

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**PROPUESTA PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE
A SER UTILIZADA COMO RESPALDO EN LA PLANTA DE
DISTRIBUCIÓN DE COMBUSTIBLES PARA LA ZONA OESTE DE
CARACAS**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central De Venezuela
por el Br. Barbeito R., Jorge D.
para optar al título de
Ingeniero Electricista

Caracas 2012

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

PROPUESTA PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE A SER UTILIZADA COMO RESPALDO EN LA PLANTA DE DISTRIBUCIÓN DE COMBUSTIBLES PARA LA ZONA OESTE DE CARACAS

Prof. Guía: Prof. Alexander Cepeda
Tutor Industrial: Ing. Francisco Arraíz

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Barbeito R., Jorge D.
para optar al título de
Ingeniero Electricista

Caracas 2012

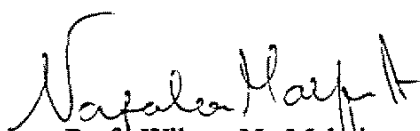
CONSTANCIA DE APROBACIÓN

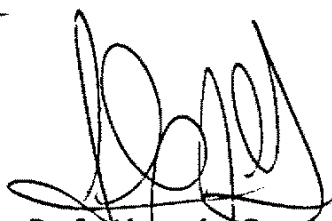
Caracas, 12 de noviembre de 2012

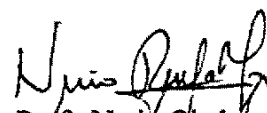
Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Eléctrica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Barbeito R., Jorge D., titulado:

**“PROPUESTA PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE A SER
UTILIZADA COMO RESPALDO EN LA PLANTA DE DISTRIBUCIÓN DE
COMBUSTIBLE PARA LA ZONA OESTE DE CARACAS”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Electricista en la mención Industrial, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.


Prof. Wilmer N. Malpica
Jurado


Prof. Alexander Cepeda
Prof. Guía


Prof. Nerio Ojeda
Jurado

DEDICATORIA

A Dios por brindarme esta vida llena de retos y guiarme por el camino del éxito.

A mi madre Maribel Roa que también fuiste padre, sin tu fuerza, amor, dedicación y entusiasmo no sería el hombre de hoy.

A mi esposa Carmen Casanova el amor de mi vida y mi gran compañera por el apoyo incondicional y sus palabras de aliento, sin ti este trabajo no sería posible.

A mi hermano Carlos Barreto por ser mi mejor amigo y convertirme en las ganas de salir adelante.

RECONOCIMIENTOS Y AGRADECIMIENTOS

Mi gratitud a Dios todopoderoso, gracias por estar siempre presente y llenarme de voluntad para salir adelante

Gracias a Carmen Casanova, Maribel Roa, Carlos Barreto, José Luis Sotillo, Francisco Arraíz, Saúl Blanco, Alexander Cepeda, y demás familiares y compañeros que no hace falta mencionarlos pues ellos saben quiénes son, gracias porque de una u otra forma ayudaron al desarrollo de esta tesis de grado.

Jorge D., Barbeito R.

**PROPUESTA PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA
RENOVABLE A SER UTILIZADA COMO RESPALDO EN LA
PLANTA DE DISTRIBUCIÓN DE COMBUSTIBLES
PARA LA ZONA OESTE DE CARACAS**

Profesor Guía: Alexander Cepeda. **Tutor Industrial:** Ing. Francisco Arraíz.
Tesis. Caracas U.C.V. **Facultad de Ingeniería.** Escuela de Ingeniería
Eléctrica. **Ingeniero Electricista 2012.** **Opción:** Industrial. **Institución:**
Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima. **97h + anexos**

Palabras claves: Estimación de demanda eléctrica; Energía solar fotovoltaica,
Energía eólica; Estimado de costo

Resumen: Se realizó un estudio de estimación de la demanda eléctrica de la futura planta de distribución de combustibles para la zona oeste de Caracas, se revisó las normas PDVSA las cuales fijan los criterios para el desarrollo de este objetivo, también se hizo uso del plano de Ubicación de Equipos (Plot Plan) considerado por el equipo del proyecto y la gerencia de ingeniería de PDVSA como base para utilizar los índices de estimación de la demanda propuestos en FONDONORMA 2009. Además se tomaron los datos proporcionados por los ingenieros mecánicos sobre el dimensionamiento de los motores que funcionarán con los actuadores y la instrumentación en general para el cálculo de la potencia de estos. Seguidamente se hizo un estimado de la energía con los datos obtenidos de la potencia, y con los datos meteorológicos se realizó la propuesta de generación de energía renovable siguiendo los lineamientos propuestos por el Std. IEEE 1013-2000, el Código Eléctrico Nacional, manuales y material de apoyo.

ÍNDICE

CONSTANCIA DE APROBACIÓN	¡Error! Marcador no definido.
DEDICATORIA	IV
RECONOCIMIENTOS Y AGRADECIMIENTOS	V
ÍNDICE	VII
ÍNDICE DE FIGURAS	XII
ÍNDICE DE TABLAS	XIII
INTRODUCCIÓN	14
CAPÍTULO I	16
CONCEPTUALIZACIÓN DEL PROYECTO	16
1.1 Planteamiento del Problema	16
1.2 Objetivo General	17
1.3 Objetivos Específicos	17
CAPÍTULO II	18
MARCO TEÓRICO	18
2.1 Energía Solar	18
2.2 Radiación Electromagnética	18
2.3 Horas Sol Pico	19
2.4 La Célula Solar Fotovoltaica	20
2.4.1 Definición y Funcionamiento	20
2.4.2 Circuito Equivalente de la Célula Solar Real	20
2.4.3 Parámetros de la Célula Solar y la Curva Característica I vs V ..	21
2.4.4 Influencia de la Temperatura en los parámetros básicos de una Célula	22
2.4.5 Tipos de Células Solares	23
2.5 Sistemas Fotovoltaicos	25
2.5.1 El Módulo Fotovoltaico y conexión de Células Fotovoltaicas	25
2.5.2 Parámetros del Módulo Fotovoltaico y la Curva Característica I vs V	27
2.6 Componentes de los Sistemas Fotovoltaicos	28

2.6.1	El Banco de Baterías o Acumuladores.....	28
2.6.2	El Controlador de Carga o Regulador.....	30
2.6.3	El Inversor	31
2.7	Tipos de Sistemas Solares Fotovoltaicos	31
2.7.1	Sistemas Autónomos:.....	31
2.7.2	Sistemas Conectados a la Red:	31
2.7.3	Sistemas Híbridos:	32
2.8	El Viento.....	34
2.8.1	Vientos Globales.....	34
2.8.2	Vientos de Superficie	35
2.9	Densidad Atmosférica Estándar	35
2.10	Ley de Betz	35
2.11	Potencia disponible en el Viento.....	35
2.12	Tipos de Aerogeneradores	36
2.13	Componentes de un Aerogenerador	37
2.14	Funcionamiento de un Aerogenerador.....	37
2.15	Ley de variación de velocidad con la altura.....	38
2.16	Mini Aerogenerador	40
2.17	Demanda.....	40
2.18	Carga Conectada	40
2.19	Cargas de Operación Continua.....	40
2.20	Cargas de Operación Intermitente	40
2.21	Cargas de Operación Variable.....	40
2.22	Factor de Carga	40
2.23	Factor de Demanda	41
2.24	Factor de Coincidencia	41
2.25	Demanda Máxima para 8 horas.....	41
2.26	Kilo Volt Ampere (kVA) de Operación Normal.....	41
2.27	Kilo Volt Ampere (kVA) de Operación Intermitente	41
2.28	Potencia al Freno de Diseño	41
2.29	Matriz Multi-criterio.....	41
2.30	Plot Plan	42

4.3 Irradiación Solar y Velocidad del Viento tomados del Aeropuerto Internacional de Maipuetía	67
4.4 Evaluación de la Tecnología Solar y Eólica	68
4.4.1 Evaluación Tecnológica de los Módulos Solares.....	68
4.4.2 Evaluación Tecnológica de Baterías.....	70
4.4.3 Evaluación Tecnológica de los Aerogeneradores.....	73
4.4.4 Evaluación Tecnológica del Inversor	75
4.5 Potencia del Inversor.....	77
4.6 Dimensionamiento del Banco de Baterías	79
4.6.1 Profundidad máxima de descarga permitida (MDOD):	79
4.6.2 Máxima profundidad de descarga diaria permitida (MDDOD):.	80
4.6.3 Máxima profundidad de descarga permitida al final de la vida de la baterías (EOL):	80
4.7 Capacidad Mayor del Banco de Baterías	81
4.8 Capacidad Nominal de Descarga de las Baterías	82
4.9 Tensión de Operación del Banco de Baterías y del Inversor.....	82
4.10 Cálculo de las Celdas que conforma el número de Baterías en Serie ..	83
.....	
4.11 Cálculo de las Celdas que conforma el número de Baterías en Paralelo.....	84
4.12 Número total de Baterías del Sistema.....	85
4.13 Capacidad Final del Banco de Baterías.....	85
4.14 Cálculo de la Corriente de Diseño.....	86
4.15 Cálculo del número de Módulos Fotovoltaicos	87
4.15.1 Módulos en paralelo.....	87
4.15.2 Módulos en serie.....	87
4.16 Cálculo de las Corrientes y las Tensiones del Arreglo Solar Fotovoltaico.....	88
4.16.1 Tensión Nominal del Arreglo:.....	88
4.16.2 Tensión de circuito abierto del Arreglo:	89
4.16.3 Corriente nominal del arreglo.....	89
4.16.4 Corriente de corto circuito del arreglo.....	89
4.17 Controlador de Carga	90
4.18 Ubicación de los Equipos en la Planta	91
4.19 Estimación de Costo de la Propuesta.....	92

CAPÍTULO V.....	95
CONCLUSIONES.....	95
RECOMENDACIONES.....	96
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	97
BIBLIOGRÁFIAS	98
ANEXOS	99

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Irradiancia vs horas solares en un día soleado	19
Figura 2 circuito equivalente de la célula solar	20
Figura 3 Característica tensión y corriente de una célula solar	22
Figura 4 característica I-V dependiendo de la irradiancia y la temperatura del módulo.....	23
Figura 5 De izquierda a derecha: Células de Silicio Monocristalino, Policristalino y Amorfo, respectivamente	24
Figura 6 conexiones de células y módulos fotovoltaicos	26
Figura 7 Componente del modulo solar fotovoltaico	27
Figura 8 Curvas para valores característicos de generadores fotovoltaicos .	28
Figura 9 Diagrama de bloques de un sistema conectado a la red.....	32
Figura 10 Diagrama de bloques de un sistema Autónomo	33
Figura 11 Diagrama de bloques de un sistema Híbrido	33
Figura 12 Diagrama de bloques de un sistema que puede trabajar como Autónomo, Híbrido y conectado a la red e interactivo	34
Figura 13 Esquema básico de un aerogenerador asíncrono	38

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Clases y longitudes de rugosidad del terreno	39
Tabla 2 Tipos y áreas de los diferentes edificios.....	60
Tabla 3 Número de tomas por cada edificación	61
Tabla 4 Índices de VA/ m ² recomendados por el CEN	61
Tabla 5 Toneladas de refrigeración según el tipo de edificación.	62
Tabla 6 Análisis de las cargas	63
Tabla 7 Análisis de las cargas	65
Tabla 8 Potencias y factor de potencia del sistema	66
Tabla 9 Radiación solar media mensual	67
Tabla 10 Velocidad media mensual escalada	67
Tabla 11 Matriz de evaluación de la. Potencia vs Área	68
Tabla 12 Matriz de evaluación de la Curva Característica I vs V	69
Tabla 13 Matriz de evaluación del número de certificaciones.....	69
Tabla 14 Matriz de evaluación del índice de protección	69
Tabla 15 Matriz de evaluación de la eficiencia.....	70
Tabla 16 Matriz económica comparación de precios	70
Tabla 17 Matriz Multi-criterio de evaluación de Módulos Solares.....	70
Tabla 18 Matriz de evaluación de componentes de las Baterías.....	71
Tabla 19 Matriz de evaluación Curva de Carga	71
Tabla 20 Matriz de evaluación Información Técnica	72
Tabla 21 Matriz de evaluación Capacidad de Energía.....	72
Tabla 22 Matriz económica comparación de precios	72
Tabla 23 Matriz Multi-criterio de evaluación de Baterías	73
Tabla 24 Matriz de evaluación Velocidad de Arranque.....	74
Tabla 25 Matriz de evaluación Voltaje de Salida.....	74
Tabla 26 Matriz de evaluación Curva de Potencia	75
Tabla 27 Matriz Multi-criterio de evaluación de Aerogeneradores.....	75
Tabla 28 Matriz de evaluación Potencia y Tensión	76
Tabla 29 Matriz de evaluación Información Técnica	76
Tabla 30 Matriz de evaluación Rango de Tensiones de Salida	76
Tabla 31 Matriz de evaluación Eficiencia.....	77
Tabla 32 Matriz de evaluación Frecuencia de Operación.....	77
Tabla 33 Matriz de evaluación tecnológica del inversor	77
Tabla 34 Área disponible en los techos de los edificios.....	91

INTRODUCCIÓN

En vista del reto que plantea el cambio climático, las energías renovables adquieren cada vez más protagonismo dentro de la sociedad actual. Al contrario que las fuentes de energías de combustibles fósiles, las energías renovables se basan en fuentes inagotables de energías. Estas fuentes de energías incluyen la energía eólica, la energía solar, la bioenergía, la energía hidráulica, y la geotérmica, además disponen del potencial necesario para sustituir poco a poco a las fuentes de energías de combustibles fósiles, para abastecer de energía a los seres humanos.

Gracias a su rendimiento, el cual varía entre unos pocos vatios y cientos de megavatios, las energías renovables se pueden adaptar además a cualquier tipo de servicio de energía. Y en una estrecha relación con la tecnología de punta, pueden contribuir a una mayor seguridad en el suministro de energía en una sociedad industrial moderna.

En Ciudad Caribia se construirá la planta de Distribución de Combustibles para la Zona Oeste de Caracas. Aprovechando el potencial de su ubicación geográfica, se realizó el estudio de dos (2) sistemas de energías renovables específicamente energía solar fotovoltaica y energía eólica, y se determinó que este sistema puede entrar en funcionamiento como contingencia del sistema de alimentación de energía principal y debe suministrar energía al 100% de las cargas y además pueda contribuir con el sistema eléctrico nacional en miras al ahorro de energía. Es importante indicar que el proyecto se encuentra en la fase de ingeniería conceptual, por lo tanto no se incorporó la demanda de la iluminación externa debido a que no se tuvo un plano de ubicación que representara estas áreas

Este volumen consta de 5 capítulos. En el capítulo I se llevó a cabo la conceptualización del proyecto a través del planteamiento del problema, lo que llevó a definir el objetivo general y los objetivos específicos, luego en el capítulo II (marco teórico) se definieron los conceptos por teorías de autores reconocidos

en la materia, así como el conjunto de planteamientos y proposiciones que nos permitieron llevar a cabo los análisis técnicos y definición de términos los cuales sirvieron de base teórica para la realización del presente trabajo. En el capítulo III se presenta el marco metodológico el cual dicta el plan para llevar a cabo la propuesta siguiendo el estudio de las distintas normas como Fondonorma, el Std. IEEE, las normas PDVSA entre otras, las cuales fueron el pilar para la definición de ecuaciones y métodos de cálculo para llevar a cabo la propuesta y el cumplimiento de los objetivos específicos. En el capítulo IV se presenta la propuesta tomando como base los cálculos obtenidos del estudio de la demanda de energía de la planta para posteriormente lograr el dimensionamiento del sistema solar fotovoltaico y finalmente realizar la estimación de costo. En el capítulo V se dan las conclusiones y recomendaciones del sistema estudiado.

CAPÍTULO I

CONCEPTUALIZACIÓN DEL PROYECTO

1.1 Planteamiento del Problema

Hoy día los proyectos en construcción y desarrollo para el sector público y privado que requieran alta demanda eléctrica, deben tener mecanismos de autogeneración para cubrir su demanda, es por ello que el ejecutivo nacional ha promulgado leyes en función de conservar los embalses los cuales son las principales fuentes de energía eléctrica del país.

Actualmente Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) a través de la filial Ingeniería y Construcción está desarrollando un proyecto que consiste en la distribución de combustibles para la Gran Caracas, debido a que esta distribución se realiza por medio de una planta ubicada en la Ciudad de Guatire. PDVSA desea abastecer de combustible la zona Oeste de la Gran Caracas a través de una planta que será ubicada en Ciudad Caribia, esta planta contará con un área destinada a edificios (administrativo, comedor, bomberos, servicios médicos, taller de mantenimiento, almacén, comando de Guardia Nacional, laboratorio, sala de control de operaciones, sub estación eléctrica y sanitarios/vestuarios).

La planta estará conformada por dos (2) áreas principales, la primera de ellas será el Patio de Tanques, la cual es una zona donde se ubicarán los tanques de almacenamiento de combustible, la segunda de ellas corresponde al Llenadero donde se realizará su distribución o despacho mediante camiones cisternas.

En tal sentido nace la necesidad de presentar el siguiente trabajo para proponer el uso de energías renovables a ser utilizada como respaldo en la Planta de Distribución de Combustible para la Zona Oeste de Caracas, aprovechando la superficie de la parte superior de las edificaciones para la energía solar en el Llenadero y el patio de tanques

1.2 Objetivo General

Elaborar una propuesta para la Generación de Energía Renovable a ser utilizada como respaldo en la Planta de Distribución de Combustible para la Zona Oeste de Caracas

1.3 Objetivos Específicos

- Estimar la demanda de las cargas eléctricas de la planta de distribución de combustibles.
- Recopilar información sobre la irradiación solar, velocidad y dirección del viento más cercano al sitio.
- Evaluar la tecnología solar y eólica adecuada así como la mejor ubicación de los equipos en la planta.
- Especificar el tipo de convertidor DC/AC, así como el sistema solar y eólico seleccionado para el sistema de respaldo.
- Realizar una estimación de costo de la propuesta.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Energía Solar

Es la energía obtenida mediante la captación de la luz y el calor emitidos por el sol

2.2 Radiación Electromagnética

Es una combinación de campos magnéticos y eléctricos oscilantes, que se propagan a través del espacio transportando energía de un lugar a otro, esta radiación puede manifestarse de diversas maneras tales como calor radiado, luz visible y rayos gamma [1]

- **Radiación directa**

Es la radiación recibida desde el sol sin que sufra desviación alguna a su paso a través de la atmosfera.

- **Radiación difusa**

Es la radiación solar que sufre cambios en su dirección, esto debido a la reflexión y difusión en la atmosfera.

- **Radicación del albedo**

Es la radiación que resulta de la reflexión debido al suelo u otras superficies, se considera despreciable en la mayoría de los suelos por la baja reflectividad excepto en la nieve.

- **Radiación solar global o total**

Es la suma de las tres componentes de radiación antes mencionada, es decir la suma de la componente directa, mas la difusa. mas la de albedo.

- **Potencial Energético de la Radiación Solar**

La energía solar pertenece al denominado grupo de las fuentes renovables de energía debido a su carácter de inagotable, podemos decir que la cantidad de energía solar que recibe una región durante un periodo de

tiempo es el potencial de energía solar, está claro que para poder obtener información del flujo de energía hay que medirla.

Afortunadamente Venezuela cuenta con organismos que realizan estas mediciones como la Fuerza Aérea Venezolana (FAV) y el Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología (INAMEH)

2.3 Horas Sol Pico

Es una unidad de medida de la irradiación solar y se define como el tiempo en horas de radiación global de 1000 W/m^2 , es importante resaltar que los fabricantes de módulos fotovoltaicos expresan sus valores eléctricos referidos a esta radiación global, por tanto para obtener el cálculo de la energía diaria que produce un módulo fotovoltaico solo basta con multiplicar la potencia nominal del módulo por el número de horas de sol pico de la región donde se instalará.

Que la radiación solar no sea constante a lo largo de un día, implica que la energía producida por los módulos fotovoltaicos tampoco lo será, a continuación se muestra un gráfico para ilustrar lo antes expuesto

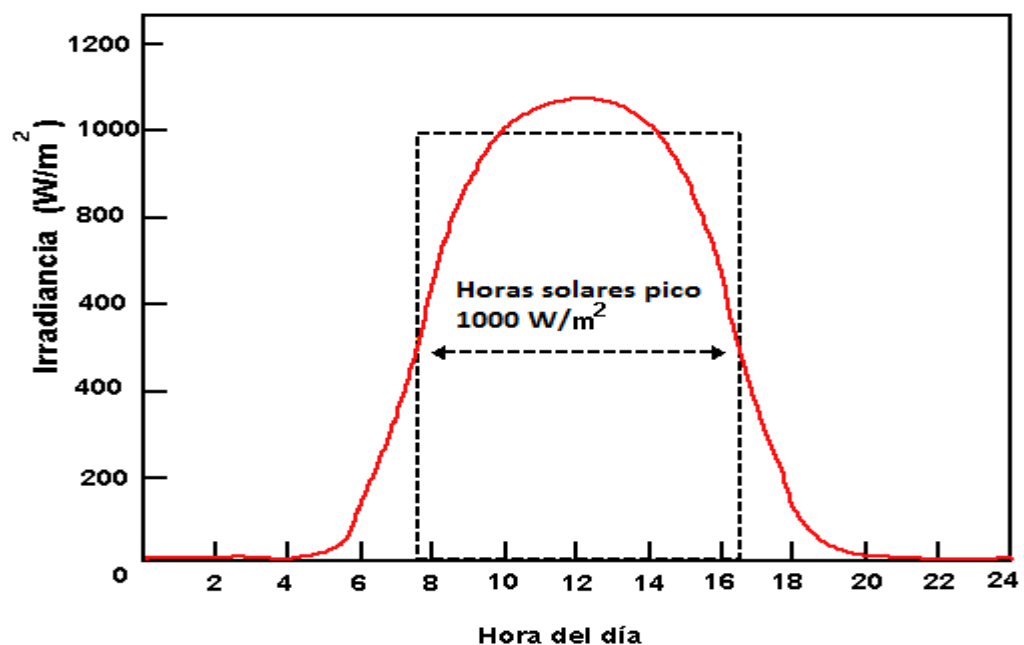


Figura 1 Irradiancia vs horas solares en un día soleado

2.4 La Célula Solar Fotovoltaica

2.4.1 Definición y Funcionamiento

La célula solar es un dispositivo capaz de convertir la luz proveniente del sol en energía eléctrica. Su principio de funcionamiento se basa en la capacidad de los fotones provenientes de la luz solar de transmitir su energía a los electrones de valencia de los materiales semiconductores, de manera que estos rompen su enlace que los tiene ligado a un átomo. Entonces el movimiento de los electrones en sentido opuesto genera una corriente eléctrica en el semiconductor. La cual puede circular por un circuito externo y liberar la energía cedida por los fotones.

El campo eléctrico necesario para que exista la corriente eléctrica se consigue con la unión de dos semiconductores diferentes: un semiconductor tipo P (positivo) y otro tipo N (negativo)

2.4.2 Circuito Equivalente de la Célula Solar Real

La célula solar puede ser representada de la manera siguiente

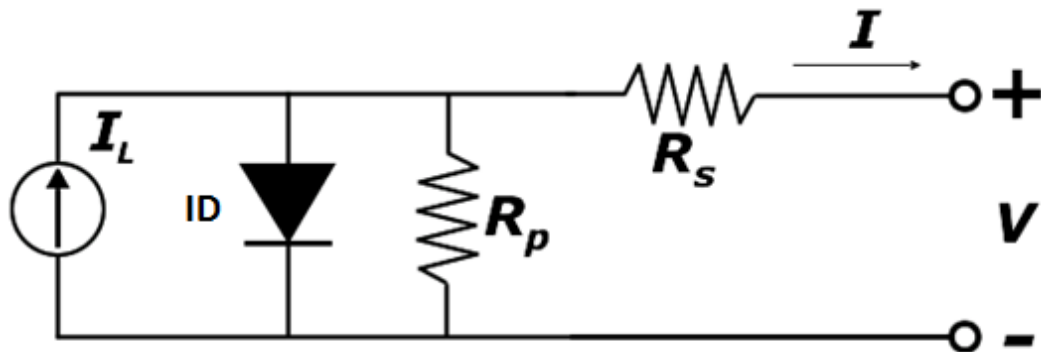


Figura 2 circuito equivalente de la célula solar

Donde:

I_L : Corriente generada por la incidencia de los fotones en la superficie de la célula solar (fotocorriente)

R_p : Resistencia en paralelo, ésta representa las pérdidas debido a imperfecciones de estructura de la célula (perdidas por fuga), en una célula ideal $R_p = \infty$

R_s : Resistencia serie, ésta representa las pérdidas debido a los contactos entre la celda y los terminales, en una célula ideal $R_s = 0$

V : Voltaje externo de la célula solar

ID: Corriente del diodo

Del circuito equivalente se obtiene la siguiente expresión que representa la corriente entregada por la célula solar

$$I = \frac{I_l - I_D - v/R_p}{1 + R_s/R_p} \quad (1)$$

2.4.3 Parámetros de la Célula Solar y la Curva Característica I vs V

- **Tensión de circuito abierto (Voc):**

Es el máximo valor de tensión que se obtiene en los extremos de la célula cuando no tiene carga conectada.

- **Corriente de corto circuito (Isc):**

Es el máximo valor de corriente que circula por una célula fotovoltaica cuando ésta está en cortocircuito en sus terminales.

- **Punto de máxima potencia (PM):**

Es el producto de tensión máxima e intensidad máxima para los que la potencia entregada a una carga es máxima.

- **Factor de forma (FF):**

Es el cociente de potencia máxima que se entrega a una carga entre la multiplicación de la tensión de circuito abierto y la intensidad de corto circuito, por tanto se define como la eficacia de una célula solar, a continuación se ilustra lo antes mencionado.

$$FF = \frac{I_M \cdot V_M}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \quad (2)$$

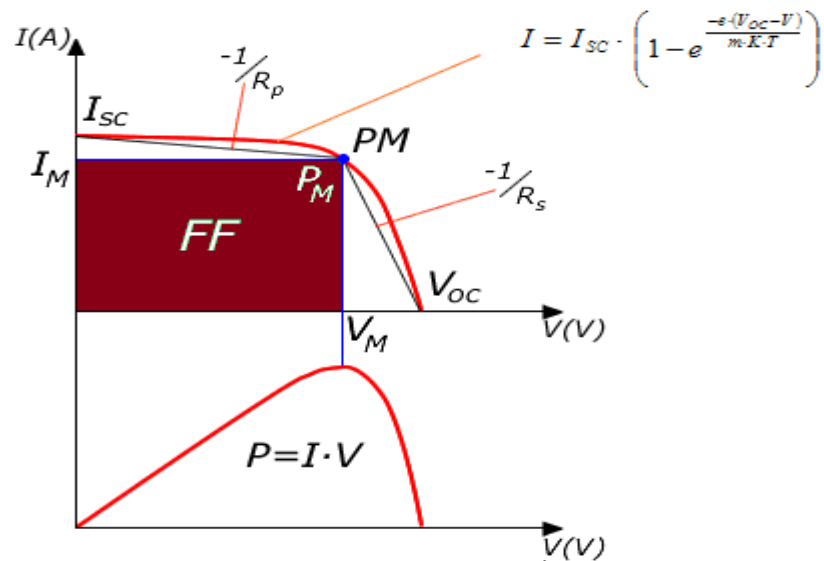


Figura 3 Característica tensión y corriente de una célula solar

- **Eficiencia de la célula solar (η):**

Es el cociente entre la máxima potencia eléctrica que se entrega a la carga (PM) y la potencia luminosa (PL) que incide sobre la superficie

$$\eta = \frac{PM}{PL} = \frac{V_M \cdot I_M}{PL} \quad (3)$$

- **Máxima transferencia de potencia:**

Uno de los teoremas de los circuitos eléctricos establece que para que haya una máxima transferencia de potencia entre un sistema que suministra energía y otro que la absorbe, la resistencia de Thévenin de ambos sistemas deben ser la misma.

2.4.4 Influencia de la Temperatura en los parámetros básicos de una Célula

Se entiende que las características eléctricas de una célula varían según los cambios de radiación y temperatura, por lo tanto al aumentar la temperatura de la célula empeora el funcionamiento de la misma, ya que

aumenta ligeramente la intensidad de cortocircuito disminuye la tensión de cortocircuito, el factor de forma disminuye y por lo tanto el rendimiento desmejora.

A continuación se muestra un gráfico donde se ilustra que al aumentar la temperatura o disminuir la radiación, la potencia máxima disminuirá, esta gráfica fue tomada de la hoja de datos del fabricante SUNPOWER específicamente el modelo E19/425 (ver Anexo 7.1)

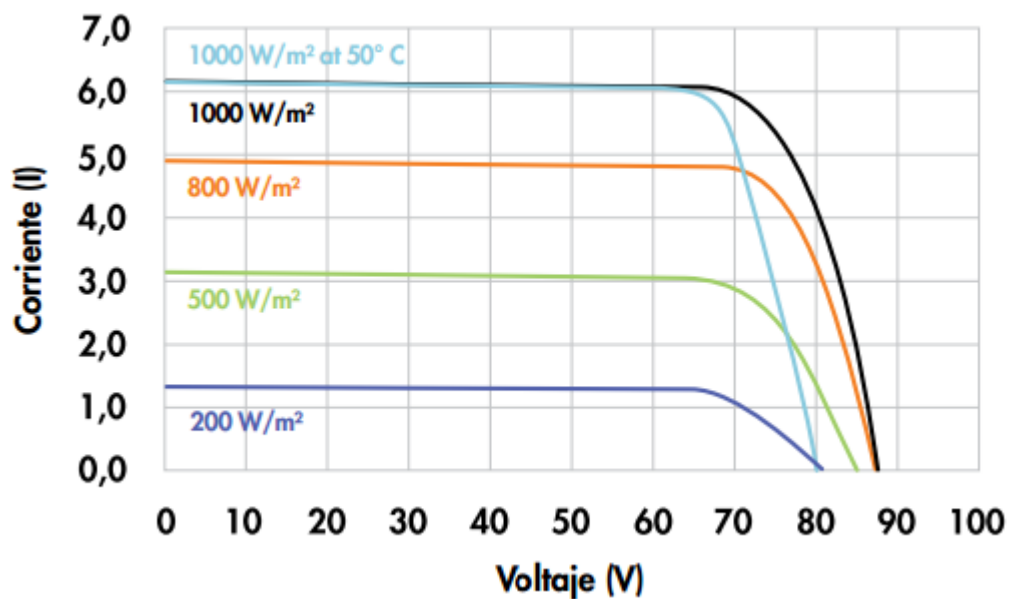


Figura 4 característica I-V dependiendo de la irradiancia y la temperatura del módulo

2.4.5 Tipos de Células Solares

La clasificación de las células solares se puede realizar según el tipo de material del cual están hechas, en este caso el más común es de Silicio, además de éste tenemos Arsenuro de Galio, Cobre Indio Diselenuro, y Teluro de Cadmio. Se definen a continuación las células de Silicio comúnmente utilizadas para la fabricación de los módulos fotovoltaicos.

- **Célula de Silicio Monocristalino:**

Son aquellas que se obtienen a partir de una barra cilíndrica de silicio, mediante el corte de delgadas obleas de aproximadamente un espesor de 200 a 400 μm de espesor, el rendimiento de este tipo de células está entre el 15% y 18% es difícil construirlas debido a

que la estructura atómica es muy organizada, lo cual aumenta su precio.

