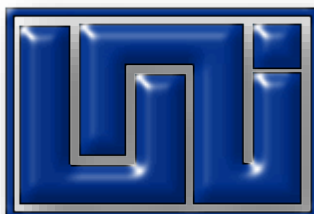


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE ELECTROTECNIA Y COMPUTACIÓN
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



**TRABAJO MONOGRAFICO PARA OPTAR AL TITULO DE
INGENIERO ELECTRICO**

**Propuesta Técnico-Económica de Sistema Fotovoltaico Híbrido
para la Carga Total de Iluminación del Edificio Rigoberto López
Pérez**

Realizado por:

Br. Andrews Joel Munguía Melara 2013-61114

Br. Erick Josué Escobar Briceño 2013-61012

Tutor:

M.Sc. Ramiro Arcea Lacayo

Managua, Nicaragua, Diciembre 2018

Agradecimientos

A Dios por permitirnos culminar nuestros estudios y presentar este trabajo producto de nuestro esfuerzo.

A nuestros padres, por ser nuestro principal apoyo en el transcurso de la vida y toda la carrera universitaria, por ser los precursores en nuestra formación en valores, ética, moral, y buenos principios. Gracias por ser los mejores padres del mundo, aquellos que hacen su mejor esfuerzo sin titubear por el bienestar de sus hijos, muchas gracias.

A nuestro tutor, el Msc. Ramiro Arcea Lacayo, por apoyarnos y brindarnos su acompañamiento en todo el proceso, ya que esto nos permitió presentarles un trabajo de calidad y poder recibir exitosamente el título de ingeniero eléctrico.

A los tutores que nos formaron durante el transcurso de la carrera, exigiéndonos a dar lo mejor de nosotros mismos, gracias a ellos que de alguna forma aportaron a nuestra formación, podemos garantizar unos profesionales de éxito.

Tema:

Propuesta Técnico-Económica de Sistema Fotovoltaico Híbrido Para la Carga Total de Iluminación del Edificio Rigoberto López Pérez

Resumen

El presente trabajo titulado Propuesta Técnica Económica de Sistema Fotovoltaico Híbrido para la Carga Total de Iluminación del Edificio Rigoberto Lopez tiene como propósito expresar la metodología de aplicación para el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico híbrido, con capacidad de operar mediante la conexión a la red eléctrica comercial, es decir en sincronismo paralelo con la red, y de forma independiente con inversores cargadores de baterías de igual funcionalidad sincronizada paralela, el objetivo de esta topología de funcionamiento es que el sistema híbrido sea capaz de funcionar a plena carga aun cuando la demanda de potencia máxima sea mayor, evitando las condiciones de sobrecarga de los inversores

La determinación de la potencia pico de la instalación del parque fotovoltaico se realiza con datos obtenidos de la ubicación geográfica del lugar de instalación, con ello es posible determinar la radiación total sobre una superficie inclinada en distintas épocas del año, y así calcular las horas sol pico, las cuales indican el periodo en que los módulos fotovoltaicos recibirán la máxima radiación incidente, bajo esta condición el sistema PV funcionara generando su máxima capacidad.

El diseño de la propuesta considera la disposición ideal de los módulos fotovoltaicos, dimensionamiento de capacidad de funcionamiento de acuerdo a la demanda máxima de carga, simulación de la trayectoria del sol, planos y vistas 3D, costos de bienes e instalaciones eléctricas, en general una propuesta técnico-económica integral, la cual se dimensiono con las mejores herramientas de cálculo, diseño y aplicando las normas de acuerdo a las condiciones del área del estudio.

Contenido

Agradecimientos	ii
Resumen	iv
Introducción.....	6
Objetivos	7
Justificación.....	8
Capítulo 1. Generalidades Del Módulo Fotovoltaico	10
1.1 Modulo Fotovoltaico.....	10
1.1.1 % Factor de llenado.....	11
1.1.2 Coeficientes de ajuste de rendimiento	11
1.2 Tecnología de Celdas Fotovoltaica.....	12
1.2.1 Celda de Silicio Monocristalino.....	12
1.2.2 Celda de Silicio Policristalino	13
1.2.3 Celda Fotovoltaica de Capa Fina.....	14
1.2.4 Resumen	14
1.3 Matriz Solar Fotovoltaica	15
1.3.1 Principio de Funcionamiento.....	16
1.4 Energía del Sol.....	16
1.4.1 Radiación Solar.....	16
1.4.2 Variación de la Radiación Solar Sobre la Superficie Terrestre.....	18
1.5 Inversor	26
1.5.1 Inversor PWM (Modulación por Ancho de Pulso).....	28
1.5.2 Inversor MPPT (Seguimiento de Punto de Potencia Máxima)	29
1.5.3 Reducción de la potencia del inversor	30
1.6 Baterías	31
1.6.1 Conceptos Básicos	31
1.6.2 Etapas de Carga.....	32
1.6.3 Resumen	33
1.6.4 Conexiones de las Baterías	34
Capítulo 2 Metodología de Dimensionamiento y Diseño	38
2.1 Introducción.....	38

2.2	Sistema eléctrico edificio RLP.....	40
2.3	Cargas de iluminación	42
2.4	Potencial Fotovoltaico	42
2.5	Descripción del área de instalación propuesta.....	44
2.6	Sistema Propuesto	46
2.7	Sistema de puesta a tierra	47
2.7.1	Algunos aspectos básicos a tener en cuenta al diseñar redes de puesta a tierra 48	
2.7.2	Algunas de las razones por la que se debe tener un sistema aterrizado	49
2.7.3	Puesta a tierra para los sistemas eléctricos	50
2.7.4	Método de dimensionamiento	54
2.7.4.1	Datos Del Suelo.	54
2.7.4.2	Características Del Conductor De La Malla.....	54
2.7.4.3	Geometría De La Malla	55
2.7.4.4	Calculo De La Corriente Máxima En La Malla	56
2.7.4.5	Calculo De Voltajes Permisibles De Paso Y Toque	57
2.7.4.6	Voltaje de Toque tolerable E_t , expresado en voltios.....	58
2.7.4.7	Factor de decremento de la capa superficial	58
2.7.4.8	(GPR) Incremento de puesta a tierra.....	58
2.8	Irradiación solar y Horas Sol Pico.....	59
2.8.1	Declinación del Sol.....	61
2.8.2	Angulo de Salida del Sol.....	61
2.8.3	Angulo de Inclinación Real de los Módulos Fotovoltaicos.....	61
2.8.4	Angulo de Salida del Sol sobre un Plano Inclinado	62
2.8.5	Factor de Excentricidad	62
2.8.6	Radiación sobre el Plano Horizontal.....	62
2.8.6.1	Irradiación Global Horizontal (GHI)	63
2.8.6.2	Índice de Claridad.....	63
2.8.6.3	Fracción Difusa de la Radiación.....	64
2.8.6.4	Calculo de Radiación Total Sobre un Plano Inclinado	64
2.8.7	Radiación Total sobre el Panel Inclinado	66

