



TÍTULO

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA
PARA UNA VIVIENDA FAMILIAR UBICADA EN LA CIUDAD DE
QUITO (ECUADOR)**

AUTOR

Jorge Ramiro Haro Ortuño

Esta edición electrónica ha sido realizada en 2013

Director / Tutor	Emilio Muñoz Cerón
Curso	Máster Universitario en Tecnologías de los Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica (2011/12)
ISBN	978-84-7993-572-6
©	Jorge Ramiro Haro Ortuño
©	De esta edición: Universidad Internacional de Andalucía
Fecha documento	2012



Reconocimiento-No comercial-Sin obras derivadas

Usted es libre de:

- Copiar, distribuir y comunicar públicamente la obra.

Bajo las condiciones siguientes:

- **Reconocimiento.** Debe reconocer los créditos de la obra de la manera especificada por el autor o el licenciadore (pero no de una manera que sugiera que tiene su apoyo o apoyan el uso que hace de su obra).
- **No comercial.** No puede utilizar esta obra para fines comerciales.
- **Sin obras derivadas.** No se puede alterar, transformar o generar una obra derivada a partir de esta obra.
- *Al reutilizar o distribuir la obra, tiene que dejar bien claro los términos de la licencia de esta obra.*
- *Alguna de estas condiciones puede no aplicarse si se obtiene el permiso del titular de los derechos de autor.*
- *Nada en esta licencia menoscaba o restringe los derechos morales del autor.*

UNIVERSIDAD INTERNACIONAL DE ANDALUCÍA

PROYECTO DE FIN DE MASTER

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA
PARA UNA VIVIENDA FAMILIAR UBICADA EN LA CIUDAD DE
QUITO-ECUADOR**

JORGE RAMIRO HARO ORTUÑO

TUTOR: EMILIO MUÑOZ CERÓN

2012

Índice

Contenido

Objetivos.....	6
Introducción.....	6
Capítulo 1.....	8
1.1 Sistemas Fotovoltaicos.....	8
1.1.1 Sistemas generadores fotovoltaicos.....	8
Capítulo 2.....	12
2.1. Descripción del lugar para desarrollar el proyecto y demanda energética.....	12
2.1.1 Descripción de la vivienda:.....	12
2.2. Demanda de energía de la vivienda.....	14
2.2.1. Comparación con vivienda similar en la ciudad de Quito.....	17
2.2.2. Simulación de la demanda energética con el programa PVSIST.....	18
2.3. Demanda energética de la vivienda por horas del día.....	19
2.4. Irradiación en la ciudad de Quito.....	21
2.4.1. Evolución de la irradiancia a lo largo del día.....	27
Capítulo 3.....	29
3.1. Dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico Autónomo.....	29
3.1.2. Módulos fotovoltaicos.....	30
3.1.3. Interconexión entre Módulos fotovoltaicos.....	32
3.1.4. Estructura de sujeción del panel fotovoltaico.....	33
3.1.5. Capacidad de la batería (<i>CBat</i>).....	34
3.1.6. Cables.....	35
3.1.6.1. Tramo rama de los módulos caja de continua.....	35
3.1.6.2. Tramo caja de continua regulador(Nofuentes, 2012).....	37
3.1.7. Caja de conexión DC.....	40
3.1.8. Regulador.....	40
3.1.9. Inversor.....	41
3.1.10. Protecciones.....	42
Capítulo 4.....	43
4.1. Estudio económico.....	43
4.1.1 Costos de construcción del Sistema Autónomo Fotovoltaico.....	43
4.1.2. Evaluación financiera.....	46

Capítulo 5.	54
5.1. Procedimientos de mantenimiento para el Sistema de Generación Fotovoltaico.	54
5.1.1. Módulos fotovoltaicos.	54
5.1.1.1. Inspecciones.	54
5.1.1.1.1. Mensuales.	54
5.1.1.1.2. Trimestrales.	55
5.1.1.1.3. Anuales.	55
5.1.1.2. Tareas.	55
5.1.1.2.1. Mensuales.	55
5.1.2. Inversor.	56
5.1.2.1. Inspecciones.	56
5.1.2.1.1. Mensuales.	56
5.1.2.1.2. Trimestrales.	56
5.1.2.2. Tareas.	56
5.1.2.2.1. Mensuales.	56
5.1.3. Acumuladores.	56
5.1.3.1. Inspecciones.	56
5.1.3.1.1. Mensuales.	56
5.1.3.2. Tareas.	57
5.1.3.1.2. Trimestrales.	57
5.1.3.1. Inspecciones.	57
5.1.3.1.3. Anuales.	58
5.1.3.1. Inspecciones.	58
5.1.3.2. Tareas.	58
5.1.3.2.1. Mensuales.	58
5.1.4. Regulador.	59
5.1.4.1. Inspecciones.	59
5.1.4.1.1. Mensuales.	59
5.1.4.1.2. Trimestrales.	59
5.1.4.1. Inspecciones.	59
5.1.4.2. Tareas.	59
5.1.4.2.1. Mensuales.	59
5.1.5. Cableado.	59

5.1.5.1. Inspecciones.....	59
5.1.5.1.1. Trimestrales.....	59
5.1.5.1.2. Anuales.....	59
5.1.5.2. Tareas.....	60
5.1.5.2.1. Anuales.....	60
6. Resultados.....	60
7. Conclusiones.....	61
8. Bibliografía.....	62
9. Anexos.....	64
Anexo 1. Estimado de la demanda energética por áreas de la vivienda.....	64
Área del recibidor.....	64
Área de la sala.....	65
Área del comedor.....	65
Área de la cocina.....	67
Área del baño social.....	69
Área de la habitación 1.....	70
Área de la habitación 2.....	71
Área del baño 1.....	76
Área del baño 2.....	76
Área del baño 3.....	77
Área del baño 4.....	78
Área del pasillo.....	79
Área de la sala de máquinas.....	79
Área de la sala de estar.....	80
Área del patio.....	81
Área de las gradas.....	82
Área total.....	83
Anexo 2.....	84
Anexo 3.....	88
Anexo 4.....	90
Anexo 5.....	91
.....	92
Anexo 6.....	92
Anexo 7.....	95

Anexo 8.....	96
Anexo 10.....	97
Anexo 11.....	98
Anexo 12.....	99
Anexo 13.....	100

Objetivos.

Diseñar un sistema de generación de energía fotovoltaica para una vivienda familiar ubicada en las cercanías de la ciudad de Quito, que satisfaga las necesidades propias de la misma.

Determinar la viabilidad tanto técnica como económica de un sistema de generación de energía fotovoltaica para una vivienda ubicada en la ciudad de Quito.

Establecer las principales tareas de mantenimiento del generador fotovoltaico para un correcto funcionamiento del sistema.

Introducción

Ecuador, por su ubicación privilegiada, tiene la ventaja de recibir durante todo el año las mismas horas de luz solar. Además que por ubicarse en la línea equinoccial recibe los rayos del sol de forma casi perpendicular. Por estos factores y otros más se podría decir que los sistemas de energía solar son sumamente convenientes para el país y en un futuro cercano se podrían diseñar viviendas alimentadas con energía fotovoltaica únicamente, si bien es cierto que los sistemas fotovoltaicos conectados a la red son más convenientes que los sistemas autónomos, en Ecuador, aun cuando el país posee una legislación para energías renovables desde 1982, y en el año 2000 se aprobó una regulación que establecía una tarifa para la inyección de energía fotovoltaica (52 centavos de dólar por Kw.) a la red, esta intención fracasó debido a que el Estado nunca pagó estos valores a los productores de energía, y generó un desinterés de los productores en invertir en sistemas fotovoltaicos conectados a la red, además la energía eléctrica del sistema integrado del Ecuador es subsidiada por el estado, lo que hace que la energía fotovoltaica sea poco competitiva con relación a los costos (PHOTON, 2011). Es por esto que en el país apenas se cuenta con dos sistemas fotovoltaicos conectados a la red de los cuales solo uno de éstos está funcionando, lo cual no avizora un gran crecimiento en Ecuador de estos sistemas en el futuro cercano.

El presente proyecto investiga la viabilidad de diseñar un sistema de generación de energía fotovoltaica autónomo que satisfaga las necesidades de las personas que habitan una casa familiar ubicada en la ciudad de Quito sin importar la época del año en la que trabaje el sistema.

El generador de energía se diseñará como un sistema autónomo fotovoltaico ya que necesitará de baterías para almacenar la energía y que su funcionamiento sea normal en horas en las cuales no existe luz del Sol, o su intensidad sea baja.

Este proyecto contiene una breve explicación del funcionamiento de los sistemas de generación fotovoltaica autónoma, además de una descripción de las características del lugar donde se pretende instalar el sistema generador. Adicionalmente se incluye el cálculo de los requerimientos de energía para este tipo de vivienda en función de la demanda y consumo de los habitantes de la casa y, posteriormente se realizará el dimensionamiento del sistema fotovoltaico para estas condiciones. Para finalizar, se presentará el respectivo estudio económico, y se incluirá además un manual de procedimientos para el mantenimiento del sistema fotovoltaico.

Todo este desarrollo nos permitirá determinar si el proyecto es viable o no, tanto técnica como económicamente en las condiciones actuales del Ecuador.

Capítulo 1.

1.1 Sistemas Fotovoltaicos.

1.1.1 Sistemas generadores fotovoltaicos.

Los sistemas fotovoltaicos se clasifican de acuerdo a si alimentan la red pública eléctrica o si alimentan un sistema aislado. Según esto los principales tipos de sistemas fotovoltaicos son:

- Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red.
- Los sistemas fotovoltaicos autónomos.

1.1.1.1. Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red: son aquellos sistemas en los cuales la energía producida en el generador es inyectada a la red eléctrica pública (N. Vela, 2012)

1.1.1.2. Los sistemas fotovoltaicos autónomos. Son aquellos sistemas en los cuales deben almacenar energía en un acumulador para todo momento del día (N. Vela, 2012). Esto es debido a que la luz del Sol no es constante a lo largo del día y tampoco a lo largo del año, dependiendo de muchos factores como la época de año, estado del clima, factores medioambientales, etc..

Un sistema fotovoltaico autónomo necesita de varios componentes como:

- a. El generador:** conjunto de paneles fotovoltaicos que transforman la radiación luminosa del Sol en energía eléctrica continua. En este aspecto coinciden con los sistemas FV conectados a la red. (N. Vela, 2012).
- b. El acumulador:** cuya función es almacenar la energía producida por el generador y permite tener disponible energía en horas de ausencia de luz (la noche o días nublados) (N. Vela, 2012)
- c. Regulador de carga:** este dispositivo gestiona la circulación de corriente entre el generador, las baterías y las cargas, además es el dispositivo encargado de regular las sobrecargas o descargas que puede sufrir el acumulador y podría ocasionar daños al acumulador. Adicionalmente en muchos de los dispositivos actuales incluye la

detección para trabajar en el punto de máxima potencia (N. Vela, 2012).

d. **Inversor:** dispositivo que también forma parte de los sistemas FV conectados a la red, encargado de transformar la corriente continua generada por el generador y almacenada en el acumulador a energía alterna que será utilizada dentro de la vivienda (N. Vela, 2012). Cuando las baterías se encuentran cargadas totalmente este dispositivo recibe la energía desde el regulador directamente sin pasar por las baterías.

1.1.1.2.1. Tipos de esquemas de sistemas fotovoltaicos autónomos.

Existen varios tipos de conexiones de un sistema fotovoltaico autónomo a continuación se presentan estos sistemas con sus respectivos esquemas:

Los inversores conectados directamente a las baterías.

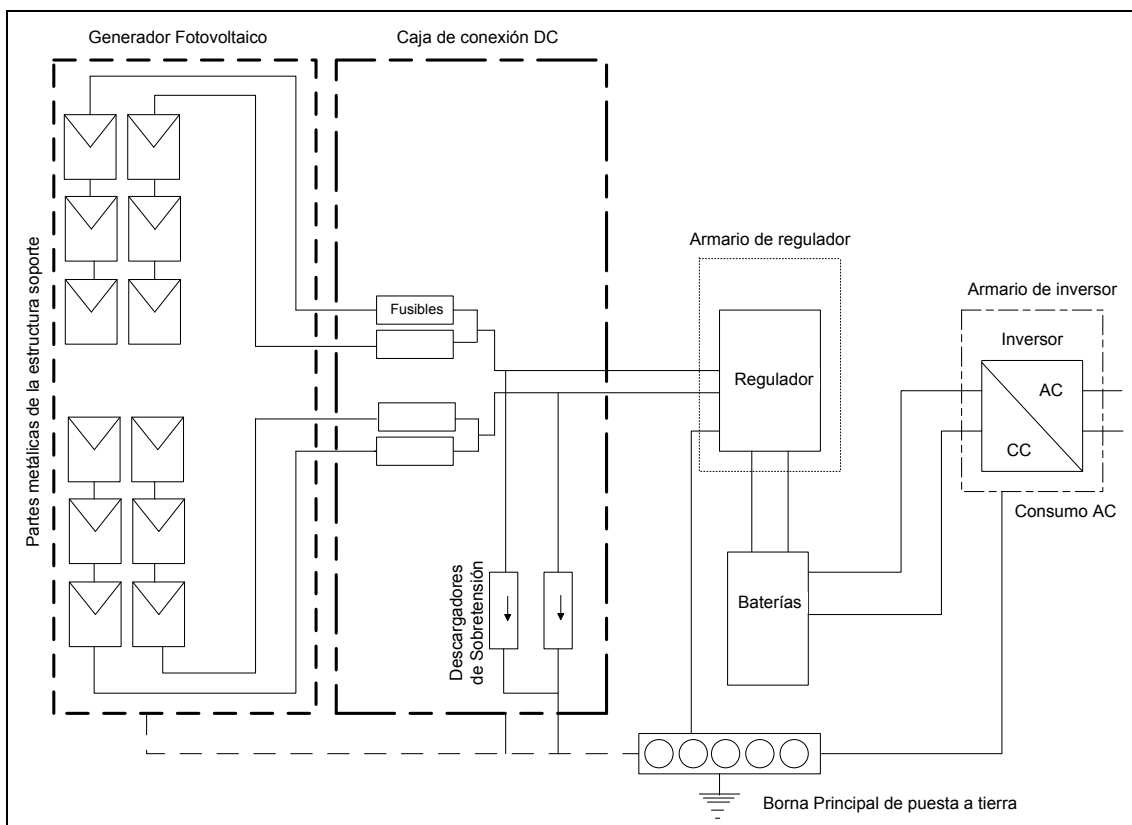


Figura 1: Ubicación de Quito. Los inversores conectados directamente a las baterías.

Los inversores conectados a una tercera salida del regulador y no a la batería.

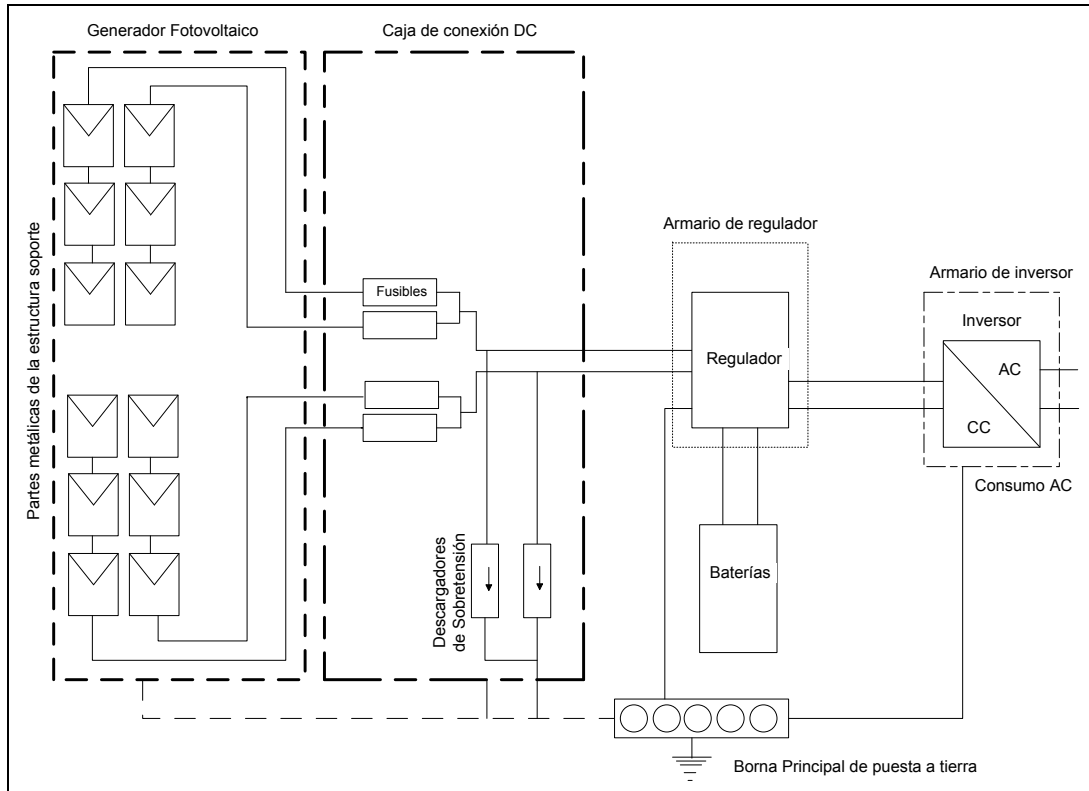


Figura 2: Los inversores conectados a una tercera salida del regulador y no a la batería.

Líneas independientes de corriente alterna y corriente continua que salen del regulador.

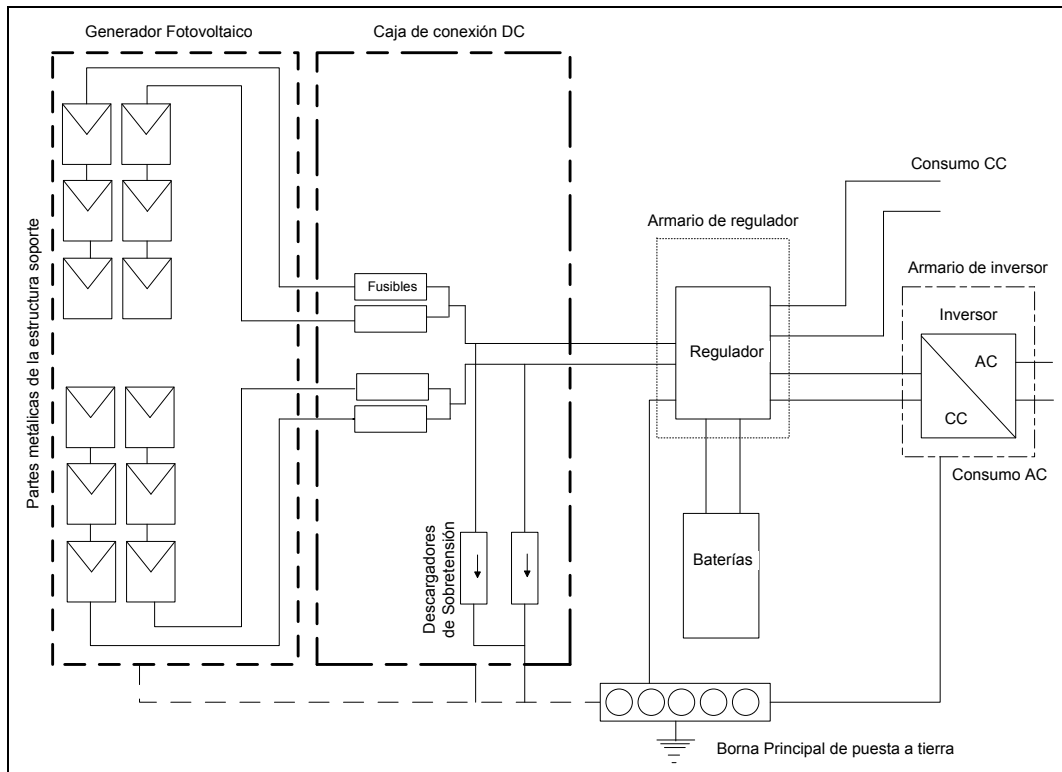


Figura 3: Líneas independientes de corriente alterna y corriente continua que salen del regulador.

La disposición a utilizar para este sistema es: líneas independientes de energía alterna y energía continua que salen del regulador.

Capítulo 2.

2.1. Descripción del lugar para desarrollar el proyecto y demanda energética.

El presente proyecto desarrolla un sistema fotovoltaico autónomo a montarse en una vivienda ubicada en la ciudad de Quito ciudad ubicada al norte del país a pocos kilómetros al sur de la Línea Ecuatorial y cuyas coordenadas geográficas son:

Latitud: 0° 13' 31" S.

Longitud: 78° 31' 29" O.(DBCity.com, 2011)



Fuente: <http://maps.google.es/>

Figura 4: Ubicación de Quito.

2.1.1 Descripción de la vivienda:

La vivienda en la cual se desarrollará el presente proyecto, está en fase de construcción y está ubicada al norte de la ciudad de Quito. En las coordenadas

describas anteriormente y cuya localización puede observarse en la fotografía siguiente



Fuente: <http://maps.google.es/>

Figura 5: Ubicación de la vivienda.

La vivienda es un proyecto inmobiliario que en este momento se está construyendo y aún no ha sido terminada, sin embargo ha sido diseñada como de una sola planta, y en su distribución tiene: una sala, un comedor, una cocina, un baño social, una azotea junto con una escalera para su acceso, cuatro habitaciones cada una con su baño, un pasillo de comunicación de las habitaciones, una sala de estar y una sala de máquinas, aproximadamente 150 metros cuadrados de construcción.

