65
Figura 2.3 Radiación solar horaria.....	66
Figura 2.4 Temperatura ambiente	67
Figura 2.5 Velocidad del viento	67
Figura 2.6 Potencia activa del nodo B período de tiempo 8 días.....	68
Figura 2.7 Potencia activa del nodo B de un día típico	68
Figura 2.8 Perfil de carga por hora del nodo de telecomunicaciones.....	70
Figura 2.9 Sistema híbrido de energía fotovoltaico – eólico configuración bus DC.....	70
Figura 2.10 Radiación mensual media	71
Figura 2.11 Temperatura mensual media	72
Figura 2.12 Velocidad del viento mensual media	72
Figura 2.13 Parámetros técnicos-económicos del módulo fotovoltaico	74
Figura 2.14 Parámetros técnicos-económicos del aerogenerador	74
Figura 2.15 Parámetros técnicos-económicos de la batería	75
Figura 2.16 Parámetros del proyecto.....	75
Figura 2.17 Resultados de la simulación	76
Figura 2.18 Esquema del sistema híbrido fotovoltaico – eólico y la datos de ubicación geográfica de la localidad	77
Figura 2.19 Radiación solar media mensual.....	77
Figura 2.20 Temperatura ambiente media mensual.....	78
Figura 2.21 Velocidad del viento media mensual	78
Figura 2.22 Perfil de carga por hora.....	79
Figura 2.23 Parámetros de funcionamiento del panel fotovoltaico Homer Energy	79
Figura 2.24 Parámetros de funcionamiento del aerogenerador Homer Energy	79
Figura 2.25 Parámetros de funcionamiento de la batería Homer Energy	80
Figura 2.26 Resultados de la simulación en Homer Energy	80

ÍNDICE DE TABLAS

Capítulo 1

Tabla 1.1 Temperatura de operación nominal de la célula solar (NOCT)	25
Tabla 1.2 Condiciones estándar de medida (STC)	26
Tabla 1.3 Nivel de rugosidad del terreno	29

Capítulo 2

Tabla 2.1 Perfil de carga por hora del nodo de telecomunicaciones.....	69
Tabla 2.2 Radiación mensual media.....	71
Tabla 2.3 Temperatura mensual media	72
Tabla 2.4 Velocidad del viento mensual media	73

Tabla 2.5 Costo del módulo del fotovoltaico por unidad de potencia.....	73
Tabla 2.6 Costo del aerogenerador por unidad de potencia.....	73
Tabla 2.7 Costo de la batería por unidad de energía	73
Tabla 2.8 Parámetros del proyecto	75

Capítulo 3

Tabla 3.1 Resultados obtenidos	81
--------------------------------------	----

RESUMEN

El presente trabajo de titulación tiene por objetivo diseñar técnicamente y económicamente un sistema híbrido solar - eólico óptimo para nodos remotos de telecomunicaciones de la Corporación Nacional de Telecomunicaciones CNT EP. El trabajo inicio con la revisión bibliográfica, en la cual se citan estudios de modelos de diseño óptimo para sistemas de energía solar-eólica realizados para diferentes aplicaciones a nivel mundial.

Se seleccionó una localidad tipo de la red móvil de la Corporación Nacional de Telecomunicaciones CNT EP la cual se encuentra en un lugar remoto y de difícil acceso ubicado en la provincia de Manabí.

Se consultaron los datos meteorológicos de la radiación solar, velocidad del viento y temperatura en las fuentes de Globlalsolaratlas.com, NSRDB del NREL de Estados Unidos, mediciones mundiales de la NASA e INAMHI para la localidad del nodo de telecomunicaciones ubicado en la provincia de Manabí.

Se establecieron modelos matemáticos de cada uno de los componentes del sistema híbrido solar – eólico (generador fotovoltaico / aerogenerador / baterías). Además se definieron modelos matemáticos para analizar la fiabilidad y evaluación económica sistema híbrido solar – eólico.

Se definió el perfil de carga por hora para un nodo tipo de telecomunicaciones y se desarrolló algoritmo de optimización en base a la probabilidad de pérdida de suministro de energía (LPSP) y el costo presente neto (NPC) para evaluar el costo de ciclo de vida del sistema híbrido de energía.

Se desarrolló el diseño técnico económico óptimo de un sistema híbrido solar – eólico en Microsoft Excel y se demostró que los modelos matemáticos establecidos para el generador fotovoltaico, baterías, aerogenerador, LPSP Y NPC son bastantes semejantes a los que se obtienen con el programa Homer Energy.

Se determinó que el sistema híbrido fotovoltaico – eólico óptimo técnicamente y económica para un nodo tipo de telecomunicaciones de la Corporación Nacional de Telecomunicaciones CNT EP es el que está compuesto por 47,97 kW de potencia del generador fotovoltaico más 48,04 kWh de almacenamiento de energía en baterías con un costo presente neto de 66393,62 USD.

Palabras clave: Sistema híbrido solar – eólico, datos meteorológicos, fiabilidad, evaluación económica, probabilidad de pérdida de suministro de energía, costo presente neto, Microsoft Excel y Homer Energy

ABSTRACT

The objective of this degree work is to technically and economically design an optimal solar-wind hybrid system for remote telecommunications nodes of the National Telecommunications Corporation CNT EP. The work began with the bibliographic review, in which studies of optimal design models for solar-wind energy systems are cited for different applications worldwide.

A type locality of the mobile network of the National Telecommunications Corporation CNT EP was selected, which is located in a remote and difficult-to-access place in the province of Manabí.

The meteorological data of solar radiation, wind speed and temperature were consulted in Globlalsolaratlas.com, NSRDB of the United States NREL, world measurements of NASA and INAMHI for the location of the telecommunications node located in the province of Manabí.

Mathematical models of each of the components of the solar-wind hybrid system (photovoltaic generator / wind turbine / batteries) were established. In addition, mathematical models were defined to analyze the reliability and economic evaluation of the hybrid solar-wind system.

The hourly load profile was defined for a typical telecommunications node and an optimization algorithm was developed based on the probability of loss of power supply (LPSP) and the net present cost (NPC) to evaluate the life cycle cost of the hybrid power system.

The comparative result showed that the mathematical models established for the photovoltaic generator, batteries, wind turbine, LPSP and NPC are quite similar to those obtained with the Homer Energy program.

It was determined that the technically and economically optimal photovoltaic - wind hybrid system for a type of telecommunications node of the National Telecommunications Corporation CNT EP is the one that is composed of 47.97 kW of photovoltaic generator power plus 48.04 kWh of energy storage in batteries with a net present cost of \$ 66,393.62.

Keywords: Solar-wind hybrid system, meteorological data, reliability, economic evaluation, probability of loss of power supply, net present cost, Microsoft Excel and Homer Energy

Glosario de términos

NOCT	Temperatura de operación nominal de la célula solar
STC	Condiciones estándar de medida
SOC	Estado de carga
DOD	Profundidad de descarga
NREL	National Renewable Energy Laboratory
NSRDB	National Solar Radiation Database
INAMHI	Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología
LOLP	Probabilidad de pérdida de carga
ULP	Probabilidad de carga no atendida
LPSP	Probabilidad de pérdida de suministro de energía
LCOE	Costo nivelado de energía
LCC	Costo de ciclo de vida
NPC	Costo actual neto

DISEÑO TÉCNICO ECONÓMICO ÓPTIMO DE UN SISTEMA HÍBRIDO SOLAR - EÓLICO PARA NODOS REMOTOS DE TELECOMUNICACIONES DE LA CORPORACIÓN NACIONAL DE TELECOMUNICACIONES CNT EP

INTRODUCCIÓN

Las tecnologías de la información (TIC) y las telecomunicaciones son parte fundamental para el desarrollo productos y servicios en la economía del país, así como también, para el cambio de la matriz productiva. El Ecuador plantea priorizar la dotación de conectividad de Internet a nivel Nacional. En este marco el despliegue de infraestructura de telecomunicaciones, el uso de las TIC, Internet y la digitalización en las empresas del sector público y privado, son aspectos importantes para atraer la inversión y así contribuir al desarrollo económico del país [1].

El Ecuador posee altos niveles de radiación solar, sin embargo la participación de ésta fuente de energía para cubrir la demanda energética Nacional es mínima, debido a esto, el país pierde la oportunidad de convertir a la energía fotovoltaica en la tercera fuente de energía, después del petróleo y la hidroelectricidad. Al estar ubicados en la mitad del mundo se tiene un enorme potencial para aprovechar la energía solar en diferentes campos siendo uno de estos las telecomunicaciones.

La Corporación Nacional de Telecomunicaciones CNT EP, mediante la utilización de radio bases celulares brinda distintos servicios de telecomunicaciones algunas de éstas se encuentran ubicadas en sitios remotos y de difícil acceso; uno de los principales problemas que se tiene para estos sitios es la baja fiabilidad del suministro de electricidad debido a cortes frecuentes y prologados de la red de energía eléctrica pública. Además al tratarse de sitios remotos y de difícil acceso dificulta a las empresas eléctricas solventar los problemas de manera oportuna los cortes de energía eléctrica.

La CNT EP para los nodos remotos cuenta con sistemas de respaldo de energía equipados con baterías y grupo electrógeno diésel el cual es costoso de mantener y operar al tratarse de sitios remotos; y, por la constante la ampliación de la infraestructura de telecomunicaciones se hace necesario buscar métodos alternativos para suministrar energía eléctrica a estos nodos, no solo por los aspectos económicos, sino también para contribuir en la lucha del cambio climático del planeta.

Es por ello que en este trabajo de titulación se busca establecer, un diseño técnico económico óptimo de un sistema híbrido solar – eólico, que garantizará la fiabilidad del suministro de energía eléctrica para los nodos remotos de telecomunicaciones de la CNT EP. mediante la aplicación de la teoría y conceptos de modelamiento matemáticos de los componentes: fotovoltaicos, eólicos y baterías, modelamiento de la fiabilidad del sistema, modelos económicos, algoritmos de optimización y técnicas de simulación.

Objetivo general

Diseñar técnicamente y económicamente un sistema híbrido solar - eólico óptimo para nodos remotos de telecomunicaciones de la Corporación Nacional de Telecomunicaciones CNT EP.

Objetivos específicos

- Establecer modelos matemáticos de cada uno de los componentes fotovoltaicos, eólicos y baterías
- Establecer modelo matemático para analizar la fiabilidad del sistema híbrido.
- Establecer modelo matemático para realizar la evaluación económica del sistema híbrido.
- Aplicar el modelo desarrollado al caso de estudio seleccionado.
- Contrastar diseño del sistema híbrido obtenido.

Alcance

El alcance de este trabajo es obtener un diseño técnico económico óptimo de un sistema híbrido solar – eólico, para un nodo tipo de telefonía móvil de la Corporación Nacional de Telecomunicaciones CNT EP ubicado en lugares remotos; estableciendo una metodología en base a la probabilidad de pérdida de suministro de energía (LPSP) y el costo presente neto (NPC) para evaluar el costo de ciclo de vida del sistema híbrido de energía.

1 MARCO TEÓRICO

Dado que el tema central es el diseño técnico económico óptimo de un sistema híbrido de energía solar – eólica para garantizar la fiabilidad del suministro de energía eléctrica para los nodos remotos de telecomunicaciones de la CNT EP, se desarrolla el marco teórico,

el cual permite precisar y aclarar algunos conceptos sobre el cálculo de la radiación solar sobre superficies inclinadas, células solares, aerogeneradores, cálculo de potencial eólico y arquitectura de sistemas híbridos de energía los cuales ayudarán al entendimiento del presente trabajo.

1.1 Energía Solar Fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica se puede definir como la tecnología utilizada para el aprovechamiento eléctrico de la energía del sol, a partir de las denominadas células fotovoltaicas. Mediante estas células, la radiación solar se transforma directamente en electricidad, aprovechando las propiedades de los materiales semiconductores [2].

Los valores de la radiación solar dependen de la posición relativa entre el Sol y la Tierra, por lo cual se revisa los conceptos y métodos de cálculo de los ángulos que describen la posición del sol, los cuales permiten estimar la radiación solar sobre una superficie inclinada, a partir de datos de radiación global sobre una superficie horizontal. Este parámetro es importante para determinar la producción de energía en instalaciones solares fotovoltaicas.

1.1.1 Ángulos que describen la posición del sol

Las relaciones geométricas entre una superficie en cualquier orientación en relación a la tierra en cualquier momento y la radiación solar entrante, es decir, la posición del sol en relación con ese plano, puede ser descrito en términos de varios ángulos [3], los cuales se describen a continuación:

- **Latitud (ϕ):** ángulo que forma la vertical del punto geográfico que se considere de la superficie terrestre o emplazamiento y el plano del ecuador.
- **Ángulo de declinación (δ):** ángulo que forma el plano ecuador de la tierra con los rayos incidentes del Sol, puede ser calculado mediante la siguiente ecuación:

$$\delta = 23,45 \operatorname{sen}\left(360 \frac{284 + n}{365}\right) \quad \text{Ec. (1.1)}$$

Donde:

δ	: Ángulo de declinación solar [°]
n	: Número del día del año

- **Ángulo de hora solar (ω)** el desplazamiento angular del sol al este o al oeste del meridiano local debido a la rotación de la tierra sobre su eje a 15° por hora; mañana negativo, tarde positivo.

$$\omega = 15(\text{hora} - 12) \quad \text{Ec. (1.2)}$$

Donde:

ω	: Ángulo de hora solar [°]
hora	: Hora solar [h]

- **Ángulo de inclinación o pendiente (β)**: ángulo formado por la superficie y el plano horizontal.

La inclinación óptima de los módulos fotovoltaicos que garantiza la máxima captación de energía anual se puede calcular a través de la siguiente ecuación [4]:

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0.69|\phi| \quad \text{Ec. (1.3)}$$

Donde:

β_{opt}	: Ángulo de inclinación óptimo, [°]
ϕ	: latitud del lugar en grados sexagesimales, [°]

- **Ángulo Acimut superficial (γ)**: ángulo que mide entre el sur y la proyección de la normal en el plano horizontal de la superficie.
- **Ángulo Acimut solar (γ_s)**: ángulo que mide el desplazamiento angular desde el sur la proyección del haz radiación en el plano horizontal.
- **Ángulo de incidencia (θ)**: ángulo que forman la radiación directa sobre la superficie, es decir, la línea, Sol-captador y la perpendicular a la superficie.

$$\begin{aligned}
\cos \theta &= \sin \delta \sin \phi \cos \beta \\
&\quad - \sin \delta \cos \phi \sin \beta \cos \gamma \\
&\quad + \cos \delta \cos \phi \cos \beta \cos \omega \\
&\quad + \cos \delta \sin \phi \sin \beta \cos \gamma \cos \omega + \cos \delta \sin \beta \sin \gamma \sin \omega
\end{aligned}
\tag{Ec. (1.4)}$$

y

$$\cos \theta = \cos \theta_z \cos \beta + \sin \theta_z \sin \beta \cos(\gamma_s - \gamma)
\tag{Ec. (1.5)}$$

- **Ángulo cenital (θ_z):** Es el ángulo entre la vertical y la línea al sol, es decir, el ángulo de incidencia de la radiación directa en una superficie horizontal. Se obtiene reemplazando $\beta = 0$ en la ecuación 1.5. A continuación [5]n en la figura 1.1 se muestra en al ángulo cenital y la relación con otros ángulos.

$$\cos \theta_z = \cos \phi \cos \delta \cos \omega + \sin \phi \sin \delta
\tag{Ec. (1.6)}$$

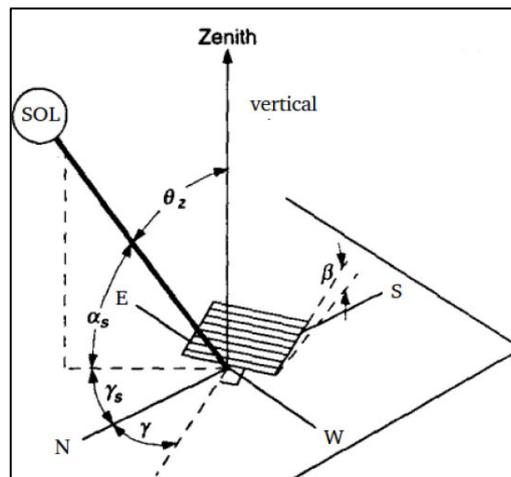


Figura 1.1 Ángulo cenital y relación con otros ángulos
(Fuente: Figura adaptada de [3])

1.1.2 Radiación por hora sobre superficie inclinada

La radiación sobre una superficie inclinada está compuesta por tres componentes: la radiación directa procedente del disco solar, la radiación difusa derivada de la bóveda del cielo y la radiación reflejada efecto del reflejo con el suelo o cualquier otra superficie.

La radiación difusa es función de la claridad atmosférica y de la nubosidad y se compone por tres partes: Circumsolar, isotrópica y brillantez horizontal.

A continuación en la figura 1.2, se muestra esquemáticamente las componentes de la radiación sobre una superficie inclinada.

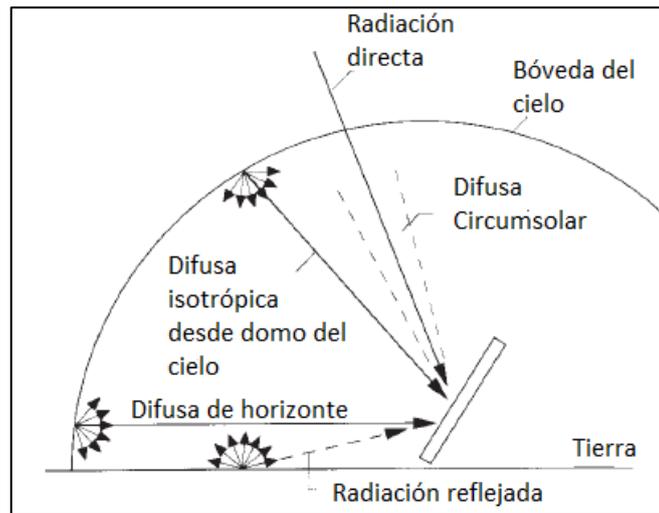


Figura 1.2 Radiación directa, difusa y reflejada sobre una superficie inclinada
(Fuente: Figura adaptada de [3])

La radiación directa que recibe la superficie inclinada depende del ángulo de incidencia de los rayos solares. Además, la radiación difusa que recibe la superficie inclinada no depende de la orientación del plano y no viene de la totalidad de la bóveda del cielo. Por esta razón, es necesario utilizar factores geométricos que relacionan la radiación recibida sobre una superficie inclinada respecto a una superficie horizontal. En la figura 1.3 se indican los ángulos de incidencia de la radiación directa sobre superficies horizontales e inclinadas.

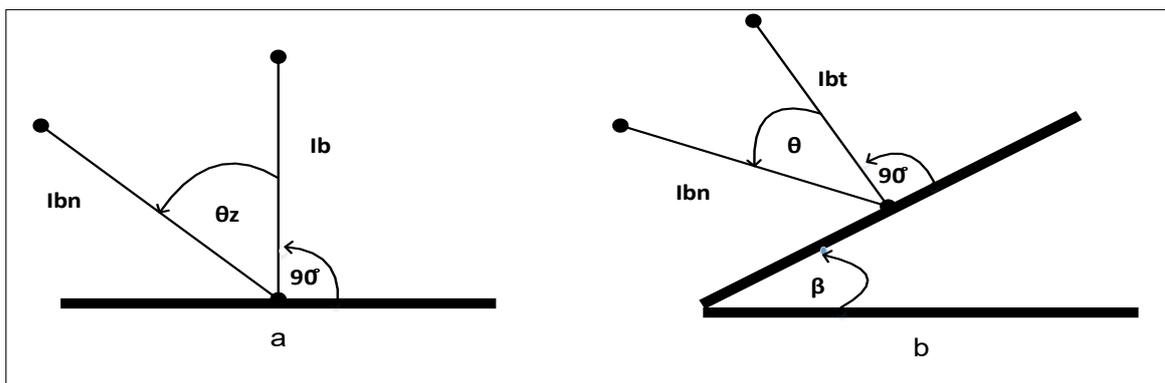


Figura 1.3 a. Radiación directa en superficies horizontales b. Radiación directa en superficies inclinadas
(Fuente: Figura adaptada de [3])

Para estimar la radiación por hora sobre una superficie inclinada con un ángulo de inclinación (β), se considera que la radiación difusa y reflejada son isotrópicas, es decir, que la radiación recibida por es uniformemente desde la bóveda del cielo. Por lo tanto, la radiación incidente total en la superficie puede expresarse como:

$$I_T = I_b R_b + I_d R_d + I \rho_g R_r \quad \text{Ec. (1.7)}$$

Donde

I_T	: Radiación solar incidente sobre una superficie inclinada $\left[\frac{\text{J}}{\text{m}^2} \right]$
I_b	: Radiación directa en una superficie horizontal $\left[\frac{\text{J}}{\text{m}^2} \right]$
R_b	: Factor geométrico de conversión de radiación directa.
I_d	: Radiación difusa en una superficie horizontal $\left[\frac{\text{J}}{\text{m}^2} \right]$
R_d	: Factor geométrico de conversión de radiación difusa.
I	: Radiación total en una superficie horizontal $\left[\frac{\text{J}}{\text{m}^2} \right]$
R_r	: Factor geométrico de conversión de radiación reflejada.
ρ_g	: Reflexividad del suelo

El factor R_b , es la relación de la radiación directa sobre una superficie inclinada ($I_{b,T}$) con respecto a la radiación directa sobre la superficie horizontal (I_b), se puede calcular mediante la siguiente ecuación:

$$R_b = \frac{I_{b,T}}{I_b} = \frac{I_{b,n} \cos \theta}{I_{b,n} \cos \theta_z} = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad \text{Ec. (1.8)}$$

El factor R_d , es la relación de la radiación difusa sobre la superficie inclinada ($I_{d,T}$) respecto a la radiación difusa en la superficie horizontal (I_d), se puede calcular mediante la siguiente ecuación:

$$R_d = \frac{I_{d,T}}{I_d} = \frac{1 + \cos \beta}{2} \quad \text{Ec. (1.9)}$$

El factor R_r , es la relación de la radiación reflejada sobre la superficie inclinada ($I_{r,T}$) respecto a la radiación total sobre la superficie horizontal (I) la cual considera la reflexividad del suelo (ρ_g), se puede calcularse mediante la siguiente ecuación:

$$R_r = \frac{I_{r,T}}{I \rho_g} = \frac{1 - \cos \beta}{2} \quad \text{Ec. (1.10)}$$

Considerando los factores geométricos de conversión R_b , R_d y R_r , la ecuación 1.7 puede escribir como:

$$I_T = I_b R_b + I_d \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + I \rho_g \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad \text{Ec. (1.11)}$$

ó

$$\frac{I_T}{I} = \frac{I_b}{I} R_b + \frac{I_d}{I} \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + \rho_g \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad \text{Ec. (1.12)}$$

Donde:

I_T	: Radiación solar incidente sobre una superficie inclinada, $\left[\frac{J}{m^2} \right]$
I_b	: Radiación directa en una superficie horizontal, $\left[\frac{J}{m^2} \right]$
I_d	: Radiación difusa en una superficie horizontal, $\left[\frac{J}{m^2} \right]$
R_b	: Factor geométrico de conversión de radiación directa.
β	: Ángulo de inclinación de la superficie $[\circ]$
ρ_g	: Reflexividad del suelo
I	: Radiación total en una superficie horizontal, $\left[\frac{J}{m^2} \right]$

La relación I_d/I , depende del índice de claridad (k_T) y se puede calcular mediante la siguiente ecuación:

$$\frac{I_d}{I} = \begin{cases} 1 - 0,09k_T & k_T \leq 0,22 \\ 0,9511 - 0,1604k_T - 4,388k_T^2 & 0,22 < K_T \leq 0,80 \\ -16,638k_T^3 + 12,336k_T^4 & k_T > 0,8 \\ 0,165 & \end{cases} \quad \text{Ec. (1.13)}$$

El índice de claridad k_T , por hora se define como:

$$k_T = \frac{I}{I_o} \quad \text{Ec. (1.14)}$$

Dónde:

k_T :	Índice de claridad por hora
I :	Radiación solar por hora sobre una superficie horizontal $\left[\frac{J}{m^2} \right]$
I_o :	Irradiación extraterrestre horaria sobre una superficie horizontal $\left[\frac{J}{m^2} \right]$

La Irradiación extraterrestre horaria sobre una superficie horizontal se calcula con la siguiente ecuación

$$I_o = \frac{12 \times 3600}{\pi} G_{sc} \left[1 + 0,033 \cos \left(\frac{360n}{365} \right) \left[\cos \phi \cos \delta (\sin \omega_2 - \sin \omega_1) + \frac{\pi (\omega_2 - \omega_1)}{180} \sin \phi \sin \delta \right] \right] \quad \text{Ec. (1.15)}$$

Donde:

I_o :	: Irradiación extraterrestre horaria sobre una superficie horizontal $\left[\frac{\text{J}}{\text{m}^2} \right]$
G_{sc} :	: Constante solar $\left[\frac{\text{W}}{\text{m}^2} \right]$
n :	: Número día del año
ω_1, ω_2	: Ángulo de hora solar, para un período de ángulos solares de una hora ($\omega_2 > \omega_1$).

