

POTENCIAL DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON SISTEMAS HÍBRIDOS FOTOVOLTAICO-  
EÓLICO EN ZONAS NO INTERCONECTADAS DE COLOMBIA

JULIAN DAVID PULGARÍN GARCÍA

Trabajo de grado para optar al título de maestría en ingeniería con énfasis en sistemas  
energéticos

Director

MAURICIO GIRALDO.

IM. PHD

UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA

FACULTAD DE INGENIERIA MECÁNICA

MAESTRÍA EN INGENIERÍA AREA SISTEMAS ENERGETICOS.

MEDELLIN

FEBRERO DE 2014

## Tabla de contenido

1. INTRODUCCIÓN.....	5
2. CONSIDERACIONES INICIALES Y DEFINICIÓN DEL CASO DE ESTUDIO.....	6
2.1. CARACTERIZACIÓN PANELES FOTOVOLTAICOS.....	9
2.2. PANELES SOLARES Y TEMPERATURA.....	11
2.3. CARACTERIZACIÓN DE TURBINAS EOLICAS.....	14
2.4. ZONAS NO INTERCONECTADAS DE COLOMBIA.....	6
2.5. CARACTERIZACIÓN DE BATERÍAS.....	17
2.6. CARACTERIZACIÓN DE OPTIMIZACIÓN.....	18
3. METODOLOGÍA.....	19
3.1. ANALISIS ESTADISTICO.....	20
3.2. DISTRIBUCIÓN Y UBICACIÓN DE EQUIPOS.....	21
3.3. MODELO EOLICO.....	22
3.4. MODELO FOTOVOLTAICO.....	31
3.5. MODELO DE DEMANDA ENERGETICA.....	34
3.6. MODELO DE BATERÍA.....	35
3.7. PROBABILIDAD DE PERDIDA DE CARGA (LPSP).....	40
3.8. MODELO DE ANÁLISIS FINANCIERO.....	40
4. ANALISIS DE RESULTADOS.....	51
5. CONCLUSIONES.....	64
6. BIBLIOGRAFÍA.....	68
7. ANEXO I. CONSIDERACIONES DE DISEÑO.....	71
8. ANEXO II ANALISIS EXERGETICO.....	94

## APENDICE.

$V_{oco}$  = Voltaje circuito abierto a condiciones normales de operación NOCT.

$I_{sco}$  = Corriente circuito abierto a condiciones normales de operación NOCT.

$V_{oc1}$  = Voltaje de circuito abierto a condiciones estándar STC.

$I_{sc1}$  = Corriente de circuito abierto a condiciones estándar STC.

$T_0$  = Temperatura @STC.

$T_1$  = Temperatura @NOCT.

$G_0$  = Radiacion STC.

$G_1$  = Radiación @ NOCT.

$K$  = constante de Boltzman  $1.38 \cdot 10^{-23}$  J/K

$q$  = carga del electron  $1.6 \cdot 10^{-19}$  C

$I_{sc}$  = la corriente de corto circuito a una radiación  $G$ .

$V_{oc}$  = el voltaje de circuito abierto a una radiación  $G$  y a una temperatura de panel  $T$  en grados kelvin.

$\alpha'$  = el coeficiente de absorción del panel, para el presente estudio se define un valor de 77% con base en lo planteado por Yang. Et al. 2008 [1].

$A$  = área del panel  $m^2$  que está en contacto con la radiación solar  $G$ .

TMY = año típico meteorológico.

$\sigma$  = constante de Stefan-Boltzman  $\left(5.67 \cdot 10^{-8} \frac{Wm^2}{K^4}\right)$ . Tasa de auto descarga de batería.

$\varepsilon_{sky}$  = emiscividad del cielo, se define como 0,95 para las condiciones de la isla de providencia de acuerdo a lo planteado por Yang. Et al. 2008 [1].

$T_{sky}$  = temperatura del aire.

$T_{sky} = \text{Temperatura del cielo} = T_{air} - 20$  para las condiciones de la isla de providencia Yang. Et al. 2008 [1].

$\varepsilon_{ground}$  = emiscividad del suelo 0,95 Yang. Et al. 2008 [1].

$\varepsilon_{pv}$  = emiscividad del panel 0,8. Yang. Et al. 2008 [1].

$T_{ground}$  = Temperatura del suelo, se define igual a  $T_{sky}$  Yang. Et al. 2008 [1].

$v_{wind}$  = velocidad del viento (m/s).

$P_m = E_{gen}(t)$  = Potencia generada (Watts).

$T_{pv}$  = Temperatura de celda en el panel.

$C''_{bat}$  = es la capacidad nominal de la batería en Ah.

$T_{bat}$  = Temperatura de la batería, se define como  $T_{amb} + 5$ .

$C'_{bat}$  = Corriente de la batería en función de la temperatura.

$C_{bat}(t)$  = Potencia de la batería en función del tiempo.

SOC = estado de carga de la batería.

$I_{bat}(t)$  = Corriente del banco de baterías en función del tiempo (A).

$V_{bat}(t)$  = Voltaje del banco de baterías en función del tiempo (V)

$P_{pv}(t)$  = Potencia fotovoltaica generada en función del tiempo (W).

$P_{eo}(t)$  = Potencia eólica generada en función del tiempo (W).

$P_{load}(t)$  = Potencia de demanda energética en función del tiempo (W).

$V_{bat}$  = Voltaje de la batería en función de la temperatura.

$\delta_v$  = coeficiente de pérdida de voltaje en la batería.

VPN = Valor Presente Neto.

CRF = tasa de recuperación financiera.

$\dot{Q}_{loss} = \dot{m}C_p(T_{at} - T_{av})$ . Pérdida de calor en el aire que rodea una turbina eólica.

$\dot{m}$  = es el flujo másico de aire.

$C_p$  = es el coeficiente de potencia de la turbina.

$R_r$  = constante de gases ideales (Kj/Kg K).

$\eta_{inv}, \eta_{bat}, \eta_{ch.bat}$  = Eficiencia del inversor, eficiencia de batería, eficiencia de carga en batería.

## ***1. INTRODUCCIÓN.***

Más de la mitad del territorio Colombiano pertenece a zonas no interconectadas (ZNI); este territorio que abarca cerca de 600.000  $km^2$  es variado en condiciones medioambientales, generando un amplio rango de aplicación para las posibles variables que actúan en la generación solar y eólica debido a la diversa topografía del territorio. Al dimensionar sistemas de generación fotovoltaicos o eólicos para estas regiones, es posible que la mejor opción desde el punto de vista técnico y económico sea un sistema netamente fotovoltaico, eólico o una opción híbrida que mezcle ambas tecnologías. Es importante saber balancear la simulación de ambas tecnologías integradas, además de saber analizar diferentes indicadores y encontrar la solución que mejor aproveche los recursos ambientales para tener una alimentación estable de energía a un precio razonable, todo esto con posibilidad de ser aplicado a cualquier condición meteorológica que se pueda presentar en las ZNI del territorio nacional; en el caso del presente estudio se elige la isla de Providencia donde según EEDAS S.A. E.S.P – 2012 [30] se gastan anualmente 2 millones de litros de combustible al año, es decir 528.344 galones, cada galón puesto en la isla tiene un precio de \$6134,54. Se está hablando de un costo anual para el combustible de \$3241 millones de pesos. Teniendo en cuenta esto, sin mirar los otros costos de producción que se tiene en la isla, se puede pensar en un sistema que aproveche las buenas condiciones de radiación y de viento que hay.

Para decidir cuál es la mejor opción es necesario hacer un estudio detallado de las condiciones meteorológicas del sitio, simular la capacidad de generación, la capacidad de suplir la demanda energética necesaria y las implicaciones de inversión y retorno de inversión.

Al revisar las opciones para dimensionar un sistema híbrido, se puede encontrar una alta variedad de propuestas de dimensionamiento debido a la condición multivariable de este problema, cada propuesta tiene un modelo donde, el mejor sistema depende de la variable respectiva que se esté analizando. Debido a esta variedad de posibilidades de dimensionamiento y optimización, es necesario hacer una revisión paramétrica de las propuestas más recientes para enfocar la presente investigación; según lo planteado por Hongxing, Zhou, Lu, Fang 2008; Kaldellis, Zafirakis, Kavadias. 2012; Diaf, Notton, Belhamel,

Haddadi, Louche. 2008; Erdinc & Uzonoglu. 2012 [1,11,12,13,14], se deduce que la forma más aplicable al caso colombiano es diseñar sistemas híbridos de generación tendiendo como base para las decisiones a tomar, la probabilidad de pérdida de carga (LPSP por sus siglas en inglés) y el costo nivelado de la energía (LCE).

El dimensionamiento técnico de sistemas solar-eólico depende del comportamiento de la radiación solar y la velocidad del viento principalmente. Con el fin de simular el comportamiento del sistema, es necesario predecir el comportamiento de cada uno de los componentes para luego evaluar la combinación de estos y hacer el respectivo análisis económico.

## ***2. CONSIDERACIONES INICIALES Y DEFINICIÓN DEL CASO DE ESTUDIO.***

### ***2.1. ZONAS NO INTERCONECTADAS DE COLOMBIA.***

“Las ZNI son los municipios, corregimientos, localidades y caseríos no conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN)” ( Colombia G. N. Artículo1 de la ley 855 de 2003).

Meier 2012 [34] plantea en detalle cuales son los departamentos en Colombia que se clasifican como ZNI o que si bien están dentro del SIN, tienen algunas ZNI. La lista comprende los departamentos de Amazonas, Antioquia, Arauca, Bolívar, Boyacá, Caquetá, Casanare, Cauca, Choco, Guainía, Guaviare, La Guajira, Magdalena, Meta, Putumayo, Valle del Cauca, Vaupés, y Vichada. Curiosamente no se revisa el caso del archipiélago de San Andrés y Providencia, uno de los departamentos que más complicaciones y costos presenta en su suministro eléctrico con plantas de diesel.

El PIEC (Plan Indicativo de Expansión de la Cobertura del Servicio de Energía Eléctrica) en el 2005 investigó la conectividad de las diferentes poblaciones del país con el fin de planificar la ampliación del SIN. En sus informes se muestran los mapas de cobertura de las ZNI lo cual puede ser muy útil para futuros estudios relacionados con estos territorios.

En el presente estudio se elige la isla de Providencia como caso de estudio debido a que la aplicación de tecnologías solares y eólicas en diferentes islas de la región Caribe es una

necesidad social, económica, política y ambiental dentro de la agenda de todos los países tanto desarrollados como en vía de desarrollo según NREL 2012 [26]. Además de esto, tratándose de una región de la cual casi no se tienen reportes meteorológicos ni energéticos claros, el desarrollo presentado puede servir de guía para proyectos en otras ZNI que tengan las mismas limitaciones.

Para definir la demanda energética de la isla, se tienen varios datos, por un lado la UPME – 2010 desarrolló un estudio llamado “Determinación del Consumo Básico de Subsistencia en los Sectores Residencial, Comercial y Hotelero en el departamento Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina” donde se determina un consumo de subsistencia de 186.5 kWh/mes/casa. Por otro lado, según la empresa de servicios públicos del archipiélago EEDAS S.A. E.S.P – 2012 [30] se plantea una generación anual de 5.9 Gwh. Y por último, con base la información dada por la Universidad de Freiburg - 2005 [10], se puede deducir una demanda energética promedio de  $690,625 \frac{w}{hora \times casa}$ . Con base en toda esta información encontrada, se elige como caso de estudio está último valor.

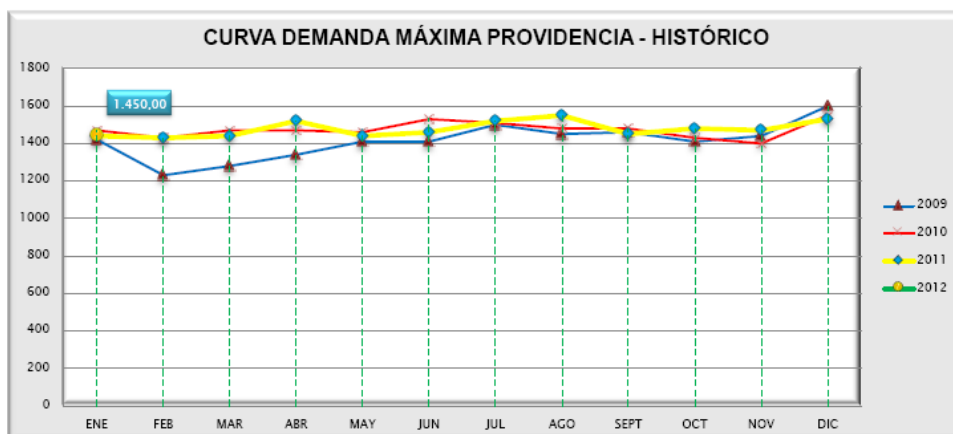
Para satisfacer esta demanda, se tienen cuatro unidades de generación Diesel que suman una capacidad neta instalada de 2,85 MW, y que consumen 2 millones de litros de combustible al año (Universidad de Freiburg – 2005 [10]).

En su informe la universidad de Freiburg dice textualmente:

“En el 2001, mediante las Resoluciones 80725 (gasolina) y 80727 (Diesel), el Ministerio de Minas y Energía definió el precio del combustible utilizado en todo el Archipiélago.

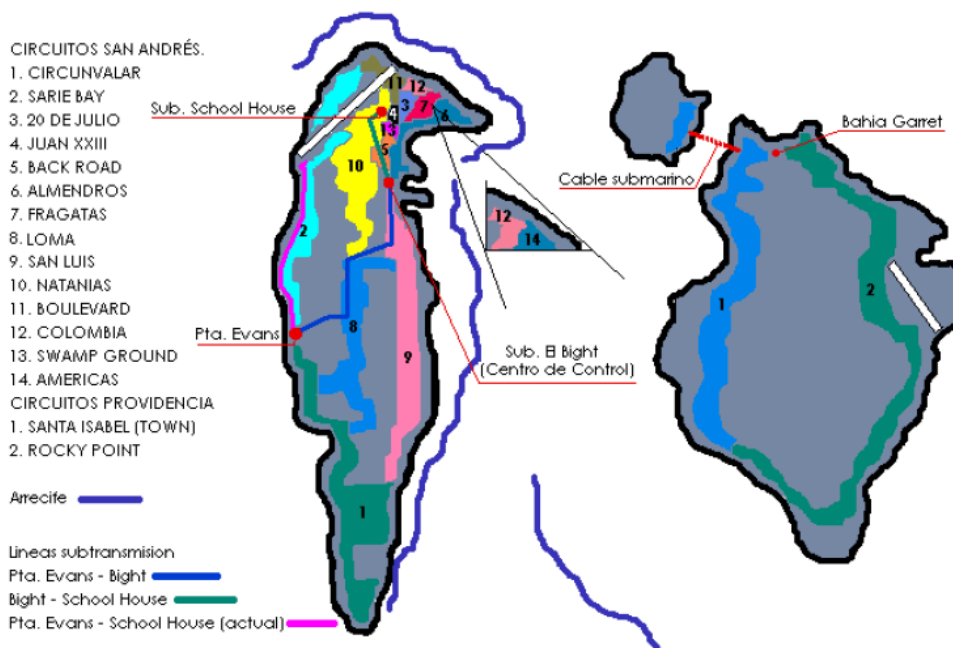
El precio del diesel que se utiliza para generar energía en San Andrés y Providencia tiene un tratamiento especial según lo estipula la Resolución N. 8-0726 de Junio 21 de 2001 (CREG) y el Decreto No. 0044 de Enero 15 de 2001 (Ministerio de Minas y Energía). Según estas normas, el comprador (CORELCA) solo paga el 60% del valor total del combustible utilizado para generar energía; el 40% restante es subsidiado por ECOPETROL, es decir por el Estado Colombiano.”

Este dato se tendrá en cuenta en el momento de hacer el análisis económico de un posible montaje híbrido en la isla. Los precios implicados en los combustibles necesarios para generar electricidad en el archipiélago pueden encontrarse en la página web de Ecopetrol.



Fuente: P. 33. Informe de interventoría al contrato de concesión ASE. EEDAS S.A. E.S.P – 2012 [30]

Figura 1. Curva de demanda máxima en Providencia.



Fuente: P. 58. Análisis preparatorio para el suministro de energía sostenible en las islas Colombianas San Andrés y Old Providence- Freiburg Universität 2005. [10]

Figura 2. Circuitos eléctricos en el archipiélago.

La universidad de Freiburg y la empresa de energía del archipiélago de San Andrés y Providencia (EEDAS – 2012) [10, 30] hace una clara descripción de las demandas energéticas de la isla, clasificando todo por usuarios finales y por fechas. En la figura 1 puede



verse un ejemplo de la curva de demanda máxima a lo largo de varios años en la isla de Providencia, este dato ayudará a comparar los datos actuales con los resultados de un posible sistema de generación híbrida, y de esta forma, sacar las conclusiones económicas de una posible aplicación.

En Providencia, para el año 2005 habían 1.230 hogares y aprox. 1.341 viviendas, estadísticamente son 0,92 hogares con 3,11 personas en una vivienda. No hay déficit de viviendas (Universidad de Freiburg. 2005) [10]. Todo esto es sostenido energéticamente con dos circuitos que rodean la isla; el circuito Santa Isabel que también llega a la isla de Santa Catalina por medio de un cable submarino, y el circuito Rocky point que alimenta la parte oriental de la isla figura 2.

## *2.2. CARACTERIZACIÓN PANELES FOTOVOLTAICOS.*

Una instalación fotovoltaica está formada principalmente por conjuntos de paneles solares que generalmente son de silicio monocristalinos o policristalinos y un inversor de potencia que adapta las características de la carga a la necesidad del usuario (DC-AC).

Desde el punto de vista de la configuración que deben tener los paneles para obtener electricidad, es necesario entender que internamente están formados por celdas fotovoltaicas, estas obtienen una potencia específica dependiendo del tipo de asociación interna que tiene el panel. Esta asociación se materializa en una configuración serie-paralelo determinada entre las celdas solares; es decir que de la misma manera que las celdas solares se asocian para formar el modulo fotovoltaico, los paneles se asocian entre si, en serie y en paralelo, hasta obtener la potencia deseada para el tipo de aplicación al que se vayan a destinar.

Tradicionalmente los módulos fotovoltaicos más utilizados en aplicaciones de pequeña potencia estaban constituidos por 33 ó 36 celdas de silicio monocristalino o policristalino, asociadas en serie. Por otro lado, con la amplia gama de aplicaciones fotovoltaicas existentes y el incremento de nuevas aplicaciones como la integración de sistemas fotovoltaicos en edificios o la necesidad de paneles más eficientes, el tamaño y características de los módulos presenta una gran variación, pudiendo encontrarse desde el modulo convencional con cubierta convencional transparente, encapsulado en un polímero llamado tedlar para proteger de la

humedad y con 36 células conectadas en serie, hasta módulos semitransparentes coloreados especialmente para su integración en edificios, o los llamados “AC-modules”, que incorporan un pequeño inversor en la caja de conexiones pudiendo por tanto conectarse a sistemas de corriente alterna.

Existen diferentes tipos de paneles fotovoltaicos dependiendo de los materiales de las celdas solares, el modo de fabricación y los materiales de la estructura que soporta las celdas. La clasificación más general que puede encontrarse es la basada en el silicio. Aunque se encuentran celdas de arseniuro de galio, bifaciales, de sulfuro de cadmio, entre otras, el material más utilizado para construir celdas solares es el silicio ya que es uno de los materiales más abundantes en la corteza terrestre, y también debido a que se ha encontrado la mejor relación costo-beneficio al utilizar paneles hechos con silicio monocristalino o policristalino. Fernández [15].

- **PANELES CON CELDAS DE SILICIO PURO MONOCRISTALINO.**

Pueden alcanzar eficiencias en laboratorio de hasta un 24% y en su aplicación comercial hasta un 16%. Internamente están basados en barras de silicio cristalizado en forma de una sola pieza.

- **PANELES CON CELDAS DE SILICIO PURO POLICRISTALINO.**

Los materiales son los mismos de los paneles monocristalinos, la diferencia básica está en que el proceso de cristalización del silicio es diferente ya que en este caso, la estructuración final es en forma de pequeños cristales de silicio. Tienen un rendimiento inferior que con los monocristalinos, llegando a un 14% en aplicaciones comerciales, por lo tanto, su precio también es más bajo.

- **PANELES DE LÁMINA DELGADA.**

Los paneles fabricados con silicio cristalizado tienen un espesor que se puede disminuir usando el silicio con otra estructura o con otros materiales semiconductores. De esta forma se consiguen paneles más delgados y más eficientes, se encuentran eficiencias de hasta 39% en

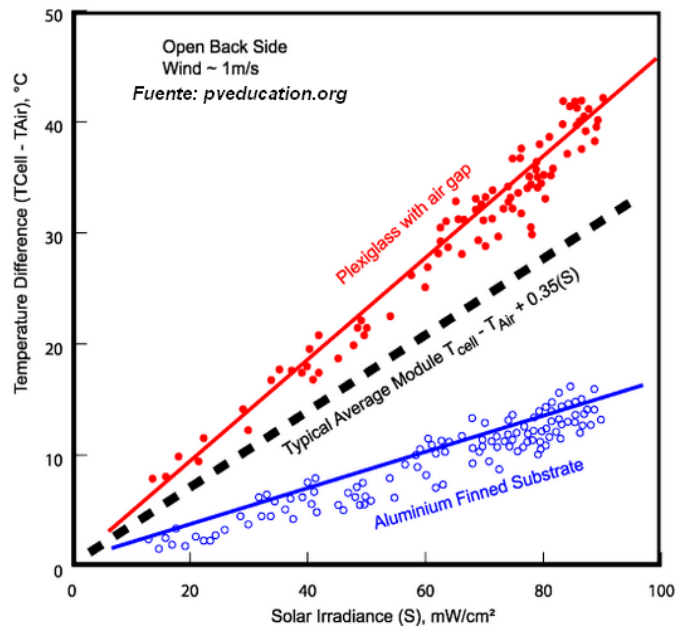
laboratorio. Sin embargo, debido a los altos costos que presentan los procesos con estos materiales, ha sido más fácil la masificación de paneles de silicio puro. Fernández; Parida, Iniyán, Goic. 2011; Tiwari, Mishra, Solanki. 2011. [15, 16, 17].

### **2.3. PANELES SOLARES Y TEMPERATURA.**

La temperatura de operación de un panel fotovoltaico depende de muchos factores; radiación solar, temperatura ambiente, velocidad y dirección del viento, materiales del panel, celdas y materiales de la estructura. Para un panel típico, generalmente entre el 13 % y el 20 % de la energía que recibe es transformada en electricidad, el resto es convertido en calor.

La composición de un panel fotovoltaico tiene varias capas, estas dependen de la tecnología fotovoltaica utilizada. Armstrong & Hurley 2012. [18]. Las capas básicas de arriba abajo son:

- **Cubierta de vidrio.** Se trata de un vidrio templado, los vidrios de los paneles fotovoltaicos se diferencian de los otros en que tienen un alto índice de transmitancia y un bajo contenido de hierro.
- **Revestimiento anti reflectivo (ARC).** El silicio puede reflejar hasta el 35% de la radiación que recibe. Para contrarrestar esto, se aplica una capa de ARC (nitruro de silicio). Esta capa ayuda a que los fotones vayan a las capas más bajas de las celdas.
- **Celdas fotovoltaicas.** Pueden ser de silicio poli o monocristalinas, o de otras que pueden ser más eficientes pero también mucho más caras como las de arseniuro de galio, bifaciales, de sulfuro de cadmio, entre otras.
- **Acetato de vinilo de etileno. *Ethylene vinyl acetate*. (EVA).** Esta capa ayuda a pegar las celdas fotovoltaicas al vidrio, y provee resistencia a la humedad y aislamiento eléctrico.
- **Contacto metálico trasero.** Hay un contacto metálico en el lado posterior de las celdas fotovoltaicas, generalmente es una capa de aluminio pero existen de otros materiales.
- **“Tedlar polymer”.** Esta capa es foto estable y provee más protección contra la humedad a las capas internas del panel.



Fuente: <http://pveducation.org/pvcdrom/modules/nominal-operating-cell-temperature> [19]

**Figura 3. Comportamiento térmico de diferentes tipos de paneles.**

En la figura 3, puede verse la diferencia en el comportamiento térmico de varios paneles contruidos con diferentes materiales y con una velocidad de viento de 1 m/s. [19].

Para definir la temperatura de funcionamiento del panel hay varios modelos Bardhi, Grandi, Tina. 2012; Skoplaki & Palyvos. 2009 [20, 21]. Pueden estar basados en los datos meteorológicos y las condiciones de instalación de los paneles, en las características térmicas de los materiales del panel o en las características geométricas y eléctricas dadas por el fabricante. Zhou, Yang, Fang – 2007 [2].

Bardhi, et al. 2012 [20] hace una comparación de los diferentes modelos que hay para encontrar esta temperatura. En muchos modelos se considera la convección forzada y se ignora la radiación de onda larga, pero como puede verse, todos los modelos tienen un comportamiento muy cercano en sus resultados. Por otra parte, Armstrong et al. 2012 [18] plantea un modelo para simular la temperatura del panel, haciendo un circuito térmico equivalente. En donde cada capa tiene su respectiva resistencia y capacitancia térmica. Estos parámetros son utilizados para definir la transferencia de calor por conducción en las capas del panel. La transferencia de calor por convección y por radiación también es analizada de una forma muy detallada. Para el presente trabajo se descarta este modelo ya que para simularlo,

es necesario tener datos muy específicos de los paneles fotovoltaicos como el espesor, la conductividad térmica, la densidad, entre otros.

Armstrong et al. 2012 muestran tablas con diferentes ecuaciones para encontrar el coeficiente de convección forzada partiendo de diferentes autores que han hecho experimentos y revisiones de los parámetros implicados en este análisis.

Zhou et al. 2007 [2] modela la generación del panel en función de las condiciones meteorológicas, las condiciones nominales de operación de las celdas (NOCT) y las condiciones estándar de funcionamiento (STC); estos datos que se dan en los catálogos técnicos que ofrecen los fabricantes y comercializadores de paneles. Este modelo plantea un balance energético básico que encuentra la potencia generada y la temperatura del panel en función de las condiciones NOCT y STC, también en función de los materiales del panel, es necesario saber la capacidad de absorción  $\alpha'$ , la emisividad del cielo ( $\varepsilon_{sky}$ ), del suelo ( $\varepsilon_{ground}$ ) y del panel ( $\varepsilon_{pv}$ ); para aplicar este modelo se define la temperatura del cielo ( $T_{sky}$ ) igual a la temperatura del aire para días nublados y para los días claros se define igual a 20 grados por debajo de la temperatura del aire. Armstrong et al. 2012 [18] define la temperatura del suelo con el mismo valor de la temperatura del aire, y para facilitar este modelo habría que definir la temperatura de todos los lados del panel con el mismo valor. Haciendo un balance energético sobre un sistema fotovoltaico se llega a la siguiente ecuación.

$$\begin{aligned} \alpha' \cdot A \cdot [G + \sigma \cdot (\varepsilon_{sky} \cdot T_{sky}^4 + \varepsilon_{ground} \cdot T_{ground}^4 - 2 \cdot \varepsilon_{pv} \cdot T_{pv}^4)] \\ = 2A \cdot [1.31 \cdot (T_{pv} - T_{air})^{1/3} + 0.5 \cdot v_{wind}] \cdot (T_{pv} - T_{air}) + P_m \end{aligned}$$

Como en el presente trabajo se quiere hacer un planteamiento general para dimensionar sistemas de generación híbrida, se va a utilizar la temperatura de panel que se encuentra con un modelo que utiliza la temperatura nominal de operación de la celda del panel (NOCT por sus siglas en inglés), la temperatura del aire y la radiación solar; este modelo facilita considerablemente el cálculo cuando no se tienen todos los datos de los materiales con los que está hecho el panel, estos datos serían necesarios para hacer un balance energético completo del sistema fotovoltaico, pero es difícil encontrar información tan detallada en el mercado colombiano de paneles solares ya que todavía no existe una alta demanda, por lo tanto, la

temperatura del panel se calcula como está planteado por pveducation.org en [19]  $(T_{PV} = T_{aire} + \frac{NOCT-20}{800} * radiacion)$ . Ese planteamiento también se puede encontrar analizado por Bhardi et al. 2012 [20] donde se puede verificar que los resultados son compatibles con los otros modelos de cálculo.