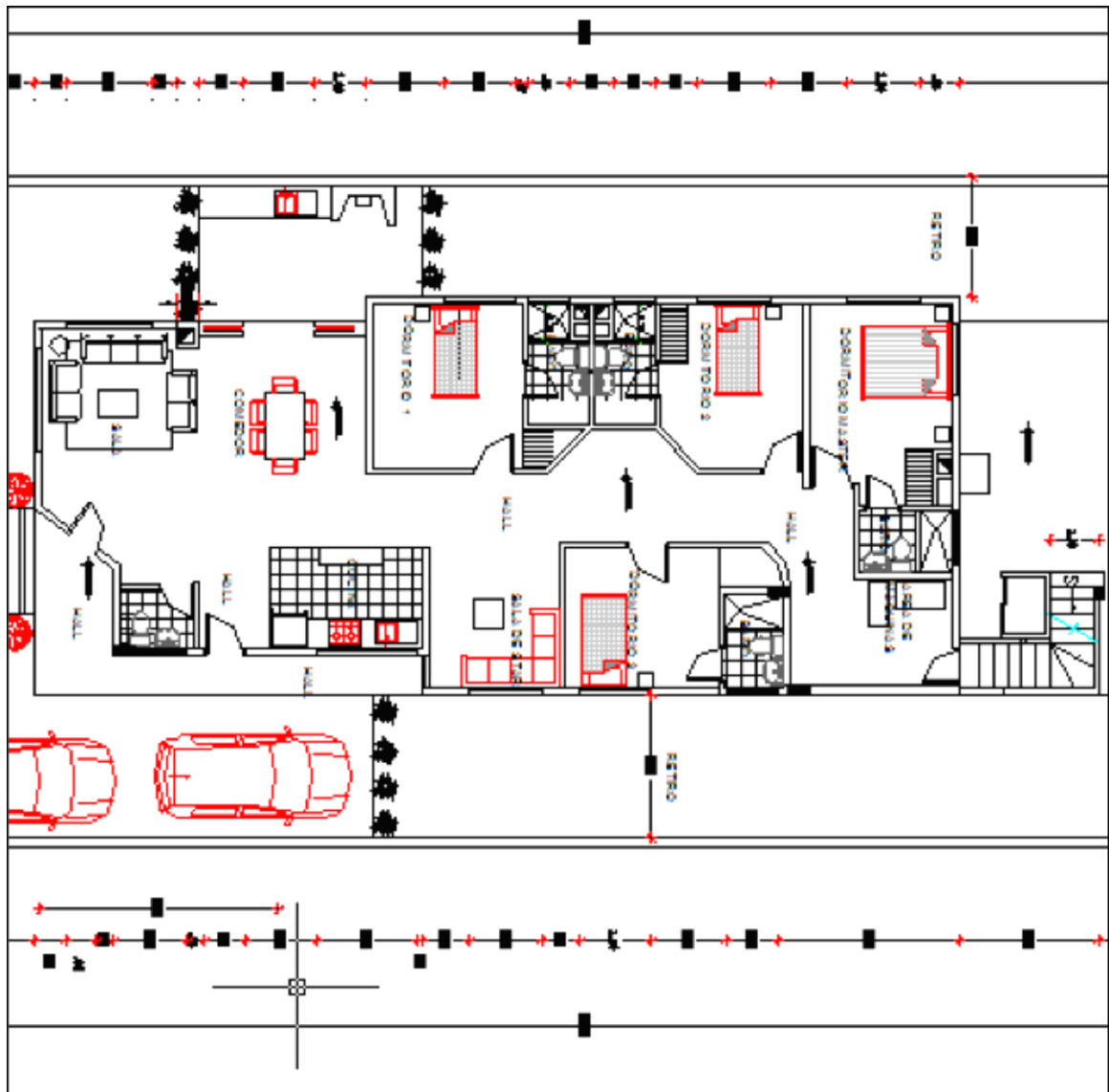


Figura 6: Plano de la vivienda.

2.2. Demanda de energía de la vivienda.

Si bien es cierto que no se tendrá la misma demanda energética todos los meses del año se realiza un análisis de una demanda potencial planteando esta demanda como el requerimiento de energía de la vivienda en uno de los días de mayor consumo y comparándolo posteriormente con la irradiancia recibida por los paneles solares en un día del peor mes al año en el que se recibe menor energía solar, con este análisis posteriormente se procederá al dimensionamiento, el análisis de la demanda potencia energética se realiza estimando el tiempo de uso diario de los electrodomésticos y equipos eléctricos estos tiempos se obtienen de las “Recomendaciones generales para el uso eficiente de la energía en los hogares” del Instituto Nacional de Tecnología Industrial INTI de Argentina (INTI-Energía, 2012) y multiplicando

por la potencia de cada uno de los equipos y de iluminación que debe tener la vivienda en uno de los días de mayor consumo eléctrico al año.

La vivienda analizada es un proyecto inmobiliario que se encuentra en construcción actualmente en Quito, por lo cual no se tienen datos históricos del consumo energético anterior de la vivienda y más bien se realiza una estimación del consumo energético que tendrá esta residencia mediante el análisis de las potencias nominales de todos los electrodomésticos y dispositivos electrónicos que dispondría la vivienda. A continuación se presenta una tabla en la cual se encuentran las potencias nominales de los dispositivos eléctricos a utilizarse en la vivienda, así como su cantidad.

Tabla 1: Características Técnicas por Equipos

Características Técnicas por Equipos			
Equipos	Número	Tipo de Corriente	Potencia Nominal (W)
Focos fluorescentes	30	AC	20
Equipo de sonido	4	AC	80
Refrigeradora	1	AC	200
Licuadaora	1	AC	300
Batidora	1	AC	400
Cafetera	1	AC	900
Procesador de alimentos	1	AC	500
Microondas	1	AC	800
Aspiradora	1	AC	800
Lavadora de ropa	1	AC	500
Plancha	1	AC	1000
Televisión	5	AC	100
DVD	4	AC	100
Computadora	4	AC	150
Impresora	1	AC	50
Despertadores	4	AC	10

Equipos de aseo personal	4	AC	500
Equipos de celulares	4	AC	110

Fuentes: (CNELSucumbios, 2012); (Ministerio-de-Energía-y-Minas-del-Perú, 2010); (INTI-Energía, 2012)

Primero se ha dividido la vivienda en sectores, y en cada sector se va analizando los potenciales dispositivos electrónicos que se usarán en cada uno de ellos. Sabiendo la potencia nominal de cada dispositivo, así como, las horas de trabajo durante el día de mayor consumo y menor disponibilidad energética que se ha elegido, nos da la energía necesaria en cada sector al día, y la suma de todos los sectores nos da la demanda energética de la vivienda por día. En nuestro caso se corresponderá con la mayor demanda energética y la menor disponibilidad solar.

La cocina funciona con gas licuado de petróleo y el agua en los baños es calentada por calefones a GLP (gas licuado de petróleo) que es el combustible más usado en las viviendas de Ecuador para cocinas y calefones de agua por su bajo costo, lo que disminuye el consumo de energía eléctrica en la vivienda.

El perfil de consumo detallado por áreas de la vivienda y por horas de uso de los aparatos eléctricos se encuentra en el anexo 1.

A continuación se presenta un cuadro resumen de la demanda energética de la vivienda.

Tabla 2: cuadro resumen de consumo de energía de la vivienda.

Áreas de la casa	Energía total (Wh)
Recibidor	160
Sala	1440
Comedor	480
Cocina	4620
Baño social	14
Habitación 1	1840
Habitación 2	1815
Habitación 3	1815
Habitación Principal	1975
Baño 1	286
Baño 2	286
Baño 3	286

Baño 4	286
Pasillo	640
Sala de máquinas	1660
Sala de estar	320
Patio	160
Gradas	320
Total Vivienda (Wh)	18403
Total Vivienda (KWh)	18,403

Con la finalidad de bajar la demanda energética de vivienda se ha procedido eliminar el uso de cocinas eléctricas, y de duchas eléctricas esto debido a que usar cocinas y calefones que funcionan con GLP es muy conveniente en Ecuador debido al bajo costo de estos combustibles ya que el GLP en gran parte es subsidiado por el Estado, además de otros electrodomésticos que no han sido considerados como imprescindibles no han sido tomados en cuenta.

El consumo anual de energía estimada sería de:

$$18403\text{Wh} \times 365 \text{ días} = 6717095 \text{ Wh anual} = 6717,095 \text{ KWh-anual.}$$

2.2.1. Comparación con vivienda similar en la ciudad de Quito.

Con la finalidad de comparar la demanda energética de la vivienda objeto de nuestro estudio se compara con el consumo energético de una vivienda ubicada al norte de la ciudad de Quito, la cual tiene una área de construcción aproximada de 160 metros cuadrados muy parecida al área de construcción de la vivienda objeto de este estudio de 150 metros cuadrados de construcción. A continuación se presenta un cuadro histórico de los meses del año 2011 de consumo energético de la vivienda a comparar, algunos de los recibos de pagos de energía eléctrica se detallan en el Anexo 13.

Tabla 3: Consumo de energía eléctrica casa de 160 metros cuadrados

Consumo de energía eléctrica casa de 160 metros cuadrados	
Mes	Consumo de energía (Kwh)
Enero	575
Febrero	575
Marzo	612
Abril	503
Mayo	514

Junio	525
Julio	520
Agosto	580
Septiembre	510
Octubre	552
Noviembre	521
Diciembre	523
Total (Kwh)	6510

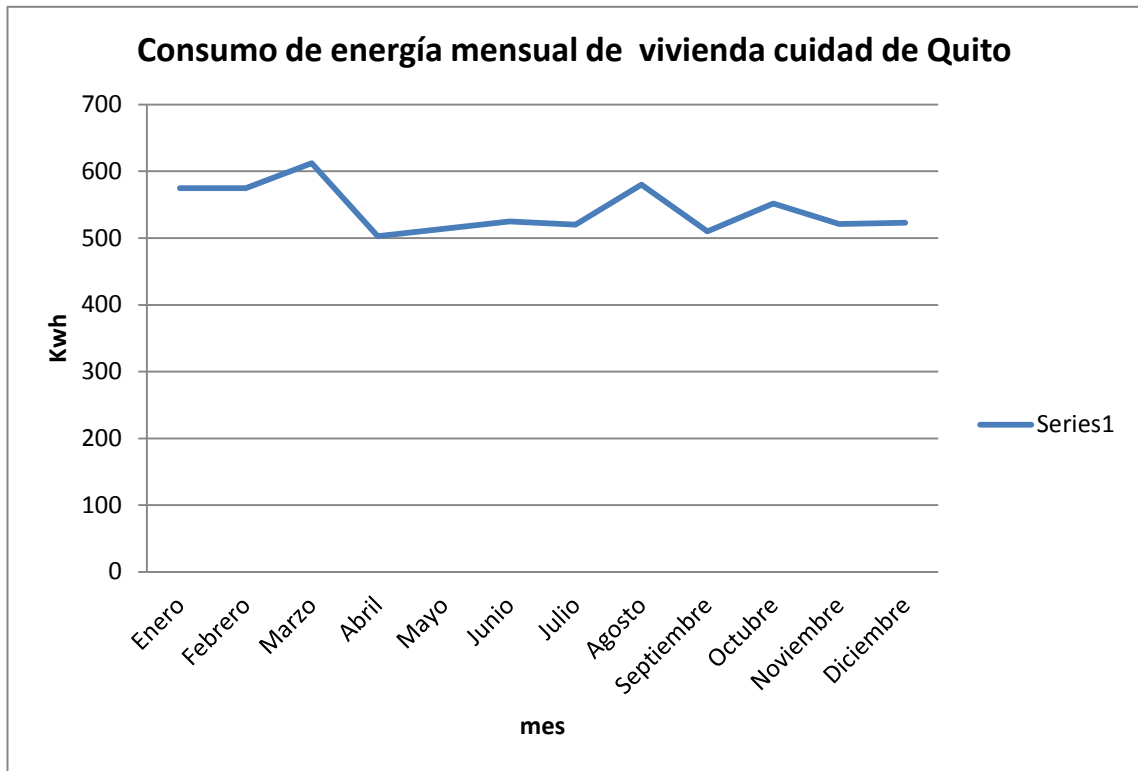


Figura 7: Consumo de energía mensual de vivienda ciudad de Quito

El gráfico anterior muestra un consumo de energía mensual entre los 500 KWh y 600 KWh, con varios picos y descensos a lo largo del año pero con una tendencia estable.

El consumo energético de esta vivienda (6510 KWh-anual) es muy cercano al consumo estimado para la vivienda objeto de este estudio (6717,09 KWh-anual).

2.2.2. Simulación de la demanda energética con el programa PVSIST.

Con las potencias nominales de los electrodomésticos y dispositivos eléctricos a utilizarse en la vivienda se procede a calcular la demanda de energía de la misma mediante el programa PVSIST, la siguiente imagen muestra los resultados de la simulación.

Figura 4: Software PVSIST.

The screenshot shows the 'Daily use of Energy, Variant "New simulation variant"' window. It includes sections for 'Consumption definition by' (Year, Seasons, Months), 'Week-end use' (Use only during 7 days in a week), and 'Model' (Load, Save). The 'Daily consumptions' table is as follows:

Number		Power	Mean Daily use	Daily energy
30	Fluorescent lamps	20 W/lamp	8.0 h/day	4800 Wh
9	TV / Magnetoscope / PC	100 W/app.	4.0 h/day	3600 Wh
3	Domestic appliances	300 W/app.	6.0 h/day	5400 Wh
1	Fridge / Deep-freeze		0.60 kWh/day	600 Wh
3	Dish-washer, Cloth-washer		1.00 kWh/day	3000 Wh
	Other uses	400 W tot	2.0 h/day	800 Wh
	Stand-by consumers	10 W tot	24h/day	240 Wh
Total daily energy				18440 Wh/day
Total monthly energy				553.2 kWh/month

Buttons at the bottom include Back, Other profile, Cancel, and Next.

Figura 8: Software PVSIST.

La simulación muestra una demanda energética de 18.440 kWh al día muy similar a la obtenida en el análisis energético del Anexo 1 que es de 18,403 kWh al día.

2.3. Demanda energética de la vivienda por horas del día.

La siguiente gráfica muestra el comportamiento estimado de la demanda energética de la vivienda total por hora del día.

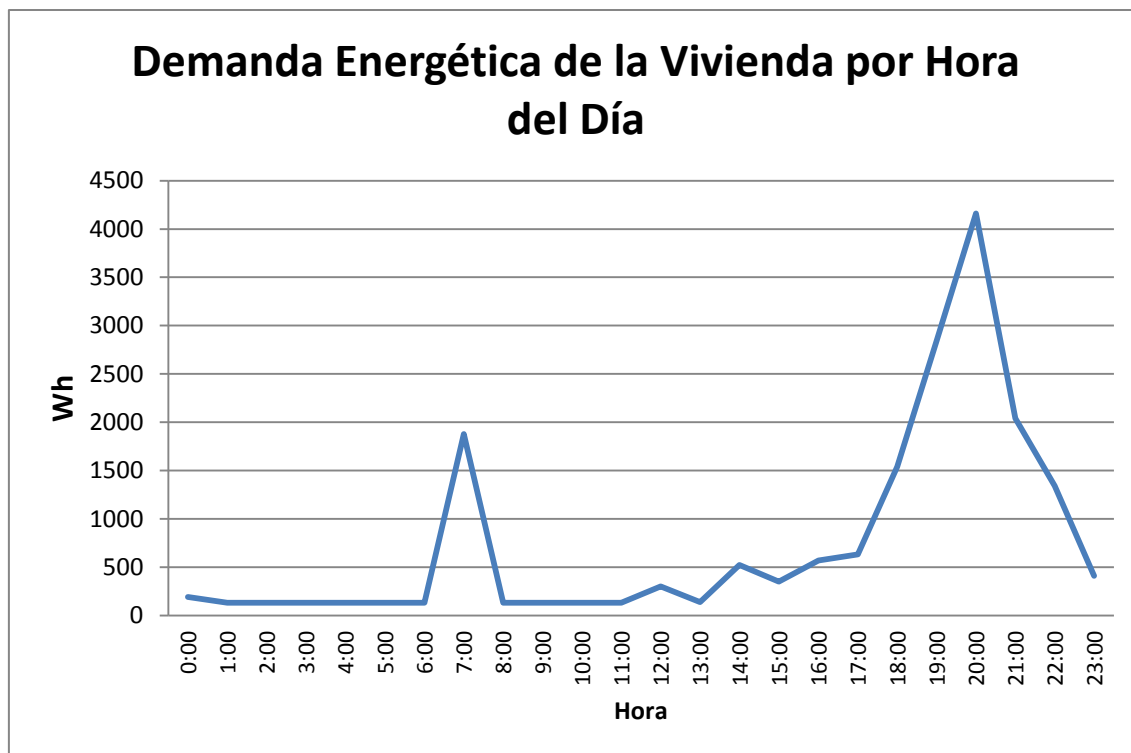


Figura 9: Demanda Energética de la Vivienda por Hora del Día.

De este análisis se observa que existen varios picos a lo largo del día de demanda energética, en primer lugar a las 7:00, a esta hora la mayor parte de los miembros de una familia se prepara para salir a trabajar o ir al colegio, a las 12:00 y a las 14:00 pequeños picos de demanda aunque no tan importante como el anterior esto debido a que a esta hora los niños y los adultos regresan a la vivienda para almorzar, pero el pico más pronunciado de todos es a las 20:00 ya que a esta hora las personas se relajan y observan televisión o usan otros dispositivos electrónicos (computadoras, equipos de sonido etc.)

Para comparar con la demanda de la vivienda calculada se procede a calcular el área bajo la curva de la gráfica por el método de los trapecios, los resultados de observan en la siguiente tabla:

Tabla 4: Cálculo de área bajo la curva

Cálculo de área bajo la curva					
Hora	Total Vivienda (Wh)	Total Vivienda (kWh)	Tiempo h	Energía Wh	Área bajo la curva
0:00	190	0,19	1	300	300
1:00	130	0,13	1	160	160
2:00	130	0,13	1	130	130
3:00	130	0,13	1	130	130

4:00	130	0,13	1	130	130
5:00	130	0,13	1	130	130
6:00	130	0,13	1	130	130
7:00	1877	1,877	1	1003,5	1003,5
8:00	130	0,13	1	1003,5	1003,5
9:00	130	0,13	1	130	130
10:00	130	0,13	1	130	130
11:00	132	0,132	1	131	131
12:00	300	0,3	1	216	216
13:00	138	0,138	1	219	219
14:00	522	0,522	1	330	330
15:00	350	0,35	1	436	436
16:00	570	0,57	1	460	460
17:00	630	0,63	1	600	600
18:00	1540	1,54	1	1085	1085
19:00	2842	2,842	1	2191	2191
20:00	4162	4,162	1	3502	3502
21:00	2040	2,04	1	3101	3101
22:00	1340	1,34	1	1690	1690
23:00	410	0,41	1	875	875
				Total Energía Wh	18213
				Total Energía KWh	18,213

El resultado del área bajo la curva representa la demanda potencial al día de la vivienda, esta demanda es de 18,213 KWh que se aproxima a los 18,403 KWh del cálculo por medio de las potencias nominales de los electrodomésticos y los dispositivos electrónicos.

2.4. Irradiación en la ciudad de Quito.

La irradiación de la ciudad de Quito se obtienen mediante el programa PVSYST el cual posee datos de las condiciones atmosféricas de muchos lugares del mundo para esto se presentan los datos calculados por el programa para las condiciones de Quito y para un sistema fotovoltaico autónomo en KW/m^2 día y en KW/m^2 mes a continuación.

Esta simulación contiene datos de la incidencia de luz solar pero en un plano horizontal.

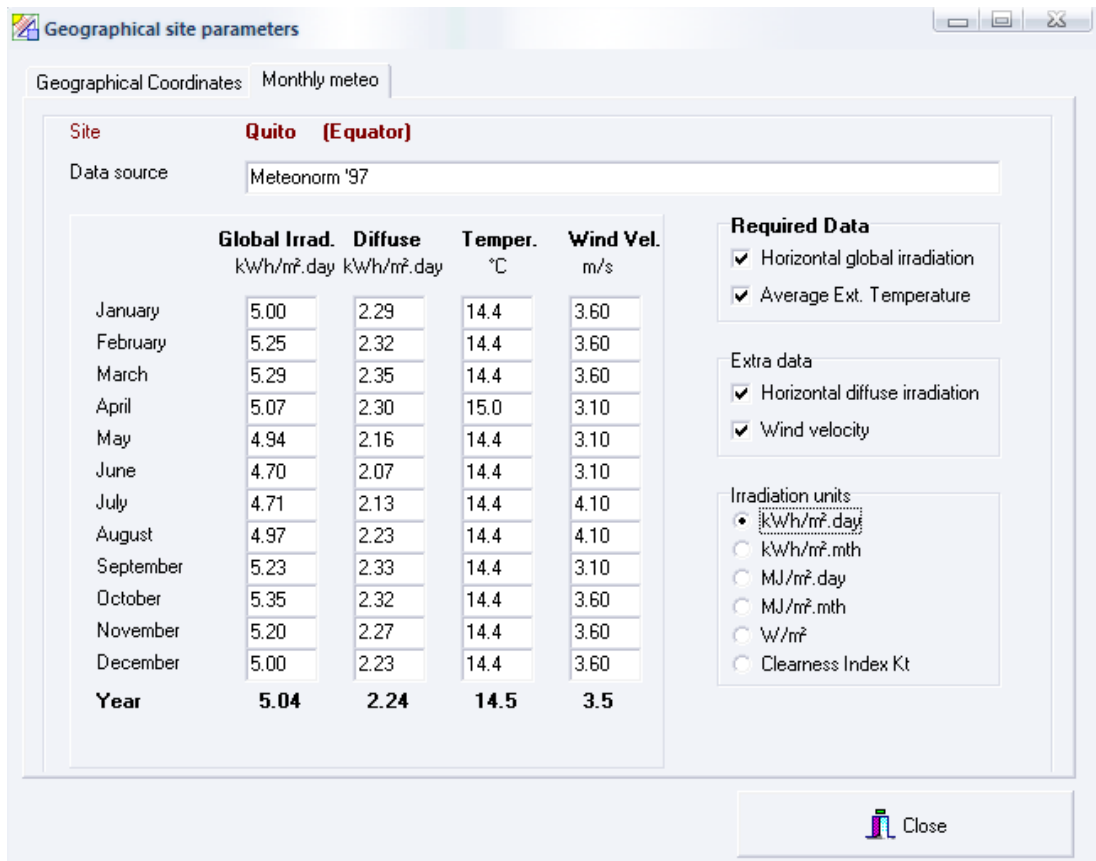


Figura 10: Programa PVSYS.