- **Célula de Silicio Policristalino:**

Son aquellas que se obtiene del cristal de Silicio fundido los cuales se colocan en moldes especiales, estas células tienen un espesor menor que las de Silicio Monocristalino, y también son más económicas, además su rendimiento es menor y oscila entre el 12% y el 15%

- **Célula de Silicio Amorfo:**

Son aquellas fabricadas mediante la deposición de capas muy delgadas de Silicio sobre un sustrato de vidrio o cerámica, su rendimiento es inferior al 10%, la estructura atómica es bastante desordenada, además que su fabricación es más sencilla, lo que la hace más baratas.

A continuación se representa a través de la figura 5 los tipos de células de Silicio

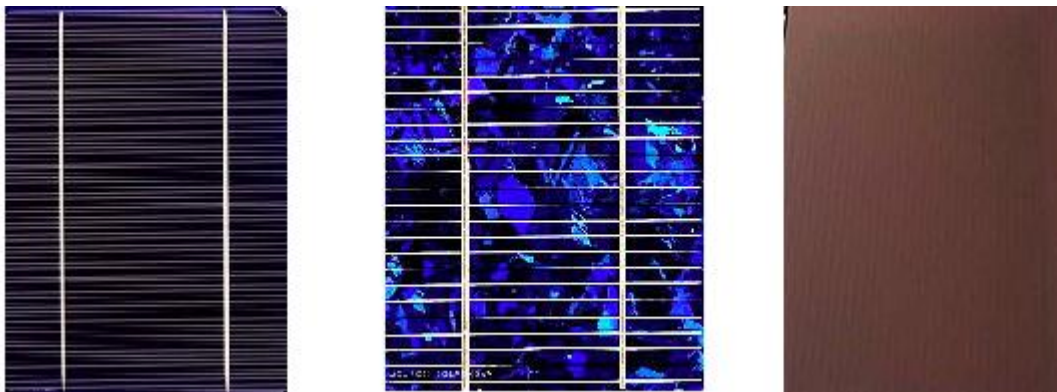


Figura 5 De izquierda a derecha: Células de Silicio Monocristalino, Policristalino y Amorfo, respectivamente

2.5 Sistemas Fotovoltaicos

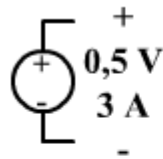
2.5.1 El Módulo Fotovoltaico y conexión de Células Fotovoltaicas

Es un conjunto de células conectadas eléctricamente entre sí, en paralelo, serie o ambos, para entregar mayores niveles de corriente y tensión y como consecuencia de potencia

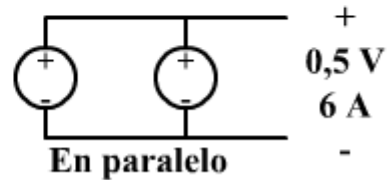
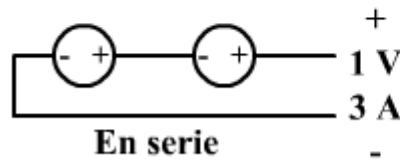
La tensión de una célula fotovoltaica típica está alrededor de 0.5 V, genera una radiación de 1 kW/m² a una temperatura de 24 °C una corriente entre 3 y 4 A y una potencia entre 1,5 y 2 Wp. Comúnmente los fabricantes hablan de módulos fotovoltaicos de 6, 12, 24 y 48 V cuya potencia puede estar desde unos pocos de vatios a 200 vatios.

A continuación se ilustra lo antes mencionado, haciendo una analogía con un sistema de baterías

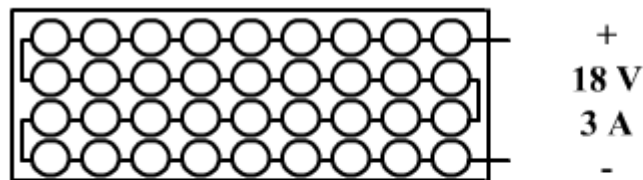
1 célula



2 células



36 células en serie = 1 módulo FV



4 módulos

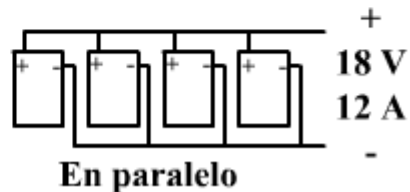
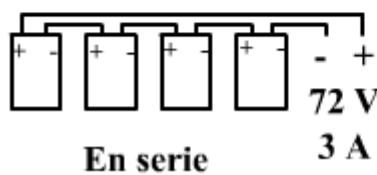


Figura 6 conexiones de células y módulos fotovoltaicos

En el caso que tengamos un arreglo de células en serie y alguna de ellas estuviese en sombra la misma se comportaría como una carga y generaría pérdidas al módulo, ya que dejaría de generar tensión y corriente y por ella estaría circulando una corriente debido a las demás células. Dependiendo del nivel de radiación las células bajo sombra pudieran recibir daños irreparables, si éstas se calientan mucho, esto es común notarlo cuando se conectan muchos módulos en serie, pero se resuelve colocando diodos de protección los cuales se encargaran de limitar esta corriente

A continuación se muestran los componentes de un módulo fotovoltaico

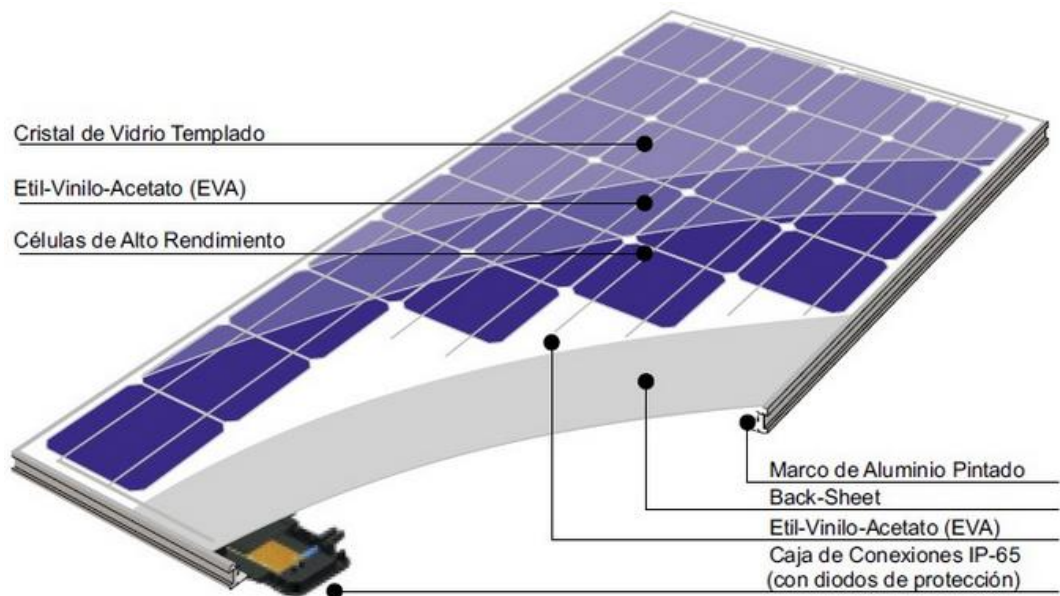


Figura 7 Componente del modulo solar fotovoltaico

2.5.2 Parámetros del Módulo Fotovoltaico y la Curva Característica I vs V

- **Tensión de máxima potencia (V_{mp}):**

Es el valor de tensión que se obtiene en los extremos del módulo cuando entrega la máxima potencia

- **Corriente de máxima potencia (I_{mp}):**

Es el valor de corriente que entrega el módulo a potencia máxima

- **Punto de potencia pico (P_p):**

Es la máxima potencia que el módulo es capaz de generar.

- **Tensión de circuito abierto (V_{oc}):**

Es el máximo valor de tensión que se obtiene en los extremos del módulo cuando no tiene carga conectada

- **Corriente de corto circuito (I_{sc}):**

Es el máximo valor de corriente que circula por el módulo cuando sus terminales están en cortocircuito.

Los módulos Fotovoltaicos poseen como característica principal la curva I-V siendo ésta igual en su forma a la curva de la célula fotovoltaica, esto sí y solo si las interconexiones entre las células del módulo se encuentran en buen estado, y correctamente montadas, conectadas e instaladas.

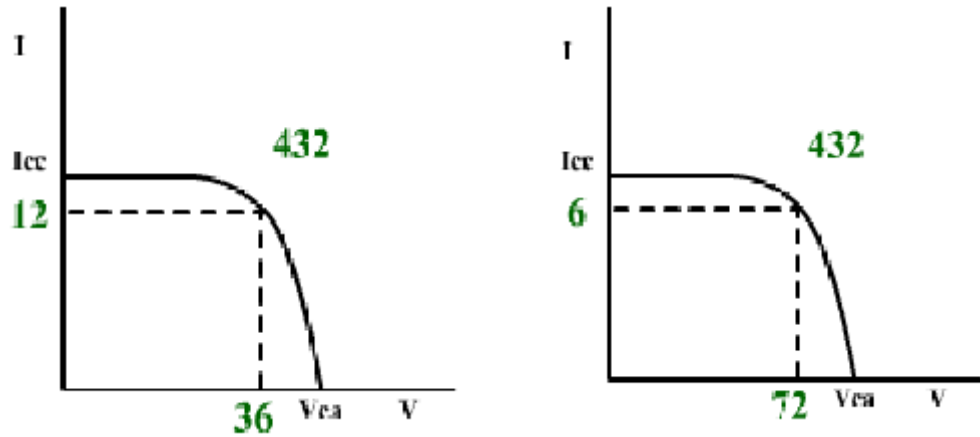


Figura 8 Curvas para valores característicos de generadores fotovoltaicos

2.6 Componentes de los Sistemas Fotovoltaicos

Como se explicó anteriormente los módulos fotovoltaicos resultan de la combinación de varias células fotovoltaicas, así entonces el arreglo de varios módulos dan como resultado el panel fotovoltaico

Se habla de arreglo fotovoltaico a la agrupación de varios paneles y además el arreglo “es un conjunto de módulos integrados en forma mecánica o paneles con una estructura o soporte y su fundación, seguidor de orientación y otros componentes, según se refiera, para construir una unidad de cc productora de energía”[3].

Los principales componentes para hacer uso de la energía aportada por los módulos fotovoltaicos son las baterías o acumuladores, controladores de carga o reguladores y los inversores.

2.6.1 El Banco de Baterías o Acumuladores

Es el dispositivo que tiene como función almacenar la electricidad FV generada y suministrarla a los equipos de uso cuando lo demanden. Normalmente ocurrirá que el ciclo de la demanda de la energía no coincide con la disponibilidad de energía generada por el panel fotovoltaico, por lo tanto es importante almacenar el excedente producido en el día para utilizarlo

por la noche, si se tiene suficiente capacidad de almacenamiento se puede utilizar inclusive por varios días

Es importante resaltar que una batería acoplada a un sistema FV tiene como ventaja imponer una fuente de voltaje casi constante entre el panel y la carga, esto implica que el panel operará con mayor eficiencia debido a que trabajará lo más cercano al punto de potencia máxima a distintos niveles de insolación.

Tres características fundamentales definen las baterías de acumulación: La cantidad de **energía que puede almacenar** dado en Vatios horas (Wh), La máxima **corriente que puede entregar** dado en Amper hora (Ah) y la **profundidad de descarga** que puede sostener dado en porcentaje (%).

En el mercado hay gran variedad de tipos de baterías que sirven para distintas aplicaciones fotovoltaicas tales como las baterías de plomo ácido, las de Níquel-Cadmio, las de Níquel-Hidruro, Níquel-Metálico, las de Polímeros de Litio, las de Ion de litio y las de Zinc, la más usada es la de plomo ácido, porque es de buena tecnología y porque brinda una relación coste/beneficio mucho mayor en comparación con otros modelos

Las baterías a su vez se clasifican en primarias y secundarias. Las primarias están diseñadas para usarse sólo una vez, debido a que se consumen todos los reactantes químicos en la descarga. Las secundarias son diseñadas para ser recargadas muchas veces aplicándoles energía eléctrica a sus terminales para invertir la reacción electroquímica.

Como necesidad de evitar descargas excesivas que perjudiquen la vida útil de la batería nacen los siguientes parámetros

- **P_{DMAX} :**

Máxima profundidad de descarga generalmente se encuentra entre 0,2 y 0,8 dependiendo del tipo de batería

- **C_U :**

Capacidad disponible

- **C_X :**

Capacidad nominal, la cual se refiere a la carga total que podría extraerse de la batería si no hubiese limitantes. Este parámetro se mide en Amperios-hora (Ah) y en condiciones estándar nos habla de cuantos amperios puede suministrar una batería en un número determinado de horas, hasta que la tensión en sus bornes alcance el valor del voltaje de corte

$$C_U = C_X \cdot P_{D_{MAX}} \quad (4)$$

- **Ciclos de vida:**

Este parámetro nos indica la cantidad de veces que es posible cargar completamente una batería durante su vida útil

- **Tensión nominal:**

Es el valor más estable que alcanza la batería en su proceso de descarga

- **Tensión de corte:**

Es el nivel de tensión que alcanza la batería cuando esta descargada.

- **Tensión de Carga:**

Es el valor de tensión que deben tener todas las baterías en el proceso de carga, este valor es superior a la tensión nominal con el fin de garantizar la reacción química en las baterías

2.6.2 El Controlador de Carga o Regulador

Es el dispositivo que tiene como finalidad producir el acople entre el panel, la batería y el inversor, para proteger la batería de los riesgos de sobrecarga y descarga profunda, regulando para ello la entrada de corriente proveniente del panel a la batería o la salida de la corriente de la batería a la carga. También sirve para impedir la eventual corriente que pueda fluir de la batería al módulo fotovoltaico en períodos con sombras

Existen varios tipos de reguladores entre los que caben destacar el tipo on/off que solo podrían conectar o desconectar el módulo fotovoltaico, el tipo PWM por sus siglas en ingles, la cual hace una modulación por ancho de pulso en la cual la batería es cargada mediante pulsos de distinta duración y frecuencia y también existe un tercer tipo que además de realizar este tipo de modulación monitorean a cada instante la radiación solar recibida y mantienen al sistema trabajando en el punto de máxima potencia.

2.6.3 El Inversor

Es el encargado de transformar la corriente directa (DC) en corriente alterna (AC), la función de los inversores en los sistemas FV es convertir el bajo voltaje de las baterías en el voltaje que es convencionalmente suministrado por la red eléctrica y que es requerido por los diferentes tipos de cargas. Los inversores utilizan diferentes tipos de conmutación para convertir la corriente directa en corriente alterna y subir los voltajes desde 12, 24, 48 VDC hasta 120 o 240 VAC o más, a 60 Hz.

La forma de onda que puede ser suministrado por los inversores es del tipo: Cuadrada pura la cual se encuentra en desuso, onda cuadrada modificada también conocida como (cuasi-sinusoidal) los cuales hacen uso de la modulación PWM para regular el valor eficaz de la onda de tensión, y los de onda sinusoidal pura los cuales utilizan la técnica conocida como modulación por anchura de pulso sinusoidal (SPWM) en la que la conmutación de los interruptores se realiza a una frecuencia elevada en cada semiperiodo, trayendo como consecuencia una frecuencia en las que los armónicos superiores aparecen muy alejadas de la fundamental, lo cual facilita su eliminación mediante un filtrado sencillo.

También existen inversores trifásicos los cuales están contruidos por tres inversores monofásicos cuyas ondas de salidas están desfasadas entre sí 120° y los inversores para conexión a la red los cuales incorporan en su topología un circuito de sincronización de fase entre su salida y la red eléctrica a la cual se conectan.

2.7 Tipos de Sistemas Solares Fotovoltaicos

Se pueden clasificar los sistemas fotovoltaicos en tres (3) tipos.

2.7.1 Sistemas Autónomos:

Son sistemas que suministran electricidad en sitios de difícil acceso donde por su ubicación las compañías eléctricas no pueden llegar, estos sistemas se dividen a su vez en **sistemas autónomos centralizados** los cuales cubren la demanda de varios usuarios o los **sistemas autónomos descentralizados** el cual cubre la demanda de un solo usuario. Los componentes básicos de estos sistemas son: generador fotovoltaico, acumuladores, controlador de carga e inversor.

2.7.2 Sistemas Conectados a la Red:

Son sistemas en los que la energía eléctrica producida por la instalación puede ser inyectada a la red de distribución de energía eléctrica en el caso de **sistemas interactivos** o simplemente usan la red eléctrica como cargador auxiliar de sus baterías pero no suministran energía a la red en el caso de **sistemas no interactivos**.

2.7.3 Sistemas Híbridos:

Son sistemas que tienen acoplados diferentes fuentes generadoras de electricidad además del sistema fotovoltaico, entre las diferentes fuentes tenemos los aerogeneradores y los generadores conformados por un motor alimentado por combustible.

A continuación se muestra en las siguientes figuras formadas por diagramas de bloques las diferentes representaciones de los tipos de sistemas solares fotovoltaicos. Éstas fueron tomadas del Estándar IEEE 1374.

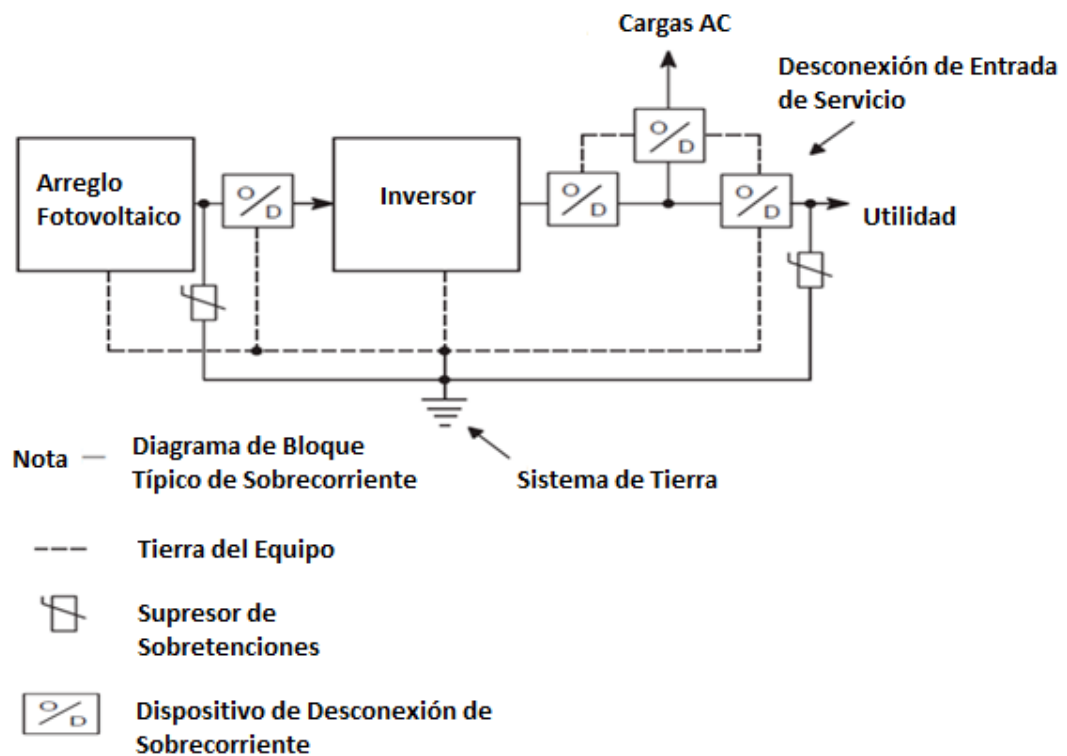


Figura 9 Diagrama de bloques de un sistema conectado a la red

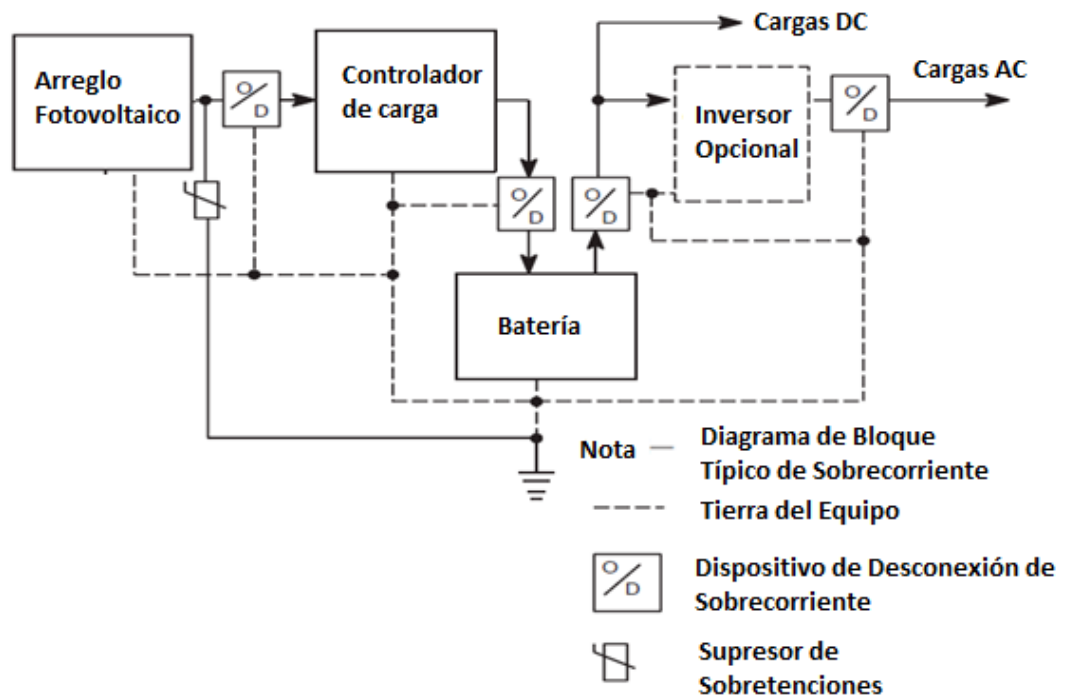


Figura 10 Diagrama de bloques de un sistema Autónomo

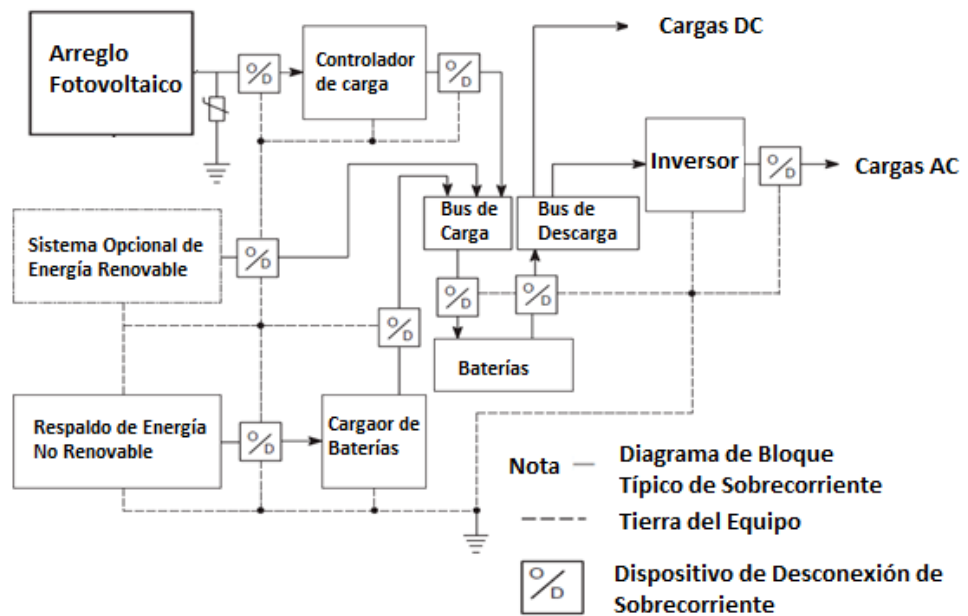


Figura 11 Diagrama de bloques de un sistema Híbrido

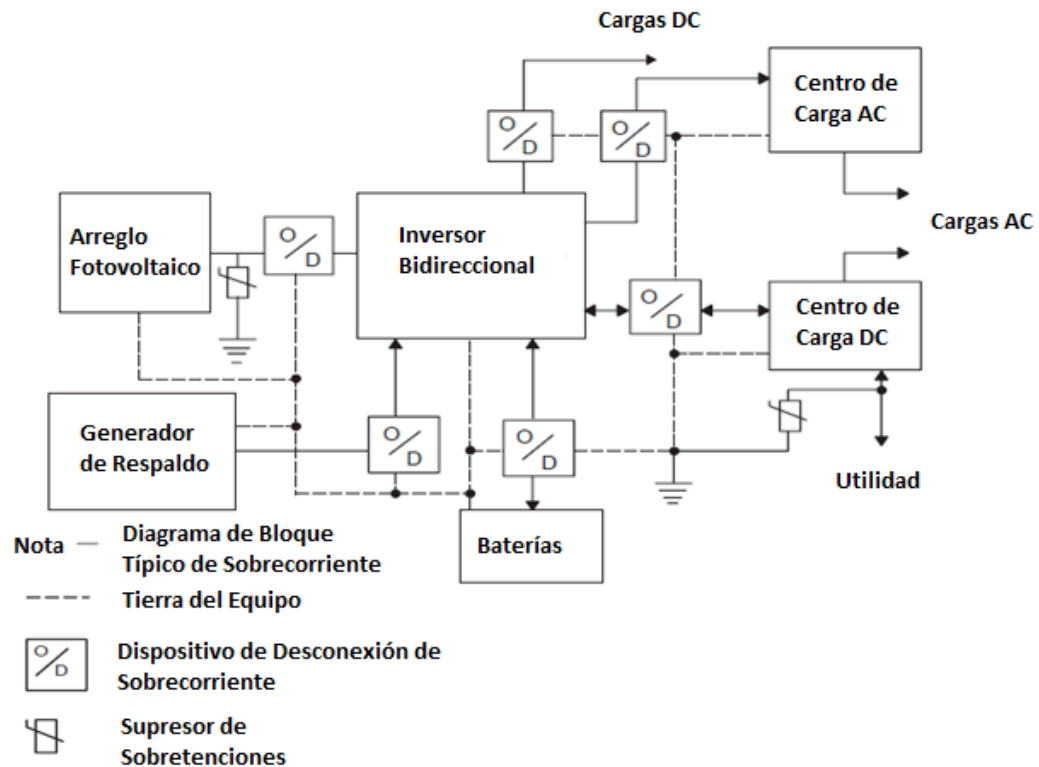


Figura 12 Diagrama de bloques de un sistema que puede trabajar como Autónomo, Híbrido y conectado a la red e interactivo

2.8 El Viento

Es el movimiento del aire que fluye respecto de la superficie de la tierra, generalmente es causado por las variaciones de temperaturas debido al calentamiento desigual de la superficie del globo terrestre, también es causado debido a la acción resultante de varias fuerzas como lo son: la fuerza de roce, la fuerza de gravedad y la rotación terrestre.

Existen dos tipos de circulación de aire en la atmosfera terrestre: La circulación de grandes masas o **vientos globales** y la circulación de pequeñas masas o **vientos de superficie**

2.8.1 Vientos Globales

Se originan debido a la radiación solar, la fuerza de Coriolis (es la consecuencia del movimiento de rotación terrestre) y por la diferencia de temperatura, además se obtienen las direcciones del viento dominante según su ubicación geográfica, estos vientos globales tienen lugar a partir de los 1000 m de altura así que son pocamente influenciados por las características que posea la superficie.

2.8.2 Vientos de Superficie

Se originan debido a las características del terreno como la rigurosidad, la presencia de obstáculos naturales y por las condiciones climáticas del sitio, tienen lugar hasta los 200 m. de los vientos superficiales más importantes tenemos los **vientos marinos** que tienen su origen en la diferencia de temperatura entre la superficie terrestre y la superficie marina y los **vientos de montaña** los cuales al calentarse las faldas de las montañas ocurre una corriente de aire que hace ésta suba durante el día y baje durante la noche.

2.9 Densidad Atmosférica Estándar

Es la usada a nivel mundial por los fabricantes y diseñadores de aerogeneradores y es por medio de ella que se realizan los cálculos para el diseño de la turbina y está definida en la Norma DIN ISO 2533 como una “Atmósfera normal” a la que a nivel del mar y con una temperatura de 15°C el aire seco posee una densidad de 1,225 Kg/m³

2.10 Ley de Betz

Fue desarrollada por el físico alemán Albert Betz en 1919 y publicada en su libro “Wind Energy” en 1926. El físico realizó investigaciones en el área de energía eólica y los aerogeneradores enunciando así una ley que dice: *“Sólo puede convertirse menos de 16/27 (59,3%) de energía cinética en energía mecánica usando un aerogenerador”*. El enunciado se puede aplicar a cualquier aerogenerador moderno en forma de disco. Por tal motivo la potencia generada por una máquina eólica se verá afectada por un coeficiente $C_B = 0,59$.

2.11 Potencia disponible en el Viento

La potencia disponible en el viento y que puede ser convertida en potencia eléctrica por un aerogenerador viene representada por la siguiente ecuación

$$P_{eólica} = \frac{1}{8} \cdot \rho \cdot \pi \cdot D^2 \cdot v^3 \cdot C_B \cdot \eta_{mec} \cdot \eta_{Elec} \quad (5)$$

Donde:

$P_{eólica}$: Potencia Eléctrica producida por un generador eólico [W]

ρ : densidad del aire [kg/m³]

π : constante [3,14159]

D : Diámetro de las palas del aerogenerador

v : velocidad del viento [m/s]

C_B : Coeficiente de Bertz

η_{mec} : Eficiencia mecánica

η_{Elec} : Eficiencia Eléctrica

2.12 Tipos de Aerogeneradores

Los aerogeneradores pueden clasificarse de varias formas, según la disposición de su eje y según el tipo de generador interno.

- **Aerogeneradores de eje vertical:**

Son máquinas que poseen su eje de forma vertical y sus palas giran en un plano horizontal.

- **Aerogeneradores de eje horizontal**

Son máquinas que poseen su eje horizontal paralelo al suelo y a la dirección del viento, son las más populares a nivel mundial debido a su uso en la aplicación de generación de electricidad.

- **Aerogenerador sincrónico**

Están basados en un régimen de velocidad bastante constante para poder suministrar energía a frecuencia constante, adicionalmente las máquinas sincrónicas suelen ser costosas porque en su diseño solo pueden tener una cantidad fija de polos formados por electroimanes alimentados con tensión DC.

- **Aerogenerador asíncrono**

Se encuentran del tipo de jaula de ardilla y los de tipo de rotor bobinado, los cuales admiten un ligero deslizamiento de velocidad respecto a la de sincronismo, son de fácil conexión a la red y son de bajo costo.

2.13 Componentes de un Aerogenerador

- **Palas**

Son el elemento fundamental que capta la energía del viento, mediante la acción de las fuerzas aerodinámicas.

- **Góndola**

Es el elemento donde se encuentran alojados el generador eléctrico, la caja de cambios o multiplicador y los mecanismos de control.

- **Torre**

Es el elemento que soporta la góndola y suele tener una altura aproximadamente igual al diámetro del rotor

- **El Buje**

Es el elemento que une las palas de rotor con el eje de la góndola.

- **Multiplicador o Caja de engranaje:**

La velocidad de giro de las palas del aerogenerador están en un rango entre 15 rpm y 50 rpm dependiendo del fabricante, esta velocidad no es suficiente para generar potencia a una frecuencia de 60 Hz debido a que se necesitaría alrededor de 100 pares de polos lo que haría la máquina costosa y pesada. Para resolver esta situación se coloca una caja multiplicadora de velocidad, donde el lado primario se mueve a bajo velocidad pero con alto par y el lado secundario se mueve con alta velocidad con bajo par.

- **Dispositivos de Orientación:**

Es sabido que la dirección y la velocidad del viento son fenómenos estadísticos, por esta razón es necesario orientar la góndola en posición más favorable al viento de modo que se aproveche la mayor cantidad de energía cinética.