2.8.8	Horas Sol Pico	66
2.8.9	Calculo de Potencia Pico del Sistema y Cantidad de Módulos de la Instalación ...	66
2.8.10	Dimensionamiento de Banco de Baterías	66
2.8.11	Condiciones para la selección del Inversor para el Sistema Fotovoltaico y Banco de Baterías	67
2.8.11.1	Inversor Fotovoltaico	67
2.8.11.2	Inversor para Banco de Baterías	67
2.9	Estudio económico.....	68
2.9.1	Valor Actual Neto (VAN):.....	68
2.9.2	Tasa Interna De Rentabilidad:	68
2.9.3	Retorno de la inversión (ROI)	69
2.9.4	Análisis financiero:.....	69
2.9.5	Análisis de la proyección.....	69
Capítulo 3. Caso de Estudio		76
3.1	Selección de la Zona de Estudio	76
3.2	Análisis del tipo de Carga Eléctrica	77
3.3	Aplicación del dimensionamiento al caso de estudio	78
3.4	Dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico Híbrido para el Edificio RLP.....	78
3.4.1	Calculo del Parque fotovoltaico	78
3.4.2	Dimensionamiento y Diseño de Conexiones del Inversores Fotovoltaicos	85
3.4.3	Selección del Inversor de Baterías	87
3.4.4	Dimensionamiento de Banco de Baterías	88
3.4.5	Red De Tierra	88
3.5	Generalidades de la Instalación	91
3.5.1	Cuarto de energía	91
3.5.2	Descripción de estructura para instalación de módulos fotovoltaicos	94
Conclusiones		97
Recomendaciones		98
Bibliografía.....		99
Anexos –Planos & Fichas Técnicas.....		101

Índice De Ilustración

Ilustración 1 Esquema de Conexión de PV General	10
Ilustración 2 Comportamiento de la Célula Fotovoltaica bajo condiciones de Oscuridad e Iluminación	10
Ilustración 3 Punto Máximo de Funcionamiento de la Célula Fotovoltaica	11
Ilustración 4 Modificación de la Corriente (I) y el Voltaje (V) con la irradiación y Temperatura Respectivamente	12
Ilustración 5 Celdas de Silicio Monocristalino	13
Ilustración 6 Celda de Silicio Policristalino	13
Ilustración 7 Celda de Silicio de Capa Fina	14
Ilustración 8 Conformación de una Matriz Fotovoltaica	15
Ilustración 9 Esquema de Funcionamiento de la Celda PV	16
Ilustración 10 Representación Gráfica de Radiación Directa, Difusa y Reflejada	17
Ilustración 11 Líneas Imaginarias de la Tierra	19
Ilustración 12 Movimiento de Traslación de la Tierra Respecto al Sol	20
Ilustración 13 Coordenadas Geográficas sobre la Superficie Terrestre	21
Ilustración 14 Movimiento Aparente del Sol en el Cielo en Función de la hora del día y la Época del Año	22
Ilustración 15 Representación de los Ángulos α y α_s	23
Ilustración 16 Coordenadas de orientación de la superficie, α_w y β , y el ángulo	23
Ilustración 17 Circuito eléctrico básico de un inversor de puente completo carga (+VDC)	26
Ilustración 18 Circuito eléctrico básico de un inversor de puente completo carga (-VDC)	27
Ilustración 19 Circuito eléctrico básico de un inversor de puente completo Fuente:	27
Ilustración 20 Forma de Onda Cuadrada según el estado de los Interruptores	28
Ilustración 21 Comparación de Forma de Onda Sinusoidal y Triangular	29
Ilustración 22 Comparación de Inversores PWM y MPPT	30
Ilustración 23 Baterías curva de carga recomendada batería AGM	33
Ilustración 24 Ejemplo de conexiones en serie 1o de conexiones en serie	34
Ilustración 25 Ejemplo de conexiones en paralelo	34
Ilustración 26 Ejemplo de conexiones en serie	35
Ilustración 27 Ejemplo de conexiones en serie	35
Ilustración 28 Ejemplo de conexión serie/paralelo (1)	36
Ilustración 29 Ejemplo de conexión serie/paralelo (2)	36
Ilustración 30 Perímetro y Superficie de la Universidad Nacional de Ingeniería	38
Ilustración 31 Edificio Rigoberto Lopez Pérez UNI	39
Ilustración 32 Diagrama de Flujo de Procedimiento de Trabajo	40
Ilustración 33 Representación de los Sectores del edificio RLP (Ala A y B)	41
Ilustración 34, Irradiación solar global Horizontal Marzo - Abril -24/7	43
Ilustración 35 Irradiación solar en los meses del año GHI, DNI, DHI1	43
Ilustración 36 Mapa de calor, horas sol día al año	44
Ilustración 37 Área propuesta para el sistema PV	45
Ilustración 38 Diseño de Disposición de Paneles Fotovoltaicos vista 1	46
Ilustración 39 Diseño de Disposición de Paneles Fotovoltaicos vista 2	46
Ilustración 40 Tensión de paso	51
Ilustración 41 Tensión de contacto	51
Ilustración 42 Tensión de toque	52
Ilustración 43 Ejemplo de contactos	52
Ilustración 44 Circuitos de tensión de paso	53
Ilustración 45 Curva de comparación de material Fuente:	58
ilustración 46, Angulo de inclinación del sol	61
Ilustración 47, Angulo de inclinación Real	62
Ilustración 48 Ubicación de Zona de Estudio	76
Ilustración 49 Comportamiento de Radiación Total a lo largo de un año	82

<i>Ilustración 50 Cuarto de Energía</i>	92
<i>Ilustración 51 Cuarto de Energía 2</i>	93
<i>Ilustración 52 Vista Interior cuarto de energía</i>	93
<i>Ilustración 53 Estructuras de Disposición de Módulos PV</i>	94
<i>Ilustración 54 Estructuras de Disposición de Módulos PV 2</i>	94
<i>Ilustración 55 Trayectoria del Sol en todo el Emplazamiento de la Instalación</i>	95
<i>Ilustración 56 Foto real del área de ubicación de los emplazamientos para módulos fotovoltaicos</i>	95