Si tomamos el comportamiento de un día típico de cada mes del año, se puede observar en la siguiente gráfica la evolución de la Irradiancia Global de un día promedio de cada mes del año. Es claro que se presentan dos picos de irradiancia en el año, correspondiente al: mes de marzo y mes de octubre, en cambio la irradiancia más baja se presenta en el mes de junio. Estos picos de irradiancia se presentan debido a que la Línea Ecuatorial de la tierra en las fechas cercanas al equinoccio recibe los rayos del sol de forma perpendicular lo que se traduce en una mayor irradiancia en estas zonas.

Figura 8: Evolución de la Irradiancia Global por Día Promedio al Año

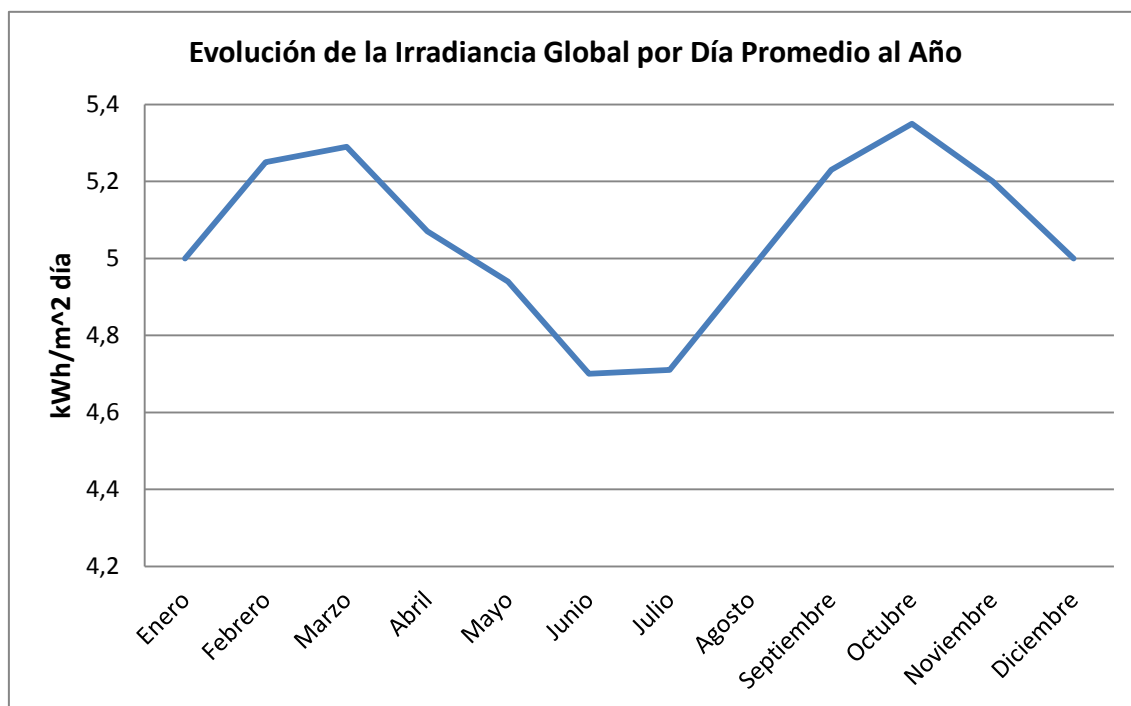


Figura 11: Evolución de la Irradiancia Global por Día Promedio al Año

La gráfica muestra el comportamiento de la irradiancia Global mensual de todos los meses del año. Se aprecia, al igual que en la gráfica anterior que existen dos picos de irradiación a lo largo del año que son los meses de marzo y octubre, en cambio en el mes de junio existe una baja de la misma.

Por estar la Ciudad de Quito tan cercana a la Línea Ecuatorial, en teoría los paneles fotovoltaicos no deberían tener inclinación, es decir deberían estar horizontales pero debido a que en esta posición los paneles empezarían a llenarse de polvo ambiental y no se limpiarían naturalmente con la lluvia por ejemplo se da una inclinación de 10° al panel orientado hacia la Línea Equinoccial. Por esta razón se prevé dar una inclinación al módulo fotovoltaico de 10° con respecto a la horizontal. Se toman los siguientes datos de irradiación solar en superficie inclinada del programa PVSIST.

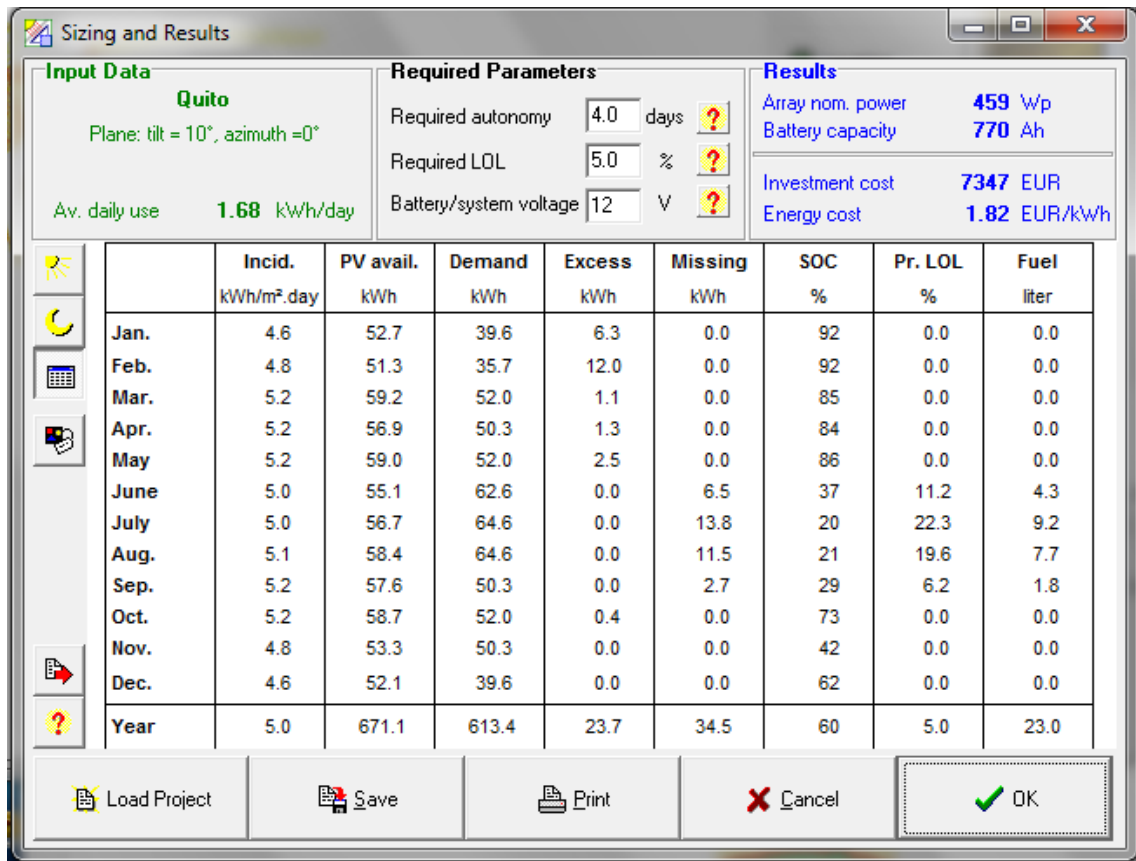


Figura 12: Irradiancia programa PVSIST inclinación 10°.

Se desea comparar los valores de irradiancia de Quito con valores similares, se toman valores de irradiancia de Ciudad Bolívar(Colombia) que tiene una latitud de 1,9° norte que es muy próxima a la latitud de Quito de 0° 13'31" mediante el programa OrientSol, la siguiente imagen presenta los resultados del programa para esta localidad.

Tabla de Radiación Global para una inclinación variable cada mes

Ciudad: Bolívar Latitud: 1.9°											Inclinación óptima mensual	
Kwh/m ²	Gdm(0)	Gdm(10)	Gdm(20)	Gdm(30)	Gdm(40)	Gdm(50)	Gdm(60)	Gdm(70)	Gdm(80)	Gdm(90)	Inclinac óptima	Radiac óptima
Enero:	4.68	4.85	4.94	4.92	4.8	4.58	4.27	3.87	3.4	2.88	23°	4.94
Febrero:	4.67	4.76	4.76	4.67	4.48	4.21	3.85	3.42	2.94	2.42	15°	4.77
Marzo:	4.46	4.45	4.36	4.18	3.92	3.59	3.2	2.76	2.28	1.78	4°	4.47
Abril:	4.46	4.25	4.06	3.79	3.45	3.06	2.4	1.97	0.91	0	0°	4.46
Mayo:	4.45	4.15	3.87	3.52	2.87	2.45	1.69	0.94	0	0	0°	4.45
Junio:	4.45	4.1	3.78	3.38	2.71	2.26	1.51	0	0	0	0°	4.45
Julio:	4.94	4.56	4.19	3.74	2.99	2.48	1.65	0.46	0	0	0°	4.94
Agosto:	4.95	4.67	4.4	4.05	3.62	3.13	2.4	1.58	0	0	0°	4.95
Septiembre:	4.67	4.51	4.38	4.17	3.87	3.51	3.08	2.61	2.11	1.19	0°	4.67
Octubre:	4.28	4.33	4.3	4.2	4.01	3.74	3.41	3.02	2.58	2.11	12°	4.33
Noviembre:	4.19	4.31	4.36	4.33	4.2	4	3.72	3.37	2.96	2.5	21°	4.36
Diciembre:	4.3	4.46	4.55	4.55	4.45	4.27	4	3.65	3.23	2.77	25°	4.56
MEDIA ANUAL	4.54	4.45	4.33	4.13	3.78	3.44	2.93	2.3	1.7	1.3	MEDIA ANUAL	4.61

Figura 12: Irradiancia programa OrientSol.

Los datos de radiación mensual como anual tanto del programa PVSIST (Quito) y de Orientsol (Ciudad Bolívar) son los que presentan a continuación.

Tabla 5: Radiación Global mensual Quito inclinación 10° Programa PVSIST

Radiación Global mensual Quito inclinación 10° Programa PVSIST			
Mes	Número de días	Radiación promedio mensual (KWh/m2)	Radiación total mensual (KWh/m2)
Enero	31	4,6	142,6
Febrero	28	4,8	134,4
Marzo	31	5,2	161,2
Abril	30	5,2	156
Mayo	31	5,2	161,2
Junio	30	5	150
Julio	31	5	155
Agosto	31	5,1	158,1
Septiembre	30	5,2	156
Octubre	31	5,2	161,2
Noviembre	30	4,8	144
Diciembre	31	4,6	142,6
Total Anual (KWh/m2)		1822,3	

Tabla 6: Radiación Global mensual Ciudad Bolívar inclinación 10° Programa Orientsol

Radiación Global mensual Ciudad Bolívar inclinación 10° Programa Orientsol			
Mes	Número de días	Radiación promedio mensual (KWh/m2)	Radiación total mensual (KWh/m2)
Enero	31	4,85	150,35
Febrero	28	4,76	133,28
Marzo	31	4,45	137,95
Abril	30	4,25	127,5
Mayo	31	4,15	128,65
Junio	30	4,1	123
Julio	31	4,56	141,36
Agosto	31	4,67	144,77
Septiembre	30	4,51	135,3
Octubre	31	4,33	134,23
Noviembre	30	4,31	129,3

Diciembre	31	4,46	138,26
Total Anual (Khh/m2)	1623,95		

Los valores de radiación anual entre Quito(1822,3 Kwh/m2 año) son similares a los de Ciudad Bolívar (1623,95 Kwh/m2 año) la diferencia se explica por las distintas latitudes a las que se encuentran las localidades quito a 0° 13'31" latitud Sur y ciudad Bolívar a 1,9° latitud Norte.

A continuación se presentan las gráficas del comportamiento de la irradiancia global de la localidad incidente en un plano con una inclinación de 10° con respecto a la horizontal por día promedio al año, y por mes al año.

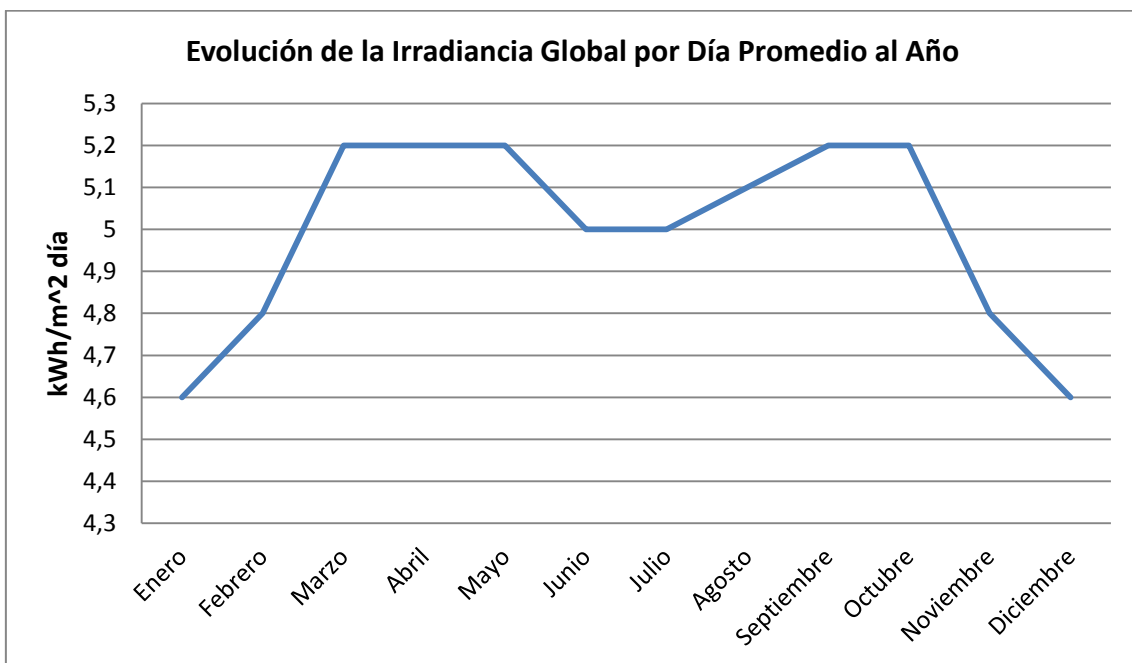


Figura 13: Evolución de la Irradiancia Global por Mes Promedio al Año (inclinación 10°)

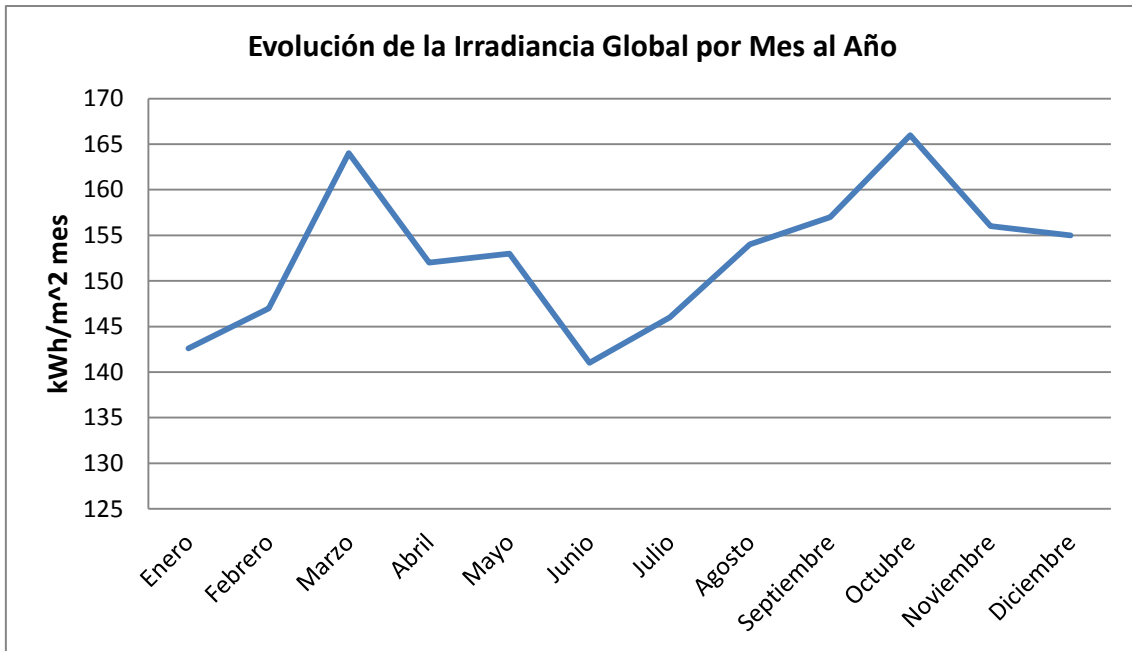


Figura 14: Evolución de la Irradiancia Global por Mes al Año

Se aprecia que el mes que más baja irradiancia diaria promedio que se presenta en el año es enero, según este mes se debe proceder al dimensionamiento del sistema.

2.4.1. Evolución de la irradiancia a lo largo del día.

La siguiente tabla presenta datos de la radiación solar instantánea para la ciudad de Quito para un día de noviembre (Enríquez & Guadalupe, 2011).

Tabla 7: Evolución de la irradiancia a lo largo del día.

Hora	Radiación instantánea (W/m ²)
6:00	0,04
7:00	101,83
8:00	196,77
9:00	278,29
10:00	340,84
11:00	380,16
12:00	393,57
13:00	380,16
14:00	340,84
15:00	278,29
16:00	196,77
17:00	101,83
18:00	0,04

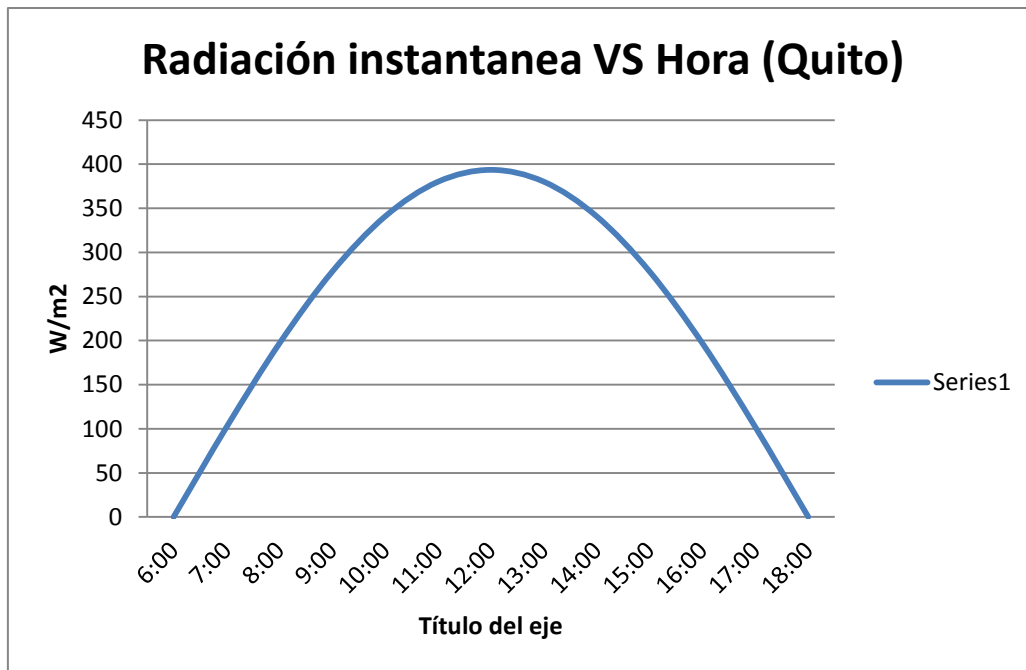


Figura 15: Radiación instantanea VS Hora (Quito)

Es clara la tendencia de la radiación solar de crecer a lo largo de la mañana hasta que aproximadamente a las 12:00 del día alcanza su máximo punto después del cual empieza a declinar y finalmente aproximadamente a las 18:00 es cero.

Capítulo 3.

3.1. Dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico Autónomo.

El dimensionamiento de la instalación FV ubicada en las dependencias descritas se realizará por el método basado en el balance energético (Berges, 2012).

Este método se basa en el mes de mayor consumo de energía de la vivienda y del mes de menor irradiación solar en el lugar donde se encuentra la vivienda.

En este caso los meses de menor irradiación diaria promedio por mes con una inclinación de 10° con respecto a la horizontal son los meses de Diciembre y Enero: $4,60 \text{ kWh/m}^2 \text{ día}$, y el promedio diario de consumo de la vivienda para dicha época es $18,403 \text{ kWh}$.

Se procede a calcular la Hora Pico Solar (HPS) definido como el número de horas necesarias en condiciones estándar (Irradiancia= 1.000 W/m^2 temperatura de trabajo= 25°C) para obtener una irradiación equivalente a un día en la localización considerada (Berges, 2012).

La energía anual de la localidad proyectada en un plano inclinado de 10° con relación a la horizontal apuntando hacia el Norte es la suma de todas las energías mensuales y es igual a $1822,3 \text{ kWh/m}^2$ (Irradiancia global al año).