1.1.3 Célula solar

Es un dispositivo capaz de convertir la energía procedente de la radiación solar en energía eléctrica (efecto fotovoltaico). Está formada por la unión de dos materiales semiconductores de silicio dopado (impurezas en el silicio), uno tipo N y otro tipo P haciendo la unión P-N o unión diodo.

En la figura 1.4 se muestra el esquema de la célula solar y el **efecto fotoeléctrico** es un fenómeno físico que consiste en la conversión de energía luminosa en energía eléctrica. Cuando la radiación solar incide sobre la unión PN del material semiconductor, se rompen los enlaces y el campo eléctrico orienta las cargas del electrón y el hueco, estableciéndose la diferencia de potencial a partir de la cual circula corriente por la carga [2].

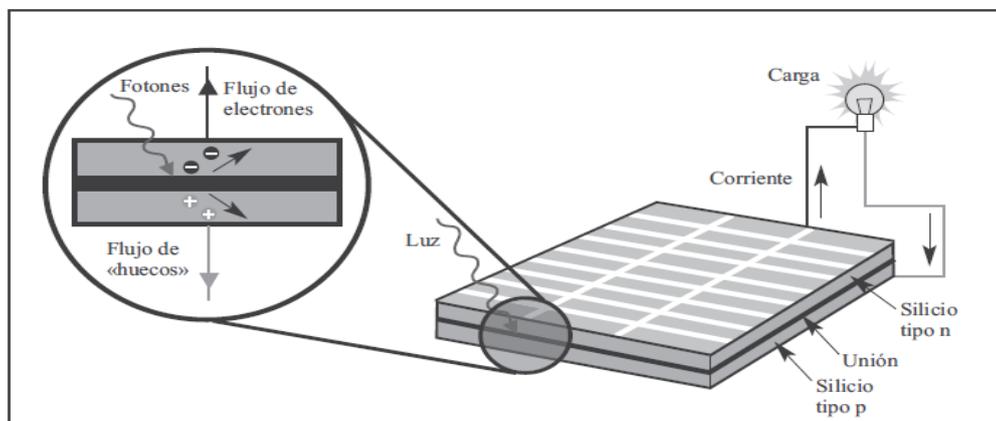


Figura 1.4 Célula solar y efecto fotovoltaico
(Fuente: [2])

1.1.4 Circuito equivalente de la célula solar

En la figura 1.5, se muestra uno de los posibles circuitos equivalentes de una célula solar fotovoltaica.

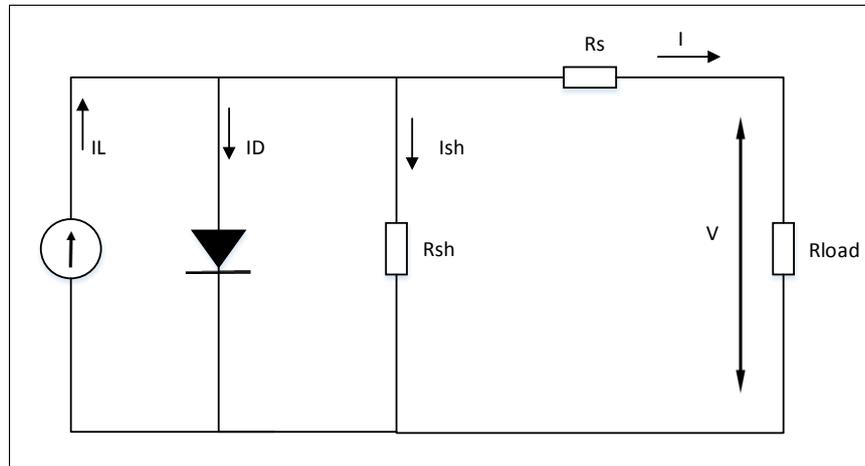


Figura 1.5 Circuito eléctrico equivalente de una célula solar fotovoltaica
(Fuente: Figura adaptada de [3])

Los parámetros del circuito eléctrico equivalente de una célula solar fotovoltaica son: corriente debido a la iluminación I_L , corriente de saturación inversa del diodo I_o , la resistencia en serie R_s , la resistencia en derivación R_{sh} y un parámetro a .

La expresión matemática que relaciona corriente y tensión es:

$$I = I_L - I_D = I_L - I_o \left[\exp\left(\frac{V + IR_s}{a}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad \text{Ec. (1.16)}$$

$$a = \frac{nkTN_s}{q} \quad \text{Ec. (1.17)}$$

Donde:

a :	Factor de idealidad
n :	Igual 1 para el diodo ideal Entre 1 y 2 para diodo real
k :	Constante de Boltzman 1.381×10^{-23} J/K
T :	Temperatura de la celda
N_s :	Número de celdas en serie
q :	Carga electrónica $1,602 \times 10^{-19}$ C

1.1.5 Curva V-I de un módulo fotovoltaico

Un módulo fotovoltaico, está formado por varias células solares idénticas interconectadas eléctricamente, en conjuntos serie y/o en paralelo, de forma que la tensión y corriente que pueda suministrar el modulo se ajuste al valor deseado. A continuación en la figura 1.6 se muestra la curva característica voltaje corriente (V-I) de un módulo fotovoltaico.

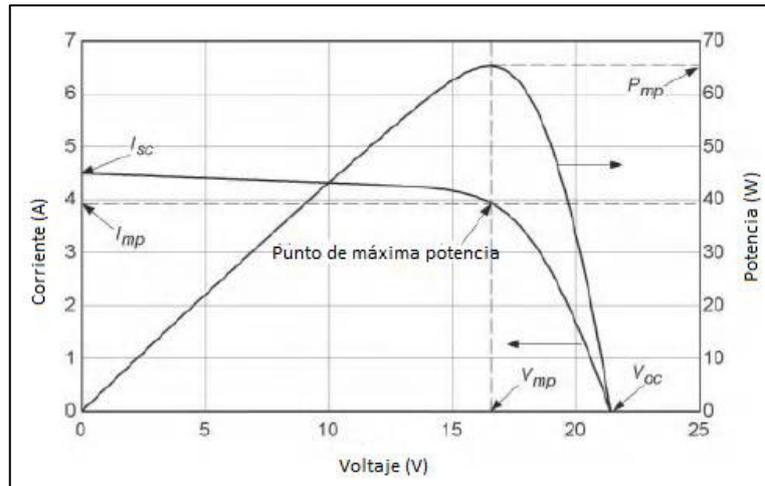


Figura 1.6 Curva V-I de un módulo fotovoltaico
(Fuente: Figura adaptada de [3])

Cuando $V=0$ se obtiene la corriente de cortocircuito I_{sc} y Voltaje de circuito abierto (V_{oc}) se obtiene cuando $I=0$. En el punto de máxima potencia P_{mp} la corriente es I_{mp} y el voltaje es V_{mp} .

1.1.6 Temperatura de operación nominal de la célula solar (NOCT)

Este parámetro se refiere a la temperatura que alcanzan las células solares cuando el módulo está sometido a las siguientes condiciones de operación:

Tabla 1.1 Temperatura de operación nominal de la célula solar (NOCT)

Parámetros	Valor
Irradiancia	: 800 W/m ²
Distribución espectral	: AM 1,5
Incidencia normal	
Temperatura de la célula	: 20 °C
Velocidad del viento	: 1 m/s

(Fuente: [6])

1.1.7 Condiciones estándar de medida (STC)

Son las condiciones de ensayo de los módulos fotovoltaicos y se definen como:

Tabla 1.2 Condiciones estándar de medida (STC)

Parámetros	Valor
Irradiancia	: 1000 W/m ²
Distribución espectral	: AM 1,5
Incidencia normal	
Temperatura de la célula	: 25 °C

(Fuente: [6])

1.2 ENERGÍA EÓLICA

El recurso eólico, es la energía del viento presente en un lugar la cual puede ser aprovechada para la generación de electricidad. El viento se define como el desplazamiento de las masas de aire y está causado por las diferencias de presión atmosférica y por la fuerza de Coriolis derivada del giro de la Tierra sobre su eje. Entre los fenómenos que caracterizan la intensidad y dirección del viento figuran la fuerza de Coriolis, los cinturones de presión, el viento geostrófico, los vientos locales, los vientos de superficie, la orografía del terreno y la cizalladura del viento [7].

La cuantificación del recurso eólico permitirá conocer la potencia que se puede extraer del viento mediante la utilización de aerogeneradores [8].

1.2.1 Potencia disponible en el viento

La energía que lleva el viento es energía cinética, causada por la masa de aire en movimiento y puede ser calculada mediante la siguiente ecuación matemática [7]:

$$E = \frac{1}{2}mv^2 \quad \text{Ec. (1.18)}$$

Donde:

E	: Energía del viento [J]
m	: Masa de aire [kg]
v	: Velocidad del viento $\left[\frac{m}{s}\right]$

La masa de aire se puede expresar en función del volumen y de la densidad del aire mediante la siguiente expresión:

$$m = \rho V \quad \text{Ec. (1.19)}$$

Donde:

m	: Masa de aire [kg]
ρ	: Densidad del aire $\left[\frac{kg}{m^3}\right]$
V	: Volumen barrido [m^3]

En la figura 1.7 se muestra un volumen de barrido de tipo cilíndrico, y se tiene que $V = AL$, donde A es la superficie barrida y L la longitud del cilindro.

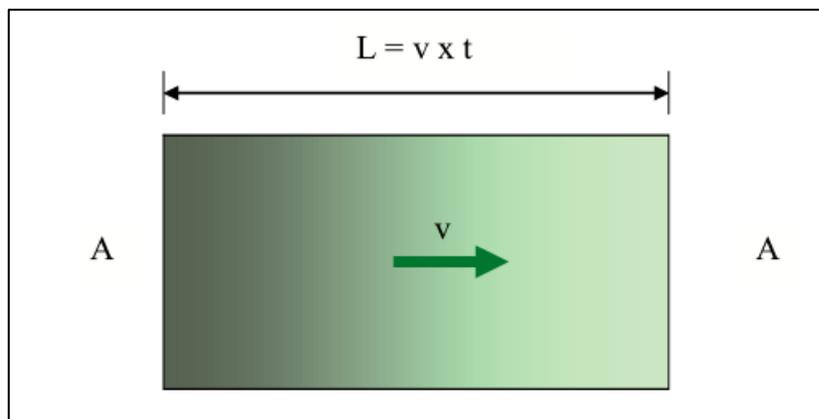


Figura 1.7 Energía del viento
Fuente: [7]

La longitud del cilindro se expresa en función de la velocidad del aire mediante la siguiente expresión:

$$L = vt \quad \text{Ec. (1.20)}$$

Donde:

L	: Longitud del cilindro [m]
v	: Velocidad del aire $\left[\frac{m}{s}\right]$
t	: Tiempo que tarda la corriente de aire en atravesar el volumen cilíndrico de longitud L [s]

Reemplazando las ecuaciones 1.19 y 1.19 en la ecuación 1.18 se tiene que la energía es igual a: [7]

$$E = \frac{1}{2} \rho A v^3 t \quad \text{Ec. (1.21)}$$

La potencia disponible en el viento, que atraviesa el volumen de control cilíndrico se puede expresar mediante la siguiente ecuación:

$$P = \frac{E}{t} = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad \text{Ec. (1.22)}$$

Donde:

P	: Potencia disponible en viento [W]
ρ	: Densidad del aire $\left[\frac{kg}{m^3}\right]$ (valor estándar es de $1.225 \frac{kg}{m^3}$)
A	: Superficie del volumen de control considerado [m^2]
v	: Velocidad del aire $\left[\frac{m}{s}\right]$

Los datos a destacar de esta ecuación son que la potencia es directamente proporcional al área barrida, y que es directamente proporcional al cubo de la velocidad del viento [9].

$$\frac{P}{A} = \frac{1}{2} \rho v^3 \quad \text{Ec. (1.23)}$$

Debido a las acusadas variaciones temporales del viento, un modo de caracterizar el potencial eólico disponible en un determinado lugar es mediante la potencia media por unidad de área expuesta al viento, con lo que se hace independiente del tamaño de la máquina y prácticamente solo queda en función de la velocidad del viento.

Esta potencia aprovechable solo hace referencia a la potencia mecánica en el eje del rotor, y no a la eléctrica generada tras pasar la potencia por el multiplicador y generador [9].

1.2.2 Variación de la velocidad del viento con la altura (Cizalladura)

Se utiliza para obtener la velocidad del viento a la altura del eje del rotor del aerogenerador: se calcula utilizando el método potencial mediante la siguiente ecuación:

$$v_h = v_{h_0} \left(\frac{h}{h_0} \right)^b \quad \text{Ec. (1.24)}$$

Donde:

v_h	: Velocidad del viento a la altura h , $\left[\frac{m}{s} \right]$
v_{h_0}	: Velocidad del viento (conocida) a la altura h_0 , $\left[\frac{m}{s} \right]$
h	: Altura, $[m]$
h_0	: Altura (conocida), $[m]$
b	: Coeficiente de rugosidad o de rozamiento.

El coeficiente b cambia de acuerdo al tipo de superficie y representa una forma de medida de la fricción superficial encontrada por el viento. En la tabla 1.3, se muestran los valores del coeficiente b de rugosidad en función del terreno.

Tabla 1.3 Nivel de rugosidad del terreno

Nivel rugosidad del terreno	b
No rugoso (arena, nieve, mar)	: 0,10 – 0,13
Poco rugoso (hierba, campo cereales)	: 0,13 – 0,20
Rugoso (bosque, casas pequeñas)	: 0,20 – 0,27
Muy rugoso (edificios grandes)	: 0,27 – 0,40

(Fuente: [7])

1.2.3 Relación de la densidad del aire a nivel del mar respecto al lugar de instalación

Debido a que la densidad del aire depende de la presión y la altura, hay que calcular o medir el valor de la densidad del aire en el lugar donde se vaya a instalar el aerogenerador para obtener valores correctos de la potencia.

La Organización de Aviación Civil Internacional (OACI), plantea un modelo que permite determinar la temperatura y presión para algunas capas atmosféricas [10], para la capa atmosférica Troposfera (hasta 11000 m) se tiene:

$$T = T_o - \sigma h \quad \text{Ec. (1.25)}$$

Donde:

T	: Temperatura [$^{\circ}K$]
T_o	: Temperatura a nivel del mar 288,15 [$^{\circ}K$]
σ	: Gradiente térmico 0,0065 [$\frac{^{\circ}K}{m}$]
h	: Altura [m]

$$P = P_o \left(1 - \sigma \frac{h}{T_o}\right)^{\frac{g}{R_a \sigma}} \quad \text{Ec. (1.26)}$$

Donde:

P	: Presión [$\frac{N}{m^2}$]
P_o	: Presión a nivel del mar 101325 Presión [$\frac{N}{m^2}$]
σ	: Gradiente térmico 0,0065 [$\frac{^{\circ}K}{m}$]
g	: Gravedad 9,8 [$\frac{m}{s^2}$]
R_a	: 287 [$\frac{Nm}{kg^{\circ} K}$]
h	: Altura [m]

La relación de la densidad del aire a nivel del mar respecto al lugar de instalación se puede expresar mediante la siguiente ecuación:

$$\frac{\rho}{\rho_o} = \frac{PT_o}{P_o T} \quad \text{Ec. (1.27)}$$

Reemplazando las ecuaciones 1.51 y 1.52 en la ecuación 1.53 se tiene:

$$\frac{\rho}{\rho_o} = \left(\frac{T_o}{T_o - \sigma h}\right) \left(1 - \frac{\sigma h}{T_o}\right)^{\frac{g}{R_a \sigma}} \quad \text{Ec. (1.28)}$$

Donde:

ρ	: Densidad del aire [$\frac{kg}{m^3}$]
ρ_o	: Densidad del aire a nivel del mar [$\frac{kg}{m^3}$]
σ	: Gradiente térmico 0,0065 [$\frac{^{\circ}K}{m}$]
g	: Gravedad 9,8 [$\frac{m}{s^2}$]
R_a	: 287 [$\frac{Nm}{kg^{\circ} K}$]

h	: Altura [m]
T_o	: Temperatura a nivel del mar 288,15 [°K]

1.2.4 Ley de Betz

Cuanto mayor sea la energía cinética que un aerogenerador extraiga del viento, mayor será la ralentización que sufrirá el viento que deja el aerogenerador por su parte izquierda, como se muestra en la figura 1.8.

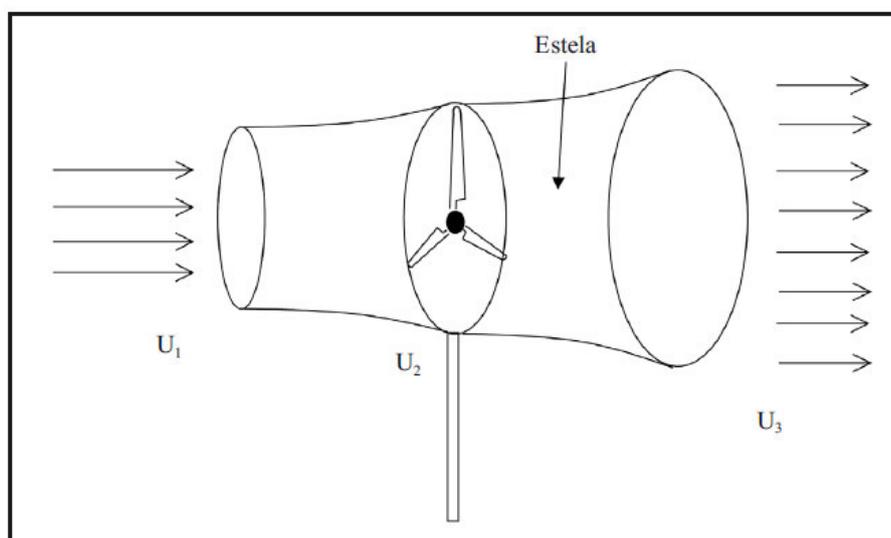


Figura 1.8 Flujo de aire que atraviesa el rotor de un aerogenerador
(Fuente: [5])

Cuando se intenta extraer toda la energía del viento, el aire saldría con una velocidad nula, es decir, el aire no podría abandonar la turbina. En ese caso no se extraería ninguna energía en absoluto, ya que se impediría la entrada de aire al rotor del aerogenerador. En el otro caso extremo, el viento podría pasar a través del rotor sin ser estorbado en absoluto. En este caso, tampoco se habrá extraído ninguna energía del viento.

Se puede asumir que existe alguna forma de frenar el viento que esté entre medio de estos dos extremos, y que sea más eficiente en la conversión de la energía del viento en energía mecánica útil, un aerogenerador ideal ralentizaría el viento hasta $2/3$ de su velocidad inicial. Sin embargo, la ley de Betz establece que solo puede convertirse menos de $16/27$ (el 59,3 %) de la energía cinética en energía mecánica usando un aerogenerador [5].

1.2.5 Curva de potencia de un aerogenerador

En la figura 1.9, se muestra la curva típica de potencia de salida de un aerogenerador $P(v)$, en cual se observa que a una velocidad de conexión (v_{ci}) el empieza a entregar potencia pero es mínima; a una velocidad nominal (v_r) entrega el aerogenerador la potencia nominal (P_r) y finalmente a la velocidad de desconexión (v_f) el aerogenerador se detiene por seguridad para evitar daños [8].

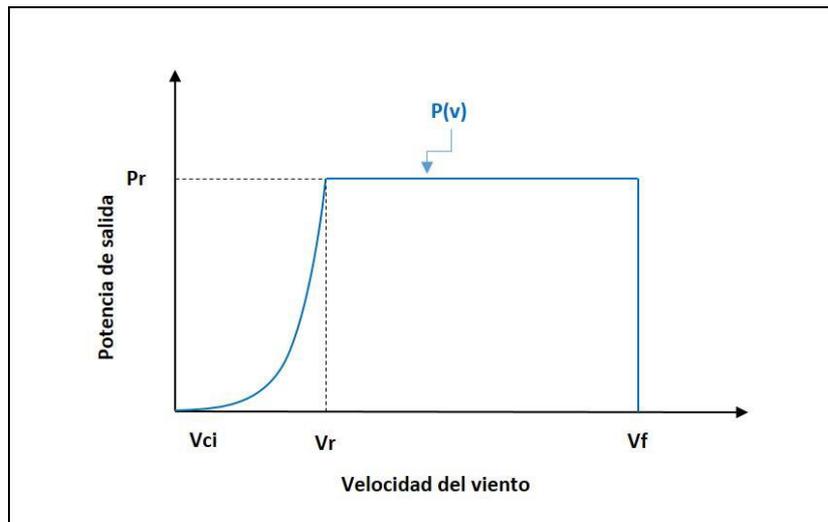


Figura 1.9 Curva típica de potencia de salida de un aerogenerador
(Fuente: Figura adapta de [8])

1.3 SISTEMAS HÍBRIDOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA

Los sistemas de híbridos de energía combinan las fuentes de energía renovable con fuentes de energía convencionales. Las fuentes de energía renovable fotovoltaica y eólica no entregan una potencia constante, pero pueden ser complementarias y su combinación puede proporcionar una potencia de salida más continua.

Los sistemas de híbridos de energía son generalmente independientes de redes de energía interconectadas y se utilizan por lo general en áreas remotas el propósito de estos sistemas es producir energía a partir de fuentes de energía renovable para asegurar la demanda de energía de la carga; dependiendo de las necesidades pueden ser conectados en las siguientes configuraciones: bus DC, bus AC o bus DC-AC [11]. A continuación se revisan las ventajas y desventajas, componentes y técnicas de optimización de los sistemas híbridos de energía

1.3.1 Ventajas y desventajas

Se presenta un resumen de las ventajas y desventajas más de los sistemas híbridos de energía:

Ventajas:

- No depende de una sola fuente de energía.
- Fácil de usar.
- Bajo costo del ciclo de vida de los componentes.
- Menor capacidad del sistema de almacenamiento de energía.

Desventajas:

- Más complejo que los sistemas de fuente única.
- Alto costo de capital en comparación con los generadores diésel.

1.3.2 Componentes adicionales

Además de Fuentes de energía (fotovoltaica y eólica) el sistema híbrido de energía está compuesto por al menos los siguientes componentes:

- Sistema de distribución AC o DC
- Sistemas de almacenamiento
- Convertidores de energía
- Sistema de control

1.3.2.1 Bancos de baterías

Su función es almacenar la energía eléctrica cuando la energía generada por el sistema híbrido de energía es mayor que la demanda, y que devuelva esa energía cuando la demanda supere a la producción, esto debido a que el recurso solar y eólico no están disponibles constantemente [6].

La clasificación de las baterías se puede clasificar en función del uso:

- **Baterías o acumuladores estacionarios:** Están destinados a permanecer fijos en un determinado lugar y tienen corrientes permanentes, y no están obligados a producir corrientes elevadas en periodos cortos de tiempo.
- **Baterías o acumuladores de arranque (baterías de automóvil):** Su misión es proporcionar gran intensidad en pocos segundos.
- **Baterías o acumuladores de tracción:** Su misión es proporcionar corrientes moderadamente altas durante varias horas.

Para el sistema híbrido de energía se consideran baterías estacionarias debido a que presentan buen comportamiento frente a los ciclos de carga y descarga, larga duración y un mínimo mantenimiento. Las más usadas son las de plomo-ácido (Pb-ácido); y las de níquel-cadmio (Ni-Cd) debido a su bajo costo.

Los principales parámetros de la batería son [6]:

Capacidad nominal (C_B), es la cantidad de electricidad que puede obtenerse mediante la descarga total de una batería inicialmente cargada al máximo. La capacidad de un acumulador se mide en Amperios-hora (Ah) para un determinado tiempo de descarga.