Índice De Tablas

<i>Tabla 1 Eficiencia de Módulos/Celdas Basadas en Condiciones Estándar de Funcionamiento</i>	15
<i>Tabla 2 Estado de los Interruptores de un Inversor de Puente Completo</i>	27
<i>Tabla 3 Con Ilustración del voltaje del cargador de baterías AGM</i>	33
<i>Tabla 4 Constantes de materiales</i>	54
<i>Tabla 5 Conductividad de los Materiales</i>	55
<i>Tabla 6 Factores en cálculos de falla</i>	57
<i>Tabla 7 Datos Calculados para Evaluar las Horas Sol Pico para una Determinada Ubicación</i>	60
<i>Tabla 8. Gastos de operación.</i>	69
<i>Tabla 9. Flujo de caja.</i>	72
<i>Tabla 10. Tarifas del INE</i>	73
<i>Tabla 11 Factura eléctrica de un mes típico</i>	73
<i>Tabla 12 Comportamiento económico durante 25 años de vida útil</i>	74
<i>Tabla 13 Datos Generales de la Zona de Estudio</i>	76
<i>Tabla 14 Datos Generales de la Carga Ala A, Tabla 15 Datos Generales de la Carga Ala B</i>	77
<i>Tabla 16 Datos calculados para evaluar las horas Sol pico e Irradiación total sobre el panel inclinado</i>	84

Introducción

El principal interés de suplir la demanda energética de iluminación del edificio Rigoberto López Pérez ubicado en la Universidad Nacional de Ingeniería es, proveer una fuente alterna de energía renovable siendo un sistema híbrido (conectado a red y con capacidad de respaldo mediante bancos de baterías), disminuyendo los costos de facturación. La instalación actualmente cuenta con una carga máxima de 79.6kW en cada Ala del edificio, el sistema fotovoltaico se dimensionará de acuerdo al tiempo de trabajo o de utilización de las luminarias, proporcionando una autonomía a plena carga de 8 horas.

Para analizar la problemática se debe observar desde los puntos de vista cultural y ambiental, siendo el ahorro de energía ligado de un buen diseño del sistema de iluminación (luxes por área de trabajo adecuados, aprovechamiento de la luz del sol, distribución óptima de apagadores) y la cultura del nicaragüense a hacer uso racional de la energía, además de ambiental debido a las emisiones de CO₂ que se producen al suministrar energía por grupos electrógenos o fuentes de energía térmicas no renovables.

La característica principal de este sistema es, su diseño dirigido para suplir de energía a cargas relativamente constantes y no inductivas, las cuales presentan una curva de carga continua en el tiempo, permitiendo de esta manera disminuir los costos de diseño. En el ámbito profesional y educativo el sistema fotovoltaico diseñado será de interés didáctico y ayudará a la explicación de los docentes hacia los estudiantes de las diferentes materias impartidas relacionadas al diseño, proporcionando una práctica de campo.

Objetivos

Objetivo general

- Proponer estudio técnico-económica de sistema fotovoltaico hibrido para la carga total de iluminación del edificio Rigoberto López Pérez

Objetivo específico

- Diseñar el sistema fotovoltaico para la carga total de iluminación del edificio Rigoberto López Pérez.
- Evaluar los beneficios y perjuicios técnicos y medio ambientales que cause la instalación de este sistema.
- Calcular los beneficios económicos del sistema hibrido de iluminación dando enfoque en costo de facturación energética.

Justificación

El presente sistema eléctrico del edificio presenta una distribución de cargas según su tipo (inductiva y resistiva) en cada ala, siendo 79.6kW ala A y 75.2kW ala B, para cargas de iluminación, en la siguiente configuración 480/277 Voltios, por lo tanto, facilita plantear una alimentación fotovoltaica solo al sistema de iluminación, debido a que la alimentación de estas es 277 voltios, lo que proporciona una reducción considerable en el calibre de los conductores.

Debido a que este sistema no cuenta con tecnología *LED*, el presente estudio tiene como objetivo analizar los parámetros luminotécnicos (luminancia, iluminancia, uniformidad, deslumbramiento, rendimiento del color, relación de entorno), exigibles a las instalaciones de lugares de estudio que tienen que cumplir con los criterios de calidad. Están basadas en la norma UNE 12464.1

Por tal motivo la elección de este tema surge con la necesidad de volver más eficiente y ecológico este edificio ya que tiene un porcentaje de carga del 5.9% en el Ala "A" y 3.8% en el ala B (siendo estos valores obtenidos de proyecciones iniciales durante el dimensionamiento del sistema eléctrico del edificio, es decir no es un valor medido), de su carga en iluminación. Dicho lo anterior es de nuestro interés desarrollar una propuesta de suministro energético mediante sistema fotovoltaico a la instalación de circuitos de iluminación ya existentes y proporcionar una estructura de procedimientos para mejorar la eficiencia en el rubro eléctrico de los mismos.

Capítulo 1.

Generalidades de la energía solar fotovoltaica

Capítulo 1. Generalidades Del Módulo Fotovoltaico

1.1 Modulo Fotovoltaico

Un conjunto de PV¹ puede estar formado por un conjunto de paneles fotovoltaicos en serie y en paralelo.

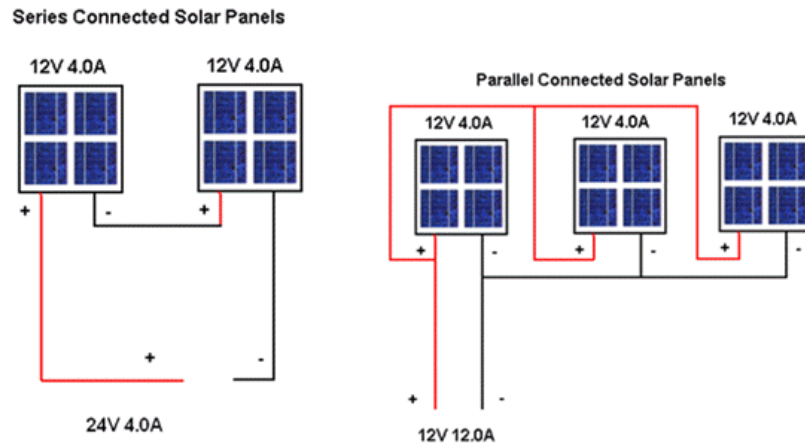


Ilustración 1 Esquema de Conexión de PV General
Fuente: ETAP

Las características de corriente frente a voltaje (I-V) del módulo fotovoltaico se pueden definir por la luz del sol y bajo condiciones de oscuridad. En el primer cuadrante, la parte superior izquierda de la curva I-V con voltaje cero se denomina corriente de cortocircuito. Esta es la corriente medida con los terminales de salida en cortocircuito (voltaje cero). La parte inferior derecha de la curva en la corriente cero se llama voltaje de circuito abierto. Este es el voltaje medido con los terminales de salida abiertos (corriente cero). [6]