Por medio de la siguiente fórmula se encuentra la energía promedio diaria que recibe la localidad (inclinación 10° con la horizontal):

$$\int_{1 \text{ año}} G(t) dt = 1822,3 \text{ kWh/m}^2 = 365 \left(\frac{\text{días}}{\text{año}} \right) 1.000 \left(\frac{\text{W}}{\text{m}^2} \right) \text{HPS}$$

(Berges, 2012)

HPS(promedio)= 4,99

Se analizan los peores meses que son enero y diciembre cuyos HPS en la localidad es de 4,60

$$P_{m,g} \text{HPS} = L$$

(Berges, 2012)

P_{mg} =potencia pico del generador

L=energía consumida por las cargas en un día.

$$P_{mg} = \frac{L}{HPS} = \frac{18403}{4,6} = 4.000,65 (W)$$

(Berges, 2012)

Se debe diseñar el sistema con un conjunto de baterías que entreguen a la vivienda un voltaje total de 48 voltios. Esto debido a que 48 voltios es un valor adecuado para la provisión de energía a vivienda con esta demanda energética. Además los voltajes utilizados en instalaciones fotovoltaicas son de: 12V 24V y 48V. se trabajará con un voltaje de 48V ya que al aumentar la tensión disminuye la corriente en los conductores que se encuentran uniendo al generador FV, con el regulador y la batería, y por esta razón pueden emplearse cables de sección más pequeña trabajando dentro de los límites aceptables de tensión, otra ventaja consiste en que al trabajar con 48V se colocan más paneles en serie y esto disminuye la corriente del generador FV, disminuye también la corriente de cortocircuito, y por lo tanto reduce la corriente máxima que debe manejar el regulador con lo que se reducen los costos del regulador(Prado, 2008).

$$I_L = \frac{L}{24 V_{Bat}} = \frac{18403}{24 * 48} = 15,97 (A)$$

(Berges, 2012)

I_L = corriente que debería circular por las cargas si el consumo fuera constante

3.1.2. Módulos fotovoltaicos.

Se procede a calcular el número de módulos en serie y el número de módulos en paralelo.

Se utilizarán módulos Sanyo MP6-230E01 de 230 Wp, con corriente en el punto máximo de potencia $I_{mpp}=7,83$ A y una tensión $V_{mpp}= 29,4$ V, $I_{sc}= 8,42$ A , $V_{oc}= 37,0$ V, (Anexo 2), esto debido a que estos módulos cubren las expectativas del consumo energético de esta vivienda, al tratarse de una instalación casera es

conveniente diseñar el sistema con los módulos que se puedan comprar fácilmente en Ecuador.



Figura 16: Sanyo MP6-230E01 de 230 Wp

$$N_s \geq \frac{V_{Bat}}{V_{mpp}} = \frac{48}{29,4} = 1,63 \approx 2$$

$$N_p \geq \frac{24 * I_L}{I_{mpp} * HPS} = \frac{24 * 15,97}{7,83 * 4,6} = 10,64 \approx 11$$

(Berges, 2012)

Ns = número de módulos en serie.

Np= número de módulos en paralelo

Potencia pico de 230Wp(Berges, 2012).

$$P_{mg} = 230 * 2 * 11 = 5060 W$$

$$FS = \frac{N_s V_{mpp} N_p I_{mpp} (HPS)}{L} = \frac{2 * 29,4 * 11 * 7,83 * 4,6}{18403} = 1,26$$

(Berges, 2012)

FS= factor de seguridad

Área por módulo Sanyo MP6-230E01de = 1,63 m²

Área total de los módulos=36,86 m² (las dimensiones de los catálogos del modelo Sanyo MP6-230E01) (Anexo 2).

3.1.3. Interconexión entre Módulos fotovoltaicos.

Para interconectar los módulos en serie se utiliza la corriente en corto circuito de cada módulo Sanyo MP6-230E01 que es de 8,42 A.

Criterio de máxima intensidad admisible por el cable

De acuerdo con el estándar IEC 60364-7-712, a su temperatura de trabajo, el cable de cada rama debe soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en CEM del módulo(Nofuentes, 2012).

$$1,25 I_{sc} = 1,25 * 8,42 A. = 10,52 A.$$

Se elige un cable de sección 1,5 mm² ya que este soporta una corriente de hasta 29 A (Nofuentes, 2012). En el caso de la las conexiones en paralelo la intensidad máxima que circula será la corriente de cada rama de modulo por el número de paneles en paralelo(PRYSMIAN, 2008).

Criterio de la máxima caída de tensión permisible en el cable

La caída de tensión debe ser de máximo un 1,5 % de la tensión en CEM del generador fotovoltaico.

$$S_{m, rama} = \frac{2 * L_{rama} * I_{MOD,M,STC}}{\Delta V_{RAMA} * N_{ms} * V_{MOD,M,STC} * \sigma}$$

$$S_{m,rama} = \frac{2 * 1,2 * 7,83}{0,015 * 2 * 29,4 * 56} = 0,38 \text{ mm}^2$$

Se supone que la tensión cae un 1,5% (las caídas de tensión tienen que ser lo más bajas posibles para evitar pérdidas de voltaje que afecten el funcionamiento normal del sistema(Nofuentes, 2012).

Donde: σ =conductividad del cobre= $56 \text{ m}\Omega^{-1} * \text{mm}^{-2}$

Se debe usar un cable de sección de 1,5 mm²

Para el caso del Ecuador el cable que más se parece es el cable número 14 según la AWG que tiene una sección de 2,08 mm² de marca Electro-cable(Electro-cable, 2012), comercializada por el almacén ferretero KIWI del Ecuador. Una longitud 1,20 (la longitud de 1,2 m es la longitud estimada para conectar las 11 parejas de módulos y que las conexiones no queden tensas y con el peligro de romperse). Los cables que se usan en las conexiones en paralelo se analizarán posteriormente.

Para justificar la longitud del cable se procede a calcular la máxima longitud permitida para estas condiciones.

$$L_{rama} = \frac{\Delta V_{RAMA} * S_{m,rama} * N_{ms} * V_{MOD,M,STC} * \sigma}{2 * I_{MOD,M,STC}}$$

$$L_{rama} = \frac{0,015 * 2,08 * 2 * 29,4 * 56}{2 * 7,83} = 6,56 \text{ m}$$

La longitud máxima en las conexiones en la cual no se tendrá pérdidas de más del 1,5% en la tensión es de 6,56 metros, por lo tanto la longitud planteada de 1,5 metros es adecuada para los cables de conexión entre módulos(Nofuentes, 2012).

3.1.4. Estructura de sujeción del panel fotovoltaico.

Por encontrarse la ciudad de Quito cerca de la línea equinoccial en teoría estos deberían tener una inclinación de 0° con respecto al suelo esto debido a que en zonas cercanas a la Línea del Ecuador los rayos del sol incidirían en gran parte del año de manera perpendicular y la inclinación óptima para los paneles en esta latitud sería de cero, pero al colocarlos en forma horizontal los paneles empiezan a acumular polvo y suciedad por lo que se les da una ligera inclinación a los paneles solares de 10° apuntando hacia el norte (esto debido a que el Quito está a

pocos kilómetros al sur de la línea equinoccial(Martínez-Hernández, 2006)) (ENERPRO, 2012), para evitar que la suciedad propia del ambiente (polvo, partículas, etc.) se acumule en la superficie de los módulos y no puedan ser limpiados por la lluvia.

Las estructuras escogidas son Estructura Acero Galvanizado en Caliente desmontable, para colocar sobre superficie plana, loza o empotrado en terreno. Para 4 módulos. MPS230, con pernos, arandelas planas, arandelas de presión y tuerca en acero inoxidable. El precio de las mismas se encuentra especificadas en el Anexo 10.

3.1.5. Capacidad de la batería (C_{Bat})

Se evalúa el déficit de energía en el peor mes mediante la diferencia de la generación de energía y el consumo de energía de la vivienda.

La generación de energía se obtiene multiplicando la HPS de cada mes por la potencia pico del generador y por el número de días(Berges, 2012).

El consumo de energía se obtiene multiplicando la energía consumida por las cargas en un día por el número de días de cada mes.

El déficit se obtiene restando le energía generada menos la energía consumida(Berges, 2012).

Estos datos se presentan a continuación.

Tabla 8: análisis de energía.

Mes	Días	Irradiancia Global (KWh/m ² día)	Generación diaria (Wh/ día)	Consumo de energía diaria (wh-día)	Déficit de energía diaria (wh-día)	Irradiancia Global (Kwh/m ² mes)	Generación de energía (Wh-mes)	Consumo de energía (Wh-mes)	Déficit de energía mensual (Wh-mes)
Enero	31	4,6	18403	18403	-0,01	142,60	570493	570493	-0,31
Febrero	28	4,8	19203	18403	800,12	134,40	537687	515284	22403,36
Marzo	31	5,2	20803	18403	2400,4	161,20	644905	570493	74411,78
Abril	30	5,2	20803	18403	2400,4	156,00	624101	552090	72011,4
Mayo	31	5,2	20803	18403	2400,4	161,20	644905	570493	74411,78
Junio	30	5,0	20003	18403	1600,3	150,00	600098	552090	48007,5
Julio	31	5,0	20003	18403	1600,3	155,00	620101	570493	49607,75
Agosto	31	5,1	20403	18403	2000,3	158,10	632503	570493	62009,77
Septiembre	30	5,2	20803	18403	2400,4	156,00	624101	552090	72011,4
Octubre	31	5,2	20803	18403	2400,4	161,20	644905	570493	74411,78
Noviembre	30	4,8	19203	18403	800,12	144,00	576094	552090	24003,6

Diciembre	31	4,6	18403	18403	-0,01	142,60	570493	570493	-0,31
-----------	----	-----	-------	-------	-------	--------	--------	--------	-------

$$C_{Bat} = \frac{E_{Def}}{V_{bat}} = \frac{0,31}{48} = 0,00645 (Ah)$$

Se escoge la batería RT 1270 E 12V7Ah

Ya que el déficit diario del sistema FV es tan pequeño debido a la ubicación de la vivienda a pocos kilómetros de la línea ecuatorial, que se debería elegir la batería más pequeña del catálogo: Renova-Energía S.A(Renovaenergía, 2013). Sin embargo se desea dar al sistema una autonomía de un día y por eso se elige una batería más grande, en este caso la BATERÍA RITAR RL2500DG (2V500Ah) Anexo 3.

$$C_n = 500Ah * 48 = 24000(Wh)$$

$$C_s = \frac{C_n * DOD_{max}}{L} = \frac{24000 Wh * 0,8}{18403} = 1,04$$

DOD max=80% máxima profundidad de descarga (80%), un sistema FV típico suele tener descargas de hasta 80%(N. Vela, 2012).

Es decir la autonomía del sistema es de 1,04 días. Capacidad nominal

Con este sistema se obtiene una autonomía de 1,04 días.

Como cada batería tiene un voltaje de 2 V se conectarán en serie 24 baterías para lograr alcanzar los 48 V.

El distribuidor especifica que las Baterías ciclo profundo RITAR POWER para sistemas solares, poseen una garantía de 2 año contra defectos de fabricación y una expectativa de vida útil de más de 12 años, en condiciones ideales descritas en hoja técnica. (RL) Anexo 11.

3.1.6. Cables.

Para el dimensionamiento de los cables se procede de la siguiente manera:

3.1.6.1. Tramo rama de los módulos caja de continua.

De acuerdo con el estándar IEC 60364-7-712, a su temperatura de trabajo, el cable de cada rama debe soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en CEM del módulo(Nofuentes, 2012).

1,25 I_{sc}= 1,25*8,42 A.= 10,52 A.

Figura 13: selección de cable.

Tabla V. Máxima intensidad admisible de cables de utilización en circuitos de sistemas fotovoltaicos en función de la sección del conductor (Fuente: especificación EA 0038)

Sección (mm ²)	Tipo de instalación		
	Al aire 60°C (A)	Sobre superficie (A)	Adyacente a superficies (A)
1,5	30	29	24
2,5	41	39	33
4	55	52	44
6	70	67	57
10	98	93	79
16	132	125	107
25	176	167	142
35	218	207	176

Figura 17: selección de cable.

La caída de tensión debe ser de máximo un 1,5 % de la tensión en CEM del generador fotovoltaico.

De la anterior tabla obtenemos un cable de 1,5 mm² el cual tiene una intensidad máxima admisible de 29 A.

- Criterio de la caída de tensión permisible del cable (Nofuentes, 2012)

Se supone que la tensión cae un 1,5% (las caídas de tensión tienen que ser lo más bajas posibles para evitar pérdidas de voltaje que afecten el funcionamiento normal del sistema)(Nofuentes, 2012).

$$S_{m,rama} = \frac{2 * L_{rama} * I_{MOD,M,STC}}{\Delta V_{RAMA} * N_{ms} * V_{MOD,M,STC} * \sigma}$$

La longitud del cable se estima que las distancias a tomar entre cada módulo a la caja de conexión tomando en cuenta las dimensiones de cada módulo que son de casi 1 metro de longitud de cada módulo, son 11 módulos en paralelo y por lo tanto como mínimo debería ser un cableado de 11 metros por cada rama de módulos, sin embargo es necesario dejar una longitud libre para evitar que los cables estén tensos la longitud será de 17 metros de cable por cada rama

Se supone que la tensión cae un 1,5 % (Nofuentes, 2012)(las caídas de tensión tienen que ser lo más bajas posibles para evitar pérdidas de voltaje que afecten el funcionamiento normal del sistema.

Donde: σ =conductividad del cobre= $56 \text{ m}\Omega^{-1} * \text{mm}^{-2}$

$$S_{m,rama} = \frac{2 * 17 * 7,83}{0,015 * 2 * 29,4 * 56} = 5,46 \text{ mm}^2$$

Se debe usar un cable de sección de 6 mm^2

Para el caso del Ecuador el cable que más se parece es el cable número 8 según la AWG que tiene una sección de $8,37 \text{ mm}^2$ de marca Electro-cable(Electro-cable, 2012) (Anexo 4), comercializada por el almacén ferretero KIWI del Ecuador.

Se procede a demostrar que la longitud tomada es la adecuada.

$$L_{rama} = \frac{\Delta V_{RAMA} * S_{m,rama} * N_{ms} * V_{MOD,M,STC} * \sigma}{2 * I_{MOD,M,STC}}$$

$$L_{rama} = \frac{0,015 * 8,37 * 2 * 29,4 * 56}{2 * 7,83} = 26,39 \text{ m}$$

La longitud máxima en las conexiones en la cual no se tendrá pérdidas de más del 1,5% en la tensión es de 26,39 metros, por lo tanto la longitud planteada de 17 metros es adecuada para los cables de conexión de esta sección(Nofuentes, 2012).

3.1.6.2. Tramo caja de continua regulador(Nofuentes, 2012).

- Criterio de máxima intensidad admisible por el cable(Nofuentes, 2012)

La corriente que sale de la caja de conexión es:

$$I_{cc} = I_{MOD,SC,STD} * N_p = 8,42 * 11$$

$$I_{cc} = 92,62 \text{ A. A.}$$

$$1,25 * I_{MOD,SC,STD} * (N_p - 1)$$

$$1,25 * 8,42 * 10 = 105,25 \text{ A.}$$

Se debe usar un cable de 16 mm^2 para que soporte la intensidad máxima de éste: 125 A.

- Criterio de la caída de tensión permisible del cable (Nofuentes, 2012)

$$S_{m, prin} = \frac{2 * L_{prim} * N_{mp} * I_{MOD, M, STC}}{\Delta V_{RAMA} * N_{ms} * V_{MOD, M, STC} * \sigma}$$

L-Princ=3 metros

La longitud de 3 metros es suficiente debido a que la caja de conexión de continua está en la misma área del regulador y no necesita tener una longitud demasiada grande.

Caída de tensión de 1,5 % Se supone que la tensión cae un 1,5% (las caídas de tensión tienen que ser lo más bajas posibles para evitar pérdidas de voltaje que afecten el funcionamiento normal del sistema(Nofuentes, 2012).

$$S_{m, prin} = \frac{2 * 3 * 11 * 7,83}{0,015 * 2 * 29,4 * 56} = 10,46 \text{ mm}^2$$

Se debe usar un cable de sección de 16 mm^2 (Anexo 4).

Para el caso del Ecuador el cable que más se parece es el cable número 4 según la AWG que tiene una sección de $21,15 \text{ mm}^2$ de marca Electro-cable(Electro-cable, 2012) (Anexo 4), comercializada por el almacén ferretero KIWI del Ecuador.

Se procede a demostrar que la longitud tomada es la adecuada.

$$L_{rama} = \frac{\Delta V_{RAMA} * S_{m rama} * N_{ms} * V_{MOD, M, STC} * \sigma}{2 * N_{mp} * I_{MOD, M, STC}}$$

$$L_{rama} = \frac{0,015 * 21,15 * 2 * 29,4 * 56}{2 * 11 * 7,83} = 6,06 \text{ m}$$

La longitud máxima en las conexiones en la cual no se tendrá pérdidas de más del 1,5% en la tensión es de 6,06 metros, por lo tanto la longitud planteada de 3 metros es adecuada para los cables de esta sección.(Nofuentes, 2012).

3.1.6.3. Cables regulador/acumulador/inversor.

- Criterio de máxima intensidad admisible por el cable(Nofuentes, 2012)

La máxima intensidad que circula por los cables:

$$1,25 * I_{MOD,SC,STD} * (Np - 1)$$

$$1,25 * 8,42 * 10 = 105,25 \text{ A.}$$

Se debe usar un cable de 16 mm² para que soporte la intensidad máxima de éste: 125 A.

- Criterio de la caída de tensión permisible del cable (Nofuentes, 2012)

$$S_{m, prin} = \frac{2 * L_{prim} * N_{mp} * I_{MOD,M,STC}}{\Delta V_{RAMA} * N_{ms} * V_{MOD,M,STC} * \sigma}$$

L-Princ=2 metros

La longitud de 2 metros es suficiente debido a que el regulador el acumulador y el inversor están en la misma área y no necesita tener una longitud demasiada grande.

Caída de tensión de 1,5 % Se supone que la tensión cae un 1,5% (las caídas de tensión tienen que ser lo más bajas posibles para evitar pérdidas de voltaje que afecten el funcionamiento normal del sistema(Nofuentes, 2012).

$$S_{m, prin} = \frac{2 * 2 * 11 * 7,83}{0,015 * 2 * 29,4 * 56} = 6,97 \text{ mm}^2$$

Se debe usar un cable de sección de 16 mm² (Anexo 4).

Para el caso del Ecuador el cable que más se parece es el cable número 4 según la AWG que tiene una sección de $21,15 \text{ mm}^2$ de marca Electro-cable(Electro-cable, 2012) (Anexo 4), comercializada por el almacén ferretero KIWI del Ecuador.

Se procede a demostrar que la longitud tomada es la adecuada.

$$L_{rama} = \frac{\Delta V_{RAMA} * S_{m rama} * N_{ms} * V_{MOD,M,STC} * \sigma}{2 * N_{mp} * I_{MOD,M,STC}}$$

$$L_{rama} = \frac{0,015 * 21,15 * 2 * 29,4 * 56}{2 * 11 * 7,83} = 6,06 \text{ m}$$

La longitud máxima en las conexiones en la cual no se tendrá pérdidas de más del 1,5% en la tensión es de 6,06 metros, por lo tanto las longitudes planteadas de 2 metros son adecuadas para los cables de esta sección.(Nofuentes, 2012).

3.1.7. Caja de conexión DC.

Se escoge la caja de conexión marca Weidmüller modelo PV DC 12IN SW FH SPD CG (Anexo 6) este modelo tiene 12 entradas para corriente DC lo que es suficiente para las 11 ramas de módulos fotovoltaicos en paralelo del sistema, una corriente máxima admisible en corto circuito de 13,3 A. por entrada lo que es suficiente para la corriente por entrada del sistema de $8,42 * 1,25 = 10,52 \text{ A}$.

La forma de conexión es la siguiente: el regulador está conectado a la batería y del regulador sale una vía para el inversor y otra vía para consumo de energía continua.

3.1.8. Regulador.

El regulador debe ser capaz de soportar hasta un 30% más de la intensidad de corriente en corto circuito del generador(L. Arribas, 2012)

$$I_{regulador} = 130\% * N_p * I_{mod,sc,std}$$

$$I_{regulador} = 130\% * 11 * 8,42$$

$$I_{regulador} = 120,4 \text{ A.}$$

La tensión debe ser capaz de alimentar un sistema de baterías de 48 voltios.

Se escoge el regulador con las siguientes características:

Máxima corriente de entrada del campo solar de 150 A. voltaje nominal de 48 Vcc

El regulador tiene sus propios dispositivos de protección para sobre-tensiones.

Posee conexión para protección a tierra.

Por la dificultad de conseguir el regulador con estas características se diseña el sistema con un regulador disponible en una página web colombiana Anexo 5, el precio de esta desde luego está en pesos colombianos que en el análisis económico será transformado a dólares.

3.1.9. Inversor.

El inversor es el dispositivo por el cual la energía continua del generador fotovoltaico es transformada en energía alterna.

El inversor se escoge de acuerdo a la potencia que ingresa a este (L. Arribas, 2012). Las características del inversor se indican en el Anexo 8.

$P_{mg}=460$ W(son dos módulos en serie por lo tanto se multiplica por dos la potencia pico de un módulo=230W)

P_{mg} =potencia pico del generador

Además se debe evaluar el consumo diario de la vivienda 18403 wh =18,4 Kwh

La corriente máxima a la entrada=11 *8,42= 92,62 A

El voltaje del sistema de baterías=48V.

Se escoge el inversor: Victron Energy Phoenix Inverter 48/800-120V NEMA 5-15R PIN488010500, 48V, 800 W Anexo 8.

Potencia pico 800W.