Para ver los otros criterios que hay que tener en cuenta al seleccionar paneles solares y diseñar un montaje fotovoltaico, ver el ANEXO 1.

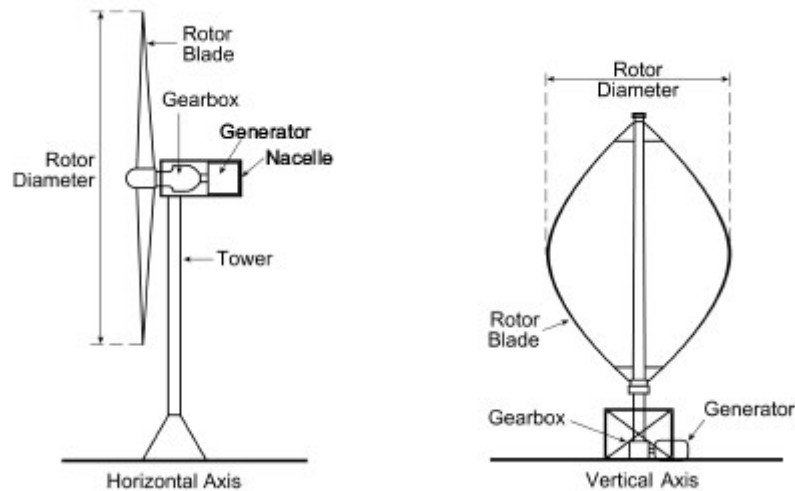
#### **2.4. CARACTERIZACIÓN DE TURBINAS EÓLICAS.**

Hay diferentes tipos de turbinas eólicas y diferentes modelos para simular estas aplicaciones; escoger el modelo adecuado hace parte de los parámetros de diseño y optimización para hacer una aplicación coherente a las ZNI de Colombia.

El primer paso para dimensionar una granja eólica es escoger el sitio adecuado dependiendo de la dirección del viento y de la clasificación que se tenga. De acuerdo con la asociación americana de energía eólica (AWEA) los sitios se clasifican en 7 diferentes niveles de potencial eólico, los sitios que están en el nivel 4 hacia arriba son viables para grandes proyectos eólicos. Sin embargo, no todos los sitios que pertenezcan a una zona con alta clasificación de potencial son viables para generación eólica debido a condiciones topográficas o ambientales. Samorani [7].

Las turbinas eólicas pueden tener dos tipos de clasificación:

- **Capacidad de generación:** Una turbina grande puede generar megavatios (MW), una turbina pequeña genera alrededor de 100 kW, y las turbinas más pequeñas generan entre 20 y 500 watts.
- **Orientación del eje:** Cuando no se tiene una dirección de viento predominante, es mejor utilizar una turbina con eje vertical para hacer más óptima la generación y menos costoso el montaje y el diseño estructural. En caso de tener una dirección de viento claramente predominante a largo plazo, el mejor usar una turbina de eje horizontal.



Fuente: [www.scotland.gov.uk/Publications/2006/10/03093936/2](http://www.scotland.gov.uk/Publications/2006/10/03093936/2)

**Figura 4. Turbinas de eje vertical (VAWT) y horizontal (HAWT).**

En la figura 4 pueden verse los dos tipos principales de turbina eólica de acuerdo a la orientación del eje y con sus respectivas partes; ambos tipos de turbina tienen en esencia las mismas partes, una torre, un generador, una caja de engranajes y unas aspas que se encargan de transmitir la energía del viento al rotor del generador.

Las turbinas de eje horizontal HAWT (*Horizontal Axis Wind Turbines*) son las más utilizadas hoy en día, tienen una conversión energética más eficiente debido a que el ángulo de ataque de las aspas del rotor es constante respecto a la dirección del viento, tienen el rotor y el generador en la parte alta de la torre. Estas turbinas generalmente funcionan en torres altas, donde es posible acceder a velocidades de viento hasta 20% mayores, aumentando la potencia generada hasta en un 34 % Manwell et al [30]. El proceso de diseño con HAWT es un poco más complejo que con turbinas de eje vertical VAWT (*Vertical Axis Wind Turbine*) debido a la necesidad que tienen las HAWT de girar para acomodarse a los cambios en la dirección del viento, esto también hace que estas turbinas sean muy sensibles a la turbulencia; haciendo que la distribución de las turbinas en un terreno sea un problema muy complejo que necesitaría ser analizado en un estudio detallado y profundo; en esto radica la ventaja de las VAWT, su proceso de dimensionamiento, diseño y mantenimiento es más sencillo ya que el generador, el rotor y la caja de engranajes se puede instalar cerca del suelo, no son tan sensibles a los

cambios de dirección ni a altas velocidades del viento ya que el rotor es omnidireccional, es decir que no necesitan sistema de control para detener el rotor a altas velocidades [22, 23] .

Sin embargo, debido a su geometría, las VAWT siempre tienen medio rotor moviéndose en la dirección del viento, y medio rotor moviéndose en la dirección opuesta al viento, esta situación afecta la velocidad rotacional y la eficiencia de la turbina.

La mayoría de las turbinas eólicas utilizan el principio de sustentación al tener perfiles aerodinámicos en las aspas de sus rotores. Las turbinas que funcionan con este principio tienen un límite teórico de extracción de energía del viento conocido como el límite de Betz, su valor teórico es del 59% pero en la práctica generalmente baja hasta un 30%.

Las turbinas que no funcionan con el principio de sustentación, lo hacen con el principio de arrastre, es decir que el viento empuja las aspas de forma normal ya que estas no tienen perfil aerodinámico. Este tipo de turbinas giran más despacio, generalmente tienen más aspas y en muchos casos tienen un límite de extracción de energía del viento del 15%.

Hay dos subtipos de VAWT que se utilizan en ciertas aplicaciones [23]:

- **Turbina Darrieus:** Tienen buena eficiencia pero producen un alto torque y estrés por fatiga en la torre. Generalmente estas turbinas necesitan una potencia externa o un rotor Savonius adicional para comenzar a moverse ya que el torque inicial es muy débil.
- **Turbina tipo Savonius:** Esta turbina funciona con el principio de arrastre y es utilizada en aplicaciones que necesiten una alta confiabilidad. Son muy útiles en áreas con alta turbulencia.

La potencia es una medida instantánea (kW), la energía usualmente medida en (Kw-h) es lo que realmente importa en un sistema eólico. La potencia pico a la que es medida una turbina tiene poca importancia comparada con la producción de energía en una línea de tiempo ya que una turbina que ha sido medida con una alta salida de potencia (kW) a altas velocidades de viento probablemente resulte con bajas potencias a largo plazo, debido a que las altas velocidades no se repiten mucho. Por lo tanto, la potencia pico nominal de la turbina no es tan determinante al hacer la selección, pero cabe decir que sirve como criterio inicial. Si la



potencia máxima de diferentes turbinas es comparada, debe hacerse a la misma velocidad estándar para todas. La curva de potencia, y los estimativos de producción para turbinas eólicas deben ser usados con cuidado. Muchas veces los estimativos de energía de los fabricantes no están basados en el mundo real y a menudo son bastante optimistas. Solo se debe confiar en curvas de potencia y energía basadas en pruebas certificadas, calificadas y aceptadas por la industria.

Para ver los otros criterios que hay que tener en cuenta al seleccionar una turbina y diseñar un parque eólico, ver el ANEXO 1.

### *2.5. CARACTERIZACIÓN DE BATERÍAS.*

Las baterías recomendadas en la mayoría de sistemas de energía renovable son las que tienen ciclos profundos, este tipo de baterías están diseñadas para entregar niveles bajos de amperaje durante largos lapsos de tiempo a diferencia de las baterías normales como las de carro que entrega una gran cantidad de energía en un lapso de tiempo corto, como el momento de encendido del vehículo. Hay dos tipos de batería que cumplen con esto, las baterías con electrolito líquido y baterías con electrolito no líquido. Las baterías con electrolito líquido son más baratas, pero necesitan mantenimiento, por lo tanto casi no son utilizadas ya que generalmente las personas que utilizan estos sistemas no tienen conocimientos técnicos para hacer el mantenimiento y el hecho de necesitar a alguien que haga revisiones periódicas las vuelven muy poco aplicables.

Hay que tener en cuenta que la radiación y el viento son variables muy estocásticas, esto hace que se deba tener mucho cuidado al seleccionar la batería, ya que si se somete el sistema de almacenamiento a una carga y descarga muy excesiva en lapsos muy cortos de tiempo, esto puede reducir considerablemente la vida útil de las baterías.

Para ver los otros criterios que hay que tener en cuenta al dimensionar un banco de baterías, ver la metodología y el ANEXO 1.

## 2.6. CARACTERIZACIÓN DE OPTIMIZACIÓN

Existen varios criterios para establecer la configuración más óptima de generación con sistemas híbridos Hongxing et al. 2008; Zhou, Yang, Fang – 2007; Kaldellis et al 2012 [1, 3, 11]; entre ellos están:

- El nivel de autonomía del sistema (LA) que define que tanto puede auto sostenerse el sistema, se calcula como uno menos la relación entre el las horas en las que se pierde la carga y las horas de operación.
- El estado de carga de las baterías (SOC) está relacionado con que tan lleno o vacío esta el sistema de almacenamiento de energía, se explicará en detalle más adelante.
- La expectativa de energía no entregada (EENS) es una medida probabilística que mide la cantidad de energía que no pueda ser entregada al usuario.
- El valor presente de red (NPV), es una medida financiera que va a ser utilizada indirectamente en el presente estudio. Se define como la diferencia de los valores presentes de costos y beneficios del proyecto.
- La probabilidad de pérdida de carga (LPSP) es también una medida probabilística que da una idea de la seguridad de que la necesidad energética sea satisfecha; dadas las condiciones meteorológicas, técnicas y económicas para generar con sistemas híbridos en Colombia, se eligen este criterio como uno de los indicados para definir la mejor proporción solar/eólica junto con el LCE.
- El costo energético (LCE) se define como el precio constante por unidad de energía que hace que la inversión se justifique. También se va a utilizar este indicador, se explicará con más detalle más adelante.

El problema finalmente se reduce a encontrar un equilibrio entre estos dos últimos criterios, para esto, es necesario organizar lo que existe y estandarizarlo de forma que las diferentes propuestas aceptadas por la comunidad científica para datos meteorológicos, dimensionamiento, simulación, control y optimización de sistemas, queden entendidas; las metodologías y variables de los principales métodos son muy similares en su esencia; algunos modelos se diferencian en la forma de aproximarse al problema, algunos tienen una

perspectiva más eléctrica, otros se enfocan en el tema termodinámico, estructural, ambiental, etc. Este trabajo busca dejar un mapa que da una idea de cómo enfrentar este problema en cualquiera de las ZNI del país desde el punto de vista tecno económico.

Los impactos de esta investigación, acercarán más la posibilidad de masificación de sistemas híbridos de generación de electricidad solar-eólico en Colombia y en las regiones del mundo donde no se tengan muchos recursos de combustibles fósiles y de generación hidroeléctrica.

En el análisis de mercado energético para la región caribeña, se puede ver que el archipiélago de San Andrés y Providencia está en una zona con altos niveles de radiación, presentando un potencial de generación de entre 5 y 6  $\frac{kWh}{m^2 \text{ dia}}$  según el laboratorio nacional de energías renovables de los Estados Unidos - NREL [26].

### 3. METODOLOGÍA.

Para hacer la simulación de un sistema híbrido de generación, es necesario tener los datos de entrada, en el caso del presente trabajo, se utilizan los datos de un año típico meteorológico (TMY) para el archipiélago de San Andrés y Providencia basado en 30 años de datos, obtenido en [www.weatheranalytics.com](http://www.weatheranalytics.com).

	T. air	DP Temp	Hum. Rel	Air press	EX. T Rad	Ext. T D Rad	Glob. H Rad	Dire N. Rad	Diff Hor Rad	$\beta$	V
1	27.0	23.1	79	1014.8	0	0	0	0	0	55	9
2	26.9	23.1	80	1014.7	0	0	0	0	0	59	8
3	26.9	23.0	79	1014.3	0	0	0	0	0	57	9
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
8760	27.5	23.8	81.6	1011.8	0	0	0	0	0	75	7

**Tabla 1. Ejemplo de arreglo con datos meteorológicos para un TMY.**

Estos datos están en una matriz que tiene 8760 filas que corresponden a cada hora del año y 12 columnas que corresponden al número de dato, temperatura del aire, temperatura de rocío, humedad relativa, presión del aire, radiación extraterrestre indirecta, radiación extraterrestre directa, radiación global horizontal, radiación global normal, radiación difusa, dirección del viento y velocidad del viento.

### **3.1. ANÁLISIS ESTADÍSTICO.**

Debido a las diferencias en el comportamiento, costos y dimensionamiento de turbinas eólicas y paneles solares, los resultados del análisis realizado a los datos meteorológicos depende de la tecnología en la que van a ser utilizadas.

La velocidad y la dirección del viento son analizadas para encontrar la media utilizando la función de la distribución de Weibull. Se utiliza este tipo de distribución ya que da una medida más aproximada a la velocidad de viento que más se repite en el año, siendo esta la más apropiada en el momento de dimensionar la turbina.

El parámetro de escala ( $k$ ) de la distribución de Weibull es obtenido mediante la función `wblfit` de MATLAB, el parámetro de forma ( $\lambda$ ) es definido como 2 para condiciones muy abiertas como el mar, lo cual aplica para el análisis que se hace en el presente trabajo.

Teniendo en cuenta todo esto, se encuentra que la media anual de la velocidad del viento es de 4.85 metros por segundo, esto lleva a buscar una turbina que tenga una velocidad de arranque cercana a esta velocidad media.

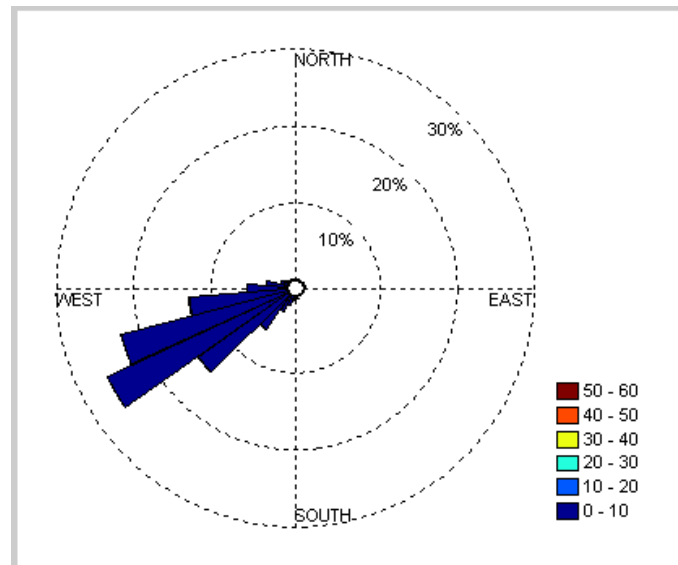
Se elige una turbina SKYSTREAM 3.7. Con una potencia nominal de 2.4 kW y un diámetro ( $\Phi$ ) de 3.72 metros.

La dirección del viento es analizada estadísticamente y con los resultados se realiza una grafica de rosa de los vientos, para ver cuál es la dirección predominante durante el año, dando como resultado la mejor forma de posicionar las turbinas eólicas.

En la figura 5 se puede ver el comportamiento anual de la dirección del viento, se puede ver claramente que hay una dirección predominante de aproximadamente 55 grados en dirección sur occidente- nororiente, esto se tiene en cuenta en el momento de un posible montaje.

La radiación solar es analizada utilizando una distribución normal mediante el comando `normfit` de MATLAB, obteniendo una radiación media de  $930.9 \text{ W/m}^2$ , lo cual es un indicador de las condiciones optimas que presenta este lugar para aplicaciones fotovoltaicas. Con esta radiación media, se puede definir cuál es el rango de potencia pico que se necesita en los paneles a utilizar. Cabe anotar que la selección del panel a utilizar depende de muchas variables, algunas de estas económicas, estéticas, térmicas, eléctricas. También depende del lugar donde se va a instalar ya que hay que tener en cuenta factores como el sombreado que

va a recibir el sistema, si las sombras son fijas o cambian en el transcurso del año. Para tener un entendimiento más detallado de estas variables y algunos otros criterios para seleccionar paneles fotovoltaicos, se recomienda revisar el ANEXO 1.



**Figura 5. Rosa de vientos para la isla de Providencia.**

### ***3.2.DISTRIBUCIÓN Y UBICACIÓN DE EQUIPOS.***

Para organizar bien el presente estudio se plantea una división geométrica sobre un área determinada para el proyecto, dicha área es distribuida de 10 diferentes formas, cada forma corresponde a la proporción en la que se van a utilizar los sistemas eólicos o fotovoltaicos. De esta forma, la primer posibilidad corresponde a 100% paneles y 0% turbinas, luego sigue 90% panes y 10% turbina siguiendo así sucesivamente hasta 0% paneles y 100 % turbinas. Para automatizar esto se define un vector de proporción para las turbinas eólicas y uno para los paneles solares. Los vectores son creados en MATLAB de la siguiente forma:

```

Propt=[0:0.1:1];
for p=1:1:11
    Proppv(p)=1-Propt(p);
end

```

Para cada una de estas proporciones se calcula el número de turbinas y el número de paneles que es posible instalar. Para hacer esto, hay que definir las siguientes constantes y variables:

- Área de proyecto ( $m^2$ ).
- Área del panel ( $m^2$ ).
- Diámetro de turbina (m).
- Distancia entre turbinas en los ejes x,y. Esta se define como un múltiplo entero del diámetro de cada turbina (m).

Con base en estos datos, se encuentra el número de paneles y de turbinas que caben en el área del proyecto en cada proporción estudiada, mediante un simple modelo geométrico matemático.

### ***3.3.MODELO EÓLICO.***

Para simplificar el procedimiento, el dimensionamiento de la turbina se basa en asegurar su funcionamiento, para esto se elige una turbina cuya velocidad de arranque esté por debajo de la velocidad media (Weibull). Sin embargo, el dimensionamiento de una turbina eólica o de un parque eólico tiene muchas variables a considerar, algunas técnicas, otras geográficas y climáticas, para entender mejor las implicaciones al seleccionar turbinas eólicas se recomienda leer el ANEXO 1.

Se define un área disponible para el proyecto A y dentro de esta área total, se define un espacio disponible para turbinas en función de cada porcentaje del vector de proporciones planteado en la sección anterior. Es decir, cuando la proporción de turbinas es cero ( $Propt=0$ ), el área disponible para turbinas es igual a cero. Cuando  $Porpt=10\%$  el área disponible para las turbinas es  $A * 10\%$ . Y así sucesivamente.

Una vez se tiene el área disponible para las turbinas, se define el número de turbinas. Para esto, hay que establecer el área que va a necesitar cada turbina. Este valor se define teniendo en cuenta que hay una distancia entre turbinas que se da en la dirección principal del viento y otra que se da en dirección perpendicular a esta; estas distancias se definen como  $distx$  y  $disty$  respectivamente. De esta forma, el área que cada turbina necesita queda definida como:

Área para cada turbina =  $distx * disty$ .

Y el número de turbinas que cabe en cada proporción, se define como:

$$\text{Número de turbinas } (p) = \frac{\text{Área disponible para cada proporción } (p)}{\text{Área necesaria para cada turbina}}$$

El resultado de esta división da un número decimal que se redondea por debajo para que los cálculos sean realistas.

De esta forma, en la tabla 2 se puede ver el área disponible y el número de turbinas que caben en cada proporción para un área total de 1750 metros y con  $\text{dist}_x = 2 \cdot \Phi$ ,  $\text{dist}_y = 3 \cdot \Phi$ .

%	Área disp.	No Turbinas
0	0	0
10	175	2
20	350	4
30	525	6
40	700	8
50	875	10
60	1050	12
70	1225	14
80	1400	16
90	1575	18
100	1750	21

**Tabla 2. Número de posibles turbinas para cada proporción.**

Las turbinas en cada proporción se ubican de forma que la dirección de viento que más se repite ( $\beta$ ) sea perpendicular al plano frontal de todo el montaje eólico (figura 6).

Cada proporción tiene asociado un número de turbinas y una distribución con coordenadas  $(X_i', Y_i')$  que obedecen a los parámetros mostrados en la figura 6 en función del diámetro del rotor de la turbina seleccionada ( $\Phi$ ).

Para saber cuál es la potencia generada por cada turbina es necesario saber cuál es la velocidad de viento que está recibiendo cada una, ya que después de la primera fila de turbinas se genera una turbulencia que disminuye la velocidad que recibirán las turbinas viento abajo. Para simular este efecto, con base en lo planteado por Kusiak & Song, 2012; Samorani [6,7]. Con base en esto, se hace un modelo adicional al algoritmo principal, en este, para un número

definido de turbinas T y sus respectivas coordenadas (X',Y'), se calcula un factor  $Vdef_j$  que es un valor constante para cada turbina  $j$  que se encuentre viento abajo de una turbina  $i$ .

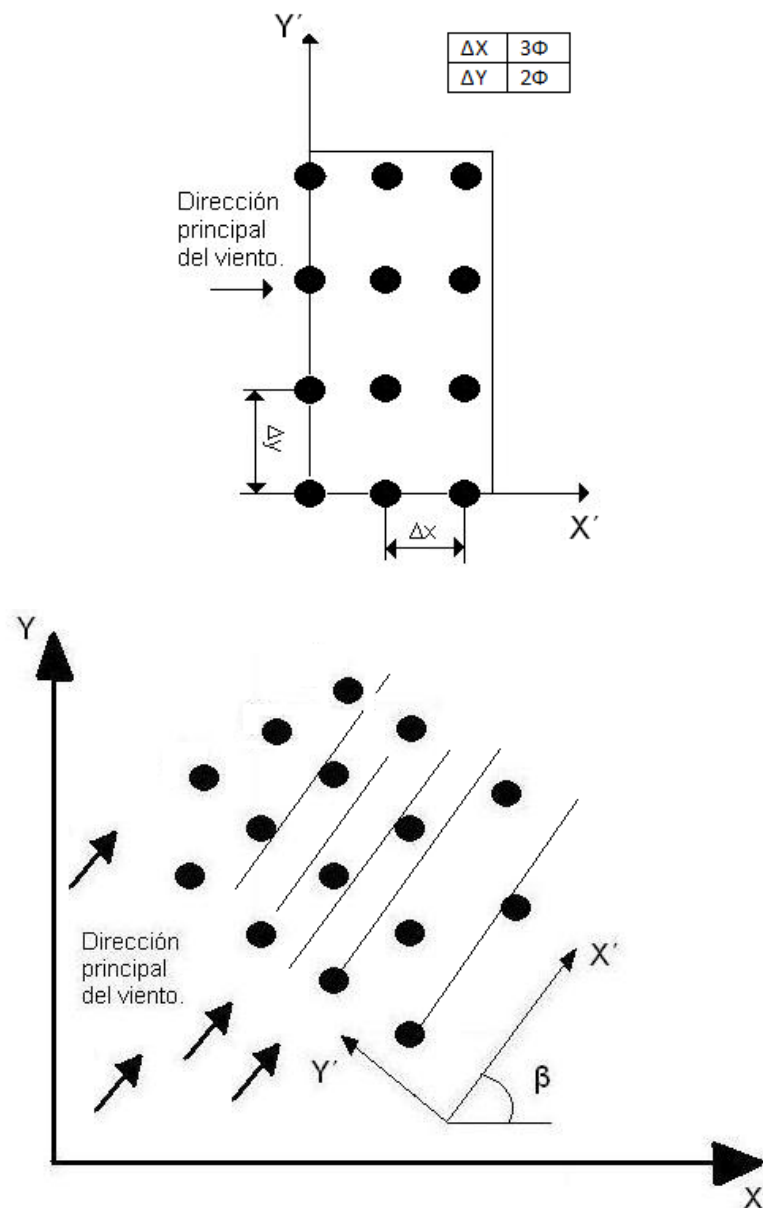


Figura 6. Posicionamiento de turbinas ( $\beta$ =dirección que más se repite).

Este valor constante  $Vdef_j$  que se puede ver en la ecuación 1 representa el factor total de disminución de la velocidad del viento en la turbina  $j$  debido a todas las turbinas  $i$  que se encuentran viento arriba.

$$(1) \quad Vdef_j = \sqrt{\sum_{j=1, j \neq i}^T (vd_{ij})^2}$$



Donde:

- $vd_{ij}$  es el déficit de velocidad en la turbina  $j$ , generado por el cono de turbulencia que se genera en la turbina  $i$ .

$$(2) \quad vd_{ij} = \frac{2a}{\left(1 + \alpha \left(\frac{x_{ij}}{r_d}\right)^2\right)}$$

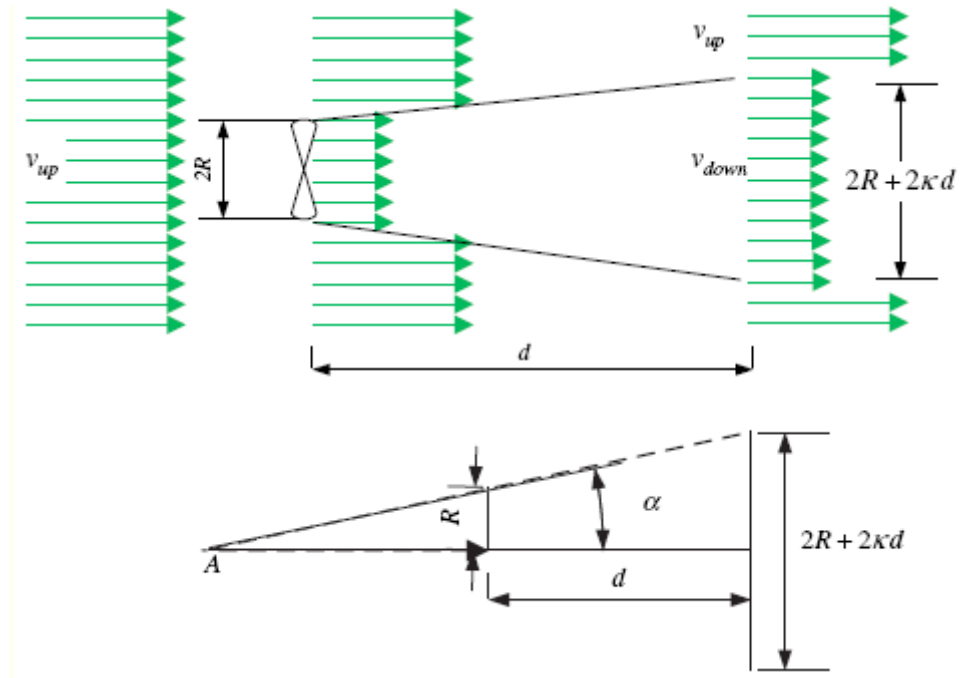
- $\alpha$  es un término a-dimensional que determina la forma como se expande el cono de aire después de cada turbina, figura 7.

$$(3) \quad \alpha = \frac{0.5}{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}$$

- $Z$  es la altura de la turbina,  $z_0$  es la rugosidad (0.3).
- El radio del cono aguas abajo  $r_d = r_r \sqrt{\frac{1-a}{1-2a}}$
- $x_{ij}$  es la distancia en la dirección del viento entre el plano de la turbina  $i$  y el plano de la turbina  $j$ .
- $a$  es el coeficiente de inducción axial.  $a = 0.5(1 - \sqrt{1 - C_T})$ . [6].
- $C_T$  es el coeficiente de empuje.  $C_T = 4a(1 - a)$ .

Para encontrar los valores de  $a$  y  $C_T$ , se hace un procedimiento basado en la curva de potencia de la turbina; utilizando la función buscar objeto en excel, se encuentran que valores de  $a$  cumplen la ecuación 4 con base en los valores de potencia y velocidad de viento que se obtienen de la curva de potencia. Una vez se tienen los valores de  $a$ , es posible encontrar los valores para el coeficiente de empuje.

$$(4) \quad Pot = 0,5 * \rho * A * V^3 * 4a(1 - a)^2$$



Fuente: Design of wind farm layout for maximum wind energy capture Andrew Kusiak, Zhe Song. 2012

Figura 7. Cono de turbulencia generado después de cada turbina.

Para el caso de la turbina seleccionada, se muestra el resultado en la figura 8.