2.14 Funcionamiento de un Aerogenerador

La velocidad del viento hace girar las palas convirtiendo al energía cinética en energía mecánica, haciendo girar el eje del rotor a baja velocidad, este eje va

acoplado a una caja multiplicadora que transforma la potencia mecánica incrementando la velocidad y disminuyendo el par, esta potencia es transmitida al eje del generador eléctrico

A continuación se presenta un esquema de un aerogenerador asíncrono de eje horizontal

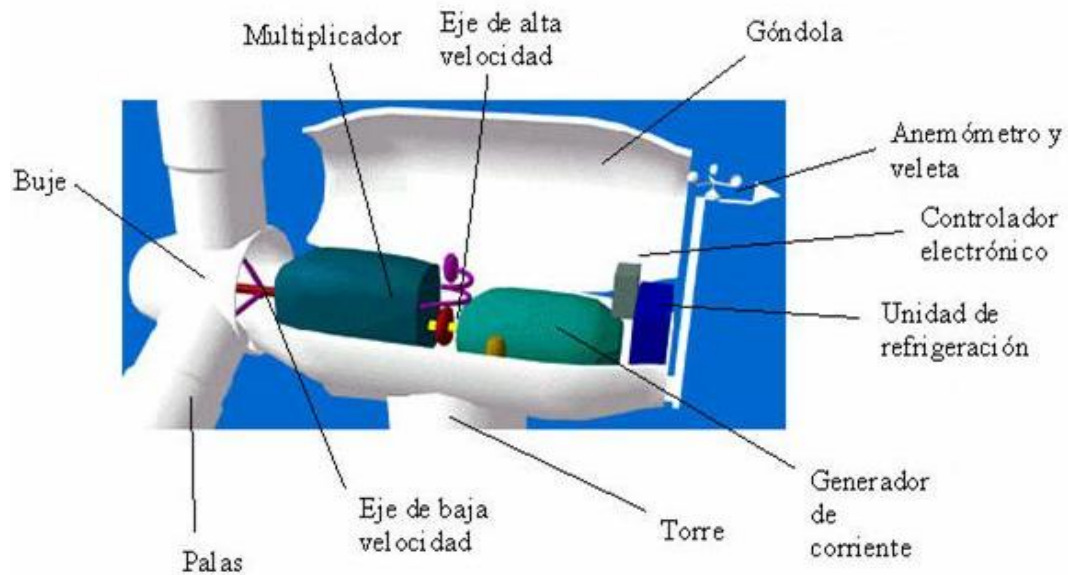


Figura 13 Esquema básico de un aerogenerador asíncrono

2.15 Ley de variación de velocidad con la altura

La velocidad del viento varía con respecto a la altura indicando que a mayor distancia de la superficie terrestre mayor será la velocidad del viento, siendo afectada por los obstáculos y la orografía del terreno donde se haga la medición. Según las normas de la Organización Meteorológica Mundial (OMM) el instrumento por regla general se coloca a 10 m del suelo obteniendo así siempre una altura de referencia, además la rugosidad del terreno jugará un papel importante en torno a la velocidad y dirección del viento.

La ecuación que rige esta Ley se muestra a continuación

$$vh = v_{ref} \cdot \frac{\ln \frac{h}{Ro}}{\ln \frac{h_{ref}}{Ro}} \quad (6)$$

Donde:

vh : Velocidad del viento desconocida a la altura destino [m/s]

v_{ref} : Velocidad correspondiente a la altura de referencia [m/s]

h : Altura destino correspondiente a la velocidad vh [m]

h_{ref} : Es la altura de referencia donde se hace la medición de velocidad [m]

Ro : Parámetro que corresponde a la longitud de la rugosidad [m]

Se muestra a continuación los valores de longitud de rugosidad, la clase y el tipo de paisaje o terreno

Tabla 1 Clases y longitudes de rugosidad del terreno

Clase de Rugosidad	Longitud de Rugosidad [m]	Tipo de Paisaje
0	0,0002	Superficie del agua.
0,5	0,0024	Terreno plano completamente abierto con una superficie lisa, por ejemplo, pistas de hormigón en los aeropuertos, césped cortado, etc.
1	0,03	Area agrícola abierta sin cercados ni setos y con edificios muy dispersos. Solo colinas suavemente redondeadas.
1,5	0,055	Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 1250 m.
2	0,1	Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 500 m.
2,5	0,2	Terreno agrícola con muchas casas, arbustos y plantas, o setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 250 m.
3	0,4	Pueblos, ciudades pequeñas, terreno agrícola, con muchos o altos setos resguardantes, bosques y terreno accidentado y muy desigual.
3,5	0,8	Ciudades más grandes con edificios altos.
4	1,6	Ciudades muy grandes con edificios altos y rascacielos.

2.16 Mini Aerogenerador

Según la norma IEC- 61400-2 los pequeños aerogeneradores son aquellos cuya área de barrido es inferior a 200 m², lo cual no lleva a equipos aproximadamente de 50 kW de potencia nominal.

2.17 Demanda

Se define como la carga promedio que puede ocurrir en un periodo de tiempo determinado, para nuestro caso se asume ocho horas. [4]

2.18 Carga Conectada

Es el valor nominal o suma de los valores nominales en VA de cada equipo, excluyendo reservas [5]

2.19 Cargas de Operación Continua

Son aquellas que operan a demanda máxima durante todo el período de tiempo evaluado en nuestro caso será de (8 h) [5]

2.20 Cargas de Operación Intermitente

Son aquellas que operan a demanda máxima por cortos períodos de tiempo y varias veces durante todo el período de tiempo evaluado, como las bombas [5]

2.21 Cargas de Operación Variable

Son aquellas que operan de forma alternada durante todo el período de tiempo evaluado (8 h) entre su demanda máxima y mínima tal como las unidades condensadoras de aire [5]

2.22 Factor de Carga

Es la relación entre la carga promedio para un determinado período de tiempo y la carga pico ocurrida durante ese período [5]

2.23 Factor de Demanda

Es la relación entre la demanda de un sistema o parte de un sistema y la carga total conectada del sistema o parte del sistema en consideración. [5]

2.24 Factor de Coincidencia

Es la relación de la carga pico de un sistema y la suma de cargas picos individuales [6]

2.25 Demanda Máxima para 8 horas

Se define como la carga promedio más alta que puede ocurrir por un período de 8 horas [5]

2.26 Kilo Volt Ampere (kVA) de Operación Normal

Representa el grupo de cargas continuas en operación normal la información que se coloca son los kVA al freno de diseño el cual se considera igual a la potencia al freno de diseño. [5]

2.27 Kilo Volt Ampere (kVA) de Operación Intermitente

Representa el grupo de cargas discontinuas de motores en operación normal y para cargas que no son motores tales como iluminación, aire acondicionado, térmico eléctrico, instrumentación, válvulas motorizadas y otras similares [5]

2.28 Potencia al Freno de Diseño

Es la potencia que el equipo accionado requiere en el eje del motor. [5]

2.29 Matriz Multi-criterio

Es una herramienta que contiene los criterios preliminares de selección a los cuales se les asigna un peso para la toma de decisión de acuerdo a la importancia para el proyecto

2.30 Plot Plan

Es también conocido como plano del sitio en donde se muestra a través de un dibujo a escala definida edificios, carreteras, disposición de equipos, áreas comunes, estacionamientos, entre otras construcciones permitiendo la visualización del proyecto.

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 Estimación de la Demanda

Para la realización de la estimación de la demanda se tomó como base la guía de diseño PDVSA 90619.1.050 “Análisis de cargas” que fundamentalmente consiste en agrupar las cargas según su régimen de operación y determinación de la demanda máxima para 8 horas.

Las cargas se clasificaron según el tipo de operación en cargas continuas, intermitentes y de reserva, así como lo establece en la guía PDVSA 90619.1.050.

Se realizó una tabla de 6 columnas básicas las cuales indican la identificación de la carga, el factor de operación, el factor de carga y el factor de potencia de las mismas y además del tipo de carga explicadas anteriormente que son cargas continuas (normal) e intermitentes.

El factor de operación se calculó dividiendo el período de tiempo de operación real, entre el tiempo total correspondiente a ese período, lo que quiere decir que si tenemos un motor que funciona solamente X horas durante un período total de Y horas tendrá un factor de operación igual a

$$F_o = \frac{x}{y} \quad (7)$$

El factor de operación se aplicó a cargas intermitentes de motores y fue hecho considerando un período de tiempo de 8 horas, también para las cargas de toma corrientes a las cuales se les aplicó un factor de operación de 0,5 y finalmente a las cargas de iluminación un factor de 1. Estos valores son tomados de la norma antes mencionada, además son factores previstos en la sección 220 del CEN

El factor de carga se calcula dividiendo la demanda promedio durante 8 horas y la demanda pico máxima, además se toma como premisa de cálculo para equipos de aire acondicionado un factor de carga de FC=0,75

El factor de potencia para las cargas estáticas de iluminación es de 0,9 en atraso, para el resto de las cargas eléctricas se estimó mayor a 0,75. Para el caso de

motores, el factor de potencia se tomó de los datos de los fabricantes. Estos datos fueron suministrados por la disciplina de mecánica e instrumentación.

KVA de Operación Normal: “Esta columna aplica a cargas continuas en operación normal. La información a colocar es el valor de KVA al freno de diseño el cual se considera igual a la potencia al freno de diseño. Valores correspondientes a motores de operación continua y cargas que no son motores, no deberán colocarse en esta columna” [5].

KVA de Operación Intermitente: “Esta columna se usará para cargas discontinuas de motores en operación normal y para cargas que no son motores tales como: iluminación, aire acondicionado, térmico eléctrico, instrumentación, válvulas motorizadas y otras similares. El valor de kVA para las cargas de motores será determinada calculando los kVA al freno de diseño correspondiente a la condición normal de operación y luego multiplicándolo por el factor de operación”. [5]

La estimación de demanda de iluminación y tomacorrientes de los diferentes edificios (administrativo, caseta de vigilancia, caseta de la Guardia Nacional, caseta de control, almacén, taller, comando de la Guardia Nacional, bomberos y comedor) se realizó utilizando los índices de VA/m² expresados en la tabla 220.3 (A) del CEN, y además siguiendo los planos suministrados por la disciplina de ingeniería civil los cuales permitieron la facilidad de estos cálculos.

La capacidad de los equipos de aire acondicionado de los diferentes edificios (administrativo, caseta de vigilancia, caseta de la Guardia Nacional, caseta de control, almacén, taller, comando de la Guardia Nacional, bomberos y comedor) se estimó considerando un factor de 20 m² por tonelada de refrigeración, índice recomendado por el fabricante Carrier para ambientes de oficinas y su carga eléctrica tomada de los datos del fabricante. [15]

La estimación de la demanda de motores, equipos de instrumentación y telecomunicaciones se realizó tomando el listado de equipos suministrado por las diferentes disciplinas de instrumentación y mecánica.

3.2 Recopilación información Irradiación Solar, Velocidad y Dirección

La información correspondiente a la irradiación Solar, velocidad y dirección del viento fue obtenida por medio de la Fuerza Aérea Venezolana través del Servicio de Meteorología de la Aviación de la ciudad de Maracay Edo. Aragua y del programa RETSCREEN, software gratuito basado en una hoja de cálculo de Excel que posee una base de datos con los parámetros climáticos y productos relacionados con los paneles solares. [16]

3.3 Evaluación de la Tecnología Solar y Eólica

La tecnología solar y eólica se evaluó a través de una matriz multi-criterio siguiendo el manual de procedimientos PDVSA, SCIP MP G 08 P **Selección de Tecnologías**, el cual tiene como propósito establecer el procedimiento a seguir para la evaluación y selección de tecnología que mejor se adapte a los requerimientos de un proyecto de inversión de capital de la corporación, con el fin de asegurar su máxima rentabilidad, reducir riesgos tecnológicos e impactos negativos al medio ambiente, los pesos correspondientes de los ítems que forman esta matriz fueron asignados a través de una mesa de trabajo con el personal de PDVSA y el personal de una consultora de nombre ASINCRO C.A. Esta matriz consiste básicamente en información técnica y económica asociada al sistema solar fotovoltaico y eólico.

3.4 Especificar el Sistema Solar Fotovoltaico seleccionado para el Sistema de Respaldo.

Para especificar el sistema solar fotovoltaico es importante conocer la demanda energética a cubrir, la disponibilidad del recurso y el capital con el que se dispone. Existen diferentes métodos para especificar el sistema solar fotovoltaico entre los cuales tenemos: El método de los **requerimientos energéticos** (demanda) **superficie máxima disponible** (capacidad), **la radiación solar disponible** (disponibilidad del recurso) entre otros. Para este trabajo especial de grado los criterios utilizados se basaron en la estimación de la demanda y la radiación solar disponible considerando las horas de sol pico del lugar.

La especificación del sistema consistió en hallar la potencia del inversor el dimensionamiento del banco de baterías, la corriente de diseño, el número de módulos fotovoltaicos, y finalmente los controladores de carga.

3.4.1 Potencia del Inversor

El inversor debe ser capaz de entregar la potencia nominal de forma continuada, además debe asegurar la correcta operación de todo el margen de tensiones de entradas permitidas por el sistema, como lo son las tensiones de Windows los cuales son los valores de tensiones de trabajo máximas y mínimas que entrega el banco de batería en sus terminales a la carga conectada, es preciso aclarar que la carga no está directamente conectada

Se trabajó un inversor con control PWM sinusoidal que cumpliera los márgenes de potencia a la salida requeridos para luego de ahí partir a la conformación requerida por la entrada del inversor (la tensión de entrada del sistema) y así ajustar el número de baterías. La siguiente expresión nos permitió calcular la potencia del inversor

$$S_{INV} = \frac{P_{CARGA} \cdot F_{COIN}}{\eta_{INV}} \quad (8)$$

Donde:

S_{INV} : Es la potencia que se requiere del inversor [kVA]

P_{CARGA} : Es la potencia demandada [W]

F_{COIN} : Factor de coincidencia de las cargas

η_{INV} : Eficiencia del inversor

3.4.2 Especificación del Banco de Baterías

Según la norma IEEE en el capítulo 10 en la sección 6 se indican los pasos a seguir y lo necesario para obtener la especificación del banco de baterías, mediante la profundidad máxima permitida de descarga (MDOD), en tanto por ciento, la profundidad máxima diaria admisible de descarga (MDDOD), en tanto por ciento y la máxima profundidad de descarga al final de su vida (EOL) en tanto por ciento

3.4.2.1 La profundidad máxima de descarga permitida (MDOD):

Se refiere a la capacidad que tienen el banco de baterías de entregar energía el cual cede al final de los días de autonomía, la capacidad del banco de baterías viene representada por la siguiente ecuación

$$C_{MDOD} = \frac{F_T \cdot F_{DID} \cdot \text{Demanda de energía diaria} \cdot \text{Días de autonomía}}{M_{DOD}} \cdot 100 \quad (9)$$

Donde:

C_{MDOD} : Es la capacidad requerida por el banco de baterías [Ah]

M_{DOD} : Profundidad máxima de descarga permitida [%]

$D_{\text{ías de autonomia}}$: Días de autonomía del sistema

F_T : Factor de corrección de temperatura (temperatura que la batería se requiere para soportar la carga, ajustes de temperaturas superiores a 25 ° C no se hace típicamente)

F_{DID} : Factor de margen de diseño, para tener un una holgura si hay un aumento de la demanda

3.4.2.2 La profundidad máxima diaria de descarga permitida (MDDOD):

Se refiere a la capacidad que tiene el banco de baterías de entregar energía diariamente, la capacidad del banco de baterías viene dado por la siguiente ecuación

$$C_{MDDOD} = \frac{F_T \cdot F_{DID} \cdot \text{Demanda de energía diaria.}}{M_{DOD}} \cdot 100 \quad (10)$$

C_{MDDOD} : Es la capacidad requerida por el banco de baterías [Ah]

M_{DOD} : Profundidad máxima de descarga diaria permitida [%]

3.4.2.3 La profundidad máxima de descarga permitida al final de su vida útil (EOL):

Se refiere a la capacidad que tiene el banco de baterías de entregar energía al final de los días de autonomía sin que éste sufra daño, la capacidad del banco de baterías viene dado por la siguiente ecuación

$$C_{EOL} = \frac{F_T \cdot F_{DID} \cdot \text{Demanda de energía diaria} \cdot D_{\text{ías de autonomia}}}{E_{OL}} \cdot 100 \quad (11)$$

C_{EOL} : Es la capacidad requerida por el banco de baterías [Ah]

E_{OL} : Profundidad máxima de descarga permitida al final de la vida útil de la batería [%]

Una vez obtenidos los valores de las capacidades calculadas de los diferentes métodos, se obtendrá la batería con mayor capacidad siendo esta la condición, crítica, la siguiente expresión muestra lo descrito anteriormente

$$C_{MAYOR} = Mayor\{C_{MDOD}, C_{MDDOD}, C_{EOL}\}. \quad (12)$$

Es importante resaltar que todos los ajustes de temperaturas superiores a 25 ° C no se hacen típicamente, según la IEEE std 1023-2000 en su sección 10, por lo tanto en los futuros cálculos el factor de temperatura se consideró como 1, además la norma recomienda el valor comúnmente asignado al EOL de 80% en su sección 7.3.1

3.4.2.4 Tensión de operación del banco de baterías:

Dentro del comportamiento del banco de baterías existe un (1) rango de funcionamiento de tensiones, conocidos también como Voltage Windows, al banco de baterías por lo tanto se tomó como tensiones de trabajo máximas y mínimas las del inversor y las de las baterías. Las expresiones siguientes muestran el voltaje máximo y mínimo del sistema que no es otra cosa más que la comparación de las tensiones de las baterías y las del inversor

$$V_{MÁX} = Mayor\{V_{MÁX\ INV}, V_{Nominal\ BAT}\}. \quad (13)$$

$$V_{MÍN} = Menor\{V_{MIN\ INV}, V_{CORTE}\}. \quad (14)$$

Donde:

$V_{MÁX}$: Es la tensión máxima de trabajo del banco de baterías [V]

$V_{MÍN}$: Es la tensión mínima de trabajo del banco de baterías [V]

$V_{MIN\ INV}$: Es la tensión mínima de trabajo del inversor [V]
(suministrado por el fabricante)

$V_{M\acute{A}X\ INV}$: Es la tensi3n m3nima de trabajo del inversor [V] (suministrado por el fabricante)

V_{CORTE} : Es la tensi3n de corte de las bater3as [V] (suministrado por el fabricante)

$V_{CARGA\ BAT}$: Es la tensi3n de carga de las bater3as [V] (suministrado por el fabricante)

3.4.2.5 Celdas conectadas en serie:

Es el n3mero de celdas conectadas en serie que conforman la bater3a y su valor se obtiene por la siguiente ecuaci3n

$$C_{ELDAS\ SERIE} = Redondear\ Abajo\ \left\{ \frac{V_{M\acute{A}X}}{V_{Nominal\ BAT}} \right\}. \quad (15)$$

3.4.2.6 Celdas conectadas en paralelo:

Es el n3mero de celdas conectadas en paralelo que conforman la bater3a y su valor se obtiene por la siguiente ecuaci3n.

$$C_{ELDAS\ PARALELO} = Redondear\ Arriba\ \left\{ \frac{C_{MAYOR}}{C_{Nominal\ BAT}} \right\}. \quad (16)$$

Luego de obtener el valor de las celdas se compar3 con los datos del fabricante para as3 obtener el arreglo comercial de las bater3as paralelo y las bater3as serie

Finalmente se obtuvo el n3mero de bater3as total mediante la siguiente expresi3n

$$N_{BATERIAS} = C_{ELDAS\ PARALELO} \cdot C_{ELDAS\ SERIE}. \quad (17)$$

Para hallar la capacidad final del banco de bater3as se realiz3 mediante el c3lculo de la siguiente expresi3n

$$C_{FINAL} = C_{Nominal\ BAT} \cdot B_{ATERIAS\ PARALELO} \quad (18)$$

3.4.3 Corriente de Diseño

Es la corriente que deben suministrar los módulos solares fotovoltaicos para la alimentación de las baterías y lograr que éstas se carguen, para que finalmente las baterías entreguen la energía a la carga conectada diariamente, una vez obtenido el estimado de la demanda diaria se hace necesario obtener los valores de eficiencia suministrado por el fabricante además de las horas de sol pico para finalmente obtener el valor de la corriente de diseño, lo antes mencionado se muestra a continuación

$$I_{DISEÑO} = \frac{\text{Demanda de energía diaria}}{\eta_{BATERIAS} \cdot HPS} \quad (19)$$

Donde:

$I_{DISEÑO}$: Es la corriente de diseño [A]

HSP: Son las horas de sol pico promedio[h]

$\eta_{BATERIAS}$: Factor de eficiencia de las baterías

3.4.4 Número de Módulos Fotovoltaicos

3.4.4.1 Módulos en paralelo:

Es el número mínimo de módulos que se requieren para garantizar la corriente de diseño antes calculada. Su manera de cálculo se muestra a continuación

$$M_{ÓDULO\ PARALELO} = \text{Redondear arriba} \left\{ \frac{I_{DISEÑO}}{I_{NOM\ MÓDULO}} \right\}. \quad (20)$$

Donde:

$M_{ÓDULO\ PARALELO}$: Es el número total de módulos en paralelo

$I_{NOM\ MÓDULO}$: Es la corriente nominal del módulo [A]

3.4.4.2 Módulos en serie:

Es el número que se requieren para asegurar la tensión de trabajo del sistema que no es más que la tensión de carga de las baterías

$$M_{\text{MÓDULO SERIE}} = \text{Redondear arriba} \left\{ \frac{V_{\text{MÁX}}}{V_{\text{MÓDULO}}} \right\}. \quad (21)$$

Donde:

$V_{\text{MÓDULO}}$: Es la tensión del módulo [V] dato suministrado por el fabricante a la temperatura de trabajo

$M_{\text{MÓDULO SERIE}}$: Es el número total de módulos en serie

Para calcular el número total de módulos serie -paralelo se realizó mediante el cálculo de la siguiente expresión

$$N_{\text{MÓDULO}} = M_{\text{MÓDULO SERIE}} \cdot M_{\text{MÓDULO PARALELO}} \quad (22)$$

3.4.5 Corriente y Tensión del Arreglo

Se realizaron los cálculos de las tensiones de circuito abierto y tensión nominal del arreglo, así como la de las corrientes de cortocircuito y nominal del arreglo con las expresiones que se muestra a continuación

$$V_{\text{NOM ARREGLO}} = M_{\text{MÓDULOS SERIE}} \cdot V_{\text{NOM MÓDULO}} \quad (23)$$

$$V_{\text{CA ARREGLO}} = M_{\text{MÓDULOS SERIE}} \cdot V_{\text{CA MÓDULO}} \quad (24)$$

$$I_{\text{NOM ARREGLO}} = M_{\text{MÓDULO PARALELO}} \cdot I_{\text{NOM MÓDULO}} \quad (25)$$

$$I_{\text{CC ARREGLO}} = M_{\text{MÓDULO PARALELO}} \cdot I_{\text{CC MÓDULO}} \quad (26)$$

Donde:

$V_{\text{NOM ARREGLO}}$: Tensión nominal del arreglo, [Vdc]

$V_{\text{NOM MÓDULO}}$: Tensión nominal del módulo, [Vdc]

$V_{CA\ ARREGLO}$: Tensión de circuito abierto del arreglo [Vdc]

$V_{CA\ MÓDULO}$: Tensión de circuito abierto del módulo [Vdc]

$I_{NOM\ ARREGLO}$: Corriente nominal del arreglo [Adc]

$I_{NOM\ MÓDULO}$: Corriente nominal del módulo [Adc]

$I_{CC\ ARREGLO}$: Corriente de corto circuito del arreglo [Adc]

$I_{CC\ MÓDULO}$: Corriente de corto circuito del módulo [Adc]

3.4.6 Controlador de Carga

Con el fin de proteger contra descargas y sobre descargas al banco de baterías, el regulador de carga se seleccionó para que fuese capaz de resistir sin daño una sobrecarga simultánea, a la temperatura ambiente máxima de: 34°C

La corriente de la línea del generador, siendo esta un 25% superior a la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico.

La corriente en la línea de consumo, siendo esta un 25% superior a la corriente máxima de la carga de consumo.

Si el controlador no es capaz de soportar dichas corrientes se colocaran tantos reguladores en paralelo como sean necesarios, por lo tanto la expresión siguiente nos permite calcular el número de controladores de carga

$$NC_{PARALELO} = \text{Redondear arriba} \left\{ \frac{1,25 \cdot I_{CC\ ARREGLO}}{I_{NOM\ CONTROLADOR}} \right\}. \quad (27)$$

Donde:

$NC_{PARALELO}$: Es el número de controladores en paralelo

$I_{NOM\ CONTROLADOR}$: Es la corriente nominal del controlador [A]

$I_{CC\ ARREGLO}$: Es la corriente de corto circuito del arreglo [A]

3.4.7 Criterios para la selección de los Conductores Eléctricos.

Las pérdidas de energía pueden ser elevadas si la longitud de los conductores es grande, ya que la tensión en continua es de bajo valor, por lo que la intensidad de corriente tiende a ser elevada, por lo tanto se recomienda que la longitud de los conductores sea lo más corta posible

En la sección 690.8 (A) del CEN 2009 se muestra que la corriente máxima de los circuitos de **fuentes fotovoltaicas** debe ser la suma de las corrientes de cortocircuito de los módulos en paralelo multiplicada por 1,25. La corriente de los circuitos de **salida fotovoltaica** será la suma de las corrientes máximas de los circuitos de las fuentes en paralelo multiplicada por 1,25. La corriente a la **salida del inversor** será la corriente a la salida del mismo en régimen continuo y finalmente la corriente de los circuitos a la **entrada del inversor autónomo** será la corriente máxima de régimen continuo del inversor cuando este produzca su potencia nominal a la menor tensión de entrada

Por lo tanto los conductores deben tener una ampacidad del 125% de las corrientes mencionadas anteriormente de manera que para instalaciones nuevas impedir que los conductores trabajen a más del 80% de su capacidad, la ampacidad de los conductores de 0 a 2000V nominales será la especificadas en las tablas 310.16 a 310.19 del CEN 2009

Para los casos de circuitos de **fuentes fotovoltaicas** y **salida fotovoltaica** simplemente la ampacidad requerida por los conductores de corriente es calculada como se muestra a continuación

$$A_{mp\ requerida} \geq 1,25 \cdot I_{CC\ ARREGLO} \quad (28)$$

Donde

$A_{mp\ requerida}$: Es la ampacidad requerida por los conductores eléctricos [A]

Para el caso a la entrada del inversor (lado DC) la norma se traduce según la siguiente expresión:

$$I_{MÁX\ INV} = \frac{P_{INV}}{V_{MIN} \cdot \eta_{INV}} \quad (29)$$

Donde:

$I_{MÁX INV}$: Es la corriente máxima del inversor a plena carga y tensión mínima [A]

V_{MIN} : Es la tensión mínima de trabajo del inversor [V]

3.4.8 Dispositivos de Sobre Corriente

Los dispositivos de sobre corriente se dimensionan según su capacidad de corriente 1,25 veces mayor que la requerida por los conductores eléctricos y cuando su funcionamiento sea continuo, además la tensión continua máxima del fusible debe ser superior en un 20% a la tensión de circuito abierto

$$A_{mp \text{ dispositivo } SC} \geq 1,25 \cdot I_{CC \text{ ARREGLO}} \cdot 1,25 \quad (30)$$

$$A_{mp \text{ dispositivo } SC} \geq 1,25 \cdot I_{MÁX INV} \cdot 1,25 \quad (31)$$

Donde:

$A_{mp \text{ dispositivo } SC}$ Es la ampacidad requerida por el dispositivo de sobre-corriente

Los conductores deberán protegerse al menos con fusibles específicos para DC pero se recomienda la instalación de interruptores térmicos o magneto-térmicos, también se deben colocar protecciones a la salida de los acumuladores, del regulador y del inversor.

3.4.9 Caída de Tensión

En la instalación se recomienda que las caídas de tensión sean inferiores al 1% entre el generador y el regulador, inferior al 1% entre el regulador y las baterías menor al 1,5% en alimentación de luminarias y menor al 5% en alimentación a las cargas

La sección se puede calcular tomando el inmediato superior (dentro de las normalizadas) de la siguiente expresión

$$S_{mm} = \frac{2 \cdot \rho \cdot L \cdot I_L}{\Delta V} \quad (32)$$

Donde:

S_{mm} : Es la sección del conductor [mm²]

ρ : es la resistividad del cobre igual a 0,018 [$\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$]

L : La distancia entre los componentes [m]

I_L : Es la corriente de circulación [A]

ΔV : Es la caída de tensión en los conductores [%]

3.5 Tipo de Sistema Solar Fotovoltaico

El tipo de sistema solar fotovoltaico seleccionado fue el híbrido conectado a la red e interactivo ya que se desea que el inversor pueda inyectarle a la red eléctrica energía cuando su banco de baterías este totalmente cargado, para colaborar con el sistema interconectado nacional, además si hace falta y las baterías están descargadas el inversor conectado a la red permita tomar energía de la misma para recargar las baterías (sistema interactivo) por lo que el sistema híbrido es una solución para alimentar estas cargas cuando se amerite, ya que puede contar con otro tipo de generador para realizar dicha labor.

3.6 Sistema Eólico

Para determinar un sistema eólico, si los datos de velocidad obtenidos no son donde va ir ubicado el aerogenerador sino más bien suministrados por la estación de meteorológica más cercana, se debe hacer uso de la ley de variación de la velocidad con la altura. En este caso el Servicio de Meteorología de la Aviación presentó información de la velocidad promedio mensual y se hizo un escalamiento tomando en cuenta la rugosidad del terreno, vistos en la tabla 1, y la altura donde se colocarían los aerogeneradores siendo ésta 500 m para el área del Patio de Tanques y 100 m para el área de Llenadero.

El escalamiento se hizo mediante la expresión (6)

Se debe considerar además el factor de Betz que indica que la potencia generada por una máquina eólica se verá afectada por un coeficiente $C_B = 0,59$ en el mejor de los casos. Es importante acotar que los fabricantes de aerogeneradores en la representación de la curva de potencia de sus productos ya tienen contemplado el factor de Betz, y la eficiencia mecánica y eléctrica. La estimación de la potencia del viento se hizo según (5)

3.7 Ubicación de los Equipos en la Planta

La ubicación de los equipos en la planta se realizó haciendo uso de los Planos de Ubicación, en donde se tienen las áreas de las diferentes edificaciones para la propuesta de los módulos solares en los techos de los edificios y los techos de los estacionamientos. Se realizó el cálculo de las áreas y se tomó en consideración algunos espacios físicos disponibles para la colocación del cuarto de baterías, el inversor y un cuarto de servicio técnico.

Para el cálculo del área total de módulos solares se aplicará la siguiente ecuación

$$\text{Área}_{Total\ Mód} = N_{MÓDULO} \cdot \text{Área}_{Mód} \quad (33)$$

Donde:

$\text{Área}_{Total\ Mód}$: Área Total de los Módulos [m²]

$N_{MÓDULO}$: Número de Módulos

$\text{Área}_{Mód}$: Área de cada uno de los módulos [m²]

Para el cálculo del área total de las baterías se aplicará la siguiente ecuación

$$\text{Área}_{Total\ Bat} = N_{BATERÍAS} \cdot \text{Área}_{BAT} \quad (34)$$

Para:

$N_{BATERÍAS}$: Número total de baterías

Área_{BAT} : HxWxD (área de estante de baterías 4 niveles donde admite 4 baterías por nivel)

3.8 Estimación de Costo de la Propuesta

Esta estimación de costo se realizó siguiendo una definición global del proyecto, a grosso modo y considerando que no son sólo factores económicos los que pueden impulsar la instalación de un sistema fotovoltaico conectado a la red, sino que hay otros factores como la calidad de vida, el medio ambiente que toman peso a la hora de realizar la inversión, en esencia no debe ser la rentabilidad económica sino la contribución a mejorar el medio ambiente y a reducir la dependencia energética de fuentes tradicionales.