Tensión, las baterías pueden conectarse en serie o paralelo para dar la tensión y capacidad de almacenamiento requerido.

Auto descarga (σ), se define como la pérdida de carga de la batería cuando esta permanece en circuito abierto se expresa como porcentaje de la capacidad nominal.

Estado de carga (SOC), es el valor que indica el estado de carga de la batería en tanto por ciento. El SOC es igual a 100% cuando la batería tiene almacenada la máxima energía posible.

Profundidad de descarga (DOD), es el valor, en tanto por ciento, de la energía que se ha extraído de un acumulador plenamente cargado en una descarga. **Eficiencia (η_{bat}),** es la relación entre la energía suministrada durante la descarga y la que se necesita para cargar plenamente la batería.

Vida útil, se mide por tiempo o por la cantidad de ciclos de carga-descarga que es capaz de realizar.

Ciclos de carga y descarga, comprende la descarga del acumulador, bajo un determinado régimen, seguido de la subsiguiente recarga. Los ciclos continuos de trabajo de una batería (carga y descarga) hacen que esta pierda capacidad con el tiempo, debido

a que se va perdiendo material activo. Se llega a la muerte de la batería cuando la capacidad se ha reducido al 80% de la nominal.

Influencia de la temperatura, influye en la vida útil de una batería, si es demasiado alta, disminuye la vida; si es baja la vida se prolonga, pero si baja demasiado puede correr el riesgo de congelación.

1.3.2.2 Generador diésel

El generador diésel se utiliza en sistemas híbridos de energía como sistema de respaldo los cuales cubren la demanda de energía ante un aumento repentino de demanda de energía por parte de la carga o cuando la capacidad de las baterías se encuentra en el nivel mínimo, con esto se garantiza el suministro de energía continuo hacia a la carga [11].

1.3.2.3 Inversor de voltaje

Debido a que los módulos fotovoltaicos y baterías, trabajan en corriente continua es necesaria la utilización de inversores de voltaje para que conviertan de corriente continua a corriente alterna (AC), para alimentar las cargas AC.

Una de las características principales de este equipo es el voltaje de entrada, potencia máxima que puede proporcionar, voltaje de salida y la eficiencia [12].

1.3.2.4 Convertidores de energía

Transforman la corriente de AC a DC o viceversa dependiendo de la configuración de los sistemas de híbridos de energía se utilizan para integrarlos al Bus DC o AC.

1.3.2.5 Sistema de control

Es el encargado de controlar y gestionar la producción las fuentes de energía y los sistemas de respaldo para cubrir la demanda de la carga.

1.3.3 Configuración de los sistemas híbridos de energía

Los generadores fotovoltaicos y eólicos en un sistema híbrido se pueden conectar en tres configuraciones: bus de corriente continua (DC), bus de corriente alterna AC y bus DC – AC [11].

1.3.3.1 Configuración bus DC

En la figura 1.10, se muestra la configuración bus DC en cual la potencia generada por las fuentes de energía es centralizada en un bus DC; los generadores de AC se integran al bus DC a través de un convertidor de energía AC/DC para suministrar energía a las cargas AC se utiliza con convertidor de energía DC/AC.

La ventaja de esta configuración es la simplicidad de la operación ante una falla de los generadores el sistema de almacenamiento proporciona directamente la energía a la carga.

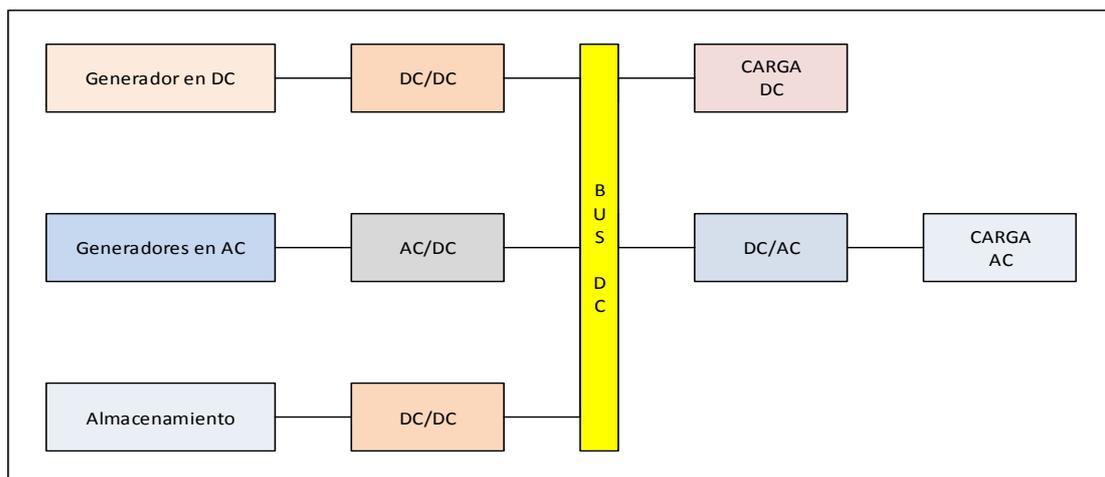


Figura 1.10 Configuración bus DC
(Fuente: Figura adaptada de [11])

1.3.3.2 Configuración bus AC

En la figura 1.11, se muestra la configuración bus AC en cual la potencia generada por las fuentes de energía es centralizada en un bus AC; los generadores de DC se integran al bus AC a través de un convertidor de energía DC/AC para suministrar energía a las cargas DC se utiliza con convertidor de energía AC/DC.

La ventaja de esta configuración es la simplicidad de la operación ante una falla de los generadores el sistema de almacenamiento proporciona directamente la energía a la carga.

La desventaja de esta configuración es debido a que se requiere realizar sincronización de los componentes para integrarla al bus AC.

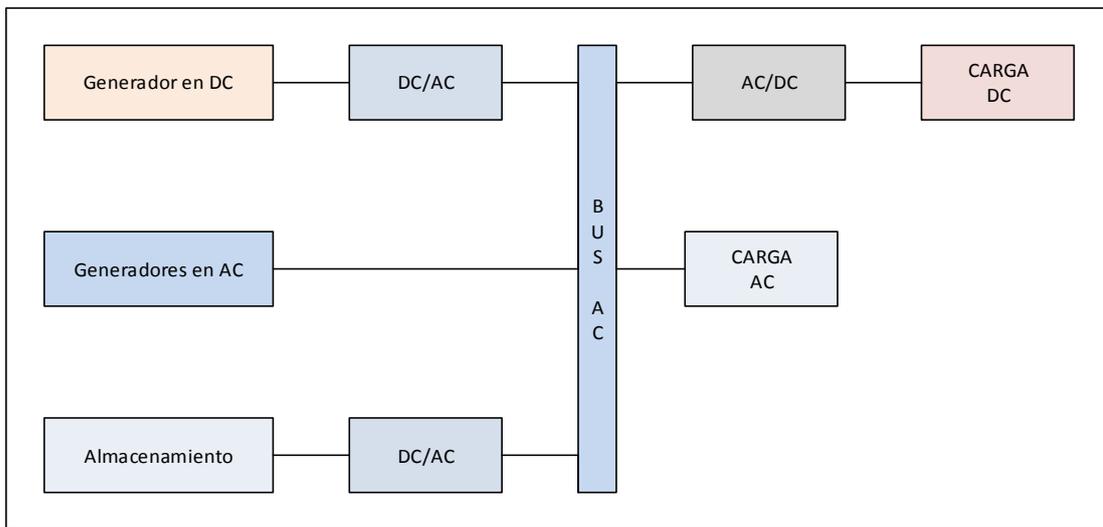


Figura 1.11 Configuración bus AC
(Fuente: Figura adaptada de [11])

1.3.3.3 Configuración bus DC – AC

En la figura 1.12 se muestra la configuración bus DC – AC, es una combinación de las configuraciones bus DC y AC.

Las ventajas de esta configuración son:

- Los generadores de energía pueden operar en paralelo.
- Menor la potencia nominal de los sistemas de respaldo.

Las desventajas de esta configuración son:

- La implementación de este sistema es relativamente complicada debido al funcionamiento en paralelo.

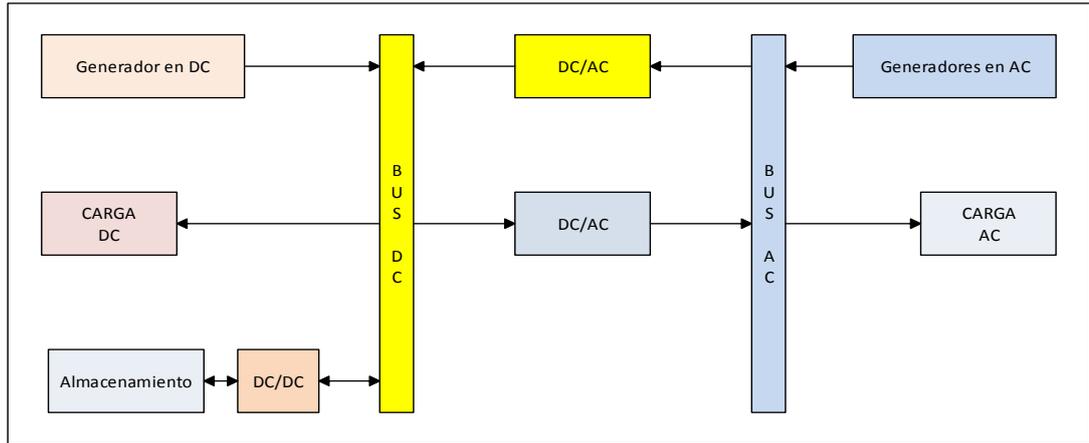


Figura 1.12 Configuración bus DC-AC
(Fuente: Figura adaptada de [11])

1.3.3.4 Sistema híbrido de energía fotovoltaico - eólico - generador diésel

Tiene como fuentes de energía principal al generador fotovoltaico y eólico las cuales son complementarias de acuerdo a la demanda de energía; como sistema de respaldo puede tener bancos de baterías y/o generador diésel.

Este tipo de sistema es el más utilizado para la producción de energía en sitios aislados que tienen problemas de conexión a la red de energía eléctrica pública y su configuración puede ser en bus DC o AC, para lo cual se utilizan convertidores de energía AC/DC o DC/AC para integrar los diferentes componentes a los buses. A continuación en las figuras 1.13 y 1.14, se muestran la configuraciones [11].

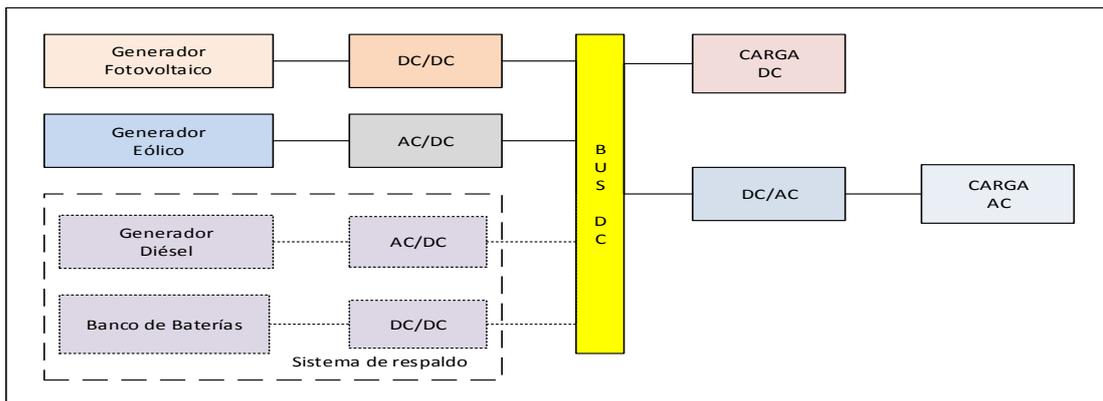


Figura 1.13 Configuración bus DC centralizada
(Fuente: Figura adaptada de [11])

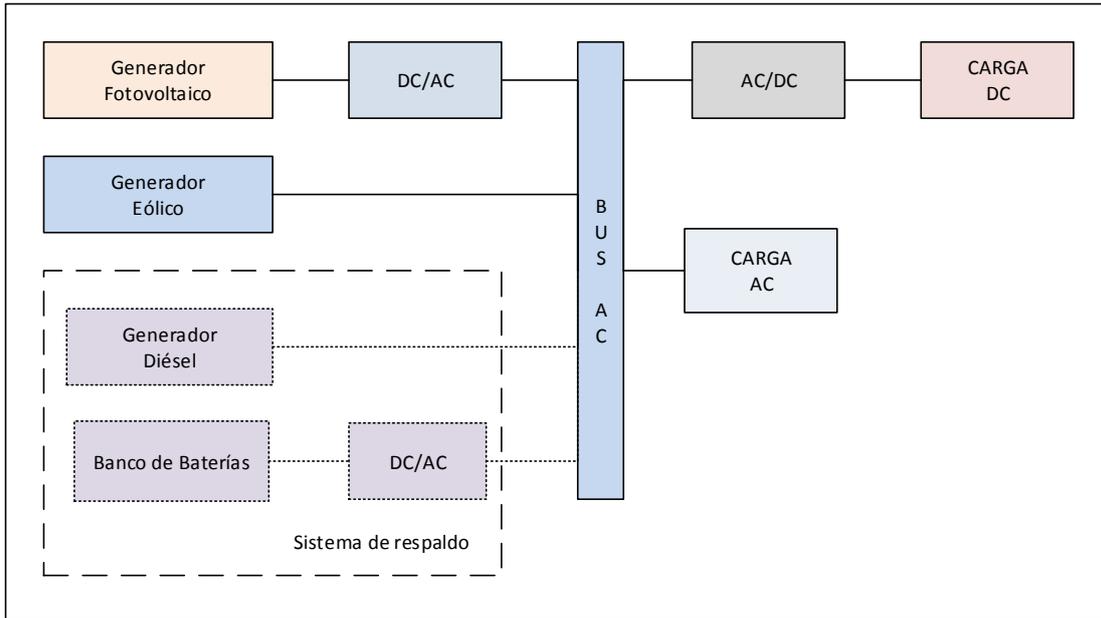


Figura 1.14 Configuración bus AC centralizada
(Fuente: Figura adaptada de [11])

A continuación se describe el modo de operación:

- Durante el día, la carga es alimentada por la energía producida por el generador fotovoltaico y eólico el excedente de energía producida por el sistema es almacenada en el banco de baterías.
- Durante la noche, el banco de baterías suministra la energía a la carga.
- Cuando la batería alcanza su nivel máximo de descarga, el generador diésel suministra energía a la carga y recarga el banco de baterías
- La unidad de control gestiona la demanda de la carga y la energía producida.

1.3.4 Fiabilidad del suministro de energía

Por las características intermitentes de la radiación solar y la velocidad del viento los cuales influyen en la producción de energía del sistema híbrido; se realiza el análisis de los métodos de cálculo de la fiabilidad del suministro de energía aplicados a sistemas híbridos [13]:

- **Probabilidad de pérdida de carga (LOLP)**, se define como el período de tiempo de falla de alimentación T_f dividido para un período de tiempo dado T, se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$LOLP = \frac{T_f}{T} \quad \text{Ec. (1.29)}$$

- **Probabilidad de carga no atendida (ULP)**, se define la relación de la carga no atendida $UL(t)$ y la carga total $P_{load}(t)$ en un periodo de tiempo T , se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$ULP = \frac{\sum_{t=1}^T UL(t)}{\sum_{t=1}^T P_{load}(t)} \quad \text{Ec. (1.30)}$$

- **Probabilidad de pérdida de suministro de energía (LPSP)**, para un periodo de tiempo T , se define como la relación entre la suma de todos valores de pérdida de suministro de energía $LPS(t)$ y la suma de la energía de la demanda de la carga $E_L(t)$ [14], se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$LPSP = \frac{\sum_{t=1}^T LPS(t)}{\sum_{t=1}^T E_L(t)} \quad \text{Ec. (1.31)}$$

1.3.5 Costos del sistema

Existen varios criterios económicos para realizar el análisis de costos de sistemas híbridos de energía estos son: costo nivelado de energía, costo del ciclo de vida y costo actual neto.

- **Costo nivelado de energía (LCOE)**, se define como la medida del costo promedio anual de producción de electricidad por unidad de energía producida, a lo largo de la vida del sistema, descontando y expresado en valor presente, la medida se expresa \$/kWh, por lo que es comparable entre distintas tecnologías de generación [15].
- **Costo de ciclo de vida (LCC)**, se define como el costo total de todo el sistema híbrido de energía el cual considera el costo de capital inicial IC_{cap} , valor presente del costo de reemplazo C_{remp} , y valor presente del costo de mantenimiento C_{main} [16].
- **Costo actual neto (NPC)**, se define como es el valor presente de todos los costos menos el valor presente de todos los ingresos que gana durante su vida útil. Los costos incluyen: equipos, reemplazo, operación y mantenimiento; los ingresos incluyen cualquier valor residual que ocurra al final de la vida útil del proyecto.

El NPC, se calcula sumando los flujos totales de efectivo (es la suma de los costos de cada uno componente del sistema) en cada año de la vida del proyecto, se considera a los costos como positivos y a los ingresos como negativos la vida útil del sistema se establece considerando generalmente los elementos que tienen una vida útil más larga [17].

1.3.6 Técnicas de optimización

Establecen de manera sistemática la configuración técnica –económica óptima del sistema híbrido de energía considerando los criterios de fiabilidad de suministro de energía y costos del sistema. A continuación se realiza una descripción breve de las técnicas de optimización [17]:

- **Método de construcción gráfica**, establece la configuración óptima del sistema híbrido de energía (número de módulos fotovoltaicos y baterías) en base al costo mínimo del sistema y un LPSP deseado. Asume que el costo total del sistema está relacionado linealmente con el número de módulos fotovoltaicos y el número de baterías. El costo mínimo será en el punto de tangencia de la curva que representa la relación entre el número de módulos fotovoltaicos y el número de baterías.
- **Método de enfoque probabilístico**, considera a la variación de la energía de almacenamiento como pasos aleatorios; la densidad de probabilidad para el incremento o decremento diario del nivel de almacenamiento de energía se aproxima mediante una distribución de probabilidad de eventos. Este método basado en la técnica de convolución elimina la necesidad de requerir datos de series de tiempo, este método presenta la desventaja de no poder representar la dinámica del cambio del rendimiento del sistema híbrido.
- **Método iterativo**, considera la fiabilidad y costos del sistema; para un valor dado de fiabilidad se busca la configuración (capacidad del sistema fotovoltaico, sistema eólico y bancos de batería) óptima mediante la búsqueda iterativa todos los posibles conjuntos de configuraciones para lograr el menor costo del sistema, este método presenta la ventaja que es fácil entender e implementar y es uno de las más utilizados en optimización de sistemas híbridos de energía.

- **Métodos de inteligencia artificial**, tales como algoritmos genéticos, redes neuronales artificiales y lógica difusa, son ampliamente utilizados para optimizar un sistema híbrido de energía con el fin de maximizar sus beneficios económicos.
- **Diseño multi-objetivo**, la optimización de los sistemas híbridos de energía, se lo realiza considerando al menos dos objetivos (por ejemplo costos del sistema, fiabilidad, emisiones contaminantes, etc.) los cuales se encuentran contra puestos, ya que una reducción en los costos del sistema implica un aumento en el otro objetivo y viceversa.

Para el desarrollo del presente trabajo se considera el método iterativo, debido a que es fácil de implementar y el espacio de búsqueda de la solución va estar limitado por el número de combinaciones de los componentes del sistema híbrido de energía.

1.3.7 Software de simulación y optimización

Existen varios softwares que se encuentran disponibles para el diseño de sistemas híbridos de energía uno ellos es **HOMER ENERGY**, desarrollado por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable, es un simulador de paso de tiempo permite introducir la carga horaria y los datos meteorológicos como entradas para la evaluación de sistemas de energías renovables; facilita la optimización considerando el parámetro financiero del valor actual neto para determinado conjunto de restricciones y variables de sensibilidad. Se utilizará este software, con la finalidad de contrastar el diseño del sistema híbrido obtenido en el presente trabajo.

1.4 SISTEMAS HÍBRIDOS DE ENERGÍA PARA SISTEMAS DE TELECOMUNICACIONES

1.4.1 Descripción general

Para satisfacer la demanda global de conectividad, los proveedores de telecomunicaciones se están expandiendo en localidades remotas, donde por lo general no se tiene red eléctrica.

Debido a que operar y mantener los generadores diésel continua siendo costoso la energía renovable se presenta como una alternativa para minimizar los costos. El aprovechamiento de la energía solar y eólica permite a los operadores de

telecomunicaciones en ocasiones eliminar o minimizar el uso del generador diésel lo que ocasiona disminuir los costos de operación y mantenimiento de la localidad de telecomunicaciones.

En este sentido, adoptar soluciones de energía de alternativa con tecnologías inteligentes que permitan disponer de una alta disponibilidad del servicio de telecomunicaciones y que puedan adaptarse a la demanda y condiciones de la localidad.

En la figura 1.15 se muestra una de las varias soluciones de sistemas híbridos de energía diseñados para sistemas de telecomunicaciones que permiten como fuentes de entrada de energía generadores diésel, paneles fotovoltaicos o turbinas eólicas y conectar bancos de baterías. Estas soluciones son compactas, disponen de funciones de monitoreo y control con programas de optimización lo que maximiza el funcionamiento del sistema.

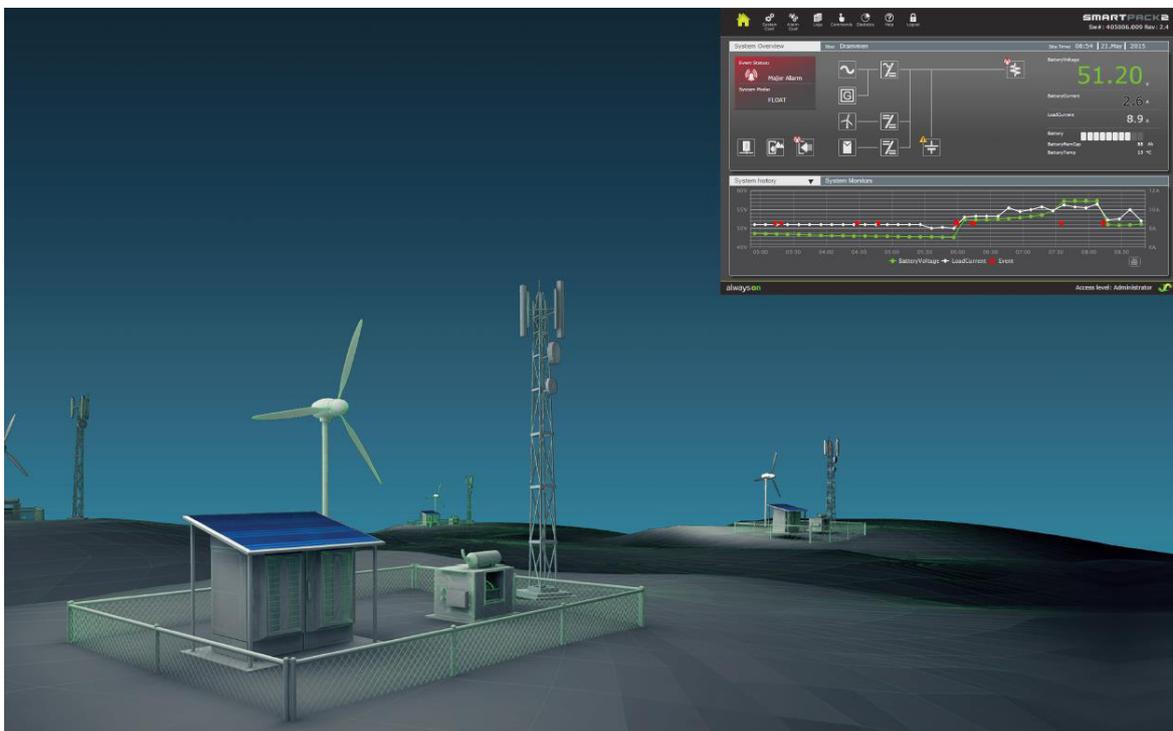


Figura 1.15 Sistema híbrido de energía fotovoltaico – eólico para sistemas de telecomunicaciones en lugares remotos
(Fuente: [18])

1.4.2 Topología del sistema

Son sistemas híbridos de energía a -48 VDC para alimentación de equipos de telecomunicaciones montados en gabinetes para instalación outdoor.