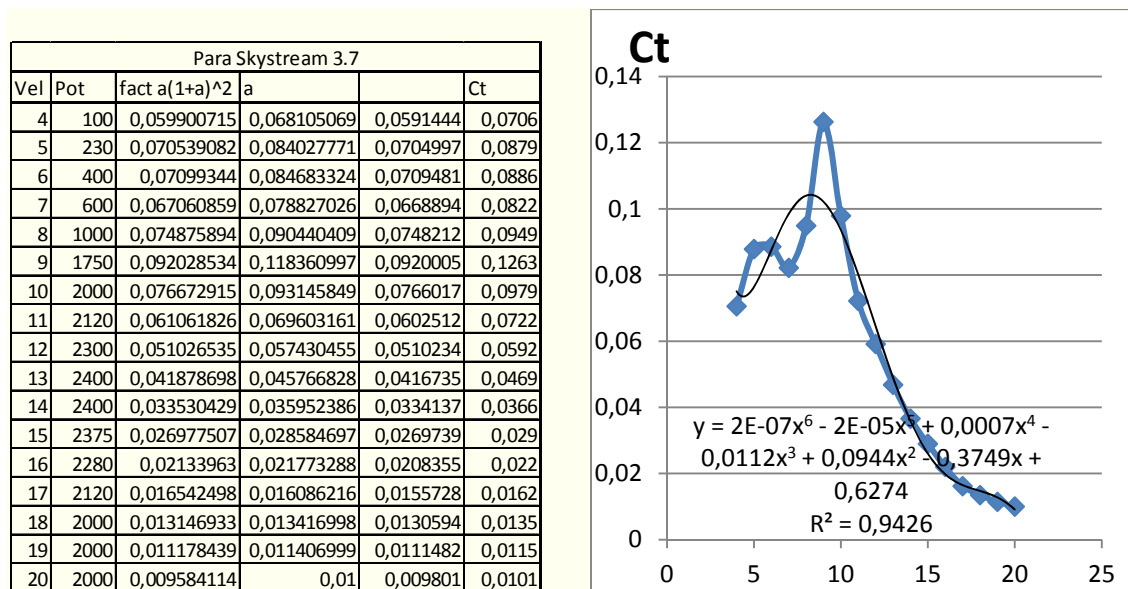
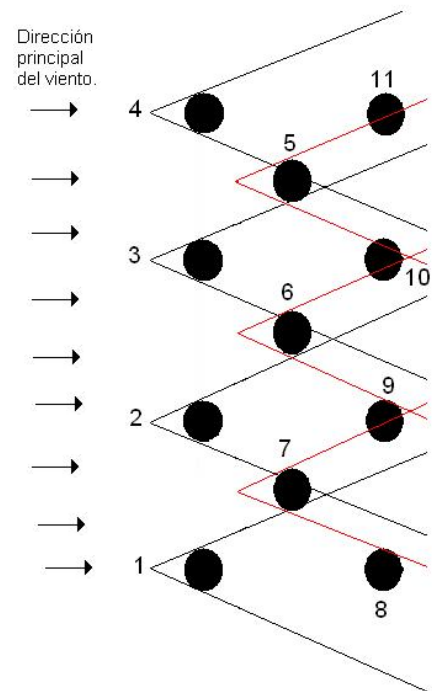


Figura 8. Curva de potencia de la turbina.

Siendo  $i$  la turbina que genera el cono de aire,  $j$  la turbina afectada,  $v$  la velocidad del viento sin haber sido afectada,  $v_j$  la velocidad que llega a la turbina  $j$ , y  $vd_{ij}$  el déficit de velocidad en la turbina  $j$ , generado por el cono que se genera en la turbina  $i$ ; se tiene:

$$v_j = v(1 - vd_{ij})$$

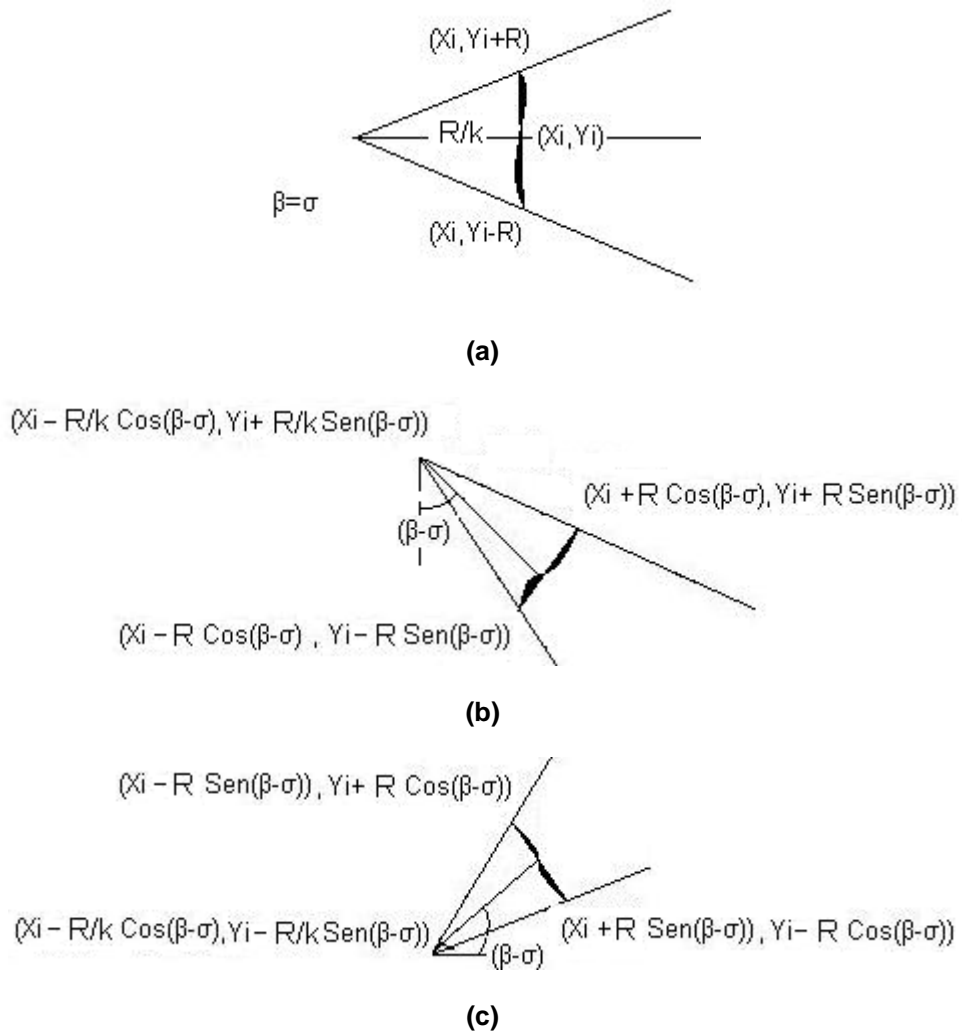
	Turbinas afectadas						
	5	6	7	8	9	10	11
1			X	X			
2		X	X		X		
3	X	X				X	
4	X						X
5						X	X
6					X	X	
7				X	X		



**Figura 9. Conos de turbulencia generada en diferentes líneas de turbinas.**

Con todo este planteamiento, se puede encontrar la velocidad que llega a cada turbina dependiendo de su ubicación en el terreno, la velocidad y dirección del viento.

En la figura 9 puede verse como para la dirección principal del viento ( $\beta$ ) se generan varios conos de aire que afectan las turbinas que se encuentran viento abajo; por ejemplo, un cono generado en la turbina 3 afecta las turbinas 5, 6, y 10, lo cual puede verse planteado en la tabla de la misma figura, este efecto se presenta en todas las turbinas y en todas las direcciones de viento.



**Figura 10. Conos de turbulencia en función de la dirección del viento.**

Para establecer que turbinas son afectadas por otras ubicadas viento arriba en todas las direcciones se define una geometría básica para los conos que genera el aire después de turbina, esta geometría está basada en lo planteado en por Kusiak et al. 2012 [6] quien plantea que la distancia entre el centro geométrico de la turbina y el vértice del cono imaginario de aire es  $R/k$ , donde  $R$  es el radio de la turbina y  $k$  es el coeficiente de expansión del cono, este se ha definido con un valor de 0.04 con base en lo planteado por Moskalenko, Rudion, Von Guericke. 2010 [8].

En la figura 10 se definen las coordenadas para el vértice del cono, y los puntos tangenciales que toca el viento en las aspas de la turbina con base en las coordenadas del centro de cada turbina  $(x_i, y_i)$ ; también se define un ángulo  $(\beta-\sigma)$  en donde  $\beta$  es el ángulo de la principal

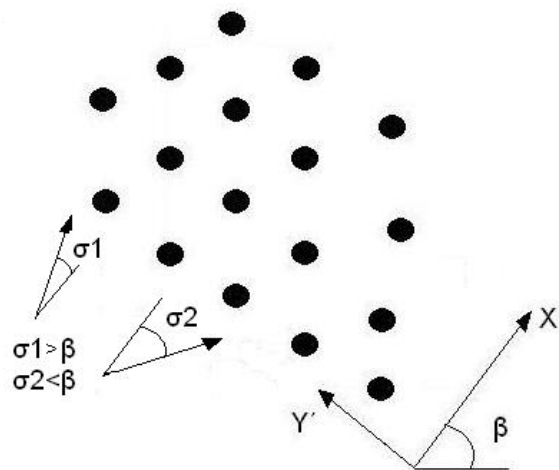
dirección para la velocidad del viento, es decir, la media de la distribución de weibull y  $\sigma$  es el ángulo que se registra para cada velocidad en cada hora en el TMY.

En el caso de la figura 10 (a)  $\beta = \sigma$ .

En el caso de la figura 10 (b)  $\beta > \sigma$

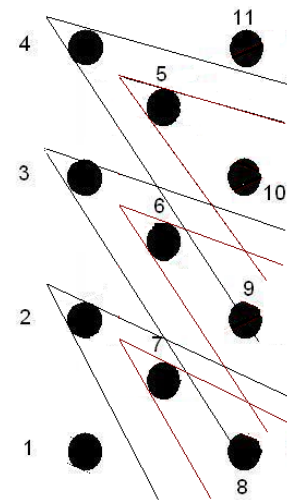
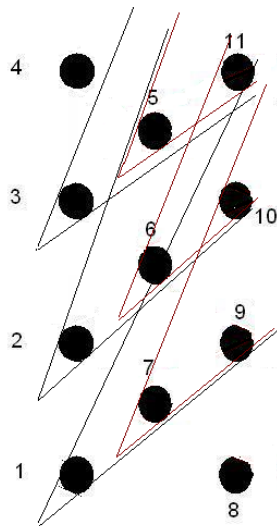
En el caso de la figura 10 (c)  $\beta < \sigma$

Este mismo modelo se aplica a cada número de turbinas T que corresponde a cada proporción en el área disponible para el montaje y también se aplica para cada uno de los posibles 360 grados a los que puede dirigirse el viento. De esta forma se obtiene un arreglo de 360 matrices para cada número de turbinas T en cada proporción, cada matriz representa en sus filas las turbinas que generan conos de turbulencia, y en las columnas las turbinas que son afectadas por estos conos.



**Figura 11. Relación geométrica entre  $\beta$  y  $\sigma$**

A modo de ejemplo, en la tabla 3 se puede ver el resultado de un arreglo de 11 turbinas para cuando el viento tiene una dirección 45 grados por encima de la dirección principal y para cuando el viento tiene una dirección de 45 grados por debajo de la dirección principal.



	Turbinas afectadas @ 45 grados						
	5	6	7	8	9	10	11
1		X	X		X	X	
2	X	X				X	X
3	X						X
4							
5							X
6						X	X
7					X	X	

	Turbinas afectadas @ -45 grados						
	5	6	7	8	9	10	11
1							
2			X	X			
3		X		X	X		
4	X				X	X	
5					X	X	
6					X		
7				X			

**Tabla 3. Turbinas afectadas en diferentes ángulos de dirección del viento.**

Utilizando la ecuación 5 se obtiene la potencia generada por cada turbina  $i$ , en función de su ubicación y de la velocidad de viento que recibe, la cual es función de la ubicación de la turbina, la dirección y velocidad del viento en la primera fila de turbinas.

$$(5) \quad Pot_{(i,t)} = 0,5 * \rho * C_p * A * (V_{def(i,\sigma)} * V^3_{(t)})$$

Teniendo en cuenta todo esto, y sabiendo cual es la velocidad de arranque y de parada para la turbina elegida, se puede calcular la potencia generada por todo el paquete eólico correspondiente a cada proporción como:

$$(6) \quad P_{eo} = \int_{t=1}^T Pot_{(i,t)} dt$$

### 3.4. MODELO FOTOVOLTAICO.

Al igual que con el moldeamiento eólico, cada proporción tiene un área disponible para el sistema fotovoltaico. Al tener un área disponible para el sistema fotovoltaico ( $A_{pv}$ ) y el área de cada panel ( $A_{panel}$ ), se define el número de paneles como el resultado de la ecuación 7 redondeado por debajo.

$$(7) \quad P = \frac{A_{pv}}{A_{panel}}$$

Para seleccionar el panel que se va a utilizar hay que tener en cuenta factores como el área disponible para el proyecto, la demanda energética, la radiación media diaria y la potencia pico de los posibles paneles que se vayan a utilizar. Además de esto, hay un factor llamado el factor de temperatura, el cual da una idea de cuanta potencia va a perder el panel en función de la temperatura que alcanza, este factor generalmente lo da el fabricante, sin embargo, en caso de que no se encuentre, puede ser calculado utilizando las relaciones dadas en la ecuación 11. Este factor es muy importante en el momento de seleccionar paneles que serán usados en regiones con altos índices de radiación y alta temperatura o en regiones que pueden bajar mucho la temperatura en invierno; para el presente estudio, al seleccionar el panel con el que se va a trabajar, se elige el que tenga un menor índice de temperatura, ya que de esta forma, las pérdidas de potencia son disminuidas.

Con ese número de paneles para cada proporción, y con un panel seleccionado, hay que encontrar la potencia que se genera para cada tiempo  $t$ . Al tener todos los datos técnicos necesarios, se puede utilizar la ecuación 8 para encontrar la potencia máxima que entrega cada panel en función de la radiación que recibe, de la velocidad del viento, de la temperatura del aire y de las variables y constantes técnicas que son implícitas del panel fotovoltaico.

Yang et al. 2008 [1] plantea que la máxima potencia que entrega un panel fotovoltaico es:

$$P_m = \frac{v_{oc} - \ln(v_{oc} + 0.72)}{1 + v_{oc}} \cdot \left(1 - \frac{R_s}{V_{oc}/I_{sc}}\right) \cdot \frac{V_{oco}}{1 + \beta \ln\left(\frac{G_0}{G}\right)} \cdot \left(\frac{T_0}{T}\right)^\gamma \cdot I_{sco} \left(\frac{G}{G_0}\right)^\alpha$$

(8)

En la ecuación 8 hay unos valores que son constantes y otros que son función de los datos meteorológicos que se presentan a cada hora del TMY. Esta ecuación puede ser simplificada para facilitar su uso, según (Diaf. Et al. 2007 [3], Green) se puede definir esta potencia como:

$$P_m = FF \cdot \frac{V_{oco}}{1 + \beta \ln\left(\frac{G_0}{G}\right)} \cdot \left(\frac{T_0}{T}\right)^\gamma \cdot I_{sco} \left(\frac{G}{G_0}\right)^\alpha = FF \cdot I_{sc} \cdot V_{oc}$$

(9)

Donde FF es el factor de llenado, el cual es un valor dado por el fabricante la mayoría de las veces, si este dato no es entregado, se puede calcular entendiendo que este valor siempre es igual a la relación entre la potencia máxima y el producto entre la corriente de corto circuito y el voltaje de circuito abierto, para obtenerlo se aplica la ecuación dada por Green. 1982 [9].

$$(10) \quad FF = \frac{I_{MPP} \cdot V_{MPP}}{I_{sco} \cdot V_{oco}}$$

$I_{sc}$  y  $V_{oc}$  son los valores de corriente de corto circuito y voltaje de circuito abierto, ambos valores son funciones del tiempo teniendo en cuenta que dependen de la radiación que recibe el panel, de la temperatura del aire que rodea el panel y de la velocidad del viento presente, el cual tiene un claro efecto de convección sobre el sistema. Estos valores son encontrados en la información técnica de los paneles como coeficientes de temperatura, potencia y voltaje ( $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\gamma$ ). En caso de que el fabricante del panel no entregue esa información, estos factores pueden ser calculados como función de las condiciones normales de operación (NOCT) y las condiciones estándar (STC) del panel.

$$\alpha = \frac{\ln\left(\frac{I_{sco}}{I_{sco1}}\right)}{\ln\left(\frac{G_0}{G_1}\right)}; \quad \beta = \frac{\frac{V_{oco}}{V_{oco1}} - 1}{\ln\left(\frac{G_0}{G_1}\right)}; \quad \gamma = \frac{\ln\left(\frac{V_{oco}}{V_{oco1}}\right)}{\ln\left(\frac{T_1}{T_0}\right)}$$

(11)

$\alpha$ ,  $\beta$ , y  $\gamma$  representan las pérdidas y variaciones no lineales del comportamiento del panel en función de las condiciones medioambientales que se presentan en cada tiempo medido. Hasta aquí, los valores presentados en la ecuación 11 son constantes durante todo el tiempo



estudiado, hay que tener en cuenta que siempre que hay un subíndice 0 se refiere a los datos técnicos del panel @STC (“*Standard test conditions*”) y cuando hay subíndice 1 se refiere a NOCT (*Normal operating cell temperature*); las ecuaciones que siguen de aquí en adelante se calculan para cada valor de radiación, temperatura del panel y velocidad del viento presentado en cada hora.

$$I_{sc} = I_{sco} \left( \frac{G}{G_0} \right)^\alpha \quad ; \quad V_{oc} = \frac{V_{oco}}{1 + \beta \ln \left( \frac{G_0}{G} \right)} \cdot \left( \frac{T_0}{T} \right)^\gamma$$

(12)

En esta fórmula, T es la temperatura interna del panel. Como se vio en la introducción, en la sección de caracterización de paneles, hay varios modelos para encontrar esta temperatura. El modelo más detallado (Yang. Et al 2008 [1]) tiene en cuenta todo el balance energético sobre un panel, se plantea un balance con el que se llega a un sistema no lineal de 2 ecuaciones (8 y 13) con 2 incógnitas ( $P_m$  y  $T_{pv}$ ).

$$\begin{aligned} & \alpha' \cdot A \cdot [G + \sigma \cdot (\varepsilon_{sky} \cdot T_{sky}^4 + \varepsilon_{ground} \cdot T_{ground}^4 - 2 \cdot \varepsilon_{pv} \cdot T_{pv}^4)] \\ & = 2A \cdot [1.31 \cdot (T_{pv} - T_{air})^{1/3} + 0.5 \cdot v_{wind}] \cdot (T_{pv} - T_{air}) + P_m \end{aligned}$$

(13)

Con este sistema no lineal de ecuaciones, se puede hacer una regresión utilizando el método de Newton Raphson para encontrar la temperatura del panel y la potencia generada por cada panel en función de los datos que se tienen para cada hora en el TMY.

Sin embargo, para facilitar el trabajo, y teniendo en cuenta que Bhardi [20] muestra la similitud de resultados entre diferentes métodos para encontrar la temperatura, esta se va a calcular según lo planteado por un organismo encargado de la educación en energía fotovoltaica [19].

$$(14) \quad T_{PV} = T_{aire} + \frac{NOCT-20}{800} * radiacion$$

De esta forma se tienen todas las variables necesarias para simular la salida de potencia eléctrica de cada panel utilizando la ecuación 9; al tener esta potencia generada, se puede encontrar el total de generación de todo el paquete fotovoltaico multiplicando la potencia generada por cada panel  $P_m$  por el número de paneles correspondiente a cada proporción.

### 3.5. MODELO DE DEMANDA ENERGÉTICA.

La demanda energética para cada hora se obtiene de un análisis estadístico de la información dada por la universidad de Freiburg. 2005 [4] donde plantean que la densidad poblacional de Providencia es de  $263 \frac{\text{habitantes}}{\text{km}^2}$  y que la demanda energética es de 7,1 Gwh/año.

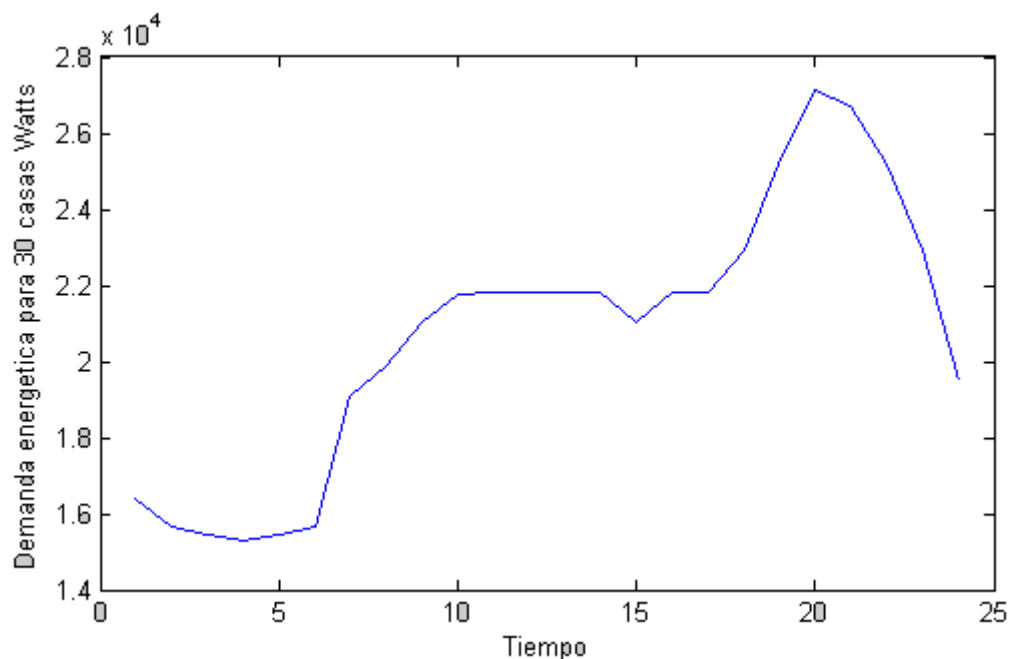
Teniendo una superficie de 18 kilómetros cuadrados, se obtiene:

$$263 \frac{\text{hab}}{\text{km}^2} \times 18 \text{ km}^2 = 4734 \text{ habitantes}$$

$$\frac{7,1 \text{ Gwh/año}}{4734 \text{ habitantes}} = 1512,46 \frac{\text{Kwh}}{\text{año} \times \text{habitante}}$$

Definiendo una casa promedio de 4 habitantes, se obtiene la demanda para cada casa:

$$1512,46 \frac{\text{Kwh}}{\text{año} \times \text{habitante}} \times 4 = 6049 \frac{\text{Kwh}}{\text{año} \times \text{casa}} \times \frac{\text{año}}{8750 \text{ horas}} = 690,625 \frac{\text{w}}{\text{hora} \times \text{casa}}$$



**Figura 12. Demanda energética diaria para 30 casas de Providencia.**

Con base en este dato, se construye una curva de potencia típica para cada día. Si se entiende que en cada hora se van a consumir 690 Watts en cada casa, en el día se van a necesitar  $690,625 \text{ watts} \times 24 \text{ horas} = 16575 \text{ Watts hora}$ , por casa. Teniendo en cuenta la

distribución de los porcentajes de consumo energético durante un día típico, se construye una tabla de datos que corresponde a la distribución de estos porcentajes para una carga diaria de 16575 W.

El proyecto que se está analizando, se define para dar energía a 30 casas, por lo tanto la demanda energética será  $30 \times 16575 \text{ Wh} = 497.250 \text{ Wh}$ .

### ***3.6.MODELO DE BATERÍA.***

El banco de baterías es generalmente del tipo plomo-ácido, estas se utilizan en condiciones muy específicas en las cuales no se sabe cuándo van a ser cargadas o descargadas.

Shadmand, Pasupuleti, Kotun (2012) y otros autores [25, 31] plantean procedimientos para definir la cantidad de amperios necesarios en el banco de baterías:

1. Calcular el total de vatios hora que se consumirán por día con base en la demanda energética.
2. Dividir el total de vatios hora por un factor que represente las pérdidas de carga en la batería.
3. Dividir el total del punto anterior entre el porcentaje de descarga que se le va a permitir a la batería, este valor se recomienda entre un 50% y un 70% [28]. Puede ser mayor si se quiere aceptar una mayor descarga, pero hay que tener en cuenta que mientras mayor es la descarga de una batería, menor es su vida útil.
4. Dividir el resultado del punto anterior en la potencia nominal de la batería que se va a utilizar.
5. Multiplicar el resultado del punto 4 por el número de días que se necesita que el sistema sea autónomo, es decir, el número de días que se necesita que el sistema funcione sin que haya radiación solar ni viento para que carguen el sistema.

Con este procedimiento se puede encontrar una dimensión básica para el banco de baterías. Si se asume una profundidad de descarga del 60%, dos días de autonomía, una eficiencia de inversor de 0,92 y un factor de pérdidas en la batería de 0,85 con base en [25, 28] se obtiene:

$$\begin{aligned} \text{Capacidad batería (Ah)} &= \frac{497.250}{0,85 \times 0,6 \times 0,92} = \frac{1'059.782,6}{1200} = 883,15 \times 2 \text{ días de autonomía} \\ &= 1766,3 \text{ Ah} \end{aligned}$$

Para este caso se utilizan los datos de una batería Mtek 12V 100Ah, en el catalogo técnico puede verse que esta batería soporta una carga máxima de 27 amperios; por lo tanto, se puede deducir que cada una de estas baterías puede soportar el funcionamiento unido de pocos paneles y pocas turbinas. Este procedimiento se utiliza para tener una idea del comportamiento de una determinada batería o un banco de baterías en función de la demanda energética, de los días de autonomía que se quiere tener en el sistema, de los datos del TMY y de los paneles y turbinas seleccionadas.

Al dividir el total de Ah con DOD entre el amperaje nominal de las baterías, se encuentra el número de baterías que hay que tener conectadas en paralelo para sostener la demanda de amperios.

$$\frac{1766,3 \text{ Ah}}{100 \text{ Ah}} \cong 18 \text{ baterías}$$

Si se tiene en cuenta el consumo energético diario para cada casa de Providencia es de 16575 W, y el potencial de generación para un día por cada panel y por cada turbina, se obtiene de los resultados del modelo de cálculo:

Potencial de generación en un día para un panel Qpeak de 205 W utilizando la ecuación 9 y los datos meteorológicos de Providencia es  $1.2683 \frac{\text{Kwh}}{\text{panel} \times \text{dia}}$

Potencial de generación en un día para una turbina Skystream 3.7 utilizando la ecuación 6 y la velocidad del viento de un día en Providencia es de  $29.795 \frac{\text{Kwh}}{\text{turbina} \times \text{dia}}$

Demanda energética para 30 casas implicadas en el proyecto asumido para este estudio:

$$16.575 \frac{\text{W}}{\text{dia} \times \text{casa}} * 30 = 497.250 \frac{\text{W}}{\text{dia}}$$

Con base en esto se puede tener una idea de la cantidad de paneles y turbinas que puede tener un sistema óptimo para la demanda energética calculada. Se diría que son necesarias

menos turbinas que paneles. Sin embargo, estos indicadores deben ser mezclados con otros más adelante con el fin de tener una conclusión más realista.

La mayoría de los modelos para las baterías se enfocan en dos características:

- Estado de carga de la batería (SOC) que se mueve constantemente entre la capacidad máxima de la batería y la carga mínima que puede alcanzar con base en la profundidad de descarga.
- Potencia de la batería en función del tiempo  $C_{bat}(t)$ .

Parte de la energía generada por los paneles y las turbinas será almacenada en la batería cuando la potencia generada sea mayor que la demanda de ese momento. De la misma forma, cuando la potencia generada no satisfaga la necesidad energética, la batería será descargada.