Se presentan costes orientativos de los distintos elementos de la instalación tomados de [7] el autor hace referencia a unidades arbitrarias (UA) por cada Watt pico instalado (Wp), en este caso para los Módulos Fotovoltaicos en general ronda las 1200 UA/ Wp, para el sistema conformado por el Inversor ronda las 400kUA/ 2000W, para el sistema conformado por las baterías son 2400UA/ Wp y en general puede decirse que el coste (CostePCI) incluidas protecciones, contador e instalación ronda las 1300-1600 UA/ Wp.

Es importante indicar que la suma de todos los costes anteriores se representarán por medio de la asignación

$$C_{final} = (C_{paneles} + C_{pci} + C_{baterías})P_{instalada} + C_{sistema\ inv} \cdot W_{inv} \quad (35)$$

- **La producción anual y el cálculo del coste simplificado en kW h producido viene dado por la siguiente expresión:**

$$Prod_{anual} = \frac{HPS \cdot P_{instalada} \cdot 365 \cdot \eta_{INV}}{100} \quad (36)$$

Donde:

$Prod_{anual}$: Es la producción anual de energía en [kWh].

HPS : Horas de Sol Pico [h]

$P_{instalada}$: Potencia instalada que es igual al número de módulos por la potencia máxima de cada panel. [kWp]

η_{INV} : es la eficiencia del inversor [%]

$$Coste_{Total} = \frac{C_{man} \cdot VU_{Sis} + C_{Final}}{Prod_{anual} \cdot VU_{Sis}} \quad (37)$$

Donde:

$Coste_{Total}$: Coste total del Kilo Watt hora en [UA/kWp]

C_{man} : Coste anual de mantenimiento [UA/año]

VU_{Sis} : Vida útil del sistema [años]

C_{Final} : Suma de los costos de una instalación [UA]

CAPÍTULO IV

PROPUESTA

4.1 Sistema Solar Fotovoltaico

El sistema solar fotovoltaico seleccionado deberá trabajar como un sistema bidireccional conectado a la red cuando este genere energía que sobrepase al consumo interno, o como un sistema autónomo cuando sólo se requiera abastecer las cargas internas de la planta. Para ello debe involucrar: el **subsistema de captación** que no es más que el generador fotovoltaico compuesto por los módulos fotovoltaicos que será el encargado de convertir la radiación solar en energía eléctrica, para luego el **subsistema de almacenamiento**, necesario para almacenar esta energía y consumirla en los momentos en los que no existe suficiente producción energética por parte del subsistema de captación, además el **subsistema de regulación** necesario para regular la entrada y salida de energía controlando así la carga y descarga de las baterías y de esta forma aumentar su vida útil y evitar su destrucción, finalmente el **subsistema de adaptación de corriente** el cual su función se basa en adecuar las características de la energía para su posterior uso en las cargas conectadas adecuando los niveles de tensión, este subsistema está compuesto por el inversor DC-AC y el seguidor de máxima potencia para lograr mayor eficiencia en la conversión fotovoltaica.

4.2 Estimación de la Demanda

Se determinó la demanda eléctrica de la PDO haciendo uso del Plot Plan donde se muestran las áreas de los edificios, seguidamente se utilizó el libro MS Excel para clasificar las áreas de las edificaciones como se muestra a continuación

Tabla 2 Tipos y áreas de los diferentes edificios

Tipo de Edificio/ Área	Area oficinas	Área Pasillo	Baños	Depósitos	Auditorio y Reunión	Inmuebles Industriales	Área total
Edf Adm	172,65	158,36	29,05	13,55	19,10		392,71
CasetaVig					20,00		20,00
Caseta GN					20,00		20,00
Casa Control	126,30		84,20		73,50	10,50	294,50
Almacen				255,00			255,00
Taller	67,50	40,50	37,50	45,00		98,46	288,96
Comando GN	14,18	72,65	24,90		27,83	36,18	175,73
Bomberos	23,10	42,15	222,18	25,80	41,25	68,51	422,99
Comedor		20,00	55,00	20,00		120,00	215,00
Cuarto de Inversor				393,00			393,00
Cuarto de Baterías				335,00			335,00
Servicio Técnico				129,00			129,00
Área de Válvulas				240,00			240,00

En la tabla 3 se muestran el número total de tomas de cada una de las edificaciones que componen la PDO

Tabla 3 Número de tomas por cada edificación

Tipo de Edificio	Nº de tomas
Edf Adm	35
CasetaVig	4
Caseta GN	3
Casa Control	40
Almacén	25
Taller	18
Comando GN	21
Bomberos	21
Comedor	15
Cuarto de Inversor	6
Cuarto de Baterías	6
Servicio Técnico	2

En la tabla 4 se muestran los valores de Volt Ampere por cada metro cuadrado (VA/ m²) para iluminación según sea el área destinada, estos índices fueron obtenidos del CEN en su sección 220.3 (A) en la tabla 220.3 (A)

Tabla 4 Índices de VA/ m² recomendados por el CEN

Área	(VA/m ²)
Oficinas	39
Pasillos	6
Baños	6
Depósitos	3
Auditorio y Reunión	11
Inmuebles Industriales	22

A continuación se muestra en la siguiente tabla las toneladas de refrigeración utilizadas para la estimación de la demanda según el tipo de edificación debido a los aires acondicionados.

Tabla 5 Toneladas de refrigeración según el tipo de edificación.

Tipo de Edificación	TONELADAS DE REFRIGERACION
Edificio Administrativo	19,64
Bomberos	7,05
Comedor	10,75
Almacen	4,25
Taller	4,82
Comando GN	4,39
Casa Control	14,73
Caseta vigilancia	1
CASETA GN	1
Caseta de Control	1

Sabiendo que una (1) tonelada de refrigeración equivale a 3,516 kW de potencia de salida, obteniendo así el equivalente, estos cálculos fueron realizados por la herramienta Excel.

Además se utilizó la herramienta Excel para realizar los cálculos de estimación de la demanda de energía debido a iluminación, tomas de uso general y aire acondicionado, multiplicando las columnas correspondientes, los resultados obtenidos se muestran a continuación.

Tabla 6 Análisis de las cargas

IDENTIFICACIÓN	ANÁLISIS DE LAS CARGAS					
	FO	FC	FP	INTERMITENTE		
				kW	kVAR	kVA
Edificio Administrativo						
Iluminación	1	1	0,9	8,11	3,93	9,01
Tomacorrientes	0,5	1	0,90	3,15	1,53	3,50
A/A	0,8	0,75	0,85	41,42	25,67	48,73
Edificio de Bomberos						
Iluminación	1	1	0,90	4,53	2,19	5,03
Tomacorrientes	0,5	1	0,90	1,89	0,92	2,10
A/A	0,8	0,75	0,85	14,87	9,22	17,50
Comedor						
Iluminación	1	1	0,90	3,15	1,53	3,50
Tomacorrientes	0,5	1	0,90	1,35	0,65	1,50
A/A	0,8	0,75	0,85	22,68	14,05	26,68
Almacén						
Iluminación	1	1	0,90	0,77	0,37	0,85
Tomacorrientes	0,5	1	0,90	2,25	1,09	2,50
A/A	0,8	0,75	0,85	8,97	5,56	10,55
Taller de mantenimiento						
Iluminación	1	1	0,90	5,40	2,62	6,00
Tomacorrientes	0,5	1	0,90	1,62	0,78	1,80
A/A	0,8	0,75	0,85		6,30	11,95
Comando de la Guardia Nacional						
Iluminación	1	1	0,90	2,24	1,08	2,49
Tomacorrientes	0,5	1	0,90	1,89	0,92	2,10
A/A	0,8	0,75	0,85	9,27	5,74	10,90
Edificio de control, despacho y espera						
Iluminación	1	1	0,90	6,47	3,13	7,19
Tomacorrientes	0,5	1	0,90	3,60	1,74	4,00
A/A	0,8	0,75	0,85	31,06	19,25	36,55
Caseta de vigilancia						
Iluminación	1	1	0,90	0,22	0,11	0,24
Tomacorrientes	0,5	1	0,90	0,36	0,17	0,40
A/A	0,8	0,75	0,85	2,11	1,31	2,48
Caseta de la Guardia Nacional						
Iluminación	1	1	0,90	0,22	0,11	0,24
Tomacorrientes	0,5	1	0,90	0,27	0,13	0,30
A/A	0,8	0,75	0,85	2,11	1,31	2,48
Caseta de control						
Iluminación	1	1	0,90	0,22	0,11	0,24
Tomacorrientes	0,5	1	0,90	0,36	0,17	0,40
A/A	0,8	0,75	0,85	2,11	1,31	2,48
Cuarto del Inversor						
Iluminación	1	1	0,9	1,08	0,52	1,20
Tomacorrientes	0,5	1	0,90	0,99	0,48	1,10
Cuarto de Baterías						
Iluminación	1	1	0,90	0,90	0,44	1,00
Tomacorrientes	0,5	1	0,90	0,99	0,48	1,10
Servicio Técnico						
Iluminación	1	1	0,90	0,36	0,17	0,40
Tomacorrientes	0,5	1	0,90	0,32	0,16	0,36

En la siguiente tabla se muestran los valores de los motores y diferentes equipos, datos suministrados de las disciplinas de mecánica e instrumentación para posteriormente realizar los cálculos de estimación de demanda.

Tabla 7 Análisis de las cargas

IDENTIFICACIÓN	ANÁLISIS DE LAS CARGAS PATIO DE TANQUES								
	FO	FC	FP	INTERMITENTE			NORMAL		
				kW	kVAR	kVA	kW	Kvar	kVA
Bomba hidroneumático	0,5	0,8	0,84				3,76	2,43	4,47
Compresor hidroneumático	0,5	0,8	0,8				0,15	0,11	0,18
Planta de tratamiento de agua	0,8	0,8	0,85				9,10	5,64	10,71
Bomba del sistema de agua de servicios	0,8	0,8	0,8				1,39	1,04	1,73
Inyección de químicos	0,8	0,8	0,8				0,35	0,26	0,44
Computador de flujo 4 unidades	1	1	0,9	0,93	0,45	1,03			
Módulo de puesta a tierra 1 unidad	1	1	0,9	0,24	0,12	0,27			
Monitor de vapores 1 unidad	1	1	0,9	0,20	0,10	0,22			
Controladores 3 unidades	1	1	0,9	0,30	0,14	0,33			
Estaciones de trabajos 6 PLC's	1	1	0,9	0,72	0,35	0,8			
Servidor	1	1	0,9	0,20	0,10	0,22			
Controles de servicio	1	1	0,9	0,20	0,10	0,22			
Controladores 2 unidades	1	1	0,9	0,20	0,10	0,22			
Estaciones de trabajo 2 unidades	1	1	0,9	0,24	0,12	0,27			
Servidor	1	1	0,9	0,20	0,10	0,22			
Switchs nrv 9 unidades en edf	1	1	0,9	5,11	2,48	5,68			
Cámaras cctv	1	1	0,9	0,25	0,12	0,28			
Detención de intruso	1	1	0,9	0,02	0,01	0,02			
Control acceso ct	1	1	0,9	0,01	0,00	0,01			
Control acceso il	1	1	0,9	0,11	0,05	0,12			
Control acceso lectora	1	1	0,9	0,15	0,07	0,17			
control acceso fuente de poder	1	1	0,9	1,35	0,65	1,5			
Control acceso est. De trabajo	1	1	0,9	0,12	0,06	0,13			
Controladores	1	1	0,9	0,10	0,05	0,11			
Estación de trabajo	1	1	0,9	0,12	0,06	0,13			
6 valvulas 3 simultáneas	1	1	0,75	2,25	1,98	3			
4 valvulas simultáneas	1	1	0,75	3	2,65	4			
12 valvulas 2 simultáneas	1	1	0,75	1,5	1,32	2			

Para el cálculo final de la demanda del sistema se sumaron las columnas correspondientes a la potencia activa y la reactiva de todas las cargas para luego mediante la ecuación (38) y (39) calcular la potencia aparente del sistema así como el factor de potencia respectivamente.

$$S_{sistema} = \sqrt{(P_{act\ del\ sist})^2 + (Q_{react\ del\ sist})^2} \quad (38)$$

Donde

$S_{sistema}$: Potencia total aparente del sistema en [kVA]

$P_{act\ del\ sist}$: Potencia total activa del sistema [kW]

$Q_{react\ del\ sist}$: Potencia total reactiva del sistema [kVAR]

$$FP = \frac{P_{act\ del\ sist}}{S_{sistema}} \quad (39)$$

Donde

FP: Es el factor de potencia total del sistema

La siguiente tabla muestra los valores obtenidos al aplicar las ecuaciones antes mencionadas

Tabla 8 Potencias y factor de potencia del sistema

POTENCIA TOTAL DEL SISTEMA			
FP	kW	kVAR	kVA
0,85	219,55	135,88	258,20

Una vez obtenido este valor se estimó una reserva del 20% para futuro crecimiento de la planta, entonces la demanda del sistema agregando la reserva queda como se muestra en la siguiente ecuación.

$$S_{sistema\ total} = S_{sistema} \cdot 1,2 \quad (40)$$

$$S_{sistema\ total} = 258,2 \cdot 1,2 = 309,8 \text{ kVA}$$

4.3 Irradiación Solar y Velocidad del Viento tomados del Aeropuerto Internacional de Maiquetía

El Servicio de Meteorología de la Aviación Militar Bolivariana suministró los datos de irradiación solar ver anexo (6) en unidades de MJm², por lo tanto se realizó la conversión a unidades de kWhm², sabiendo que 1 kWhm² equivale a 3,6 MJm², a continuación se muestra en la siguiente tabla la conversión correspondiente

Tabla 9 Radiación solar media mensual

RADIACIÓN MEDIA MENSUAL (kWhm ²)												
AÑO/MES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2008	5,583	6,306	7	6,389	6,528	6,5	6,583	6,306	6,389			
2009	7,306	7,639	7,944	8	7,333	7,556	7,417			7,583	7,389	5,806

Los datos de velocidad del viento suministrados por el servicio de meteorología antes mencionado se hicieron a una altura de 10 m por lo que se escalaron las velocidades a través de la ecuación (6) a una altura de 500 m donde será ubicado el Patio de Tanques, esto debido a que se realizaron visitas al terreno y las lecturas tomadas por el GPS fueron de 400 m y considerando la altura de la torre de 100 m se obtiene los 500 m correspondientes. Además tomando la rugosidad del terreno de 0,1 m, visto de la tabla N°1 los resultados obtenidos se muestran a continuación

Tabla 10 Velocidad media mensual escalada

VELOCIDAD DEL VIENTO MEDIA MENSUAL ESCALADA A UNA ALTURA DE 500 m												
AÑO/MES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2008	1,665	2,219	2,219	2,774	2,034	2,219	2,034	1,849	2,034	1,48	1,48	1,665
2009	1,665	2,034	2,034	2,219	2,034	2,404	2,219	0	0	2,034	1,849	2,034

4.4 Evaluación de la Tecnología Solar y Eólica

Se muestra los resultados obtenidos de la evaluación de las distintas tecnologías, así como el análisis correspondiente a cada ítem, siguiendo el manual de procedimientos PDVSA, SCIP MP G 08 P **Selección de Tecnologías**, el cual tiene como propósito establecer el procedimiento a seguir para la evaluación y selección de tecnología que mejor se adapte a los requerimientos de un proyecto de inversión de capital de la corporación, con el fin de asegurar su máxima rentabilidad, reducir riesgos tecnológicos e impactos negativos al medio ambiente

4.4.1 Evaluación Tecnológica de los Módulos Solares

Esta evaluación se realizó con los datos obtenidos de tres (3) fabricantes con reconocimiento internacional los cuales son Grape Solar, Sunpower y Day4Energy, quedando seleccionado el fabricante **Sunpower** por obtener el puntaje más alto. A continuación se muestra el detalle de la evaluación

C1 Evaluación Técnica

D1 Potencia vs Área: Se realizó tomando la potencia producida por cada panel y se dividió por el área que tiene cada panel ver anexos (7.1), (7.2) y (7.3) otorgando así la puntuación máxima a la mayor potencia por m².

Tabla 11 Matriz de evaluación de la. Potencia vs Área

Potencia Vs Área		
Grape solar	Sun power	Day4Energy
159,91	204,29	149,70

D2 Curva característica I vs V: Se realizó tomando en consideración si el fabricante suministra la curva o no, otorgando el valor máximo (2) a los fabricantes que suministren la curva.

Tabla 12 Matriz de evaluación de la Curva Característica I vs V

Curva característica I vs V		
Grape	Sun power	Day4Energy
2	2	0

D3 Certificaciones: Se realizó tomando en consideración el número de certificaciones importantes en el área ya que es necesario evaluarlo para determinar su finalidad, sus características deben ser normalizadas en un documento llamado Norma que garantiza la calidad del producto. Se considera (1) punto por certificación siendo el puntaje máximo (4) puntos

Tabla 13 Matriz de evaluación del número de certificaciones

	Número de Certificaciones		
	Grape	Sun power	Day4Energy
ISO	1	0	0
CE	1	1	1
TUV	1	1	1
IEC	1	1	1
Total	4	3	3

D4 Índice De Protección: Se realizó tomando en consideración si están protegidas contra el polvo (6) y chorros de agua (5) según el índice de protección IP 65 otorgando la puntuación máxima (1) a las que estén protegidas.

Tabla 14 Matriz de evaluación del índice de protección

Indice de Proteccion		
Grape	Sun power	Day4Energy
1	1	1

D5 Eficiencia: Se realizó tomando en consideración la eficiencia máxima de cada módulo fotovoltaico

Tabla 15 Matriz de evaluación de la eficiencia

	Eficiencia		
	Grape	Sun power	Day4Energy
%	16	20,4	15

C2 Evaluación Económica

D6 Equipos más Económicos: Se realizó tomando en consideración los módulos más económicos en función del costo de dólar (\$) por Watt, en donde el máximo corresponde al módulo más económico.

Tabla 16 Matriz económica comparación de precios

	Evaluación Económica		
	Grape solar	Sun power	Day4Energy
Dólares(\$)	400,00	624,00	385,00
\$ por Watt	2,50	3,054	2,572

Tabla 17 Matriz Multi-criterio de evaluación de Módulos Solares

				Paneles Fotovoltaicos					
				Grape Solar		Sunpower		Day4Energy	
				CALIFICACIONES					
		CALIFICACIÓN		Peso %	POND	Peso %	POND	Peso %	POND
COMPONENTES		Peso %	PONDERADA						
C1	Evaluación Técnica								
D1	Potencia Vs Área	25	5	15,655	3,131	25	5	14,655	2,931
D2	Curva característica I vs V	10	2	10	2	10	2	0	0
D3	Certificaciones	20	4	20	4	15	3	15	3
D4	Indice de Proteccion	15	3	15	3	15	3	15	3
D5	Eficiencia	20	4	15,686	3,137	20	4	14,706	2,941
C2	Evaluación Económica								
D6	Equipos más economicos	10	2	10	2	5	1	10	2
	Puntaje final	100	20	86,341	17,268	90	18	69,361	13,872

4.4.2 Evaluación Tecnológica de Baterías

Esta evaluación se realizó con los datos obtenidos de tres (3) fabricantes, con reconocimiento internacional, ver anexos (1.1, 1.2 y 1.3) los cuales son Classic Solar, SEC Industrial Batteries y EnerSystem, quedando seleccionado el fabricante **Classic Solar** por obtener el puntaje más alto. A continuación se muestra el detalle de la evaluación

E1 Evaluación Técnica

F1 Estacionarias de Plomo Ácido: en base al criterio de diseño, siguiendo la IEEE Std 1013-2000 de baterías de Plomo Acido se consideró la selección otorgando la ponderación máxima de (4) para aquellas que cumplieran con esta característica.

Tabla 18 Matriz de evaluación de componentes de las Baterías

Estacionarias de Plomo Ácido		
Classic Solar	SEC Industrial Batteries	EnerSystem
4	4	0

F2 Curva de carga: Se otorgó la ponderación máxima de (3) a aquellos fabricantes que en sus especificaciones incluyeran la curva de carga de las baterías.

Tabla 19 Matriz de evaluación Curva de Carga

Curva de Carga		
Classic Solar	SEC Industrial Batteries	EnerSystem
3	3	0

F3 Información Técnica Detallada: corresponde a la información suministrada por los fabricantes acerca del ciclo de vida útil, máxima profundidad de descarga permitida, dimensionamiento físico de las baterías, tensión de corte entre otros, otorgando el valor máximo de (5) para la información más completa.

Tabla 20 Matriz de evaluación Información Técnica

Información Técnica Detallada		
Classic Solar	SEC Industrial Batteries	EnerSystem
5	5	5

F4 Capacidad de Energía: el valor del puntaje máximo (6) se le otorgó a la batería que posee mayor capacidad de energía en Ah

Tabla 21 Matriz de evaluación Capacidad de Energía

Capacidad de Energía		
Classic Solar	SEC Industrial Batteries	EnerSystem
6	4,781	5,355

E2 Evaluación Económica

F5 Equipos más Económicos: Se realizó tomando en consideración las baterías más económicas en función del costo de dólar (\$) por Ah, en donde el máximo corresponde a la batería más económica

Tabla 22 Matriz económica comparación de precios

	Evaluación Económica		
	Classic Solar	SEC Industrial Batteries	EnerSystem
Dólares(\$)	1.862,59	1612,00	1.480,00
\$ por Ah	0,49	0,54	0,44

Tabla 23 Matriz Multi-criterio de evaluación de Baterías

				BATERÍAS					
				Classic Solar		SEC Industrial Batteries		EnerSystem	
				CALIFICACIONES					
		CALIFICACIÓN		Peso %	POND	Peso %	POND	Peso %	POND
COMPONENTES		Peso %	PONDERADA						
E1	Evaluación Técnica								
F1	Estacionarias de Plomo Ácido	20	4	20	4	20	4	0	0
F2	Curva de Carga	15	3	15	3	15	3	0	0
F3	Información Técnica Detallada	25	5	25	5	25	5	25	5
F4	Capacidad de Energía	30	6	30	6	23,905	4,781	26,775	5,355
E2	Evaluación Económica								
F5	Equipos más economicos	10	2	5	1	5	1	10	2
	Puntaje final	100	20	95,000	19,000	88,905	17,781	61,775	12,355

4.4.3 Evaluación Tecnológica de los Aerogeneradores

Basándose en los datos de la tabla 10, donde se obtuvo como velocidad promedio anual del viento el valor de 1,842 m/s, se requiere entonces un aerogenerador que pueda suministrar energía a partir de esta velocidad, se consultaron varios fabricantes ver anexos, (4.1, 4.2 y 4.3) que generan potencias lo más cercano a este valor y se consiguieron tres (3), como se representa en la tabla a continuación. El 60% del peso de la matriz de evaluación, será otorgado al generador que suministre energía a partir de la velocidad antes mencionada.

Haciendo uso de la ecuación N° 5 se puede tener un aproximado de la potencia que se genera a partir del viento a la velocidad antes mencionada

$$P_{eólica} = \frac{1}{8} \cdot \rho \cdot \pi \cdot D^2 \cdot v^3 \cdot C_B \cdot \eta_{mec} \cdot \eta_{Elec} \quad (5)$$

Para

ρ : 1,225 kg/m³

π : 3,1416

v : 1,842 m/s

D : 4,1 m tomado de un fabricante, ver anexo (4.1)

$$C_B: 0,59$$

$$\eta_{mec}: 1 \text{ caso ideal (0,44 caso común)}$$

$$\eta_{Elec}: 1 \text{ caso ideal (0,75 caso común)}$$

$$P_{eólica} = 29 \text{ W}$$

Este análisis se realizó para el caso de un mini aerogenerador, los cuales se utilizan comúnmente para el aprovechamiento de energía eólica con bajo diámetro de hélices.

G1 Evaluación Técnica

H1 Velocidad de Arranque: la puntuación máxima será otorgada al fabricante que cumpla con el requerimiento mínimo de velocidad establecido

Tabla 24 Matriz de evaluación Velocidad de Arranque

Velocidad de Arranque		
Enair	Zephyr Corporation	Bornay
2 m/s	2,5 m/s	3,5 m/s

Ninguno de los fabricantes cumplió con este requerimiento, por lo que su ponderación fue igual a cero. Y por lo tanto no se recomendó el uso de aerogeneradores en la zona.

H2 Voltaje de Salida: se colocó la puntuación máxima de (2) para aquellos fabricantes que especificaran tensión DC a la salida para ser acumuladas en baterías.

Tabla 25 Matriz de evaluación Voltaje de Salida

Voltaje de salida		
Enair	Zephyr	Bornay
2	2	2

H3 Curva de Potencia: se les colocó la puntuación máxima (2) a los fabricantes que especificaran una curva de potencia en función de la velocidad.

Tabla 26 Matriz de evaluación Curva de Potencia

Curvas de Potencia		
Enair	Zephyr	Bornay
2	2	2

Tabla 27 Matriz Multi-criterio de evaluación de Aerogeneradores

				FABRICANTES DE AEROGENERADOR					
				Enair		Zephyr Corporation		Bornay	
				CALIFICACIONES					
		CALIFICACIÓN		Peso %	POND	Peso %	POND	Peso %	POND
COMPONENTES		Peso %	PONDERADA						
G1	Evaluación Técnica								
H1	Velocidad de Arranque (1,842m/s)	60	12	0	0	0	0	0	0
H2	Voltaje de salida	20	4	20	4	20	4	20	4
H3	Curvas de Potencia	20	4	20	4	20	4	20	4
	Puntaje final	100	20	40	8	40	8	40	8

4.4.4 Evaluación Tecnológica del Inversor

Esta evaluación se realizó con los datos obtenidos de tres (3) fabricantes con reconocimiento internacional, ver anexos (3.1, 3.2 y 3.3) los cuales son Data Power Dear C.A., Schneider Electric y Eliteups quedando seleccionado el fabricante **Schneider Electric** por obtener el puntaje más alto. A continuación se muestra el detalle de la evaluación

I1 Evaluación Técnica

J1 Potencia y tensión: De los datos obtenidos de la ecuación (40) que representa la demanda total del sistema, se tiene que el grupo de inversores deben manejar una potencia aproximada a 300 kVA. Se tomó como base y premisa que la capacidad del inversor debe estar alrededor del 70% de la

demanda del sistema y una tensión en DC alrededor de los 125 V, además se recomienda repartir la carga en un grupo de tres inversores que maneje entonces la demanda total, el fabricante que cumpla con estos requerimientos (inversor de 80 kVA y 125 VDC) obtendrá la puntuación máxima (6)

Tabla 28 Matriz de evaluación Potencia y Tensión

Potencia y Tensión		
Data Power Dear	Schneider Electric	Eliteups
50	80	80

J2 Información Técnica Detallada: corresponde a la información suministrada por los fabricantes acerca del diagrama unifilar, certificación de normas, dimensiones del equipo, interface hombre-máquina (HMI). Otorgando el valor máximo de (4) para la información más completa.

Tabla 29 Matriz de evaluación Información Técnica

Información Técnica Detallada		
Data Power Dear	Schneider Electric	Eliteups
3	4	3

J3 Rango de tensiones de salida: se evaluó con mayor puntaje a los fabricantes que suministraran un rango de tensión a la salida del inversor (VAC) comprendido entre 110 V y 480 V

Tabla 30 Matriz de evaluación Rango de Tensiones de Salida

Rango de Tensiones de Salida		
Data Power Dear	Schneider Electric	Eliteups
4	4	4

J4 Eficiencia: Se realizó tomando en consideración la eficiencia máxima de los inversores, obteniendo el puntaje máximo (3) al inversor con mayor eficiencia

Tabla 31 Matriz de evaluación Eficiencia

Eficiencia		
Data Power Dear	Schneider Electric	Eliteups
3	3	2,87

J5 Frecuencia de operación: es la Frecuencia de operación del inversor la cual debe ser igual a la utilizada en Venezuela que corresponde a 60 Hz, el valor máximo (3) para aquellos que cumplan con esta condición.

Tabla 32 Matriz de evaluación Frecuencia de Operación

Frecuencia de operación		
Data Power Dear	Schneider Electric	Eliteups
3	3	3

Tabla 33 Matriz de evaluación tecnológica del inversor

				Inversor					
				Data Power Dear C.A.		Schneider Electric		Eliteups	
				CALIFICACIONES					
COMPONENTES		CALIFICACIÓN		Peso %	POND	Peso %	POND	Peso %	POND
		Peso %	PONDERADA						
I1	Evaluación Técnica								
J1	Potencia y tension	30	6	0	0	30	6	30	6
J2	Información Técnica Detallada	20	4	15	3	20	4	15	3
J3	Rango de tensiones de salida	20	4	20	4	20	4	20	4
J4	Eficiencia	15	3	15	3	15	3	15	2,87
J5	Frecuencia de operación	15	3	15	3	15	3	15	3
	Puntaje final	100	20	65	13	100	20	95	18,87

4.5 Potencia del Inversor

Luego de obtener la potencia total del sistema y los datos meteorológicos se procedió a realizar el cálculo de la potencia del inversor mediante la ecuación (8) tomando en cuenta que el consumo de energía nunca estará al máximo como por ejemplo, el sistema de control solo permitirá el accionamiento de dos válvulas a la

vez, y además los pico del sistema ocurre cuando la combinación de demandas individuales llega a su máximo, sin embargo es común observar que en instantes de tiempo solo algunas cargas estarán consumiendo parte de su pico de demanda. A continuación se muestra el cálculo de la potencia del inversor tomando como premisa un factor de coincidencia de 70% de las cargas.

$$S_{INV} = \frac{S_{sistema\ total} \cdot F_{COIN}}{\eta_{INV}} \quad (8)$$

Para:

$S_{sistema\ total}$: 309,8 kVA

F_{COIN} : 0,7

η_{INV} : 0,93 dato suministrado del DataSheet, ver Anexo (3.3)

$$S_{INV} = \frac{309,8 \cdot 0,7}{0,93} = 233kVA$$

Se propone alimentar un grupo de tres (3) inversores monofásicos con una tensión de entrada cada uno de 125 VDC esto tomado de las especificación técnica del fabricante Schneider (ver Anexo 3.3), dado que está en el rango de tensiones comúnmente utilizadas para manejar potencia que oscila entre los 80 kVA

De lo establecido anteriormente se repartieron las cargas entre los tres (3) inversores obteniendo así un aproximado de 77 kVA por cada inversor, por lo tanto se tomo el comercial superior que es de 80 kVA

Una vez obtenida la potencia del sistema se realizó el cálculo del estimado de la demanda de energía diaria en Ah que consumirá el sistema para un tiempo de 8 horas como lo establece la guía PDVSA 90619.1.050, *Análisis de Cargas*, además tomando en consideración las pérdidas de los conductores eléctricos igual a 3% y la eficiencia del inversor en 93%

$$Demanda\ de\ energia\ diaria = \left(\frac{S_{sistema\ total} \cdot t}{\eta_{inv} \cdot \eta_{con} \cdot V_{nom}} \right) \quad (41)$$

Donde:

V_{nom} : Es la tensión nominal de entrada del inversor [V]

t: Es el tiempo promedio de funcionamiento de las cargas [h]

η_{con} : Es la eficiencia del conductor eléctrico y se suma como pérdidas un 3%

$$D_{emanda de energia diaria} = \frac{309,8kVA \cdot 8h}{0,93 \cdot 0,97 \cdot 125V} = 21,9 kAh$$

4.6 Dimensionamiento del Banco de Baterías

El cálculo de la capacidad del banco de baterías se realizó tomando el valor máximo entre la **máxima profundidad de descarga permitida**, **máxima profundidad de descarga diaria permitida** y **máxima profundidad de descarga permitida al final de la vida de la baterías**, recomendado por el Std IEEE 1013-2000, también se consideró un factor de margen de diseño igual al crecimiento futuro que tendrá la planta del 20%, además para los cálculos realizados posteriormente se tomó el factor de temperatura igual a uno (1) así como lo menciona la IEEE Std 1013-2000.