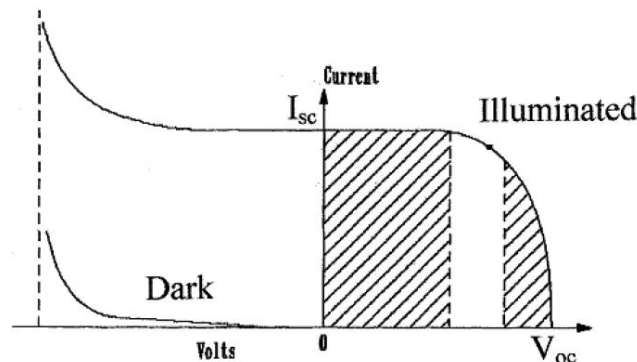


Ilustración 2 Comportamiento de la Célula Fotovoltaica bajo condiciones de Oscuridad e Iluminación
Fuente: ETAP

Si la tensión se aplica externamente en la dirección inversa, por ejemplo, durante un fallo transitorio del sistema, la corriente permanece constante y la potencia es absorbida por la célula. Sin embargo, más allá de un cierto voltaje negativo, la unión se rompe como en un diodo, y la corriente aumenta a un valor alto. En la oscuridad, la corriente es cero para este voltaje, hasta el voltaje de ruptura que es el mismo en condiciones de iluminación. [6]

¹ PV: Photovoltaic (Fotovoltaico)

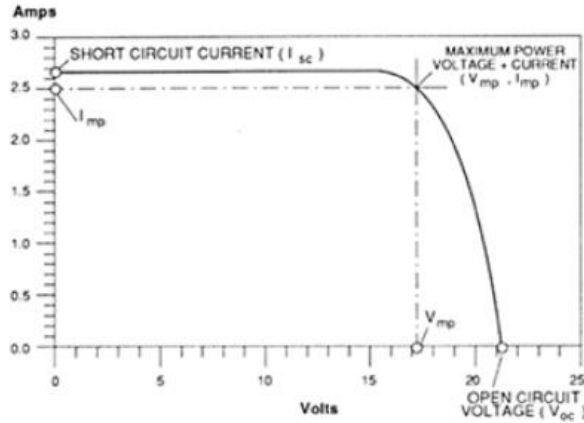


Ilustración 3 Punto Máximo de Funcionamiento de la Célula Fotovoltaica
Fuente: ETAP

1.1.1 % Factor de llenado

El factor de llenado del panel calculado en porcentaje. Se define como el área rectangular en una curva I-V que utiliza el punto de la rodilla como uno de los bordes del rectángulo. El factor de relleno debe ser mayor que 0.7. El factor de relleno se puede calcular como:

$$FF = \frac{P_{max}}{(V_{oc})(I_{sc})} \quad Ecu1$$

Donde:

FF : Factor de llenado

P_{max} : Potencia Máxima del módulo fotovoltaico

V_{oc} : Voltaje de Circuito Abierto

I_{sc} : Corriente de Cortocircuitos

Este es un parámetro clave para evaluar el rendimiento de las células solares comerciales. Las células solares típicas tienen un factor de forma $> 0,70$. Rechazar las células cristalinas con bajo FF , o células de grado B, tienen un factor de forma por lo general del 0,4 al 0,65, y las células solares en amorfo o de película fina entre 0,4 a 0,7.

1.1.2 Coeficientes de ajuste de rendimiento

La temperatura afecta el rendimiento de los paneles fotovoltaicos. La magnitud de esta reducción es inversa proporcional a V_{oc}^2 ; es decir, las celdas con valores más altos de V_{oc} sufren reducciones más pequeñas de voltaje con aumentando la temperatura. Para la mayoría de las células solares de silicio cristalino, el cambio en los V_{oc} con la temperatura es aproximadamente $-0.50\% / ^\circ C$, aunque la tasa para las células de silicio cristalino de mayor eficiencia es de alrededor de $-0.35\% / ^\circ C$. Por medio de comparación, la tasa de células solares de silicio amorfo es de $-0.20\% / ^\circ C$ a $-0.30\% / ^\circ C$, dependiendo de cómo la célula está fabricada. [4]

² V_{oc} : Open Circuit Voltage (Voltaje de Circuito Abierto o en Vacío)

La cantidad de corriente fotogenerada I_L aumenta ligeramente con los aumentos de temperatura debido a un aumento en el número de portadores generados térmicamente en la célula. Este efecto es leve, sin embargo: sobre $0,065\% / ^\circ\text{C}$ para las células de silicio cristalino y $0,09\%$ para las células de silicio amorfo. La mayoría de la célula de silicio cristalino disminuyen su eficiencia en $0.50\% / ^\circ\text{C}$ y la mayoría de las células amorfas disminuyen en $0.15-0.25\% / ^\circ\text{C}$. [3]

La Ilustración muestra las curvas I-V que típicamente se pueden ver para una célula solar de silicio cristalino en varias temperaturas

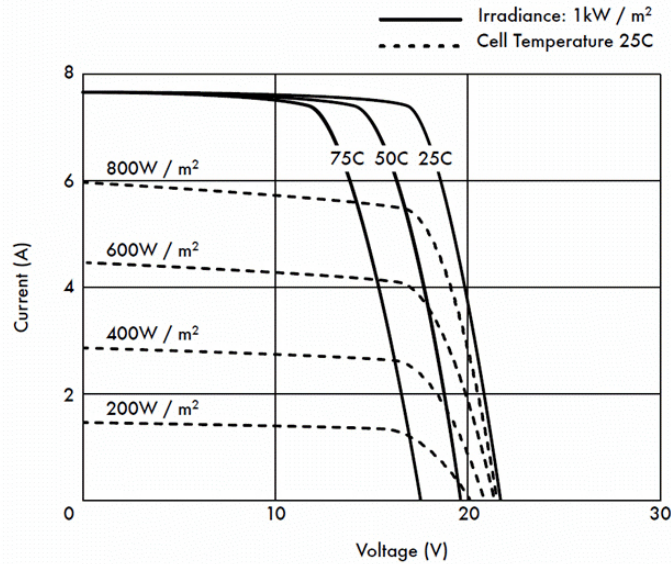


Ilustración 4 Modificación de la Corriente (I) y el Voltaje (V) con la irradiancia y Temperatura Respectivamente
Fuente: ETAP

1.2 Tecnología de Celdas Fotovoltaica

Alrededor del 90% de la tecnología fotovoltaica se basa en el uso de alguna variación del silicio. El porcentaje de estos paneles destinados a uso doméstico es todavía mayor.

El silicio usado en fotovoltaica puede tener varias formas. La mayor diferencia entre ellas es la pureza del silicio usado. Cuanto más puro es el silicio, mejor alineadas están sus moléculas, y mejor convierte la energía solar en electricidad.