Yang et al. 2008 [1] define la capacidad de la batería en Ah en función del coeficiente de temperatura.  $\delta_c$  y de la temperatura de la batería.

$$(15) \quad C'_{bat} = C''_{bat} \cdot (1 + \delta_c \cdot (T_{bat} - 298.15))$$

Luego se define el SOC de la batería:

$$(16) \quad SOC(t+1) = SOC(t) \cdot \left(1 - \frac{\sigma \cdot \Delta t}{24}\right) + \int_{t_0}^t \frac{I_{bat}(\tau) \cdot \eta_{bat}}{C'_{bat}} d\tau$$

En esta ecuación se necesita  $\sigma$  que es la rata de auto descarga, esta representa las pérdidas de carga que tiene la batería sea que se esté o no usando, yang et al. 2008 [1], propone un valor de 0,2% por día en caso de no tener el dato exacto dado por el fabricante.

$\eta_{bat}$  representa la eficiencia de la batería, es difícil tener los datos de las eficiencias de carga y descarga por separado, por lo tanto, se asumirá, que la eficiencia de descarga es 1 y la eficiencia de carga es igual a la dada por el fabricante de acuerdo a lo planteado por yang et al. 2008 [1].

La corriente de la batería en función del tiempo, se puede encontrar con la ecuación 16.

$$(17) \quad I_{bat}(t) = \frac{P_{pv}(t) + P_{eo}(t) - \frac{P_{load}(t)}{\eta_{inv}}}{V_{bat}(t)}$$

Zhoua, Yanga, Fangb. 2008 [5] definen el voltaje calibrado de la batería en función de la temperatura como:

$$(18) \quad V_{bat} = V'_{bat} + \delta_V \cdot (T_{bat} - 298,15)$$

Donde  $V'_{bat}$  es el voltaje flotante de la batería, el cual se define con una función poli nómica.

$$(19) \quad V'_{bat} = A \cdot (SOC)^3 + B \cdot (SOC)^2 + C \cdot SOC + D$$

Los coeficientes del polinomio se determinan por el método de los mínimos cuadrados utilizando los datos de comportamiento de la batería dados por el fabricante u obtenidos en un experimento, Zhoua et al. 2008 [5] describe el experimento y todo el proceso para determinar los coeficientes necesarios para saber cuál es el voltaje en función del tiempo.

En el presente trabajo, se define un voltaje fijo durante el funcionamiento del sistema ya que se ha encontrado que la variación del voltaje no es muy determinante dentro del funcionamiento del sistema debido a que las fluctuaciones de este en un sistema híbrido son bajas comparadas con las de un sistema que funciona solo con paneles fotovoltaicos.

Además de esto, es posible regular el voltaje de todo el sistema utilizando sistemas de control electrónico, por lo tanto, se asume como constante.

Hay otros autores que hacen un planteamiento diferente, Diaf et al. 2007 [2] plantea que el estado de carga de la batería en un tiempo  $t$  está asociado al estado de carga del tiempo  $t-1$  y depende si el banco de baterías está siendo cargado o descargado. Durante el proceso de carga, cuando el total de energía generada es mayor que la demanda energética, la capacidad de la batería en W se define como:

$$(20) \quad C_{bat}(t) = C_{bat}(t-1)(1-\sigma) + \left( E_{gen}(t) - \frac{Demanda(t)}{\eta_{inv}} \right) \eta_{bat}$$

Durante el proceso de descarga, cuando el total de energía generada es menor que la demanda energética, la capacidad de la batería es:

$$(21) \quad C_{bat}(t) = C_{bat}(t-1)(1-\sigma) - \left( \frac{Demanda(t)}{\eta_{inv}} - E_{gen}(t) \right)$$

$C_{bat}(t)$  y  $C_{bat}(t - 1)$  corresponden a la capacidad de la batería (Wh) en cada tiempo  $t$  y  $t-1$ .  $\eta_{bat}$  es la eficiencia de la batería que durante la descarga se asume como 1 y durante la descarga varía entre un 65 y un 85%.

$\sigma$  es la tasa de auto descarga de la batería, este valor depende del tipo de batería y es dado por el fabricante, Diaf et al. 2007 [2] propone un valor de 0,14% por día. Y yang et al. 2008 [1] propone un valor de 0,2% por día.

$E_{gen}(t)$  Corresponde a la energía solar y eólica generada en cada tiempo  $t$  y para cada proporción.

$\eta_{inv}$  es la eficiencia del inversor.

En cada tiempo  $t$ , la capacidad de almacenamiento está sujeto a algunas restricciones:

$$C_{bat\ min} \leq C_{bat}(t) \leq C_{bat\ max}$$

Donde  $C_{bat\ max}$  corresponde a la capacidad nominal de todo el banco de baterías.

$C_{bat\ min}$  es la carga mínima que puede alcanzar la batería, la cual está definida por la profundidad de descarga que se proponga en el diseño.

Durante el funcionamiento de un sistema hibrido solar/eólico se pueden presentar diferentes situaciones:

1. El total de potencia generada es mayor que la potencia necesitada. En este caso, el exceso de energía es almacenado en las baterías, y la nueva capacidad almacenada se encuentra utilizando la ecuación 19. En este caso, cuando la capacidad de la batería alcanza el valor máximo  $C_{bat\ max}$ , el sistema de control detiene el proceso de carga. Por lo tanto hay una energía que no se utiliza ni se almacena. Este exceso de energía, lo define Diaf et al. 2007 [2] como:

$$(22) \quad Desp(t) = E_{gen}(t) - \left( \frac{Demanda(t)}{\eta_{inv}} + \left( \frac{C_{bat\ max} - C_{bat}(t-1)}{\eta_{ch.bat}} \right) \right)$$

2. El total de energía generada es menor que la potencia necesitada. El déficit energético es sostenido por las baterías, y la nueva capacidad almacenada es calculada con la ecuación 20. En este caso, si la batería baja hasta su límite de profundidad de descarga  $C_{bat\ min}$  el sistema de control desconecta la carga y hay una pérdida de suministro de energía, que Diaf et al. 2007 [2] la define como:

$$LPS(t) = Demanda(t) - (E_{gen}(t) + C_{bat}(t-1) - C_{bat\ min})\eta_{inv} \quad (23)$$

3. En el caso en el que la potencia generada y la demanda sean la misma, la capacidad en las baterías no cambia.

### **3.7. PROBABILIDAD DE PÉRDIDA DE CARGA (LPSP).**

Un sistema híbrido confiable es uno que tiene suficiente potencia para alimentar la demanda presentada durante un periodo de tiempo, o, en otras palabras, uno que tiene una baja probabilidad de pérdida de carga (LPSP – *loss of power supply probability*).

LPSP está definido como la probabilidad de que la potencia generada por el sistema híbrido (paneles, turbinas, baterías) no sea capaz de satisfacer la demanda presentada ya que el sistema fotovoltaico y eólico no generan lo suficiente, y las baterías están en su carga mínima.

Un LPSP con valor de 0 significa que la demanda siempre será satisfecha, y un LPSP con un valor de 1 significa que la carga nunca será suficiente para la demanda.

Diaf et al. 2007 [2] calcula la probabilidad de pérdida de carga con la relación entre la suma de las cargas perdidas LPS(t) sobre un periodo de tiempo determinado y el total de demanda energética requerido durante ese tiempo.

$$(24) \quad LPSP = \frac{\sum_{t=1}^T LPS(t)}{\sum_{t=1}^T Demanda(t)}$$

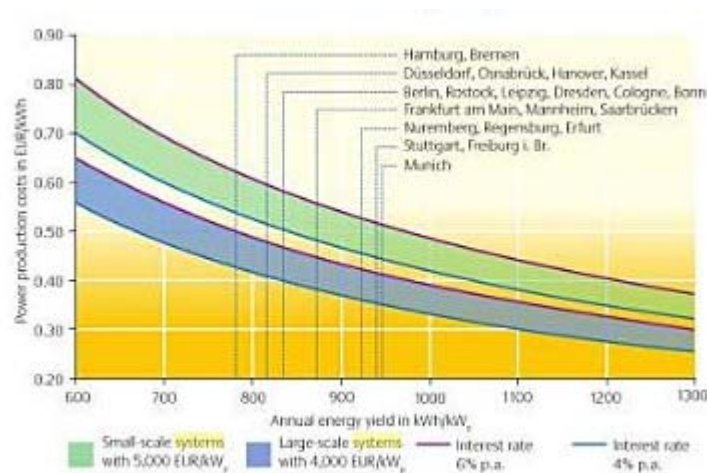
### **3.8. MODELO DE ANÁLISIS FINANCIERO.**

Los costos de producción de energía para un sistema eólico, fotovoltaico o híbrido están muy relacionados con la escala del proyecto a desarrollar, con las tasas de interés y con la inflación debido a que generalmente son proyectos con una vida útil de por lo menos 10 años. Por ejemplo, en la figura 13 puede verse la dependencia que tienen los costos de generación en las tasas de interés y en la energía generada anualmente para sistemas pequeños y grandes.

Para hacer un análisis realista del costo anual equivalente (ACS) y del costo nivelado de la energía (LCE) es necesario revisar la situación actual del comercio de los paneles solares y las



turbinas eólicas. La tendencia del comportamiento es a que el descenso en los precios para los próximos 10 años va a ser una constante.



Fuente: P.334. Planning and installing photovoltaic systems. [28]

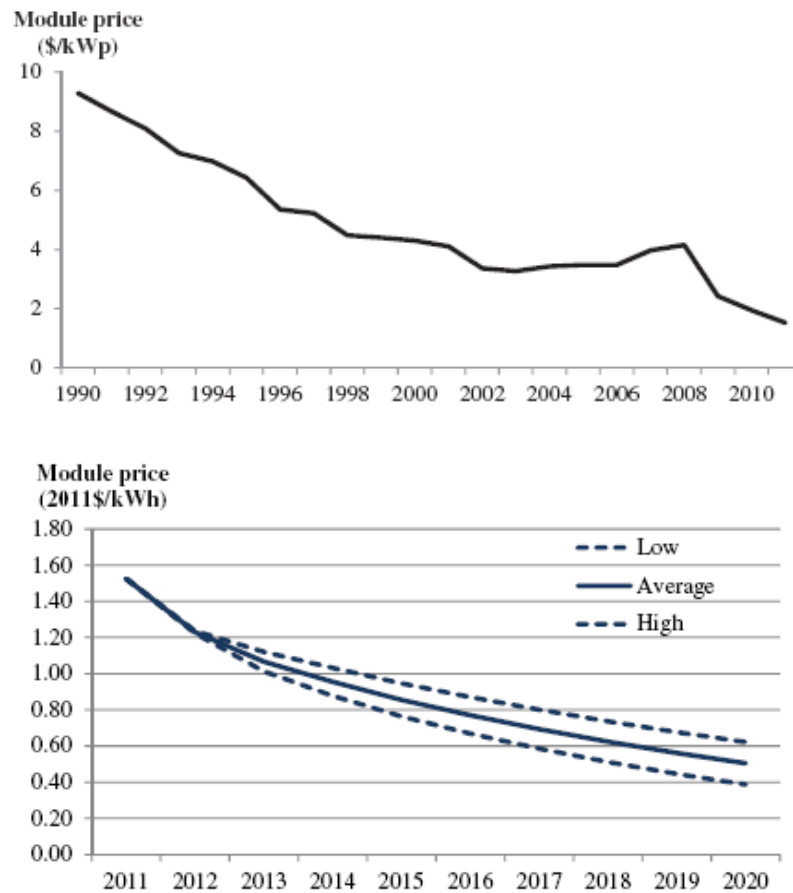
**Figura 13. Dependencia de costos de producción en tasas de interés y tamaño de proyecto.**

En el caso de los paneles fotovoltaicos, De La Tour, Glachant, Ménière – 2013 [27] muestran esta proyección utilizando curvas de experiencia, y el panorama se ve bastante favorable para este tipo de tecnologías.

Con base en llamadas hechas a varios comerciantes de paneles solares, entre ellos Optim Energy, Ambiente Soluciones y Gaia tecnología e innovación SAS, se puede concluir que en Medellín, un panel solar se está vendiendo en un rango de entre \$3.500 y \$5.000 pesos por cada vatio nominal dependiendo de la marca del panel, este valor se acerca a lo planteado por De la tour et al. 2013 [27]; teniendo en cuenta que para que el panel este aquí en Colombia, se tienen costos extras de nacionalización y fletes que incrementan su valor comercial aproximadamente en un 30%. Los otros costos implicados en la instalación de un sistema fotovoltaico son inversor DC/AC, las estructuras donde se montan los paneles, baterías, cableado, sistema de control y obras civiles.

Los precios de los sistemas fotovoltaicos completos instalados dependen de muchas variables, entre ellas está el país de origen de la tecnología, los materiales de los paneles, el tipo de generación, el semiconductor utilizado, precios internacionales del silicio, etc. En el 2012, un

sistema completo instalado en Alemania tenía un precio de 2.2 USD/W. En contraste, en Estados Unidos para el mismo año, se tiene un rango de entre 4 y 8 USD/W.



Fuente: P. 4 y 6. [27] Predicting the costs of photovoltaic solar modules in 2020 using experience curve models Arnaud de La Tour, Matthieu Glachant, Yann Ménière – 2013.

**Figura 14. Proyección de comportamiento de precios de paneles.**

En la tabla 4 se puede ver el costo de un sistema fotovoltaico instalado en diferentes países:

Costo de sistema fotovoltaico instalado en 2012	
	USD/W
Alemania	2,2
Estados Unidos	4 - 8
China	3,1
Italia	3,4
Australia	4,5
Japon	4,8

Fuente: International Renewable Energy Agency IRENA. Renewable Power Generation Costs in 2012: An Overview

**Tabla 4. Costos sistema fotovoltaico instalado 2012.**

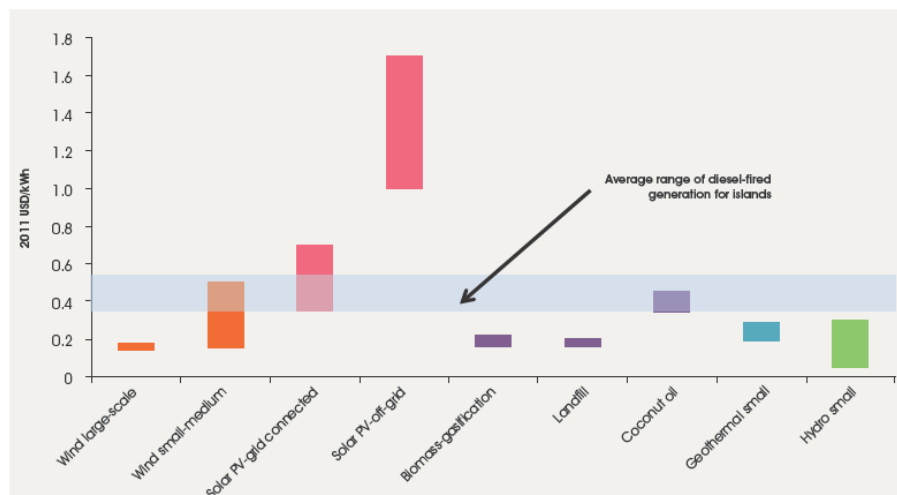
Se puede ver un alto contraste comparado con los precios “offgrid” para las islas del pacifico en el año 2011.

Technology	Cost Range in U.S. \$ per kW
Grid-Connected Solar PV	\$4,500–\$14,000
Off-Grid Solar PV	\$10,000–\$34,000
Micro-Hydro	\$4,000–\$23,000
Small-Hydro	\$1,800–\$4,000
Small-Scale Wind	\$4,000
Large-Scale Wind	\$3,300
Small-Scale Biomass	\$3,500–\$6,000
Diesel	\$800–\$1,500

Fuente. P. 23 ENERGY POLICY AND SECTOR ANALYSIS IN THE CARIBBEAN 2010 – 2011. National renewable energy laboratory - [26]

**Figura 15. Costos de instalación de tecnologías de energía renovable en el Caribe.**

En la siguiente figura 16 (IRENA 2012) [31] muestra el rango de LCE de varios sistemas de energías renovables en islas del pacifico. Se puede ver claramente que los sistemas fotovoltaicos son considerablemente más costosos que los sistemas eólicos, sobre todo para un sistema fotovoltaico que funciona fuera de una red eléctrica.



Fuente: P. 25 International Renewable Energy Agency IRENA. Renewable Power Generation Costs in 2012: An Overview. [31]

**Figura 16. Costo energético LCE para varios sistemas de generación renovable en islas.**

En cuanto a la tecnología eólica, el costo de las turbinas por kilovatio en el 2012 tiene un rango muy amplio ya que las turbinas chinas se consiguen hasta por 630 USD/Kw, mientras que en el mercado norteamericano se consiguen entre 900 y 1270 US/Kw. Los factores que más determinan el costo de la energía eólica son los precios de los equipos, la operación, el mantenimiento y la energía que se espera producir. Los costos de los equipos (rotor, aspas, torre y transformador) pueden ser entre un 64% y un 84% del costo final según (IRENA 2012) [31]. La inversión para hacer la conexión eólica puede representar entre un 9 y un 14 %, las obras civiles entre 4 a 16% y los otros costos como compra de propiedades, estudios de factibilidad, etc. pueden costar entre 4 y 10% dependiendo del lugar del proyecto y del tipo de turbina que se utiliza. Pero estos precios son para proyectos en tierra, los proyectos en islas tienen costos más altos por las condiciones de transporte y de conexión que se presentan. La asociación internacional de energías renovables (IRENA) plantea que el kilovatio instalado de energía fotovoltaica en islas es considerablemente superior al valor del kilovatio instalado del mismo proyecto instalado en plataforma continental, no solo por los costos de los que se habló, sino también porque todo el diseño implicado debe ser más detallado en temas como la corrosión y las duras condiciones marinas que se presentan, todo esto para evitar que los costos de mantenimiento hagan inviable el proyecto.

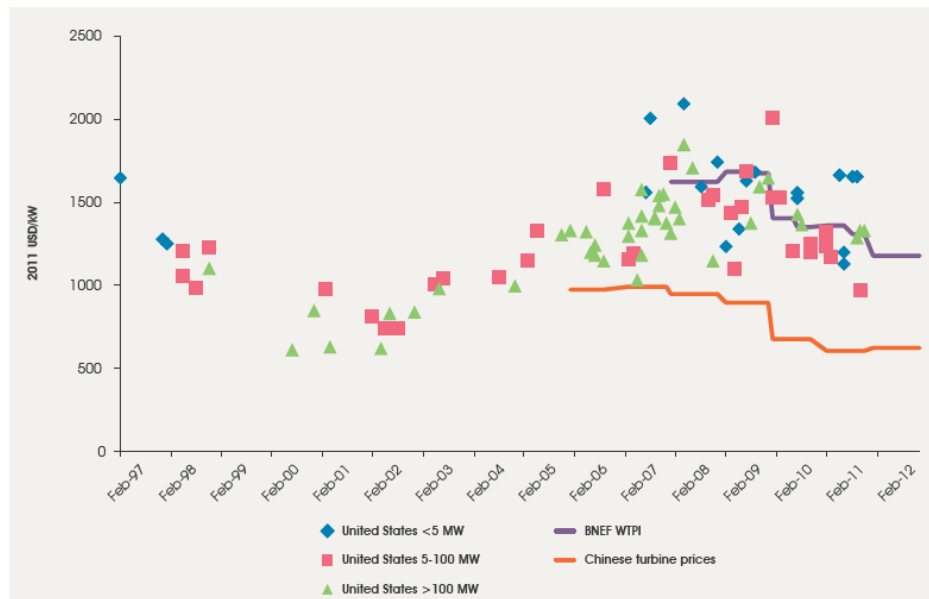
En estos casos, la mayor parte del costo de inversión siguen siendo las turbinas, pero el porcentaje del precio total puede subir hasta un 44% comparado con el mismo proyecto puesto en plataforma continental.

Se puede decir que no hay una sola tecnología de energía renovable mejor que las otras debido a que la relación costo-eficiencia depende de muchas variables. Es importante resaltar que es posible que los proyectos de pequeña escala no necesiten inversiones muy altas en líneas de transmisión y distribución, por lo tanto no pueden ser comparadas de forma muy fácil con mega proyectos de generación eólica o fotovoltaica.

En el presente estudio, se va a trabajar con esas mismas tarifas para un proyecto instalado planteadas por (National Renewable Energy Laboratory – NREL 2012. [26]), hay que tener en cuenta que si bien los precios de los paneles han bajado del 2011 a la fecha actual, no han bajado en la misma proporción los otros componentes que hacen parte de todo el sistema, de

hecho, según (IRENA – 2012), se tiene proyectado que a futuro, lo que va a determinar los precios de inversión en sistemas fotovoltaicos no va a ser el precio de los paneles sino de los otros componentes, especialmente el inversor y el sistema de control.

En la figura 17 realizada por (IRENA 2012) [31] se puede ver la diferencia de precios (USD/kW) en turbinas eólicas dependiendo de su país de origen.



Fuente: International Renewable Energy Agency IRENA. Renewable Power Generation Costs in 2012: An Overview. [31]

**Figura 17. Precios de turbinas eólicas de diferentes países 1997-2012.**

En el caso de las baterías es un poco más difícil encontrar un precio genérico ya que al igual que los paneles y las turbinas, es un producto cuyo precio depende del material con el que está hecho, el país de origen, del lugar en el que se va a utilizar, etc.

Costo seleccionado para proyectos instalados en Providencia				
USD/Kw				
Fotovoltaico				10000
Eolico				3300
Baterías				215
Costos de operación en islas para cada tecnología USD/kwh				
Fotovoltaico				0,75
Eolico				0,14

**Tabla 5. Costo de instalación asumido en el presente estudio según tecnología.**

(Zahedi, Kalam – Universidad de Monash) [32] plantea un precio de 150 dólares australiano por Kw que se almacena. Solarbuzz [33], plantea precios de 213 U\$/kW que se almacena.

Teniendo en cuenta todo esto, los precios establecidos para el presente estudio son los planteados por (NREL – 2011 [26]) y por Solarbuzz [33] que se pueden ver en la tabla 5.

Con estos valores, se calcula el costo capital de instalación para cada proporción del sistema híbrido solar/eólico. Para hacer el cálculo, se utiliza el valor de la potencia nominal instalada para cada tecnología en cada proporción. Es decir, si se tienen 5 turbinas Skystream de 2.4 kW, el total de potencia nominal instalada es de 12 kW; para un costo de instalación de 12 kW x 3300 USD/kW = U\$ 39.600. Y si se tienen 5 paneles Qpeak con una potencia nominal de 205 W cada uno, se tiene un total instalado de 1,025 kW; para un costo de instalación de 1,025 kW x 10000 U\$/kW =U\$ 10250.

Para definir un sistema híbrido óptimo, es necesario tener en cuenta los aspectos económicos implicados en el proyecto. Yang et al. 2008 [1] plantea el costo anual equivalente (ACS) formado por el costo capital de los equipos  $C_{acap}$ , el costo anualizado de repuestos  $C_{arep}$ , y el costo anualizado de mantenimiento  $C_{amain}$ .

$$ACS = C_{acap}(PV + eo + bat + otros) + C_{arep}(Bat) + C_{amain}(PV + eo + bat + otros) + C_{gen}$$

(25)

Donde  $C_{acap}$  es el costo capital anualizado, que por ser un valor que se paga al principio de la inversión, es necesario calcularlo con base en un valor presente. Este valor tiene en cuenta el costo de compra e instalación de todos los equipos y sus componentes, es decir, cables, controladores, inversores, etc.

$$(26) \quad C_{acap} = C_{cap} \cdot \frac{i \cdot (1+i)^{Y_{proj}}}{(1+i)^{Y_{proj}-1}} \quad ; \quad i = \frac{i' - f}{1+f}$$

Donde  $C_{cap}$  es el costo inicial de instalación de cada tecnología;  $Y_{proj}$  es la vida útil del equipo en años.  $i$  es la tasa de interés real anual, está relacionada con  $i'$ , que es la tasa de interés al que se financia el proyecto. Y  $f$  es la tasa de inflación anual. Cabe anotar que generalmente se tiene directamente el valor de la tasa de interés real anual a la que se hace la inversión del

proyecto, es decir que no es necesario encontrarlo con base en la inflación  $f$  ni con la tasa de interés  $i$ .

$C_{arep}$  es el costo de repuestos anualizado, este se calcula para toda la vida útil en la que se está diseñando el proyecto, generalmente, lo único que se va a necesitar reemplazar es la batería, y algunos componentes que caben dentro de la clasificación “otros”, como está basado en costos que se van a dar en tiempo futuro, es necesario encontrarlo con base en la fórmula financiera para el costo anual equivalente desde valores futuros:

$$(27) \quad C_{arep} = C_{rep} \cdot \frac{i}{(1+i)^{Y_{rep}-1}}$$

$C_{amain}$  es el costo anualizado de mantenimiento, este valor depende del tipo de tecnología que se utiliza, ya que el mantenimiento de una turbina es más costoso que el de un panel, por lo tanto, con base en lo planteado por (IRENA 2012) [31] y por Meier [34]; se define como un 5% del valor de instalación en el año 1 para el sistema eólico, 1,5% para el sistema fotovoltaico y para el sistema de baterías, estos valores son calculados hacia el futuro en todos los años de vida útil del proyecto de la siguiente forma:

$$(28) \quad C_{amain}(n) = C_{amain}(1) \cdot \frac{i \cdot (1+i)^{Y_{proj}}}{(1+i)^{Y_{proj}-1}}$$

Donde  $C_{amain}(n)$  es el costo de mantenimiento del año  $n$ .

$C_{gen}$  representa los costos de operación del sistema, los valores que se toman para representar este rubro, son los reportados por (NREL – 2012 [26]) para islas del pacífico.

Technology	PICs Range of Cost in U.S. \$ per kWh
Grid-Connected Solar PV	\$0.35–\$0.70
Off-Grid Solar PV	\$1.50–\$2.50
Large-Scale PV and Battery	\$0.75
Large-Scale Wind	\$0.14–\$0.18
Coconut Oil	\$0.34–\$0.38
Biomass Gasification	\$0.16–\$0.22
Landfill Gas	\$0.18

Fuente. P. 23 ENERGY POLICY AND SECTOR ANALYSIS IN THE CARIBBEAN 2010 – 2011. National renewable energy laboratory - [26]

**Tabla 6. Costos de generación en islas del pacifico.**

***LCE – COSTO DE ENERGÍA***

El indicador que más hay que tener en cuenta al evaluar financieramente los proyectos de generación de electricidad es el costo energético. Diaf et al. 2008 [2] y [28] lo define como:

$$(29) \quad LCE = \frac{VPN \times CRF}{E_{gen}}$$

Donde  $E_{gen}$  es la generación anual de energía en KWH, VPN y CRF son el valor presente neto de todos los componentes del sistema y el factor de recuperación de capital respectivamente, el cual se calcula de la misma forma que se hace en la ecuación 26  $\left(\frac{i \cdot (1+i)^{Y_{proj}}}{(1+i)^{Y_{proj}} - 1}\right)$ .

El valor presente neto se entiende como la diferencia entre el valor presente neto de los beneficios recibidos por el proyecto y la suma de los valores presentes de todos los gastos de inversión, mantenimiento, repuestos y generación para los equipos solares, eólicos y baterías durante toda la vida útil del proyecto.

VPN=Valor presente beneficios – Valor presente gastos.

Los gastos del proyecto son la inversión inicial que es diferente para cada proporción dado que cada una trae un número determinado de paneles solares y turbinas, también los gastos de mantenimiento y reemplazo de baterías y los costos de generación que se muestran en la tabla 5. Los costos de mantenimiento dependen de la tecnología como se explicó en el punto anterior. Los costos de reparación corresponden a el cambio previsto del banco de baterías cada 7 años, por lo tanto, durante una vida útil del sistema de 20 años, este debe hacerse 3 veces.

En la tabla 7 los valores presentados en color amarillo corresponden a los egresos, el verde corresponde a los ingresos, P.N. corresponde a la potencia nominal instalada, C.I. corresponde al costo inicial de instalación, VPtec se refiere a que hay que tomar el valor que corresponde a cada tecnología, en el costo inicial y en los costos de generación (C.G.).



Los valores de las cuotas y los intereses que se pagan en cada año corresponden al respectivo cálculo de cada proporción, dependiendo del costo de instalación de cada uno y de las tasas de interés que se manejan.