4.6.1 Profundidad máxima de descarga permitida (MDOD):

$$C_{MDOD} = \frac{F_T \cdot F_{DID} \cdot D_{emanda de energia diaria} \cdot D_{ias de autonomia}}{M_{DOD}} \cdot 100 \quad (9)$$

Para:

F_T : 1

F_{DID} : 1,2

$D_{emanda de energia diaria}$: 21,9 kAh

$D_{ias de autonomia}$: 2 días

M_{DOD} : 80 Máxima descarga que admite la batería, ver anexo (1.1)

$$C_{MDDOD} = \frac{1 \cdot 1,2 \cdot 21,9 \text{ kAh} \cdot 2}{80} \cdot 100 = 65,7 \text{ kAh}$$

Debido a la incidencia solar en la zona y por la ubicación geográfica que tenemos la cual es muy cercana al ecuador la probabilidad de haya un día sin sol es muy escasa por lo tanto se tomó como premisa 2 días de autonomía, suponiendo que en estos días no habrá irradiación solar disponible

4.6.2 Máxima profundidad de descarga diaria permitida (MDDOD):

$$C_{MDDOD} = \frac{F_T \cdot F_{DID} \cdot \text{Demanda de energía diaria}}{M_{DDOD}} \cdot 100 \quad (10)$$

Para:

F_T : 1

F_{DID} : 1,2

Demanda de energía diaria: 21,9 kAh

M_{DDOD} : 30% se seleccionó este valor como promedio de los dos límites que se mencionan a continuación debido a que valores menores a 10% si bien alarga la vida de la batería, incrementa considerablemente el banco de baterías y valores mayores a 50% reduce la vida de las baterías

$$C_{MDDOD} = \frac{1 \cdot 1,2 \cdot 21,9 \text{ kAh}}{30} \cdot 100 = 87,6 \text{ kAh}$$

4.6.3 Máxima profundidad de descarga permitida al final de la vida de la baterías (EOL):

$$C_{EOL} = \frac{F_T \cdot F_{DID} \cdot \text{Demanda de energía diaria} \cdot \text{Días de autonomía}}{E_{OL}} \cdot 100 \quad (11)$$

Para:

$$F_T: 1$$

$$D_{\text{ías de autonomia}}: 2 \text{ días}$$

$$F_{DID}: 1,2$$

$$D_{\text{emanda de energia diaria}}: 21,9 \text{ kAh}$$

E_{OL} : Máxima descarga al final de la vida de la batería igual a 80% el Std IEEE lo recomienda en su sección 7.3.1

$$C_{EOL} = \frac{1 \cdot 1,2 \cdot 21,9 \text{ kAh} \cdot 2}{80} \cdot 100 = 65,7 \text{ kAh}$$

4.7 Capacidad Mayor del Banco de Baterías

Una vez obtenidos los valores de las capacidades calculadas de los diferentes métodos, se obtendrá el banco de batería determinado por la mayor capacidad siendo esta la condición, crítica la siguiente expresión muestra lo descrito anteriormente

$$C_{MAYOR} = \text{Mayor}\{C_{MDOD}, C_{MDDOD}, C_{EOL}\}. \quad (12)$$

Para:

$$C_{MDOD}: 65,7 \text{ kAh}$$

$$C_{MDDOD}: 87,6 \text{ kAh}$$

$$E_{OL}: 65,7 \text{ kAh}$$

Siendo la capacidad mayor del banco de baterías $C_{Mayor}: 87,6 \text{ kAh}$

4.8 Capacidad Nominal de Descarga de las Baterías

Para conocer la capacidad nominal de descarga de las baterías es importante conocer la corriente nominal del sistema para ello necesitamos calcularla mediante la siguiente expresión

$$I_{nominal} = \left(\frac{S_{sistema}}{\eta_{inv} \cdot \eta_{con} \cdot V_{nom}} \right) \quad (42)$$

$$I_{nominal} = \frac{309,8kVA}{0,93 \cdot 0,97 \cdot 125V} = 2,74kA$$

Luego la capacidad de descarga nominal viene representada por la siguiente ecuación:

$$C_{nominal \text{ de descarga}} = \frac{C_{mayor}}{I_{nominal}} \quad (43)$$

$$C_{nominal \text{ de descarga}} = \frac{87,6 \text{ kAh}}{2,74kA} = 31,9 \text{ h}$$

El fabricante de las baterías especifica datos de la capacidad nominal de las mismas, en este caso se tomó la más cercana la cual corresponde a C_{24} esta tiene una capacidad de 3765 Ah, ver Anexo (1.1)

4.9 Tensión de Operación del Banco de Baterías y del Inversor

Como la carga no está directamente conectada al banco de baterías, se tomó como voltaje máximo y mínimo de trabajo la comparación de las tensiones de las baterías y las del inversor, además el V_{CORTE} y el $V_{MÁX}$ son datos suministrados por el fabricante, ver Anexo (3.3)

$$V_{MÁX} = Mayor\{V_{MÁX \text{ INV}}, V_{Nominal \text{ BAT}}\}. \quad (13)$$

Para:

$V_{M\acute{A}X\ INV}$: 125 VDC, ver anexo (3.3)

$V_{Nominal\ BAT}$: 2 VDC, ver Anexo (1.1)

$$V_{M\acute{A}X} = Mayor\{125 ; 2\}.$$

Nos queda como $V_{M\acute{A}X}$ = 125 VDC

Es importante acotar que para la estimación del valor del voltaje por célula (V/C) tomado de la curva del fabricante se hizo a una temperatura promedio de 27 °C dada por el servicio de meteorología de la aviación, ver Anexo (6)

$$V_{M\acute{I}N} = Menor\{V_{MIN\ INV}, V_{CORTE}\}. \quad (14)$$

Para:

$V_{MIN\ INV}$: 110 VDC ver anexo (3.3)

V_{CORTE} : 1,8 V/C ver Anexo (1.1)

$$V_{M\acute{I}N} = Menor\{110 ; 1,8\}$$

Nos queda como Tensión mínima de sistema $V_{M\acute{I}N}$ =1,8 V/C

4.10 Cálculo de las Celdas que conforma el número de Baterías en Serie

Para determinar las celdas de baterías totales en serie se realizó mediante la ecuación N° (15)

$$C_{ELDAS\ SERIE} = \text{Redondear Abajo} \left\{ \frac{V_{M\acute{A}X}}{V_{Nominal\ BAT}} \right\}. \quad (15)$$

Para:

$V_{M\acute{A}X}$: 125 VDC

$V_{Nominal\ BAT}$: 2 VDC

$$C_{ELDAS\ SERIE} = \text{Redondear Abajo} \left\{ \frac{125}{2} \right\} = 62$$

Con el cálculo demostrado anteriormente se concluye que se requieren 62 celdas en serie lo que equivale al mismo número de baterías en serie para cubrir con la tensión nominal del sistema. Esto dado por el fabricante de la batería de Plomo ácido OPzS Solar 4600, ver Anexo (1.1)

4.11 Cálculo de las Celdas que conforma el número de Baterías en Paralelo

Para determinar las celdas de baterías totales en serie se realizó mediante la ecuación N° (16)

$$C_{ELDAS\ PARALELO} = \text{Redondear Arriba} \left\{ \frac{C_{MAYOR}}{C_{Nominal\ BAT}} \right\} \quad (16)$$

Para:

C_{MAYOR} : 87,6 kAh

$C_{Nominal\ BAT}$: 3,765 kAh

$$C_{ELDAS\ PARALELO} = \text{Redondear Arriba} \left\{ \frac{87,6\ kAh}{3,765\ kAh} \right\} = 23$$

Con el cálculo demostrado anteriormente se concluye que se requieren 23 celdas en paralelo lo que equivale al mismo número de baterías en paralelo para cubrir con la corriente del sistema. Esto dado por el fabricante de la batería de Plomo ácido OPzS Solar 4600 ver Anexo (1.1)

4.12 Número total de Baterías del Sistema

Finalmente para determinar el número de baterías del sistema se hizo uso de la ecuación N° (17).

$$N_{BATERIAS} = C_{ELDAS PARALELO} \cdot C_{ELDAS SERIE} \quad (17)$$

Para:

$$C_{ELDAS PARALELO}: 23$$

$$C_{ELDAS SERIE}: 62$$

$$N_{BATERIAS} = 23 \cdot 62 = 1426$$

Por tanto se concluye que el número total de baterías que requiere el sistema es de 1426

4.13 Capacidad Final del Banco de Baterías

La capacidad final del banco de baterías se obtuvo a través de la ecuación N° (18)

$$C_{FINAL} = C_{Nominal BAT} \cdot B_{ATERIAS PARALELO} \quad (18)$$

Para

$$C_{Nominal BAT}: 3,765 \text{ kAh}$$

BATERIAS PARALELO: 23

$$C_{FINAL} = 3,765kAh \cdot 23 = 86,595kAh$$

Por lo tanto la capacidad final del banco de baterías es de 86,595kAh

4.14 Cálculo de la Corriente de Diseño

Para el cálculo de la corriente de diseño se aplicó la ecuación N° (19) y se consideró las Horas de Sol Pico (HPS) del promedio mensual suministrado por el Servicio de Meteorología de la Aviación Bolivariana, ver anexo (6) garantizando así el suministro de energía suficiente a las cargas durante el mes crítico (diciembre) en donde la irradiación a los paneles tiene un menor valor, también se consideró como criterio de diseño una eficiencia de las baterías de 0,95.

$$I_{DISEÑO} = \frac{\text{Demanda de energía diaria}}{\eta_{BATERIAS} \cdot HPS} \quad (19)$$

Para:

Demanda de energía diaria: 21,9 kAh

$\eta_{BATERIAS}$: 0,95

HPS: 5,81 h

$$I_{DISEÑO} = \frac{21,9 kAh}{0,95 \cdot 5,81} = 3,9kA$$

Quedando así la Corriente de Diseño igual a 3,9kA

4.15 Cálculo del número de Módulos Fotovoltaicos

4.15.1 Módulos en paralelo

El número de módulos que se requiere en paralelo viene dado por la ecuación N°(20)

$$M_{\text{MÓDULO PARALELO}} = \text{Redondear arriba} \left\{ \frac{I_{\text{DISEÑO}}}{I_{\text{NOM MÓDULO}}} \right\}. \quad (20)$$

Para:

$$I_{\text{DISEÑO}}: 3,9\text{kA}$$

$$I_{\text{NOM MÓDULO}}: 6,09 \text{ A}$$

$$M_{\text{MÓDULO PARALELO}} = \text{Redondear arriba} \left\{ \frac{3,9\text{kA}}{6,09 \text{ A}} \right\} = 641$$

De lo expresado anteriormente el número de módulos en paralelos requeridos para alimentar la corriente de diseño es de 641 módulos

4.15.2 Módulos en serie

El número de módulos que se requiere en serie viene dado por la ecuación N° (21)

$$M_{\text{MÓDULO SERIE}} = \text{Redondear arriba} \left\{ \frac{V_{\text{MÁX}}}{V_{\text{MÓDULO}}} \right\}. \quad (21)$$

Para:

$$V_{\text{MÓDULO}}: 54,7 \text{ V}$$

$$V_{\text{MÁX}}: 125 \text{ VDC}$$

$$M_{\text{MÓDULO SERIE}} = \text{Redondear arriba} \left\{ \frac{125}{54,7} \right\} = 3$$

De lo expresado anteriormente el número de módulos en series requeridos para alimentar la tensión de operación del inversor es de 3 módulos

El número total de módulos del arreglo solar fotovoltaico viene expresado por la ecuación N° (22)

$$N_{MÓDULO} = M_{ÓDULO\ SERIE} \cdot M_{ÓDULO\ PARALELO} \quad (22)$$

Para:

$$M_{ÓDULO\ SERIE}: 3$$

$$M_{ÓDULO\ PARALELO}: 641$$

$$N_{MÓDULO} = 3 \cdot 641 = 1923$$

4.16 Cálculo de las Corrientes y las Tensiones del Arreglo Solar Fotovoltaico

Los cálculos de las tensiones de circuito abierto y tensión nominal del arreglo, así como las corrientes de cortocircuito y nominal del arreglo se realizaron a través de las ecuaciones N° (23), (24), (25), (26)

4.16.1 Tensión Nominal del Arreglo:

$$V_{NOM\ ARREGLO} = M_{ÓDULOS\ SERIE} \cdot V_{NOM\ MÓDULO} \quad (23)$$

Para:

$$M_{ÓDULOS\ SERIE}: 3$$

$$V_{NOM\ MÓDULO}: 54,7$$

$$V_{NOM\ ARREGLO} = 3 \cdot 54,7 = 164,1V$$

4.16.2 Tensión de circuito abierto del Arreglo:

$$V_{CA\ ARREGLO} = M_{\acute{O}DULOS\ SERIE} \cdot V_{CA\ M\acute{O}DULO} \quad (24)$$

Para:

$$M_{\acute{O}DULOS\ SERIE}: 3$$

$$V_{CA\ M\acute{O}DULO}: 65,3$$

$$V_{CA\ ARREGLO} = 3 \cdot 65,3 = 195,9V$$

4.16.3 Corriente nominal del arreglo

$$I_{NOM\ ARREGLO} = M_{\acute{O}DULO\ PARALELO} \cdot I_{NOM\ M\acute{O}DULO} \quad (25)$$

Para:

$$M_{\acute{O}DULO\ PARALELO}: 641$$

$$I_{NOM\ M\acute{O}DULO}: 6,09$$

$$I_{NOM\ ARREGLO} = 641 \cdot 6,09 = 3,904\ kA$$

4.16.4 Corriente de corto circuito del arreglo

$$I_{CC \text{ ARREGLO}} = M_{\text{MÓDULO PARALELO}} \cdot I_{CC \text{ MÓDULO}} \quad (26)$$

Para:

$$M_{\text{MÓDULO PARALELO}}: 641$$

$$I_{CC \text{ MÓDULO}}: 6,46$$

$$I_{CC \text{ ARREGLO}} = 641 \cdot 6,46 = 4,141 \text{ kA}$$

4.17 Controlador de Carga

Con el fin de proteger contra descargas y sobre descargas al banco de baterías, el regulador de carga se seleccionó para que fuese capaz de resistir sin daño una sobrecarga simultánea, a la temperatura ambiente máxima de: 34°C, dado que las corrientes de cortocircuito del arreglo es elevada, se necesita colocar varios controladores en paralelo para regular el sistema, tal como se muestra en la ecuación N° (27)

$$NC_{\text{PARALELO}} = \text{Redondear arriba} \left\{ \frac{1,25 \cdot I_{CC \text{ ARREGLO}}}{I_{\text{NOM CONTROLADOR}}} \right\}. \quad (27)$$

Donde:

$$I_{\text{NOM CONTROLADOR}}: 80 \text{ A, ver Anexo (5)}$$

$$I_{CC \text{ ARREGLO}}: 4,141 \text{ kA}$$

$$NC_{\text{PARALELO}} = \text{Redondear arriba} \left\{ \frac{1,25 \cdot 4,141 \text{ kA}}{80} \right\} = 65$$

Por lo tanto se deben colocar 65 controladores en paralelo para la regulación del sistema.

4.18 Ubicación de los Equipos en la Planta

- **Ubicación de los Paneles**

Las áreas de techo de los edificios vienen representadas por la siguiente tabla

Tabla 34 Área disponible en los techos de los edificios

Espacio Físicos	Edificio Administrativo	Casa Control	Bomberos y Serv. Médicos	Comedor	Almacén	Taller	Comando GN	Caseta de Vigilancia	Caseta GN	Cuarto de Válvulas	Cuarto del Inversor	Cuarto de Baterías	Servicio Técnico	Estacionamiento	Total área m²
Área m²	392,71	294	422,99	215	255	288,96	175,73	20	20	240	393	335	129	947	4128,39

Se puede observar a través del anexo (7.1) que el área de cada panel corresponde a 1,63 m², conociendo a través de la ecuación (22) el número de módulos requeridos e igual a 1923, se puede obtener el área aproximada total que ocuparán el conjunto de módulos solares mediante la ecuación siguiente

$$\text{Área}_{\text{Total Mód}} = N_{\text{MÓDULO}} \cdot \text{Área}_{\text{Mód}} \quad (33)$$

Para:

$N_{\text{MÓDULO}}$: 1923

$\text{Área}_{\text{Mód}}$: 1,63 m²

$$\text{Área}_{\text{Total Mód}} = 1923 \cdot 1,63 = 3135 \text{ m}^2$$

Como criterio de diseño se estima un 80% de área efectiva del total disponible de las áreas, obteniendo así 3302 m² y concluyendo además que se pueden ubicar el total de módulos en los techos de las edificaciones

- **Ubicación de las Baterías**

Para la ubicación de las baterías se dispuso del edificio N° 19 (cuarto de baterías) y se estimó el área que ocupa el número total de baterías dado por la siguiente ecuación

$$\text{Área}_{Total Bat} = N_{BATERÍAS} \cdot \text{Área}_{BAT} \quad (34)$$

Para:

$$N_{BATERÍAS}: 1426$$

$$\text{Área}_{BAT}: \frac{1,4 \cdot 0,87 \cdot 0,6}{16}$$

$$\text{Área}_{Total BAT} = 1426 \cdot \frac{1,4 \cdot 0,87 \cdot 0,6}{16} = 65 \text{ m}^2$$

Se tiene además el cuarto de baterías suficiente para la colocación de las mismas y un cuarto para el inversor ver edificios 18 y 19 del anexo 2.8

4.19 Estimación de Costo de la Propuesta

Para calcular el coste del kW h se deben tener conocimiento el costo final de la instalación, el costo de mantenimiento (15000UA/ año), vida útil del sistema (20 años), y la producción anual del sistema. No se tomó en cuenta la actualización de los flujos de caja, ni posibles intereses debidos a préstamos, es importante tomar en cuenta que para el presente 1200 UA equivalen a 2,18 dólares (\$).

$$Prod_{anual} = \frac{HPS \cdot P_{instalada} \cdot 365 \cdot \eta_{INV}}{100} \quad (36)$$

Para:

$$HPS: 5,81 \text{ kWhm}^2$$

$$P_{instalada}: 333. 1923 = 640,36 \text{ kWp, ver Anexo (7.1)}$$

$$\eta_{INV}: 93\%$$

$$Prod_{annual} = \frac{5,81 \cdot 640,36 \cdot 365 \cdot 93}{100} = 1.262.920,9 \text{ kWh}$$

$$C_{final} = (C_{paneles} + C_{pci} + C_{baterias})P_{instalada} + C_{sistema\ inv} \cdot W_{inv} \quad (35)$$

Para:

$$C_{paneles} = 1200\text{UA}$$

$$C_{pci} = 1600\text{UA}$$

$$C_{baterias} = 2400\text{UA}$$

$$P_{instalada} = 640,36 \text{ kW}$$

$$C_{sistema\ inv} = 200\text{UA}$$

$$W_{inv} = S_{Inv} \cdot Fp = 194,65 \text{ kW}$$

$$C_{final} = (1200 + 1600 + 2400)640360 + 200 \cdot 194650 = 3.368.802.000\text{UA}$$

$$C_{final} = 3.368.802.000\text{UA}$$

$$Coste_{Total} = \frac{C_{man} \cdot VU_{Sis} + C_{Final}}{Prod_{annual} \cdot VU_{Sis}} \quad (37)$$

Para:

$$C_{man}: 15000 \text{ UA/año}$$

$$VU_{Sis}: 20 \text{ años}$$

$$C_{Final}: 3.368.802.000\text{UA}$$

$$Coste_{Total} = \frac{15000 \cdot 20 + 3.368.802.000}{1.262.920,9 \cdot 20} = 133,385 \text{ UA/kWh}$$

El coste total será: 0,2423 \$/kWh lo que representa aproximadamente cinco (5) veces el valor actual del kWh en nuestro país, el cual está en 0,05 \$/kWh. Según CORPOELEC.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES

La estimación de la demanda de las cargas eléctricas de la planta de generación de combustibles se hizo en base a las normativas de la empresa y la utilización del Código Eléctrico Nacional dando como resultado el valor de potencia de 258,2 kVA. Tomando en cuenta el futuro crecimiento de la planta se agregó una reserva del 20% quedando finalmente la demanda en 309,8 kVA.

Se utilizaron los datos del Servicio de Meteorología de la Aviación Militar de Venezuela para conocer las horas de sol pico y así a su vez la corriente de diseño del sistema, la cual nos permitió obtener la matriz de 641 módulos en paralelos y 3 módulos en serie, dando como resultado final 1923 módulos del arreglo solar fotovoltaico. Las horas de sol pico utilizadas corresponden al mes de diciembre que es el caso más desfavorable, trayendo como consecuencia un sobredimensionamiento en el arreglo solar fotovoltaico para los otros meses del año.

Se evaluó la tecnología solar y eólica utilizando matrices multi-criterios siguiendo el manual de procedimientos de PDVSA para selección de tecnologías (SCIP MP G 08 P) obteniendo para la energía solar módulos solares del fabricante Sumpower, las baterías del fabricante Classic Solar y el inversor del fabricante Schneider Electric, y para el caso de la energía eólica no fue seleccionado ningún fabricante debido a que no se cumplió los requerimientos exigidos.

Se especificó el convertidor DC/AC dando como resultado un grupo de tres (3) inversores monofásicos de 80 kVA cada uno, con una tensión de entrada de 125 VDC y con tensiones de salida de 120, 208, 440, 480 VAC.

La estimación de costo de la propuesta se realizó siguiendo una definición global del proyecto, obteniendo como resultado que el coste del kWh de la energía solar representa cinco (5) veces el que se paga en nuestro país, haciendo entonces menos atractivo la energía renovable del tipo solar, sin embargo hay que considerar que no son solo cuestiones económicas las que pueden impulsar la instalación de un sistema fotovoltaico conectado a la red, sino que hay otros factores como el medio ambiente y la no dependencia de fuentes energéticas tradicionales que toman peso a la hora de realizar la inversión.

RECOMENDACIONES

Una vez obtenidos los planos definitivos de las edificaciones del proyecto se recomienda realizar un estudio más detallado en donde se haga menos dependencia del uso de los índices sugeridos por el CEN para la estimación de iluminación y tomas de corriente e incluir el uso de un software como el Dialux que permita la simulación de la iluminación para las diferentes áreas y así obtener resultados más precisos.

Se recomienda realizar un estudio en campo con anemómetros y piranómetros que midan la velocidad del viento y la irradiación solar respectivamente y obtener una data de por lo menos un (1) año, que permita concluir de manera contundente el uso o no de aerogeneradores en la zona y optimizar el sistema solar fotovoltaico.

Se recomienda un inversor con seguidor de máxima potencia con la finalidad de lograr mayor eficiencia, el inversor debe ser de onda sinusoidal pura, además asegurar una correcta operación en todo el margen de tensiones de entrada permitidas por el sistema. Los inversores deben arrancar y operar todas las cargas especificadas en la instalación, especialmente aquellas que requieren elevadas corrientes de arranque, sin interferir en su correcta operación con el resto de cargas y deberán estar protegidos frente a las siguientes situaciones: Tensión de entrada fuera del margen de operación, Desconexión del acumulador, Cortocircuito en la salida de corriente alterna, Sobrecargas que excedan la duración y límites permitidos.

Se recomienda realizar una evaluación económica detallada en donde se incluya flujo de caja, intereses generados por concepto de préstamos y un estudio de impacto ambiental para determinar costos adicionales que no fueron contemplados.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Michelle H Cameron, *Agentes Físicos en rehabilitación. De la investigación a la práctica*, España: Ed. Elsevier, 2009. p.3
- [2] Ruben Cano y Percy Espinoza, *curso virtual a distancia y manual digital de instalación y mantenimiento de equipos fotovoltaicos*: <<http://intranet2.minem.gob.pe/>> [Consulta 2012]
- [3] Fondonorma 200:2009. Código Eléctrico Nacional, Venezuela: Codelectra, 2009 sec. 690.1 (B)
- [4] ANSI/IEEE. Std.141-1993, *IEEE Electric Power Distribution for Industrial Plants*, New York, USA, 1993
- [5] PDVSA 90619.1.050, *Análisis de Cargas*, Venezuela, 1993
- [6] PDVSA N-201, *Obras Eléctricas*, Venezuela, 2010
- [7] Julio Walter, *Taller de Energía solar fotovoltaica*: Ed. CODELECTRA Venezuela 2010 p.p 86 87
- [8] PDVSA SCIP-MP-G-08-P, *Manual de procedimientos mejores prácticas Selección de Tecnologías*: Venezuela 2001
- [9] Bornay, < <http://www.bornay.com/eolica/es/aerogeneradores/4/modelos/17>> [Consulta 2012]
- [10] Zephyr Corporation, <http://www.zephyreco.co.jp/en/products/product/air-dolphin_gto/specifications.html> [Consulta 2012]
- [11] Enair, < http://www.enair.es/aerogenerador/modelo_30> [Consulta 2012]
- [12] Sunpower, < <http://us.sunpowercorp.com/>> [Consulta 2012]
- [13] GrapeSolar, <<http://www.grapesolar.com/index.php/products/>> [Consulta 2012]
- [14] Day4Energy,<http://www.day4energy.com/products_and_projects/modules/> [Consulta 2012]
- [15] Carrier< <http://www.carriercca.com/>> [Consulta 2012]
- [16] Retscreen <<http://www.etscreen.net/es/home.php>> [Consulta 2012]

BIBLIOGRÁFIAS

ANSI/IEEE Std. 1013-2000, *IEEE Recommended Practices for Sizing Lead-Acid Batteries for Photovoltaic (PV) Systems*, New York, USA, 2000.

ANSI/IEEE Std. 1374-1998, *IEEE Guide for Terrestrial Photovoltaic Power System Safety*, New York, Usa, 1998.

Fondonorma 200:2004. Código Eléctrico Nacional, Venezuela: Codelectra, 2004.
Installation, Commissioning and Operation Handbook for AGM-VRLA-Batteries. Exide Technologies. 2004

IDAE Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red*, Madrid, España. 2009.

IMF Formación. *Instalaciones Fotovoltaicas Autónomas*. 2008

Ruben Cano y Percy Espinoza, *Curso Virtual A Distancia Y Manual Digital De Instalación Y Mantenimiento De Equipos Fotovoltaicos*: <http://intranet2.minem.gob.pe/> [Consulta 2012]

Cigré. *II Congreso Venezolano de Redes y Energía Electrica* [en línea], <http://www.cnv-cigre.org.ve/congreso_2009> [consulta 2012]

Ruben Cano y Percy Espinoza, *Curso Virtual A Distancia Y Manual Digital De Instalación Y Mantenimiento De Equipos Fotovoltaicos*: <<http://intranet2.minem.gob.pe/>> [Consulta 2012]

Schletter [en línea] <<http://www.schletter.de/>> [Consulta 2012]

Exide Technologies Industrial Energy, *Classic Handbook Part2 Edition1 Nov2008 pdf*.

IEC Std. 61400-2, *Wind Turbine, Part 2: Design requirements for small wind turbines* 2006.

ANEXOS



Baterías Industriales – Estacionarias Classic Solar

Un potente almacenamiento de energía
para sistemas fotovoltaicos

Especificaciones

Distribuidor oficial:
HISPANIA SOLAR DE
ENERGÍAS FOTOVOLTAICAS, S.L.
Camí del Mig, 20
08349 Cabrera de Mar
Barcelona
www.hispaniasolar.es

info@hispaniasolar.es

Almacenamiento de energía para aplicaciones energéticas excepcionales

La gama Classic OpzS Solar ha sido utilizada durante décadas en requerimientos de energía medios y grandes. Este acumulador de energía es una batería de plomo-ácido de bajo mantenimiento con electrolito líquido. Debido a su robustez, larga vida de diseño y alta fiabilidad, estas baterías son ideales para el uso en estaciones solares y eólicas, telecomunicaciones, compañías de distribución de energía, ferrocarriles y muchos otros suministros de energía de equipos de seguridad.



Placas tubulares



Capacidad nominal
70 - 4600 Ah



Monoblocs



Elementos de 2V



2000 ciclos según IEC 896-1



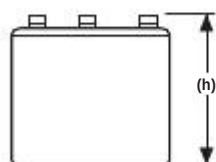
Bajo mantenimiento



Reciclables



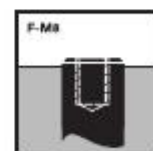
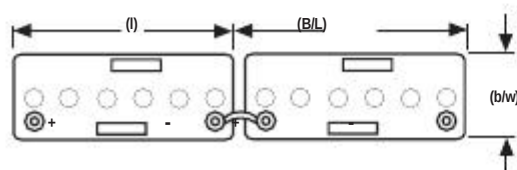
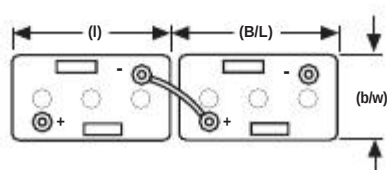
Esquemas con posición de los terminales, terminal y par de apriete



6 V block



12 V block



20 Nm

¡ No a escala!