3.1.10. Protecciones.

Son necesarios colocar fusibles en la caja de conexión en DC en las entradas positivas y negativas de la caja. Los fusibles serán WEIDMÜLLER tipo 10x38 mm, estos están especificados en el catálogo de la caja de conexión PV DC 12IN SW FH SPD CG(WEIDMÜLLER, 2008), además de protectores de sobretensiones WEIDMÜLLER tipo PU II 2+1R 1000V/40kA(WEIDMÜLLER, 2008).

3.1.10.1. Puesta a tierra.

De todas las configuraciones de protección puesta a tierra la que ofrece mayores ventajas para los equipos y para las personas tanto en contactos directos o indirectos es la configuración de puesta a tierra flotante (Gómez, 2012).

Se unirán las conexiones de puesta a tierra en una sola placa de conexión a tierra

Para esto se utilizará un cable de acero inoxidable una longitud de 40 metros que conectaran las masas de los módulos la caja de conexión y el regulador a la placa de tierra.

El cable de cobre de 30 mm^2 .

Para el caso del Ecuador el cable que más se parece es el cable número 2 cobre desnudo según la AWG que tiene una sección de 33,62 mm^2 de marca Electro-cable(Electro-cable, 2012) (Anexo 4), comercializada por el almacén ferretero KIWI del Ecuador.

Estos conductores estarán unidos a un bloque de conexión de puesta a tierra 1805 2 FT de la marca OBO Bettermann (Anexo 10).

El esquema unifilar del sistema del presente proyecto se encuentra en el Anexo 13.

Capítulo 4.

4.1. Estudio económico.

4.1.1 Costos de construcción del Sistema Autónomo Fotovoltaico.

Para el análisis de los costos del proyecto se utilizó la información existente en internet sobre las características de los elementos del Sistema Autónomo Fotovoltaico y los precios de cada uno de estos elementos, buscando siempre en usar elementos que se puedan conseguir fácilmente en Ecuador o en países vecinos.

Las partes del sistema FV que no se pudieron encontrar en el país se buscaron en el extranjero.

Los costos de todos los elementos han sido trabajados en Dólares Americanos, en el caso que los datos en internet estén en Euros fueron transformados a una relación de 1 Euro = USD. 1,3032(Banco-Central-Ecuador, 2012b) este valor se obtuvo del Banco Central del Ecuador y es la tasa de cambio promedio del año 2012 y en el caso de pesos colombianos esta tasa de cambio es de 1 USD. = 1798,23 pesos colombianos que es la tasa promedio del año 2012(Banco-Central-Colombia, 2012).

En relación a otros costes relacionados con las adaptaciones y/o construcciones para albergar los elementos constituyentes de un sistema FV, mencionar que el suelo donde irán fijadas las estructuras metálicas que soportaran los módulos fotovoltaicos en la azotea de la propia vivienda por lo cual no es necesario construir bases de concreto para fijar estas, la superficie total de la terraza es de 120 m² suficiente para la superficie total de los módulos de 36,86 m² aun cuando se dispongan los módulos con cierta separación para evitar el sombreado de los módulos vecinos, desde luego no se colocaran los módulos en una sola fila, sino más bien en dos filas de 11 módulos cada una.

El costo relacionado con construcciones civiles es el costo de la construcción de una pequeña habitación de 3X3 metros la cual servirá de protección de factores medio ambientales (lluvia, polvo, etc.) a el regulador, las baterías, y el inversor. Los datos obtenidos para este valor se obtienen de la Cámara de Construcción de Quito(CCQ, 2012).

Costo promedio de construcción el metro cuadrado 2012 = USD. 193,41

Costo total= 193,41 USD/m² * 9 m² = 1740,69

Este costo incluye mano de obra y materiales.

Los costos de imprevistos se han fijado con el 2% de todos los costos anteriores.

Según la ley Reformatoria de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) las partes y piezas de sistemas de generación de energías renovables que no se producen en el Ecuador están exoneradas de aranceles e impuestos para ingresar al país(Cadena, 2009). Los costos de las partes del sistema se detallan en el Anexo 5, Anexo 7 y el Anexo 10

A continuación se presenta la tabla general de los costos del Sistema.

Tabla 9: análisis económico.

Estudio Económico del Sistema Fotovoltaico Autónomo			
Descripción	Unidades	Costo por unidades (\$)	Costos Totales (\$)
Módulos Fotovoltaicos Sanyo MP6-230E01 230	22	558,60	12289,20
Ritar Power RL2500DG 2Vdc 500Ah, 500Ah@10horas , 2V, 500Ah	24	291,88	7005,12
Cables de Interconexion en serie módulos N° 14 2,08 [(mm)]^2	19 metros overheads	0,37/m	7,03
Cables Tramo rama de los módulos caja de continua N°8 sec. 8,37 [(mm)]^2	200 metros overheads	1,54 /m	308,00
Cables Tramo caja de continua regulador N°4 21,15 [(mm)]^2	5 metros overheads	4,07 /m	20,35
Cables Tramo regulador batería N°4 21,15 [(mm)]^2	2 metros overheads	4,07 /m	8,14
Cables Tramo regulador inversor N°4 21,15 [(mm)]^2	2 metros overheads	4,07 /m	8,14
Caja de conexión DC PV DC 12IN SW FH SPD CG	1	3666,15	3666,15
Regulador 150 A. voltaje nominal de 48 Vcc	1	823,00	823,00
Inversor Victron Energy Phoenix Inverter 48/800-120V NEMA 5-15R PIN488010500	1	749,00	749,00
Porta Fusibles WEIDMÜLLER 10x38 mm	22	6,19	136,18
Fusibles WEIDMÜLLER 10x38 mm	22	13,10	288,20
Protección sobre-tensión WEIDMÜLLER PU II 2+1R 1000V/40kA	2	243,91	487,82
Cable puesta a tierra N°2 33,62 [(mm)]^2	40 metros	6,83	273,20
Bloque de conexión de puesta a tierra 1805 2 FT OBO Bettermann	1	17,26	17,26
Estructura metálica de sujeción al suelo	6	690,00	4140,00
Construcciones Civiles		1740,69	1740,69
Instalación(Cadena, 2009)		1000,00	1000,00
Otros Costos(Cadena, 2009)		1500,00	1500,00
Imprevistos (2%)		689,35	689,35
COSTO TOTAL (\$)		35157	

Los costos de los elementos del sistema FV se obtuvieron por medio de la información ofrecida en las diferentes páginas electrónicas de empresas se obtuvieron por medio de páginas electrónicas de empresas comercializadoras, así como ante la respuesta a diferentes consultas realizadas a dichas empresas.

4.1.2. Evaluación financiera.

Para el siguiente análisis se toma el consumo de energía diario demandado por la vivienda estimado en el Capítulo 2 del presente proyecto (López, 2011b).

Para el cálculo mensual de energía consumida se multiplica la demanda diaria promedio estimada de energía de la vivienda (18403 Wh-día) por el número de días de cada mes, procediendo de igual modo para el cálculo de la demanda anual de energía. Si bien es cierto que la energía no es constante 18403 Wh-día se toma como un valor promedio de demanda energética en la vivienda, en los análisis anteriores de consumo energético en el caso más desfavorable se debe más que nada por la diferencia de irradiancia solar que el sistema tendrá a lo largo del año.

Los resultados del cálculo de energía mensual y anual de la vivienda se encuentran en la siguiente tabla.

Tabla 10: consumo de energía.

Mes	Día	Consumo de energía diaria (Wh)	Consumo de energía mensual (Wh)
Enero	31	18403	570493
Febrero	28	18403	515284
Marzo	31	18403	570493
Abril	30	18403	552090
Mayo	31	18403	570493
Junio	30	18403	552090
Julio	31	18403	570493
Agosto	31	18403	570493
Septiembre	30	18403	552090
Octubre	31	18403	570493
Noviembre	30	18403	552090
Diciembre	31	18403	570493
Consumo de energía Anual (Wh)		6717095	
Consumo de energía Anual (KWh)		6717,095	

El consumo anual de energía según la estimación anterior es de 6.717,095kWh.

Se estima un aumento del consumo de energía (kWh) para los años futuros de 5% anual para la vivienda esto debido a que con el paso del tiempo la demanda energética crecerá ya que nuevos dispositivos electrónicos saldrán al mercado, el costo del kWh de la red pública (0,27 USD. / kWh) es establecido por el Consejo Nacional de Electricidad del Ecuador CONELEC (CONELEC, 2012). Para los años futuros espera un aumento en el costo del kWh de energía que ira de acuerdo a la inflación promedio de los últimos años en Ecuador (4,94%)(Banco-Central-Ecuador, 2012a). Con estos datos se procede a hacer un estudio económico de los costes, el tiempo de retorno de la inversión, además se determinará si es beneficioso invertir en un sistema FV o es preferible comprar la energía eléctrica a la red pública.

Para el la financiación del proyecto se prevé hacer dos préstamos uno al inicio para financiar todo el proyecto incluyendo baterías, y otro al final del año 12 ya que en este año se debe cambiar las baterías cuya vida útil de funcionamiento según las condiciones de este proyecto es de 12 años que ya cumplieron su vida útil. La tasa de interés para estos préstamos es el promedio de la tasa de interés activa en los últimos años según el Banco Central del Ecuador (8,17% anual) (Banco-Central-Ecuador, 2012a). El mayor incentivo que el estado ecuatoriano ofrece a los posibles inversionistas de sistemas de energías alternativas es la exoneración de impuestos o aranceles para el ingreso de partes fabricadas fuera del país para estos sistemas energéticos. Otro incentivo importante pero que nunca funciono es la aprobación de una de las primeras tarifas de inyección del mundo a la red pública en el año 2000 (PHOTON, 2011), lamentablemente el estado que era el que tenía que pagar esta energía inyectada nunca cumplió por lo que nadie actualmente quiere vender energía a la red pública.

Los prestamos han sido calculados a 10 años plazo y a cuotas de pagos iguales, solamente el primer año se pagaran los intereses del capital los demás se pagarán intereses y capital. Las tablas de amortización de las deudas se presentan a continuación (López, 2011a):

Tabla 11: Tabla de amortización Deuda

Años	SALDO DE CAPITAL AL FINAL	PAGO DE CAPITAL	PAGO INTERES	CUOTA=DIVIDENDO
	35156,83			
0	35156,83	0,00	2872,31	2872,31
1	32749,49	2407,34	2872,31	5279,65
2	30145,48	2604,02	2675,63	5279,65
3	27328,71	2816,76	2462,89	5279,65
4	24281,82	3046,89	2232,76	5279,65
5	20986,00	3295,82	1983,82	5279,65
6	17420,90	3565,09	1714,56	5279,65
7	13564,54	3856,36	1423,29	5279,65
8	9393,11	4171,43	1108,22	5279,65
9	4880,88	4512,23	767,42	5279,65
10	0,00	4880,88	398,77	5279,65

Los flujos de caja se obtienen restando los pagos que se ahorran en pago de energía a la red pública que en este caso serían tomados como ingresos, (ya que al no consumir energía de la red pública este dinero que no se paga a las empresas eléctricas pueden ser tomadas como ingresos) menos las cuotas de los gastos financieros menos los costos de mantenimiento del sistema. Las cuotas de la deuda (gasto financiero) se toman en cuenta hasta el año 10 ya que en este año se termina de pagar el préstamo.

Ya que la vida útil de las baterías es de 12 años aproximadamente se prevé una reinversión en baterías en el año 13.

Para realizar la reinversión en el año 13 se mantiene una reserva para reinversión en los años 11, 12 y 13, con esta reserva se paga el nuevo sistema de baterías.

El costo del sistema de baterías a adquirirse en el año 12 se obtiene tomando en cuenta la inflación promedio de los últimos años y calculando el costo a futuro (inflación = 4,94%)(Banco-Central-Ecuador, 2012a).

La tabla del costo de las baterías a lo largo de los años de trabajo se presenta a continuación:

Tabla 12: Costo de las baterías.

Años	Costo Baterías (USD.)
0	7005
1	7351
2	7714
3	8095
4	8495
5	8915
6	9355
7	9818
8	10303
9	10811
10	11346
11	11906
12	12494

Los costos de mantenimiento en un sistema FV de generación eléctrica son muy bajos van desde un 0,5% a 1,5% anual de los costos de inversión inicial (Pontificia-Universidad-Católica-Chile, 2012). Para el caso de este estudio se toma un promedio de este rango de porcentajes igual a 1%.

Tabla 13: análisis financiero.

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14
Inversión inicial (\$)	35157														
Costo de energía red pública (\$/KWh)		0,2662	0,28	0,29	0,31	0,32	0,34	0,36	0,37	0,39	0,41	0,43	0,45	0,47	0,50
Energía consumida en la vivienda (Kwh)		6717,1	7052,95	7405,60	7775,88	8164,67	8572,90	9001,55	9451,63	9924,21	10420,42	10941,44	11488,51	12062,94	12666,08
Costo de consumo eléctrico red pública (\$)		1788,09	1970,24	2170,95	2392,11	2635,79	2904,30	3200,16	3526,16	3885,37	4281,17	4717,30	5197,85	5727,35	6310,80
Gastos Financieros (\$)	2872,3	5279,65	5279,65	5279,65	5279,65	5279,65	5279,65	5279,65	5279,65	5279,65	5279,65				
Costos Mantenimiento (\$)		351,57	351,57	351,57	351,57	351,57	351,57	351,57	351,57	351,57	351,57	351,57	351,57	351,57	351,57
Recuperación de inversión (\$)	-35157	3843,13	3660,97	3460,27	3239,11	2995,43	2726,92	2431,06	2105,06	1745,85	-1350,04	4365,73	4846,28	5375,78	5959,23
Reservas para reinversión (\$)												4365,73	4846,28	3282,19	
Reinversión (baterías) (\$)														12494,20	
Utilidad Neta (\$)		-3843	-3661	-3460	-3239	-2995	-2727	-2431	-2105	-1746	-1350	0	0	2094	5959
Depreciación	1406	1406	1406	1406	1406	1406	1406	1406	1406	1406	1406	1406	1406	1406	1406
Flujo de caja	-35157	-2437	-2255	-2054	-1833	-1589	-1321	-1025	-699	-340	56	5772	6253	6782	7366

	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
Inversión inicial (\$)											
Costo de energía red pública (\$/KWh)	0,52	0,55	0,58	0,60	0,63	0,67	0,70	0,73	0,77	0,81	0,85
Energía consumida en la vivienda (Kwh)	13299,4	13964,4	14662,6	15395,7	16165,5	16973,8	17822,5	18713,6	19649,3	20631,7	21663,3
Costo de consumo eléctrico red pública (\$)	6953,7	7662,0	8442,6	9302,6	10250,3	11294,5	12445,1	13712,8	15109,8	16649,0	18345,0
Gastos Financieros (\$)											
Costos Mantenimiento (\$)	351,57	351,57	351,57	351,57	351,57	351,57	351,57	351,57	351,57	351,57	351,57

Recuperación de inversión (\$)	6602	7310	8091	8951	9899	10943	12093	13361	14758	16297	17993
Reservas para reinversión (\$)											
Reinversión (baterías) (\$)											
Utilidad Neta (\$)	6602	7310	8091	8951	9899	10943	12093	13361	14758	16297	17993
Depreciación	1406	1406	1406	1406	1406	1406	1406	1406	1406	1406	1406
Flujo de caja	8008	8717	9497	10357	11305	12349	13500	14768	16164	17704	19400

La recuperación de la inversión inicial será en el año 10.

Para el cálculo de la TIR (Tasa Interna de Retorno) se utiliza la siguiente fórmula(López, 2011a):

$$0 = -A + \left(\frac{Q_1}{(1 + TIR)} + \frac{Q_2}{(1 + TIR)^2} + \frac{Q_3}{(1 + TIR)^3} + \dots + \frac{Q_N}{(1 + TIR)^N} \right) \text{ (López, 2011a)}$$

Donde

A = inversión inicial.

Q= flujos de caja

El VAN (Valor Actual Neto) es calculado por medio de la fórmula: se utilizaran la siguiente fórmula(López, 2011a):

$$VAN = -A + \left(\frac{Q_1}{(1 + d)} + \frac{Q_2}{(1 + d)^2} + \frac{Q_3}{(1 + d)^3} + \dots + \frac{Q_N}{(1 + d)^N} \right)$$

Donde

D = tasa de oportunidad

TD= (tasa pasiva*recursos propios) + (tasa activa *(1-t)*préstamo%)+ riesgo país.

TD= (0,0453*0%) + (0,0817 *(1-0,3625)*1) +0,05.=10,20%

Tasa pasiva= 4,53%(Banco-Central-Ecuador, 2012a)

Tasa activa= 8,17%(Banco-Central-Ecuador, 2012a)

Ya que todo el proyecto es financiado el préstamo es 100% y el capital propio es 0%

t= tasa impositiva = 36,25%(Banco-Central-Ecuador, 2012a)

Riesgo país = 5% (Banco-Central-Ecuador, 2012a)

Los cálculos de flujos de caja son obtenidos mediante el concepto de precio normalizado de la electricidad que es el precio de la electricidad generada por cualquier método tomando en cuenta todos los costos que influyen en producción de la misma a lo largo de ciclo de vida del sistema (mantenimiento, construcción, operación etc.)(Wiki-EOI, 2012).

Mediante las funciones del programa EXCEL para calcular el TIR y el VAN se obtienen los siguientes resultados:

TIR= 11,4%

VAN= USD. 5350,469

Se obtiene una Tasa Interna de Retorno (TIR) más alta que la tasa de oportunidad (10,2%) y el Valor Actual Neto (VAN) es positivo, por lo tanto el proyecto a largo plazo es viable y conveniente.

Capítulo 5.

5.1. Procedimientos de mantenimiento para el Sistema de Generación Fotovoltaico.

Existen varios tipos de mantenimientos entre los más importantes se tiene el mantenimiento correctivo, el mantenimiento preventivo, el mantenimiento predictivo.

El mantenimiento correctivo es el peor de todos ya que cuando se aplica este es cuando el sistema deja de funcionar y por lo tanto se presentan pérdidas de dinero y de tiempo por la imposibilidad de funcionamiento del equipo además es el más caro de todos.

El mantenimiento predictivo en cambio es aquel en el que mantiene monitoreado todo el tiempo el sistema mientras este funciona, por medio de ensayos no destructivos como análisis de lubricantes, termografía, medición de temperatura etc. Sin embargo es muy costoso debido a los altos valores de los equipos para realizar tales mantenimientos.

El que más se adapta para este estudio es el mantenimiento preventivo el cual realiza una serie de acciones planificadas que deben darse en tiempos específicos basados en la verificación del estado del sistema y el cambio de partes desgastadas(Fernández-Editores, 2011).

Para el análisis del mantenimiento que debe darse al sistema se ha dividido al mismo en sus partes fundamentales: módulos fotovoltaicos, regulador, acumuladores, inversor y conexiones.

5.1.1. Módulos fotovoltaicos.

5.1.1.1. Inspecciones.

5.1.1.1.1. Mensuales.

- a) Inspección visual de los módulos en busca de pérdidas de adhesión entre las capas que conforman el panel fotovoltaico lo que generaría que humedad ingrese al mismo dañándolo(Sánchez-Friera, 2011).
- b) Inspección visual de rotura de vidrio por impacto de granizo, o impactos mecánicos(Sánchez-Friera, 2011).

5.1.1.1.2. Trimestrales.

- a) Inspección visual de los módulos fotovoltaicos buscando en ellos el ingreso de humedad(Sánchez-Friera, 2011).
- b) Inspección visual de la cubierta plástica posterior buscando roturas que permitan el paso de humedad(Sánchez-Friera, 2011).
- c) Inspección visual de la capa anti-reflectante de las células fotovoltaicas debido al ingreso de humedad en el módulo(Sánchez-Friera, 2011).
- d) Buscar la formación de puntos calientes debido a condiciones de sombreado o acumulación no homogénea de suciedad o fallo de diodos de paso(Sánchez-Friera, 2011).

Mecanismo: Mediante una cámara de infrarrojo.

5.1.1.1.3. Anuales.

- a) Inspección visual de fallos en la soldadura o de adhesión de las interconexiones de las células fotovoltaicas, o de las interconexiones entre módulos colocados en serie(Sánchez-Friera, 2011).
- b) Encontrar puntos que emitan radiación debido a dedos de interconexión de células fotovoltaicas cortadas.

Mecanismo: Conectando los módulos a una fuente de alimentación y forzando una corriente a través de estos, en condiciones de obscuridad encontrar puntos que emitan radiación mediante una cámara de electroluminiscencia que indique dedos de interconexión de células fotovoltaicas cortadas, puntos de fugas, sectores de alta resistencia o incluso micro-fisuras(Sánchez-Friera, 2011).

5.1.1.2. Tareas.

5.1.1.2.1. Mensuales.

- a) Limpiar la superficie del módulo fotovoltaico de la acumulación de polvo del ambiente(Sánchez-Friera, 2011).
- b) Limpiar el módulo de las coloraciones permanentes de algunas zonas del vidrio (soiling)(Sánchez-Friera, 2011).
- c) Retirar o quitar posibles objetos que pueden producir sombreado en los módulos fotovoltaicos(Sánchez-Friera, 2011).

5.1.2. Inversor.

5.1.2.1. Inspecciones.

5.1.2.1.1. Mensuales.

- a) Verificar que los indicadores de operación normal del inversor como: batería baja, desconexión por bajo voltaje de la batería, parámetros de funcionamiento de la batería, indicadores de operación normal del inversor, etc(L. Arribas, 2012).

5.1.2.1.2. Trimestrales.

- a) Inspeccionar el correcto funcionamiento del sistema de alarma del inversor (audible o visual) que indica si la tensión de los acumuladores está fuera de rango seguro de trabajo(L. Arribas, 2012).

5.1.2.2. Tareas.

5.1.2.2.1. Mensuales.

- a) Limpiar la superficie del inversor de la acumulación de polvo del ambiente mediante paños secos(L. Arribas, 2012).