Por tanto, la eficiencia de los paneles solares va de la mano con la pureza del silicio, pero los procesos para aumentar la pureza son muy caros. Por ello, a la hora de elegir un buen panel, lo mejor es tener en cuenta la relación coste-eficiencia por m^2 . [2]

1.2.1 Celda de Silicio Monocristalino

Las celdas monocristalinas se fabrican con bloques de silicio o ingots, que son de forma cilíndrica. Para optimizar el rendimiento y reducir los costes de cada celda solar monocristalina, se recortan los cuatro lados de los bloques cilíndricos para hacer láminas de silicio, y que les da esa apariencia característica.

Las celdas solares de silicio monocristalino (mono-Si), son bastante fáciles de reconocer por su coloración y aspecto uniforme, que indica una alta pureza en silicio, tal como se muestra en la ilustración:

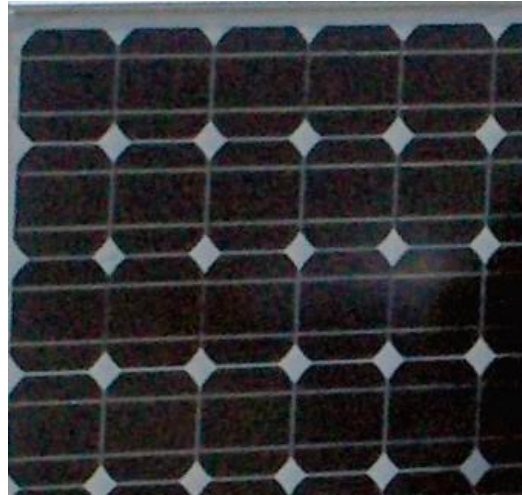


Ilustración 5 Celdas de Silicio Monocristalino

Fuente: Geophoto - WordPress.com

Los paneles solares monocristalinos tienen las mayores tasas de eficiencia puesto que se fabrican con silicio de alta pureza. La eficiencia en estos paneles está por encima del 15% y en algunas marcas supera el 21%. La vida útil de los paneles monocristalinos es más larga. De hecho, muchos fabricantes ofrecen garantías de hasta 25 años. [2]

1.2.2 Celda de Silicio Policristalino

Los primeros paneles solares policristalinos de silicio aparecieron en el mercado en 1981. A diferencia de los paneles monocristalinos, en su fabricación no se emplea el método Czochralski. El silicio en bruto se funde y se vierte en un molde cuadrado. A continuación, se enfría y se corta en láminas perfectamente cuadradas.



Ilustración 6 Celda de Silicio Policristalino

Fuente: Geophoto - WordPress.com

El proceso de fabricación de los paneles fotovoltaicos policristalinos es más simple, lo que redundaría en menor precio. Se pierde mucho menos silicio en el proceso que en el monocristalino.

Los paneles policristalinos suelen tener menor resistencia al calor que los monocristalinos. Esto significa que en altas temperaturas un panel policristalino funcionará peor que un monocristalino. El calor además puede afectar a su vida útil, acortándola.

La eficiencia de un panel policristalino se sitúa típicamente entre el 13-16%, debido a que no tienen un silicio tan puro como los monocristalinos y por esto se necesita cubrir una superficie mayor con paneles policristalinos que con monocristalinos. [2]

1.2.3 Celda Fotovoltaica de Capa Fina

El fundamento de estos paneles es depositar varias capas de material fotovoltaico en una base. Dependiendo de cuál sea el material empleado podemos encontrar paneles de capa fina de silicio amorfo (a-Si), de telururo de cadmio (CdTe), de cobre, indio, galio y selenio (GIS/CIGS) o células fotovoltaicas orgánicas (OPC)



*Ilustración 7 Celda de Silicio de Capa Fina
Fuente: Geophoto - WordPress.com*

Dependiendo del tipo, un módulo de capa fina presenta una eficiencia del 7-13%. Debido a que tienen un gran potencial para uso doméstico, son cada vez más demandados. Pueden ser flexibles, lo que permite que se adapten a múltiples superficies. El rendimiento no se ve afectado tanto por las sombras y altas temperaturas. Son una gran alternativa cuando el espacio, no es problema.

1.2.4 Resumen

Las dos grandes categorías de tecnologías fotovoltaicas disponibles en el mercado para las edificaciones son las células de silicio (monocristalinas y multicristalinas) y las células de lámina delgada. Hoy en día, estas tecnologías representan el 85% del mercado. [3]

Los rangos de eficiencia y el área necesaria para generar 1 kWp³ correspondientes a las diferentes tecnologías existentes se resumen en la siguiente tabla:

DESCRIPCION	TECNOLOGIA					
	Silicio		Capa Fina			
	Mono	Poli	(a-Si)	(TeCd)	Cl(G)S	asSi/ μ c-Si
Eficiencia - Celda	16-23%	14-19%				
Eficiencia - Modulo	13-20%	11-16%	4-8%	10-11%	7-12%	7-9%
Área Necesaria por kW (Modulo)	~7m ²	~8m ²	~15m ²	~10m ²	~10m ²	~12m ²

Tabla 1 Eficiencia de Módulos/Celdas Basadas en Condiciones Estándar⁴ de Funcionamiento

Fuente: Propia

1.3 Matriz Solar Fotovoltaica

La matriz fotovoltaica es uno de los elementos importantes de la energía renovable. Convierte energía solar energía de radiación, en corriente continua usando semiconductores y luego a energía eléctrica de corriente alterna a través de inversores.

Como se muestra a continuación, una cantidad de módulos conforman un panel fotovoltaico típico que se puede conectar en una configuración de cadena para lograr una corriente deseada y voltaje en la entrada del inversor. [4]

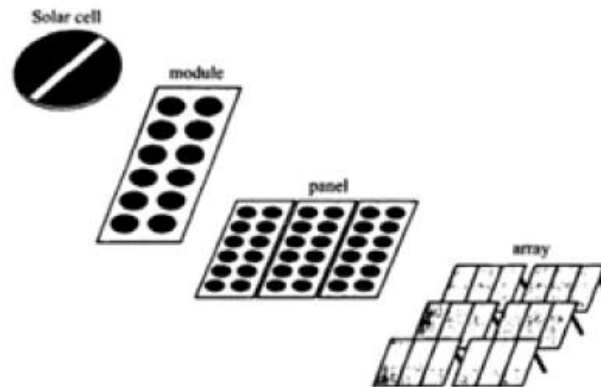


Ilustración 8 Conformación de una Matriz Fotovoltaica

Fuente: ETAP

³ KiloWatts Pico (kWp): Es la potencia eléctrica máxima proporcionada por un panel o matriz fotovoltaica en condiciones de pleno funcionamiento y con radiación solar máxima

⁴ Condición estándar: Irradiancia (1000 W/m²), distribución espectral AM (1.5G) y temperatura (25°) en la celda solar utilizadas generalmente para caracterizarla

1.3.1 Principio de Funcionamiento

La física de la celda PV es muy similar al diodo de unión p-n clásico. Cuando la luz es absorbida por la unión, la energía de los fotones absorbidos se transfiere al sistema de electrones del material, lo que resulta en la creación de portadores de carga que están separados por la unión (zona de transición o agotamiento). Los portadores de carga pueden ser de ion de electrones, pares en un electrolito líquido, o pares de agujeros de electrones en un material semiconductor sólido. Los operadores de carga en la región de unión crean un gradiente de potencial, se acelera bajo el campo eléctrico y circula la corriente a través de un circuito externo. La energía restante del fotón eleva la temperatura de la célula.