Datos y características técnicas

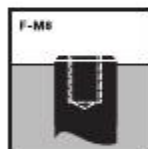
Tipo	Código	Tensión Nominal V	Capacidad C120 1.85 V/C 25°C Ah	Long. (l) Máx. mm	Anchu. (b/w) Máx. mm	Altura* (h) Máx. mm	Long. Instalada (B/L) mm	Peso incluyendo Ácido Aprox. kg	Peso De Ácido** Aprox. kg	Resistencia / Interna m&	Intensi. de Corto Circuito Según A	Terminal	Nº Term./ Polo	Capacidades en Ah (C6-C240 at 25°C)										
														C6	C10	C12	C24	C48	C72	C100	C120	C240		
														1.75 V/C	1.80 V/C	1.80 V/C	1.80 V/C	1.80 V/C	1.80 V/C	1.85 V/C	1.85 V/C	1.85 V/C		
Monobloc																								
OPzS Solar 70	NVSL120070WC0FA	12	70	275	208	385	285	35	15	18.18	688	F-M8	1	55.0	51.5	63.7	69.4	78.4	79.8	83.2	82.7	92.9		
OPzS Solar 140	NVSL120140WC0FA	12	140	275	208	385	285	45	14	9.26	1314	F-M8	1	95.4	103.0	108.2	118.7	141.6	137.8	144.0	139.9	162.3		
OPzS Solar 210	NVSL120210WC0FA	12	210	383	208	385	393	64	19	6.46	1884	F-M8	1	131.4	154.5	150.7	167.0	187.5	196.2	204.5	208.3	234.1		
OPzS Solar 280	NVSL060280WC0FA	6	280	275	208	385	285	41	13	2.68	2283	F-M8	1	203.4	206.0	229.3	250.8	296.2	289.2	301.8	294.0	338.3		
OPzS Solar 350	NVSL060350WC0FA	6	350	383	208	385	393	56	20	2.39	2800	F-M8	1	245.5	257.5	284.0	311.5	374.2	361.2	377.5	364.1	424.5		
OPzS Solar 420	NVSL060420WC0FA	6	420	383	208	385	393	63	20	1.96	3106	F-M8	1	284.3	309.0	322.9	354.6	420.8	410.8	429.4	417.7	482.9		
Elemento																								
OPzS Solar 190	NVSL020190WC0FA	2	190	105	208	405	115	13.7	5.2	1.45	1400	F-M8	1	120	128	130	145	165	175	185	190	200		
OPzS Solar 245	NVSL020245WC0FA	2	245	105	208	405	115	15.2	5.0	1.05	1950	F-M8	1	160	169	170	190	215	230	240	245	260		
OPzS Solar 305	NVSL020305WC0FA	2	305	105	208	405	115	16.6	4.6	0.83	2450	F-M8	1	200	216	220	240	270	285	300	305	320		
OPzS Solar 380	NVSL020380WC0FA	2	380	126	208	405	136	20.0	5.8	0.72	2850	F-M8	1	250	267	270	300	330	350	370	380	400		
OPzS Solar 450	NVSL020450WC0FA	2	450	147	208	405	157	23.3	6.9	0.63	3250	F-M8	1	295	319	325	355	395	420	440	450	470		
OPzS Solar 550	NVSL020550WC0FA	2	550	126	208	520	136	26.7	8.1	0.63	3250	F-M8	1	355	391	390	430	480	515	540	550	580		
OPzS Solar 660	NVSL020660WC0FA	2	660	147	208	520	157	31.0	9.3	0.56	3650	F-M8	1	420	468	465	515	575	615	645	660	695		
OPzS Solar 765	NVSL020765WC0FA	2	765	168	208	520	178	35.4	10.8	0.50	4100	F-M8	1	490	545	545	600	670	710	750	765	805		
OPzS Solar 985	NVSL020985WC0FA	2	985	147	208	695	157	43.9	13.0	0.47	4350	F-M8	1	610	700	695	770	860	920	970	985	1035		
OPzS Solar 1080	NVSL021080WC0FA	2	1080	147	208	695	157	47.2	12.8	0.43	4800	F-M8	1	675	772	770	845	940	1000	1055	1080	1100		
OPzS Solar 1320	NVSL021320WC0FA	2	1320	215	193	695	225	59.9	17.1	0.30	6800	F-M8	2	820	937	930	1030	1150	1230	1295	1320	1385		
OPzS Solar 1410	NVSL021410WC0FA	2	1410	215	193	695	225	63.4	16.8	0.27	7500	F-M8	2	895	1009	1005	1105	1225	1305	1380	1410	1440		
OPzS Solar 1650	NVSL021650WC0FA	2	1650	215	235	695	225	73.2	21.7	0.26	7900	F-M8	2	1025	1174	1170	1290	1440	1540	1620	1650	1730		
OPzS Solar 1990	NVSL021990WC0FA	2	1990	215	277	695	225	86.4	26.1	0.23	8900	F-M8	2	1230	1411	1405	1550	1730	1850	1950	1990	2090		
OPzS Solar 2350	NVSL022350WC0FA	2	2350	215	277	845	225	108.0	33.7	0.24	8500	F-M8	2	1575	1751	1740	1910	2090	2200	2300	2350	2470		
OPzS Solar 2500	NVSL022500WC0FA	2	2500	215	277	845	225	114.0	32.7	0.22	9300	F-M8	2	1670	1854	1845	2015	2215	2335	2445	2500	2600		
OPzS Solar 3100	NVSL023100WC0FA	2	3100	215	400	815	225	151.0	50.0	0.16	12800	F-M8	3	2085	2317	2305	2520	2755	2910	3040	3100	3250		
OPzS Solar 3350	NVSL023350WC0FA	2	3350	215	400	815	225	158.0	48.0	0.14	14600	F-M8	3	2275	2523	2510	2740	2985	3135	3280	3350	3520		
OPzS Solar 3850	NVSL023850WC0FA	2	3850	215	490	815	225	184.0	60.0	0.12	17000	F-M8	4	2595	2884	2870	3135	3430	3615	3765	3850	4040		
OPzS Solar 4100	NVSL024100WC0FA	2	4100	215	490	815	225	191.0	58.0	0.11	17800	F-M8	4	2785	3090	3075	3355	3650	3840	4000	4100	4300		
OPzS Solar 4600	NVSL024600WC0FA	2	4600	215	580	815	225	217.0	71.0	0.11	18600	F-M8	4	3100	3450	3435	3765	4100	4300	4500	4600	4850		

*La altura indicada en la tabla puede diferir dependiendo de los tapones usados.

**Densidad de ácido dN = 1.24 kg/l

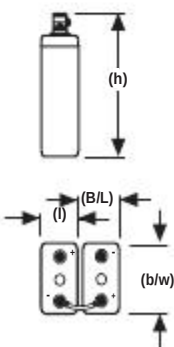
Esquemas con posición de los terminales, terminal y par de apriete.

Los datos son también válidos para la versión cargada en seco.
Cambie "W" (Wet) por "D" (Dry) en el código.
Pej.:
Llenada y cargada NVSL120070 W C0FA
Cargada en seco NVSL120070 D C0FA



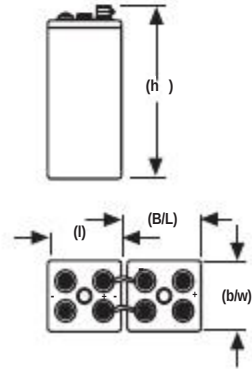
20 Nm

OPzS Solar 190
hasta
OPzS Solar 1080

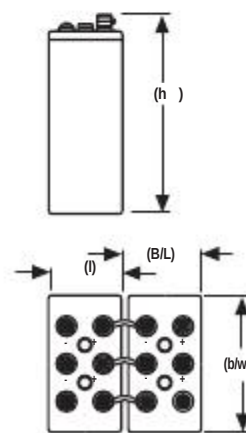


¡ No a escala!

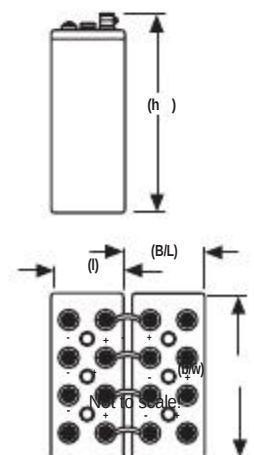
OPzS Solar 1320
hasta
OPzS Solar 2500



OPzS Solar 3100
OPzS Solar 3350



OPzS Solar 3850
hasta
OPzS Solar 4600



Trickle charging mode in storage

Constant-voltage charging

Temperature	Max. voltage per cell	Min. voltage per cell	Max. current	Charging time at max. voltage
20° C	2.38 V	2.27 V	0.2 C ₁₀	24 h
25° C	2.35 V	2.25 V	0.2 C ₁₀	24 h
30° C	2.32 V	2.22 V	0.2 C ₁₀	24 h

Depending on the chargers the charging time shall be extended by 24 hours for every 0.04 V less than the maximum voltage, in which the “minimum voltage” is still the lower limit.

Constant current (I-) charging (15 to 30°C)

Measured OCV [Vpc]	Current [A]	Charging time [h]
2.05	0.5 * I ₁₀	14
2.06	0.5 * I ₁₀	13
2.07	0.5 * I ₁₀	12

For temperatures below 15°C it is recommended to charge the battery 20 hours.

6. OPERATION

6.1 Float Voltage and Float Current

A temperature related adjustment of the charge voltage within the operating temperature of 15° C to 25° C is not necessary. If the operating temperature is permanently outside this range, the charge voltage has to be adjusted as shown in figure 3.

The float charge voltage should be set as follows. Hereby, the Volts per cell $1\% \times \text{number of cells}$ must be measured at the end terminals of the battery:

2.27 Vpc (at 20°C) for Marathon L and Powerfit S

2.27 Vpc (at 25°C) for Sprinter P

In the case of installation in cabinets or in trays, the representative ambient temperature measurement is achieved at a height of 1/3. The sensor should be placed in the center of this level.

The location of battery temperature sensors depends on the probes. The measurement shall be carried out either at the negative terminals (pointed metallic probes or probes with loop-shape) or on the plastic housing (flat probes to be placed on top or on one side in the center).

Depending on the electrical equipment (e.g. rectifier, inverter), its specification and charging characteristics alternating currents flow through the battery superimposing onto the direct current during charge operation.

Alternating currents and the reaction from the loads may lead to an additional temperature increase of the battery and strain the electrodes, which can shorten the battery life.

When recharging up to 2.4 Vpc the actual value of the alternating current is occasionally permitted up to 10 A (RMS) per 100 Ah nominal capacity. In a fully charged state during float charge or standby parallel operation the actual value of the alternating current must not exceed 5 A (RMS) per 100 Ah nominal capacity.

TUBULAR PLATE OPzS RANGE

STATIONARY LEAD ACID BATTERIES WITH TUBULAR POSITIVE PLATES

THIS RANGE IS SPECIFICALLY DESIGNED FOR STATIONARY
INSTALLATIONS WHERE CYCLIC DISCHARGES MAY OCCUR

SEC-T-RANGE 100Ah to 3000Ah

MAIN APPLICATIONS

- Telecommunications
- Photovoltaic/Cyclic
- Power Plant
- Emergency Lighting
- Transmission Switching
- UPS systems
- Alarm systems
- Signalling

CELL DESCRIPTION

POSITIVE PLATES

- Tubular spine grid
- Low Antimony
- Multiwoven polyester sleeve

NEGATIVE PLATES

- Flat pasted grid
- Two level mesh for low resistance

VENT PLUG

- Explosion proof flame arrestor

TERMINALS

- O-ring sealing system
- Allows +ve plate growth
- Copper female insert for M8 bolt

INTERCONNECTS

- Insulated cables

ELECTROLYTE

- Specific gravity 1.240
- Large reserve for low maintenance

SEPARATORS

- Microporous plastic

CONTAINER

- Transparent acrylonitrile polystyrene (S.A.N.)

COVER

- Grey acrylonitrile polystyrene (S.A.N.)



APPROVED BY TELECOM AND POWER
AUTHORITIES WORLDWIDE



T Bloc & Range - Tubular Plate Discharge Data Amp Hour at 20 C. to 1.85 to 1.65 VPC

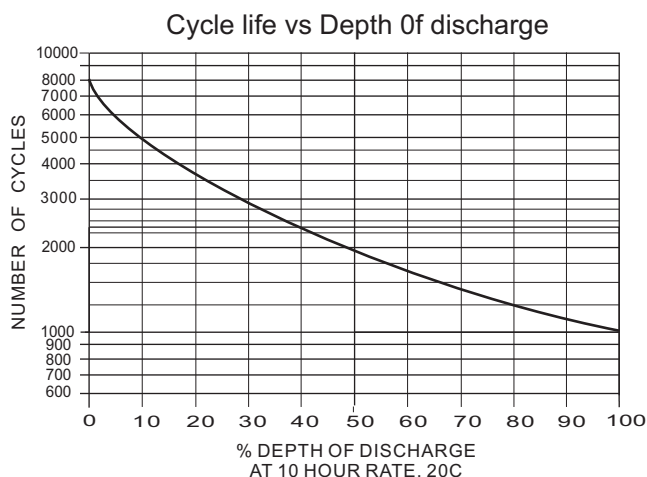
SEC CELL TYPE	European DIN TYPE	Discharge Time Hours												Discharge in Min.	
		100 Hr.	72 Hr.	48 Hr.	24 Hr.	10 Hr.	8 Hr.**	6 Hr.	5 Hr.	4 Hr.	3 Hr.	2 Hr.	60Min.	30Min.	
		1.85 vpc	1.85 vpc	1.85 vpc	1.85 vpc	1.80 vpc	1.75 - 25 C	1.77 vpc	1.77 vpc	1.75 vpc	1.75 vpc	1.75 vpc	1.67 vpc	1.65 vpc	
SEC T5-05	2 OPzS 100	141	140	134	125	100	100	88.0	87.5	79.0	75.0	62.0	53.0	78.0	
SEC T5-07	3 OPzS 150	212	210	201	188	150	150	133	126	120	113	95.0	80.0	116	
SEC T5-09	4 OPzS 200	282	280	268	250	200	200	178	169	160	150	126	106	154	
SEC T5-11	5 OPzS 250	352	350	335	310	250	250	222	211	200	188	157	130	192	
SEC T5-13	6 OPzS 300	420	420	402	375	300	300	266	253	239	225	188	160	230	
SEC T7-11	5 OPzS 350	505	500	469	435	350	350	310	294	279	263	220	186	268	
SEC T7-13	6 OPzS 420	605	600	562	525	420	420	372	353	334	315	263	224	322	
SEC T7-15	7 OPzS 490	709	705	656	610	500	500	437	412	390	368	307	260	375	
SEC T10-13	6 OPzS 600	865	864	804	732	600	600	532	506	478	450	373	310	426	
SEC T10-15	7 OPzS 700	1011	1004	938	853	700	700	620	590	557	525	435	365	497	
SEC T10-17	8 OPzS 800	1155	1150	1072	975	800	800	709	674	637	600	498	418	568	
SEC T10-21	10 OPzS 1000	1445	1440	1340	1210	1000	1000	887	843	797	750	622	520	710	
SEC T10-25	12 OPzS 1200	1730	1725	1608	1460	1200	1200	1064	1011	956	900	747	620	852	
SEC T12-25	12 OPzS 1500	2115	2100	2010	1800	1500	1500	1310	1235	1176	1116	912	745	1056	
SEC T12-29	14 OPzS 1750	2465	2450	2345	2100	1750	1750	1529	1441	1372	1302	1064	870	1242	
SEC T12-31	15 OPzS 1875	2630	2625	2512	2250	1875	1875	1638	1544	1470	1395	1140	930	1320	
SEC T12-33	16 OPzS 2000	2810	2800	2680	2400	2000	2000	1747	1646	1567	1488	1215	990	1408	
SEC T12-37	18 OPzS 2250	3160	3150	3015	2700	2250	2250	1994	1900	1793	1686	1378	1120	1584	
SEC T12-41	20 OPzS 2500	3520	3500	3350	3000	2500	2500	2184	2058	1959	1860	1519	1235	1760	
SEC T12-49	24 OPzS 3000	4220	4200	4020	3600	3000	3000	2621	2470	2351	2232	1823	1480	2112	

** The 8 hour rates is to 1.75 vpc at 25 Deg. C. - Actual Battery Discharge Data may be +/-5% of figures shown

T Range - Tubular Plate Discharge Data Amps at 20 C. to 1.85 to 1.65 VPC

SEC CELL TYPE	European DIN TYPE	Discharge Time Hours											Discharge in Min.	
		100 Hr. 1.85 vpc	72 Hr. 1.85 vpc	48 Hr. 1.85 vpc	24 Hr. 1.85 vpc	10 Hr. 1.80 vpc	8 Hr.** 1.75 - 25C	6 Hr. 1.77 vpc	5 Hr. 1.77 vpc	4 Hr. 1.75 vpc	3 Hr. 1.75 vpc	2 Hr. 1.75 vpc	60Min. 1.67 vpc	30Min. 1.65 vpc
SEC T5-05	2 OPzS 100	1.41	1.94	2.79	5.21	10.0	12.5	14.7	17.5	19.8	25.0	31.0	53.0	78.0
SEC T5-07	3 OPzS 150	2.12	2.92	4.19	7.83	15.0	18.8	22.2	25.2	30.0	37.7	47.5	80.0	116
SEC T5-09	4 OPzS 200	2.82	3.89	5.58	10.4	20.0	25.0	29.7	33.8	40.0	50.0	63.0	106	154
SEC T5-11	5 OPzS 250	3.52	4.86	6.98	12.9	25.0	31.3	37.0	42.2	50.0	62.7	78.5	130	192
SEC T5-13	6 OPzS 300	4.20	5.83	8.38	15.6	30.0	37.5	44.3	50.6	59.8	75.0	94.0	160	230
SEC T7-11	5 OPzS 350	5.05	6.94	9.77	18.1	35.0	43.8	51.7	58.8	69.8	87.7	110	186	268
SEC T7-13	6 OPzS 420	6.05	8.33	11.7	21.9	42.0	52.5	62.0	70.6	83.5	105	132	224	322
SEC T7-15	7 OPzS 490	7.09	9.79	13.7	25.4	50.0	62.5	72.8	82.4	97.5	123	154	260	375
SEC T10-13	6 OPzS 600	8.65	12.0	16.8	30.5	60.0	75.0	88.7	101	120	150	187	310	426
SEC T10-15	7 OPzS 700	10.1	13.9	19.5	35.5	70.0	76.0	103	118	139	175	218	365	427
SEC T10-17	8 OPzS 800	11.6	16.0	22.3	40.6	80.0	100	118	135	159	200	249	418	568
SEC T10-21	10 OPzS 1000	14.5	20.0	27.9	50.4	100	125	148	169	199	250	311	520	710
SEC T10-25	12 OPzS 1200	17.3	24.0	33.5	60.8	120	150	177	202	239	300	374	620	852
SEC T12-25	12 OPzS 1500	21.2	29.2	41.9	75.0	150	188	218	247	294	372	456	745	1056
SEC T12-29	14 OPzS 1750	24.7	34.0	48.9	87.5	175	219	255	288	343	434	532	870	1242
SEC T12-31	15 OPzS 1875	26.3	36.5	52.3	93.8	188	234	273	309	368	465	570	930	1320
SEC T12-33	16 OPzS 2000	28.1	38.9	55.8	100	200	250	291	329	392	496	608	990	1408
SEC T12-37	18 OPzS 2250	31.6	43.8	62.8	113	225	281	332	380	448	562	689	1120	1584
SEC T12-41	20 OPzS 2500	35.2	48.6	69.8	125	250	313	364	412	490	620	760	1235	1760
SEC T12-49	24 OPzS 3000	42.2	58.3	83.8	150	300	375	437	494	588	744	912	1480	2112

** The 8 hour rates is to 1.75 vpc at 25 Deg. C. - Actual Battery Discharge Data may be +/-5% of figures shown



Advantage of T- Range Cells

Tubular positive plates for long life in float and cyclic applications. Performance guaranteed. Conforms to European standards DIN 40736. Long life of 20 years in float service at 20°C, and 1200+ deep cycles..For minimum maintenance the recommended float charge of 2.20 Vpc (± 0.01 Vpc) at 20°C. For temperature other than 20°C the float voltage should be corrected using the temperature correction factor of ± 0.004 volts /cell /degree C. For temperature above / below 20°C e.g. 10°C the voltage has to be increased and at 30°C the float voltage has to be reduced.

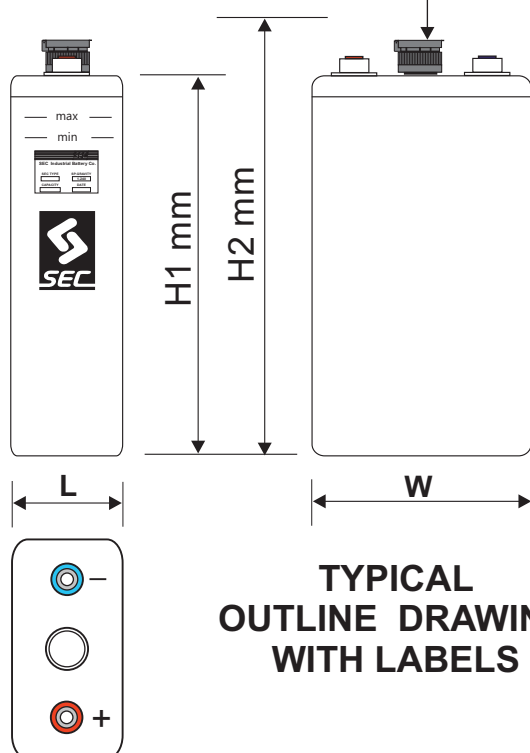
Operating Temperature: -25 to +55°C. However we recommend that the batteries be operated at temperature of 20°C to obtain full life and optimum performance.

T Range - Tubular Plate - Battery Dimensions Weight & Data

SEC CELL TYPE	European DIN TYPE	Nom. Volts	Overall Dimensions				Cell Weight		Electrolyte		Internal Resistance m Ohms	Short Circuit Current	1 Min. Discharge Rate	Number of Terminal
			Length mm	Width mm	Height 1 mm	Height 2 mm	Dry kg	Wet kg	Elect. kg	Elect. ltr. +10%				
SEC T5-05	2 OPzS 100	2	105	208	356	411	7.6	12.6	5.00	4.44	2.23	1020	110	2
SEC T5-07	3 OPzS 150	2	105	208	356	411	10.8	15.3	4.50	3.99	1.62	1610	160	2
SEC T5-09	4 OPzS 200	2	105	208	356	411	13.2	17.2	4.00	3.55	0.95	2160	240	2
SEC T5-11	5 OPzS 250	2	126	208	356	411	16.2	20.8	4.60	4.08	0.76	2700	300	2
SEC T5-13	6 OPzS 300	2	147	208	356	411	19.2	24.3	5.10	4.52	0.63	3240	360	2
SEC T7-11	5 OPzS 350	2	126	208	472	527	19.4	26.9	7.50	6.65	0.70	2900	385	2
SEC T7-13	6 OPzS 420	2	147	208	472	527	23.4	31.5	8.10	7.19	0.58	3480	460	2
SEC T7-15	7 OPzS 490	2	166	208	472	527	27.4	36.1	8.70	7.72	0.50	1060	530	2
SEC T10-13	6 OPzS 600	2	147	208	647	702	33.9	44.8	10.9	9.67	0.46	4300	504	2
SEC T10-15	7 OPzS 700	2	193	212	647	702	40.2	56.2	15.5	13.8	0.39	4900	390	4
SEC T10-17	8 OPzS 800	2	193	212	647	702	45.3	61.3	16.0	14.2	0.35	5760	672	4
SEC T10-21	10 OPzS 1000	2	235	212	647	702	55.5	74.6	19.1	16.9	0.28	7200	840	4
SEC T10-25	12 OPzS 1200	2	277	212	647	702	65.8	88.0	22.2	19.7	0.234	8640	1008	4
SEC T12-25	12 OPzS 1500	2	277	212	797	852	87.0	115	27.3	24.2	0.225	9180	1080	6
SEC T12-29	14 OPzS 1750	2	401	216	773	828	105	140	35.2	31.2	0.220	10200	1175	6
SEC T12-31	15 OPzS 1875	2	401	216	773	828	113	158	45.0	39.9	0.210	11000	1350	6
SEC T12-33	16 OPzS 2000	2	401	216	773	828	123	166	43.0	38.1	0.170	15600	1440	6
SEC T12-37	18 OPzS 2250	2	489	214	773	828	142	195	53.0	47.0	0.150	12200	1620	8
SEC T12-41	20 OPzS 2500	2	489	214	773	828	152	204	52.0	46.1	0.140	15600	1800	8
SEC T12-49	24 OPzS 3000	2	578	214	773	828	179	242	63.0	55.9	0.110	18900	2160	8

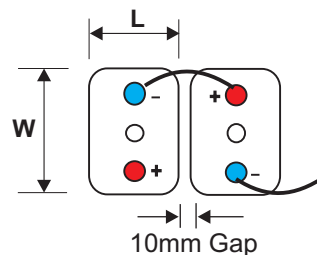
Battery information subject to change without notice

Vent Plug: Ceramic flame arrestor

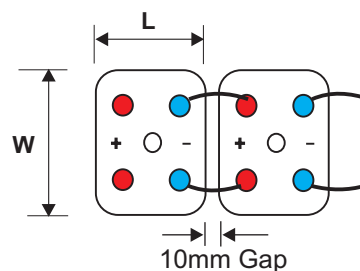


**TYPICAL
OUTLINE DRAWING
WITH LABELS**

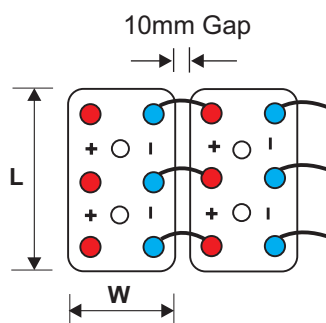
TYPICAL LAYOUT AND WIRING



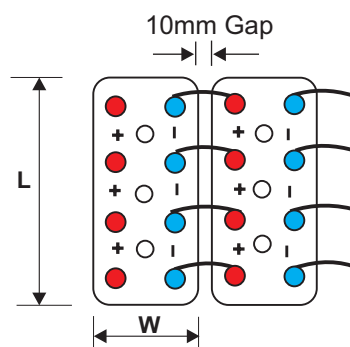
TYPE T5-05 to T10-13



TYPE T10-17 to T10-25



TYPE T12-25 to T12-33

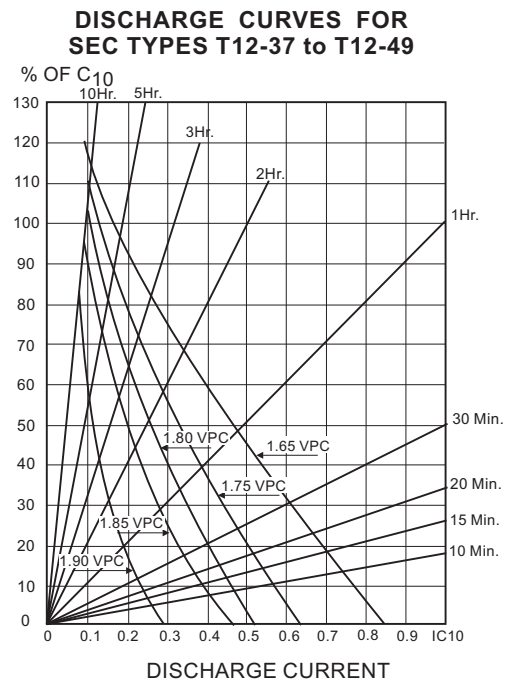
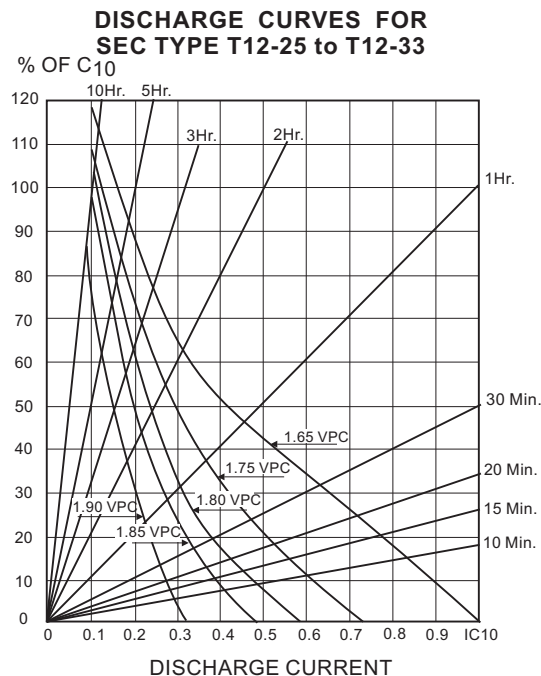
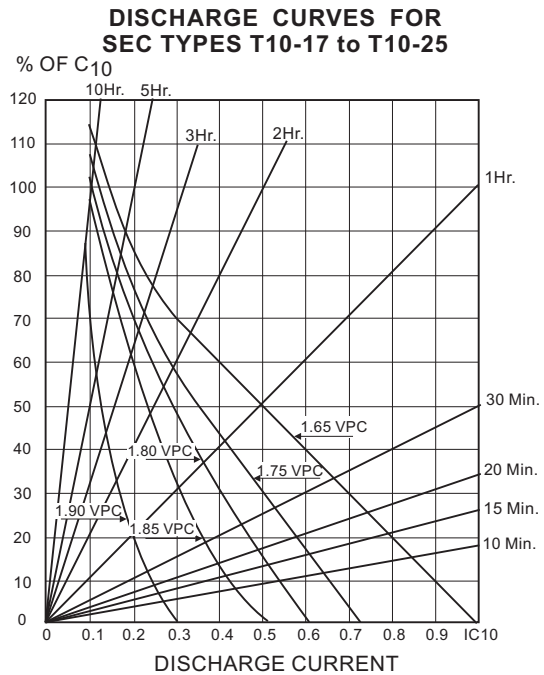
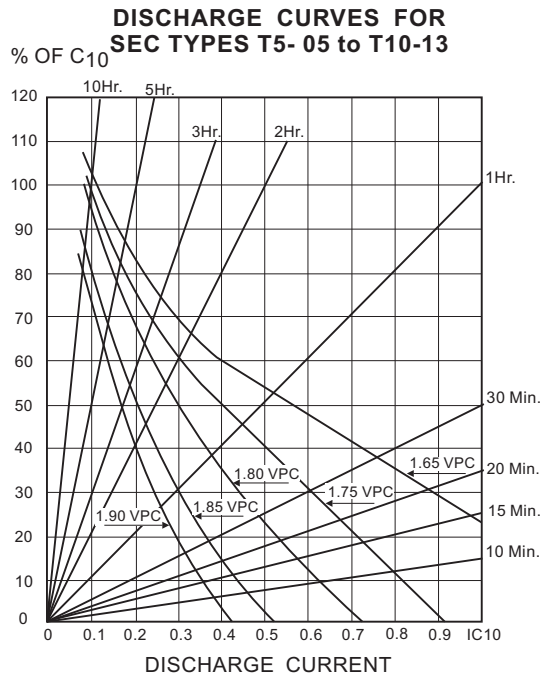


TYPE T12-37 to T12-49

The performance of the SEC-T-RANGE of batteries meets the DIN, IEC and Public contracts specifications No. 5641 Standards.

The use of tubular positive plates increases the life span of the battery, even in harsh environmental cyclic conditions

Nominal capacities in ampere hours @ 10hr. rate



SEC Industrial Battery Co. Ltd.
Thorney Weir House, Iver
Bucks SLO 9AQ, ENGLAND
Tel 44 1895 431543
Fax 44 1895 431880
brian.harper@secbattery.com

SEC European Sales Office
42 rue de la Rochette
77000 Melun
France
Tel 33 6 75 59 06 92
christian.dhainaut@secbattery.com

SEC Industrial Battery Co.Bsc
P.O. Box 32225
Kingdom of Bahrain
Tel 97317 721322
Fax 97317 740743
sujo.pulikottil@secbattery.com

SEC Industrial Battery Co. Ltd.
Unit 6. 6/f, Hewlett Centre
No. 54 Hoi Yuen Road, Kwun Tong
Tel 852 230 44382
Fax 852 230 44013
duncan.low@secbattery.com

 **SEC**
Industrial Battery Co.
world wide supplier





SISTEMA DE GESTIÓN DE CALIDAD
IRAM-ISO 9001:2008
CERTIFICADO IRAM N° 9000-707



SISTEMA DE GESTIÓN AMBIENTAL
IRAM-ISO 14001:2004
CERTIFICADO IRAM N° 14000-213

EnerSafe OPzS

- Capacidades de 216Ah a 3360Ah.
- Capacidades en C_{10} de acuerdo a los estándares DIN.
- Excelente Ciclado y larga vida útil.
- Excepcional confiabilidad operacional.
- Bajo mantenimiento.

Descripción

Las baterías **EnerSafe OPzS**, han sido diseñadas para todas las aplicaciones estacionarias que requieren los mas altos niveles de confiabilidad. Las celdas de las baterías OPzS poseen un diseño optimizado de sus placas. Esto da como resultado una mayor capacidad que la que requiere el cumplimiento de las normas DIN. Además, la tecnología de las placas tubulares ofrece un excelente desempeño en ciclado junto con una larga vida útil en flote, brindando una solución flexible que permite resolver todas las aplicaciones. La auto descarga es muy baja y el mantenimiento reducido y simplificado por el fácil acceso a la medición de tensión y densidad del electrolito.

Características

- ◆ Separadores de material *micro poroso* de baja resistencia eléctrica. Su alta porosidad y su diseño de doble costilla facilitan la difusión del electrolito entre ambas placas.
- ◆ Placas positivas fabricadas a partir de rejillas con aleación de bajo contenido de antimonio. El material activo es retenido dentro de tubos de alta resistencia al ácido.
- ◆ El diseño tubular de las placas aumenta considerablemente la vida útil de la batería, así como la cantidad de ciclos de carga y descarga sin sufrir degradaciones del material activo.
- ◆ Celdas de **DOS, CUATRO, SEIS Y OCHO** postes.
- ◆ Tapón antiflama construido en cerámica de **ALUMINA FUNDIDA**. Este dispositivo permite la ventilación, adición de agua, verificación de densidad y temperatura de la celda.