Los sistemas están compuesto por:

- Unidad de entrada de fuentes de energía: Fotovoltaica, eólica y generación diésel
- Unidad de conversión: cargadores solares, cargadores eólicos y módulos rectificadores
- Unidad de control: supervisa, controla y gestiona todo el sistema
- Unidad de distribución para la carga DC a -48 VDC
- Unidad de conexión para baterías

En la figura 1.16 se muestra la topología básica de los sistemas híbridos de energía.

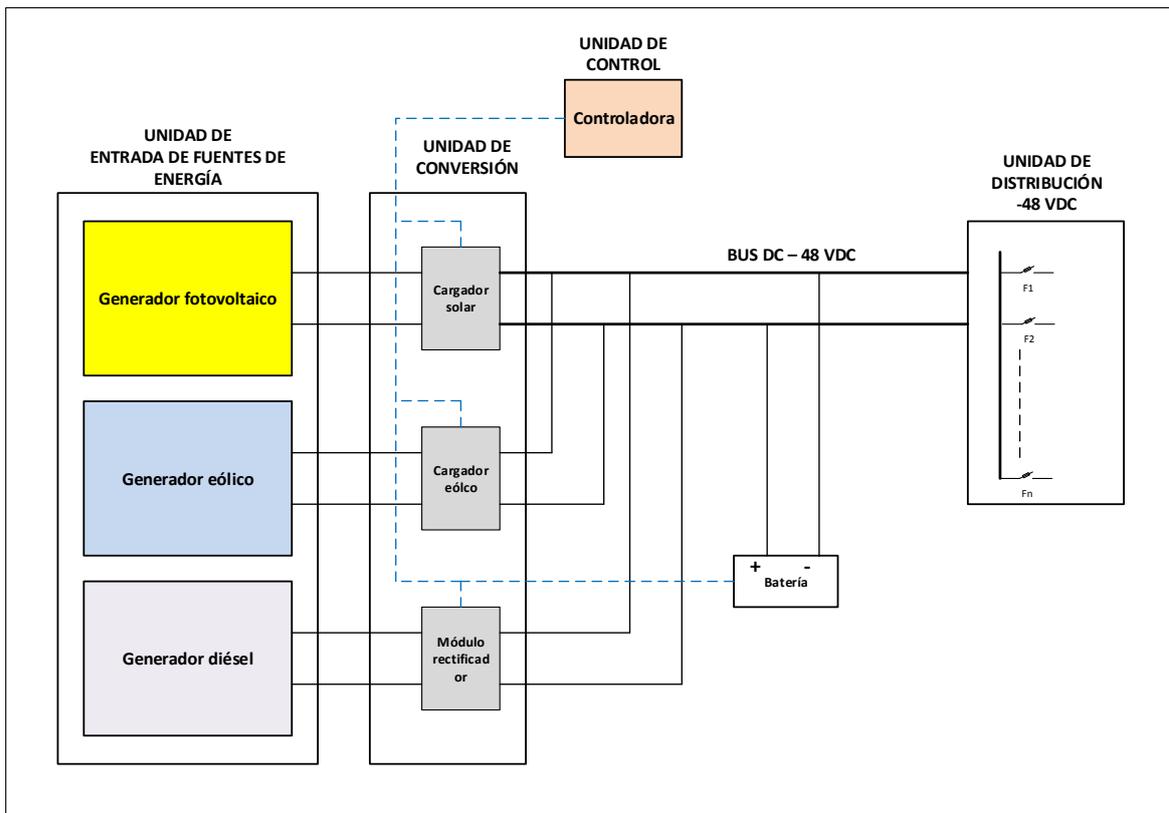


Figura 1.16 Topología básica de los sistemas híbridos de energía
(Fuente: Elaboración propia)

2 METODOLOGÍA

2.1 MODELAMIENTO MATEMÁTICO

2.1.1 Modelado del generador fotovoltaico

La potencia producida por un módulo fotovoltaico se calcula a partir de la radiación solar incidente sobre una superficie inclinada y la temperatura ambiente, considerando el punto de máxima potencia, la potencia de salida del módulo fotovoltaico puede ser calculada mediante la siguiente ecuación [3]:

$$P_{PV} = A_c I_T \eta_{mp} \eta_e f_d \quad \text{Ec. (2.1)}$$

Donde:

P_{PV}	: Potencia de salida del módulo fotovoltaico [W]
A_c	: Área de un módulo fotovoltaico [m^2]
I_T	: Radiación solar incidente sobre una superficie inclinada [$\frac{W}{m^2}$]
η_{mp}	: Eficiencia de un módulo fotovoltaico en el punto de máxima potencia, [%]
η_e	: Eficiencia del equipo de acondicionamiento de energía, [%]
f_d	: Factor de degradación, [%]

El factor de degradación f_d , indica la disminución de la potencia de salida del panel fotovoltaico durante su vida útil.

La eficiencia del módulo fotovoltaico puede expresarse en términos del coeficiente de temperatura en el punto de máxima potencia mediante la siguiente ecuación:

$$\eta_{mp} = \eta_{mp,ref} + \mu_{n,mp} (T_c - T_{c,ref}) \quad \text{Ec. (2.2)}$$

η_{mp}	: Eficiencia de un módulo fotovoltaico en el punto de máxima potencia
$\eta_{mp,ref}$: Eficiencia de un módulo fotovoltaico en el punto de máxima potencia
$\mu_{n,mp}$: Coeficiente de temperatura en el punto de máxima potencia
T_c	: Temperatura del módulo fotovoltaico [°C]
$T_{c,ref}$: Temperatura del módulo fotovoltaico en NOCT [°C]

El rendimiento de un módulo fotovoltaico depende de la temperatura la misma que se determinada, por un balance de energía mediante la siguiente ecuación:

$$(\tau\alpha)G_T = n_c G_T + U_L(T_c - T_a) \quad \text{Ec. (2.3)}$$

Donde:

G_T	: Radiación solar
T_c	: Temperatura de celda
$(\tau\alpha)$: Transmitancia efectiva
n_c	: Eficiencia del módulo fotovoltaico
U_L	: Coeficiente de pérdida de calor
T_a	: Temperatura ambiente

Considerando el módulo fotovoltaico sin carga ($n_c = 0$) y la radiación solar sobre una superficie inclinada, T_c , puede escribirse como:

$$T_c = \frac{(\tau\alpha)}{U_L} I_T + T_a \quad \text{Ec. (2.4)}$$

El término $\frac{\tau\alpha}{U_L}$, se determina a condiciones nominales de operación (NOCT)

$$\frac{(\tau\alpha)}{U_L} = \frac{(T_{NOCT} - T_{a,NOCT})}{G_{T,NOCT}} \quad \text{Ec. (2.5)}$$

Reemplazando T_c y $\frac{\tau\alpha}{U_L}$ en la ecuación 2.2 se tiene:

$$n_{mp} = n_{mp,ref} \left[1 + \frac{u_{n,mp}}{n_{mp,ref}} (T_a - T_{c,ref}) + \frac{u_{n,mp}}{n_{mp,ref}} I_T \frac{(T_{NOCT} - T_{a,NOCT})}{G_{T,NOCT}} \left(1 - \frac{n_{mp}}{\tau\alpha} \right) \right] \quad \text{Ec. (2.6)}$$

El término $\tau\alpha$ es aproximadamente 0,9, por lo que, el término $\frac{n_{mp}}{\tau\alpha}$, se puede aproximar a $n_{mp,ref}$ sin introducir un error significativo. La relación $\beta_t = \frac{u_{n,mp}}{n_{mp,ref}}$ representa el coeficiente de eficiencia de temperatura del módulo fotovoltaico; para células de silicio se encuentra en el rango de 0,004 a 0,006 [19].

Entonces la ecuación 2.5 puede expresarse como:

$$n_{mp} = n_{mp,ref} \left[1 + \beta_t (T_a - T_{c,ref}) + \beta_t I_T \frac{(T_{NOCT} - T_{a,NOCT})}{G_{T,NOCT}} (1 - n_{mp,ref}) \right] \quad \text{Ec. (2.7)}$$

2.1.1.1 Energía producida por el generador fotovoltaico

Para calcular la energía producida por el generador fotovoltaico en un determinado período de tiempo se utiliza la siguiente ecuación:

$$E_{PV} = \sum_{t=1}^n N_{PV} P_{PV} \Delta t \quad \text{Ec. (2.8)}$$

Donde:

E_{PV}	: Energía producida por el generador fotovoltaico, [Wh]
P_{PV}	: Potencia de salida del módulo fotovoltaico, [W]
N_{PV}	: Número de módulos fotovoltaicos
Δt	: Intervalo de tiempo, [h]

2.1.2 Modelado del generador eólico

Los aerogeneradores tienen diferentes curvas de potencia de salida, conforme lo indicado en la sección anterior, se supone que el aerogenerador empieza a generar en la velocidad de conexión v_{ci} , la potencia de salida se incrementa a medida que la velocidad del viento v aumenta hasta la velocidad nominal v_r y la potencia nominal P_r se produce cuando la velocidad del viento varía desde v_r hasta la velocidad de desconexión v_f . La potencia de salida del aerogenerador en general puede estimarse mediante la siguiente ecuación [20].

$$P(v)_{STD} = \begin{cases} v^3 \left(\frac{P_r}{v_r^3 - v_{ci}^3} \right) - P_r \left(\frac{v_{ci}^3}{v_r^3 - v_{ci}^3} \right) & v_{ci} \leq v < v_r \\ P_r & v_r \leq v \leq v_f \\ 0 & v < v_{ci} \text{ o } v > v_f \end{cases} \quad \text{Ec. (2.9)}$$

Donde:

$P(v)_{STD}$: Potencia de salida del aerogenerador bajo condiciones estándar, [W]
P_r	: Potencia de salida nominal del aerogenerador, [W]
v	: Velocidad del viento, $\left[\frac{m}{s} \right]$
v_{ci}	: Velocidad de conexión, $\left[\frac{m}{s} \right]$
v_r	: Velocidad nominal, $\left[\frac{m}{s} \right]$
v_f	: Velocidad de desconexión, $\left[\frac{m}{s} \right]$

Para calcular potencia de salida del aerogenerador en el lugar de instalación se deben considerar las ecuaciones: 1.24 variación de la velocidad del viento con la altura y 1.28 relación de la densidad del aire. Por lo tanto, la potencia de salida del aerogenerador se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$P_{WT} = \frac{\rho}{\rho_0} P(v_h)_{STD} \quad \text{Ec. (2.10)}$$

Donde:

P_{WT}	: Potencia de salida del aerogenerador a las condiciones del lugar de instalación, [W]
$P(v_h)_{STD}$: Potencia de salida del aerogenerador a condiciones estándar, [W]
ρ	: Densidad del aire en lugar de instalación, $\left[\frac{kg}{m^3} \right]$
ρ_0	: Densidad a nivel del mar (condiciones estándar) $\left(1.225 \frac{kg}{m^3} \right)$

2.1.2.1 Energía producida por el generador eólico

La energía producida por el generador eólico en un determinado período se la realiza mediante la siguiente ecuación:

$$E_{WT} = \sum_{t=1}^n N_{WT} P_{WT} \Delta t \quad \text{Ec. (2.11)}$$

Donde:

E_{WT}	: Energía producida por el generador eólico, [Wh]
P_{WT}	: Potencia de salida del aerogenerador en condiciones del lugar de instalación, [W]
N_{WT}	: Número de aerogeneradores

2.1.3 Modelado de la batería

2.1.3.1 Capacidad del banco de baterías

La capacidad del banco de baterías se determina en base al tiempo de autonomía que se brinda a la carga, voltaje de operación y profundidad máxima de descarga [11]; se calcula con la siguiente ecuación:

$$C_{BAT} = h_o \frac{E_y}{\eta_{dsc} (DOD_L U_b)} \quad \text{Ec. (2.12)}$$

Donde:

C_{BAT}	: Capacidad del banco de batería, [Ah]
h_o	: Días de autonomía, [día]
E_y	: Consumo de energía diario, [Wh/día]
η_{dsc}	: Eficiencia de la batería incluye pérdidas por descarga (0,94)
DOD_L	: Profundidad de descarga máxima
U_b	: Voltaje de operación, [V]

La capacidad del banco de baterías se expresada en función de la temperatura mediante la siguiente ecuación.

$$C'_{BAT} = N_{BAT} C_{BAT} (1 + \delta_c (T_{bat} - 298.15)) \quad \text{Ec. (2.13)}$$

Donde:

C'_{BAT}	: Capacidad del banco de baterías en función de la temperatura, [Ah]
C_{BAT}	: Capacidad del banco de baterías, [Ah]
N_{BAT}	: Número de bancos de baterías

δ_c	: Coeficiente de temperatura (0,6% por grado, valor recomendado por el fabricante)
$I_{BAT}(t)$: Corriente de la batería al instante t, [A]
T_{BAT}	: Temperatura de trabajo de la batería, [°K]

La corriente de la batería se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$I_{BAT}(t) = \frac{P_{PV}(t) + P_{WT}(t) - \frac{P_{AC,L}(t)}{\eta_{inv}} - P_{DC,L}(t)}{U_b} \quad \text{Ec. (2.14)}$$

Donde:

I_{BAT}	: Corriente de la batería al instante t, [A]
P_{PV}	: Potencia del generador fotovoltaico, [W]
P_{WT}	: Potencia del aerogenerador , [W]
$P_{AC,L}$: Potencia de la carga AC , [W]
$P_{DC,L}$: Potencia de la carga DC , [W]
η_{inv}	: Eficiencia del inversor de voltaje
U_b	: Voltaje de operación, [V]

2.1.3.2 Estado de carga (SOC)

Para estimar su valor se considera un estado de carga inicial, tiempo de carga o descarga y el valor de la corriente instantánea [21]. El SOC se estima mediante la siguiente ecuación:

$$SOC(t) = SOC(t - 1) \cdot \left(1 - \frac{\sigma \cdot \Delta t}{24}\right) + \frac{I_{BAT}(t) \cdot \Delta t \cdot \eta_{BAT}}{C'_{BAT}} \quad \text{Ec. (2.15)}$$

Donde:

$SOC(t)$: Estado de carga al tiempo t
$SOC(t-1)$: Estado de carga al tiempo t-1
σ	: Tasa de auto descarga (0,2% valor recomendado por día)
$I_{BAT}(t)$: Corriente de la batería al instante t, [A]
Δt	: intervalo de tiempo, [h]
η_{BAT}	: Eficiencia de la batería ($\eta_{bat} = 1$ descarga ; $\eta_{bat} = 0,65 - 0,85$ carga)

	[19]
C'_{BAT}	: Capacidad disponible de la batería, [Ah]

Para cualquier tiempo, el SOC de la batería está sujeto a la siguiente condición:

$$SOC_{min} \leq SOC(t) \leq SOC_{m\acute{a}x} \quad \text{Ec. (2.16)}$$

Considerando:

$$SOC_{m\acute{a}x} = 1 \quad \text{Ec. (2.17)}$$

$$SOC_{min} = 1 - DOD \quad \text{Ec. (2.18)}$$

Donde, DOD es la profundidad de descarga máxima permitida para la batería.

2.1.3.3 Vida útil de la batería

Para estimar la vida de la útil de la batería, se lo realiza en base al rendimiento de energía de la batería (Q_r) que es el cambio en el nivel de energía del banco de baterías medido después de las pérdidas de carga y antes de descargar las pérdidas (ciclos de carga y descarga, la batería se descarga a una cierta profundidad).

$$V_{BAT} = \frac{Q_f}{Q_r} \quad \text{Ec. (2.19)}$$

Donde:

V_{BAT}	: Vida útil de la batería, [Años]
Q_f	: Rendimiento de energía de la batería dato de fabricante, [kWh]
Q_r	: Rendimiento de energía de la batería, [kWh/año]

$$Q_i = f_i DOD_i C_{BAT} U_b \eta_{BAT} \quad \text{Ec. (2.20)}$$

Donde:

Q_i	: Rendimiento de energía de la batería ($i=f$ o $i=r$)
f_i	: Numero de ciclos de descarga
DOD_i	: Profundidad de descarga, [%]
C_{BAT}	: Capacidad de la batería , [Ah]
U_b	: Voltaje de operación, [V]
η_{BAT}	: Eficiencia de la batería ($\eta_{BAT} = 1$ descarga ; $\eta_{BAT} = 0,65 - 0,85$ carga)

2.1.3.4 Efecto de la temperatura en la vida útil de la batería

La alta temperatura puede dañar la batería, así mismo reducirá la vida útil de la misma cuando supere la temperatura de referencia especificada por el fabricante [22]; se estima mediante la siguiente ecuación:

$$L_T = \frac{L_o}{2^{\left(\frac{T-T_o}{10}\right)}} \quad \text{Ec. (2.21)}$$

Donde:

L_T	: Tiempo de vida útil de la batería a la temperatura T, [Años]
L_o	: Tiempo de vida útil de diseño de la batería a la temperatura T_o , [Años]
T	: Temperatura, [°C]
T_o	: Temperatura de diseño, [°C]

2.1.4 Modelado del inversor de voltaje

Para calcular la potencia del inversor se considera la potencia de la carga de corriente AC, dividida para la eficiencia del inversor por un factor de seguridad (1,3 recomendado por fabricante). A continuación se indica la ecuación:

$$P_{inv} = \frac{P_{AC,L}}{\eta_{inv}} f_{inv} \quad \text{Ec. (2.22)}$$

Donde:

P_{inv}	: Potencia del inversor de voltaje, [W]
$P_{AC,L}$: Potencia de la carga AC , [W]
η_{inv}	: Eficiencia del inversor
f_{inv}	: Factor de seguridad

2.1.5 Modelo de análisis de la fiabilidad

Para el análisis de la fiabilidad del suministro de energía del sistema híbrido de energía, se utiliza el método de la probabilidad de pérdida de suministro de energía $LPSP$, debido a que permite cuantificar el porcentaje en horas que el sistema híbrido de energía no suministra energía a la carga.

$$LPSP = \frac{\sum_{t=1}^T LPS(t)}{\sum_{t=1}^T E_L(t)} \quad \text{Ec. (2.23)}$$

Donde:

$LPSP$: Probabilidad de pérdida de suministro de energía
$LPS(t)$: Pérdida de suministro de energía, [Wh]
$E_L(t)$: Energía de la demanda de la carga, [Wh]

El cálculo de la pérdida de suministro de energía $LPS(t)$, se realiza cuando la batería llega a su estado de carga mínimo; se determina mediante la siguiente ecuación:

$$LPS(t) = E_L(t)\Delta t - \left[E_{PV}(t)\Delta t + E_{WT}(t)\Delta t + U_b \left(C'_{BAT} \frac{SOC(t) - SOC_{min}}{\Delta t} \right) \right] \quad \text{Ec. (2.24)}$$

2.1.6 Modelo de análisis económico

El análisis económico se realiza utilizando el criterio de costo actual neto (NPC), para calcularlo se utiliza la siguiente ecuación:

$$NPC = C_{ini} + \sum_{t=1}^T \frac{C_{OM}}{(1+i)^t} + \sum_{t=1}^{T/v_e} \frac{C_{Remp}}{(1+i)^{v_e \cdot t}} - S \quad \text{Ec. (2.25)}$$

Donde:

NPC	: Costo presente neto, [\$]
T	: Vida útil del sistema, [Años]
i	: Tasa de interés anual, [%]
C_{ini}	: Costo inicial, [\$]
C_{OM}	: Costo de operación y mantenimiento anual, [\$]
C_{Remp}	: Costo de reemplazo, [\$]
v_e	: Vida útil del equipo, [años]
S	: Valor residual, [\$]

- **Vida útil del sistema**, se establece en función de los módulos fotovoltaicos que son los componentes que presentan mayor vida útil, se considera 25 años.
- **Tasa de interés**, permite evaluar los flujos futuros de costos y es un factor importante para evaluar el costo de oportunidad de los proyectos.

- **Costo inicial**, son los costos de los componentes del sistema al inicio del proyecto, dentro del análisis económico del presente trabajo, no se considera costos de transporte, instalación y construcción de infraestructura.

El costo inicial se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$C_{ini} = N_{PV} C_{PV} P_{PV,N} + N_{WT} C_{WT} P_r + N_{BAT} C_{BAT} C_{BAT,N} + C_{INV} \quad \text{Ec. (2.26)}$$

Donde:

C_{ini}	: Costo inicial, [\$]
C_{PV}	: Costo del módulo fotovoltaico por unidad de potencia, [\$/W]
$P_{PV,N}$: Potencia nominal módulo fotovoltaico, [W]
C_{WT}	: Costo del aerogenerador por unidad de potencia, [\$/W]
P_r	: Potencia de salida nominal del aerogenerador, [W]
C_{BAT}	: Costo de la batería por unidad de energía, [\$/W]
$C_{BAT,N}$: Capacidad Nominal de la batería, [W]
C_{INV}	: Costo inversor de voltaje, [\$/W]

- **Costo de operación y mantenimiento**, los sistemas híbridos de energía por lo general se encuentran instalados en ambientes outdoor, por lo que se requiere realizar mantenimiento a los módulos fotovoltaicos, aerogenerador, baterías, inversor, sistemas de control, conexiones eléctricas e infraestructura. El mantenimiento depende de varios factores como la configuración del sistema, ubicación y climatología de la zona.

Los costos de operación y mantenimiento por año de cada uno de los componentes del sistema se establecen en función de un porcentaje de los costos iniciales [23], [24]:

$$C_{OM} = N_{PV} C_{OM_PV} P_{PV,N} + N_{WT} C_{OM_WT} P_r + N_{BAT} C_{OM_BAT} C_{BAT,N} + C_{OM_INV} \quad \text{Ec. (2.27)}$$

$$C_{OM_PV} = 1\% C_{PV} \quad \text{Ec. (2.28)}$$

$$C_{OM_WT} = 3\% C_{WT} \quad \text{Ec. (2.29)}$$

$$C_{OM_BAT} = 3\% C_{BAT} \quad \text{Ec. (2.30)}$$

$$C_{OM_INV} = 1\% C_{INV} \quad \text{Ec. (2.31)}$$

Donde:

C_{OM}	: Costo de operación y mantenimiento anual, [\\$]
$C_{OM_{PV}}$: Costo de operación y mantenimiento anual del módulo fotovoltaico, [\\$]
$C_{OM_{WT}}$: Costo de operación y mantenimiento anual de aerogenerador, [\\$]
$C_{OM_{BAT}}$: Costo de operación y mantenimiento anual de banco de baterías, [\\$]
$C_{OM_{INV}}$: Costo de operación y mantenimiento anual del inversor de voltaje, [\\$]

- **Costos de reemplazo**, son los costos de los equipos que requerirán reemplazo durante la vida del útil del sistema híbrido de energía, estos son: banco de baterías e Inversor de voltaje.

Los costos de reemplazo para estos equipos se consideran los mismos del costo inicial; no se considera el reemplazo de los módulos fotovoltaicos y aerogenerador debido a que su vida útil por lo general es mayor igual al 25 años.

- **Valor residual**, son los costos de los equipos que presentan vida útil al final del proyecto, estos son: banco de baterías e inversor de voltaje; y, se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$S = \frac{C_{Remp} T_{Remp}}{T_{comp}} \frac{1}{(1+i)^T} \quad \text{Ec. (2.32)}$$

Donde:

S	: Valor residual, [\\$]
T_{Remp}	: Vida restante del componente, [Años]
T_{comp}	: Vida total del componente, [Años]
C_{Remp}	: Costo de reemplazo, [\\$]
i	: Tasa de interés anual, [%]

2.2 DESCRIPCIÓN DEL MODELO OPTIMIZACIÓN

Se establece la formulación del modelo para el dimensionamiento óptimo del sistema híbrido fotovoltaico – eólico, en base a la probabilidad de pérdida de suministro de energía (LPSP) y el costo presente neto (NPC) para evaluar el costo de ciclo de vida del sistema híbrido de energía.

El algoritmo desarrollado encontrará las diferentes combinaciones de número de módulos fotovoltaicos, aerogeneradores y bancos de baterías, que cumplen la fiabilidad de suministro de energía requerida mediante la técnica de optimización de iteración,

posteriormente calcula el NPC de cada una de las combinaciones y selecciona la que presenta el menor costo.