Cada valor es proyectado hacia el futuro teniendo en cuenta las siguientes tasas:

Tasa de interés anual=6 %

Tasa de crecimiento de precio de energía=5%

Tasa de crecimiento de costos de operación y mantenimiento=4.5%

Tasa de crecimiento de costos de generación=6%

año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Costo inicial (C.I)	P.N * VPTec	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Venta energía	\$\$\$	\$\$\$	\$\$\$	\$\$\$	\$\$\$	\$\$\$	\$\$\$	\$\$\$	\$\$\$	\$\$\$	\$\$\$
Mantenimiento	1,5% C.I	M1*(1+i)	M2*(1+i)	M3*(1+i)	M4*(1+i)	M5*(1+i)	M6*(1+i)	M7*(1+i)	M8*(1+i)	M9*(1+i)	
Reparación	0	0	0	0	0	0	0	\$Bat*(1+i)^7	0	0	0
Operación	%C.G. Ptec	O1(1+i)	O2(1+i)	O3(1+i)	O4(1+i)	O5(1+i)	O6(1+i)	O7(1+i)	O8(1+i)	O9(1+i)	
Cuotas	0	\$\$	\$\$	\$\$	\$\$	\$\$	\$\$	\$\$	\$\$	\$\$	\$\$
Intereses	0	\$\$	\$\$	\$\$	\$\$	\$\$	\$\$	\$\$	\$\$	\$\$	\$\$

año	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Costo inicial (C.I)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Venta energía	\$\$\$	\$\$\$	\$\$\$	\$\$\$	\$\$\$	\$\$\$	\$\$\$	\$\$\$	\$\$\$	\$\$\$
Mantenimiento	M10*(1+i)	M11*(1+i)	M12*(1+i)	M13*(1+i)	M14*(1+i)	M15*(1+i)	M16*(1+i)	M17*(1+i)	M18*(1+i)	M19*(1+i)
Reparación	0	0	0	\$Bat*(1+i)^14	0	0	0	0	0	0
Operación	O10(1+i)	O11(1+i)	O12(1+i)	O13(1+i)	O14(1+i)	O15(1+i)	O16(1+i)	O17(1+i)	O18(1+i)	O19(1+i)
Cuotas	\$\$	\$\$	\$\$	\$\$	\$\$	0	0	0	0	0
Intereses	\$\$	\$\$	\$\$	\$\$	\$\$	0	0	0	0	0

año	21	22	23	24	25
Costo inicial (C.I)	0	0	0	0	0
Venta energía	\$\$\$	\$\$\$	\$\$\$	\$\$\$	\$\$\$
Mantenimiento	M20*(1+i)	M21*(1+i)	M22*(1+i)	M23*(1+i)	M24*(1+i)
Reparación	\$Bat*(1+i)^21	0	0	0	0
Operación	O20(1+i)	O21(1+i)	O22(1+i)	O23(1+i)	O24(1+i)
Cuotas	0	0	0	0	0
Intereses	0	0	0	0	0

**Tabla 7. Flujo de gastos durante la vida útil del sistema.**

Al tener los valores presentados en la tabla 7 calculados para cada proporción y proyectados hacia toda la vida útil del sistema, se puede encontrar el valor total de gastos para cada año;

con ese resultado y con una tasa de interés anual  $i$ , se puede encontrar el valor presente neto de los gastos con la siguiente fórmula:

$$(30) \quad VPN_{gastos} = \sum_{t=1}^{25} \frac{Total\ gastos_t}{(1+i)^t}$$

Para entender los beneficios que da el proyecto, hay que revisar la forma como se factura el consumo eléctrico en la isla de providencia. De acuerdo con la universidad de Freiburg [4] y con la empresa de servicios públicos del archipiélago de San Andrés y Providencia [30]; el precio final de generación que se tiene en la isla de providencia para el año 2012 es de 870 COP/kWh, es decir unos 45 centavos de dólar por kWh. Teniendo en cuenta esto, los beneficios que aporta el sistema híbrido se cuantifican con la generación que se deja de hacer con Diesel para ser reemplazada por energía solar o eólica, para esto se asume que la totalidad de energía generada es consumida y facturada.

Beneficios para cada año = Generación híbrida Kwh anual \* 0.45 U\$/kWh.

Al tener el valor de los beneficios para cada año, estos se proyectan a los 25 años de vida útil del sistema y luego se encuentra el VPN de los beneficios utilizando la misma relación dada en la ecuación 29. Para el presente estudio se define una tasa de interés del 6% anual y una tasa de inflación de 5,219% de acuerdo con lo planteado por Meier – 2012 [34], quien hace un estudio detallado de la posibilidad de aplicación de sistemas fotovoltaicos en Colombia.

#### 4. ANALISIS DE RESULTADOS.

##### DATOS TÉCNICOS DE PANEL UTILIZADO EN EL PRESENTE ESTUDIO QPEAK 205

ELECTRICAL CHARACTERISTICS					
PERFORMANCE AT STANDARD TEST CONDITIONS (STC: 1000 W/m <sup>2</sup> , 25 °C, AM 1.5 G SPECTRUM) <sup>1</sup>					
NOMINAL POWER (+5 / -0 W)		[W]	195	200	205
Average Power	P <sub>MPPT</sub>	[W]	197.5	202.5	207.5
Short Circuit Current	I <sub>sc</sub>	[A]	8.99	9.07	9.15
Open Circuit Voltage	V <sub>oc</sub>	[V]	29.24	29.70	30.18
Current at P <sub>MPPT</sub>	I <sub>MPPT</sub>	[A]	8.29	8.42	8.54
Voltage at P <sub>MPPT</sub>	V <sub>MPPT</sub>	[V]	23.82	24.06	24.36
Efficiency (Nominal Power)	η	(%)	≥ 14.5	≥ 14.8	≥ 15.2
PERFORMANCE AT NORMAL OPERATING CELL TEMPERATURE (NOCT: 800 W/m <sup>2</sup> , 47 ±3 °C, AM 1.5 G SPECTRUM) <sup>2</sup>					
NOMINAL POWER (+5 / -0 W)		[W]	195	200	205
Average Power	P <sub>MPPT</sub>	[W]	148.8	152.8	157.6
Short Circuit Current	I <sub>sc</sub>	[A]	7.15	7.22	7.28
Open Circuit Voltage	V <sub>oc</sub>	[V]	27.51	27.87	28.38
Current at P <sub>MPPT</sub>	I <sub>MPPT</sub>	[A]	6.63	6.73	6.82
Voltage at P <sub>MPPT</sub>	V <sub>MPPT</sub>	[V]	22.44	22.72	23.11

<sup>1</sup> Measurement tolerances STC: ±3 % (P<sub>MPPT</sub>); ±10 % (I<sub>sc</sub>, V<sub>oc</sub>, I<sub>MPPT</sub>, V<sub>MPPT</sub>)  
<sup>2</sup> Measurement tolerances NOCT: ±5 % (P<sub>MPPT</sub>); ±10 % (I<sub>sc</sub>, V<sub>oc</sub>, I<sub>MPPT</sub>, V<sub>MPPT</sub>)

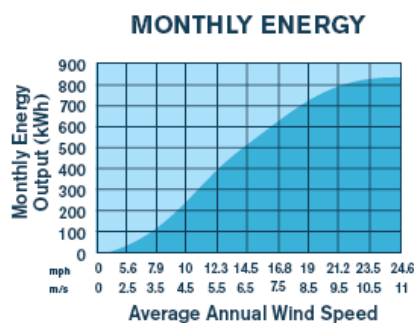
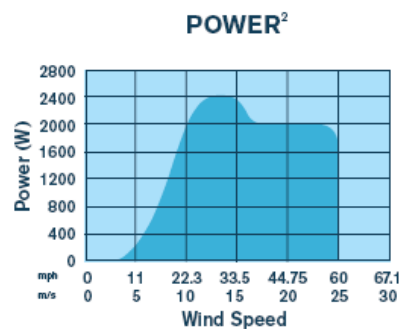
Datos requeridos para el estudio.			
Largo terreno	50 m	Dist. Turbinas direccion viento	3 Φ
Ancho terreno	35 m	Dist Turbinas direccin perpend.	2 Φ
Casas	30	Volt. Sistema	24
Ef inversor	92%	Vida útil sist.	25 años
Densidad viento	1,2 Kg/m <sup>3</sup>	Vida útil bat.	7 años
Altura de turbinas	50 m	Tasa interes anual	6%
Rugosidad suelo	0,3	Tasa precio energia	5%
C. Hellman	0,14	Tasa costos y mant.	4,50%
Angulo paneles	45°	Tasa costos gen.	6%
Abroscion panel	77%	Ef. Diesel Prov. GI/kwh	8%
Emiscividad cielo	95%	Precio venta CERE's	11 U\$
Emiscividad suelo	95%	Turbina	Skystream 2.4 W
Emiscividad panel	80%	Panel	Qpeak 205
# de baterías	18	Batería usada	MK TEC 12 V 100 A

Tabla 8. Datos constantes utilizados en los cálculos.

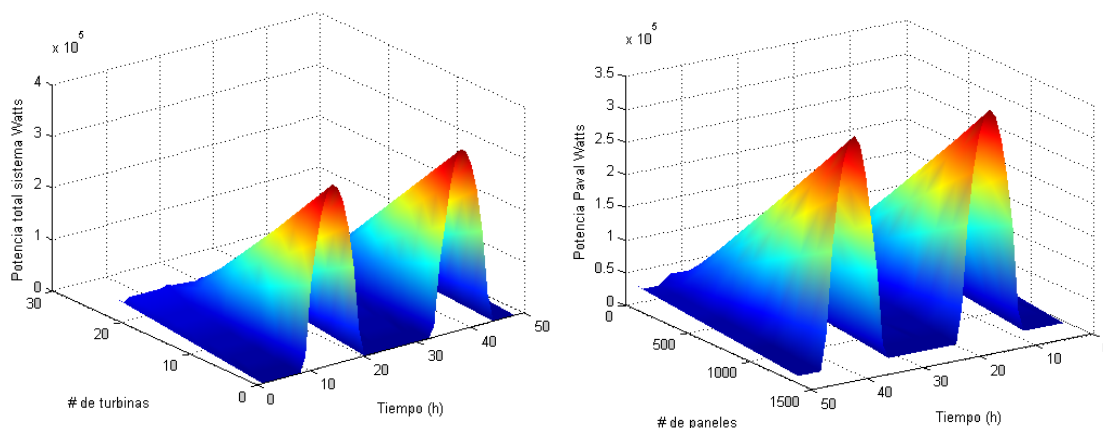
## DATOS TÉCNICOS DE TURBINA UTILIZADA EN EL PRESENTE ESTUDIO SKYSTREAM

### 2.4

<b>Rated Capacity</b>	2.4 kW
<b>Rotor Diameter</b>	12 ft (3.72 m)
<b>Weight</b>	170 lb (77 kg)
<b>Swept Area</b>	115.7 ft <sup>2</sup> (10.87 m <sup>2</sup> )
<b>Type</b>	Downwind rotor with stall regulation control
<b>Direction of Rotation</b>	Clockwise looking upwind
<b>Blades</b>	(3) Fiberglass reinforced composite
<b>Rated Speed</b>	50 - 330 rpm
<b>Maximum Tip Speed</b>	216.5 ft/s (66 m/s)
<b>Alternator</b>	Slotless permanent magnet brushless
<b>Yaw Control</b>	Passive
<b>Grid Feeding</b>	120/240 VAC Split 1 Ph, 60 Hz 120/208 VAC 3 Ph compatible, 60 Hz (Check with dealer for other configurations)
<b>Battery Charging</b>	Battery Charge Controller kit available for battery charging systems
<b>Braking System</b>	Electronic stall regulation with redundant relay switch control
<b>Cut-in Wind Speed</b>	8 mph (3.5 m/s)
<b>Rated Wind Speed</b>	29 mph (13 m/s)
<b>User Monitoring</b>	Wireless 2-way interface
<b>Survival Wind Speed</b>	140 mph (63 m/s)
<b>Warranty</b>	5 year limited warranty

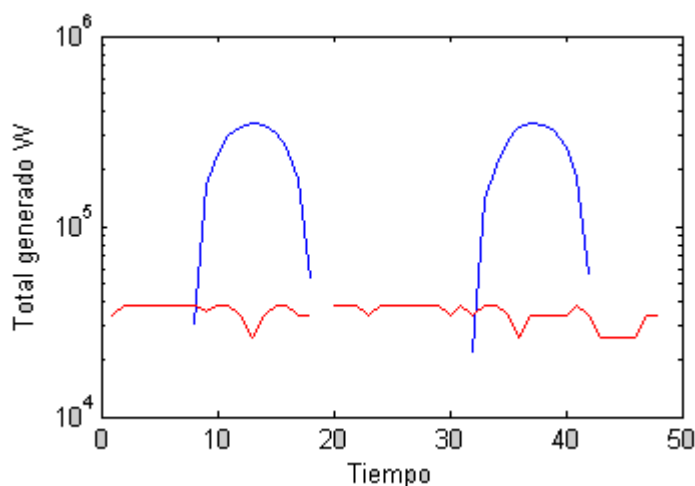


Todos los resultados que se plantean en el modelo de cálculo son analizados en función de cada proporción, la cual va a estar planteada como un número determinado de equipos solares o eólicos. Para explicar este punto, se puede ver la siguiente figura, en donde se muestra la generación (solar+eólica) para 48 horas (eje x), cada grafica definida por el número de equipos eólicos o solares utilizados (eje y) y la potencia generada (z).



**Figura 18. Generación en función del número de equipos.**

Se puede ver que el comportamiento de la generación total sigue un patrón muy similar a la generación fotovoltaica, que se comporta de acuerdo a la tendencia natural de la radiación solar, siendo mayor entre las 11 de la mañana y las 3 de la tarde.

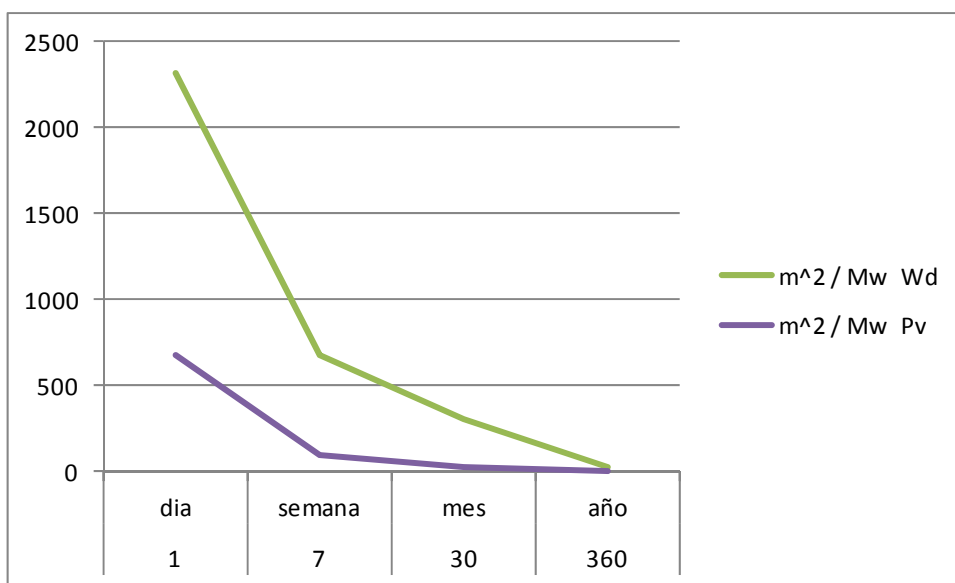


**Figura 19. Comparación entre generación eólica (azul) y solar (rojo).**

En la figura 19 se puede verificar la diferencia en las tendencias del comportamiento de la generación solar y eólica para la simulación de las primeras 48 horas, al ver la escala de generación solar y eólica, se puede verificar claramente que la fuente predominante para entregar energía es la solar, lo cual es de esperarse para esta región.

Esta característica del funcionamiento del sistema se debe en parte a que los niveles de radiación son altos, pero también a que el área necesaria para que cada turbina pueda funcionar en condiciones aceptables es superior al área consumida por un sistema fotovoltaico

de igual potencia. Esto como resultado de los criterios de diseño que se tienen para la parte eólica, según los cuales, la distancia entre las turbinas es de 3 veces el diámetro en la dirección principal del viento, y 2 veces el diámetro en la dirección perpendicular a esta. Como resultado, cuando se utilizan varias líneas de turbinas, cada turbina skystream de 2,4 Kw - 13 m/s con un diámetro en las aspas de 3.72m necesita  $6 * \varnothing^2 = 6 * 3,72^2 = 83,03 m^2$  para producir los 2,4 Kw a las condiciones nominales. Por otro lado, cada panel Qpeak de 205 W tiene un área  $1,34 m^2$  y bajo las condiciones meteorológicas de providencia, con una radiación solar de 1300 Watts, se generan según los cálculos 260 Watts de potencia aproximadamente, por lo tanto, para alcanzar los 2,4 Kw de la turbina, se necesitarían 10 paneles aproximadamente, necesitando un área de  $13,4 m^2$ . Esta comparación da una idea general del comportamiento de la mezcla entre estos dos equipos seleccionados, pero para tener un concepto más preciso de esto es necesario revisar los resultados en forma más detallada.



**Figura 20. Metros cuadrados por megavatio para diferentes periodos de tiempo.**

Al proyectar la generación hacia diferentes periodos de tiempo, se puede ver que la tendencia sigue siendo la misma, en la grafica anterior se puede ver la cantidad de área necesaria para generar cada Mw en diferentes rangos de tiempo. Al ver una diferencia tan importante entre los resultados de un mes y un año, se puede decir que hacia los 25 años de vida útil de un proyecto como este, la tendencia de ambas tecnologías será la misma, por lo tanto, el criterio

de decisión basado en la cantidad de energía producida por  $m^2$  pasa a estar basado en la energía más barata y más fija por  $m^2$ , según los indicadores de ACS, LCE y LPSP.

Al ver estos resultados se puede pensar que ya que la energía predominante es la fotovoltaica, no es necesario pensar en sistemas híbridos y simplemente utilizar la fuente solar para este caso en particular. Sin embargo, al revisar los indicadores seleccionados, se puede ver que cuando la carga es apoyada solamente por paneles solares, el costo anual equivalente (ACS) y el costo energético (LCE) son mayores.

Con todo esto, se entiende que el aporte de las turbinas eólicas sirve para que en los momentos en los que no hay luz solar, se pueda seguir generando electricidad, disminuyendo así la probabilidad de pérdida de carga. Pero esta situación lleva un costo implícito, ya que en la mayor parte de las horas de la noche el consumo energético disminuye, por lo tanto, la mayor parte de la generación eólica que se da por la noche, será almacenada en el banco de baterías, haciendo que el proceso de dimensionamiento para que el funcionamiento sea óptimo se concentre en el comportamiento de las baterías, esta parte es clave ya que las baterías son un costo considerable del sistema, y dependiendo del correcto dimensionamiento, este debe ser cambiado 2, 3 o hasta 4 veces durante la vida útil de los paneles y las turbinas, lo cual tiene un efecto en los costos finales. Con base en esto, se encuentra que el proceso de dimensionamiento de las baterías debe hacerse en varias etapas. En una primera etapa, se simula el sistema con el tamaño de batería mínimo necesario para cumplir con los días de autonomía necesarios y con la profundidad de descarga permitida según el procedimiento planteado en el modelo de cálculo. Al tener estos resultados, se pasa a la segunda etapa en donde se eligen cuales son las proporciones que más se acomodan a lo deseado en el proyecto; y al tener estas proporciones definidas, es necesario revisar las dimensiones del banco de baterías para que las pérdidas del sistema y el costo anualizado del sistema se minimicen.

Al elegir una batería de 100 Ah y 12 V DC, el resultado del procedimiento dado por Shadmand. Et al 2012, y otros autores [25, 31] se obtiene un total de de 18 baterías Mtek 12V 100Ah para las 30 casas del proyecto, obteniendo un amperaje total inicial de 1800 Ah 12V DC. El voltaje con el que esta corriente llega el sistema, puede ser regulado por medios electrónicos, esto se

hace con el fin de que no se tenga que hacer al cuadrar la forma como se conectan las baterías.

Con este procedimiento se obtiene el número mínimo de baterías necesarias para que se cumpla con los días de autonomía necesarios permitiendo una máxima profundidad de descarga. Hay que tener en cuenta que es posible que las baterías en la primera etapa de dimensionamiento estén sub dimensionadas, haciendo que una buena parte de la energía que se produce no sea almacenada. Por eso es necesario hacer un proceso iterativo de revisión de resultados para encontrar la capacidad óptima de almacenamiento.

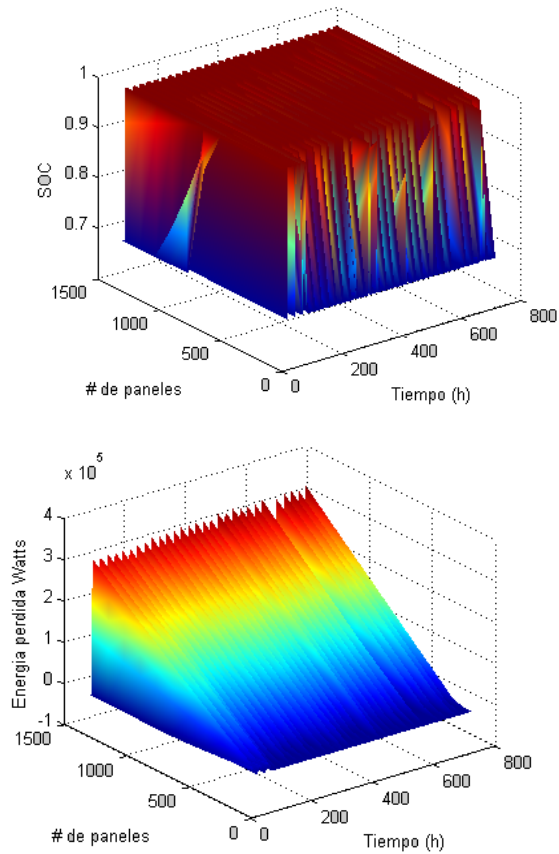
El modelo de cálculo para la energía perdida con la ecuación 22 muestra como resultado un sistema su dimensionado para la demanda energética que se tiene. Por lo tanto, la optimización del sistema se enfoca en los costos energéticos y en la proporción que menos desperdicios energéticos tenga.

El porcentaje de carga del banco de baterías (SOC) y el desperdicio energético se puede ver en las siguientes figuras para un mes.

Es claro que mucha energía se desperdicia; esto se debe a que el banco de baterías está diseñado con base en la demanda energética, no en el potencial de generación que tiene el proyecto. Por esto, los resultados garantizan que se suple la energía necesaria pero no que se almacene toda la energía generada.

Si bien la forma cómo funciona el banco de baterías va a ser manejada por el sistema de control según se explicó con las ecuaciones 21 y 22, en el momento de plantear un diseño, es necesario tener un criterio claro y definir si el proyecto a futuro se puede ampliar para más consumidores, de esa forma, se puede aceptar un sistema sobre dimensionado de generación. Si ese no es el caso, lo mejor es usar la proporción que menos energía desperdicie, la cual por definición es la que menos energía genera sin descuidar que la probabilidad de pérdida de carga no sea muy alta.

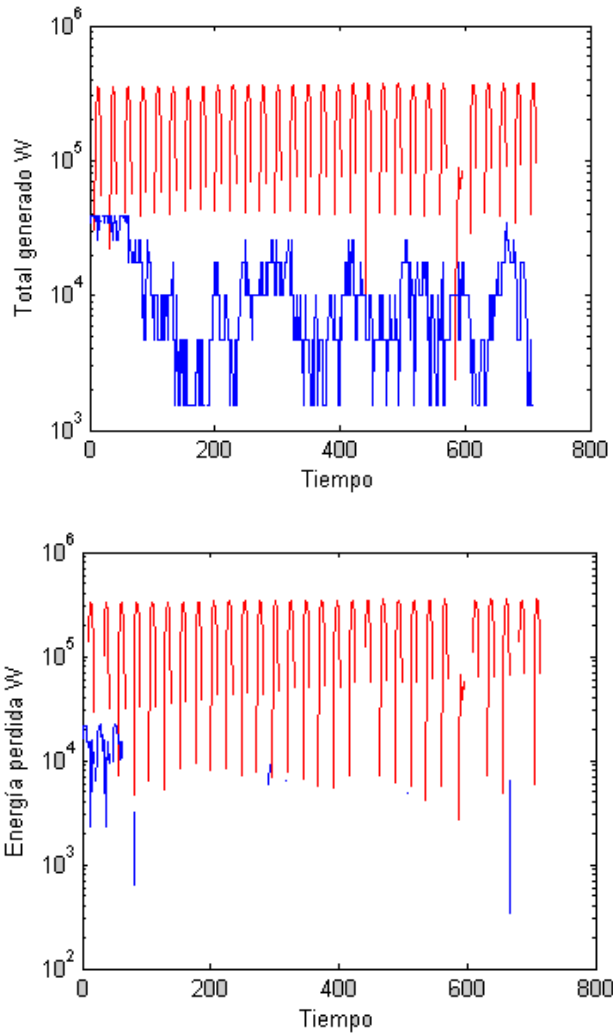




**Figura 21. SOC de la batería con una profundidad de descarga del 70% y energía perdida.**

En la figura 22 se puede ver la diferencia clara que hay entre la energía que se deja de aprovechar cuando el sistema es 100% paneles y cuando es 100% turbinas.

Al revisar los resultados de la figura 22, y analizar la probabilidad de pérdida de carga que se muestra en la figura 23, se puede concluir fácilmente que tanto el sistema 100% eólico como el 100% fotovoltaico no son los más adecuados para el proyecto. Con esto se puede ver la importancia de este indicador (LPSP), ya que cambia completamente los parámetros de decisión para un sistema óptimo.



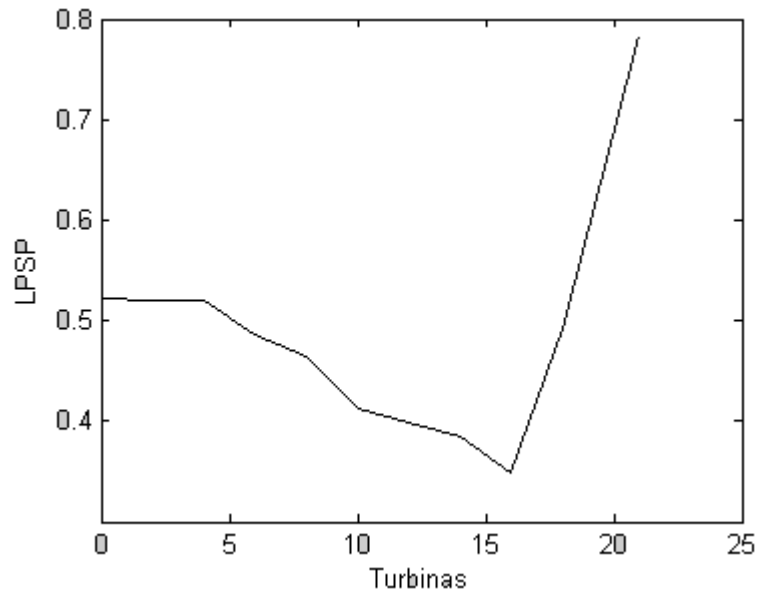
**Figura 22. Comportamiento de la energía generada y perdida solo con paneles (rojo) y solo con turbinas (azul).**

En este momento los resultados apuntan a que el sistema óptimo es algún punto intermedio entre el uso de 100% turbinas y 100% paneles, entre las 12 y las 14 turbinas se da la menor probabilidad de pérdida de carga, esas proporciones corresponden a 60% turbina que consiste en 12 turbinas y 519 paneles, y 70% turbinas que consiste en 14 turbinas y 389 paneles.

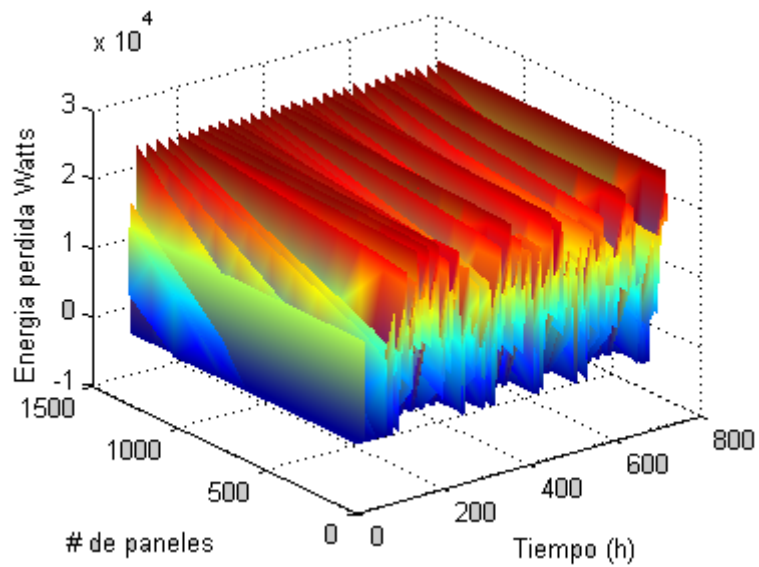
Lo que falta para tomar una decisión de proporción óptima es hacer un análisis financiero.