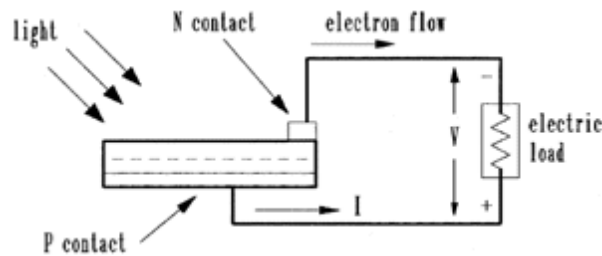


Ilustración 9 Esquema de Funcionamiento de la Celda PV
Fuente: ETAP

1.4 Energía del Sol

1.4.1 Radiación Solar

El flujo de energía que se recibe del Sol o radiación solar es la transferencia de energía por ondas electromagnéticas y se produce directamente desde la fuente hacia fuera en todas las direcciones. Estas ondas no necesitan un medio material para propagarse, pueden atravesar el espacio interplanetario y llegar a la Tierra desde el Sol. [2]

Las cantidades de radiación son expresadas generalmente en términos de exposición radiante o irradiación, siendo esta última una medida del flujo de energía recibida por unidad de área en forma instantánea como energía/área-tiempo y cuya unidad es el Watt por metro cuadrado (W/m^2). Un Watt es igual a un Joule por segundo. La exposición radiante es la medida de la radiación solar, en la cual la radiación es integrada en el tiempo como energía/área y cuya unidad es el kWh/m^2 por día (si es integrada en el día), también conocida como irradiación o insolación. [3]

Por su diferente comportamiento, la irradiación la podemos separar en tres componentes: la directa, la difusa y la reflejada (albedo).

- **Directa:** Es la que se recibe directamente desde el sol en línea recta, sin que se desvíe en su paso por la atmósfera. Es la mayor y las más importante en las aplicaciones fotovoltaicas.

$$H_{(\beta,\infty)} = H \cdot k \quad Ecu 2$$

Donde:

$H_{(\beta,\infty)}$: Radiación directa con longitud β y latitud ∞

H : Radiación que llega al plano inclinado
 k : Factor de Corrección

- **Difusa:** Es la que se recibe del sol después de ser desviada por dispersión atmosférica. Es radiación difusa la que se recibe a través de las nubes, así como la que proviene del cielo azul. De no haber radiación difusa, el cielo se vería negro aún de día, como sucede por ejemplo en la luna.

$$D_{d,m(0)} = G_{d,m(0)} \cdot F_{d,m(0)} \quad \text{Ecu 3}$$

Donde:

$D_{d,m(0)}$: Radiación Directa, d (Día), m (Mes), (0) Numero del día contado desde el día 1 hasta el 365

$G_{d,m(0)}$: Radiación Global Horizontal⁵

$F_{d,m(0)}$: Fracción Difusa

- **Reflejada:** Es la radiación directa y difusa que se recibe por reflexión en el suelo u otras superficies próximas.

$$AL_{(\beta,\infty)} = \rho \cdot G_{(d,m)} \cdot (1 - \cos(\beta)) \quad \text{Ecu 4}$$

Donde:

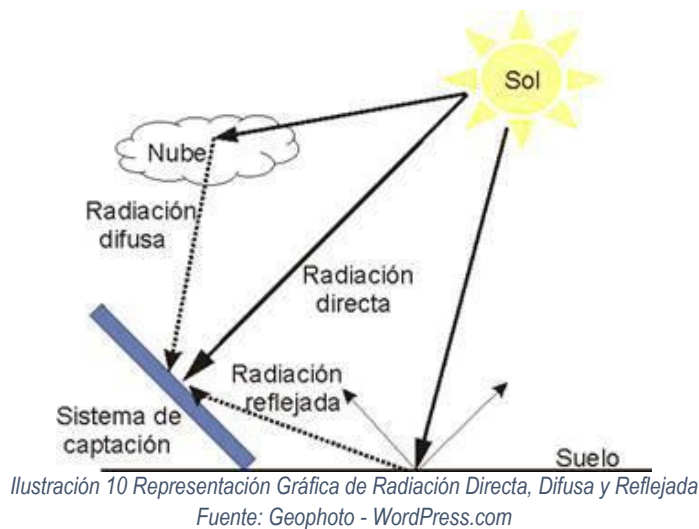
$AL_{(\beta,\infty)}$: Radiación Reflejada

β : Angulo de Inclinación de la superficie

$G_{d,m(0)}$: Radiación Global Horizontal

ρ : Reflectividad del Suelo, sino se conoce se supone un valor de 0.2

De donde la irradiación global es la radiación total incidente sobre la superficie o suma aritmética de la radiación Directa, Difusa y Reflejada.



⁵ Radiación Global Horizontal: Superficie que recibe radiación y esta perpendicular al radio de la tierra

1.4.2 Variación de la Radiación Solar Sobre la Superficie Terrestre⁶

El desplazamiento de la tierra por la órbita solar de rotación (sobre su propio eje, de la tierra) y el de traslación alrededor del sol el cual describe una trayectoria elíptica, determina la cantidad de energía en forma de luz y calor que llega a la superficie de la tierra en un periodo de tiempo específico. [6]

Las condiciones de radiación solar se definen mediante los parámetros ligados al movimiento de rotación y traslación descrito por la tierra en la órbita solar, a continuación, se mencionarán dichos conceptos:

1.4.2.1 Distancia entre la Tierra y el Sol

La Tierra gira alrededor del Sol en una órbita elíptica, con el Sol ubicado en uno de sus focos, la cantidad de radiación solar que llega a la Tierra es inversamente proporcional al cuadrado de la distancia al Sol. Por lo cual un valor preciso de la distancia Tierra-Sol r_0 se denomina "Unidad astronómica":

$$\begin{aligned}1 AU &= 1.496 \times 10^8 \text{ km} \\ \text{Distancia Minima Tierra - Sol} &= 0.983 AU \\ \text{Distancia Maxima Tierra - Sol} &= 1.017 AU\end{aligned}$$