5.1.3. Acumuladores.

- a) Al ser los acumuladores uno de los elementos más costosos del Sistema Autónomo Fotovoltaico, se debe mantener una adecuada planificación de diagnóstico y mantenimiento de estos elementos, a continuación se detallan estos:

5.1.3.1. Inspecciones.

5.1.3.1.1. Mensuales.

- a) Inspección visual de las baterías de la parte externa de las misma, se buscan indicios de roturas de los contenedores o señales de líquidos de batería derramados(N. Vela, 2012).
- b) Verificar que las conexiones de los cables y los bornes de las baterías estén ajustados correctamente(N. Vela, 2012).
- c) Verificar que los niveles de electrolito de las baterías se encuentren en los niveles óptimos de funcionamiento, esto se determina por los indicadores que poseen las mismas baterías donde indica el nivel máximo y mínimo de electrolito presente en las baterías(N. Vela, 2012).

- d) Medición de voltajes totales de los vasos de las baterías.

Mecanismo: Mediante multímetros digitales medir los voltajes totales individuales de los vasos de las baterías escogidas aleatoriamente (10% de los vasos)(N. Vela, 2012).

- e) Medición de densidad de los electrolitos en los vasos de las baterías.

Mecanismo: Mediante un densímetro medir la densidad del electrolito de un vaso de la batería usado como referencia(N. Vela, 2012).

- f) Medición de la temperatura del electrolito en los vasos de las baterías.

Mecanismo: Mediante una cámara de infrarrojo medir la temperatura del vaso de batería de referencia(N. Vela, 2012).

- g) Comprobar el voltaje entre terminales de las baterías que se encuentren en flotación con los valores predeterminados por el fabricante(N. Vela, 2012).

5.1.3.2. Tareas.

- a) Las tapas, bornes de conexión y las conexiones se deben limpiar de polvo o ácidos, o de corrosión(N. Vela, 2012).

5.1.3.1.2. Trimestrales.

5.1.3.1. Inspecciones.

- a) Medición de voltajes totales individuales de los vasos de las baterías.

Mecanismo: Mediante multímetros digitales medir los voltajes totales individuales de todos los vasos de las baterías. La densidad del electrolito no debe ser medida inmediatamente después de agregar agua destilada a los vasos de la batería sino varias horas más tarde(N. Vela, 2012).

- b) Medición de densidad del electrolito del 10% de los vasos de las baterías.

Mecanismo: Mediante un densímetro medir la densidad del electrolito del 10% de los vasos de las baterías escogidas aleatoriamente. La densidad del electrolito no debe ser medida inmediatamente después de agregar agua destilada a los vasos de la batería sino varias horas más tarde(N. Vela, 2012).

- c) Medición de la temperatura del 10% de los vasos de batería.

Mecanismo: Mediante una cámara de infrarrojo medir la temperatura del 10% de los vasos de batería escogidos arbitrariamente(N. Vela, 2012).

5.1.3.1.3. Anuales.

5.1.3.1. Inspecciones.

- a) Medir la densidad de los electrolitos del total de los vasos de las baterías.

Mecanismo: Mediante un densímetro medir la densidad del electrolito del total de los vasos de las baterías escogidas aleatoriamente. La densidad del electrolito no debe ser medida inmediatamente después de agregar agua destilada a los vasos de la batería sino varias horas más tarde(N. Vela, 2012).

- b) Medir la temperatura de la batería

Mecanismo: Mediante una cámara de infrarrojo medir la temperatura de las baterías de referencias así como la temperatura ambiente del lugar donde se encuentran las baterías(N. Vela, 2012).

- c) Medir la temperatura de todos los vasos de batería.

Mecanismo: Mediante una cámara de infrarrojo medir la temperatura de todos los vasos de batería, y mediante la misma cámara de infrarrojo medir la temperatura de todas las conexiones entre vasos de carga y descarga(N. Vela, 2012).

- d) Medir las resistencias de todas las conexiones entre vasos de batería.

Mecanismo: Mediante un micro-ohmímetro medir las resistencias de todas las conexiones entre los vasos de batería(N. Vela, 2012).

5.1.3.2. Tareas.

5.1.3.2.1. Mensuales.

- a) Limpiar el exterior de las baterías por medio de un paño suave con sosa caustica y agua(N. Vela, 2012).
- b) Limpiar las conexiones por medio de una brocha o estropajo metálico cuidando de retirar toda suciedad de estos contactos(N. Vela, 2012).
- c) Colocar vaselina en las conexiones para evitar así corrosión en estas(N. Vela, 2012).

- d) Completar el nivel de electrolito en los vasos de baterías en los cuales el nivel del mismo se encuentre bajo, solo aplicar agua destilada(N. Vela, 2012).

5.1.4. Regulador

5.1.4.1. Inspecciones.

5.1.4.1.1. Mensuales.

- a) Verificar que los indicadores de operación normal del regulador como: batería baja, desconexión por bajo voltaje de la batería, parámetros de funcionamiento de la batería, indicadores de operación normal del regulador, etc(L. Arribas, 2012).

5.1.4.1.2. Trimestrales.

5.1.4.1. Inspecciones.

- a) Inspeccionar el correcto funcionamiento del sistema de alarma del regulador (audible o visual) que indica si la tensión de los acumuladores está fuera de rango seguro de trabajo(L. Arribas, 2012).

5.1.4.2. Tareas.

5.1.4.2.1. Mensuales.

- a) Limpiar la superficie del regulador de la acumulación de polvo del ambiente mediante paños secos(L. Arribas, 2012).

5.1.5. Cableado.

5.1.5.1. Inspecciones.

5.1.5.1.1. Trimestrales.

- a) Inspección visual de las conexiones de todo el cableado del sistema buscando desconexiones o fallas en el aislamiento de las mismas.

5.1.5.1.2. Anuales.

- a) Medir la resistencia de las conexiones.

Mecanismo: Mediante un micro-ohmímetro medir las resistencias de todas las conexiones entre módulos, módulos y caja de conexión, caja de conexión y

regulador, regulador y acumuladores, acumuladores e inversor, o regulador e inversor y verificar que trabajan en condiciones indicadas por el fabricante.

5.1.5.2. Tareas.

5.1.5.2.1. Anuales.

- a) Ajustar las conexiones de todo el cableado del sistema.
- b) Colocar aislante en las zonas en las cuales el cable ha perdido este.

6. Resultados.

La ciudad de Quito en Ecuador al encontrarse muy cerca de la línea equinoccial tiene una irradiancia solar promedio diaria más alta que otras localidades que se encuentran a más distancia de la línea ecuatorial.

La localidad en la que se desea realizar el proyecto goza de una ventaja natural con respecto a otras localidades más lejanas de la línea ecuatorial como es el tiempo de sol diario a lo largo del año que es de 12 horas, lo que se traduce en condiciones más estables para la generación fotovoltaica en todo el año.

La demanda diaria de energía del sistema fotovoltaico de este proyecto es de 27,25 kWh, lo que se traduce en un promedio de 817,5 kWh. al mes.

A pesar que en localidades cercanas a la línea ecuatorial es beneficioso colocar los módulos solares en posición horizontal, para este caso se le dará una inclinación de 10° para que no se acumule el polvo y suciedad sobre los paneles fotovoltaicos.

El único mes que presenta déficit de generación de energía evaluando la diferencia de la generación de energía y el consumo de energía de la vivienda es el mes de enero con -0,31 Wh.

El costo total para este sistema autónomo fotovoltaico es de 49.305 Dólares Americanos.

El valor más alto de todos los costos tomados en cuenta para diseño del presente proyecto corresponde a las baterías con un valor de 24.195 Dólares Americanos, lo que representa el 49% del costo total.

La TIR del presente proyecto se fija en 7,3% y el VAN en \$ 81.000,81.

7. Conclusiones.

El proyecto económicamente es factible ya que el cálculo de la TIR es mayor que la tasa de oportunidad y el VAN es positivo.

Un sistema fotovoltaico conectado a la red es más conveniente que un sistema fotovoltaico autónomo debido a los altos costos que representan las baterías y la necesidad de reemplazarlas cada cierto tiempo.

Debido al polvo ambiental y la lluvia los paneles fotovoltaicos serán montados con una inclinación de 10° con la horizontal y apuntando hacia el norte ya que la ciudad de Quito está en el hemisferio sur a pocos kilómetros de la Línea Ecuatorial.

Según estas condiciones el único mes que presenta déficit de energía con relación a la irradiación recibida con respecto al consumo de la vivienda es el mes de enero, sin embargo esta situación es manejable ya que al dimensionar el sistema fotovoltaico se fijó una autonomía de un día.

El Sistema Autónomo Fotovoltaico tiene un costo de 35157 Dólares Americanos, este será financiado por medio de un préstamo con una tasa de interés del 8,17% anual.

El principal inconveniente de estos sistemas de generación energética es el costo inicial, y el largo plazo que se necesita para recuperar la inversión.

8. Bibliografía.

- Arribas, L. (2012). Acondicionamiento de Potencia (Inversores)
- Arribas, L. (2012). Acondicionamiento de potencia. Ingeniería de los sistemas autónomos: Reguladores (Parte I).
- Banco-Central-Colombia. (2012). Cotización del Dólar Retrieved 15, enero, 2013, from <http://www.banrep.gov.co/series-estadisticas/series-trm.htm#cotización>
- Banco-Central-Ecuador. (2012a). Inflación Anual Ecuador Retrieved 10, enero, 2013, from <http://www.bce.fin.ec/>
- Banco-Central-Ecuador. (2012b). Tasa de cambio Dólares Euros Retrieved 12, enero, 2013, from <http://www.bce.fin.ec/>
- Berges, S. (2012). Métodos de dimensionamiento, Ingeniería de los sistemas autónomos.
- Cadena, A. (2009). *Guía para la Preparación de Anteproyectos de Energía Solar Fotovoltaica*. Ingeniería Escuela Politécnica Nacional, Quito Ecuador. Retrieved from <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/2239/1/CD-2536.pdf>
- CCQ. (2012). Base Ako Gráficos Retrieved 15, enero, 2013, from <https://docs.google.com/spreadsheet/ccq?key=0AtCz17Lfr-N7dEdtY1JIZVZOaTR6ZDFrUDBtZ2NjdEE#gid=9>
- CNELSucumbios. (2012). Consumo de Energía Según el Equipo Retrieved 28, Octubre, 2012, from <http://www.cnelsucumbios.com/html/cequipos.php>
- CONELEC. (2012). Cargos Tarifario Empresa Eléctrica Quito S.A. Retrieved 09, octubre, 2012, from http://www.conelec.gob.ec/images/documentos/doc_10094_CARGOS%202012.pdf
- DBCity.com. (2011). Quito Retrieved 02, octubre, 2012, from <http://es.db-city.com/Ecuador--Pichincha--Quito>
- Electro-cable. (2012). Catálogo Retrieved 15, enero, 2013, from <http://www.electrocable.com/webpages/productos.html>
- ENERPRO. (2012). Energías con Sentido Retrieved 15, octubre, 2012, from <http://www.enerpro.com.ec/trabajo3.php>
- Enríquez, L., & Guadalupe, J. (2011). *Diseño y Construcción de un Motor Stirling Solar para el Laboratorio de Termodinámica*. Ingeniero Mecánico, Escuela Politécnica Nacional, Quito. Retrieved from <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/3990/1/CD-3747.pdf>
- Fernández-Editores. (2011). Mantenimiento Preventivo Retrieved 15, enero, 2013, from <http://www.tareasya.com.mx/index.php/padres/aprende-algo-util-hoy/educacion-para-el-trabajo/5428-mantenimiento-preventivo.html>
- Gómez, P. (2012). Seguridad y Protecciones.
- INTI-Energía. (2012). Recomendaciones Generales para el Uso de la Energía en los Hogares Retrieved 12, enero, 2013, from <http://www.inti.gob.ar/energia/u-residencial.htm>
- López, D. (2011a). Criterios de Valoración de Proyectos de Inversión
- López, D. (2011b). Valoración de Proyectos.
- Martínez-Hernández, D. (2006). *Control digital para convertidor multinivel alimentado con energía solar*. Maestría en Ciencias con Especialidad en Ingeniería Electrónica, Universidad de las Américas Puebla, Puebla. Retrieved from http://catarina.udlap.mx/u_dl_a/tales/documentos/meie/martinez_h_d/capitulo2.pdf
- Ministerio-de-Energía-y-Minas-del-Perú. (2010). Guía del Consumo y Facturación de Energía Eléctrica Retrieved 28, octubre, 2012, from <http://intranet.minem.gob.pe/AppWeb/DGE/CalculoConsumo>
- Nofuentes, G. (2012). Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red Metodos de Dimensionado.
- PHOTON. (2011). Luz en la Mitad del Mundo Retrieved 03, enero, 2013, from http://www.codesolar.com/Energia-Solar/Solar Noticias News/2011/PHOTON_2011-01_Ecuador.pdf

- Ponificia-Universidad-Católica-Chile. (2012). Costos Solar Fotovoltaico Retrieved 10, enero, 2013, from <http://web.ing.puc.cl/~power/alumno12/costosernc/C. Foto.html>
- Prado, C. (2008). *Diseño de un sistema eléctrico fotovoltaico para una comunidad aislada*. Universidad de Costa Rica, Ciudad Universitaria Rodrigo Facio. Retrieved from <http://eie.ucr.ac.cr/uploads/file/proybach/pb0831t.pdf>
- PRYSMIAN. (2008). Cables y Accesorios para Instalaciones de Energías Renovables Retrieved 03, octubre, 2012, from <http://www.prysmian.es/export/sites/prysmian-esES/attach/Catalogos Industriales/energias renovables.pdf>
- Renovaenergía. (2013). Soluciones Energéticas Renovables Retrieved 12, enero, 2013, from <http://www.renova-energia.com/productos baterias/baterias ritar rt1270e 12v7ah.html>
- Sánchez-Friera, P. (2011). Tecnologías de Módulos Fotovoltaicos.
- Vela, N. (2012). La Acumulación en los Sistemas Fotovoltaicos Autónomos. Mantenimiento de las Baterías de Plomo Acido .
- Vela, N. (2012). La Acumulación en los Sistemas Fotovoltaicos Autónomos. Mecanismos de Fallos y Degradación de las Baterías de Plomo Acido.
- WEIDMÜLLER. (2008). Componentes para Aplicaciones Fotovoltaicas Retrieved 03, octubre, 2012, from <http://www.google.com.ec/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&frm=1&source=web&cd=2&cad=rja&ved=0CCQFjAB&url=http%3A%2F%2Fwww.weidmuller.es%2Fbausteine.net%2Ff%2F7727%2F7792500225 Fotovoltaica.pdf%3Ffd%3D3&ei=4YpoULHmE4zS9QsCk4GoCA&usg=AFQjCNFGukgWRX1QRy7n6Q88ZgiA9VXe4w>
- Wiki-EOI. (2012). Principales parámetros de decisión en Energías renovables y eficiencia energética Retrieved 30, enero, 2013, from http://www.eoi.es/wiki/index.php/Principales_par%3%A1metros_de_decisi%3%B3n_en_Energ%3%ADas_renovables_y_eficiencia_energ%3%A9tica

9. Anexos.

Anexo 1. Estimado de la demanda energética por áreas de la vivienda.

Área del recibidor.

	Recibidor
	Focos fluorescentes (W)
Potencia	20
Número	1
Hora	
0:00	
1:00	
2:00	
3:00	
4:00	
5:00	
6:00	
7:00	
8:00	
9:00	
10:00	
11:00	
12:00	
13:00	
14:00	
15:00	
16:00	1
17:00	1
18:00	1
19:00	1
20:00	1
21:00	1
22:00	1
23:00	1
Totales (horas)	8
Energía (Wh)	160
Energía total (Wh)	160

Área de la sala.

	Sala		
	Focos fluorescentes	Equipo de sonido	Aspiradora
Potencia	20	80	800
Número	3	1	1
Hora			
0:00	1		
1:00			
2:00			
3:00			
4:00			
5:00			
6:00			
7:00			
8:00			
9:00			
10:00			
11:00			
12:00			
13:00			
14:00			
15:00			
16:00			
17:00	1		
18:00	1		
19:00	1	1	
20:00	1	1	1
21:00	1		
22:00	1		
23:00	1		
Totales (horas)	8	2	1
Energía (Wh)	480	160	800
Energía total (Wh)	1440		

Área del comedor.

	Comedor
	Focos fluorescentes
Potencia	20
Número	3
Hora	
0:00	
1:00	
2:00	
3:00	

4:00	
5:00	
6:00	
7:00	
8:00	
9:00	
10:00	
11:00	
12:00	
13:00	
14:00	
15:00	
16:00	1
17:00	1
18:00	1
19:00	1
20:00	1
21:00	1
22:00	1
23:00	1
Totales (horas)	8
Energía (Wh)	480
Energía total (Wh)	480

Área de la cocina.

	Cocina								
	Focos fluorescentes	Refrigeradora	Licuadora	Batidora	Tostadora	Cafetera	Procesador de alimentos	Microondas	Televisión de cocina
Potencia	20	200	300	400	500	900	500	800	100
Número	3	1	1	1	1	1	1	1	1
Hora									
0:00		0,45							
1:00		0,45							
2:00		0,45							
3:00		0,45							
4:00		0,45							
5:00		0,45							
6:00		0,45							
7:00		0,45			0,2				
8:00		0,45							
9:00		0,45							
10:00		0,45							
11:00		0,45							
12:00		0,45	0,3	0,2					
13:00		0,45							
14:00		0,45					0,5		
15:00	1	0,45							
16:00	1	0,45							
17:00	1	0,45							
18:00	1	0,45							
19:00	1	0,45				0,5			

20:00	1	0,45	0,2			0,5		0,5	1
21:00	1	0,45							
22:00	1	0,45							
23:00		0,45							
Totales (horas)	8	10,8	0,5	0,2	0,2	1	0,5	0,5	1
Energía (Wh)	480	2160	150	80	100	900	250	400	100
Energía total (Wh)	4620								

Área del baño social.

	Baño social
	Focos fluorescentes
Potencia	20
Número	1
Hora	
0:00	
1:00	
2:00	
3:00	
4:00	
5:00	
6:00	
7:00	0,1
8:00	
9:00	
10:00	
11:00	0,1
12:00	
13:00	
14:00	0,1
15:00	
16:00	
17:00	
18:00	0,1
19:00	0,1
20:00	0,1
21:00	0,1
22:00	
23:00	
Totales (horas)	0,7
Energía (Wh)	14
Energía total (Wh)	14

Área de la habitación 1.

	Habitación 1							
	Focos fluorescentes	Televisión	DVD	Computadora	Impresora	Despertadores	Equipo de sonido	Equipos de celulares
Potencia	20	100	100	150	50	10	80	110
Número	1	1	1	1	1	1	1	1
Hora								
0:00						1		
1:00						1		
2:00						1		
3:00						1		
4:00						1		
5:00						1		
6:00						1		
7:00		1				1		0,5
8:00						1		
9:00						1		
10:00						1		
11:00						1		
12:00						1		
13:00						1		
14:00	1					1		
15:00	1					1		
16:00	1					1		
17:00	1					1		
18:00	1					1		
19:00	1			1		1	1	

20:00	1	1	1	1	0,5	1	1	
21:00	1	1	1	1		1		
22:00		1		1		1		
23:00						1		
Totales (horas)	8	4	2	4	0,5	24	2	0,5
Energía (Wh)	160	400	200	600	25	240	160	55
Energía total (Wh)	1840							

Área de la habitación 2.

	Habitación 2						
	Focos fluorescentes	Televisión	DVD	Computadora	Despertadores	Equipo de sonido	Equipos de celulares
Potencia	20	100	100	150	10	80	110
Número	1	1	1	1	1	1	1
Hora							
0:00					1		
1:00					1		
2:00					1		
3:00					1		
4:00					1		
5:00					1		
6:00					1		
7:00					1		0,5
8:00					1		
9:00					1		
10:00					1		
11:00					1		

12:00					1		
13:00		1			1		
14:00	1				1		
15:00	1				1		
16:00	1				1		
17:00	1				1		
18:00	1				1		
19:00	1			1	1	1	
20:00	1	1	1	1	1	1	
21:00	1	1	1	1	1		
22:00		1		1	1		
23:00					1		
Totales (horas)	8	4	2	4	24	2	0,5
Energía (Wh)	160	400	200	600	240	160	55
Energía total (Wh)	1815						

Área de la habitación 3.

	Habitación 3						
	Focos fluorescentes	Televisión	DVD	Computadora	Despertadores	Equipo de sonido	Equipos de celulares
Potencia	20	100	100	150	10	80	110
Número	1	1	1	1	1	1	1
Hora							
0:00					1		
1:00					1		
2:00					1		
3:00					1		

4:00					1		
5:00					1		
6:00					1		
7:00		1			1		0,5
8:00					1		
9:00					1		
10:00					1		
11:00					1		
12:00					1		
13:00					1		
14:00	1				1		
15:00	1				1		
16:00	1				1		
17:00	1				1		
18:00	1				1		
19:00	1			1	1	1	
20:00	1	1	1	1	1	1	
21:00	1	1	1	1	1		
22:00		1		1	1		
23:00					1		
Totales (horas)	8	4	2	4	24	2	0,5
Energía (Wh)	160	400	200	600	240	160	55
Energía total (Wh)	1815						

Área de la habitación principal.