En la figura 26 se puede ver el costo anual equivalente (ACS) y el costo energético (LCE) encontrados con base en el modelo de cálculo explicado. Aunque el costo anual equivalente se utiliza generalmente cuando se comparan proyectos que tienen diferente vida útil, en este caso sirve para ver el comportamiento del costo capitalizado de cada proporción. Es claro que

mientras menos paneles hay, el ACS es menor, lo cual ayuda a enfocar cualquier diseño en una proporción con pocos paneles al tener en cuenta solo este indicador.



**Figura 23. Probabilidad de pérdida de carga.**

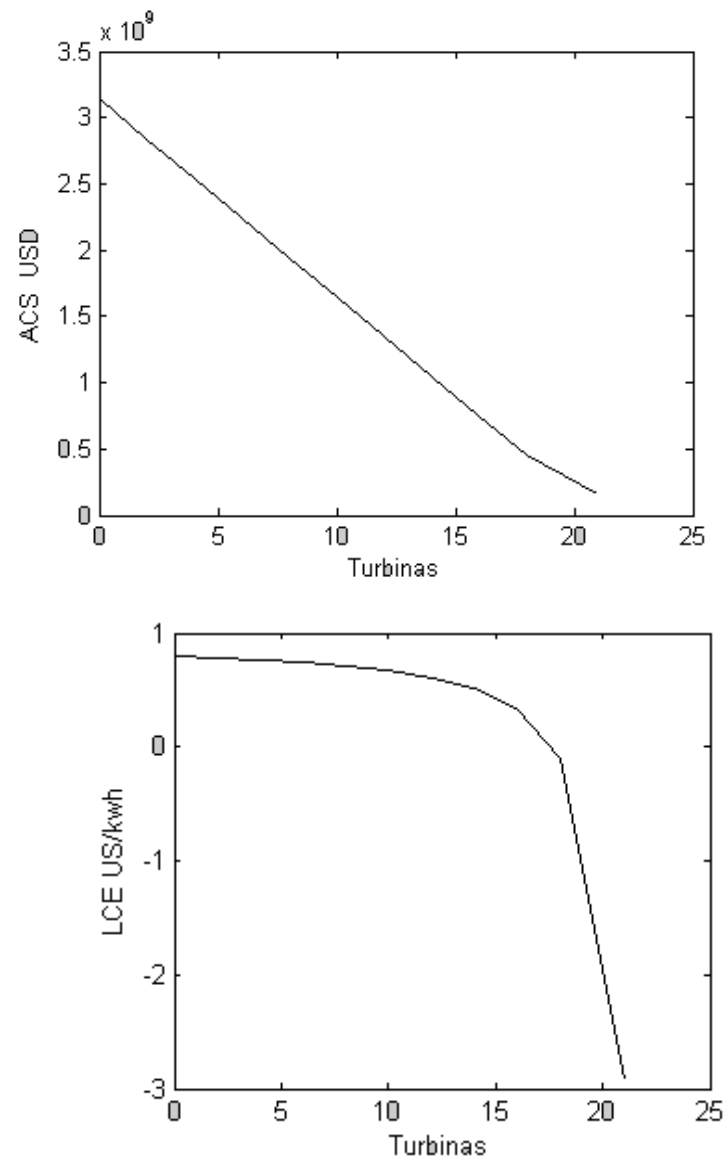


**Figura 24. Energía perdida cuando la batería alcanza la profundidad mínima de carga.**

Sin embargo, al ver los resultados del costo energético se puede que los valores están dando negativos para las proporciones con mayor número de paneles. Esto se debe a que el cálculo del LCE está basado en valor presente neto de cada proyecto. Como el VPN se define como la

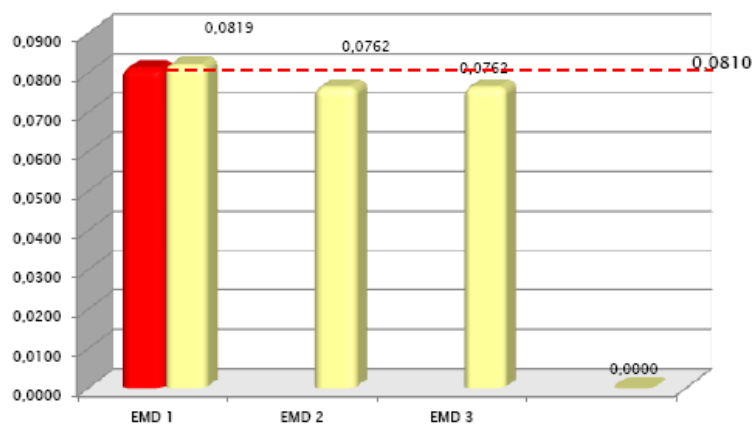
diferencia entre el valor presente de los costos y los beneficios, se concluye que los beneficios cuando se tiene un alto número de paneles nunca llegan a igualar los costos del proyecto bajo las condiciones financieras planteadas, las cuales consisten en una tasa de interés del 6% anual y una tasa de inflación promedio por año de 5,2 % con base en lo planteado por Meier – 2012 [34].

Cabe anotar que en el cálculo del valor presente neto de los beneficios se está asumiendo que toda la energía generada se vende, lo cual no corresponde con el comportamiento técnico del sistema ya que está definido para un consumo de 30 casas. Esta situación se asume así para tener una aproximación financiera al caso más ideal posible.



**Figura 25. ACS y LCE.**

Para cambiar esto hay dos opciones, la primera es mejorar los beneficios que recibe el proyecto; para esto se pueden buscar mayores subsidios para la generación, y monetizar la huella de carbón que deja el proyecto. El portal [www.carbontrust.com](http://www.carbontrust.com) hace una introducción al tema, y plantea un factor de conversión de 2.6 kg de CO2 equivalente por cada litro de Diesel que se deja de quemar. Para monetizar esto, es necesario convertir los kilogramos de CO2 equivalente a toneladas métricas de CO2 equivalente, cada tonelada métrica puede representar un valor en el mercado internacional de entre 4 y 6 dólares en los mercados voluntarios de carbono (VERS). Si se tiene en cuenta que según EEDAS S.A. E.S.P – 2012 [30], la generación en Providencia tiene una eficiencia promedio de 0,0810 galones por KWH para el año 2012.



Fuente: P. 24. [30] Informe de interventoría al contrato de concesión ASE. EEDAS S.A. E.S.P – 2012

**Figura 26. Eficiencia de generación por unidad para la isla de Providencia (GL/kWh).**

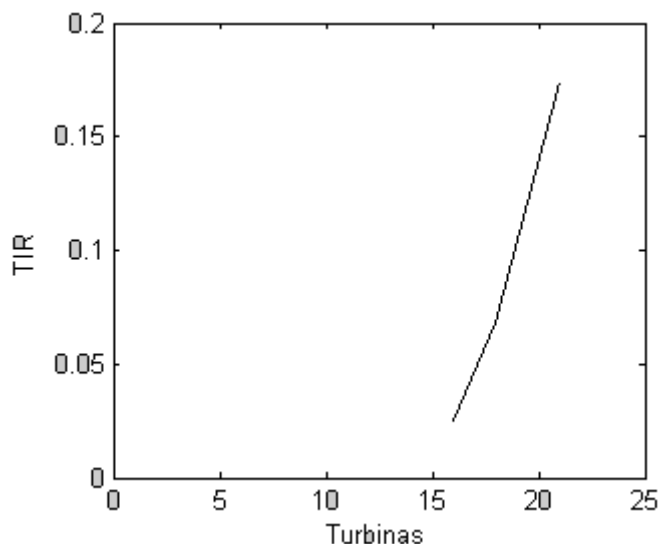
Asumiendo un proyecto ideal en el que no se desperdicie energía, en el que se pueda facturar toda la energía generada, se puede convertir la generación total de cada proporción, en una cantidad de combustible que se deja de quemar y en el total por el que se podría en VERS por la cantidad de carbono que se deja de emitir a la atmosfera, para esto, se asume un panorama optimista en el que cada tonelada métrica de carbono se vende a un precio de 6 USD.

Es claro, según el análisis que viene, que esto no representa un rubro importante en las finanzas del proyecto.

Proporcion	100 % pv	90 % pv	80 % pv	70 % pv	60 % pv	50 % pv
kWh año	2563,52	2387,34	2213,13	2036,95	1860,77	1684,58
Litros Diesel eq.	786,0237306	732,0026868	678,5872082	624,5661644	570,5451206	516,5240769
Kg CO2 eq.	2043,661699	1903,206986	1764,326741	1623,872028	1483,417314	1342,9626
Ton CO2 eq.	2,0	1,9	1,8	1,6	1,5	1,3
Precio B.C U\$	12	11	11	10	9	8

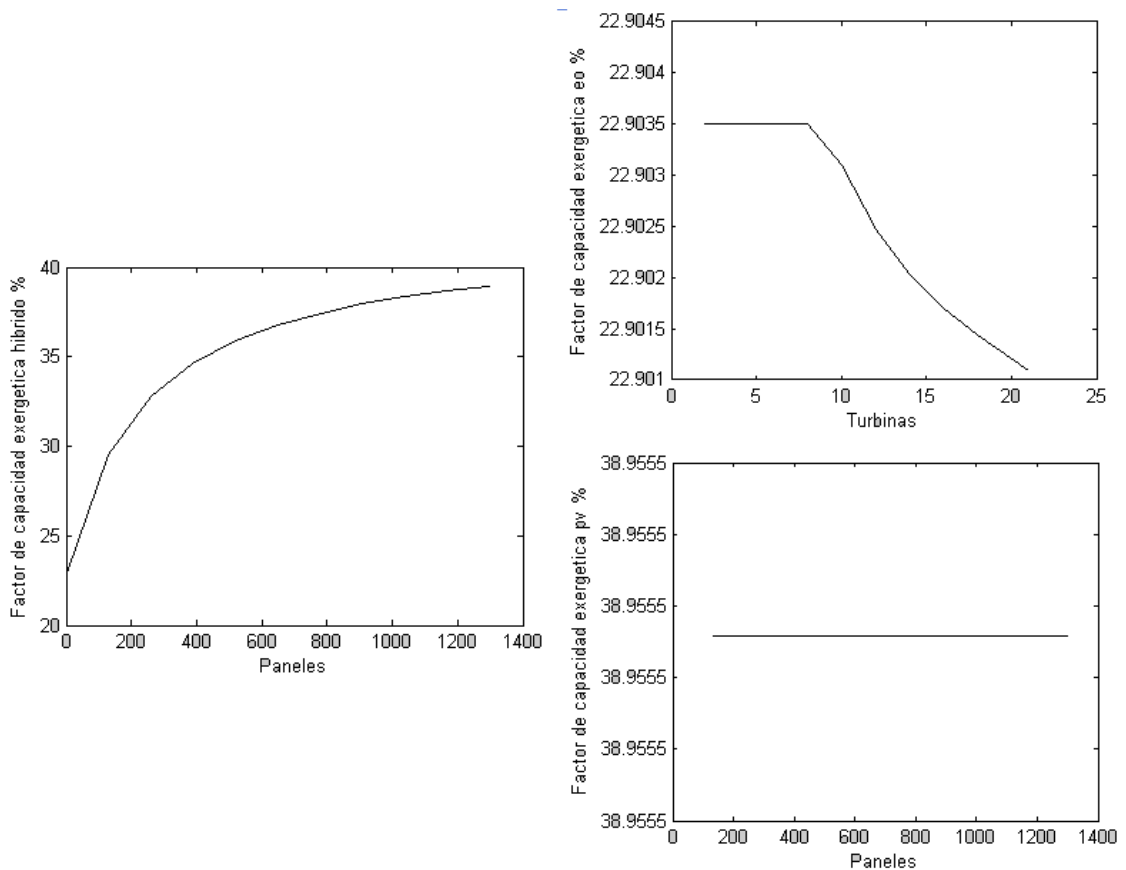
Proporcion	40 % pv	30 % pv	20 % pv	10 % pv	0 % pv
kWh año	1508,40	1332,22	1158,01	981,82	845,92
Litros Diesel eq	462,5030331	408,4819893	355,0665107	301,0454669	259,3756443
Kg CO2 eq.	1202,507886	1062,053172	923,1729279	782,718214	674,3766752
Ton CO2 eq.	1,2	1,1	0,9	0,8	0,7
Precio B.C U\$	7	6	6	5	4

**Tabla 9. Potencial de generación de efectivo por bonos de carbón para un proyecto ideal.**



**Figura 27. TIR para las diferentes proporciones.**

En la figura 27 se puede ver que la TIR se presenta solo en las proporciones donde el LCE es negativo, lo cual corresponde con la definición de la tasa interna de retorno. Con solo esta gráfica, se podría decir que el mejor sistema es el que es 100% fotovoltaico ya que es el que presenta una mayor TIR, pero también ya se vio que el costo capitalizado y la probabilidad de pérdida de carga de un sistema netamente fotovoltaico no son la mejor opción, por lo tanto, se sostiene la conclusión de que el mejor sistema está en una proporción 40% solar y 60% turbinas.



**Figura 28. Factor de capacidad exegética solar, eólica e híbrida.**

Otro indicador que se puede analizar para hacer una interpretación más profunda del sistema es el factor de capacidad exegética planteado en el ANEXO II, sacada del estudio planteado por Xydis. 2012 [4]. En la figura 28 puede verse este indicador para el sistema híbrido y para cada una de las tecnologías utilizadas asumiendo que estuvieran siendo utilizadas solas. Se puede concluir claramente que el sistema eólico es el que más energía pierde debido a que el factor de capacidad exegética es menor para la parte eólica cuando está solo y cuando está mezclado en un sistema híbrido. Una vez más, se puede decir que el sistema óptimo se encuentra en la mezcla de alrededor de 60% turbinas y 40% paneles.

### **Financiación.**

El FMAM – Fondo para el Medio Ambiente Mundial ha financiado proyectos de energía renovable hasta llegar a la suma de 361 millones de dólares con cofinanciamiento, logrando una potencia máxima nominal de 124 MW instalados.

Para proyectos que necesiten una inversión superior a US\$20 millones, Bancoldex tiene líneas que permiten financiar estas cuantías a DTF9 + 4.0 o DTF+ 4.3 y a un plazo de máximo de 10 años. Cabe anotar que los desarrolladores de este tipo de proyectos prefieren emplear la banca privada principalmente porque sus tasas de interés resultan más bajas que los recursos de Bancoldex.

El gobierno Colombiano tiene tres fondos de financiamiento específicamente relacionados con proyectos de generación de energía, con el fin de impulsar la infraestructura energética: el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas (FAZNI), el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas (FAER) y el Fondo Nacional de Regalías (FNR). Si bien estos tres mecanismos podrían emplearse para desarrollar proyectos con energías renovables, el FAZNI es el que se emplea mayormente para este propósito y es el que más aplicaría para este estudio al tratarse de una zona no interconectada. Los recursos de estos fondos son recursos de inversión directa del estado, por lo tanto son sujetos a mecanismos de evaluación y adjudicación.

## ***5. CONCLUSIONES.***

Es claro que los sistemas híbridos bien diseñados pueden ser una solución real desde el punto de vista técnico para las ZNI de Colombia debido al alto potencial solar y eólico que se presenta en estas zonas, sin embargo, en el caso del archipiélago de San Andrés y Providencia, los costos de instalación son considerablemente superiores a un sistema en una ZNI en plataforma continental, por lo tanto, para el caso de islas es necesario encontrar sistemas de apalancamiento financiero mejores a los que se tienen hoy en día. Al tener en cuenta factores ambientales y sociales se pueden encontrar mayores justificaciones para invertir en sistemas para estas islas. Por otro lado, los conocimientos de precios de tecnología y de instalación para este tipo de sistemas es muy crudo en el país, para poder obtener resultados financieros concretos en este trabajo, fue necesario asumir valores basados en los mercados internacionales y en estudios hechos en islas pertenecientes a países de primer



mundo, las cuales no tendrían los sobrecostos de nacionalización que se tienen en Colombia. Por lo tanto se debe decir que hay cierto rango de error en los valores totales financieros pero no en el comportamiento de estos al comparar las diferentes proporciones evaluadas, lo cual, va acorde al objetivo del presente estudio.

El efecto que tiene la temperatura sobre el comportamiento de la potencia máxima generada por un panel solar es un factor importante sobre todo cuando se van a hacer aplicaciones en regiones con altos índices de radiación como es el caso de la región Caribe. En todas las fuentes revisadas se plantea que el aumento de la temperatura disminuye el voltaje de salida de los paneles, esto se pudo verificar con el modelo de cálculo planteado. Al tener proyectos grandes de generación fotovoltaica es necesario plantear un modelo detallado de balance térmico con alguno de los modelos referenciados en este trabajo para tener una idea realista del comportamiento a largo plazo y para comparar los diferentes tipos de paneles que se pueden utilizar, sean monocristalinos, policristalinos, de lámina delgada, con marco de aluminio o sintético, etc.

En cuanto a la parte eólica, se puede ver que la generación con turbinas es considerablemente inferior a la generación fotovoltaica; esto está relacionado con el alto potencial de radiación solar que se presenta en la isla, sin embargo, hay que tener en cuenta que en el presente estudio se asumen situaciones geométricas muy estáticas en la formulación matemática que simula la turbulencia que se presenta en un parque eólico, es necesario hacer un estudio detallado con un software más especializado en análisis de fluidos dinámicos para realizar esta simulación y ver si de esta forma aumenta el potencial eólico con el fin de disminuir un poco la probabilidad de pérdida de carga ya que el LPSP es un dato basado en un cálculo matemático muy puntual que toma la información de la potencia generada con base en el modelo de cálculo utilizado.

Por el lado del almacenamiento de la energía generada, hay dos formas de dimensionar los bancos de baterías, una forma es diseñar con base en la necesidad de carga a suplir, la profundidad de descarga y los días de autonomía que se le quiere dar al sistema, de esta forma se garantiza suplir la carga, pero es probable que se desperdicie un potencial energético importante. La otra forma es diseñar con base en el potencial de generación energético. De

esta forma es probable que se llegue a un número mayor de baterías volviendo el desarrollo complicado y hasta improbable. Con base en esto, se propone hacer un análisis puntual y detallado de los proyectos de generación híbrida, teniendo en cuenta la situación presente y la capacidad de expansión de la demanda energética, de la capacidad de generación y de almacenamiento para llegar a banco de baterías óptimo ya que el costo del sistema de baterías puede volver inviable un proyecto teniendo en cuenta que este debe ser cambiado 3 o 4 veces durante la vida útil del sistema.

Si bien el LCE de un sistema híbrido presenta un mayor rango de resultados que un sistema netamente solar o eólico, siguen siendo tecnologías costosas que requieren financiación, especialmente en una isla, donde los costos de instalación, operación y mantenimiento son mayores que en territorio continental. A pesar de esto, la experiencia internacional con diferentes proyectos en el Caribe hace que la viabilidad de un proyecto como este pueda resultar más alta para cierta clase de inversionistas teniendo en cuenta aspectos sociales, ambientales y el mercado de bonos de carbono que hay en la comunidad internacional; este panorama tiene una tendencia a mejorar en el futuro ya que los costos de generación con sistemas híbridos se proyectan a disminuir considerablemente en la próxima década, haciendo que su estudio sea una necesidad cada vez mayor, y su aplicación una realidad más palpable en las ZNI de los países en desarrollo.

El dimensionamiento de sistemas de generación híbrida es un procedimiento que considera muchas variables en función del tiempo. El software desarrollado en forma paralela a este estudio es de gran ayuda en el momento de analizar el comportamiento del sistema haciendo variaciones a una o más variables pudiendo hacer un análisis más cercano a la realidad. También se puede ampliar su aplicación para hacer análisis más complejos utilizando mejores recursos computacionales con simulaciones más dinámicas. Es posible plantear un estudio basado en la aplicación de algoritmos genéticos para tener una aproximación a diferentes formas de distribución de las turbinas eólicas, esto debido a que la distribución de estas en el presente estudio obedece a reglas geométricas que pueden no ser las más óptimas. El análisis de distribuciones aleatorias de turbinas basadas en geometrías no simétricas requieren una programación más profunda y mejores recursos computacionales. Sin embargo, los

resultados encontrados en este estudio, dan una idea cercana a la realidad del comportamiento de un sistema híbrido.

Con base en el modelo planteado en el ANEXO II, es claro que los sistemas eólicos son los que más entropía generan debido a la cantidad de irreversibilidades presentes en la mecánica de fluidos asociada a su comportamiento. Los paneles solares generan menos entropía, la cual en su mayoría se debe a efectos térmicos que no pueden ser aprovechados con las condiciones tecnológicas actuales, es bueno tener esto en cuenta en el momento de seleccionar que tipo de panel se quiere utilizar.

En el funcionamiento de sistemas híbridos hay otros equipos como el inversor y el cableado que tienen inercias y pérdidas internas que no son tenidas en cuenta en este estudio debido a los detalles técnicos de su funcionamiento y a que no hacen parte de los objetivos planteados. En el ANEXO I se puede ver una breve descripción de todos los factores que hay que tener en cuenta en sistemas eólicos y fotovoltaicos, esto hace que la revisión completa de este proyecto de tesis sea una buena aproximación al comportamiento general de sistemas híbridos.

## 6. BIBLIOGRAFÍA.

- [1] Optimal sizing method for stand-alone hybrid solar–wind system with LPSP technology by using genetic algorithm. Hongxing Yang, Wei Zhou, Lin Lu, Zhaohong Fang - 2008
- [2] A novel model for photovoltaic array performance prediction Wei Zhou, Hongxing Yang, Zhaohong Fang - 2007
- [3] A methodology for optimal sizing of autonomous hybrid PV/wind system. S. Diaf, D. Diaf, M. Belhamel, M. Haddadi , A. Louche – 2007.
- [4] On the exergetic capacity factor of a wind - solar power generation system. G. Xydis. Journal of cleaner production (2012).
- [5] Battery behavior prediction and battery working states analysis of a hybrid solar–wind power generation system Wei Zhoua, Hongxing Yanga, Zhaohong Fangb - 2008
- [6] Design of wind farm layout for maximum wind energy capture. Andrew Kusiak, Zhe Song. 2012
- [7] The Wind Farm Layout Optimization Problem. Michele Samorani.
- [8] Study of Wake Effects for Offshore Wind Farm Planning. Natalia Moskalenko, Krzysztof Rudion, Otto-von-Guericke-University Magdeburg, Germany. 2010.
- [9] <http://pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/fill-factor>
- [10] Análisis preparatorio para el suministro de energía sostenible en las islas Colombianas San Andrés y Old Providence- Freiburg Universität 2005.
- [11] Minimum cost solution of wind–photovoltaic based stand-alone power systems for remote consumers J.K. Kaldellis n, D. Zafirakis, K. Kavadias. 2012
- [12] Design and techno-economical optimization for hybrid PV/wind system under various meteorological conditions S. Diaf, G. Notton, M. Belhamel, M. Haddadi, A. Louche - 2008
- [13] A new perspective in optimum sizing of hybrid renewable energy systems: Consideration of component performance degradation issue O. Erdinc, M. Uzunoglu - 2012
- [14] A novel optimization sizing model for hybrid solar-wind power generation system. Hongxing Yang , Lin Lu, Wei Zhou.

- [15] CARACTERIZACIÓN DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS CON DISPOSITIVO PORTÁTIL.  
Julio Fernandez Ferichola.
- [16] A review of solar photovoltaic technologies. Bhubaneswari Parida, S. Iniyan, Ranko Goic.
- [17] Photovoltaic modules and their applications: A review on thermal modeling. G.N. Tiwari, R.K. Mishra, S.C. Solanki - 2011.
- [18] A thermal model for photovoltaic panels under varying atmospheric conditions. S. Armstrong, W.G. Hurley - 2012
- [19] <http://pveducation.org/pvcdrom/modules/nominal-operating-cell-temperature>
- [20] Comparison of PV Cell Temperature Estimation by Different Thermal Power Exchange Calculation Methods M. Bardhi, G. Grandi and G.M. Tina - 2012
- [21] On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations E. Skoplaki, J.A. Palyvos - 2009
- [22] [http://www.whidbeysunwind.com/systems\\_wind\\_criteria.html](http://www.whidbeysunwind.com/systems_wind_criteria.html)
- [23] <http://centurionenergy.net/types-of-wind-turbines>
- [24] Type of wind turbines – [www.teachergeek.com](http://www.teachergeek.com)
- [25] [http://www.wholesalesolar.com/battery\\_sizing.html](http://www.wholesalesolar.com/battery_sizing.html)
- [26] ENERGY POLICY AND SECTOR ANALYSIS IN THE CARIBBEAN 2010 – 2011. National renewable energy laboratory NREL.
- [27] Predicting the costs of photovoltaic solar modules in 2020 using experience curve models Arnaud de La Tour, Matthieu Glachant, Yann Ménière – 2013.
- [28] Planning and installing photovoltaic systems. A guide for installers, architects and engineers. (Deutsche Gesellschaft fur Sonnenenergie) - 2008
- [29] Wind energy explained Theory, Design and Application J.F Manwell J. G McGowan A. L. Rogers. WILEY
- [30] Informe de interventoría al contrato de concesión ASE. EEDAS S.A. E.S.P – 2012
- [31] Implementation of Photovoltaic-Wind Hybrid Systems with Battery Back-up in the State of Texas. Mohammad Shadmand, Murali Pasupuleti, Olamide Kotun. Texas A&M University 2010.
- [31] International Renewable Energy Agency IRENA. Renewable Power Generation Costs in 2012: An Overview

- [32] Balancing Cost and Performance in a PV/Wind/Battery Hybrid Power System. Ahmad Zahedi, Akhtar Kalam. Monash University, Department of Electrical and Computer Systems Engineering.
- [33] <http://www.solarbuzz.com/facts-and-figures/retail-price-environment/battery-prices>
- [34] Estudio sobre la viabilidad financiar de la fotovoltaica para las zni de Colombia. Joschka Meier. Universidad Pontificia Bolivariana 2012.
- [35] Thermodynamic assessment of photovoltaic systems. Anand S Joshi, Ibrahim Dincer, Bale V Reddy. Solar Energy 83 (2009)
- [36] Exergetic and exergoeconomic aspects of wind energy systems in achieving sustainable development. Arif Hepbasli, Zeyad Alsuhaibani. Renewable and sustainable energy reviews. 2011.

## **7. ANEXO I. CONSIDERACIONES DE DISEÑO.**

### **CONSIDERACIONES DE DISEÑO SISTEMA FOTOVOLTAICO.**

Con base en el libro: Planning and installing photovoltaic systems. A guide for installers, architects and engineers. (Deutsche Gesellschaft fur Sonnenenergie) - 2008

---

La intensidad de radiación solar afuera de la atmosfera terrestre depende de la distancia entre la tierra y el sol, la cual varía entre  $1,47 \times 10^8$  km y  $1,52 \times 10^8$  km. Dando una radiación que fluctúa entre  $1325 \text{ W/m}^2$  y  $1412 \text{ W/m}^2$ . Estos niveles de irradiación no son alcanzados en la superficie terrestre, la atmosfera la reduce por medio de reflexión, absorción y dispersión. Con un buen clima se puede alcanzar niveles de  $1000 \text{ W/m}^2$  al medio día sobre la superficie terrestre.

La luz solar en la superficie terrestre se compone de una porción directa y una porción difusa. La porción directa viene directamente del sol y las sombras de los objetos. La radiación difusa no tiene dirección establecida y es filtrada por las nubes y la atmosfera.

**Angulo solar:** El conocimiento de la trayectoria del sol es importante para calcular los niveles de radiación y la generación con los sistemas fotovoltaicos.