La distancia Tierra-Sol se expresa en el modelo de Duffie de 1980:

$$\rho^2 = \left(\frac{r}{r_0}\right)^2 = \left[1 + 0.033 \cos\left(\frac{2\pi d_n}{365}\right)\right]^{-1} \text{ Ecu 5}$$

Donde:

r : Distancia a conocer Tierra-Sol

r_0 : Distancia media Tierra-Sol

ρ^2 : Recíproco del cuadrado del radio vector de la Tierra (Factor de corrección de la distancia Tierra-Sol)

d_n : Día del Año ($1 \leq d_n \leq 365$)

1.4.2.2 Movimiento de Rotación

En un periodo de 24 horas, la Tierra da una vuelta completa alrededor de un eje imaginario que pasa por los polos. Gira en dirección Oeste-Este, en sentido contrario al de las agujas del reloj. A este movimiento le llamamos Movimiento de Rotación. Este movimiento es causante de la sucesión de días y noches, La mitad del globo terrestre quedará iluminado, en dicha mitad es de día mientras que en el lado oscuro es de noche. En su movimiento de rotación, los distintos continentes pasan del día a la noche y de la noche al día. [17]

⁶ Radiación Solar, Prof. Rafael Martín Lamaison 5 de Marzo de 2004

1.4.2.3 Movimiento de Traslación

La traslación de la Tierra es el movimiento de este planeta alrededor del Sol. La Tierra en su viaje alrededor del Sol tarda en dar una vuelta completa 365 días y 6 horas, aproximadamente. Este denominado movimiento de traslación corresponde con el año solar.

El hecho de que la órbita terrestre sea elíptica hace variar la distancia entre la Tierra y el Sol en el transcurso de un año. A primeros de enero la Tierra alcanza su máxima proximidad al Sol y se dice que pasa por el perihelio. A principios de julio llega a su máxima lejanía y está en afelio. La distancia Tierra-Sol en el perihelio es de 142,700,000 kilómetros y la distancia Tierra-Sol en el afelio es de 151,800,000 kilómetros.

1.4.2.4 Estaciones del Año, Equinoccio y Solsticio

El cambio de las estaciones a lo largo del año se produce al darse la particularidad de que el eje de rotación de la Tierra se encuentra inclinado respecto del plano de la órbita, esto hace que los rayos del Sol incidan de forma diferente a lo largo del año en cada hemisferio. [16]

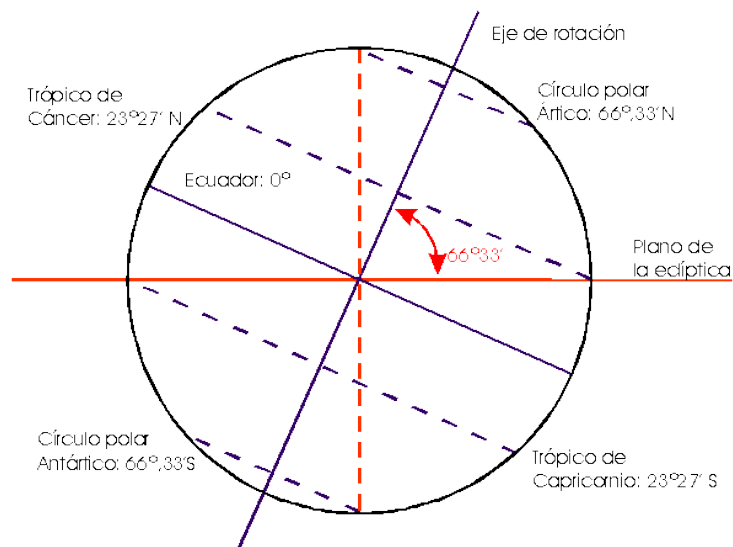


Ilustración 11 Líneas Imaginarias de la Tierra

Fuente: Geophoto - WordPress.com

Debido a este movimiento de traslación la Tierra pasa por cuatro momentos importantes durante su movimiento de traslación:

- **Solsticio de Verano:** Comienza el 21 de junio, el Hemisferio Norte se inclina hacia el Sol. Los días son más largos que las noches y los rayos del Sol inciden de forma más perpendicular, al situarse el Sol en la vertical del Trópico de Cáncer, iniciándose en este hemisferio la estación más calurosa, el verano. Sin embargo, en el Hemisferio Sur se produce la situación contraria, iniciándose entonces el invierno. [6]
- **Equinoccio de Otoño:** Comienza el 22 de septiembre, los días y las noches tienen igual duración en todo el planeta, al situarse el Sol en la vertical del Ecuador, comenzando el otoño en el Hemisferio Norte y la primavera en el Sur.

- **Equinoccio de Primavera:** Comienza el 21 de marzo, los días y las noches tienen igual duración en todo el planeta, al situarse de nuevo el Sol en la vertical del Ecuador, comenzando la primavera en el Hemisferio Norte y el otoño en el Hemisferio Sur.
- **Solsticio de Invierno:** 22 de diciembre, es el Hemisferio Norte el que tiene los días más cortos que las noches, a la vez que los rayos del Sol inciden de una forma más oblicua, al situarse el Sol en la vertical del Trópico de Capricornio, comenzando en este hemisferio la estación más fría, el invierno. En el Hemisferio Sur se produce la situación contraria, iniciándose entonces el verano.

En la siguiente ilustración se observa el ciclo completo en el movimiento de traslación de la Tierra alrededor del Sol, pasando por las cuatro estaciones durante los 365 días que tarda en completarse un año. [5]

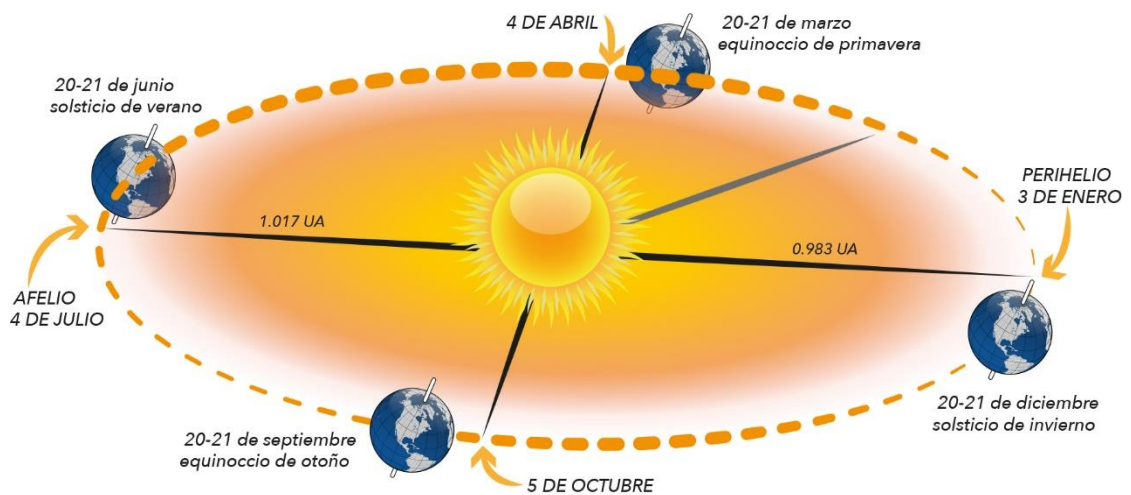


Ilustración 12 Movimiento de Traslación de la Tierra Respecto al Sol
Fuente: <https://www.uv.mx/cienciauv/blog/estacionesdelanoytemporadasclimaticas/>