	Habitación Principal						
	Focos fluorescentes	Televisión	DVD	Computadora	Despertadores	Equipo de sonido	Equipos de celulares
Potencia	20	100	100	150	10	80	110
Número	2	1	1	1	1	1	1
Hora							
0:00					1		
1:00					1		
2:00					1		
3:00					1		
4:00					1		
5:00					1		
6:00					1		
7:00		1			1		0,5
8:00					1		
9:00					1		
10:00					1		
11:00					1		
12:00					1		
13:00					1		
14:00	1				1		
15:00	1				1		
16:00	1				1		
17:00	1				1		
18:00	1			1	1		
19:00	1		0,5	1	1	1	

20:00	1	1	0,5	1	1	1	
21:00	1	1	1	1	1		
22:00		1			1		
23:00					1		
Totales (horas)	8	4	2	4	24	2	0,5
Energía (Wh)	320	400	200	600	240	160	55
Energía total (Wh)	1975						

Área del baño 1.

	Baño 1	
	Focos fluorescentes	Equipos de aseo personal
Potencia	20	500
Número	1	1
Hora		
0:00		
1:00		
2:00		
3:00		
4:00		
5:00		
6:00		
7:00	1	0,5
8:00		
9:00		
10:00		
11:00		
12:00		
13:00	0,1	
14:00		
15:00		
16:00		
17:00		
18:00	0,1	
19:00	0,5	
20:00		
21:00	0,1	
22:00		
23:00		
Totales (horas)	1,8	0,5
Energía (Wh)	36	250
Energía total (Wh)	286	

Área del baño 2.

	Baño 2	
	Focos fluorescentes	Equipos de aseo personal
Potencia	20	500
Número	1	1
Hora		
0:00		
1:00		
2:00		
3:00		

4:00		
5:00		
6:00		
7:00	1	0,5
8:00		
9:00		
10:00		
11:00		
12:00		
13:00	0,1	
14:00		
15:00		
16:00		
17:00		
18:00	0,1	
19:00	0,5	
20:00		
21:00	0,1	
22:00		
23:00		
Totales (horas)	1,8	0,5
Energía (Wh)	36	250
Energía total (Wh)	286	

Área del baño 3.

	Baño 3	
	Focos fluorescentes	Equipos de aseo personal
Potencia	20	500
Número	1	1
Hora		
0:00		
1:00		
2:00		
3:00		
4:00		
5:00		
6:00		
7:00	1	0,5
8:00		
9:00		
10:00		
11:00		
12:00		
13:00	0,1	

14:00		
15:00		
16:00		
17:00		
18:00	0,1	
19:00	0,5	
20:00		
21:00	0,1	
22:00		
23:00		
Totales (horas)	1,8	0,5
Energía (Wh)	36	250
Energía total (Wh)	286	

Área del baño 4.

	Baño 4	
	Focos fluorescentes	Equipos de aseo personal
Potencia	20	500
Número	1	1
Hora		
0:00		
1:00		
2:00		
3:00		
4:00		
5:00		
6:00		
7:00	1	0,5
8:00		
9:00		
10:00		
11:00		
12:00		
13:00	0,1	
14:00		
15:00		
16:00		
17:00		
18:00	0,1	
19:00	0,5	
20:00		
21:00	0,1	
22:00		
23:00		

Totales (horas)	1,8	0,5
Energía (Wh)	36	250
Energía total (Wh)	286	

Área del pasillo.

	Pasillo
	Focos fluorescentes
Potencia	20
Número	4
Hora	
0:00	
1:00	
2:00	
3:00	
4:00	
5:00	
6:00	
7:00	
8:00	
9:00	
10:00	
11:00	
12:00	
13:00	
14:00	
15:00	
16:00	1
17:00	1
18:00	1
19:00	1
20:00	1
21:00	1
22:00	1
23:00	1
Totales (horas)	8
Energía (Wh)	640
Energía total (Wh)	640

Área de la sala de máquinas.

	Sala de máquinas		
	Focos fluorescentes	Lavadora de ropa	Plancha

Potencia	20	500	1000
Número	1	1	1
Hora			
0:00			
1:00			
2:00			
3:00			
4:00			
5:00			
6:00			
7:00			
8:00			
9:00			
10:00			
11:00			
12:00			
13:00			
14:00			
15:00			
16:00	1		
17:00	1		
18:00	1	0,5	0,5
19:00	1	0,5	0,5
20:00	1		
21:00	1		
22:00	1		
23:00	1		
Totales (horas)	8	1	1
Energía (Wh)	160	500	1000
Energía total (Wh)	1660		

Área de la sala de estar.

	Sala de estar
	Focos fluorescentes
Potencia	20
Número	2
Hora	
0:00	
1:00	
2:00	
3:00	
4:00	
5:00	
6:00	

7:00	
8:00	
9:00	
10:00	
11:00	
12:00	
13:00	
14:00	1
15:00	1
16:00	1
17:00	1
18:00	1
19:00	1
20:00	1
21:00	1
22:00	
23:00	
Totales (horas)	8
Energía (Wh)	320
Energía total (Wh)	320

Área del patio.

	Patio
	Focos fluorescentes
Potencia	20
Número	1
Hora	
0:00	
1:00	
2:00	
3:00	
4:00	
5:00	
6:00	
7:00	
8:00	
9:00	
10:00	
11:00	
12:00	
13:00	
14:00	
15:00	1
16:00	1

17:00	1
18:00	1
19:00	1
20:00	1
21:00	1
22:00	1
23:00	
Totales (horas)	8
Energía (Wh)	160
Energía total (Wh)	160

Área de las gradas.

	Gradas
	Focos fluorescentes
Potencia	20
Número	2
Hora	
0:00	
1:00	
2:00	
3:00	
4:00	
5:00	
6:00	
7:00	
8:00	
9:00	
10:00	
11:00	
12:00	
13:00	
14:00	
15:00	
16:00	1
17:00	1
18:00	1
19:00	1
20:00	1
21:00	1
22:00	1
23:00	1
Totales (horas)	8
Energía (Wh)	320
Energía total (Wh)	320

Área total.

Energía vivienda (Wh)	18403
Energía vivienda (KWh)	18,4

Anexo 2.

Photovoltaic module

The SANYO logo is displayed in a bold, red, sans-serif font. The letter 'A' is stylized with three vertical lines passing through its center.

MP6-230E01

MP6 - High Performance Multicrystalline Solar Module

- *The panels use **lead-free** solder, and adjusted by **RoHS**.*
- *Strong framed module passing mechanical load test of **5,400Pa** to withstand heavier snow load.*
- *The Panels have a Limited **25-year** power output and, **5-year** product workmanship warranty.*

- *High performance, multicrystalline solar cells deliver a module efficiency of up to **14.1%**.*



Top quality from SANYO Solar
SANYO is leading the way in research and development as a pioneer in the field of photovoltaic power generations.
More than 30 years of experience in solar technology has earned us a reputation for reliability among our customers.

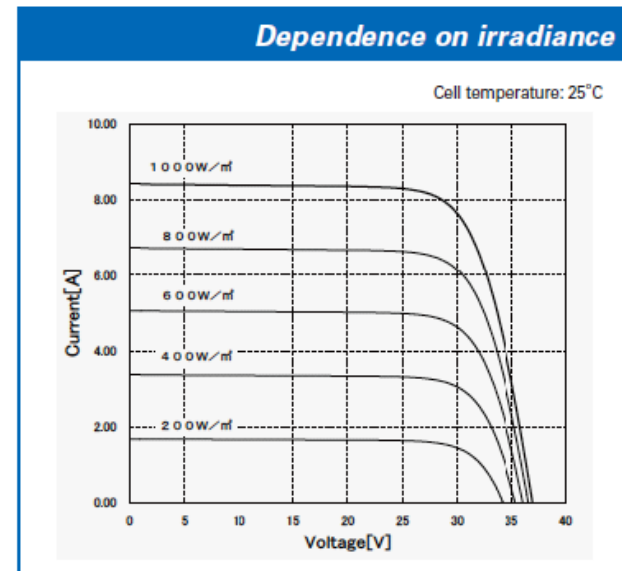


The logo for MP6 solar features the text 'MP6' in a large, bold, white font with a red '6', and 'solar' in a smaller, white, lowercase font below it. The text is set against a blue background with a white grid pattern, similar to the solar panel shown in the image.

Electrical and Mechanical Characteristics

MP6-230E01

<i>Electrical data</i>		
Maximum power (Pmax)	[W]	230
Max. power voltage (Vmp)	[V]	29.4
Max. power current (Imp)	[A]	7.83
Open circuit voltage (Voc)	[V]	37.0
Short circuit current (Isc)	[A]	8.42
Warranted minimum power (Pmin)	[W]	218.5
Maximum over current rating	[A]	15
Output power tolerance	[%]	+10/-5
Maximum system voltage	[Vdc]	1000
Noct	[°C]	46
Temperature coefficient of Pmax	[%/°C]	-0.44
	Voc [%/°C]	-0.36
	Isc [%/°C]	0.14
Note 1: Standard Test Conditions: Air mass 1.5, Irradiance = 1000W/m ² , Cell temperature = 25°C		



Warranty

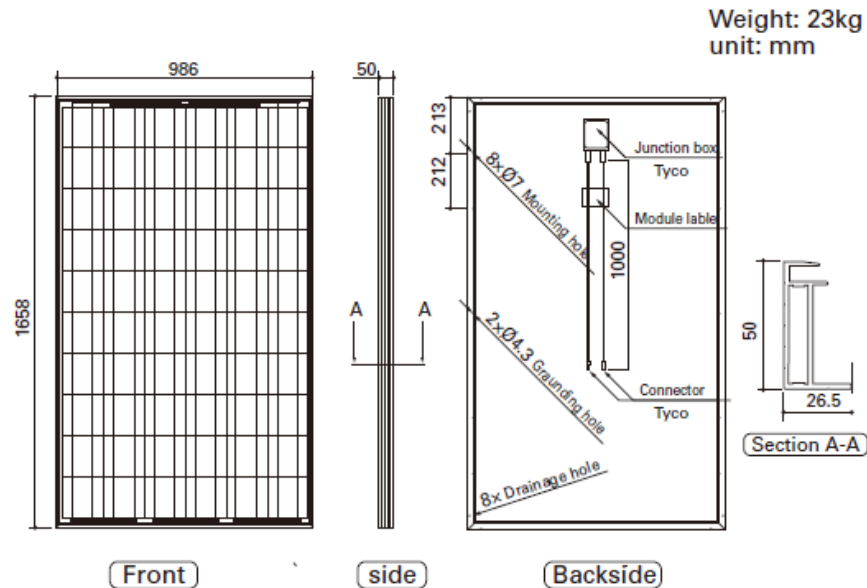
Packing Specifications

Number of modules per pallet	[pcs]	19
Number of modules per 40ft container	[pcs]	494
Number of modules per 20ft container	[pcs]	228

25 years (80% of Pmin)

Product workmanship:
5 years
(Based on contract terms)

Dimensions and weight



Certificates



IEC 61215
IEC 61730




Electrical Protection
Class II

Member of



Anexo 3.



RL2500DG (2V500Ah)

RL2-500DG is GEL Deep cycle battery superiorly designed for frequent cyclic discharge applications under extreme temperature. By using strong grid to insure reliable performance under frequent cyclic discharge use. 400 cycles could be available at 100% DOD. Offering extra-durable cyclic performance, high efficiency of recovery ,that is more suitable for solar, mobility, E-toll, marine , deep discharge UPS etc..

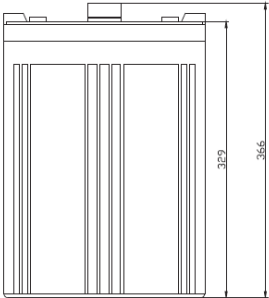
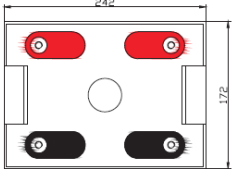

Specification

Cells Per Unit	1
Voltage Per Unit	2
Capacity	500Ah@20hr-rate to 1.75V per cell @25°C
Weight	Approx. 30.5 Kg
Max. Discharge Current	2500 A (5 sec)
Internal Resistance	Approx. 1 mΩ

Operating Temperature Range	Discharge: -40°C~60°C Charge: -20°C~50°C Storage: -40°C~60°C
Normal Operating Temperature Range	25°C±5°C
Float charging Voltage	2.27 to 2.3 VDC/unit Average at 25°C
Recommended Maximum Charging Current Limit	100 A
Equalization and Cycle Service	2.37 to 2.4 VDC/unit Average at 25°C
Self Discharge	RITAR Valve Regulated Lead Acid (VRLA) batteries can be stored for more than 6 months at 25°C. Self-discharge ratio less than 3% per month at 25°C. Please charge batteries before using.
Terminal	Terminal F 10
Container Material	A.B.S. (UL94-HB), Flammability resistance of UL94-V1 can be available upon request.

Dimensions

Unit: mm Dimension: 242(L)×172(W)×329(H)

Constant Current Discharge Characteristics: A (25°C)

F.V/Time	15MIN	30MIN	1HR	2HR	3HR	4HR	5HR	6HR	8HR	10HR	20HR
1.60V	611.0	473.1	304.5	181.0	134.8	107.5	90.49	76.00	61.35	51.28	26.41
1.65V	581.0	454.3	291.3	174.4	129.1	103.7	86.72	74.17	58.61	49.45	25.47
1.70V	541.7	428.2	285.6	171.6	126.3	102.7	85.78	72.34	57.69	48.53	24.99
1.75V	480.9	380.6	263.0	162.1	119.7	97.09	82.01	68.68	55.86	47.62	24.52
1.80V	414.0	351.0	247.9	154.6	115.0	96.15	79.18	67.76	54.94	45.79	23.58
1.85V	350.1	316.0	229.1	146.1	109.3	88.61	75.41	64.10	52.20	43.95	22.64

Constant Power Discharge Characteristics: W (25°C)

F.V/Time	15MIN	30MIN	1HR	2HR	3HR	4HR	5HR	6HR	8HR	10HR	20HR
1.60V	1070	841.2	543.9	327.1	245.1	197.0	166.8	143.8	114.5	97.06	49.99
1.65V	1042	836.7	542.0	322.4	244.1	195.1	165.0	141.9	113.5	96.15	49.52
1.70V	984.0	778.3	525.0	317.7	236.6	192.3	163.1	139.2	111.7	95.23	49.05
1.75V	876.5	701.1	490.2	303.5	228.1	185.7	156.5	132.8	109.0	92.49	47.63
1.80V	758.6	646.4	461.9	290.3	218.7	180.0	151.8	130.0	105.3	89.74	46.22
1.85V	646.9	582.6	426.1	273.4	208.3	165.9	145.2	122.7	100.7	86.99	44.80

Anexo 4.



CALIBRE AWG ó MCM	SECCION mm ²	FORMACION No. de hilos por diámetro mm.	ESPESOR AISLAMIENTO mm.	DIAMETRO EXTERIOR mm.	PESO TOTAL Kg/Km	CAPAC. DE CORRIENTE para 1 conductor al aire libre Amp.	TIPO CABLE	ALTERNAT. DE EMBALAJE.
24	0,205	7 x 0,20	0,51	1,63	5,14	---	FXT	A,E
22	0,324	11 x 0,20	0,51	1,78	7,62	---	FXT	A,E
20	0,519	17 x 0,20	0,76	2,47	9,98	5	FXT	A,E
18	0,823	12 x 0,30	0,76	2,72	13,43	7	TFF	A,E
16	1,310	19 x 0,30	0,76	3,02	18,93	10	TFF	A,B
14	2,08	30 x 0,30	1,14	4,17	32,30	25	TW-F	A,B
12	3,31	25 x 0,41	1,14	4,67	46,50	30	TW-F	A,C
10	5,26	40 x 0,41	1,14	5,26	67,90	40	TW-F	A,D
8	8,37	7 x (17x0,30)	1,52	7,31	119,70	60	TW-F	A,B,E
6	13,30	7 x (27x0,30)	1,52	8,38	174,50	80	TW-F	A,E
4	21,15	7 x (24x0,41)	1,52	9,80	269,90	105	TW-F	A,E
2	33,62	7 x (18x0,60)	1,52	11,55	402,90	140	TW-F	A,E
1	42,36	7 x (21x0,60)	2,03	13,62	521,30	165	TW-F	A,D,E
1/0	53,49	19 x (10x0,60)	2,03	15,09	648,90	195	TW-F	D,E,Z
2/0	67,43	19 x (13x0,60)	2,03	16,23	830,20	225	TW-F	D,E,Z
3/0	85,01	19 x (16x0,60)	2,03	17,86	1003,40	260	TW-F	D,E,Z
4/0	107,20	19 x (20x0,60)	2,03	19,49	1251,20	300	TW-F	D,E,Z
250	127,00	37 x (12x0,60)	2,41	22,23	1498,00	350	TW-F	Z

Anexo 5.

[Aquinegocio.co](#) > [Eco-Energía S.A.S.](#) > [Productos y servicios](#) > [Controladores solares y cargadores solares](#) > [Regulador solar 150A. 12V, 24V, 48V para potencia fotovoltaica hasta 3600W](#)

Regulador solar 100A. 12V, 24V, 48V para

Regulador solar 200A. 12V, 24V, 48V para



[f](#) [t](#) [+](#) [0](#) [f](#) Me gusta [0](#)

Regulador solar 150A. 12V, 24V, 48V para potencia fotovoltaica hasta 3600W

Regulador solar 150A. 12V, 24V, 48V para potencia de energía fotovoltaica hasta 3600W.

bajo pedido, 20 días

CO\$ 1.480.000

[Solicitar el producto](#)

Descripción detallada del producto

Regulador solar 100A. 12V, 24V, 48V para potencia de energía fotovoltaica hasta 3600W.

Regulador solar con control de polaridad positiva, aceptar 2 entradas de líneas de paneles solares

Con monitor LCD (luz de fondo) para mostrar los parámetros de estado del sistema en funcionamiento. Excelente rendimiento con estabilidad y fiabilidad.

Anti-carga Solar inversa mientras noche. Limitación de corriente de carga.

Alimentación de DC de salida con función de carga necesaria.

Funciones de protección para exceso de carga, sobre-descarga para banco de baterías.

El usuario puede dejar el modo de funcionamiento manualmente.

Características electricas del regular solar SDC24-150A:

Potencia fotovoltaica maxima: 3600W

Entrada Rango de tensión: 0~48V

Corriente de carga nominal: 150A

Voltaje de baterías: 24V

Corriente de carga Maxima: $\leq 175A$

Visualización: LCD

Grado de protección: IP20

Dimensiones: 355mm X 380mm X 150mm

Peso: 8.0 kg

Garantía: 2 años

Regular solar SDC24-150A

Información para el pedido

- Precio: CO\$ 1.480.000
- Volumen mínimo de pedido: 1 pieza

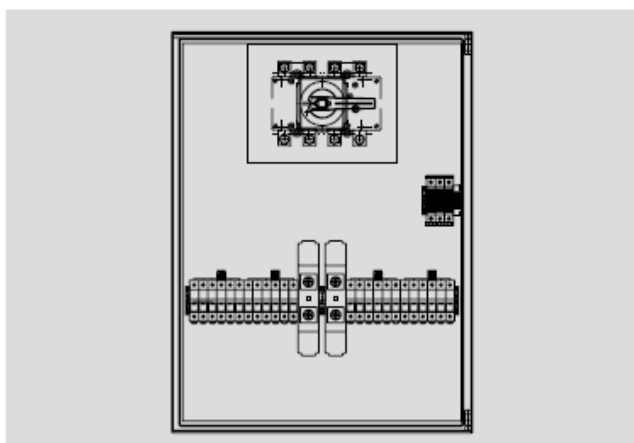
Categoría del catálogo Aquinegocio.co: [Fotoelementos y paneles solares en Valle del Cauca](#)

Creado: 17/09/12 13:58

Modificado: 4/01/13 10:02

Anexo 6.

PV DC 12IN SW FH SPD CG





Datos técnicos


Envolvente	
Dimensiones envolvente (alto x ancho x prof)	800x600x300 mm
Peso neto total (aprox.)	N/A
Formato de envolvente	armario con puerta(s) a bisagra(s)
Transparencia puerta/tapa	opaca
Material	poliéster
Sistema de anclaje proporcionado	pared con „orejas“
Código IP (según EN 60529)	IP55
Ventilación	pasiva, mantiene código IP
Drenaje de agua	N/A
Características eléctricas	
Máxima tensión DC de circuito abierto	1000 V
Máx. corriente de cortocircuito DC por entrada	13.3 A
Capacidad corte seccionador DC (según EN 60947-3)	160 A (DC21B 1000 V)
Tipo de mando del interruptor	directo (dentro de envolvente)
Puesta a tierra (DC)	positivo y negativo flotantes
Protección sobretensión para DC	PU II 2+1 1000V/40kA, no aux. contact
Protección sobretensión para AC	N/A
Protección sobretensión para EIA RS-485	N/A
Entradas	
Número de entradas DC (siendo + y - una entrada)	12
Cables de entrada (+) se conectan a	Portafusible WSI 25/1 (0.75 mm ² - 25 mm ²)
Cables de entrada (-) se conectan a	Portafusible WSI 25/1 (0.75 mm ² - 25 mm ²)
Cables de entrada DC entran a través de	Prensa M16, IP67, Ø ext. cable: 5-10 mm
Fusibles	portafusibles vacíos
Formato de fusibles	10x38 mm
Ubicación de los fusibles	entradas positivas y negativas
Corriente asignada elementos fusibles (I _n)	N/A
Curva elementos fusibles	N/A
Cable(s) de tierra se conecta(n) a	WPE 35 (2.5 - 35 mm ²)
Cables de tierra entra(n) a través de	Prensa M20, IP67, Ø ext. cable: 6-12 mm
Cable AC auxiliar se conecta a	N/A
Cable AC auxiliar entra a través de	N/A
Desconexión remota DC de emergencia	N/A
Salidas	
Número de salidas DC (siendo + y - una salida)	1
Cables de salida DC se conectan a	WFF 120 (< 150 mm ²)
Cables de salida DC salen a través de	M32 CG, IP67, Ø ext. cable: 18-25 mm
Cables EIA RS-485 se conectan a	N/A
Cables EIA RS-485 entran/salen a través de	N/A
Interruptor-seccionador con contacto aux.	no
Contacto aux. interruptor-seccionador conectado a	N/A
Contacto(s) aux. prot. sobret. conectados(s) a	N/A




Monitorización	
Medida de corriente y tensión de entradas y temp.	N/A
Tipo de monitorización	N/A
Fuente de alimentación	N/A
Estándares y normativa	
	EN 61439-2
Nota	

Anexo 7.