La intensidad de la radiación depende entre otras cosas del ángulo de elevación solar. Este es medido desde la horizontal, y cambia a medida que pasa el día y el año.

Cuando el ángulo de elevación solar es perpendicular a la superficie terrestre, los rayos solares tienen una menor distancia que recorrer. Esto da como resultado, que en horas diferentes al medio día, se genere una gran cantidad de absorción y dispersión de los fotones, llevando a niveles de radiación menores.

**Análisis de sombreado.** Generalmente es necesario hacer una visita al lugar donde se va a instalar el sistema para tener una idea de su entorno y de las sombras que se puedan generar en el lugar. Idealmente los sistemas deben ser instalados en un lugar libre de sombras. Sin embargo no siempre es fácil garantizar esto. Las sombras pueden reducir considerablemente la salida de potencia del sistema. Aunque esta situación es más común en zonas urbanas que

en zonas no interconectadas, es necesario entender cómo se tiene en cuenta esta variable en el momento de dimensionar un sistema fotovoltaico.

Según el Planning and installing photovoltaic systems (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie) hay cuatro tipos de sombra:

- **Sombras temporales:** En esta se incluyen factores como la nieve, hojas, desecho de pájaros y otro tipo de suciedad. El efecto de esto puede ser controlado si los paneles se auto limpian, esto generalmente se logra con un ángulo de inclinación de por lo menos 12 grados y con una revisión semanal del montaje.
- **Sombras de locación:** En esta clasificación entran las sombras producidas por construcciones aledañas, arboles. Se debe tener en cuenta debido al crecimiento de los árboles y la vegetación. También es necesario poner atención en chimeneas, antenas, techos, estructuras, etc. Esto se puede solucionar moviendo los elementos que generan la sombra o buscando un nuevo espacio para los paneles. Sin embargo, si ninguna opción es posible, el impacto se puede minimizar teniéndolo en cuenta en el momento de seleccionar como las celdas y los módulos fotovoltaicos van a ser conectados.
- **Auto sombra:** Esta sombra es generada por los propios paneles sobre los paneles vecinos dependiendo de la posición solar. El efecto de esta sombra puede ser minimizado mediante la optimización de los ángulos y distancias entre los módulos.
- **Sombra directa:** La sombra directa puede generar grandes pérdidas energéticas. Mientras más cercano está el objeto que genera la sombra, más oscura es la sombra. El centro de la sombra reduce la energía incidente en las celdas entre un 60% y un 80%, mientras que una sombra parcial no llega a niveles tan altos. Con base en esto, se puede encontrar la distancia óptima a la que puede estar un panel del elemento que le genera sombra para lograr que el sombreado sea parcial.

$$D_{opt} = \frac{a_s + d}{d_s}$$

Donde:

$a_s$  es la distancia entre el sol y la tierra (150 millones de kilómetros).



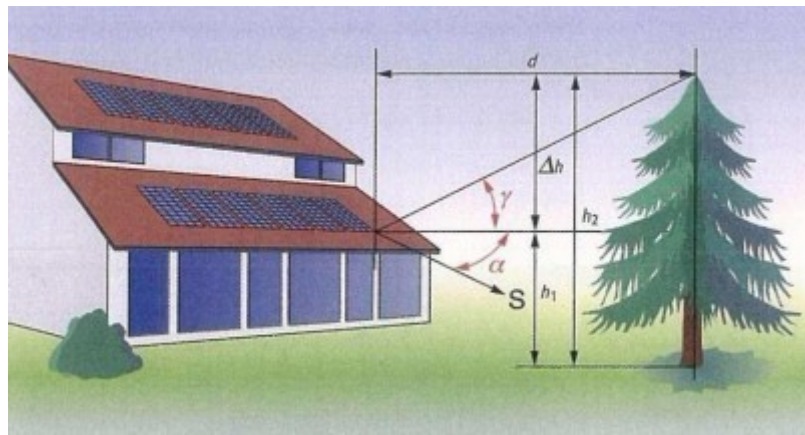
$d_s$  es el diámetro del sol (1.39 millones de kilómetros).

$d$  es el ancho del elemento que genera la sombra.

Con el fin de medir el efecto de las sombras sobre un proyecto fotovoltaico, un análisis de sombra es realizado. Para esto, se genera la línea de sombra de los alrededores para un punto del sistema, usualmente el centro del montaje de paneles. Si el arreglo de paneles es muy grande, es necesario hacer esto desde varios puntos.

Esta línea de sombra puede ser encontrada por varios métodos:

- **Diagrama de recorrido solar:** Cuando se utiliza este método, es necesario encontrar la distancia y las dimensiones de los objetos que generan la sombra.



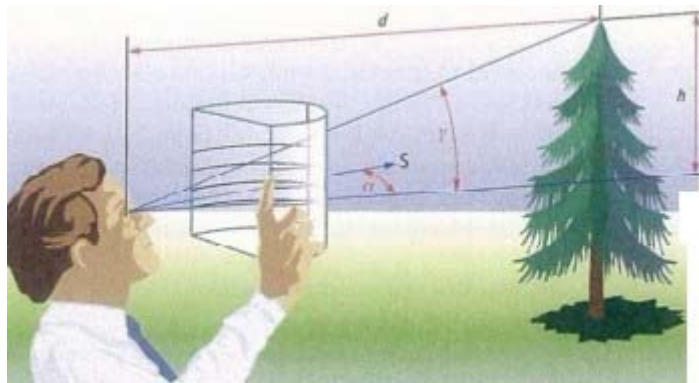
Fuente. Planning and installing photovoltaic systems. A guide for installers, architects and engineers. (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie) - 2008

**Figura 29. Análisis de sombras.**

El ángulo de elevación  $\gamma$  es calculado con la diferencia entre la altura del sistema fotovoltaico  $h_1$ , la altura del objeto que genera la sombra  $h_2$  y la distancia a la que este se encuentra.

$$\tan \gamma = \frac{h_2 - h_1}{d}$$

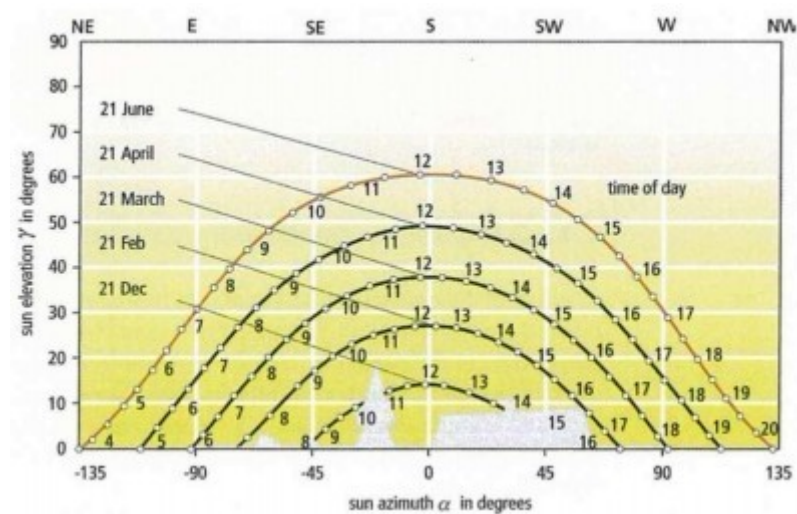
- **Diagrama de ruta solar en un acetato:** Es posible usar un diagrama de recorrido solar sobre un acetato y arreglado en un semi-círculo. El observador se ubica desde la perspectiva del sistema y mira el objeto que genera la sombra a través del acetato y puede anotar directamente el ángulo de elevación ( $\gamma$ ) y de azimut ( $\alpha$ ).



Fuente. Planning and installing photovoltaic systems. A guide for installers, architects and engineers. (Deutsche Gesellschaft fur Sonnenenergie) - 2008

**Figura 30. Análisis de sombra.**

Para sombras generadas por arboles, se manejan factores de transmisión que expresan que tanta radiación pasa a través del árbol. El resultado del análisis de sombras, es la silueta de recorrido solar dependiendo de la temporada del año, esto se conoce como el *sun path diagram (SPD)*.



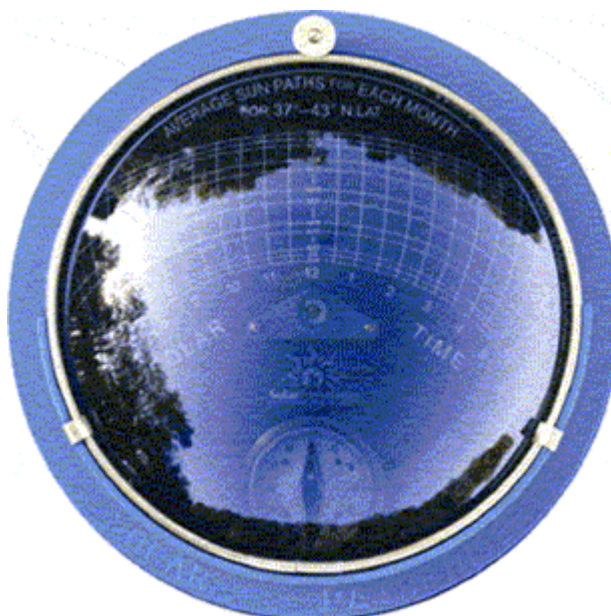
Fuente. Planning and installing photovoltaic systems. A guide for installers, architects and engineers. (Deutsche Gesellschaft fur Sonnenenergie) - 2008

**Figura 31. Análisis de sombra.**

En el SPD es posible leer el nivel de sombreado que se da en cualquier mes. En la figura anterior se puede ver que en esa locación, el 21 de diciembre va a tener sombra el 50% del

tiempo. Después del 21 de febrero no hay más sombras en ningún momento del día. Hay que tener en cuenta que generalmente los ejemplos de diagramas de recorrido solar (SPD) vienen para países donde los recorridos solares durante el año son considerables, lo cual genera las estaciones que no se tienen en Colombia.

**Solar Pathfinder** es una herramienta con un domo transparente, pulido, convexo, hecho de plástico para dar una vista panorámica del sitio. En este domo se pueden ver reflejados todos los árboles, construcciones y otros obstáculos que generan sombra.



Fuente. Planning and installing photovoltaic systems. A guide for installers, architects and engineers. (Deutsche Gesellschaft fur Sonnenenergie) - 2008

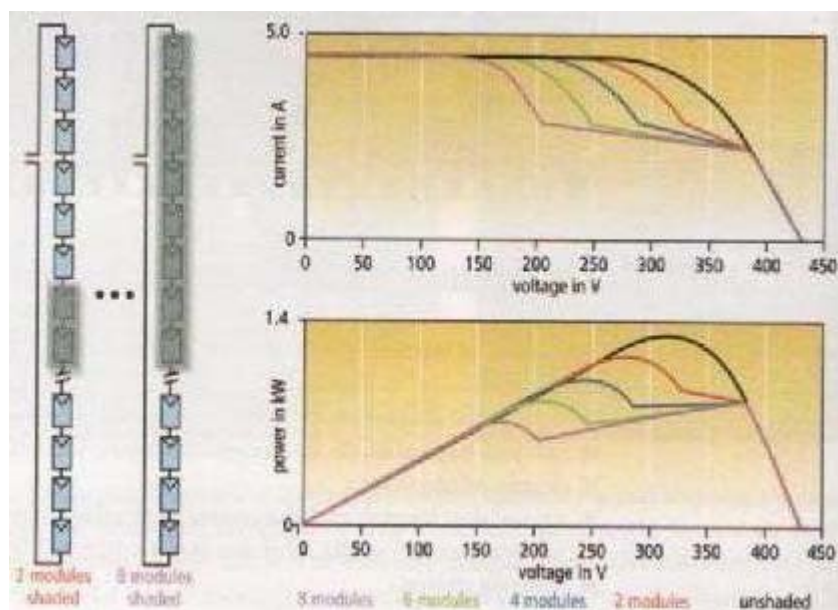
**Figura 32. Solar pathfinder.**

También hay algunos programas de computador como el *panorama máster* y el *HORlcatcher* que sirven para hacer el análisis de sombras de un diseño fotovoltaico, algunos funcionan con el *pathfinder* y otros con cámaras fotográficas.

El efecto de las sombras sobre un sistema fotovoltaico depende de varios factores:

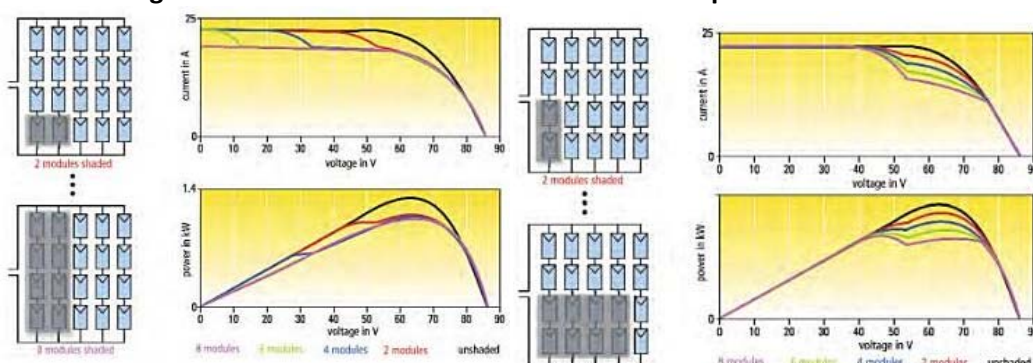
- Numero de paneles con sombra.
- Interconexión del diodo entre las celdas.
- Distribución espacial y sombreado en función del tiempo.
- Diseño del inversor.

La universidad tecnológica de Berlín hizo un estudio sobre el problema de las sombras en sistemas fotovoltaicos utilizando diferentes configuraciones para determinar las curvas I-V de los paneles y las pérdidas esperadas con diferentes condiciones de sombreado. Un montaje fotovoltaico con un total de 20 paneles conectados en serie fue comparado con un montaje de 4 líneas de paneles conectadas en paralelo.



Fuente. Planning and installing photovoltaic systems. A guide for installers, architects and engineers. (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie) - 2008

**Figura 33. Resultado del sombreado sobre paneles en serie.**



Fuente. Planning and installing photovoltaic systems. A guide for installers, architects and engineers. (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie) - 2008

**Figura 34. Resultado del sombreado sobre paneles en paralelo.**

Con una irradiación de  $1000 \text{ W/m}^2$ , se le dio sombra a 2, 4, 6 y 8 paneles reduciendo la irradiación a  $500 \text{ W/m}^2$ . Los resultados mostraron que con los paneles conectados en serie, la curva característica del arreglo no depende de la posición de los paneles sombreados, mientras que el arreglo conectado en paralelo, produce diferentes curvas características para diferentes situaciones de sombra.

## CONCEPTOS DE PLANEACIÓN Y DISEÑO.

### Sistema:

Los componentes de un sistema fotovoltaico están determinados por el inversor del sistema. La forma como se conectan los paneles para formar líneas y sus conexiones en paralelo deben ser coordinados de forma óptima con el inversor. Los inversores pueden ser centrales para todo el sistema, pueden ser para cada línea de paneles o para cada panel. Cada una de estas opciones tiene ventajas y desventajas; y la opción utilizada depende del tipo de aplicación. Los inversores no centrales se consideran para sistemas que tienen sub áreas separadas con diferentes ángulos de inclinación y orientación. También para sistemas que tienen sombras parciales.

Como guía para dimensionar el inversor, se utiliza una relación de 1:1 entre la potencia del sistema fotovoltaico y la potencia del inversor. Los fabricantes de inversores determinan una potencia nominal AC para los equipos, ese dato es la potencia que el inversor puede alimentar constantemente sin interrupciones a una temperatura específica, generalmente la ambiental.

**Área de paneles:** La cantidad de metros cuadrados necesarios para generar una potencia en particular depende de la tecnología utilizada en las celdas solares:

Material de las celdas	Area requerida por 1kWp
Mono cristalino	7 - 9
Celda alta eficiencia	6 - 7
Policristalino	7,5 - 10
CIS	9 - 11
CdTe	12 - 17
Silicio amorfo	14 - 20

Fuente. Planning and installing photovoltaic systems. A guide for installers, architects and engineers. (Deutsche Gesellschaft fur Sonnenenergie) - 2008

### **Mínimo número de paneles.**

Este límite lo va a marcar la menor temperatura que va a experimentar el panel en el día ya que el descenso de la temperatura hace que el voltaje de salida del panel aumente. El voltaje más alto que puede dar el panel es el voltaje de circuito abierto  $V_{oc}$ ; este debe ser menor que la máxima entrada DC del inversor, de otra forma, este podría dañarse. Por lo tanto, el número máximo de paneles es:

$$\# = \frac{V_{\max(inv)}}{V_{OC(temp.min)}}$$

Para hallar  $V_{OC(temp.min)}$  es necesario utilizar el coeficiente de temperatura dado por el fabricante del panel, el cual se expresa como un valor que representa el cambio en el voltaje del panel en función de los cambios de temperatura.

### **Máximo número de paneles.**

Para establecer este límite ya no se mira la mínima temperatura sino la máxima a la que va a estar sometido el sistema debido al comportamiento que tiene el voltaje en función de la temperatura de las celdas. Con temperaturas altas, un sistema fotovoltaico puede tener un voltaje menor que el registrado a condiciones estándar STC. Si el voltaje del sistema cae por debajo del mínimo manejado por el inversor, puede hacer que el sistema se desconecte. Por lo tanto, para determinarlo se utiliza la siguiente relación.

$$\# = \frac{V_{MPP(inv)}}{V_{MPP(temp.max)}}$$

### **Número de líneas.**

Para completar el dimensionamiento, se debe asegurar que la máxima corriente dada por el sistema fotovoltaico, no exceda la máxima corriente de entrada del inversor. El máximo número de líneas es tan alto como la relación entre la corriente máxima DC del inversor y la corriente máxima de cada línea.

$$lineas = \frac{I_{\max(inv)}}{I_n(linea)}$$

Si el inversor es sub dimensionado, se debe revisar que tan frecuente el inversor está trabajando dentro de los rangos de exceso de corriente y tomar medidas ya que esto puede destruir los componentes electrónicos a largo plazo.

### **Sistemas fotovoltaicos aislados.**

Los sistemas fotovoltaicos aislados generalmente están configurados para trabajar con voltajes nominales DC de 12V, 24V y algunos a 48V. Por lo tanto los módulos están usualmente conectados en serie.

**Baterías:** El almacenamiento de energía es necesario con los sistemas aislados ya que la generación generalmente no coincide con el consumo de la energía.

El tipo más común de baterías usadas en sistemas aislados son las baterías de plomo-acido porque pueden manejar corrientes altas y bajas en la carga conservando una alta eficiencia. En sistemas de generación eólica o solar, las capacidades de almacenamiento generalmente están en un rango de 0.1 kWh a 100 kWh.

La capacidad de una batería es la cantidad de electricidad que puede ser descargada bajo ciertas condiciones de descarga hasta que la batería está vacía. La capacidad nominal es el producto de una constante descarga de corriente y el tiempo en el que se hace dicha descarga. La capacidad nominal de la batería está determinada por la geometría y el número de celdas en paralelo. Sin embargo, también depende de la temperatura, el voltaje "cut off" y sobre todo, la corriente a la que se hace la descarga. Con una corriente de descarga baja, los depósitos de sulfuro en las placas se depositan lentamente. Esto genera una mayor capacidad de profundizar la descarga. Por lo tanto, se puede descargar más potencia haciéndolo despacio a corrientes bajas que haciéndolo rápido a corrientes altas. Generalmente el fabricante da una capacidad nominal bajo ciertas condiciones.

Si el total de la potencia de la batería es descargada en 10 horas, fluyó mucha más corriente que si fuera descargada en 100 horas. Para una descarga en 100 horas, con una corriente de 1 amperio, se tiene una capacidad de 100 Ah. Si la misma batería es descargada a 8A, la batería se agota a las 10 horas, y solo 80Ah se utilizaron, por lo tanto, la capacidad  $C_{10} = 80Ah$ ,  $C_{100} = 100Ah$ . Generalmente las capacidades nominales son  $C_{10}$  para baterías estacionarias,  $C_{20}$  para baterías de arranque y  $C_{100}$  para baterías de sistemas eólicos o solares.



**Corriente, voltaje, carga y descarga:** Así como la capacidad de la batería, la corriente varía entre el proceso de carga y de descarga. Mientras que la corriente de carga es producida por los paneles y/o las turbinas eólicas, la corriente de descarga depende de la demanda energética.

Mientras la batería esta en operación, el voltaje en los electrodos fluctúa dependiendo de las condiciones de operación. Para proteger la batería, se deben definir en el sistema de control dos valores límites. Durante el proceso de carga, el voltaje se incrementa gradualmente y puede llegar a un punto en el que se comienzan a generar gases que pueden ser inflamables, por eso es importante determinar un límite superior para este valor que será manejado desde el sistema de control, generalmente el fabricante da el valor del voltaje y la temperatura a partir del cual se comienzan a generar los gases, los cuales deben ser retirados de donde están almacenadas las baterías, generalmente se utiliza un extractor convencional o uno especialmente diseñado que es activado desde el sistema de control cuando se alcanza un voltaje en particular. Para el proceso de descarga, se define un límite inferior para el voltaje. Durante la descarga, el voltaje de salida cambia. Después de una reducción fuerte inicial sigue bajando hasta llegar al límite mínimo definido en el diseño. Si este control no se hace correctamente, y el voltaje cae por debajo del límite definido, la concentración de ácido se incrementa y ocurre la sulfatación. Es por esto que es importante definir una profundidad de descarga de máximo un 70%.

**Selección de batería:** La selección de la batería depende de muchos factores y será influenciada por la administración del sistema de control y las condiciones climáticas. Es difícil hacer generalizaciones sobre qué tipo de batería es mejor para ciertas aplicaciones, sin embargo, en Planning and installing photovoltaic systems (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie) se dan algunas recomendaciones:

- Buena relación precio/funcionamiento.
- Bajo mantenimiento.
- Larga vida útil.
- Baja tasa de auto descarga y alta eficiencia energética.
- Puede ser cargada con pequeñas corrientes de carga.
- Alta energía y baja densidad de potencia (relación espacio y peso).
- Resistente a las vibraciones.
- Reciclable.



- Resistencia al medio ambiente.

Es difícil encontrar baterías que se acomoden de la mejor forma a todos estos requerimientos.

Se debe decidir cuál es el más importante de acuerdo a la aplicación.

En sistemas que van a ser descargados esporádicamente como en días festivos, fines de semana o vacaciones, una batería con electrolito fluido es una buena elección ya que tiene buena relación precio/funcionamiento, no requiere mucho mantenimiento y tiene una larga vida útil.

Las baterías de gel son seguras, libres de mantenimiento, bajo costo y con una larga vida útil. Estas baterías han sido probadas en aplicaciones móviles y se ha encontrado que no tienen fugas de ácido ni de gases, por lo tanto los requerimientos para acomodarlas son menos estrictos.

Por otro lado, las baterías con electrolito inmovilizado son muy sensibles a las sobrecargas.

En el caso de sistemas que son usados durante todo el año estas baterías no son las más indicadas ya que necesitarían ser cambiadas a los pocos años. En este caso, el uso de baterías de placas tubulares (OpzV, OpzS) es más recomendado.

Cuando se van a comprar baterías es necesario que el fabricante entregue los siguientes datos técnicos:

- **Capacidad asociada con los tiempos de descarga:** Como los fabricantes basan las capacidades nominales en diferentes tiempos de descarga, es necesario tener por lo menos la capacidades  $C_{10}$  y  $C_{100}$  para poder comparar varias baterías.
- **Densidad acida nominal, volumen de ácido o peso.**
- **Grafica que muestre la vida útil esperada en años en relación con la profundidad de descarga:** Con la ayuda de esta gráfica es posible decir cuál es el producto con la mejor relación costo/efecto. Las más baratas tienen 400 ciclos a un 30% de profundidad de descarga, mientras que productos que son 50% más costosos logran el doble de ciclos con esa misma profundidad de descarga.

**Control de carga:** En sistemas híbridos aislados, el voltaje del sistema eólico y/o solar debe ser armónico con el de las baterías. El voltaje de la carga debe ser mayor que el voltaje de las baterías. Por ejemplo, una batería de 12 V puede subir a 14.4V. Y la potencia entregada por paneles o turbinas puede tener entre 15 V y 18 V. El voltaje nominal del controlador de carga

debe ser mayor que el voltaje de carga de las baterías para que el voltaje MPP (Maximum power point tracking) a altas temperaturas sea el suficiente para cargarlas.

Para asegurar todo esto, el controlador de carga mide el voltaje de la batería y la protege contra sobrecarga desconectando la carga que viene de los paneles o la turbina cuando se excede el límite superior o corto circuitando la carga generada o ajustando el voltaje con un controlador MPP.

Cuando hay bajos niveles de radiación solar o de velocidad de viento, la potencia de los paneles o el generador baja, dando como resultado la descarga de la batería debido a la demanda energética, para prevenir que se dé una descarga muy alta, se utiliza un diodo de corriente en reversa, este generalmente viene con el controlador de carga.

Cuando el voltaje de carga más elevado es alcanzado, un controlador de serie interrumpe la generación usando un relé o un conductor  $S_1$ . Esto crea un estado oscilatorio constante de operación, al igual que pérdidas de carga. Para solucionar esto existen controladores de carga con regulación continua.

Como el voltaje de las baterías determina el punto de operación de los paneles solares, generalmente, el sistema fotovoltaico no está funcionando en su máximo punto. Estas pérdidas pueden representar entre un 10 y un 40% dependiendo del voltaje de la batería, la temperatura y la radiación. Esto se evita utilizando un rastreador MPP, que consiste en un convertidor DC/DC regulado. Esta regulación ocurre aproximadamente cada 5 minutos, cuando el rastreador MPP revisa las características corriente/voltaje de los paneles y determina la potencia de salida.

**Inversores:** Mientras que las baterías almacenan la energía, algo de corriente se va en la operación de algunos elementos electrónicos DC. Para poder utilizar la energía en sistemas AC es necesario utilizar inversores, de los cuales algunos vienen con los controladores de carga incluidos.

Los inversores utilizados en zonas no interconectadas deben cumplir ciertas características:

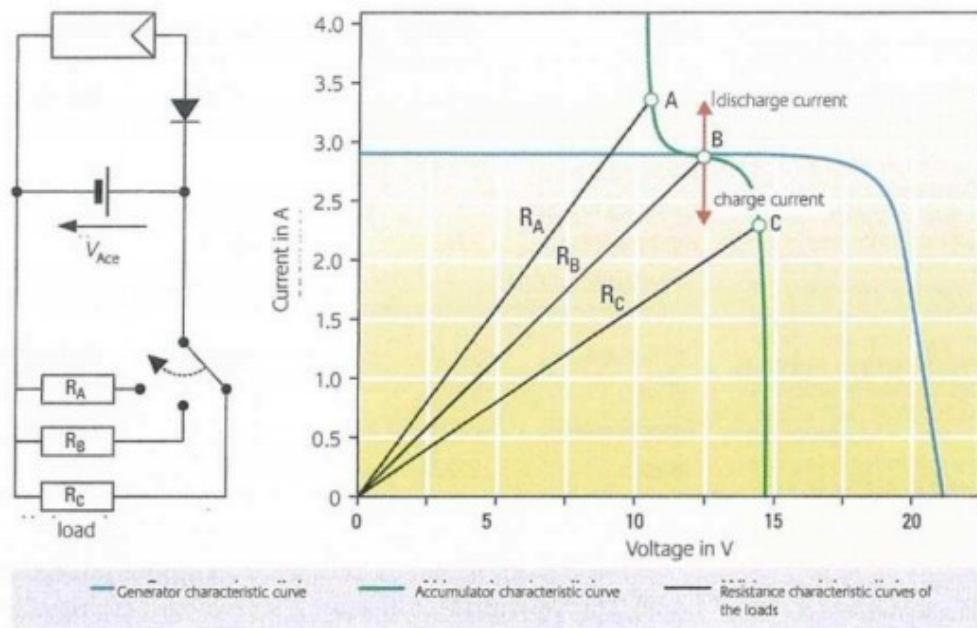
- Corriente alterna tan sinusoidal como sea posible, con voltaje y frecuencia estables.
- Muy buena eficiencia en la conversión, incluso al presentar cargas parciales.
- Alta capacidad de sobrecarga.
- Tolerancia frente a las fluctuaciones del voltaje en la Batería.
- Protección contra corto circuito en la salida de potencia.