Construcción

- ◆ Estructura de alta resistencia mecánica.
- ◆ Placas apoyadas sobre soportes interiores en el fondo del contenedor.
- ◆ Terminales en la parte superior de la batería.
- ◆ Capacidad nominal máxima 3360 Ah, pudiendose ampliar mediante conexiones en paralelo.

Especificaciones

PLACA POSITIVA: Tubular con espigas inyectadas en aleación de plomo con bajo contenido de antimonio y tubos de perfil redondo para contener el material activo.

PLACA NEGATIVA: Plana, empastadas con rejilla de plomo con bajo contenido de antimonio.

JARRA : Fabricadas en S.A.N (Estireno Acrilonitrilo Copolímero) que permiten revisar la celda visualmente.

TAPA: Hecha de ABS y sellada a la jarra para evitar derrames.

ELECTROLITO: Acido Sulfúrico de 1.240 gr./dm³ +/- 0.010 a 20°C con celda plenamente cargada.

CONECTORES: Cobre con recubrimiento de plomo y tornillería de acero inoxidable.

TAPON ANTIFLAMA: Construido en cerámica de alúmina fundida.

Temperatura de Operacion: +10°C/+50°F a +30°C/+86°F (sugerida 20°C/68°F)

TERMINALES: Poste estanco de aleación de plomo con inserto de bronce, diseñado para brindar mínima resistencia eléctrica y máximo flujo de corriente.

Especificaciones

Instalación y Operación

- ◆ Tensión de carga en flote recomendada de 2.23 VPC (20°C a 25°C)
- ◆ Tensión de carga de fondo recomendada de 2.33 a 2.40 VPC (20°C a 25°C)
- ◆ Corriente de carga recomendada de 0.1 C10
- ◆ Rango de temperatura recomendada +10°C a 30°C (Valor preferido 20°C)

Estándares

- ◆ Cumple con normas internacionales IEC 60896-11 y DIN 40736-1
- ◆ Fabricadas de acuerdo al sistema de gestión de calidad ISO 9001:2008 y gestión ambiental ISO 14001:2004
- ◆ Las baterías deben instalarse de acuerdo con las normas de seguridad EN50272-2 y normas nacionales

Información General

Tipo	Tension Nominal	Cantidad de Terminales	Capacidad Nominal Ah (10hr hasta 1.80VPC a 20°C)	Dimensiones Nominales			Peso		Volumen del electrolito (L)
				Largo (mm)	Ancho (mm)	Alto c/tapon (mm)	Seca (Kg)	Con Acido (Kg)	
4 OPzS 200	2	2	216	103	206	394	12.4	17.2	3.9
5 OPzS 250	2	2	270	124	206	394	14.8	20.8	4.9
6 OPzS 300	2	2	324	145	206	394	17.1	24.3	5.8
5 OPzS 350	2	2	390	124	206	510	19	26.9	6.7
6 OPzS 420	2	2	468	145	206	510	22.1	31.5	8
7 OPzS 490	2	2	546	166	206	510	25.2	36.1	9.3
6 OPzS 600	2	2	660	145	206	685	31.9	44.8	11.1
7 OPzS 700	2	4	817	210	191	685	40.4	57.6	14.8
8 OPzS 800	2	4	880	210	191	685	44.4	61.3	14.5
9 OPzS 900	2	4	1040	210	233	685	49.6	70.9	18.4
10 OPzS 1000	2	4	1100	210	233	685	53.5	74.6	18.1
11 OPzS 1100	2	4	1260	210	275	685	58.9	84.4	20.8
12 OPzS 1200	2	4	1320	210	275	685	62.8	88	20.6
11 OPzS 1375	2	4	1590	210	275	835	74.5	109	27.6
12 OPzS 1500	2	4	1680	210	275	835	80.2	114.3	27.3
13 OPzS 1625	2	6	1910	214	399	811	91.2	140	39.6
14 OPzS 1750	2	6	2040	214	399	811	95.8	144	39.6
15 OPzS 1875	2	6	2150	214	399	811	101	149	38.9
16 OPzS 2000	2	6	2240	214	399	811	105	151.5	39
17 OPzS 2125	2	8	2470	212	487	811	119	180	48.5
18 OPzS 2250	2	8	2600	212	487	811	125	184	47.8
19 OPzS 2375	2	8	2710	212	487	811	130	189	47.5
20 OPzS 2500	2	8	2800	212	487	811	134	193	47.6
22 OPzS 2750	2	8	3150	212	576	811	153	225	57.8
24 OPzS 3000	2	8	3360	212	576	811	163	234.5	56.4

Tablas de descarga a corriente constante

Tensión final 1.75 V/Celda a 20°C

Tipo	15'	30'	1h	1.5h	2h	3h	4h	5h	6h	8h	10h	20h
4 OPzS 200	211	156	106	82.8	94.8	52.9	43.8	36.9	32.6	26.4	22.2	12.5
5 OPzS 250	264	195	133	104	81	65.9	54.7	46.2	40.7	32.3	27.7	15.6
6 OPzS 300	317	234	159	124	97.2	79	65.7	55.4	48.8	38.8	33.3	18.8
5 OPzS 350	298	239	181	147	116	95.8	78.8	67	58.3	47.1	39.9	22.1
6 OPzS 420	357	287	217	176	139	115	94.6	80.4	70	56.6	47.8	26.5
7 OPzS 490	417	335	253	206	162	134	110	93.8	81.6	66	55.8	31
6 OPzS 600	443	382	304	250	195	165	137	114	100	78.7	67.7	37.2
7 OPzS 700	517	446	355	292	228	196	165	141	124	96.9	83.7	46
8 OPzS 800	591	509	405	333	260	221	183	152	133	104	90.2	49.6
9 OPzS 900	665	573	456	375	293	251	211	179	157	123	106	58.4
10 OPzS 1000	738	637	507	417	325	276	228	190	167	130	113	62
11 OPzS 1100	812	700	557	458	358	307	256	217	191	149	129	70.8
12 OPzS 1200	886	764	608	500	390	331	274	228	200	157	135	74.4
11 OPzS 1375	909	796	646	549	439	383	321	277	245	198	165	93.2
12 OPzS 1500	992	868	705	599	479	414	344	293	259	210	175	98.7
13 OPzS 1625	1074	841	763	649	519	455	383	333	295	239	199	112
14 OPzS 1750	1157	1013	822	699	559	489	410	355	314	254	212	120
15 OPzS 1875	1240	1085	881	749	599	521	435	374	331	268	224	126
16 OPzS 2000	1322	1158	940	800	639	552	458	391	346	280	233	132
17 OPzS 2125	1405	1230	998	850	678	593	498	431	381	309	257	145
18 OPzS 2250	1487	1303	1057	900	782	627	525	453	400	324	270	153
19 OPzS 2375	1570	1375	1116	950	825	662	551	472	417	338	282	159
20 OPzS 2500	1653	1447	1175	1000	869	693	575	489	432	350	292	165
22 OPzS 2750	1818	1592	1292	1100	954	767	640	549	485	393	328	185
24 OPzS 3000	1983	1737	1409	1200	1040	829	688	587	518	430	350	198

Tensión final 1.80 V/Celda a 20°C

Tipo	15'	30'	1h	1.5h	2h	3h	4h	5h	6h	8h	10h	20h
4 OPzS 200	175	136	97	76.8	64.8	50.4	42	35.6	31.6	25.2	21.6	12.2
5 OPzS 250	219	170	121	96	81	63	52.5	44.5	39.5	31.5	27	15.2
6 OPzS 300	263	204	146	115	97.2	75.6	63	53.4	47.4	37.8	32.4	18.2
5 OPzS 350	250	209	162	135	116	92.1	76.3	65.3	57.1	46.2	39	21.7
6 OPzS 420	300	251	194	162	139	111	91.5	78.3	68.6	55.5	46.8	26
7 OPzS 490	350	293	227	189	162	129	106	91.4	80	64.7	54.6	30.4
6 OPzS 600	366	321	264	226	195	156	130	110	97.5	78	66	36.6
7 OPzS 700	427	375	308	264	228	185	157	136	121	96.6	81.7	45.3
8 OPzS 800	488	428	352	301	260	208	174	147	130	104	88	48.8
9 OPzS 900	549	482	396	339	293	237	201	173	153	123	104	57.4
10 OPzS 1000	610	535	440	377	325	260	217	184	162	130	110	61
11 OPzS 1100	671	589	484	414	358	289	244	210	186	149	126	69.7
12 OPzS 1200	732	642	528	452	390	312	260	220	195	156	132	73.2
11 OPzS 1375	747	679	572	496	439	358	302	263	233	189	159	89.9
12 OPzS 1500	815	741	624	541	479	387	324	279	247	200	168	95.2
13 OPzS 1625	883	802	676	586	519	425	362	317	281	227	191	108
14 OPzS 1750	951	864	728	631	559	457	387	338	299	242	204	115
15 OPzS 1875	1019	926	780	676	599	487	410	356	315	255	215	122
16 OPzS 2000	1087	988	832	721	639	516	432	372	329	267	224	127
17 OPzS 2125	1154	1049	884	767	678	554	470	410	363	294	247	139
18 OPzS 2250	1222	1111	936	812	718	586	495	431	382	309	260	146
19 OPzS 2375	1290	1173	988	857	758	616	519	450	398	322	271	153
20 OPzS 2500	1358	1235	1040	902	798	645	541	466	412	334	280	158
22 OPzS 2750	1494	1358	1144	992	878	714	602	523	462	375	315	177
24 OPzS 3000	1630	1481	1248	1082	958	774	649	559	494	401	336	190

Distribuido por:



EnerSystem Argentina

Pitágoras 3402, El Talar (B1618BPH)

Prov. de Buenos Aires, Argentina.

Tel.: (+54 11) 4736-3000 Fax: (+54 11) 4736 3200

E-mail: info@enersystem.com

EnerSystem Chile

Ricardo Lyon 222

Providencia, Santiago de Chile.

Tel.: (+56 2) 270 1047 (+56 9) 7957 3361

E-mail: info@cl.enersystem.com

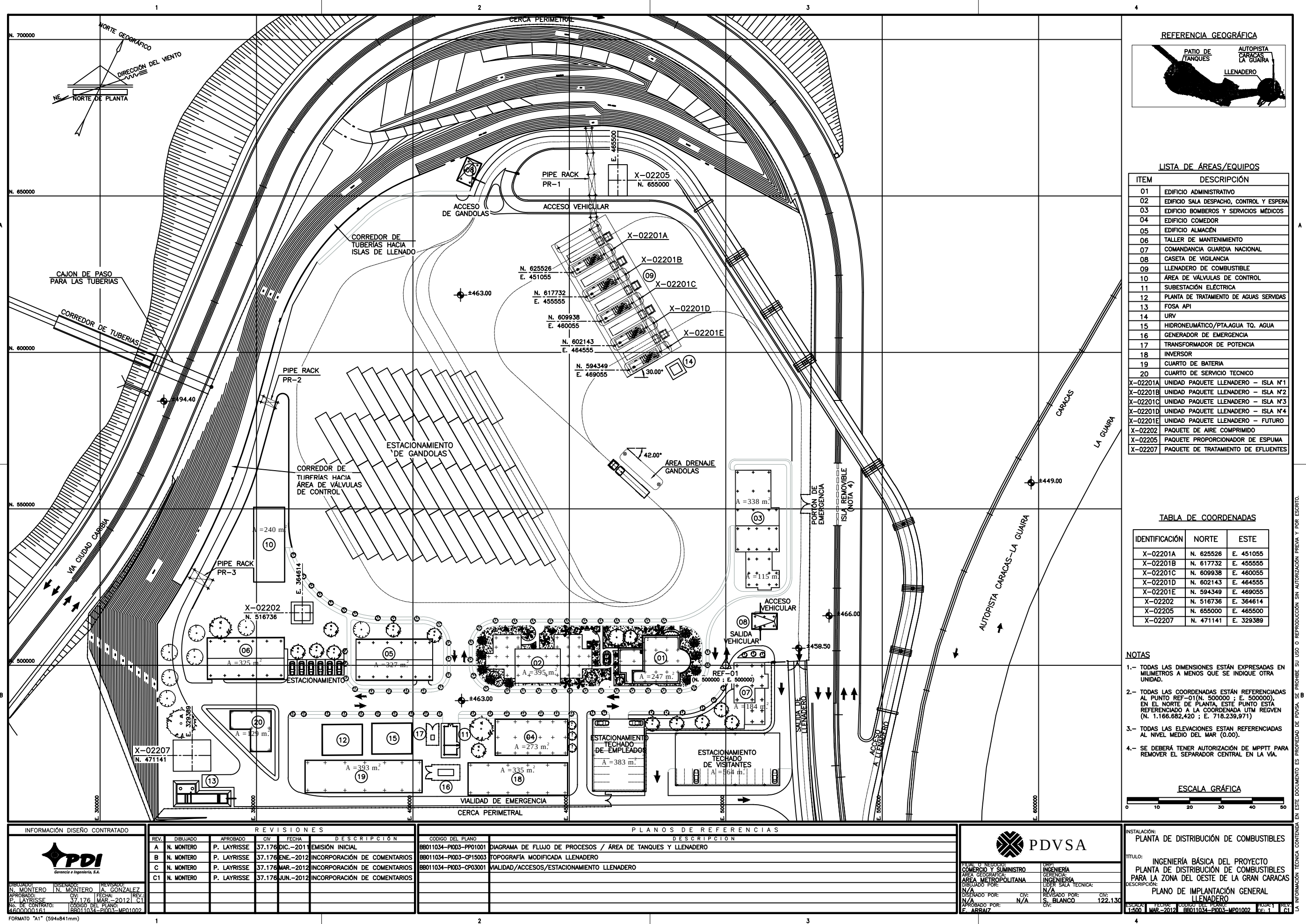


Información sujeta a cambios sin previo aviso

Rev. 11/2010

Batería Líquida

EnerSafe OPzS



[ANEXO N° 3.1]



data power dear, c.a.

Caracas: (0212) 234.17.78 / 235.05.30 / 235.51.49 / 237.14.51 / 237.09.26
 Valencia: (0241) 832.75.79 / 832.97.98 Maracaibo: (0261) 751.10.82 / 752.55.83
 Puerto la Cruz: (0281) 274.33.79 / 276.41.77

www.datapowerdear.com

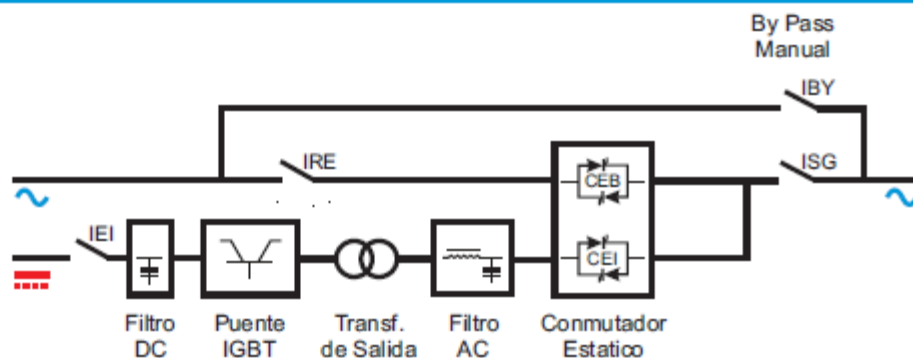
dpd@datapowerdear.com

Inversor E3001.e

ESPECIFICACIONES TECNICAS

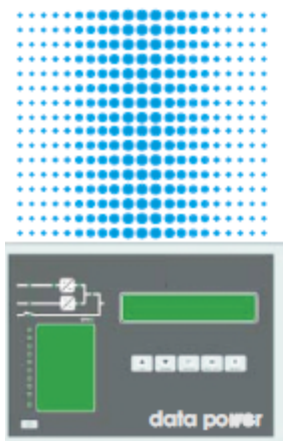
Capacidad (KVA) cosphi 0,8	5	10	15	20	30	40	50	5	10	15	20	30	40	50	60	80	100	
Voltaje DC de Entrada	110 o 125Vdc (otras bajo pedido)							220 o 230Vdc (otras bajo pedido)										
Voltaje AC Entrada by pass	208, 380, 440 o 480Vac +/- 10%, 3 F (según salida inversor - otras bajo pedido)																	
Distorsión Armónica	< 1,5% con carga lineal y <5% con carga no lineal (f.c. 3:1)																	
Frecuencia	50-60Hz. (seleccionable) con rango de variación +/- 2Hz.																	
Sobrecarga	110% x 2h, 125% x 10m, 150% x 10s (carga en inversor) y 150% continuos (en by pass)																	
Estabilidad Estática	+/- 1% (carga en inversor)																	
Estabilidad Dinámica	+/- 5% con recuperación del 2% en 40ms																	
Eficiencia (%)	86	87	88	88	88	89	89	88	88	88	90	90	92	92	93	93	93	
Nivel de ruido a 1m. (dBA)	< 65																	
Dimensiones Aprox. (mm)	L	600			800			600			800							
	P	800																
	H	2100																
Peso Aproximado (kg)	340	360	450	490	520	560	620	350	365	375	395	505	575	600	625	660	700	
Grado Protección Gabinete	IP20 / NEMA 1 (otras bajo pedido)																	
Color	RAL 7035 (otras bajo pedido)																	
Temperatura de Operación	-10 a +40 °C																	

DIAGRAMA UNIFILAR



NORMAS

Modulos de bajo voltaje	IEC EN 60439-1, IEC EN 60439-2, IEC EN 60439-3
Semiconductores convertidores	IEC EN 60146-1-1, IEC EN 60146-1-3, IEC EN 60146-2
Transformadores de potencia	IEC EN 60076
Grado de protección	IEC EN 60529
Seguridad	IEC EN 50178
Compatibilidad electromecánica (CE)	IEC EN 61000-6-2, IEC EN 61000-6-4



Model	INV110 80	INV110 100	INV110 120	INV110 160	INV110 180	INV110 200	INV110 250	INV110 300
Rated power kVA/kW	80 / 64	100 / 80	120 / 96	160 / 120	180 / 144	200 / 160	250 / 200	300 / 240

INPUT	
Nominal voltage	110Vdc
Voltage tolerance	88 ÷ 132Vdc
Emergency line as option	400V 3Ph or 230V 1Ph, 50/60Hz (120, 208, 230, 440, 480 and 575V as option)

OUTPUT	
Voltage	400V 3Ph+N or 230V 1Ph (120, 208, 230, 440, 480 and 575V as option)
Frequency	50 or 60Hz ± 0.1%
Static stability	± 1%
Dynamic stability	± 8%
Crest factor	1.414 ± 3%
Working	Continuously
Waveform	Sinusoidal
Overload	125% for 10 minutes, 150% for 1 minute
Transfer time	20 msec.
THD distortion	< 3%
Efficiency	> 90%

MISCELLANEOUS	
Operating temperature	-25 ÷ +50°C
Relative humidity	0 from 95% without condensing
Altitude	1000m without derating
Protection degree	IP20 (IP31, IP41 and IP54 on request)
Cooling	Forced air (natural as option)
Dimensions (mm)	800x800x1800 1300x1000x1800 1500x1000x1800
Weight (kgs)	600 750 900 1100 1300 1400 1800 2000

STANDARDS	
Safety	IEC/EN 62040-1-1, IEC/EN 60950-1
EMC	IEC/EN 62040-2, IEC/EN61000-3-2, IEC/EN61000-6-2,
Performance	EN 62040-3

ELIT Srl reserves his right to do modifications to his products without notice.



Technical Data Sheet

WxW AC Inverter System

- WEW 5–200 kVA single phase
- WDW 10–220 kVA three phase
- Higher ratings on request



GUTOR

by Schneider Electric

Technical data WEW single phase /WDW three phase

Inverter input

DC	110/125/220/400VDC
Inverter input range (Output tolerance +/- 1 %)	+20/-15 %
Inverter maximum input range (Output tolerance +/- 10 %)	typical +/- 25 %
Bypass input voltage single phase	1x220/230/240V +/- 10 %
three phase	3x380/400/415V +/- 10 %
Frequency	50/(60) Hz +/- 6 %

Inverter output

Nominal inverter rating	kVA at lagging 0.8 PF
Voltage single phase	1x220/230/240V
three phase	3x380/400/415V
Voltage regulation:	
static within 0–100 % load	+/- 1 %
dynamic at 100 % load surge	+/- 4 %
regulation time	<25 ms
Overload:	
Inverter 1 min	150 %
Inverter 10 min	125 %
Bypass 100 ms	1000 %
Short-circuit inverter 50–100 ms	200 %
Frequency	50/60 Hz
Frequency stability, free running	<0.01 %
Synchronization range	0.5/1/2/4/6/8 %
Slew rate single unit	0.25/0.5/1/2/4 Hz/s programmable
Slew rate redundant system	4.0 Hz/s
Wave form	sinusoidal
Admissible output crest factor	unlimited
Distortion factor:	
Linear load	≤3 %
Non-linear load according to IEC 62040-3	≤5 %
Allowable power factor	0.4 lag–0.9 lead
Fault clearing capability	30 % of UPS nom. current rated gG fuse (IEC 60269) within 10 ms and bypass available

General data

Ambient temperature range for storage	from -20 to +70 °C
Ambient temperature range for operating	form -10 to +40 °C (100 % nominal load)
Altitude above sea level	1000 m without load de-rating
Allowable air humidity	<95 % (non condensing)
Noise level standard n+1 fan system	60–70 dBA depending on type
Noise level 100 % redundant fans	65–75 dBA depending on type
Efficiency	up to 93 % depending on type
Cooling	forced-air ventilation with redundant n+1 monitored fans
Degree of protection	IP20 according to IEC 60529
Paint	pebble gray, RAL 7032 structure

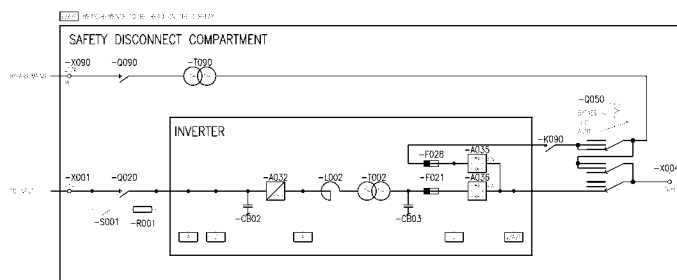
Standards

Safety	IEC/EN 62040-1-2
EMC	IEC 62040-2, EN 50091-2
Performance	IEC/EN 62040-3
UPS classification	VFI-SS-111 acc. to IEC 62040-3
Conformity	CE-Label

Data subject to changes

Specification WEW single phase /WDW three phase

Typical single-line drawing



Single phase drawing

Battery voltage & UPS ratings

Voltage (VDC)	110	125	220	400
UPS ratings (kVA)	5	5	5	5
	10	10	10	10
	15	15	15	15
	20	20	20	20
	30	30	30	30
	40	40	40	40
	-	-	50	-
	-	60	60	60
	-	80	80	80
	-	-	100	100
	-	-	120	120
	-	-	150	-
	-	-	160	160
	-	-	200	-
	-	-	-	220

Higher ratings and other voltages on request

■ single phase ■ three phase

Standard configuration

Single Inverter

Inverter output voltage	single phase	1x230V
	three phase	3x400V/230V
Bypass input voltage	single phase	1x230V +10/-10 %
	three phase	3x400V/230V +10/-10 %
Frequency	50Hz +/- 6 %	
Inverter input switch		
Power-Module for nominal rating		
Manual Bypass Switch 3 pos in Inverter		
Static switch EN (line power side) with additional backfeed protection		
Static switch EA (Inverter side)		
System front panel with additional LEDs for direct alarm display		
LC display unit with keyboard		
Alarm relays for battery operation and common alarm		
Bottom cable entry		
Ground terminal		
N+1 monitored two-speed fans		
Ambient temperature range from -10 to +40 °C		
Protection IP20		
Structure is painted pebble gray, RAL 7032		
Black start facility		

Options

Parallel redundant configuration

Other output voltages single phase	110–288V
three phase	190–690V

Frequency 60Hz +/- 6 %

Bypass input switch

Bypass input MCCB

Battery temperature alarm

Diode for reverse polarity protection

Inverter input isolator

Inverter input circuit breaker

Larger inverter Power Module + 1 step* / + 2 steps*

Battery asymmetry supervision

AC ground fault alarm

RS-232 Interface (event log download)

RS-485 Interface

RJ-45 Ethernet port for WEB browser based monitoring

RS-485 MODBUS Protocol (slave)

External time synchronization

Top cable entry

Top & bottom cable entry

Space heaters

Ventilation 100 % redundant

Panel lighting

Ambient temperature maximum +55 °C

Allowable altitude up to 4000 m above sea level

Protection up to IP52

Other colors

Bypass isolation transformer

Bypass stabilizer with isolation transformer

Key switch on front panel

* within type range

Additional analog meters 96x96, cl. 1.5

Set with VM DC, AM & output FM, VM & AM

Set with input VM & AM

kW of output

Power factor

Relay board A077, 16 fail-safe NO/NC contacts:

Bypass line power fault	Overtemperature
DC out of tolerance	Power supply unit fault
Fan failure	Bypass fuse blown
Battery discharged	5x options
Ground fault DC	Inverter fuse blown

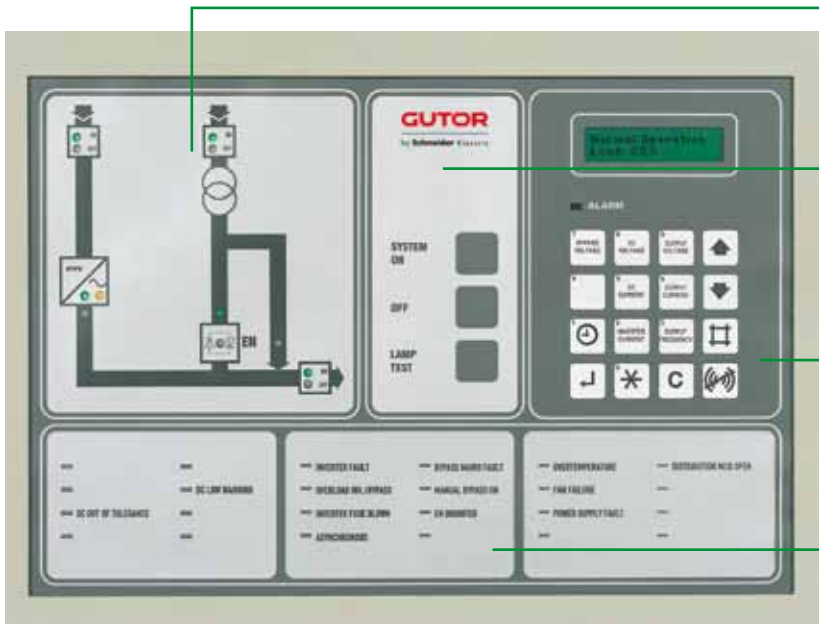
Relay board A078, 16 fail-safe NO/NC contacts:

EA inhibited	Battery operation
EN inhibited	EN ON
Manual bypass ON	EA ON
Asynchronous	Inverter ON
Overload inverter/bypass	External horn
Inverter fault	

Additional options are available on request

Human-machine interface (front panel)

The front panel includes a comprehensive and flexible human-machine interface. It is divided into four sections:



- The system panel** shows the system's current state of operation (which part of the system is currently supplying the load and which is in stand-by mode). LEDs also indicate possible faults.
- Operations** for turning on and off the system and a lamp test button for checking whether all LED indications are functioning properly. To shut down the system, you have to press the ON and OFF buttons at the same time.
- The display** unit consists of an LC display, an alarm LED, an acoustic alarm and a keypad. From here, the user can set operational parameters, obtain current measurement data, and access the event and alarm logs.
- On the alarm indication panel**, the respective LEDs light up to indicate a possible fault or after an alarm has occurred.

Operational parameters

- Selectable second display language
- Auto start
- Bypass operation
- Set date/time

Measurements

- Load in % of nominal kVA rating
- AC bypass line power 2 voltage
- DC total current, DC voltage
- Battery temperature (with optional sensor)
- AC Inverter current
- AC output voltage, current and frequency
- AC output peak current
- Event log with date and time (change in operating mode and alarm)



GUTOR Electronic LLC
Hardstrasse 72 – 74
5430 Wettingen
Switzerland
P +41 (0)56 437 34 34
F +41 (0)56 437 34 44
gutor.info@schneider-electric.com
www.gutor.com

Offices
Brazil > Canada > China > Germany > India
Japan > Malaysia > Mexico > Russia > Saudi Arabia
United Arab Emirates > USA

ENAIR 30

MODELO
Enair 30

PESO
130 kg

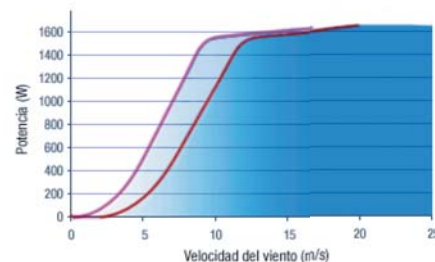
LARGO
2,9 m

DIÁMETRO
3,2 / 4.1 m

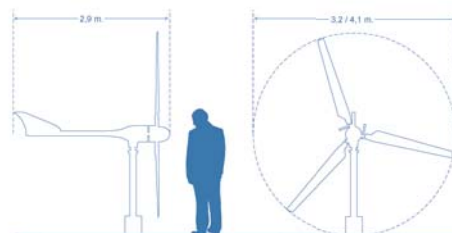
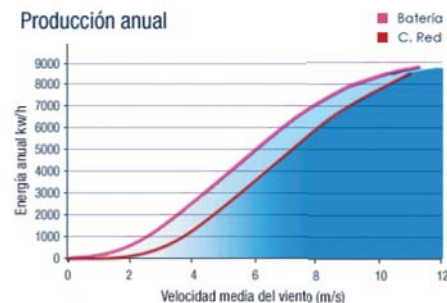


CURVAS DE RENDIMIENTO

Curva de potencia



Producción anual



Con una velocidad de viento medio situado en la nominal de unos 9-10 m/s. El modelo **Enair 30** es capaz de generar hasta **30 kwh/dia**.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS, ELÉCTRICAS Y DE FUNCIONAMIENTO MODELO ENAIR 30

Número de hélices	3
Material hélices	Fibra de vidrio con resinas epoxi
Generador	250 RPM 24 polos imanes de neodimio
Potencia	3000 W
Potencia nominal curva	1500 W
Voltaje	24 / 48 / 220
Clase de viento	IEC / NVN I - A (en proceso de certificación)
Diámetro	3,2m (Conex. a Red) – 4,1m (Carga Baterías)
Sentido de giro	Horario
Área barrida	52,81m ²
Peso	130Kg
Aplicaciones	Conexiones Aisladas a Baterías Conexión a la red eléctrica
Viento para arrancar	2 m/s
Velocidad nominal	12 m/s (Conex. a Red) – 9m/s(Carga Baterías)
Vel. regulación del paso variable	14 m/s
Velocidad soportada	Más de 60 m/s
Rango de generación eficiente	De 2 a más de 60 m/s
Tipo	Rotor horizontal a barlovento
Orientación	Sistema pasivo Timón de Orientación
Control de potencia	Sistema de paso variable pasivo, centrífugo
Transmisión	Directa
Freno	Eléctrico
Controlador	Opción de conexión a red y carga de baterías
Inversor	Eficiencia 95%; algoritmo MPPT
Ruido	Reducido al mínimo: debido al diseño de las palas y las bajas revoluciones de trabajo. 1% más en DB que el ruido ambiente del viento. Diseño totalmente sellado, con cataforesis en elementos de metal, más pintura
Protección anti-corrosión	Resistente a UV
Torre	12, 15 y 18 m, abatible, atirantada o de celosía



Minimo Ruido:

El ruido esta entorno a un **1% por encima del ruido ambiente**, siendo prácticamente inapreciable para nuestro oído.