COTIZACIÓN SOLICITADA

Volver a mensajes |  

 Laura Barrera [Agregar a contactos](#)
Para jorgharo@hotmail.com

 13/02/2013 
[Responder](#) 

Sr. Haro,

Saludos cordiales

Por ser los distribuidores exclusivos en Ecuador, Weidmuller nos ha direccionado sus requerimientos solicitados por la página web.

A Continuación detallo los precios de los equipos solicitados:

CÓD	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO SIN I.V.A
8882350001	PU II 2+1R 1000V DC	1 UN	243.91
1137790000	WSI 25/1 10x38 1KV	1 UN	13.10
7504813010	PV DC 12IN SW FH SPD CG 1000V	1 UN	3666.15

At.

Laura Barrera

Mail: laura.barrera@elsystec.com.ec

phone: 2245241 | 2456510 ext 215

Quito-Ecuador

Prosoft Technology: Weidmuller-Hitschmann



www.elsystec.com.ec

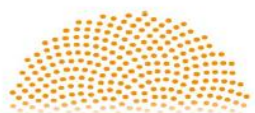
Anexo 8.

Inversor Phoenix	12 Volt 24 Volt 48 Volt	12/180 24/180	12/350 24/350 48/350	48/750	12/800 24/800 48/800	12/1200 24/1200 48/1200
Potencia CA cont. de salida a 25 °C (VA) (3)		180	350	750	800	1200
Potencia cont. a 25 °C / 40 °C (W)		175 / 150	300 / 250	700 / 650	700 / 650	1000 / 900
Pico de potencia (W)		350	700	1400	1600	2400
Tensión / frecuencia CA de salida (4)	110VAC o 230VAC +/- 3% 50Hz o 60Hz +/- 0,1%					
Rango de tensión de entrada (V DC)	10,5 - 15,5 / 21,0 - 31,0 / 42,0 - 62,0				9,2 - 17,3 / 18,4 - 34,0 / 36,8 - 68,0	
Alarma de batería baja (V DC)	11,0 / 22 / 44				10,9 / 21,8 / 43,6	
Apagado por batería baja (V DC)	10,5 / 21 / 42				9,2 / 18,4 / 36,8	
Autorrecuperación de batería baja (V DC)	12,5 / 25 / 50				12,5 / 25 / 50	
Eficacia máx. 12 / 24 / 48 V (%)	87 / 88	89 / 89 / 90	91 / 93 / 94	91 / 93 / 94	92 / 94 / 94	
Consumo en vacío 12 / 24 / 48 V (W)	2,6 / 3,8	3,1 / 5,0 / 6,0	14 / 14 / 13	6 / 6 / 6	8 / 9 / 8	
Consumo en vacío en modo de ahorro	n. a.	n. a.	3 / 4 / 5	2	2	
Protección (2)	a - e					
Temperatura de funcionamiento	-40 to +50°C (refrigerado por ventilador)					
Humedad (sin condensación)	max 95%					

CARCASA						
Material y color	aluminio (azul RAL 5012)					
Conexiones de la batería	1)	1)	Screw terminals	1)	1)	
Tomas de corriente CA estándar	230V: IEC-320 (IEC-320 enchufe incluido), CEE 7/4 (Schuko) 120V: Nema 5-15R					
Otros enchufes (bajo pedido)	BS 1363 (Reino Unido) AN/NZS 3112 (Australia/Nueva Zelanda)					
Tipo de protección	IP 20					
Peso en (kg / lbs)	2,7 / 5,4	3,5 / 7,7	2,7 / 5,4	6,5 / 14,3	8,5 / 18,7	
Dimensiones (al x an x p en mm.) (al x an x p en pulgadas)	72x132x200 2.8x5.2x7.9	72x155x237 2.8x6.1x9.3	72x180x295 2.8x7.1x11.6	108x165x305 4.2x6.4x11.9	108x165x305 4.2x6.4x11.9	
ACCESORIOS						
Panel de control remoto	n. a.	n. a.	Opcional	n. a.	n. a.	
Interruptor on/off remoto	Conector bifásico		RJ12 plug	Conector bifásico		
Conmutador de transferencia automático	Filax					

NORMATIVAS	
Seguridad	EN 60335-1
Emisiones / Normativas	EN55014-1 / EN 55014-2/ EN 61000-6-2 / EN 61000-6-3
1) Cables de batería de 1,5 metros (12/180 con encendedor de cigarrillos)	
2) Protección	
a) Cortocircuito de salida	d) Tensión de la batería demasiado baja
b) Sobrecarga	e) Temperatura demasiado alta
c) Tensión de la batería demasiado alta	
3) Carga no lineal, factor de cresta 3:1	
4) La frecuencia puede ajustarse por medio del conmutador DIP (sólo en modelos 750VA)	

Anexo 10.

www.renova-energia.com	
PROFORMA VENTA AL PÚBLICO	
Fecha:	lunes, 04 de febrero de 2013
 RENOVAENERGIA S.A. <small>SOLUCIONES ENERGÉTICAS RENOVABLES</small>	
DATOS CLIENTE	Proforma: RNV - OFER - 2921 - 04-02-13
Cliente o Empresa: 0 / Ing. Jorge Haro Ortuño / 0 Ruc / C.C.: 0000000000000 Dirección: 0, Quito / Ecuador Teléfono: 0 / 0 / 0 Celular: 0 / 0 Fax 0 / 0 E-mail: jorgharo@hotmail.com / 0	

DETALLE DE EQUIPOS Y SERVICIOS						
Equipos	Código y Modelo	Q	Precio Unitario	SUBTOTAL	12% IVA	TOTAL
Inversores						
IN052	Victron Energy Phoenix Inverter 48/800-120V NEMA 5-15R PIN488010500, 48V, 800 W	1	\$ 687,15	\$ 687,15	\$ 82,46	\$ 769,61
Paneles						
MD035	Sanyo MP6-230E01, 24 V, 230 W	8	\$ 558,60	\$ 4.468,80	\$ 536,26	\$ 5.005,06
Reguladores Prof.						
RP008	MPS 80 Interruptor de Alimentación Modular, 12/24/48V, 80A	2	\$ 483,37	\$ 966,74	\$ 116,01	\$ 1.082,75
RP006	MCU Unidad Central Modular, 12/24/48V, 0	1	\$ 211,39	\$ 211,39	\$ 25,37	\$ 236,76
Otros Bienes						
	Servicio y otros Estructura Acero Galvanizado en Caliente desmontable, para colocar sobre superficie plana, loza o empotrado en terreno. Para 4 módulos MPS230, con peronos, arandelas planas, arandelas de presión y tuerca en acero inoxidable., ,	2	\$ 690,00	\$ 1.380,00	\$ 165,60	\$ 1.545,60
Baterías						
BT053	Ritar Power RL2500DG 2Vdc 500Ah, 500Ah@10horas , 2V, 500Ah	24	\$ 291,88	\$ 7.005,12	\$ 840,61	\$ 7.845,73
TOTAL				\$ 14.719,20	\$ 1.766,31	\$ 16.485,51

OBSERVACIONES
<p>GARANTÍAS Y EXPECTATIVA DE VIDA ÚTIL</p> <ul style="list-style-type: none"> + Paneles Solar , garantía de 5 años contra defectos de fabricación y una expectativa de vida útil que garantiza una potencia no menor al 80% de su valor nominal a los 20 años. + Inversores e Inversores Cargadores Victron Energy , garantía de 2 años contra defectos de fabricación y una expectativa de vida útil 15 años + Baterías ciclo profundo RITAR POWER para sistemas solares, garantía de 2 año contra defectos de fabricación y una expectativa de vida útil de mas de 12 años, en condiciones ideales descritas en hoja técnica. (RL) + Regulador Phocos CML, CX, CIS, PL, MPS, MCU Y MPPT para sistemas solares, garantía de 1 año contra defectos de fabricación y una expectativa de vida útil de 10 años. <p>Estructuras de soporte 1 año contra defectos de fabricación.</p> <p>EQUIPOS</p> <p>Los equipos ofertados cumplen con todas las normas y estándares generalmente aceptados para proyectos relacionados con sistemas autónomos de telecomunicaciones, que deben ofrecer una alta fiabilidad.</p>

Anexo 11.

Arribas, L. (2012). Acondicionamiento de potencia. Ingeniería de los sistemas autónomos: Reguladores (Parte I).

esenciales y otro menor para las esenciales.

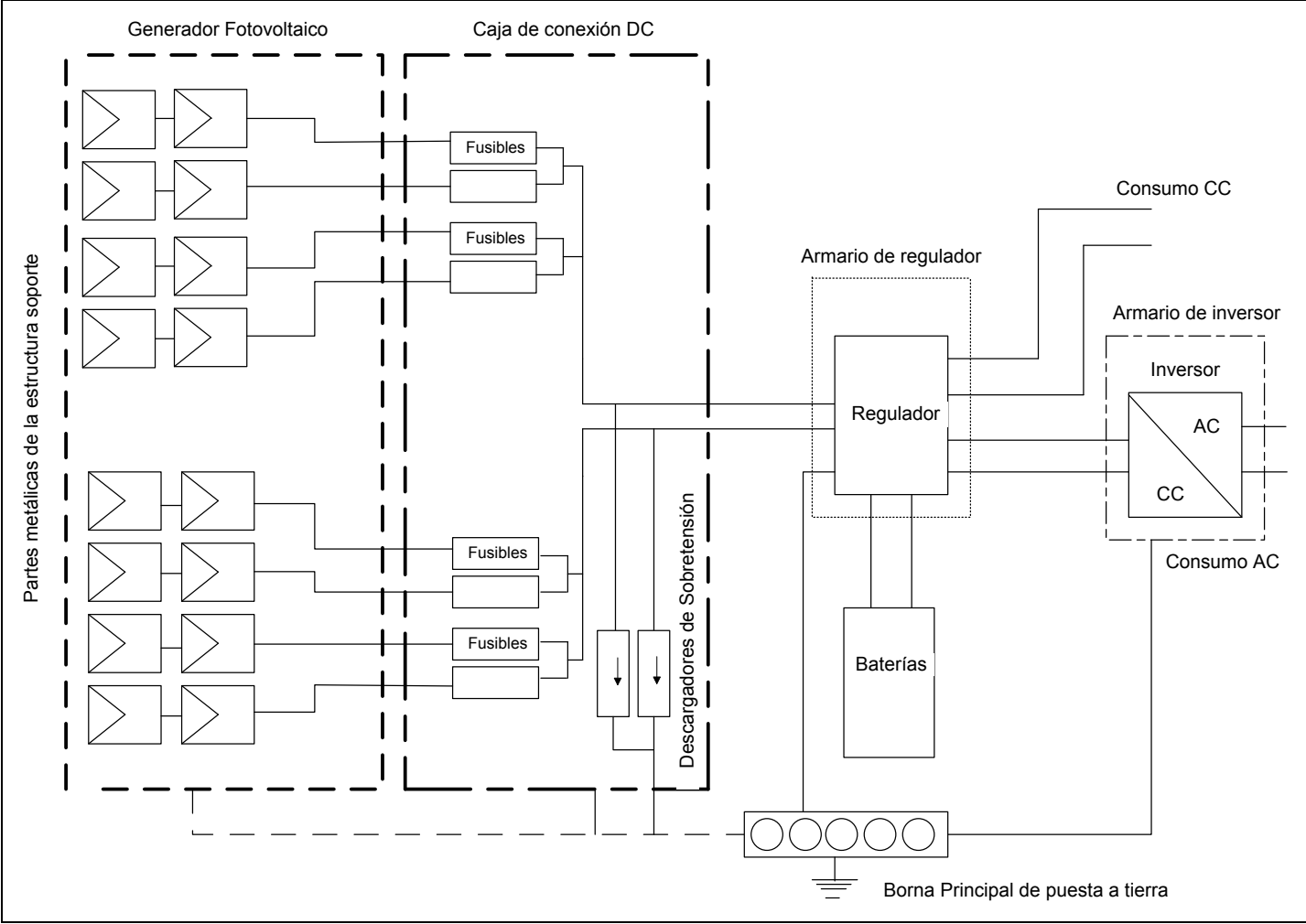
4. SELECCIÓN DE UN REGULADOR DE CARGA.

4.1 Diseño y construcción.

Dimensionando el regulador.

Un regulador de carga debe ser dimensionado de forma que permita el paso de la corriente continua esperada desde el generador FV (o de las ramas del mismo) a la batería, y debe ser capaz de soportar picos de corriente debidos a días más soleados de lo habitual. Es crítico que el regulador sea del tamaño adecuado, ya que los costes asociados con los fallos del regulador son mucho mayores que los asociados con los costes de instalar un regulador más grande desde el principio. Los reguladores deben ser elegidos por tanto para soportar hasta un 130% del valor de la corriente de cortocircuito del generador FV (calculada como la corriente de cortocircuito de un módulo por el número de módulos en paralelo) para condiciones estándar de ensayo. Es posible que ya se haya tenido en cuenta este factor de seguridad por parte del fabricante, por lo que hay que comprobarlo antes de elegir el tamaño del regulador.

Anexo 12.



Anexo 13.

EMPRESA ELÉCTRICA QUITO S.A. Av. 10 de Agosto E1-24 y Av. Las Casas. R.U.C. 1790053881001 / CONTRIBUYENTE ESPECIAL / RESOLUCIÓN No. 5388

Factura No. 001-006-5660830
 Autorización SRI: 1107832233
 Válida hasta: Enero del 2011

No. de Control: 96794709-10
 Valor a pagar: 66.56

Fecha de emisión: 13/01/2011 Fecha de vencimiento: 01/02/2011

INFORMACION DEL CONSUMIDOR:
 SUMINISTRO: 967947 - 2 HARO HARO CELSO BOLIVAR 13/01/2011
 Cédula / R.U.C.: 170015639-9
 Dirección servicio: N26D TRAS 546 PB UGARTE Y SARAVIA PAMBACHUPA
 Dirección notificación: Domicilio
 Plan/Geocódigo: 24 30-26-030-8520
 Parroquia - Cantón: SANTA PRISCA DISTRITO METROPOLITANO QUITO
 Tarifa: Residencial (Baja Tension)

SUMINISTRO DEL SERVICIO ELÉCTRICO:
 Medidor: 117197-KRI-AB Factor de multiplicación: 1.00 Constante: 1.00
 Recargo Pérdidas en Transformación: 0 %
 Desde: 13/12/2010 Hasta: 12/01/2011 Dias: 30 Tipo consumo: Leído

Descripción	LECTURAS			Unid.	Valores
	Actual	Anterior	Consumo		
Energía	75343.00	74768.00	575	Kwh	47.88
07h00-22h00				Kwh	0
22h00-07h00				Kwh	0
Reactiva				Kwhr	0
Demanda Cliente				KW	0
Maxima				KW	0
Maxima en pico				KW	0

VALOR FACTURABLE: 47.88
 COMERCIALIZACION 1.41
 SUBSIDIO SOLIDARIO. 4.93
 I.V.A.(0%) 0.00
TOTAL SERVICIO ELÉCTRICO (1): 54.22

Su ahorro por la Tarifa de la Dignidad es de **0.00**

La Energía ya es de todos!

ORIGINAL - USUARIO

EMPRESA ELÉCTRICA QUITO S.A. Av. 10 de Agosto E1-24 y Av. Las Casas. R.U.C. 1790053881001 / CONTRIBUYENTE ESPECIAL / RESOLUCIÓN No. 5388

Factura No. 001-006-000366277
 Autorización SRI: 1109180705
 Fecha de autorización: 25/01/2011
 Válida hasta: 31/01/2012

No. de Control: 96794710-53
 Valor a pagar: 66.56

Fecha de emisión: 11/02/2011 Fecha de vencimiento: 01/03/2011

INFORMACION DEL CONSUMIDOR:
 SUMINISTRO: 967947 - 2 HARO HARO CELSO BOLIVAR 11/02/2011
 Cédula / R.U.C.: 170015639-9
 Dirección servicio: N26D TRAS 546 PB UGARTE Y SARAVIA PAMBACHUPA
 Dirección notificación: Domicilio
 Plan/Geocódigo: 24 30-26-030-8520
 Parroquia - Cantón: SANTA PRISCA DISTRITO METROPOLITANO QUITO
 Tarifa: Residencial (Baja Tension)

SUMINISTRO DEL SERVICIO ELÉCTRICO:
 Medidor: 117197-KRI-AB Factor de multiplicación: 1.00 Constante: 1.00
 Recargo Pérdidas en Transformación: 0 %
 Desde: 12/01/2011 Hasta: 10/02/2011 Dias: 29 Tipo consumo: Leído

Descripción	LECTURAS			Unid.	Valores
	Actual	Anterior	Consumo		
Energía	75918.00	75343.00	575	Kwh	47.88
07h00-22h00				Kwh	0
22h00-07h00				Kwh	0
Reactiva				Kwhr	0
Demanda Cliente				KW	0
Maxima				KW	0
Maxima en pico				KW	0

VALOR FACTURABLE: 47.88
 COMERCIALIZACION 1.41
 SUBSIDIO SOLIDARIO. 4.93
 I.V.A.(0%) 0.00
TOTAL SERVICIO ELÉCTRICO (1): 54.22

Su ahorro por la Tarifa de la Dignidad es de **0.00**

La Energía ya es de todos!

ORIGINAL - USUARIO



EMPRESA
ELÉCTRICA
QUITO S.A.

Av. 10 de Agosto E1-24 y Av. Las Casas. R.U.C. 1790053881001 / CONTRIBUYENTE ESPECIAL / RESOLUCIÓN No. 5368

Factura No. 001-006-000960160

Autorización SRI: 1109180705
Fecha de autorización: 25/01/2011
Válida hasta: 31/01/2012



No. de Control: 96794711-30
Valor a pagar: 70.80

Fecha de emisión 15/03/2011

Fecha de vencimiento 01/04/2011

INFORMACION DEL CONSUMIDOR:

SUMINISTRO: 967947 - 2 HARO HARO CELSO BOLIVAR

Cédula / R.U.C.: 170015639-9 15/03/2011
Dirección servicio: N25D TRAS 546 PB UGARTE Y SARAVIA PAMBACHUPA
Dirección notificación: Domicilio
Plan/Geocódigo: 24 30-25-030-3520
Parroquia - Cantón: SANTA PRISCA DISTRITO METROPOLITANO QUITO
Tarifa: Residencial (Baja Tension)

SUMINISTRO DEL SERVICIO ELÉCTRICO:

Medidor: 117197-KRI-AB Factor de multiplicación: 1.00 Constante: 1.00
Recargo Pérdidas en Transformación: 0 %
Desde: 10/02/2011 Hasta: 14/03/2011 Días: 32 Tipo consumo: Leído

Descripción	LECTURAS			Unid.	Valores
	Actual	Anterior	Consumo		
Energía	76530.00	75918.00	612	Kwh	51.17
07h00-22h00				Kwh	0
22h00-07h00				Kwh	0
Reactiva				Kwhr	0
Demanda Cliente				KW	0
Maxima				KW	0
Maxima en pico				KW	0

VALOR FACTURABLE: 51.17
COMERCIALIZACION 1.41
SUBSIDIO SOLIDARIO 5.26
I.V.A. (0%) 0.00
TOTAL SERVICIO ELÉCTRICO (1): 57.84

Su ahorro por la Tarifa de la Dignidad es de 0.00



La Energía ya es de todos!

ORIGINAL - USUARIO



EMPRESA
ELÉCTRICA
QUITO S.A.

Av. 10 de Agosto E1-24 y Av. Las Casas. R.U.C. 1790053881001 / CONTRIBUYENTE ESPECIAL / RESOLUCIÓN No. 5368

Factura No. 001-006-001556585

Autorización SRI: 1109180705
Fecha de autorización: 25/01/2011
Válida hasta: 31/01/2012



No. de Control: 96794712-18
Valor a pagar: 58.19

Fecha de emisión 13/04/2011

Fecha de vencimiento 02/05/2011

INFORMACION DEL CONSUMIDOR:

SUMINISTRO: 967947 - 2 HARO HARO CELSO BOLIVAR

Cédula / R.U.C.: 170015639-9 13/04/2011
Dirección servicio: N26D TRAS 546 PB UGARTE Y SARAVIA PAMBACHUPA
Dirección notificación: Domicilio
Plan/Geocódigo: 24 30-26-030-8520
Parroquia - Cantón: SANTA PRISCA DISTRITO METROPOLITANO QUITO
Tarifa: Residencial (Baja Tension)

SUMINISTRO DEL SERVICIO ELÉCTRICO:

Medidor: 117197-KRI-AB Factor de multiplicación: 1.00 Constante: 1.00
Recargo Pérdidas en Transformación: 0 %
Desde: 14/03/2011 Hasta: 12/04/2011 Días: 29 Tipo consumo: Leído

Descripción	LECTURAS			Unid.	Valores
	Actual	Anterior	Consumo		
Energía	77033.00	76530.00	503	Kwh	41.47
07h00-22h00				Kwh	0
22h00-07h00				Kwh	0
Reactiva				Kwhr	0
Demanda Cliente				KW	0
Maxima				KW	0
Maxima en pico				KW	0

VALOR FACTURABLE: 41.47
COMERCIALIZACION 1.41
SUBSIDIO SOLIDARIO 4.29
I.V.A. (0%) 0.00
TOTAL SERVICIO ELÉCTRICO (1): 47.17

Su ahorro por la Tarifa de la Dignidad es de 0.00



La Energía ya es de todos!

ORIGINAL - USUARIO