- Alta compatibilidad electromagnética (buen nivel de supresión EMI).
- Bajo contenido de Armónicos.
- Protección contra sobrevoltajes.
- Capacidad de operación bidireccional, es decir que también se pueda convertir de AC a DC con el fin de que las baterías puedan ser cargados por generadores AC en caso de ser necesario.

Se pueden clasificar varios tipos de inversores, pero para sistemas que van a funcionar en zonas remotas, la experiencia ha llevado a entender que es más recomendable utilizar inversores de conmutación forzada.

**Planeación y diseño de sistemas aislados.** Lo más importante a tener en cuenta al diseñar un sistema de generación con cualquier tecnología que utilice recursos energéticos renovables es equilibrar el consumo energético con el suministro. Como generalmente los recursos son fluctuantes y limitados; el tamaño de los paneles, las turbinas y la capacidad del banco de baterías deben ser calculados de forma realista. La ventaja de la zona ecuatorial es que no hay estaciones, por lo tanto no hay que tener consideraciones que se deben tener para dimensionar los proyectos bajo condiciones de invierno y verano.

Para entender como interactúa el funcionamiento entre un sistema de generación y el banco de baterías se plantea un sistema fotovoltaico conectado con un diodo inversor. Por la noche, cuando el sistema no está cargando, se debe prevenir que el sistema de baterías se descargue debido a la resistencia interna de los paneles, para esto se utiliza el diodo inverso.



Fuente. Planning and installing photovoltaic systems. A guide for installers, architects and engineers. (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie) - 2008

**Figura 35. Curva dinámica de baterías en sistemas fotovoltaicos aislados.**

La figura anterior muestra la curva I-V de un sistema fotovoltaico y la curva dinámica de la batería. Se puede ver que el voltaje de la batería fluctúa alrededor del voltaje de circuito abierto de alrededor de 12.5V y que hay diferentes disposiciones en el circuito para controlar la corriente de carga o de descarga según el caso que se presente.

**Consumo energético y dimensionamiento de equipos:** Algo importante a definir para dimensionar un sistema de generación híbrido es el consumo energético que debe ser sostenido. Para esto es necesario hacer un chequeo de cuantos bombillos y qué tipo de electrodomésticos hay, saber cuánto tiempo se usan a diario y cuáles son sus datos nominales de consumo energético.

Luego de que la demanda energética diaria se conoce, hay diferentes formas de determinar los rendimientos de los diferentes equipos disponibles para generar energía fotovoltaica o eólica. La forma más común es basar esto en la potencia nominal de las turbinas o en las condiciones estándar de los paneles solares (STC).

En la presente investigación se utilizan los datos meteorológicos de la isla de Providencia para hacer un análisis estadístico y de esa forma dimensionar los equipos a utilizar. Pero no

siempre es posible acceder a estos datos, para las turbinas eólicas es necesario tener datos in situ para hacer una evaluación previa de las posibilidades de generación eólica, en el caso de la energía fotovoltaica, es posible obtener datos de radiación global en la página de la nasa <http://eosweb.larc.nasa.gov//sse> y con base en lo que se encuentre, se puede tener una idea del comportamiento de un sistema de generación fotovoltaico, hay que tener en cuenta que los datos publicados en internet generalmente son para planos no inclinados, por lo tanto habría que hacer el procedimiento necesario para utilizar esos datos en planos inclinados.

**Aspectos ambientales:** Los sistemas fotovoltaicos no requieren derivados del petróleo para su funcionamiento, sin embargo, se necesita consumir energía para construir sus componentes. Las celdas fotovoltaicas son el componente que más requerimientos energéticos tiene debido a las altas temperaturas necesitadas y a la cantidad de agua utilizada en su fabricación.

Es necesario utilizar aproximadamente 10.000 kWh por kWp para la cristalización del silicio que se utiliza en los paneles; los paneles de película delgada solo utilizan la mitad de la energía en su producción, pero su montaje es más complejo por lo tanto el balance general es el mismo.

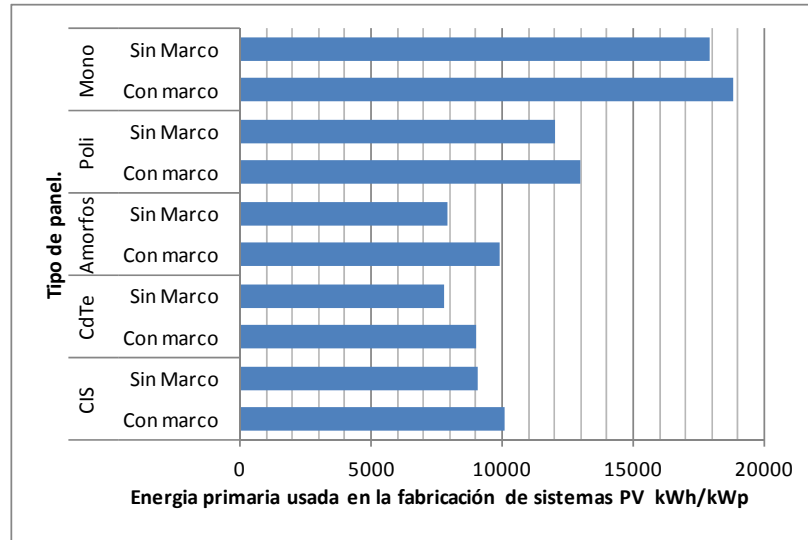
Se necesitan también 10.000 kWh por kWp para construir el marco de aluminio para paneles mono cristalinos, y aproximadamente 2000 kWh por kWp para los paneles de silicio amorfo. Sin embargo es posible que en el futuro se tengan paneles sin marcos o con marcos de plástico.

Los paneles de silicio cristalino que se ponen sobre techos inclinados, en total necesitan 1500 kWh por kWp para su producción, en los paneles de silicio amorfo, este valor se puede duplicar debido a los requerimientos de espacio.

El inversor necesita aproximadamente 280 kWh por kWp.

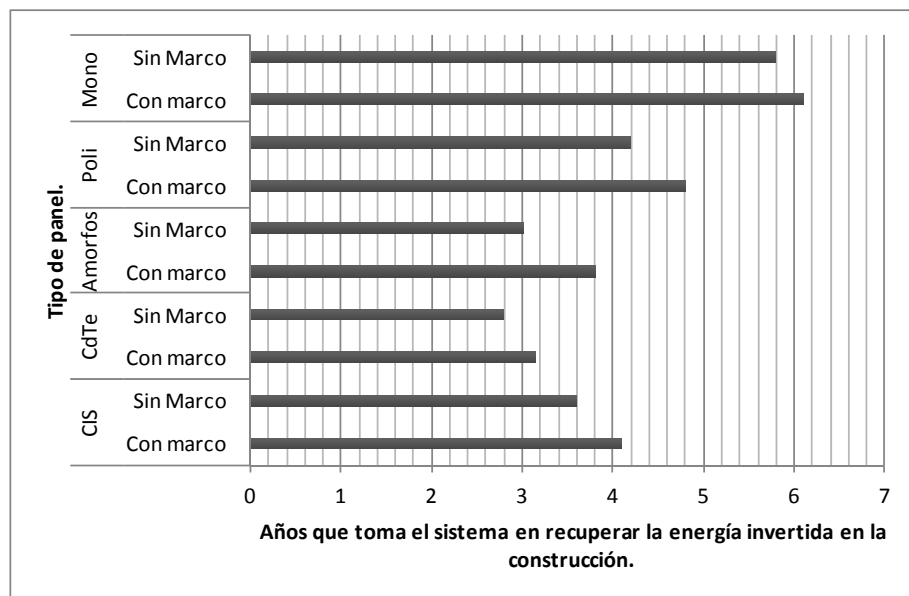
La energía consumida al construir sistemas fotovoltaicos puede ser vista como un crédito que será pagado con energía solar. Si se asume un sistema con una salida de 900 kWh por año y se compara con una planta de energía eléctrica convencional que requiere 2571 kWh de energía para producir el monto equivalente de energía que produciría un sistema fotovoltaico de 900 kWh. En un año de funcionamiento, se ahorrarían 2571 kWh de energía que no tienen que ser consumidos por la planta convencional. Visto de ese modo, la amortización energética se dará en periodos de entre 2.7 y 6.2 años dependiendo de la tecnología utilizada. Este

análisis esta reportado para Alemania, hay que tener en cuenta que a mayor radiación solar durante el año, menor es el tiempo de amortización energética del sistema, por lo tanto, para el caso colombiano, la amortización puede ser menor.



Fuente. Planning and installing photovoltaic systems. A guide for installers, architects and engineers. (Deutsche Gesellschaft fur Sonnenenergie) - 2008

**Figura 36. Energía necesaria para fabricación de paneles.**



Fuente. Planning and installing photovoltaic systems. A guide for installers, architects and engineers. (Deutsche Gesellschaft fur Sonnenenergie) - 2008

**Figura 37. Años necesarios para equilibrio energético en paneles.**

La tendencia de estos costos energéticos es a disminuir, especialmente con celdas de capa delgada con las que se espera en un futuro no lejano tener un equilibrio energético de un año. El concepto de la energía de retorno se utiliza para entender cuanta energía de más genera un sistema fotovoltaico comparado con la energía que se necesitó para construirlo.

La polución en la fabricación de paneles tiene los mismos componentes que se generan con la producción de semiconductores en la industria electrónica, sin embargo para los paneles esto se da en ciclos cerrados. Además, también se genera algo de polución como resultado de las uniones hechas con soldadura en donde se utiliza plomo, haciendo que los sistemas fotovoltaicos tengan un contenido de hasta 300 gramos por kW aunque hay algunos fabricantes como RWE Schott Solar y Mitsubishi electric corporation que llevan algunos años produciendo paneles libres de plomo.

Los paneles Teluro de Cadmio (CdTe) tienen hasta 170 g/kWp de cadmio; los paneles viejos de diseleniuro de cobre (CIS) no tienen problemas a menos que sean sometidos a fuego, ya en esas condiciones sueltan gases venenosos. En pruebas realizadas sobre paneles rotos, los niveles de Cadmio que sueltan son menores que los permitidos en el agua potable.

#### **CONSIDERACIONES DE DISEÑO SISTEMA EOLICO:**

Con base en el libro: Wind energy explained Theory, Design and Application J.F Manwell J. G McGowan A. L. Rogers. WILEY

---

Hay muchos puntos desde donde se puede diseñar un parque eólico, y hay muchas variables que considerar. Una de las formas más generales de hacerlo la muestra J. F. Manwell, J. G McGowan A. L. Rogers [29]; en donde se plantea que los pasos claves son:

1. **Determinar aplicación:** El tipo de turbina, el montaje, el tipo de generador, las estructuras, el sistema de control y el almacenamiento de energía son diferentes para proyectos conectados a una red principal y para proyectos en zonas no interconectadas.

Por ejemplo, las turbinas utilizadas en proyectos grandes conectados a la red tienden a ser grandes, con rangos de potencia entre 500 y 1500 kW y diámetros de rotor desde 38 metros hasta 61 metros. Por otro lado, las turbinas utilizadas en sistemas remotos tienden a ser pequeñas, con un rango de potencia entre 10 a 200 kW, fácil de instalar y de hacer mantenimiento.

2. **Revisar experiencias previas:** Esta revisión debe considerar en particular proyectos eólicos de aplicación similar a la que se está considerando.
3. **Topología:** Hay muchas variables que considerar en cuanto a las “formas” de una turbina eólica, a continuación se explican las principales.

- **Eje vertical u horizontal.**

Uno de los criterios más importantes en el diseño de sistemas eólicos es la orientación del eje del rotor. En la mayoría de aplicaciones se utilizan turbinas de eje horizontal (HAWT – horizontal axis wind turbine) las cuales tienen dos ventajas principales:

1. La robustez del rotor es menor, haciendo que los costos por kW sean menores.
2. La altura a la que se recibe el viento es mayor, haciendo que se incremente la productividad energética.

La mayor ventaja de las turbinas de eje vertical (VAWT) es que no necesita sistema para girar en dirección del viento (yaw system), es decir que puede funcionar con viento en cualquier dirección.

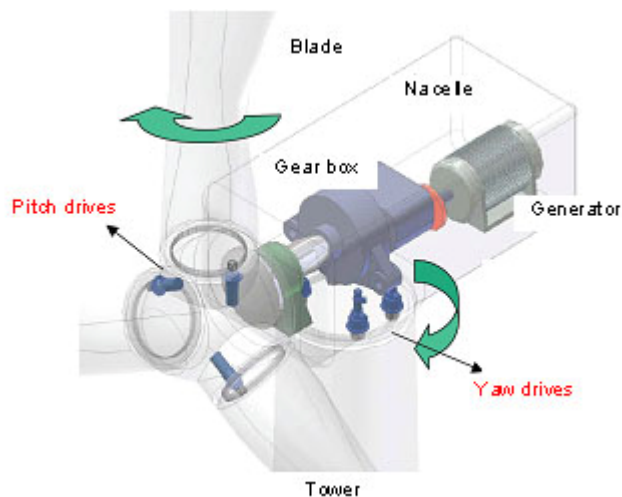


- **Control en el rotor. Parada “Stall”, giro “yaw” y ángulo de ataque “pitch”.**

El control de parada (Stall) se aprovecha de la baja fuerza de ascenso aerodinámico a altos ángulos de ataque para reducir el torque a altas velocidades de viento. Para que esto funcione, la velocidad del rotor debe ser controlada de forma separada, generalmente se usa un generador de inducción directamente conectado a la red.

Existen máquinas con aspas que pueden cambiar el ángulo de ataque (pitch controlled) haciendo que giren sobre su propio eje y cambiando el torque que se recibe. Para el eje esto es más complicado ya que hay que agregar rodamientos para lograrlo además de actuadores neumáticos o hidráulicos.

Otra opción para controlar la potencia es controlar el giro de la turbina (yaw), se rota la turbina sobre el eje vertical para quitarla de la dirección del viento, reduciendo la velocidad de giro de sus aspas.



Fuente: Product, design and development.

<http://www.pddnet.com/articles/2012/10/powering-wind-turbine-gear-performance-realistic-simulation>

**Figura 38. Stall, yaw, pitch en una turbina eólica.**

- **Velocidad de rotación.**

La mayoría de los rotores de turbinas conectadas a red funcionan aproximadamente a una velocidad de rotación constante determinada por el generador y la caja de engranajes. Sin embargo se puede elegir que la velocidad este fija o variable, y esto tiene un impacto en el diseño en general ya que al ser variable se necesitan convertidores electrónicos para asegurar que la potencia resultante tenga la forma deseada. La presencia de estos convertidores da cierta flexibilidad en el generador que se va a elegir.

- **Numero de aspas.**

La mayoría de las turbinas modernas tienen tres aspas, sin embargo, se pueden encontrar aplicaciones con dos o incluso una. Las turbinas con 3 aspas tienen la ventaja de que el momento polar de inercia con respecto al giro (yaw) es constante y es independiente de la posición acimutal del rotor.

Las turbinas de dos aspas tienen un momento de inercia menor cuando las aspas están verticales que cuando están horizontales. Este “desbalance” es una de las razones por las que estas turbinas generalmente usan un rotor que se balancea. Usar más de 3 aspas puede resultar en un rotor con un momento de inercia independiente de la posición llevando a sobre costos que no son necesarios.

Una turbina de un aspa tiene la ventaja de que puede girar a una relativa alta velocidad periférica (tip speed ratio) y que los costos son menores.

- **Velocidad periférica (TSR – Tip Speed Ratio).**

La velocidad periférica óptima para una turbina es aquella en la que el coeficiente de potencia ( $C_p$ ) es máximo. Este valor tiene un impacto muy grande en el diseño o selección de una turbina eólica. La velocidad periférica es la relación entre la velocidad angular en la punta de cada pala y la velocidad del viento.

El TSR indica que la periferia del aspa se mueve a una velocidad TSR veces mayor que la velocidad del viento; esto tiene una fuerte implicación en la solides del rotor llevando a limitaciones estructurales ya que a medida que la solides decrece, el número de aspas de la turbina decrece también.

Hay muchos factores que llaman a usar altas velocidades periféricas. Por ejemplo, al reducir el número de aspas, disminuye el peso y los costos de instalación y mantenimiento.

- **Estructura de la torre.**

El viento es más fuerte y con menos turbulencia a medida que la torre es más elevada, sin embargo, la altura de la torre debe ser óptima y al mismo tiempo práctica. La elección de la altura de la torre está basada en el análisis económico entre la energía generada y el costo energético del montaje (\$/kWp).

Las principales opciones para torre son tubulares, o cerchas aseguradas con tornillos. Una de las variables principales es la rigidez de la torre, lo cual está relacionado con su frecuencia natural. Las turbinas rígidas son aquellas cuya frecuencia natural es más alta que la frecuencia de paso de las aspas, es decir el producto de la velocidad rotacional del rotor y el número de aspas.

Una torre robusta tiene la ventaja de que es relativamente insensible a los movimientos implícitos de la turbina, pero tiene la desventaja de ser muy costosa.

Las torres suaves tienen la frecuencia natural por debajo de la frecuencia de paso de aspas, pero por encima de la frecuencia del rotor.

Una torre “suave-suave” (soft-soft) tiene su frecuencia natural por debajo de la frecuencia de paso de aspas y de la frecuencia del rotor; estas torres generalmente son más livianas y más baratas. Sin embargo es necesario hacer un análisis detallado para asegurarse de que no habrá resonancias internas en el sistema que puedan generar un problema estructural en el futuro.

## **RESTRICCIONES DE DISEÑO:**

### **Factores climáticos.**

Las turbinas que se utilizan en ambientes con mucha turbulencia deben ser más fuertes.

Las turbinas que se utilizan en climas cálidos necesitan refrigeración mientras que las turbinas que se utilizan en clima frío necesitan calentadores y lubricantes especiales. Las turbinas que se utilizan en ambientes marinos necesitan protección contra la sal y deben ser construidas en materiales resistentes a la corrosión.

### **Factores del sitio.**

Las turbinas que van a ser utilizadas en lugares remotos tienen restricciones en el transporte y en las limitaciones de tener equipo técnico calificado para la instalación y el mantenimiento. Para este caso, lo mejor es dejar el diseño de la forma más simple posible, con el mayor número de partes de forma modular, de forma que se necesiten habilidades básicas de montaje mecánico y eléctrico según el caso.

### **Factores ambientales.**

A pesar de ser una tecnología relacionada con los recursos renovables, los sistemas eólicos tienen algunos impactos en el medio ambiente. Un diseño cuidadoso puede minimizar estos impactos dentro de los que se encuentra el ruido, la contaminación visual, el efecto en la fauna aérea y la interferencia electromagnética.

Siempre habrá un sonido asociado a las turbinas eólicas cuando están en operación, sin embargo, este puede ser minimizado. Generalmente las turbinas viento arriba son más ruidosas que las turbinas viento abajo, y las turbinas con menos velocidad periférica son más silenciosas. El ruido de la caja de engranajes puede ser reducido teniendo en cuenta este factor en el diseño de la carcasa.

La contaminación visual, la estética es una variable muy subjetiva, sin embargo, según los reportes muestran que es preferible utilizar torres solidas en lugar de cerchas, además de colores neutros.

La interferencia electromagnética creada por las turbinas eólicas es el tema que más se discute. Sin embargo, se ha encontrado que este impacto es mínimo si las aspas no están hechas de metal, lo cual se cumple para la mayoría de turbinas que se consiguen actualmente.

Una vez se tiene definida toda la topología de la turbina o las turbinas a utilizar en un proyecto eólico, se sigue el procedimiento con las siguientes consideraciones según Manwell et al. [29] .

#### **4. Predecir comportamiento.**

Una vez se tienen definidas las cargas y la topología, es necesario predecir el comportamiento de la turbina (curva de potencia). Esto es principalmente función del diseño de rotor pero también está afectado por el tipo de generador, la eficiencia, la

operación a velocidad variable o constante y otras variables que se tienen en cuenta en el sistema de control.

**5. Evaluar diseño.**

Hay que hacer una evaluación con base en la habilidad que tiene el diseño de suplir la demanda energética y que va a soportar las cargas a las que va a estar sometido durante su operación normal. Para esto hay que hacer cálculos de fatiga y de esfuerzos estructurales relacionados con las siguientes cargas principales:

- Cargas estáticas (no asociadas con rotación).
- Cargas estables (fuerzas centrífugas).
- Cargas cíclicas (debidas al viento, peso de aspas y rotación del sistema).
- Turbulencia.
- Cargas de paradas y arranques.

**6. Estimar costos y costo energético.**

**7. Pulir diseño.**

**8. Construir prototipo.**

**9. Probar prototipo.**

## 8. ANEXO II ANALISIS EXERGÉTICO.

### Solar.

La exergía es definida como la máxima capacidad de trabajo que puede ser producido por un sistema hasta que este llega al equilibrio con respecto al ambiente que lo rodea.

La energía de un sistema fotovoltaico depende de dos componentes principales, uno eléctrico y otro térmico ya que mientras las celdas solares producen electricidad, estas se calientan debido a la energía térmica presente en la radiación solar. La electricidad generada en un sistema fotovoltaico y que puede ser completamente utilizada es llamada exergía eléctrica. Hay que tener en cuenta que la energía térmica disponible en la superficie de un panel no es utilizada con fines prácticos. Por lo tanto, la salida de exergía del sistema la plantea (Joshi, dincer, Reddy. 2009 [33] ) como:

$$(31) \quad \dot{E}x_{out} = \dot{E}x_{elec} + \dot{E}x_{term} + \dot{E}x_d = \dot{E}x_{elec} + I'$$

Donde  $I' = \sum \dot{E}x_d = \dot{E}x_{d,term} + \dot{E}x_{d,electr}$  es la suma de la energía destruida por efectos térmicos y eléctricos, incluyendo las pérdidas internas y externas del sistema.

Las pérdidas internas hacen referencia a la destrucción de exergía eléctrica ( $\dot{E}x_{d,electr}$ ). Y las pérdidas externas hacen referencia a las pérdidas de calor ( $\dot{E}x_{d,term}$ ).

Para encontrar la exergía eléctrica del sistema, se debe asumir que toda la exergía recibida por la superficie del panel está siendo completamente utilizado, por lo tanto, (Joshi et al. 2009 [33]) plantea:

$$(32) \quad \dot{E}x_{d,electr} = \dot{E}n_{electric} - I' = V_{oc}I_{sc} - (V_{oc}I_{sc} - V_m I_m)$$

Como ya se vio en el modelo de cálculo,  $V_{oc}I_{sc}$  representa la energía eléctrica, y  $V_m I_m$  representa la potencia máxima que tiene el panel, este dato es dado por los fabricantes.

Por lo tanto:

$$(33) \quad \dot{E}x_{d,electr} = V_m I_m$$

La exergía térmica del sistema consiste en las pérdidas de calor desde la superficie de los paneles al ambiente, y (Joshy et al. 2009 [33]) plantea que puede ser encontrado por medio de un simple análisis termodinámico como:

$$(34) \quad \dot{E}x_{d,term} = \left(1 - \frac{T_{amb}}{T_{cell}}\right) \dot{Q}$$

Donde  $\dot{Q} = h_{ca}A(T_{cel} - T_{amb})$  y el coeficiente de transferencia de calor por convección y radiación dado es  $h_{ca} = 5.7 + 3.8 v$  donde  $v$  es la velocidad del viento.

Con todo esto, se llega a una formula general para la exergía de un sistema fotovoltaico:

$$(35) \quad \dot{E}x_{PV} = V_m I_m - \left(1 - \frac{T_{amb}}{T_{cell}}\right) h_{ca} A (T_{cel} - T_{amb})$$

De la misma forma, (Joshy et al. 2009 [33]) llega a una expresión para la eficiencia exergética para un sistema fotovoltaico:

$$(36) \quad \psi = \frac{V_m I_m - \left(1 - \frac{T_{amb}}{T_{cell}}\right) h_{ca} A (T_{cel} - T_{amb})}{\left(1 - \frac{T_{amb}}{T_{cell}}\right) S_t A}$$

Siendo  $S_t$  la radiación que reciben los paneles solares y  $A$  el área total de todo el montaje fotovoltaico.

### **Eolico.**

Hepbasli y Alsuhaibani. 2011 [34] hacen un completo análisis del balance de primera y segunda ley en un parque eólico, se plantea la exergía total que pasa por una turbina como:

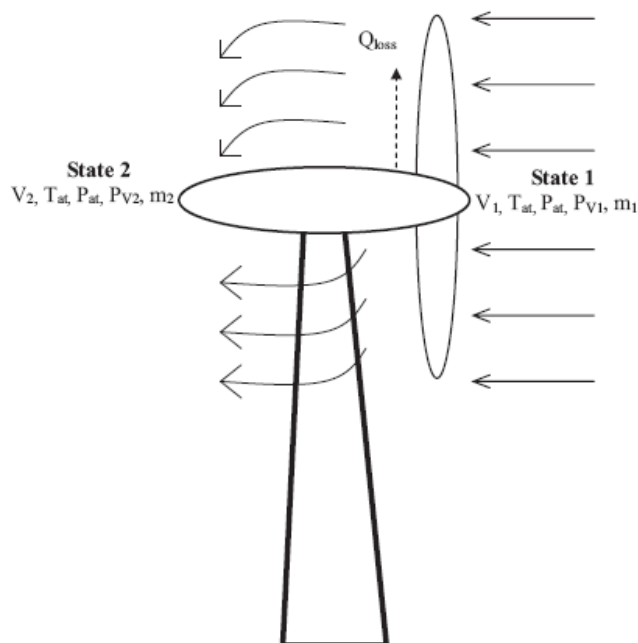
$$(37) \quad Ex = E_{gen} + \dot{m}Cp(T_2 - T_1) + \dot{m}T_{at} \left( Cp \ln \left( \frac{T_2}{T_1} \right) - Rr \left( \frac{P_2}{P_1} \right) - \frac{\dot{Q}_{loss}}{\dot{m}T_{at}} \right)$$

El primer término del lado derecho de la ecuación 37 representa la electricidad generada, mientras que el segundo y tercer término son las contribuciones por entalpía y entropía respectivamente.

La temperatura del aire antes y después de la turbina se puede encontrar en función de la temperatura y velocidad del aire mediante la expresión:

$$(38) \quad T = 35.74 + 0.6215T_{amb} - 35.75V^{0.16} + 0.4274T_{amb}V^{0.16}$$

En esta ecuación, la temperatura ( $T_{amb}$ ) debe estar en fahrenheit y la velocidad del viento ( $V$ ) debe estar en millas por hora.



Fuente. P. 6. Exergetic and exergoeconomic aspects of wind energy systems in achieving sustainable development. Arif Hepbasli, Zeyad Alsuhaibani. Renewable and sustainable energy reviews. 2011. [34]

**Figura 39. Modelo de balance de primera y segunda ley para una turbina eólica.**

Este procedimiento utilizado por (Hepbasli et al. 2011 [34]) sirve para cuantificar los cambios en energía cinética asociados al flujo de exergía en una turbina eólica o en un parque eólico. Para utilizarlo en parques eólicos, los puntos 1 y 2 corresponden a la primera línea de turbinas y a la salida de la última línea de turbinas respectivamente, de esta forma, el parque eólico completo se ve como un volumen de control con sus propias características de eficiencia energética y exergética.

Sin embargo, este procedimiento se utiliza más que todo para encontrar diferencias exergéticas entre diferentes posiciones de turbinas en un parque eólico, y de esa forma encontrar cual es la distribución que menos energía desperdicia. Debido a los requerimientos computacionales que



se necesitan para hacer esto y a que no es el objetivo principal del presente estudio, no se utiliza este modelo de cálculo.

Por otro lado G. Xydis. 2012 [4] hace una introducción a un nuevo indicador que se utiliza para clasificar y evaluar la capacidad exegética de sistemas de energía renovable. El llamado factor de capacidad exegética (ExCF) es un nuevo parámetro que puede ser utilizado para encontrar de forma más sencilla la eficiencia exegética de proyectos solares y eólicos.

De esta forma, se define:

$$(39) \quad Ef. Exergetica = ExCF = \frac{EPA}{8760.P_n} \cdot 100\%$$

Donde EPA corresponde a la energía producida durante un año.

$P_n$  es la potencia nominal instalada, sea fotovoltaica, eólica o híbrida. De esta forma, se puede hablar de un factor de capacidad exegética eólica, solar o híbrida.