Para la formulación del modelo se realizan las siguientes consideraciones:

- La energía fotovoltaica y energía eólica se consideran fuentes de energía principal, como sistema de energía de respaldo se consideran bancos de baterías.
- El número de combinaciones de los componentes estará limitado por el número máximo que módulos fotovoltaicos ($N_{PV,máx}$), número máximo de aerogeneradores ($N_{WT,máx}$) y número máximo de bancos de baterías ($N_{BAT,máx}$) con la finalidad de obtener un rango amplio de la búsqueda de la solución.
- El $N_{PV,máx}$, se establece considerando que la potencia máxima del generador fotovoltaico es 20 veces la potencia de la carga horaria máxima, se calcula con la siguiente ecuación:

$$N_{PV,máx} = \frac{20 P_{Lhmáx}}{P_{PV,máx}} \quad \text{Ec. (2.33)}$$

Donde:

$N_{PV,máx}$: Número máximo de módulos fotovoltaicos
$P_{PV,máx}$: Potencia máxima del módulo fotovoltaico, [W]
$P_{Lhmáx}$:Potencia de la carga horaria máxima, [W]

- El $N_{WT,máx}$, se establece considerando que la potencia máxima del generador eólico es 3 veces la potencia de la carga horaria máxima, se calcula con la siguiente ecuación:

$$N_{WT,máx} = \frac{3 P_L}{P(v)_{STD}} \quad \text{Ec. (2.34)}$$

Donde:

$N_{WT,máx}$: Número máximo de aerogeneradores
$P(v)_{STD}$: Potencia del aerogenerador, [W]
$P_{Lhmáx}$:Potencia de la carga horaria máxima, [W]

- El $N_{BAT,máx}$, se establece en base al número días de respaldo que se brinde a la carga.

$$N_{BAT,m\acute{a}x} = \frac{C'_{BAT}}{C_{BAT,N}} \quad \text{Ec. (2.35)}$$

Donde:

$N_{BAT,m\acute{a}x}$: Número máximo de bancos de baterías
C'_{BAT}	: Capacidad del banco de baterías en función de la temperatura, [Ah]
$C_{BAT,N}$: Capacidad nominal del banco de baterías, [Ah]

2.2.1 FORMULACIÓN DEL MODELO

Para la formulación del modelo, se establecen los datos de entrada, variables de decisión, restricciones y función objetivo.

2.2.1.1 Datos de entrada

Los principales datos de entrada son:

- Ubicación geográfica y datos meteorológicos: Longitud, latitud, radiación solar, velocidad del viento, temperatura ambiente.
- Perfil de carga horaria: Consumo de energía.
- Datos técnicos y económicos de los componentes del sistema: módulos fotovoltaicos, aerogeneradores, baterías y convertidores de energía.
- Parámetros de proyecto: Fiabilidad del sistema, tiempo de vida del proyecto y tasa de interés.

2.2.1.2 Variables de decisión

Son las variables que se determinarán durante la simulación; sus valores serán cambiantes hasta encontrar la fiabilidad del sistema requerido, estas son:

- N_{PV} : Número de módulos fotovoltaicos
- N_{WT} : Número de aerogeneradores
- N_{BAT} : Número de baterías

2.2.1.3 Restricciones

Se consideran a la las siguientes restricciones:

- Fiabilidad del suministro de energía (Probabilidad de pérdida de suministro de energía LPSP).

$$LPSP = \frac{\sum_{t=1}^T LPS(t)}{\sum_{t=1}^T E_L(t)} \quad \text{Ec. (2.36)}$$

- Estado de carga de la batería (SOC)

$$SOC_{min} \leq SOC(t) \leq SOC_{m\acute{a}x} \quad \text{Ec. (2.37)}$$

- Cantidades mínimas y máximas de las variables de decisión.

$$\begin{aligned} 1 &\leq N_{PV} \leq N_{PV,m\acute{a}x} \\ 0 &\leq N_{WT} \leq N_{WT,m\acute{a}x} \\ 1 &\leq N_{BAT} \leq N_{BAT,m\acute{a}x} \end{aligned} \quad \text{Ec. (2.38)}$$

2.2.1.4 Función Objetivo

Minimizar el costo presente neto para el sistema híbrido fotovoltaico – eólico.

$$NPC = C_{ini} + \sum_{t=1}^T \frac{C_{OM}}{(1+i)^t} + \sum_{t=1}^{T/v_e} \frac{C_{Remp}}{(1+i)^{v_e \cdot t}} - \frac{C_{Remp} T_{Remp}}{T_{Comp}} \frac{1}{(1+i)^T} \quad \text{Ec. (2.39)}$$

2.2.2 Método de operación del algoritmo

A continuación en la figura 2.1, se muestra el diagrama de flujo para el dimensionamiento óptimo del sistema híbrido fotovoltaico – eólico, en base a la probabilidad de pérdida de suministro de energía (LPSP) y el costo presente neto (NPC).

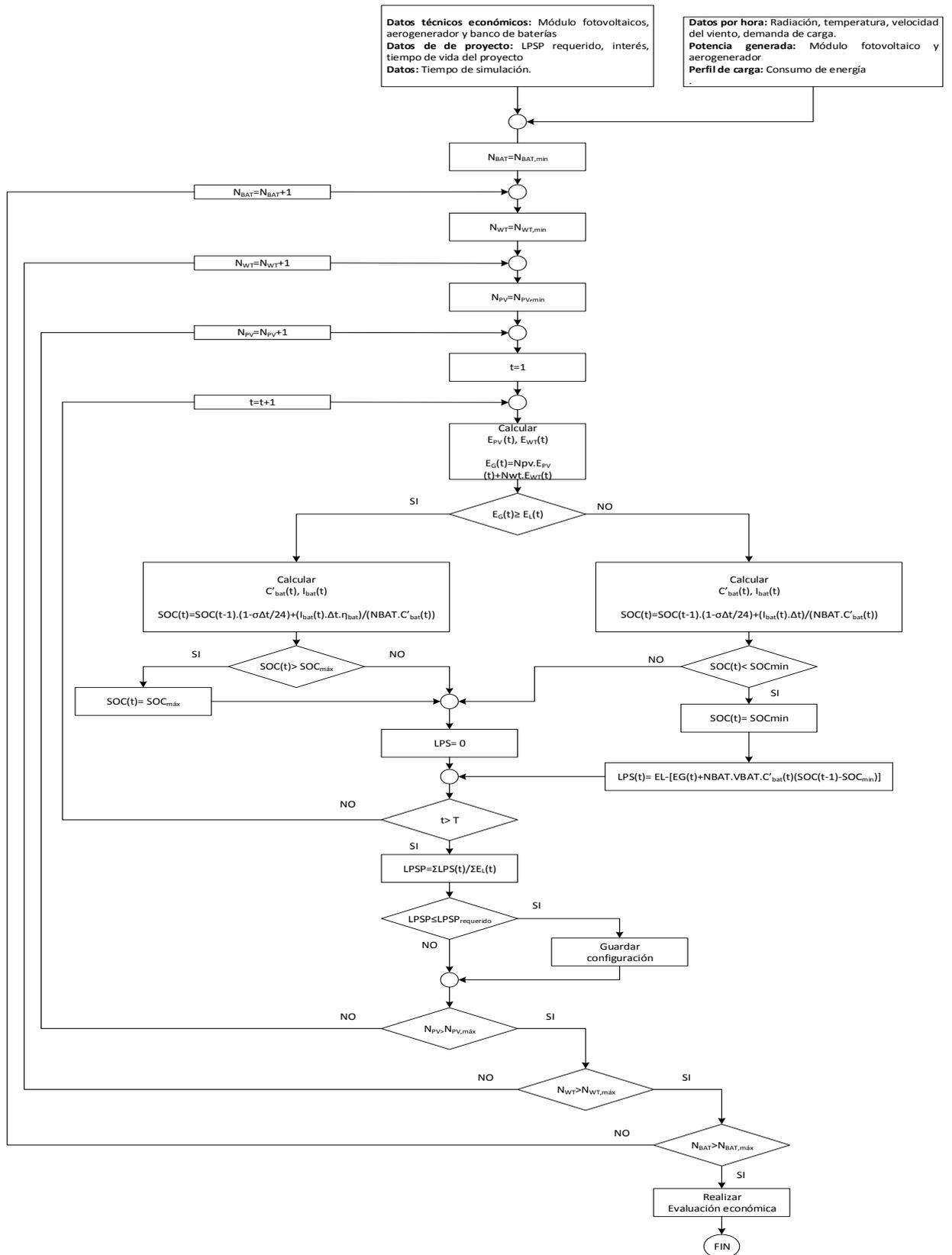


Figura 2.1 Diagrama de flujo para el dimensionamiento óptimo del sistema híbrido fotovoltaico – eólico, en base a LPSP y NPC. (Fuente: Figura adaptada de [25])

2.2.2.1 Cálculos previos al funcionamiento del algoritmo

- Cálculo de la radiación solar incidente sobre una superficie inclinada, aplicando la ecuación obtenida en la sección anterior:

$$I_T = I_b R_b + I_d \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + I \rho_g \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad \text{Ec. (2.40)}$$

- Cálculo de la relación de densidad del aire, aplicando la ecuación obtenida en la sección anterior

$$\frac{\rho}{\rho_o} = \left(\frac{T_o}{T_o - \sigma h} \right) \left(1 - \frac{\sigma h}{T_o} \right)^{\frac{g}{R_a \sigma}} \quad \text{Ec. (2.41)}$$

2.2.2.2 Dinámica de operación del algoritmo

La energía generada por el sistema híbrido para un tiempo t, es igual a la energía producida por el generador fotovoltaico más la energía producida por el generador eólico, se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$E_G = E_{PV} + E_{WT} \quad \text{Ec. (2.42)}$$

$$E_G(t) = N_{PV} P_{PV} \Delta t + N_{WT} P_{WT} \Delta t \quad \text{Ec. (2.43)}$$

El algoritmo verifica que la energía generada por el sistema híbrido $E_G(t)$, es mayor o menor que la energía que demanda la carga $E_L(t)$, se tiene:

1. Si $E_G(t) \geq E_L(t)$, la energía generada por el sistema híbrido es mayor que la energía que demanda la carga, el exceso de energía producida se utiliza para cargar la batería, se revisa el estado de carga de la batería $SOC(t)$.
 - Si $SOC(t) \geq SOC_{m\acute{a}x}$, la batería ha llegado a su capacidad máxima, por lo tanto $SOC(t) = SOC_{m\acute{a}x}$.
 - En este caso la pérdida de suministro de energía LPS (t)=0, debido a que la energía generada por el sistema es suficiente para cubrir la energía que demanda la carga $E_L(t)$.

2. Si $E_G(t) < E_L(t)$, la energía generada por el sistema híbrido es insuficiente para cubrir la demanda de energía de la carga, para cubrir este déficit de energía se utiliza la energía almacenada por la batería, se revisa el estado de carga de la batería $SOC(t)$.
 - Si $SOC(t) > SOC_{min}$, la batería dispone de energía para cubrir el déficit de energía; entra en proceso de descarga y el LPS (t)=0, debido a que la energía generada por el sistema es suficiente para cubrir la energía que demanda la carga $E_{load}(t)$.
 - Si el $SOC(t) < SOC_{min}$, la batería no dispone de capacidad para cubrir el déficit de energía, por lo tanto el $SOC(t) = SOC_{min}$, se calcula la pérdida de suministro de energía LPS (t) (sistema desconecta las baterías para garantizar la vida de las mismas).
3. El algoritmo simula para un período de tiempo T y calcula la probabilidad de pérdida de suministro de energía LPSP.
4. Se verifica que el sistema híbrido de energía cumpla con la **restricción del problema de optimización utilizando el criterio** fiabilidad de suministro de energía ($LPSP$), se tiene:
 - Si $LPSP > LPSP_{requerido}$, genera una nueva combinación de las variables N_{PV} , N_{WT} y N_{BAT} ; repite todo el proceso anterior.
 - Si $LPSP \leq LPSP_{requerido}$, guarda el valor de las variables N_{PV} , N_{WT} y N_{BAT} ; genera una nueva combinación de las variables N_{PV} , N_{WT} y N_{BAT} ; repite todo el proceso anterior.
 - Si N_{PV} , N_{WT} y N_{BAT} es mayor igual a $N_{PV,máx}$, $N_{WT,máx}$ $N_{BAT,máx}$ respectivamente. Fin de proceso de cálculo de $LPSP$
5. Optimización económica.
 - Se calcula el costo presente neto NPC para cada una de las combinaciones que cumplen el $LPSP$.

- Selecciona la combinación que presenta el menor valor de *NPC*.

2.3 FUENTES DE DATOS DE METEREOLÓGICOS

Debido a que el potencial de energía que puede generar un sistema híbrido de energía solar – eólico depende del recurso solar y eólico disponible. A continuación se revisa las principales fuentes de datos disponibles para los recursos:

- **Fuente de datos recurso solar:** se dispone de fuentes de datos de radiación solar satelitales (NASA Prediction Of Worldwide Energy Resources, Global solar atlas y NSRDB de NREL), estaciones meteorológicas (INAMHI) y Atlas Solar del Ecuador (CONELEC).
- **Fuente de datos recurso eólico:** NASA Prediction Of Worldwide Energy Resources, Atlas eólico del Ecuador del Ministerio de electricidad y Energía Renovable (MEER) e INAMHI.

2.3.1 NASA prediction of worldwide energy resources

Proporciona parámetros que ayudan al diseño de sistemas de energía renovable con energía solar y eólica. Los datos solares que se disponen se obtienen en incrementos de tiempo de 3 horas que se promedian para proporcionar valores diarios; los valores promediados diarios se utilizan para calcular los valores mensuales promediados climatológicamente. Los datos por hora no están disponibles en este momento, por lo tanto, no se utiliza esta fuente de información por lo anteriormente indicado [26].

2.3.2 Global solar atlas

Proporciona valores promedios anuales de los recursos solares y de energía fotovoltaica a largo plazo, descritos alternativamente como resúmenes anuales y diarios. La temperatura del aire se representa como un promedio anual a largo plazo. Para descargar realizar la descarga de los datos por hora de los recursos solares y eólicos se requiere realizar el pago de los mismos, lo cual limita hacer uso esta fuente de información dentro del presente estudio [27].

2.3.3 NSRDB de NREL

NSRDB, dispone de datos meteorológicos y una serie de valores por hora y cada media hora de las tres mediciones más comunes de radiación solar: radiación global horizontal, irradiación directa normal y difusa horizontal. La información se puede descargar de manera gratuita [28].

2.3.4 INAMHI

El INAMHI, cuenta con estaciones meteorológicas a nivel Nacional las cuales disponen de mediciones de irradiancia global horizontal, velocidad del viento y temperatura.

2.3.5 Atlas Solar del Ecuador

Realizado en el año 2008 por el CONELEC, dispone de información de insolaciones directa, difusa y global en 36 mapas mensuales. Los datos representan la energía solar promedio mensual, expresados en Wh/m²/día, debido a que los mapas no disponen de datos horarios de la radiación solar, esta fuente de información no es considerada para el presente trabajo.

2.3.6 Atlas eólico del Ecuador

Elaborado por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, con fines de generación energética. Dispone de mapas geográficos, anuales y mensuales de la velocidad anual del viento, debido a que los mapas no disponen de datos horarios de la velocidad del viento, esta fuente de información no es considerada para el presente trabajo.

Adicionalmente, a la revisión de las fuentes de datos indicadas anteriormente se revisó un estudio realizado a los datos satelitales de la irradiación solar en cual se sugiere que los datos satelitales mensuales de irradiación solar global horizontal provistos por NREL, se los puede utilizar para proyectos que involucren tecnología fotovoltaica en todo el territorio Ecuatoriano con alto grado de fiabilidad [29].

Por lo anteriormente expuesto; y, considerando que la simulación del sistema híbrido de energía se lo realizara para las 8760 horas de un año se utilizan los datos meteorológicos provistos por NSRDB de NREL.

2.4 CASO DE ESTUDIO

Para el presente estudio se considera una localidad tipo de la red móvil la cual se encuentra en un lugar remoto y de difícil acceso. Por razones de confidencialidad se omitirá el nombre de la localidad donde se propondrá el sistema híbrido de energía solar – eólico, los datos de la ubicación geográfica han sido modificados ligeramente.

Para el dimensionamiento del sistema híbrido de energía solar – eólico, se realizarán los siguientes pasos:

- Descripción general del equipamiento que conforma el nodo de telecomunicaciones.
- Ubicación geográfica de la localidad y fuente de datos a utilizar para el recurso solar y eólico.
- Análisis del perfil de carga por hora para el nodo de telecomunicaciones.
- Establecer la configuración y componentes del sistema híbrido de energía.
- Parametrización y aplicación del algoritmo de optimización.

2.4.1 Información general del nodo de telecomunicaciones

La Corporación Nacional de Telecomunicaciones CNT EP, mediante la utilización de radios bases celulares brinda distintos servicios de telecomunicaciones como son: telefonía móvil, internet móvil y servicio de transmisión de datos.

Los principales componentes del nodo de telecomunicaciones:

- Tablero de energía
- Sistema de descargas atmosféricas
- Radio base celular (Minishelter - Nodo B)
- Equipos de transmisión
- Torre celular (auto soportada)
- Antenas
- Luz baliza (20W)
- Luz exterior (20W)

- Toma corriente 2400 W (F-N-T)

Todo el equipamiento de telecomunicaciones se energiza desde el sistema de energía que dispone en el Minishelter - Nodo B; el cual está compuesto por un sistema de rectificación y bancos de baterías, cuyas características son:

- Sistemas de rectificación:

Voltaje de entrada: 220 V AC (F-F-N-T)

Potencia máxima: 11.6 kW (3 módulos rectificadores de 2900 W trabaja en modo N+1)

Voltaje nominal de salida: -48 VDC

- Bancos de baterías:

Capacidad: 155 Ah

Para brindar respaldo de energía DC, ante un corte de energía eléctrica de la red pública.

2.4.2 Ubicación geográfica y datos meteorológicos de la localidad

En la figura 2.2 se muestra la ubicación de la localidad.

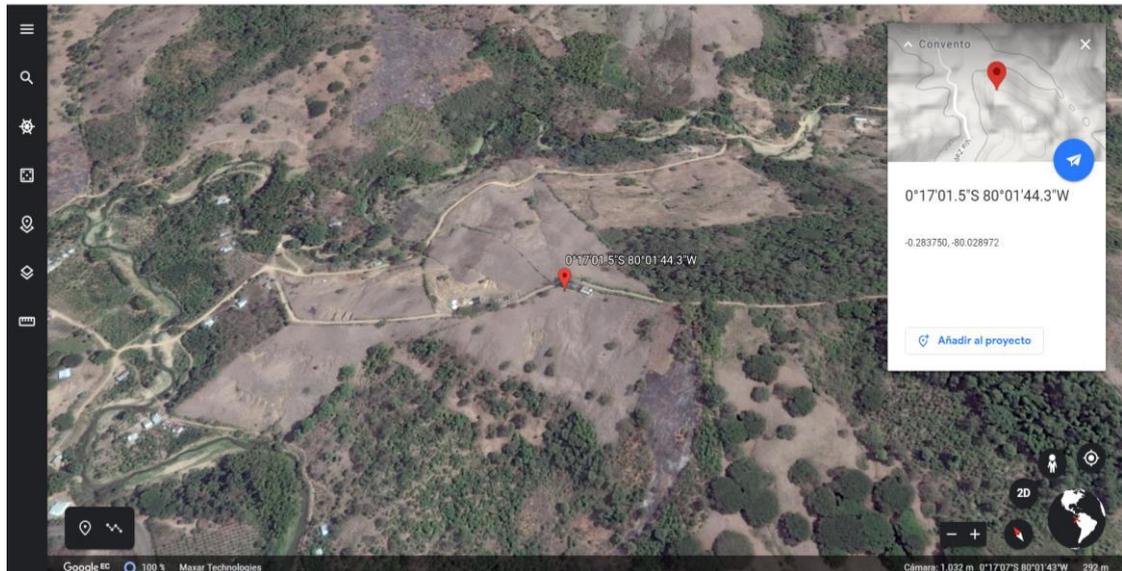


Figura 2.2 Ubicación de la localidad
(Fuente: [30])

Los datos de la ubicación geográfica de la localidad seleccionada para este estudio son:

- **Nombre del nodo:** N/A
- **Provincia:** Manabí
- **Cantón:** Chone
- **Latitud:** -80,028972
- **Longitud:** -0,28375
- **Altitud:** 230 msnm

En base a la revisión realizada a las fuentes de información del recurso solar y eólico, para realizar el cálculo del potencial de la energía fotovoltaica y eólica generada, se utiliza los datos de radiación solar global, velocidad del viento y temperatura proporcionada por NSRDB de NREL.

A continuación en la figura 2.3 a 2.5, se muestran para un año los datos de radiación solar horaria, temperatura ambiente y velocidad del viento respectivamente, para la localidad en estudio.

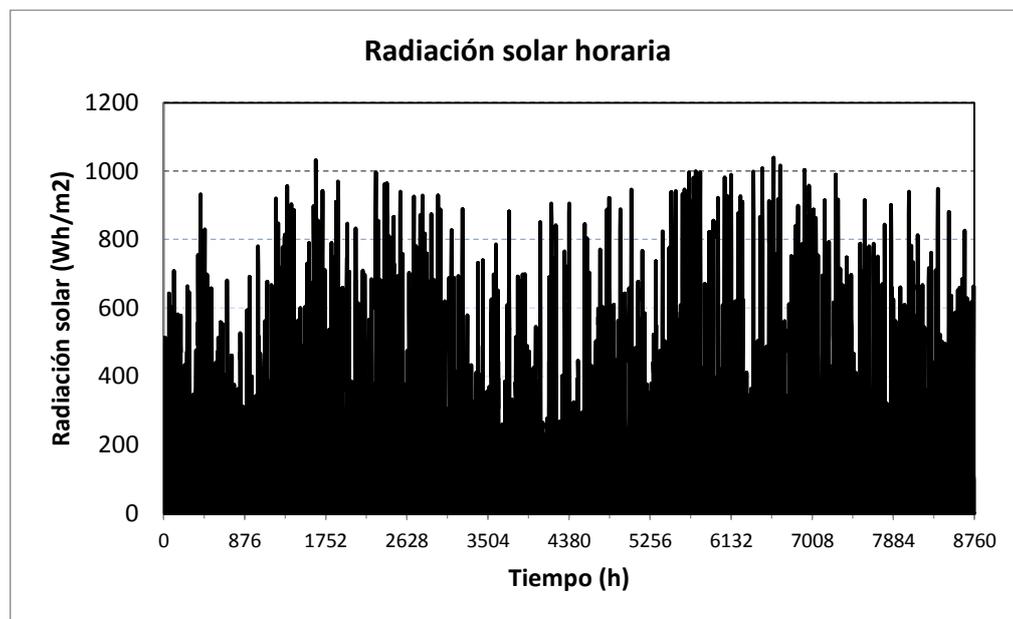


Figura 2.3 Radiación solar horaria
(Fuente: Elaboración propia)

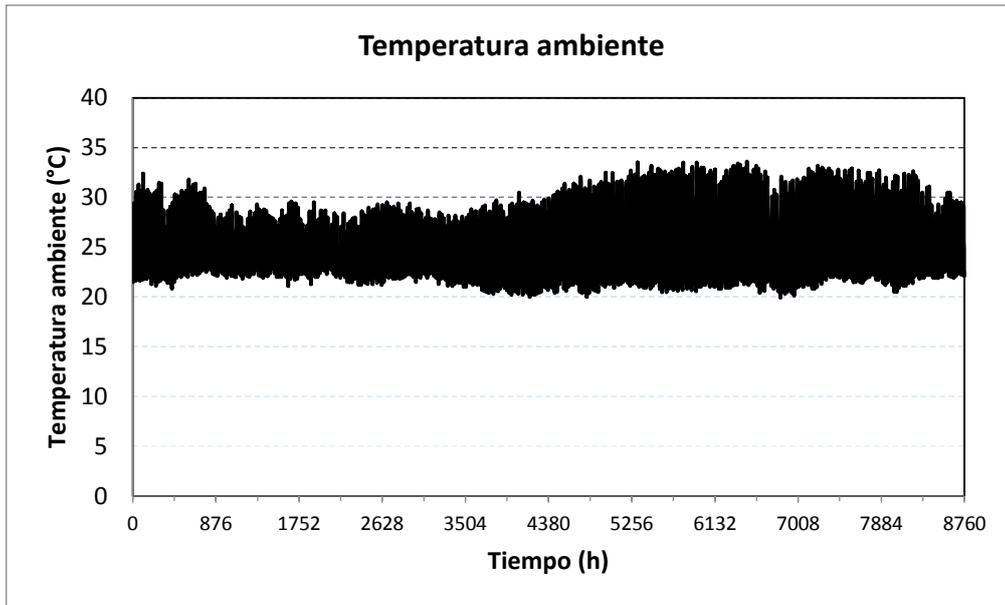


Figura 2.4 Temperatura ambiente
(Fuente: Elaboración propia)

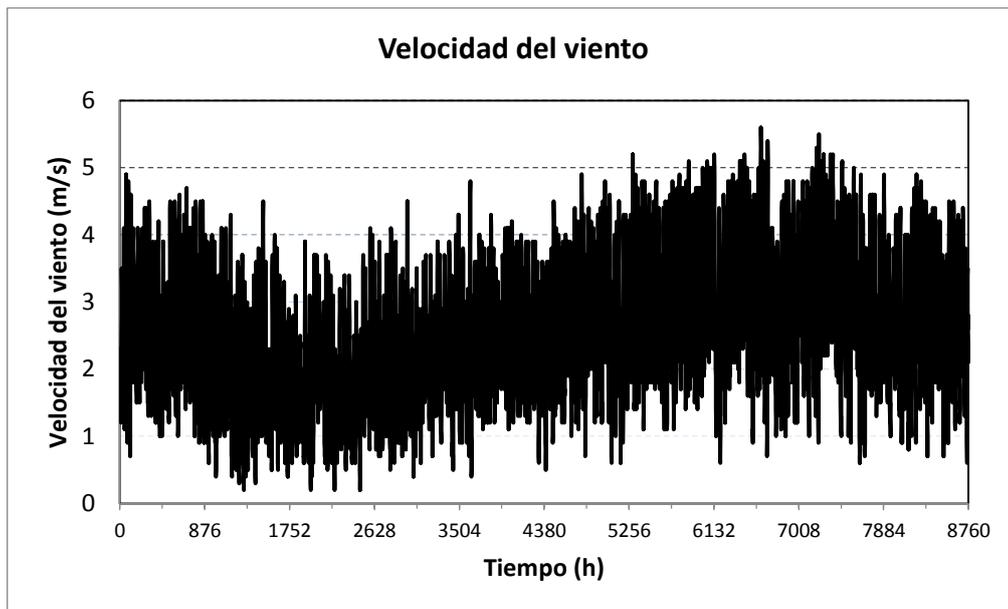


Figura 2.5 Velocidad del viento
(Fuente: Elaboración propia)

2.4.3 Análisis del perfil de carga por hora

Para establecer el perfil de carga diaria por hora del nodo de telecomunicaciones se registró la potencia activa total que consume el Minishelter - Nodo B, utilizando un analizador de calidad de energía el mismo que fue instalado en el tablero de energía eléctrica desde el cual se energiza el nodo B. A continuación en las figuras 2.6 y 2.7 se

muestran las curvas de potencia activa total del Minishelter - Nodo B, para un período de tiempo de 8 días y para un día típico de 24 horas respectivamente.