Máxima Eficiencia:

Funciona con una simple brisa de **2 m/s** y continua funcionando a más de 40 m/s sin perder eficiencia de productividad.



Anticorrosivo:

Tratado con **cataforesis**, se convierte en un conjunto, anticorrosivo y antisalino ideal para islas y costas.



Hermético:

Sellado **herméticamente en todas sus juntas**, para evitar filtraciones de humedades y micropartículas que arrastra en aire. Evita deterioros en zonas de costas o desiertos donde hay mucha arena.

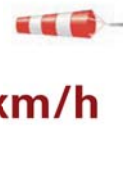


Robusto:

Para poder soportar, fuertes vientos y ofrecer una **larga vida de operación** toda las piezas del equipo, están sobredimensionadas.



Producción **óptima**
incluso a más de **165 km/h**



[ANEXO 4.2]

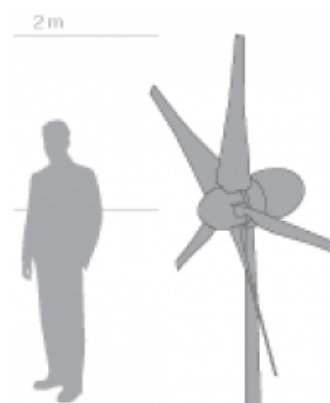
Especificaciones técnicas

Número de hélices	5
Diametro	1,75 mts
Material	Nylon inyectado
Dirección de rotación	Horario
Sistemas de control	1) Regulador electrónico



Especificaciones eléctricas

Alternador	Trifásico de imanes permanentes
Imanes	Neodimio
Potencia nominal	800 W
Voltaje	12, 24, 48 v
RPM	@ 500
Regulador	12v 70Amp. 24v 35 Amp. 48v 18 Amp.



Velocidad de viento

Para arranque	3,5 m/s
Para potencia nominal	12 m/s
Máxima velocidad de viento	60 m/s

Especificaciones físicas

Peso aerogenerador	29 kg
Peso regulador	8 kg
Embalaje	76 x 50 x 46 cm
Dimensiones - peso	0.17 m3 - 40,5 Kg
Garantía	3 años

[ANEXO N°4.3]

Specifications

Airdolphin GTO	
Model Number	Z-1000-250
Wind Turbine Type	Horizontal axis, up-wind
Rotor Diameter	1,800mm (5'10-7/8")
Mass	20kg (38.5 lbs)
Tower Diameter	48.6mm (1-15/16")
Number of Blades	3
Blade Construction	Carbon fiber laminate over solid foam core
Blade Mass (per piece)	380g (13 oz)
Blade Method	Interlock hub mounting
Body Material	Aluminum diecast
Body Construction	Bolt-less joints (based on traditional Japanese craftsmanship)
Product Finish	Powder coat finish
Power Generator	Synchronous-type, three-phase power generator with permanent neodymium iron boron magnet
Control System (Built-in original Intelligent Power Management)	1. Power-Assist Function 2. Inverter Stand-by Function 3. Safety Control 4. Seamless Operation with Continuous Output 5. Data Communication
Protection Circuit	Built-in
Data Logger	Built-in (Total energy production)
Yaw Control	Free yaw (360 degrees)
Direction Control	Original Swing-Rudder System
Start-up Wind Speed	0m/s (Power-Assist Function)
Cut-in Wind Speed	2.5m/s, 5.6mph
Peak Instantaneous Power	4.0kW (20m/s, 44.7 mph)
Maximum Rotor Speed	1,280rpm (20m/s, 44.7 mph)
Output Voltage	250VDC
Braking System	Regenerative electromagnetic braking system
Communication System (Signal Output)	RS-485
Inverter type	PV Inverter (CV mode; Constant Voltage mode)
Warranty	Five years



T80HV TURBOCHARGER™



**Wire the PV modules in series up to
200 Voc max 160 volts nominal**

**80 Amps continuous output at up to
45°C / 113°F ambient temperature**

Free Battery Energy Monitor Built In

**Wired Remote Display / Internet
Monitoring**

**One-minute set-up with fail-safe
calculated defaults**

**Patent Pending MPPT Provides
Best Energy Harvest Available**

**Easy stacking of up to 16 T80HV's
in parallel for higher currents**

**Precision charging of 12/24/36/48V
batteries using voltage sense wires**

HIGH VOLTAGE INPUT, 80 AMP MPPT BATTERY CHARGE MANAGEMENT SYSTEM

200 Volt maximum PV open circuit voltage

The T80HV is the only MPPT charge controller that works with the newer higher voltage PV modules. Specifically, the Sanyo HIT 200 modules have Vmp of 51.75v at 50°C which will not charge a 48 volt battery, but they generate up to 79.88 volts open circuit at -40°C. Two of these modules in a series string will generate 103 volts at Vmp, but the Voc is almost 160 volts which will destroy all the 140/150 volt charge controllers. The T80HV is designed to operate up to 200 Voc and 160 Vmp and works with the Sanyo HITs.

FREE Energy Monitor Built In

The T80HV includes a built-in Energy Monitor using TriMetric™ Technology from Bogart Engineering. The monitor tracks power production and consumption to calculate the energy remaining in the battery. State-of-Charge (SOC) is displayed in Percent Full, Amp-hours, Watt-Hours, and Bar-Graph format. In addition, 90 days of energy-harvest history is stored in the T80HV.

Power and Control in a Single Device

The T80HV *TurboCharger™* integrates Maximum Power Point Tracking, battery charge management, state-of-charge information, and communications into a single device.

Integral Performance-and-Update Communications

The slot for optional add-in cards provides data communication to Wireless Remote Displays, PCs and the Internet. System performance can be monitored remotely and the T80HV accepts software upgrades using a PC and the Remote Display SD Card.

Continuous Power Rating Up to 45°C/113°F Ambient

The T80HV *TurboCharger™* produces full-rated power without de-rating at up to 45°C ambient temperature. Above that temperature, the output current is reduced gradually to protect the life of the T80HV and then automatically ramped up as the temperature decreases. High-efficiency power circuits and robust thermal design minimize heat generation. The internal temperature-controlled variable speed fan runs just fast enough to maintain optimum reliability.

Optimum MPPT/Charging Efficiency Cuts Costs

The T80HV captures up to 35% more power from the photovoltaic (PV) array with patent-pending MPPT technology. The Apollo MPPT algorithm starts early and locks onto the peak power during rapidly changing insolation and temperature. The T80HV dramatically cuts the cost of a PV system by reducing the number of PV panels required, eliminating the need for heavy gauge wiring, and increasing the life of the storage batteries.

Enhanced Battery Performance and Life

The T80 supports Flooded Lead Acid (FLA), GEL and Absorbed Glass Mat (AGM) batteries. Four-stage charging with adjustable set points for all parameters.

T80HV TurboCharger™ SPECIFICATIONS

Maximum output current	80 Amps continuous at up to 45°C/113°F ambient temperature
Battery voltages	12, 24, 36, or 48 VDC nominal
Max PV input current	70 Amps
Input voltage range	16 to 160 VDC operating 200VDC Maximum Open Circuit Voltage
Max PV array power	5200W for 48v batteries, 2600W for 24v batteries, 1300W for 12v batteries
Charge regulation modes	Bulk, Absorption, Float, Standby, Auto Equalization, and Manual Equalization
MPPT Features	Apollo Solar patent-pending MPPT algorithm harvests the optimum power under all conditions of clouds or temperature.
Battery temperature compensation...	6.0mV per °C per 2 volt cell
DC to DC conversion capability	Charge 48v batteries from 68 to 160* volt PV arrays Charge 36v batteries from 51 to 160* volt PV arrays Charge 24v batteries from 34 to 160* volt PV arrays Charge 12v batteries from 17 to 80 volt PV arrays – not recommended to charge 12v batteries from over 80 volts of PV for efficiency reasons. *Check max Voc from PV modules at low temperature extremes.
Display	Built-in 4-line 20-character LCD with back light
Status reporting	LCD status screen displays Input voltage and current, Output voltage and current, Charge-mode, and Battery State-Of-Charge (SOC).
Data logging	Logs energy harvested for 90 days. LCD displays Watt-hours, kW-hours, Amp hours, and hours each day that Float mode is active.
Energy Monitor	LCD shows SOC (State-of-Charge) in a fuel gauge style bar graph as well as % Full, Amp-hours, Watt-hrs and present charge or discharge current. A 50mV/500Amp shunt is required to use the Energy Monitor features.
Auxiliary relays	Two independent relays with form A (SPST) contacts for control of external devices. Configurable as NO or NC. Contact rating ½ Amp, 50 VDC.
Operating Temperature	Full power output to +45°C ambient Output current automatically ramped and de-rating down above 45°C and softly restored as temperature decreases.
Standby Power	Less than 2 Watts
Data Communication Options	Card slot for optional Apollo Network and Wireless link to Remote Display.
Connectors	Power lugs accept 14 to 1/0. No. 2 wire recommended.
Conduit knockouts	One 1" or 1-¼" and one ½" or ¾" on left side. Two ½" or ¾" on back. Two 1" or 1-¼" on bottom. Bottom holes line up with power connectors.
Unit dimensions	38.7cm X 21.6cm X 11.1cm (15.2" X 8.5" X 4.4") Length X Width X Depth
Shipping dimensions	53cm X 31.8cm X 21.6cm (21" X 12 ½" X 8 ½")
Weight	Unit: 7.3 kg/16 lbs Shipping weight: 10 kg/22 lbs
Certification	UL1741, CSA C22.2 No. 107.1
Warranty	5-year Limited Warranty
Environmental rating	Ambient Temperature: –40°C to +60°C; Storage Temperature: –55°C to +100°C; Humidity: 100% non-condensing; Enclosure: Indoor Type 1
Included Accessory Kit	Apollo Shunt Board and cable, battery monitor cable, and Battery Temp Sensor
Optional Accessories	True Sine Wave Inverter / Chargers TSW3224, TSW4048 Inverter Switchgear Module (ISM) enclosure with DC and AC breakers & System Monitor



APOLLO SOLAR

23 Francis J. Clarke Circle
Bethel, CT 06801
(203) 790-6400

www.ApolloSolar.com

Specifications are subject to change without notice. October 2009

[ANEXO N° 6]



REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA
MINISTERIO DEL PODER POPULAR PARA LA DEFENSA
AVIACIÓN MILITAR BOLIVARIANA
SERVICIO DE METEOROLOGÍA
DEPARTAMENTO DE CLIMATOLOGÍA



ESTACION: MAIQUETIA INDICATIVO INTER.: 0090415 INDICATIVO NAC.: 0503
LATITUD: 10°35' N LONGITUD: 66°58' W ELEVACION: 43 msNM.
Hp=16.0 msNM ht=1.65 m h ply=1.4 m h Anemómetro=12 m.

RADIACIÓN MEDIA MENSUAL (MJm ⁻²)												
AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2008	20,1	22,7	25,2	23	23,5	23,4	23,7	22,7	23			
2009	26,3	27,5	28,6	28,8	26,4	27,2	26,7			27,3	26,6	20,9

VELOCIDAD DEL VIENTO MEDIA MENSUAL (M/S)												
AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2008	0,9	1,2	1,2	1,5	1,1	1,2	1,1	1,0	1,1	0,8	0,8	0,9
2009	0,9	1,1	1,1	1,2	1,1	1,3	1,2			1,1	1	1,1

TEMPERATURA MEDIA MENSUAL (°C)												
AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2008	25,8	25,6	26,2	27	27,6	28,1	28,1	29,0	29,6	27,7	27,7	26,2
2009	26,2	25,9	26,6	27,6	28,5	29	28,8			29,1	28	26,5

HUMEDAD MEDIA MENSUAL (%)												
AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2008	71	71	73	77	81	78	76	72	66	73	76	71
2009	75	81	77	79	83	80	80			77	80	83

DIRECCION PREVALECIENTE DEL VIENTO MENSUAL (Grados)												
AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2008	050	070	050	050	050	070	070	050	340	050	020	020
2009	050	070	050	070	070	070	070			050	050	050

TEMPERATURA MAXIMA MEDIA (°C)												
AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2008	30,5	30,2	30,9	31,1	31,4	32,0	32,2	33,3	33,4	31,8	31,9	30,5
2009	30,1	29,6	30,6	31,4	32,7	33,5	32,8			33,1	31,9	30,4

20% EFFICIENCY

SunPower E20 panels are the highest efficiency panels on the market today, providing more power in the same amount of space

TRANSFORMERLESS INVERTER COMPATIBILITY

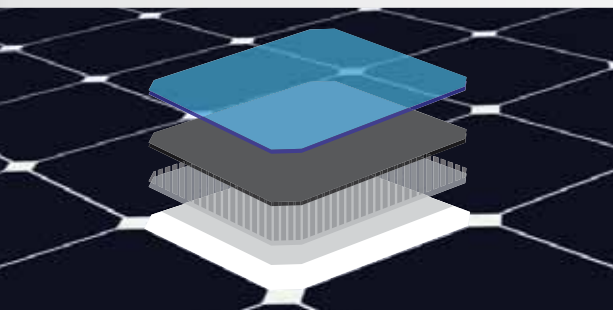
Comprehensive inverter compatibility ensures that customers can pair the highest-efficiency panels with the highest-efficiency inverters, maximizing system output

POSITIVE POWER TOLERANCE

Positive tolerance ensures customers receive the rated power or higher for every panel

RELIABLE AND ROBUST DESIGN

SunPower's unique Maxeon™ cell technology and advanced module design ensure industry-leading reliability



MAXEON™ CELL TECHNOLOGY

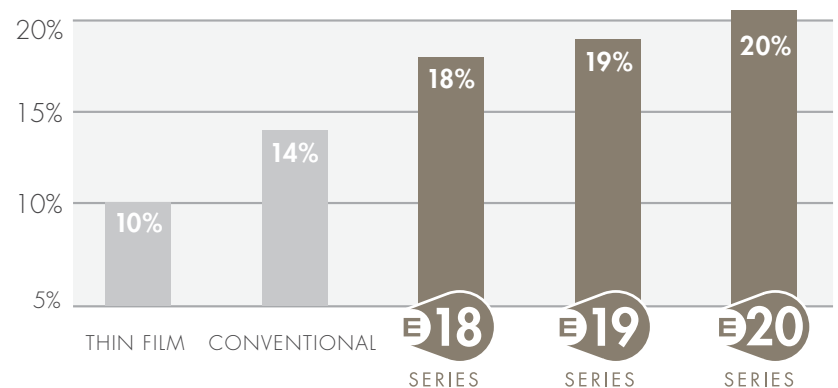
Patented all-back-contact solar cell, providing the industry's highest efficiency and reliability.



THE WORLD'S STANDARD FOR SOLAR™

SunPower™ E20 Solar Panels provide today's highest efficiency and performance. Powered by SunPower Maxeon™ cell technology, the E20 series provides panel conversion efficiencies of up to 20.4%. The E20's low voltage temperature coefficient, anti-reflective glass and exceptional low-light performance attributes provide outstanding energy delivery per peak power watt.

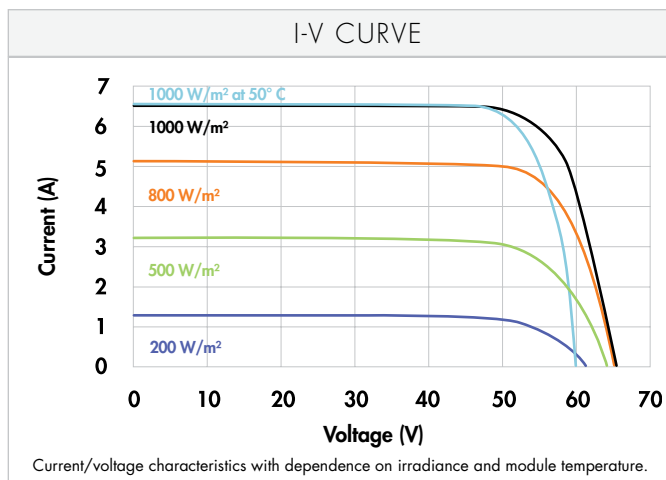
SUNPOWER'S HIGH EFFICIENCY ADVANTAGE



MODELS: SPR-333NE-WHT-D, SPR-327NE-WHT-D

ELECTRICAL DATA			
Measured at Standard Test Conditions (STC): Irradiance 1000W/m ² , AM 1.5, and cell temperature 25° C			
Nominal Power (+5/-0%)	P _{nom}	333 W	327 W
Cell Efficiency	η	22.8%	22.5%
Panel Efficiency	η	20.4%	20.1 %
Rated Voltage	V _{mpp}	54.7 V	54.7 V
Rated Current	I _{mpp}	6.09 A	5.98 A
Open-Circuit Voltage	V _{oc}	65.3 V	64.9 V
Short-Circuit Voltage	I _{sc}	6.46 A	6.46 A
Maximum System Voltage	IEC	1000 V	1000 V
Temperature Coefficients	Power (P)	- 0.38%/K	
	Voltage (V _{oc})	- 176.6mV/K	
	Current (I _{sc})	3.5mA /K	
NOCT		45°C +/- 2°C	
Series Fuse Rating		20 A	
Limiting Reverse Current (3 strings)	I _R	16.2 A	
Grounding		Positive grounding not required	

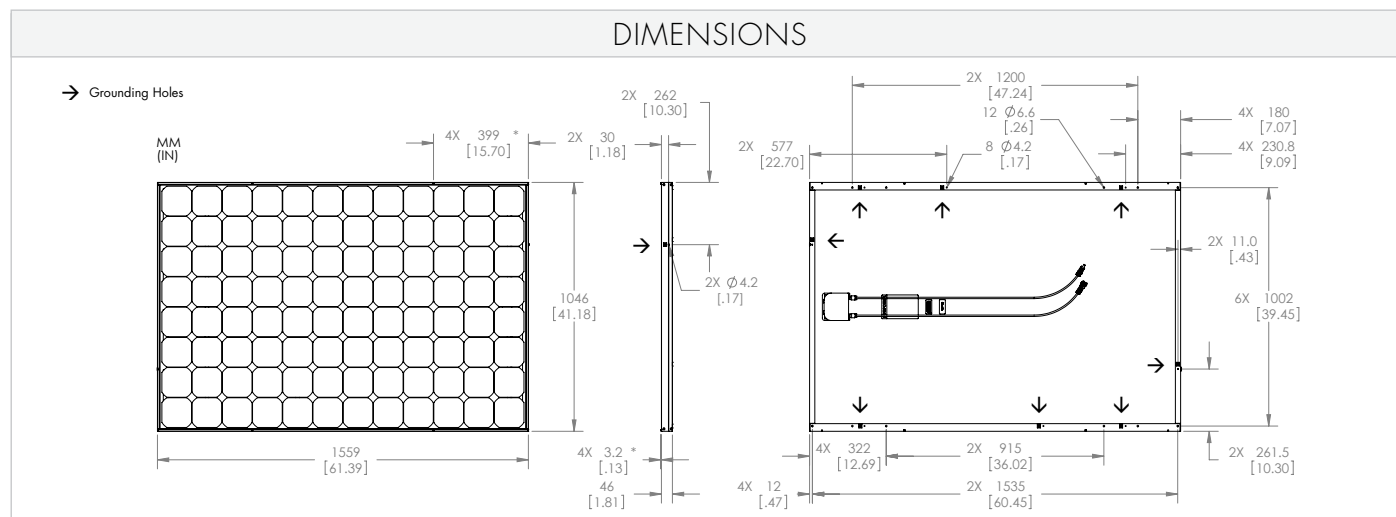
ELECTRICAL DATA			
Measured at Nominal Operating Cell Temperature (NOCT): Irradiance 800W/m ² , 20° C, wind 1 m/s			
Nominal Power	P _{nom}	247 W	243 W
Rated Voltage	V _{mpp}	50.4 V	50.4 V
Rated Current	I _{mpp}	4.91 A	4.82 A
Open-Circuit Voltage	V _{oc}	61.2 V	60.8 V
Short-Circuit Voltage	I _{sc}	5.22 A	5.22 A



TESTED OPERATING CONDITIONS	
Temperature	- 40° C to +85° C
Max load	550 kg/m ² (5400 Pa), front (e.g. snow) w/specified mounting configurations 245 kg/m ² (2400 Pa) front and back (e.g. wind)
Impact Resistance	Hail: 25 mm at 23 m/s

WARRANTIES AND CERTIFICATIONS	
Warranties	25-year limited power warranty 10-year limited product warranty
Certifications	IEC 61215 Ed. 2, IEC 61730 (SCII)

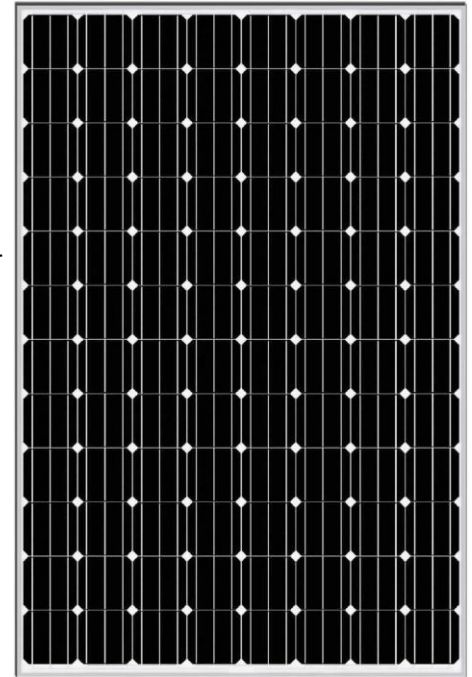
MECHANICAL DATA			
Cells	96 SunPower Maxeon™ cells		
Front Glass	High-transmission tempered glass with anti-reflective (AR) coating		
Junction Box	IP-65 rated with 3 bypass diodes 32 x 155 x 128 mm		
Output Cables	1000 mm cables / Multi-Contact (MC4) connectors		
Frame	Anodised aluminium alloy type 6063 (black)		
Weight	18.6 kg		



Please read safety and installation instructions before using this product, visit sunpowercorp.com for more details.

**Overview**

- High efficiency solar cells (approx. 19%) with quality silicon material for high module conversion efficiency and long term output stability and reliability.
- Rigorous quality control to meet the highest international standards.
- High transmittance, low iron tempered glass with enhanced stiffness and impact resistance.
- Unique frame design with strong mechanical strength for greater than 30 lbs/ft² wind load and snow load withstanding and easy installation.
- Advanced encapsulation material with multilayer sheet lamination to provide long-life and enhanced cell performance.
- Outstanding electrical performance under high temperature and weak light environments.

**Applications**

- Any large or small on-grid /off-grid solar power stations.
- Commercial/industrial building roof-top and ground systems.
- Residential roof-top and ground systems.

Warranty

- 10 year limited product warranty on materials and workmanship.
- 25 year warranty on >80% power output and 10 year warranty on >90% power output.
- Refer to warranty document for detailed warranty information.

Certifications

- UL-1703 ISO 9000:2000
- CE TUV IEC61215 IEC61730

**Mechanical Specifications**

Characteristic	Details
Cell Size	156mm x 156mm (6.14" x 6.14")
Module Dimension (L x W x T)	1960mm x 1308mm x 40mm (77.2" x 51.5" x 1.57")
No. of Cells	8 x 12 = 96
Weight	35.5 kg (78.2 lbs)
Cable Length	1100mm (43.3") for positive (+) and negative (-)
Type of Connector	MC-IV
Junction Box	IP65 Rated
No. of Holes in Frame	6 installation holes, 2 grounding holes, 8 drainage holes.

[ANEXO N° 7.3]

Typical Electrical Performance at STC (1000W/m², AM 1.5 Spectrum, cell temperature 25°C)

Power Class	Watts	225	230	235	240	245*	250*
Peak Power (Wp)**	Watts	225	230	235	240	245	250
Max. Power Voltage (V _{mp})	Volts	29.47	29.52	29.77	30.03	30.29	30.55
Max. Power Current (I _{mp})	Amps	7.62	7.80	7.89	7.98	8.08	8.17
Open Circuit Voltage (V _{oc})	Volts	36.48	36.71	36.90	37.12	37.32	37.54
Short Circuit Current (I _{sc})	Amps	8.12	8.32	8.42	8.54	8.58	8.64

Typical Electrical Performance (800W/m², AM 1.5 Spectrum, cell temperature 25°C)

Power Class	Watts	225	230	235	240	245*	250*
Peak Power (Wp)**	Watts	180.1	184.0	187.9	192.2	196.0	198.7
Max. Power Voltage (V _{mp})	Volts	29.62	29.82	29.92	30.08	30.11	30.15
Max. Power Current (I _{mp})	Amps	6.08	6.17	6.28	6.39	6.51	6.59
Open Circuit Voltage (V _{oc})	Volts	36.04	36.35	36.37	36.39	36.41	36.47
Short Circuit Current (I _{sc})	Amps	6.53	6.75	6.81	6.83	6.86	6.91

* Please check power class availability with your local sales representative as large volumes must be confirmed prior to ordering. ** Production tolerance before module sorting: ±3.5% of P_{max}

Mechanical Specifications

Cells	60 cells, multicrystalline silicon, 156mm square (6+ inches)
Glass	Solar glass (tempered)
Module Connection	MC Type IV compatible
Frame	Anodized aluminum
Backsheet	Multi-layer film compound with aluminum layer

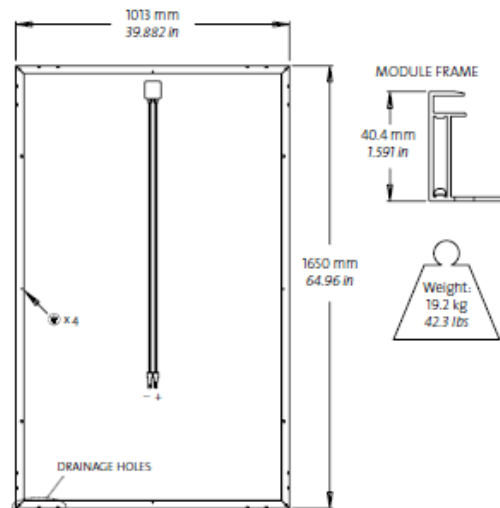
Qualification Test Parameters

Temperature Cycling Range	-40°C to +85°C (-40°F to 185°F)
Humidity Freeze	85% rH, -40°C to +85°C (-40°F to 185°F)
Static Load Front and Back	UL: 1436pa (30lbs/ft ²), IEC: 2400N/m ²
Front Loading (eg. Snow)	UL: 1436pa (30lbs/ft ²), IEC: 5400N/m ²
Fire Class (UL only)	C
Salt Mist Test (IEC 61701)	Pass
Protection Classification	IP 65

Additional Characteristics

Short Circuit Current Temp. Coefficient* (TC I _{sc})	2.67mA/K
Open Circuit Voltage Temp. Coefficient* (TC V _{oc})	-0.10V/K
Max. Power Temp. Coefficient* (TC P _{mp})	-0.44%/K
Positive Module Sorting	in increments of +5Wp
Module Maximum Fuse Series (Amps)	15A
Module Efficiency	up to 15%
Reduction of Efficiency (from 1000W/m ² to 200W/m ²)	<4%
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	42.3°C
Maximum System Voltage	UL: 600V, IEC: 1000V

* based on 235W



NOTE: All dimensions are accurate within ±1.5mm tolerance unless otherwise stated. Product dimensions in imperial inches (conversion of mm equals 0.03937 in, kg equals 2.205 lbs) are provided for information purposes only. For more details, see Installation Manual.

Specifications and design are subject to change without notice. The features, functions and appearance of the Day4 60MC-I module may differ from details given due to continual product development.



Day4 Energy Inc.
www.day4energy.com

Datasheet according to EN 50380:2009
060712en

[ANEXO N° 8]

FOTOVOLTAICOS FUSIBLES



gPV FUSIBLES NH PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS

NH

1000V
DC

Los cartuchos fusibles de cuchilla NH gPV 1000 V DC para instalaciones fotovoltaicas de DF Electric han sido desarrollados para ofrecer una solución de protección segura, compacta y económica en los cuadros de segundo nivel de las instalaciones fotovoltaicas. La gama comprende cartuchos fusibles de talla NH1 con corrientes asignadas comprendidas entre 25A y 160A. La tensión asignada es de 1000 V DC (corriente continua). Proporcionan protección contra sobrecargas y cortocircuitos (clase gPV de acuerdo a la norma IEC 60269-6), con una corriente mínima de fusión de 1,35-In. Están contruidos con cuerpo de cerámica de alta resistencia a la presión interna y a los choques térmicos. Los contactos están realizados en latón platerado y los elementos de fusión son de plata, lo que evita el envejecimiento y mantiene inalterables las características. Para la instalación de estos fusibles se recomienda la utilización de las bases NH modelo ST de 1000 V DC.

www.df-sa.es/es/fotovoltaicos/fusibles/nh/

	In (A)	REFERENCIA	PODER DE CORTE (A)	EMBALAJE Unid./CAJA
NH1	25	373210	30	3/30
	32	373215	30	3/30
	40	373225	30	3/30
	50	373230	30	3/30
	63	373235	30	3/30
	80	373240	30	3/30
	100	373245	30	3/30
	125	373250	30	3/30
	160	373255	30	3/30
NH3	200	373425	30	3/30
	250	373435	30	3/30
	315	373445	30	3/30



373255

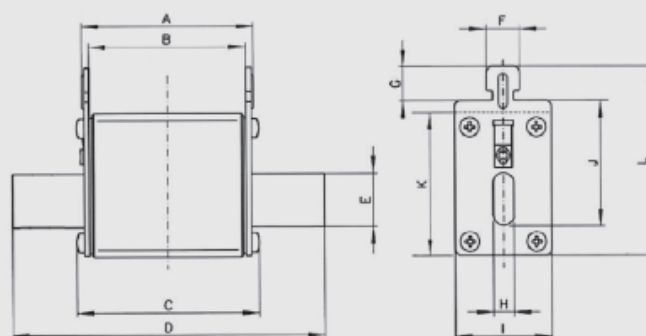


373445

gPV FUSIBLES PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS DIMENSIONES

NH1

NH3



TAMAÑO	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
NH1	68	62	71,5	135	20	10	9,5	6	39	40	62	64
NH3	68	62	73	150	32	10	9,5	6	70	60	75	87

NORMAS
IEC 60269-1
IEC 60269-6

HEMOLÓGACIONES
CE
RoHS



TÉCNICO
CARACTERÍSTICAS T-T

PAGINA 09

TÉCNICO
DIFERENTE REDUCCION
PAR TEMPERATURA
AMBIENTE

PAGINA 10

COMPATIBLE
NH ST BASES PARA
APLICACIONES
FOTOVOLTAICAS

PAGINA 07

ANEXOS

- Anexo 1.1. Baterías Industriales estacionarias.
- Anexo 1.2. Stationary lead acid batteries.
- Anexo 1.3. Baterías Enersafe OPzS.
- Anexo 2. Plano de Ubicación.
- Anexo 3.1. Inversor E3001.e.
- Anexo 3.2. Inversores ELITUPS.
- Anexo 3.3. Inversores SCHNEIDER ELECTRIC.
- Anexo 4.1. Mini Aerogenerador ENAIR 30.
- Anexo 4.2. Mini Aerogenerador BORNAY.
- Anexo 4.3. Mini Aerogenerador AIRDOLPHIN GTO.
- Anexo 5. APOLLO SOLAR Batteries.
- Anexo 6. Datos meteorológicos.
- Anexo 7. Panel Solar SUNPOWER.
- Anexo 7.2. Panel Solar GRAPESOLAR.
- Anexo 7.3. Panel Solar DAY4.
- Anexo 8. Fusibles fotovoltaicos.