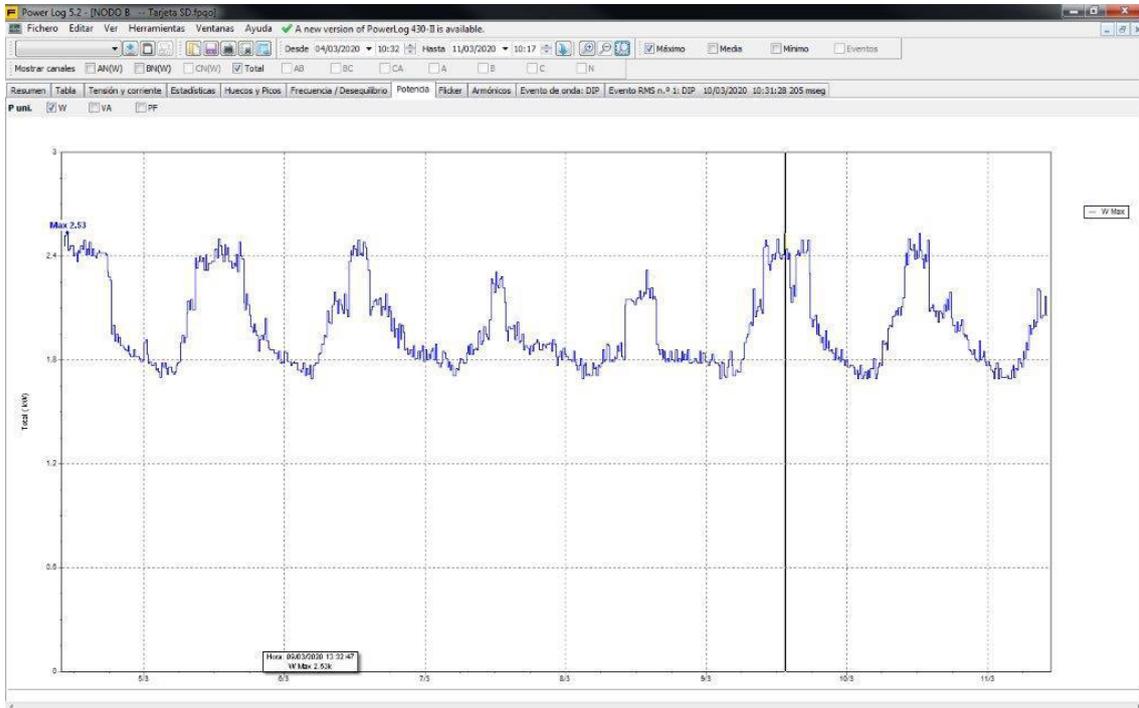


Figura 2.6 Potencia activa del nodo B período de tiempo 8 días
(Fuente: Elaboración propia)

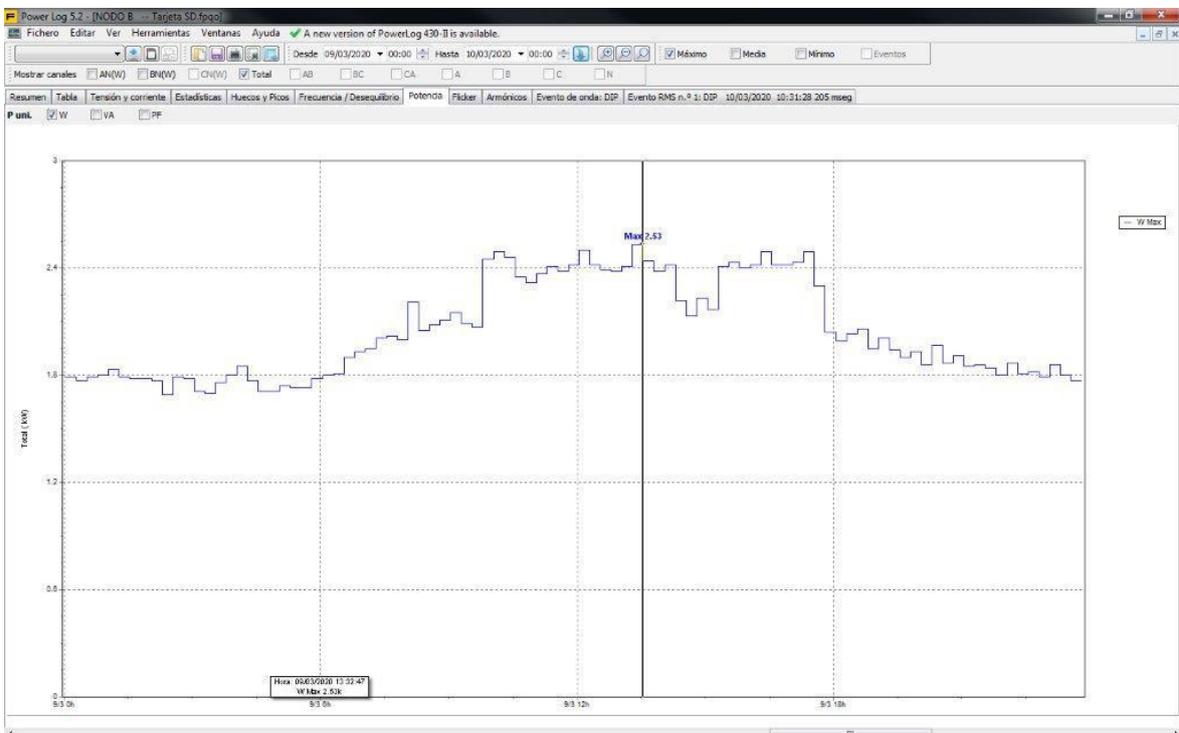


Figura 2.7 Potencia activa del nodo B de un día típico
(Fuente: Elaboración propia)

En la tabla 2.1 y figura 2.8, se muestra el perfil por hora del nodo de telecomunicaciones la cual es obtenida a partir de los datos de potencia registrados con el analizador de calidad de energía y sumada la potencia que se requiere para un tomacorriente el cual es utilizado eventualmente para energizar herramienta menor para realizar mantenimiento del nodo.

Tabla 2.1 Perfil de carga por hora del nodo de telecomunicaciones

Perfil de carga por hora del nodo de telecomunicaciones				
Hora	Equipamiento de telecomunicaciones	Tomacorriente		Potencia Total (kW)
	Potencia (W)	Potencia (W)	Factor de uso	
0-1	1.800	0	0	1.800
1-2	1.830	0	0	1.830
2-3	1.790	0	0	1.790
3-4	1.800	0	0	1.800
4-5	1.850	0	0	1.850
5-6	1.780	0	0	1.780
6-7	1.930	0	0	1.930
7-8	2.020	0	0	2.020
8-9	2.210	2400	10%	2.210
9-10	2.450	2400	10%	2.450
10-11	2.490	2400	10%	2.490
11-12	2.420	2400	10%	2.420
12-13	2.500	2400	10%	2.500
13-14	2.530	2400	10%	2.530
14-15	2.420	2400	10%	2.420
15-16	2.430	2400	10%	2.430
16-17	2.490	2400	10%	2.490
17-18	2.490	0	0	2.490
18-19	2.060	0	0	2.060
19-20	2.010	0	0	2.010
20-21	1.970	0	0	1.970
21-22	1.860	0	0	1.860
22-23	1.870	0	0	1.870
23-0	1.860	0	0	1.860

(Fuente: Elaboración propia)

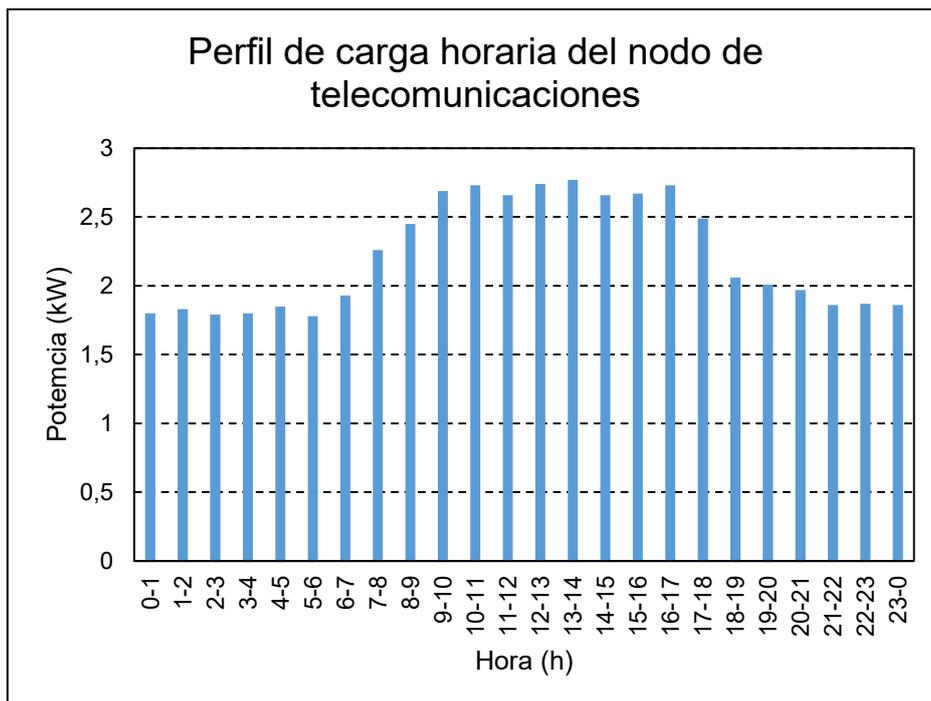


Figura 2.8 Perfil de carga por hora del nodo de telecomunicaciones
(Fuente: Propia)

2.4.4 Configuración y componentes del sistema híbrido de energía

En la figura 2.9 se muestra el sistema híbrido de energía fotovoltaico – eólico, el mismo que tiene como fuentes de energía de entrada al generador fotovoltaico y como sistema de respaldo de energía bancos de batería, los cuales se encuentran en configuración bus DC a -48 VDC para suministrar energía al equipamiento de telecomunicaciones; para alimentar las cargas AC se considera el uso de un inversor de voltaje.

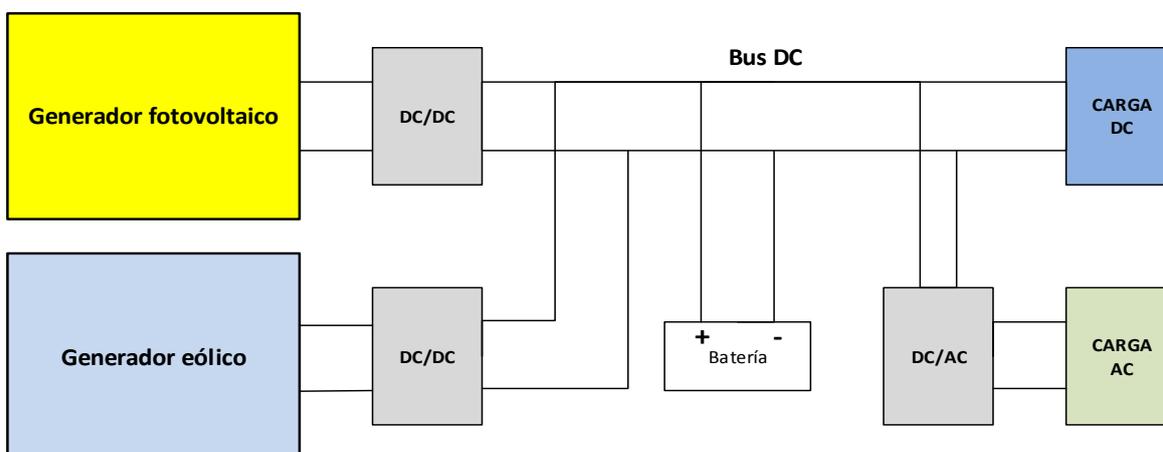


Figura 2.9 Sistema híbrido de energía fotovoltaico – eólico configuración bus DC
(Fuente: Elaboración propia)

2.4.5 Parametrización y aplicación del algoritmo de optimización

Para aplicar el algoritmo de optimización propuesto se ingresa: ubicación geográfica, datos meteorológicos y perfil de carga por hora; indicados en los numerales anteriores

En la figura 2.10 a 2.12 y tabla 2.2 a 2.4, se muestran los datos medios mensuales de la radiación solar, temperatura ambiente y velocidad del viento respectivamente.

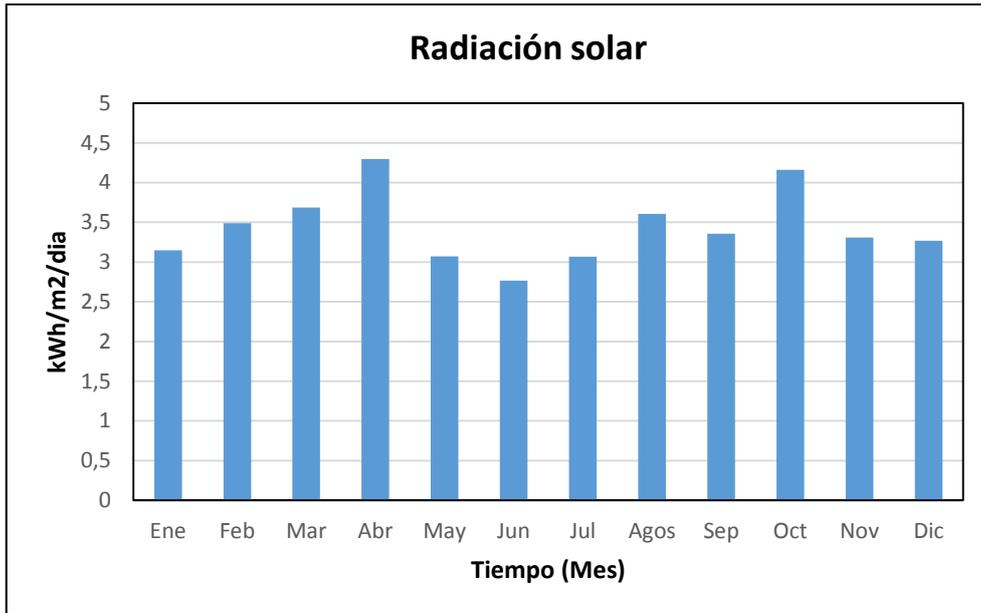


Figura 2.10 Radiación mensual media
(Fuente: Elaboración propia)

Tabla 2.2 Radiación mensual media

Radiación Solar (kWh/m ² /día)											
Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
3,148	3,488	3,687	4,298	3,073	2,765	3,067	3,608	3,357	4,160	3,310	3,270

(Fuente: Elaboración propia)

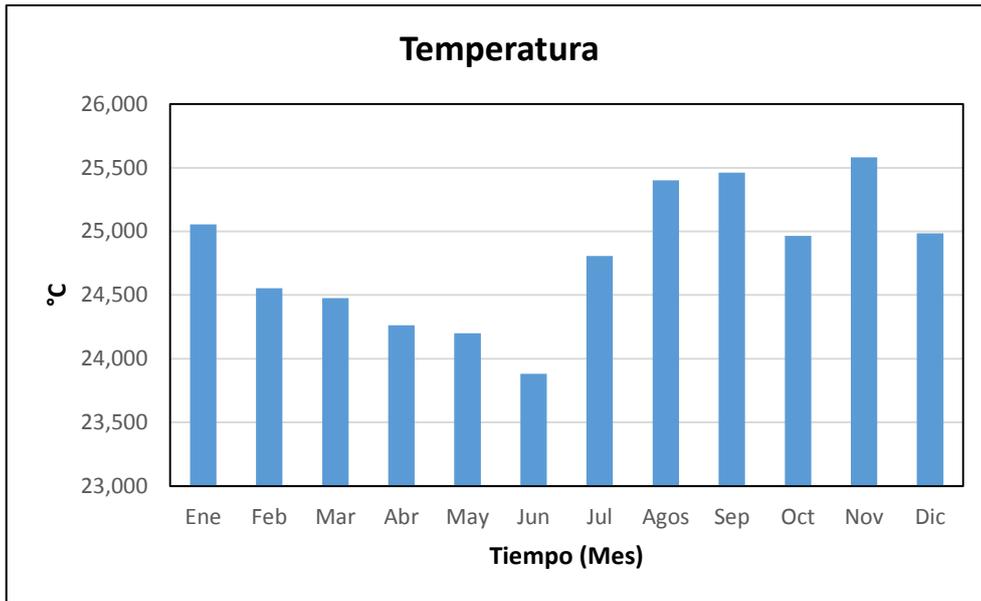


Figura 2.11 Temperatura mensual media
(Fuente: Elaboración propia)

Tabla 2.3 Temperatura mensual media

Temperatura (°C)											
Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Agos	Sep	Oct	Nov	Dic
25,05	24,55	24,47	24,26	24,20	23,88	24,80	25,40	25,46	24,96	25,58	24,98
5	3	5	3	1	3	7	1	1	5	1	5

(Fuente: Elaboración propia)

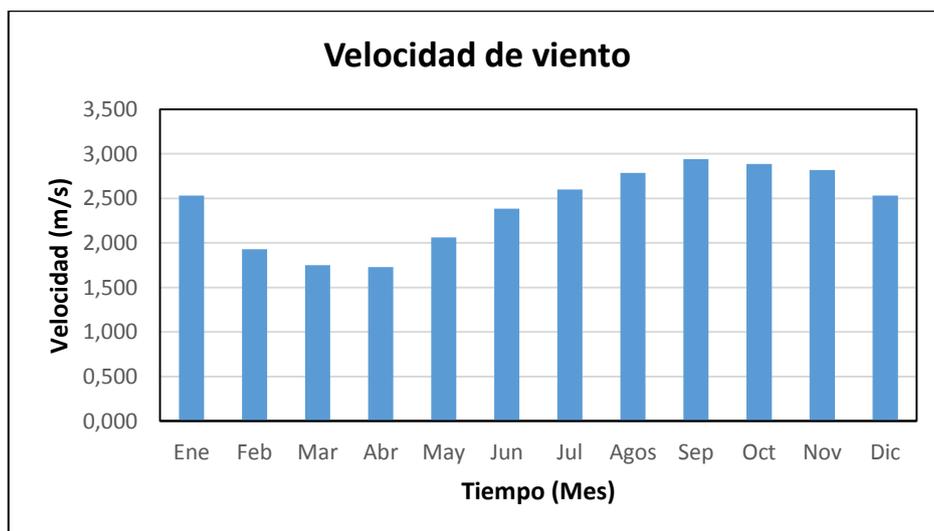


Figura 2.12 Velocidad del viento mensual media
(Fuente: Elaboración propia)

Tabla 2.4 Velocidad del viento mensual media

Velocidad del viento (m/s)											
Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
2,532	1,928	1,749	1,730	2,061	2,386	2,601	2,785	2,941	2,886	2,818	2,530

(Fuente: Elaboración propia)

En la tabla 2.5 a 2.7 se muestran los costos por unidad de potencia del módulo fotovoltaico, aerogenerador y batería; los mismos se calcularon considerando los precios promedio del mercado.

Tabla 2.5 Costo del módulo del fotovoltaico por unidad de potencia

Descripción	Potencia (W)	Precio (USD)	Relación (USD/W)	Promedio (USD/W)	Costo de unidad potencia (USD/kW)
Panel solar 375 Wp	375	220	0,59	0,59	590
Panel solar 270 Wp	270	160	0,59		

(Fuente: Elaboración propia)

Tabla 2.6 Costo del aerogenerador por unidad de potencia

Descripción	Potencia (W)	Precio (USD)	Relación (USD/W)	Promedio (USD/W)	Costo de unidad potencia (USD/kW)
Aerogenerador 600 W	600	1064	1,77	1,77	1770

(Fuente: Elaboración propia)

Tabla 2.7 Costo de la batería por unidad de energía

Descripción	Potencia (Wh)	Precio (USD)	Relación (USD/W)	Promedio (USD/W)	Costo de unidad energía (USD/kWh)
Batería 100 Ah	1200	257,6	0,21	0,22	220
Batería 150 Ah	1800	403,2	0,22		

(Fuente: Elaboración propia)

En la figura 2.13 a 2.15 se muestran los parámetros técnicos y económicos del módulo fotovoltaico, aerogenerador y batería.

Módulo Fotovoltaico		
Potencia Nominal	[W]	265
Factor de degradación potencia	[%]	20
Temperatura NOCT	[°C]	44
Voltaje	[V]	30
Coef de temp de Potencia	[%/°C]	-0,41
Eficiencia	[%]	16,2
Área	[m ²]	1,6368
Tiempo de vida útil	[años]	25
<hr/>		
Costo	[Usd/kW]	590
Costo de reemplazo	[Usd]	590
Costo de mantenimiento	[Usd/año]	5,9

Figura 2.13 Parámetros técnicos-económicos del módulo fotovoltaico
(Fuente: Elaboración propia)

Aerogenerador		
Potencia Nominal	[W]	1000
Velocidad de conexión (Vci)	[m/s]	4
Velocidad nominal (Vr)	[m/s]	14
Velocidad de desconexión (Vf)	[m/s]	25
Voltaje	[V]	24
Atura buje aerogenerador	[m]	12
Tiempo de vida útil	[años]	20
<hr/>		
Costo	[Usd/kW]	1770
Costo de reemplazo	[Usd]	1770
Costo de mantenimiento	[Usd/año]	53,100

Figura 2.14 Parámetros técnicos-económicos del aerogenerador
(Fuente: Elaboración propia)

<u>Banco de batería</u>		
Capacidad Nominal	[Ah]	83,4
Voltaje de celda	[V]	12
Profundidad de descarga (DOD)	[%]	80
Eficiencia de carga	[%]	80
Vida útil	[años]	4
Temperatura (vida útil)	[°C]	20
<hr/>		
Costo	[Usd/kWh]	220
Costo de reemplazo	[Usd]	220
Costo de mantenimiento	[Usd/año]	6,60

Figura 2.15 Parámetros técnicos-económicos de la batería
(Fuente: Elaboración propia)

En la figura 2.16 se muestran los parámetros del proyecto tiempo de vida del proyecto, tasa de interés y probabilidad de pérdida de suministro de energía.

Tabla 2.8 Parámetros del proyecto

<u>Parámetros del Proyecto</u>	
Tiempo de vida del proyecto (años)	25
Tasa de interés (%)	8,95
LPSP	0

Figura 2.16 Parámetros del proyecto
(Fuente: Elaboración propia)

2.4.6 Resultados del algoritmo de optimización

En la figura 2.17 se muestran los resultados de la simulación de la operación del sistema híbrido de energía para las 8760 horas de un año. El sistema compuesto por 47,965 kW de potencia fotovoltaica y 48,03 kWh en baterías es el que presenta menor costo

presente neto (*NPC*) y que cumple con la probabilidad de pérdida de suministro de energía (*LPSP requerido*).

Ítem	NPV	Potencia nominal módulo fotovoltaico	Potencia Generador Fotovoltaico	NTW	Potencia nominal	Potencia Aerogenerador	NBAT	Capacidad Batería	Capacidad Batería	Costo Inicial	Costo NPC
	u	W	kW	u	W	kW	u	Ah	kWh	USD	USD
1	181	265	47,965	0	1000	0	48	83,4	48,0384	\$ 38.867,80	\$ 66.393,62
2	168	265	44,52	0	1000	0	52	83,4	52,0416	\$ 37.715,95	\$ 67.102,55
3	159	265	42,135	0	1000	0	56	83,4	56,0448	\$ 37.189,51	\$ 68.498,55

Figura 2.17 Resultados de la simulación
(Fuente: Elaboración propia)

2.4.7 Implementación de sistema híbrido fotovoltaico – eólico propuesto en Homer Energy

Con la finalidad de validar los resultados obtenidos de la simulación de la operación del sistema híbrido fotovoltaico – eólico propuesto se implementa en el programa Homer Energy el sistema híbrido propuesto, considerando los mismos parámetros técnicos y económicos detallados en los numerales anteriores.

En la figura 2.18 se muestra el esquema del sistema híbrido fotovoltaico – eólico y la datos de ubicación geográfica de la localidad.

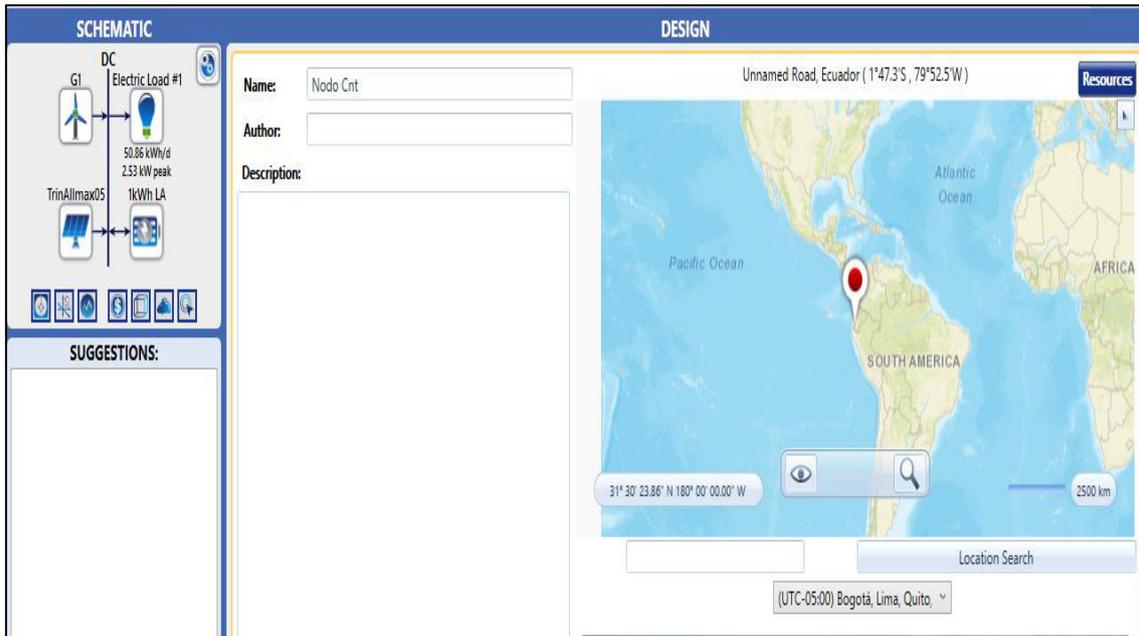


Figura 2.18 Esquema del sistema híbrido fotovoltaico – eólico y la datos de ubicación geográfica de la localidad (Fuente: Homer Energy)

En las figuras 2.19 a 2.22 se muestran los datos de: radiación solar, temperatura ambiente, velocidad del viento y perfil de carga.



Figura 2.19 Radiación solar media mensual (Fuente: Homer Energy)



Figura 2.20 Temperatura ambiente media mensual
(Fuente: Homer Energy)



Figura 2.21 Velocidad del viento media mensual
(Fuente: Homer Energy)

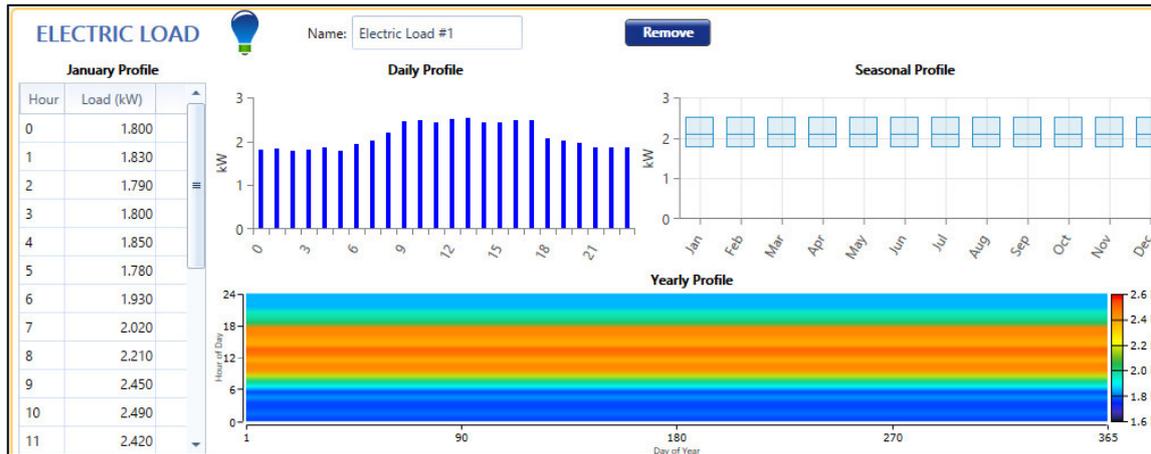


Figura 2.22 Perfil de carga por hora
(Fuente: Homer Energy)

En las figuras 2.23 a 2.25 se muestran la parametrizaciones de: módulo fotovoltaico, aerogenerador y batería.

Add/Remove Trina Allmax PD05

PV Name: Trina Allmax PD05 Abbreviation: TrinAlln Remove Copy To Library

Properties

Name: **Trina Allmax PD05**
 Abbreviation: **TrinAllmax05**
 Panel Type: **Flat plate**
 Rated Capacity (kW): **0.2650**
 Temperature Coefficient: **-0.410**
 Operating Temperature (°C): **44.00**
 Efficiency (%): **16.20**
 Manufacturer: **Trina Solar**
[Data Sheet for Allmax PD05](#)
 Notes: **Relevant for residential-scale, utility-scale, or commercial-scale installations. 60 cell, multicrystalline module.**

Cost

Capacity (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/year)
1	590.00	590.00	5.90

Lifetime time (years): 25.00 More...

Site Specific Input

Derating Factor (%): 80.00

Electrical Bus

AC DC

Sizing

HOMER Optimizer™
 Search Space
 Advanced

Figura 2.23 Parámetros de funcionamiento del panel fotovoltaico Homer Energy
(Fuente: Homer Energy)

Add/Remove Generic 1 kW

WIND TURBINE Name: Generic 1 kW Abbreviation: G1 Remove Copy To Library

Properties

Name: **Generic 1 kW**
 Abbreviation: **G1**
 Rated Capacity (kW): **1**
 Manufacturer: **Generic**
homerenergy.com

Costs

Quantity	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/year)
1	\$1,770.00	\$1,770.00	\$53.10

Click here to add new item

Multiplier: [] [] []

Site Specific Input

Lifetime (years): 20.00 Hub Height (m): 17.00 Consider ambient temperature effects?

Quantity Optimization

HOMER Optimizer™
 Search Space
 Advanced

Electrical Bus

AC DC

Figura 2.24 Parámetros de funcionamiento del aerogenerador Homer Energy
(Fuente: Homer Energy)

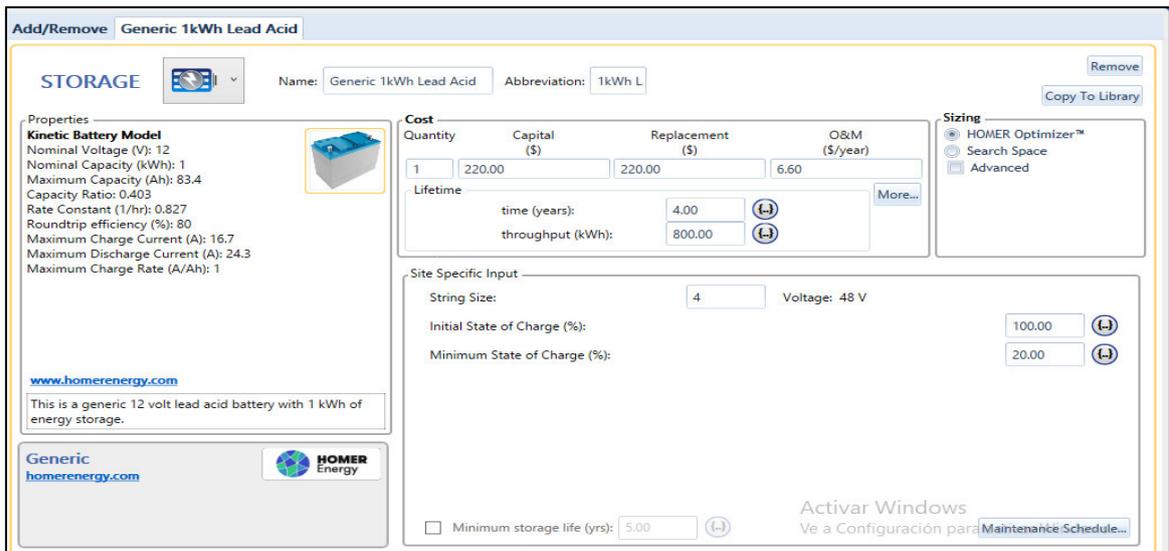


Figura 2.25 Parámetros de funcionamiento de la batería Homer Energy (Fuente: Homer Energy)

En la figura 2.26 se muestran los resultados de la simulación de la operación del sistema híbrido de energía para las 8760 horas de un año. El sistema presenta menor costo presente neto (NPC) es el que compuesto por 48.4 kW de potencia fotovoltaica y 52 kWh en baterías.

RESULTS														
Optimization Results														
Left Double Click on a particular system to see its detailed Simulation Results.														
Architecture				Cost			System		TrinAllmax05		G1			
TrinAllmax05 (kW)	G1	1kWh LA	Dispatch	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Capital Cost (\$)	Production (kWh/yr)	Capital Cost (\$)	Production (kWh/yr)	O&M (\$/yr)
48.4		52	CC	\$69,574	\$0.380	\$3,000	\$39,984	100	0	28,544	45,210			
48.2	1	52	CC	\$71,928	\$0.392	\$3,069	\$41,661	100	0	28,451	45,063	1,770	53.0	53.1

Figura 2.26 Resultados de la simulación en Homer Energy (Fuente: Homer Energy)

3 RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS

En la tabla 3.1 se muestran los resultados de la simulación obtenidos para 8760 horas de un año con el algoritmo de optimización desarrollado en Excel y Homer Energy.

Tabla 3.1 Resultados obtenidos

Descripción	Potencia generador fotovoltaico (kW)	Potencia aerogenerador (kW)	Energía baterías (kWh)	NPC (USD)
Algoritmo de optimización desarrollado en Excel	47,97	0,00	48,04	66393,62
Homer Energy	48,40	0,00	52,00	69574,00
Diferencia	0,43	0,00	3,96	3180,38
Error (%)	0,90%	0,00%	7,62%	4,57%

(Fuente: Elaboración propia)

El modelo matemático desarrollado en el presente trabajo para el generador fotovoltaico genera un error de 0,90% en el cálculo de la potencia fotovoltaica respecto al valor obtenido en Homer Energy, por lo que este error se considera tolerable.

El modelo matemático implementado para las baterías proporciona un error de 7.62% en el cálculo de la energía almacenada en las baterías en relación al valor calculado con Homer Energy, esto posiblemente se deba a que el modelo matemático utilizado en el presente trabajo considera a la vida útil de la batería como constante y Homer Energy lo considerable variable conforme la operación.

El valor del NPC tiene un error del 4,57% respecto al valor obtenido con Homer Energy, esto debe a la diferencia en la cantidad de baterías.

El algoritmo de optimización desarrollado en Excel y Homer Energy, dan como resultado que el sistema híbrido fotovoltaico-eólico que presenta menor NPC y que cumple con la Probabilidad de pérdida de suministro de energía LPSP es la configuración que está compuesta por generación fotovoltaica más baterías.

4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

En el presente trabajo se han desarrollado los modelos matemático para el generador fotovoltaico, aerogenerador y batería; se estableció la formulación del modelo para el dimensionamiento óptimo del sistema híbrido fotovoltaico – eólico, en base a la probabilidad de pérdida de suministro de energía (LPSP) y el costo presente neto (NPC) para evaluar el costo de ciclo de vida del sistema híbrido de energía.

En el presente trabajo se demostró que los resultados obtenidos al utilizar los modelos matemáticos desarrollados para el generador fotovoltaico, aerogenerador son bastantes

semejantes a los que se obtienen con el programa Homer Energy ya que presentan un porcentaje de error en general tolerable menor al 1%.

En este determinó que el resultado al aplicar el modelo matemático desarrollado para la batería presenta error del 7,62 % con respecto al valor obtenido en Homer Energy.

En el presente trabajo se demostró en este trabajo que el algoritmo de optimización desarrollado considerando al costo presente neto NPC como función objetivo, Probabilidad de pérdida de suministro de energía LPSP como restricción, Variables de decisión (número módulos fotovoltaicos / número de aerogeneradores / número de baterías) y datos de entrada; genera resultados similares a los obtenidos con Homer Energy.

En este trabajo se validó los resultados obtenidos realizando la comparación de los mismos con Homer Energy.

En el presente trabajo se determinó que el sistema híbrido fotovoltaico – eólico óptimo técnicamente y económica para un nodo tipo de telecomunicaciones de la Corporación Nacional de Telecomunicaciones es el que está compuesto por 47,97 kW de potencia del generador fotovoltaico más 48,04 kWh de almacenamiento de energía en baterías con un costo presente neto de 66393,62 USD.

4.2 RECOMENDACIONES

Se recomienda utilizar los modelos matemáticos desarrollados y el algoritmo de optimización considerando al costo presente neto NPC como función objetivo, Probabilidad de pérdida de suministro de energía LPSP como restricción, Variables de decisión (número módulos fotovoltaicos / número de aerogeneradores / número de baterías) y datos de entrada; cuando se requiera diseñar técnicamente y económicamente sistemas híbridos solar – eólico óptimos para nodos remotos de telecomunicaciones de la Corporación Nacional de Telecomunicaciones CNT EP.

Los sistemas híbridos de energía son las soluciones más recomendables para los nodos de telecomunicaciones ubicados en sitios remotos y de difícil acceso. Debido a que estos sistemas aprovechan la energía solar, eólica y pueden combinarse con baterías, logrando así que el suministro de energía eléctrica sea confiable para el correcto funcionamiento de la infraestructura de telecomunicaciones.

5 REFERENCIAS

- [1] M. C. d. S. EStratégicos. [En línea]. Available: https://issuu.com/sectoresestrategicos/docs/cata__logo_de_inversiones_de_los_se. [Último acceso: 10 01 2021].
- [2] R. Pérez Guerrero, Replanteo y funcionamiento de las instalaciones solares fotovoltaicas, Anadolucia España: IC Editorial, 2017.
- [3] J. A. Duffie y W. A. Beckman, Solar Engineering of Thermal Processes, CANADA: WILEY, 2013.
- [4] V. Mascarós, Gestión de montaje de instalaciones solares fotovoltaicas, Madrid: Paraninfo, 2016.
- [5] C. Pueyo, J. J. Pérez y E. Telmo, Energía Eólica, España: Universidad de Zaragoza, Prensas Universitarias de Zaragoza, 2008.
- [6] A. A. Bayod Rújula, Sistemas Fotovoltaicos, Zaragoza: Prensas Universitarias de Zaragoza, 2009.
- [7] S. Cucó Pardillos, Manual de Energía Eólica: Desarrollo de proyectos e instalaciones, Universitat Politècnica de València, 2017.
- [8] A. Creus Solé, Aerogeneradores, Cano Pina, 2007.
- [9] A. P. Talayero Navales y E. T. Martínez, Energía Eólica, Zaragoza: Prensas Universitarias de Zaragoza, 2011.
- [10] M. Cavcar, 29 08 2019. [En línea]. Available: <http://fisicaatmo.at.fcen.uba.ar/practicas/ISAweb.pdf>.
- [11] D. Rekioua y E. Matagne, Optimisation of Phovoltaic Power Systems, London: Springer, 2012.
- [12] M. C. Tobajas, Energía Solar Fotovoltaica, Canopina, 2018.
- [13] J. L. Bernal-Agustín y R. Dufo-López, «Simulation and optimization of stand-alone hybrid renewable energy systems,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 2111-2118, 2009.
- [14] B. S. Borowy y Z. M. Salameth, «Methodology for Optimally Sizing the Combination of a Battery Bank and PV Array in a Wind/PV Hybrid System,» *IEEE*, pp. 367-375, 1996.
- [15] A. Colmenar Santos, D. Borge Diez, E. Collado Fernandez y M. A. Castro Gil, Generación distribuida, autoconsumo y redes inteligentes, Madrid: UNED, 2015.
- [16] A. Kaabeche, M. Belhamel y R. Ibtouen, «Optimal sizing method for stand-alone hybrid PV/wind power generation system,» *Revue des Energies Renouvelables SMEE'10 Bou Ismail*

Tipaza, pp. 205-213, 2010.

- [17] W. Zhou, C. Lou, Z. Li, L. Lu y H. Yang, «Current status of research on optimum sizing of stand-alone hybrid solar-wind power generation systems,» *Applied Energy*, pp. 380-389, 2010.
- [18] Eltek, «Eltek,» 01 05 2020. [En línea]. Available: <https://www.eltek.com/products/smartpack2/>. [Último acceso: 01 05 2020].
- [19] S. Diaf, D. Diaf, M. Belhamel, M. Haddadi y A. Louche, «A methodology for optimal sizing of autonomous hybrid PV/wind system,» *Energy Policy*, pp. 5708-5718, 2007.
- [20] H. Borhazard, S. Mekhilef, V. G. Ganapathy, M. M. Delshad y A. Mirtaheri, «Optimization of micro-grid system usign MOPSO,» *Renewable Energy*, pp. 295-306, 2014.
- [21] H. Yang, W. Zhou, L. Lu y Z. Fang, «Optimal sizing method for stand-alone hybrid solar–wind system with LPSP technology by using genetic algorithm,» *Solar Energy*, pp. 354-367, 2008.
- [22] Narada Power Source Co.,LTD, 21 Enero 2020. [En línea]. Available: <https://fiammco.ir/wp-content/uploads/eos.pdf>. [Último acceso: 21 Enero 2020].
- [23] A. Kaabeche y R. Ibtouen, «Techno-economic optimization of hybrid photovoltaic/wind/diesel/battery generation in a stand-alone power system,» *Solar Energy*, pp. 171-182, 2014.
- [24] Y. Hongxing, Z. Wei y L. Chengzhi, «Optimal design and techno-economic analysis of a hybrid solar–wind power generation system,» *Applied Energy*, pp. 163-169, 2009.
- [25] A. Kaabeche, M. Belhamel y R. Ibtouen, «Techo-economic valuation and optimization of integrated photovoltaic/wind energy conversion system,» *Solar Energy*, pp. 2407-2420, 2011.
- [26] NASA, «Power Data Access Viewer,» 9 Septiembre 2019. [En línea]. Available: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>.
- [27] «Global Solar Atlas,» 9 octubre 2019. [En línea]. Available: <https://globalsolaratlas.info/>.
- [28] NREL (National Renewable Energy Laboratory), 2020. [En línea]. Available: <https://nsrdb.nrel.gov/about/what-is-the-nsrdb.html>. [Último acceso: 12 02 2020].
- [29] D. G. Vaca Revelo, Validación de datos satelitales de radiación solar utilizando mediciones terrestres para el Ecuador, Escuela Politécnica Nacional, 2018.
- [30] G. earth, «Google earth,» [En línea]. Available: <https://earth.google.com/web/@-0.28375,-80.028972,284.50006277a,1056.52803542d,35y,0h,45t,0r/data=CjgANhIwCgAZKVyPwwUo0r8h-x9grdoBVMAqGjDCsDE3JzAxLjUiUyA4MMKwMDEnNDQuMyJXGAlgASgC>. [Último acceso: 04 05 2020].

ANEXO 1

COSTOS DE PANELES FOTOVOLTAICOS, AEROGENERADOR Y BATERÍAS



Hola Edgar Maila,

¡Gracias por comprar en PROVIENTO STORE!

—

Detalles del pedido

Pedido: ADTIHURQV Realizado el 26/03/2021 10:08:36

Pago: Pagos por cheque

Referencia	Producto	Precio unitario	Cantidad	Precio total
EGE375M-72	Panel Solar 375Wp /24VDC Monocristalino FULL BLACK	220,00 \$	1	220,00 \$
6-GFM(G)-100	Bateria 100Ah/12VDC GEL de Ciclo Profundo SBB	257,60 \$	1	257,60 \$
6-GFM(G)-150	Bateria 150Ah/12VDC GEL de Ciclo Profundo SBB	403,20 \$	1	403,20 \$
NE-600	Aerogenerador 600W/12-24VDC	1.064,00 \$	1	1.064,00 \$
EGE270P-60	Panel Solar 270Wp /30VDC Policristalino 60 celulas	160,00 \$	1	160,00 \$

ANEXO 2

HOJA DE DATOS - PANEL FOTOVOLTAICO

Mono **Multi** Solutions

THE ALLMAX MODULE



60 CELL
MULTICRYSTALLINE MODULE

250-265W
POWER OUTPUT RANGE

16.2%
MAXIMUM EFFICIENCY

0~+5W
POSITIVE POWER TOLERANCE

As a leading global manufacturer of next generation photovoltaic products, we believe close cooperation with our partners is critical to success. With local presence around the globe, Trina is able to provide exceptional service to each customer in each market and supplement our innovative, reliable products with the backing of Trina as a strong, bankable partner. We are committed to building strategic, mutually beneficial collaboration with installers, developers, distributors and other partners as the backbone of our shared success in driving Smart Energy Together.

Trina Solar Limited
www.trinasolar.com

Trina solar
Smart Energy Together



Our most versatile product

- Compatible with all major BOS components and system designs
- 1000V UL/1000V IEC certified



One of the industry's most trusted modules

- Field proven performance



Highly reliable due to stringent quality control

- Over 30 in-house tests (UV, TC, HF, and many more)
- In-house testing goes well beyond certification requirements
- PID resistant



Certified to withstand challenging environmental conditions

- 2400 Pa wind load
- 5400 Pa snow load
- 35 mm hail stones at 97 km/h

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

10 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty

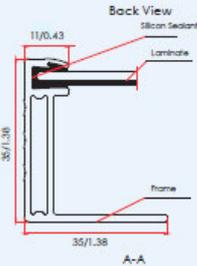
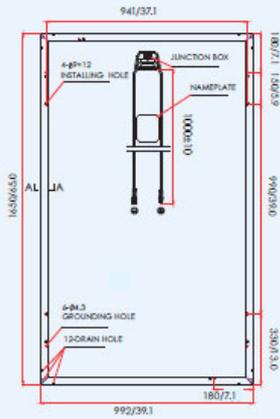


THE ALLMAX MODULE

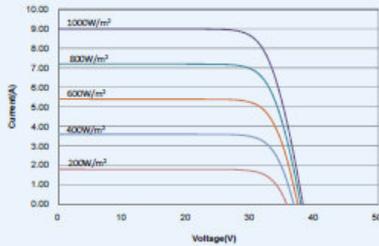
PRODUCTS POWER RANGE

TSM-PD05.08	255-265W
TSM-PD05.05	250-260W

DIMENSIONS OF PV MODULE unit:mm/in



I-V CURVES OF PV MODULE (260W)



CERTIFICATION



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)	250	255	260	265
Power Output Tolerance- P_{MAX} (W)	0 ~ +5			
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	30.3	30.5	30.6	30.8
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	8.27	8.37	8.50	8.61
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	38.0	38.1	38.2	38.3
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	8.79	8.88	9.00	9.10
Module Efficiency η_m (%)	15.3	15.6	15.9	16.2

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	186	189	193	197
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	28.1	28.2	28.4	28.6
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	6.63	6.71	6.81	6.89
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	35.3	35.3	35.4	35.5
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	7.10	7.17	7.27	7.35

NOCT: Irradiance at 800 W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Solar cells	Multicrystalline 156 × 156 mm (6 inches)
Cell orientation	60 cells (6 × 10)
Module dimensions	1650 × 992 × 35 mm (65.0 x 39.1 x 1.4 inches)
Weight	18.6 kg (41 lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Tempered Glass
Backsheet	White (PD05.08); Black (PD05.05)
Frame	Black Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 65 or IP 67 rated
Cables	Photovoltaic Technology cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), 1000mm (39.4 inches)
Connector	UTX Amphenol
Fire Type	Type 1 or 2

TEMPERATURE RATINGS

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	44°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P_{MAX}	-0.41%/°C
Temperature Coefficient of V_{OC}	-0.32%/°C
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.05%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+65°C
Maximum System Voltage	1000V DC (IEC) 1000V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	15A

WARRANTY

10 year Product Workmanship Warranty

25 year Linear Power Warranty

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 30 pieces

Modules per 40' container: 840 pieces

TSM_EN_2016_A

ANEXO 3

HOJA DE DATOS - BATERÍA



Sunbright Power Co.,LTD.

6-GFM(G)-100Ah Gel Battery Specification

We are an ISO9001 certified organization. And the products are approved by CE & UL. The nominal voltage of this series is 12V. And the capacity ranges from 33Ah to 250Ah. Their typical applications include: emergency lighting systems, electricity power supply systems, communication systems, UPS systems, starting systems, solar systems etc.

Battery Construction		General Features	
Component	Material	Maintenance free	
Positive plate	Lead dioxide	Convenient for installation	
Negative plate	Lead	Safety and no leakage	
Container	ABS	Excellent recharge and discharge performance	
Cover	ABS	Low self-discharge rate, charge each standby 6 months, temperature 25°C	
Safety valve	Rubber	Adapt to high or low temperature	
Terminal	Copper	Good deep discharge performance	
Electrolyte	Gelled acid	Longer cycle life	
		UL approval	

Performance Characteristics	
1.Dimension and weight	
Length	330mm
Width	173mm
Height	217mm
Total Height	222mm
Reference Weight	30.8kg
2.Functional Parameter	
Rated Voltage	12V
Numbers of cells	6 Cells
Designed Life	10-12 Years
3.Rated Capacity at 25°C (77° F)	
10 hr rate (0.1C, 10.8V)	100Ah
3 hr rate (0.25C, 10.8V)	74.6Ah
1 hr rate (0.55C, 10.5V)	56.8Ah
4.Capacity affected by Temperature (10hour rate)	
40°C (104° F)	103%
25°C (77° F)	100%
0°C (32° F)	85%
-15°C (5° F)	65%
5.Charge Method: constant-voltage charging at 25°C (77° F)	
Cyclic use	14.4~14.9V
Maximum charging current	25A
Temperature Compensation	-30mV/°C
Float Use	13.6~13.8V
Temperature Compensation	-20mV/°C
6.Environment Temperature Requirements	
Discharge Temperature	-20~60°C
Charge Temperature	0~50°C
Storage Temperature	-20~60°C
7.Inner Resistance&Max. Discharge Current	
A fully charged battery at 25°C (77° F)	5mΩ
Max. Discharge Current	1500A (5s)
Short Circuit Current	5000A
8.Self-discharge	
3% Of the capacity per month at 25°C (77° F)	
Capacity after 3 month storage	91%
Capacity after 6 month storage	82%
Capacity after 12 month storage	64%

Dimensions (mm)	3D Model Review

Constant-current discharge parameter Unit: A (25°C)

F.V/Time	20min	30min	45min	1h	2h	3h	5h	6h	8h	10h	20h
1.80V/cell	109.49	83.84	63.16	52.88	32.88	24.86	17.40	14.58	11.64	10.00	5.42
1.75V/cell	123.05	92.20	68.25	56.61	34.92	26.21	18.08	15.03	11.98	10.17	5.54
1.70V/cell	132.54	98.76	72.43	59.89	36.95	27.34	18.64	15.59	12.32	10.43	5.60
1.65V/cell	137.97	102.60	75.03	62.15	37.97	28.14	18.98	15.82	12.54	10.55	5.66
1.60V/cell	149.49	109.83	80.56	65.99	39.44	29.27	19.66	16.27	12.77	10.77	5.74

Constant-current discharge parameter Unit: W (25°C)

F.V/Time	20min	30min	45min	1h	2h	3h	5h	6h	8h	10h	20h
1.80V/cell	206.78	160.00	121.47	102.49	63.95	48.47	34.24	28.70	23.05	19.89	10.81
1.75V/cell	229.83	174.46	130.40	109.04	67.57	51.07	35.48	29.72	23.73	20.23	11.02
1.70V/cell	244.97	185.20	137.51	114.80	71.30	52.99	36.50	30.62	24.41	20.68	11.14
1.65V/cell	252.09	190.40	141.36	118.42	72.77	54.46	37.06	31.07	24.75	20.90	11.24
1.60V/cell	270.17	201.92	150.73	125.08	75.37	56.38	38.19	31.75	25.08	21.36	11.41

ANEXO 4

HOJA DE DATOS - AEROGENERADOR



NUEVO AEROGENERADOR LIVIANO DE 600W



Modelo:
FW06-24

Potencia nominal:
600W

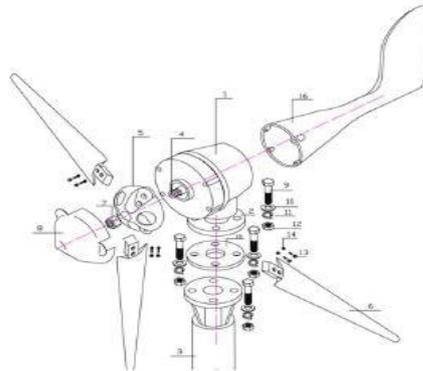
Potencia max:
610W

Diametro de hélice:
1.8m

Velocidad de arranque:
2.5 m/s

Velocidad potencia:
12 m/s

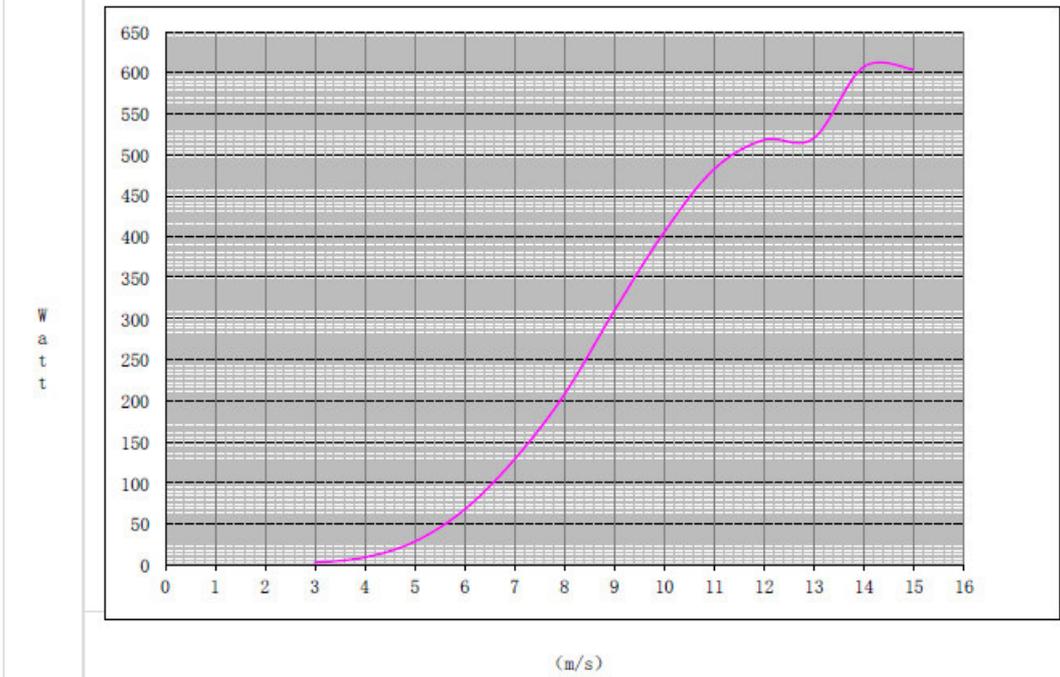
Aerogenerador liviano de un avanzado diseño. Con sus tres aspas de fibra de nylon y su generador síncrono de imanes permanentes este aerogenerador ofrece un arranque con vientos moderados de solo 2.5m/s



No.2,Ningkang West Road,Yueqing, Zhejiang,325600 P.R.China Tel: 86-577-62529820 Fax: 86-577-62539820



S-600W POWER CURVE



ANEXO 5
PROGRAMA DESARROLLADO EN MICROSOFT EXCEL

Sub FIAB()

Dim t As Integer

Dim i As Integer

Dim N_datos As Integer

Dim j As Integer

Dim MDTEMP As Variant

Dim MDPL As Variant

Dim MDPPV As Variant

Dim MDPWT As Variant

Dim Nbat As Integer

Dim Nbat_min As Integer

Dim Nbat_max As Integer

Dim Npv As Integer

Dim Npv_min As Integer

Dim Npv_max As Integer

Dim Nwt As Integer

Dim Nwt_min As Integer

Dim Nwt_max As Integer

Dim m As Integer

Dim nn As Integer

Hoja12.Cells(8, 23) = "CALCULANDO..."

```
Hoja12.Range("E26:Q3000").ClearContents
'XXX PARAMETRIZAR
Application.ScreenUpdating = False
Application.Calculation = xlCalculationManual
Application.EnableEvents = False
Application.StatusBar = "En proceso...."
'XXX
```

```
Nbat_min = 1
```

```
Npv_min = 1
```

```
Nwt_min = 0 'Hoja2.Cells(3, 15)
```

```
Epv = 0 ' Energia fotovoltaica generada
```

```
Ewt = 0 ' Energia eolica generada
```

```
EG = 0 ' Energia total generada
```

```
SOC_T = 0 'Estado de carga
```

```
suma_LPS = 0
```

```
suma_EI = 0 'Sumatoria de carga
```

```
CDOD = 0 'Contador de desacrga profundas
```

```
t = 0
```

```
j = 0 'contador para imprimir resultados
```

```
s = 0 'contador para generar soluciones
```

```
'Parámetros de la localidad
```

```
N_datos = Hoja3.Cells(28, 5) 'numero de datos a simular
```

'Parámetros perfil de carga

ho = Hoja8.Cells(7, 5) 'días de autonomía

Ub = Hoja8.Cells(9, 5) 'voltaje de operación

LPSP_req = Hoja8.Cells(11, 5) / 100 'LPSP requerido

Ey = Hoja8.Cells(40, 6) 'Consumo de Energía por día

Plhm = Hoja8.Cells(41, 6) 'Potencia horaria máxima

'Parámetros módulo fotovoltaico

Pm_pv = Hoja10.Cells(6, 5) 'Potencia nominal del módulo fotovoltaico

'Parámetros del aerogenerador

Pa_wt = Hoja10.Cells(34, 5) 'Potencia nominal del aerogenerador

'Parámetros batería

SOC_to = 1

Cn_bat = Hoja10.Cells(59, 5) 'Capacidad nominal del banco de baterías

eff_bat = Hoja10.Cells(65, 5) / 100 'eficiencia recarga de batería

DOD = Hoja10.Cells(63, 5) / 100

VB = Hoja10.Cells(61, 5) 'voltaje batería

SOC_min = 1 - DOD

'Hoja2.Cells(3, 10) = SOC_min

ndsc = 0.94 'eficiencia de la batería incluye perdidas por descarga

'Parámetros de inversor

eff_inv = Hoja10.Cells(103, 5) / 100

'Parámetros económicos

t_a = Hoja12.Cells(7, 11) / 100 ' tasa anual

V_p = Hoja12.Cells(5, 11) ' vida útil del proyecto

'calculos iniciales

$Npv_max = CInt(20 * Plhm / Pm_pv)$

Hoja6.Cells(4, 43) = Npv_max

$Nwt_max = CInt(3 * Plhm / Pa_wt)$

Hoja6.Cells(4, 44) = Nwt_max

$CBAT = ho * Ey / (ndsc * DOD * Ub)$ ' capacidad del banco de baterías

Hoja6.Cells(4, 46) = CBAT

$Nbat_max = CInt(CBAT / Cn_bat)$ ' Número máximo de banco de baterías

Hoja6.Cells(4, 45) = Nbat_max

'Lectura de datos

MDTEMP = Hoja6.Range("G9:G8769").Value

MDPL = Hoja6.Range("H9:H8769").Value

MDPPV = Hoja6.Range("AF9:AF8769").Value

MDPWT = Hoja6.Range("AI9:AI8769").Value

'Fin lectura de dato

'INICIO PROCESO

Nbat = Nbat_min

Inc_Nbat:

'Hoja2.Cells(3, 2) = Nbat

Nwt = Nwt_min

Inc_Nwt:

'Hoja2.Cells(3, 3) = Nwt

Npv = Npv_min

Inc_Npv:

SOC_to = 1

For i = 1 To N_datos 'contador de tiempo

Temp = MDTEMP(i, 1)

PL = MDPL(i, 1)

P_pv = MDPPV(i, 1)

P_wt = MDPWT(i, 1)

EG = Npv * P_pv + Nwt * P_wt:

Ibat = (EG - PL) / Ub

Cnt_bat = Nbat * Cn_bat * 0.85 * (1 + 0.006 * (Temp + 273.15 - 298.15)) 'Se calcula energía producida

If EG >= PL Then 'EG>EL

SOC_T = SOC_to * (1 - 0.06 / 24) + (Ibat * eff_bat) / (Cnt_bat) 'Se carga la batería

SOC_to = SOC_T

LPS = 0

If SOC_T > 1 Then

SOC_T = 1

SOC_to = SOC_T

End If

Else 'EG<EL

SOC_T = SOC_to * (1 - 0.06 / 24) + (Ibat * eff_bat) / (Cnt_bat)

SOC_to = SOC_T

LPS = 0

If SOC_T < SOC_min Then

SOC_T = SOC_min

LPS = PL - (EG + Ub * (Cnt_bat * (SOC_T - SOC_min)))

suma_LPS = suma_LPS + LPS 'calculo LPS

End If

End If

suma_EI = suma_EI + PL 'calculo LPS

Next i

LPSP = suma_LPS / suma_EI

If LPSP <= LPSP_req Then 'SAVE AS CONFIGURACION

Hoja12.Cells(26 + j, 5) = Npv

Hoja12.Cells(26 + j, 7) = Nwt

Hoja12.Cells(26 + j, 9) = Nbat * (Ub / VB)

Hoja12.Cells(26 + j, 17) = LPSP

'reseteo contador de pv para encontrar otra solución

j = j + 1

num_solu = j

Npv = Npv_max

'realizar evaluación económica

End If

LPS = 0

suma_LPS = 0

suma_EI = 0

DODR = 0

If Npv >= Npv_max Then

 If Nwt >= Nwt_max Then

 If Nbat >= Nbat_max Then

 j = 0 'contador para imprimir resultados

 GoTo fin

 Else

 Nbat = Nbat + 1

 GoTo Inc_Nbat

 End If

 Else

 Nwt = Nwt + 1

 GoTo Inc_Nwt

 End If

Else

 Npv = Npv + 1

 GoTo Inc_Npv

End If

fin:

Hoja6.Cells(8779, 2) = num_solu

```
'XXX PARAMETRIZAR  
Application.ScreenUpdating = True  
Application.Calculation = xlCalculationAutomatic  
Application.EnableEvents = True  
Application.StatusBar = False
```

```
'XXX  
Hoja12.Cells(8, 23) = "CALCULO EXITOSO "  
End Sub
```

```
Sub NPC()
```

```
Dim n_sol As Integer  
Dim m As Integer  
Dim i As Integer  
Dim j As Integer  
Dim C_om As Long  
Dim t_remp(5) As Variant  
Dim C_remp_aux(4) As Variant  
Dim C_recup_aux(4) As Variant  
Dim MDNPV As Variant  
Dim MDNWT As Variant  
Dim MDNBAT As Variant  
Dim MDCINI As Variant  
Dim MDCRE As Variant  
Dim MDCOM As Variant  
Dim MDVU As Variant  
  
n_sol = Hoja6.Cells(8779, 2) 'numero de soluciones
```

```

'Parámetros económicos
t_a = Hoja12.Cells(7, 11) / 100 ' tasa anual
V_p = Hoja12.Cells(5, 11) ' vida útil del proyecto

Hoja12.Cells(8, 23) = "REALIZANDO ANÁLISIS ECONÓMICO"
Hoja12.Range("K26:O300").ClearContents

'PARAMETRIZAR
Application.ScreenUpdating = False
Application.Calculation = xlCalculationManual
Application.EnableEvents = False
Application.StatusBar = "En proceso...."

'LECTURA DE DATOS
MDNPV = Hoja12.Range("E26", Range("E26").End(xlDown)).Value 'numero de paneles
fotovoltaicos
MDNWT = Hoja12.Range("G26", Range("G26").End(xlDown)).Value 'número de
aerogeneradores
MDNBAT = Hoja12.Range("I26", Range("I26").End(xlDown)).Value 'número de baterías
MDCINI = Hoja10.Range("AK5:AK9").Value 'costos iniciales
MDCRE = Hoja10.Range("AL5:AL9").Value 'costos reemplazo
MDCOM = Hoja10.Range("AM5:AM9").Value 'costos OM
MDVU = Hoja10.Range("AN5:AN9").Value 'VIDA UTIL

For j = 1 To n_sol 'contador de soluciones

'calculo costo inicial
C_ini_T = 0

C_ini_T = MDNPV(j, 1) * MDCINI(1, 1) + MDNWT(j, 1) * MDCINI(2, 1) + MDNBAT(j, 1) *
MDCINI(3, 1) + MDCINI(4, 1) + MDCINI(5, 1) ' costo inicial del equipo

'calculo costo om

```

```
C_om_T = 0
```

```
For i = 1 To V_p
```

```
    C_om_T = C_om_T + (MDNPV(j, 1) * MDCOM(1, 1) * (1 / (1 + t_a) ^ i) + MDNWT(j, 1) *  
MDCOM(2, 1) * (1 / (1 + t_a) ^ i) + MDNBAT(j, 1) * MDCOM(3, 1) * (1 / (1 + t_a) ^ i) + MDCOM(4,  
1) * (1 / (1 + t_a) ^ i) + MDCOM(5, 1) * (1 / (1 + t_a) ^ i)) ' costo inicial del equipo
```

```
Next i
```

```
' cálculo de reemplazo del equipo
```

```
For i = 1 To 5
```

```
    t_remp(i) = CInt(V_p / MDVU(i, 1)) ' calculo el número de veces que se debe reemplazar el  
equipo
```

```
Next i
```

```
C_remp_T = 0
```

```
C_remp_1 = 0
```

```
C_remp_2 = 0
```

```
C_remp_3 = 0
```

```
C_remp_4 = 0
```

```
C_remp_5 = 0
```

```
For i = 1 To t_remp(1) 'PV
```

```
    n = MDVU(1, 1) * i
```

```
    C_remp_1 = C_remp_1 + MDNPV(j, 1) * MDCRE(1, 1) * (1 / (1 + t_a) ^ n)
```

```
Next i
```

```
For i = 1 To t_remp(2) 'WT
```

```
    n = MDVU(2, 1) * i
```

```

    C_remp_2 = C_remp_2 + MDNWT(j, 1) * MDCRE(2, 1) * (1 / (1 + t_a) ^ n)
Next i

For i = 1 To t_remp(3) 'BAT
    n = MDVU(3, 1) * i
    C_remp_3 = C_remp_3 + MDNBAT(j, 1) * MDCRE(3, 1) * (1 / (1 + t_a) ^ n)
Next i

For i = 1 To t_remp(4) 'RET
    n = MDVU(4, 1) * i
    C_remp_4 = C_remp_4 + MDCRE(4, 1) * (1 / (1 + t_a) ^ n)
Next i

For i = 1 To t_remp(5) 'INV
    n = MDVU(5, 1) * i
    C_remp_5 = C_remp_5 + MDCRE(5, 1) * (1 / (1 + t_a) ^ n)
Next i

    C_remp_T = C_remp_1 + C_remp_2 + C_remp_3 + C_remp_4 + C_remp_5
' cálculo de costo de recuperación de equipo al final

```

```

C_recup_T = 0
C_recup_1 = 0
C_recup_2 = 0
C_recup_3 = 0
C_recup_4 = 0
C_recup_5 = 0

```

```

    C_recup_1 = MDNPV(j, 1) * MDCRE(1, 1) * ((MDVU(1, 1) - (V_p - t_remp(1) * MDVU(1, 1))) / MDVU(1, 1)) * (1 / (1 + t_a) ^ V_p) 'PV
    C_recup_2 = MDNWT(j, 1) * MDCRE(2, 1) * ((MDVU(2, 1) - (V_p - t_remp(2) * MDVU(2, 1))) / MDVU(2, 1)) * (1 / (1 + t_a) ^ V_p) 'WT
    C_recup_3 = MDNBAT(j, 1) * MDCRE(3, 1) * ((MDVU(3, 1) - (V_p - t_remp(3) * MDVU(3, 1))) / MDVU(3, 1)) * (1 / (1 + t_a) ^ V_p) 'BAT

```

```
C_recup_4 = 1 * MDCRE(4, 1) * ((MDVU(4, 1) - (V_p - t_remp(4) * MDVU(4, 1))) /  
MDVU(4, 1)) * (1 / (1 + t_a) ^ V_p) 'RET
```

```
C_recup_5 = 1 * MDCRE(5, 1) * ((MDVU(5, 1) - (V_p - t_remp(5) * MDVU(5, 1))) /  
MDVU(5, 1)) * (1 / (1 + t_a) ^ V_p) 'INV
```

```
C_recup_T = C_recup_1 + C_recup_2 + C_recup_3 + C_recup_4 + C_recup_5
```

```
'calculo NPC
```

```
NPC_T = C_ini_T + C_om_T + C_remp_T - C_recup_T
```

```
Hoja12.Cells(25 + j, 11) = C_ini_T
```

```
Hoja12.Cells(25 + j, 13) = C_om_T
```

```
Hoja12.Cells(25 + j, 4) = NPC_T
```

```
Hoja12.Cells(25 + j, 15) = NPC_T
```

```
Next j
```

```
Application.ScreenUpdating = True
```

```
Application.Calculation = xlCalculationAutomatic
```

```
Application.EnableEvents = True
```

```
Application.StatusBar = False
```

```
Hoja12.Cells(8, 23) = "ANÁLISIS ECONÓMICO EXITOSO"
```

```
End Sub
```