1.4.2.5 Atenuación atmosférica de la radiación solar

La intensidad y frecuencias del espectro luminoso generado por el sol sufren alteraciones cuando la luz atraviesa la atmósfera. Ello se debe a la absorción, reflexión y dispersión de la radiación solar. Los gases presentes en la capa atmosférica actúan como filtros para ciertas frecuencias, las que ven disminuidas su intensidad o son absorbidas totalmente [4]

- **Dispersión:** La radiación solar viaja en línea recta, pero los gases y partículas en la atmósfera pueden desviar esta energía, lo que se llama dispersión. La dispersión ocurre cuando un fotón afecta a un obstáculo sin ser absorbido cambiando solamente la dirección del recorrido de ese fotón.
- **Reflexión (Albedo):** La capacidad de reflexión o fracción de la radiación reflejada por la superficie de la tierra o cualquier otra superficie se denomina Albedo. El albedo planetario es en promedio de un 30%. Esta energía se pierde y no interviene en el calentamiento de la atmósfera. [5]
- **Absorción por moléculas de gases y partículas en suspensión:** La absorción de energía por un determinado gas tiene lugar cuando la frecuencia de la radiación electromagnética es similar a la frecuencia vibracional molecular del gas. Cuando un gas absorbe energía,

esta se transforma en movimiento molecular interno que produce un aumento de temperatura.

Se afirma que la radiación total incidente sobre la superficie de la Tierra está sujeta a variaciones, algunas previsibles (diurnas y estacionales) y otras no previsibles (las meteorológicas, particularmente el vapor de agua condensado en las nubes).

1.4.2.6 Coordenadas Geográficas

Un punto sobre una esfera terrestre se posiciona utilizando el sistema de coordenadas geográficas, siendo éstas la latitud, que es el ángulo formado por la vertical a la Tierra en dicho punto y el plano del Ecuador, y la longitud, ángulo que forma el meridiano que pasa por dicho punto con el meridiano de Greenwich.

La latitud determina la inclinación con la que caen los rayos del Sol y la diferencia de la duración del día y la noche. Cuanto más directamente incide la radiación solar, más calor aporta a la Tierra. Las variaciones de la insolación que recibe la superficie terrestre se deben a los movimientos de rotación (variaciones diarias) y de traslación (variaciones estacionales). [3]

Las variaciones en latitud son causadas por la inclinación del eje de rotación de la Tierra. El ángulo de incidencia de los rayos del Sol no es el mismo en verano que en invierno siendo la causa principal de las diferencias estacionales. Cuando los rayos solares inciden con mayor inclinación calientan mucho menos porque el calor atmosférico tiene que repartirse en un espesor mucho mayor de atmósfera, con lo que se filtra y dispersa parte de ese calor. [18]

La longitud geográfica es una de las coordenadas fundamentales que determinan en la Tierra la localización de un punto (la otra coordenada es la Latitud). La longitud es el ángulo formado entre el meridiano que pasa por el punto considerado y el meridiano fundamental de Greenwich elegido, por convención, como origen de esta coordenada geográfica. Se mide desde 0 grados a 180 grados al Este o al Oeste con respecto a Greenwich.

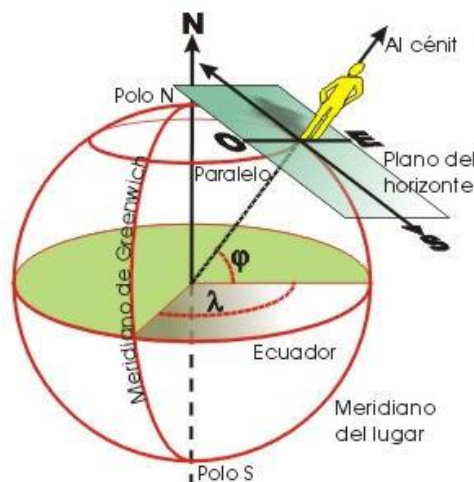


Ilustración 13 Coordenadas Geográficas sobre la Superficie Terrestre

Fuente: <http://sistacnet.info/boletin/archives/195>

1.4.2.7 Posicionamiento del Sol Respecto a la Superficie de la Tierra

Desde el punto de vista de un observador sobre la superficie de la Tierra, el Sol describe un arco desde su salida (orto) hasta su puesta (ocaso). Por definición, a mitad de su recorrido, es decir, en el mediodía solar, el Sol pasa por el meridiano local.

Se denomina cenit a la vertical desde un punto cualquiera de la Tierra al corte con la hipotética trayectoria de la esfera solar. [6]

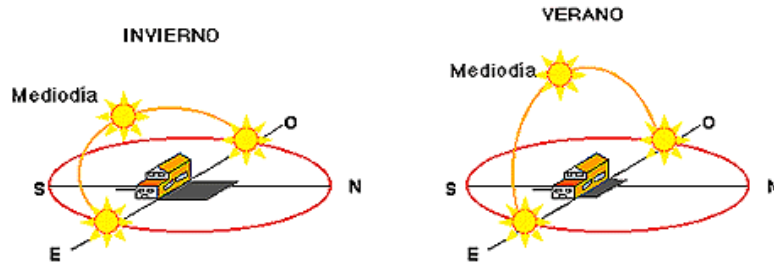


Ilustración 14 Movimiento Aparente del Sol en el Cielo en Función de la hora del día y la Época del Año
Fuente: www.ideam.gov.co

La posición del Sol se puede referir en dos sistemas de coordenadas distintos, ambos centrados en el observador: coordenadas horarias (declinación, N_s , y ángulo horario, O_s) y coordenadas horizontales (altura solar, h_s , y azimut, a_s). Estas coordenadas determinan el vector solar, entendido éste como el vector con origen en el observador y extremo en el Sol. Del vector solar se volverá a hablar al calcular el ángulo de incidencia en un colector cilindro parabólico. [12]

1.4.2.8 Relaciones Geométricas Entre los Rayos Solares y la Superficie Terrestre

Las relaciones geométricas entre los rayos solares, que varían de acuerdo con el movimiento aparente del sol, y la superficie terrestre, se describen a través de varios ángulos que mostramos a continuación:

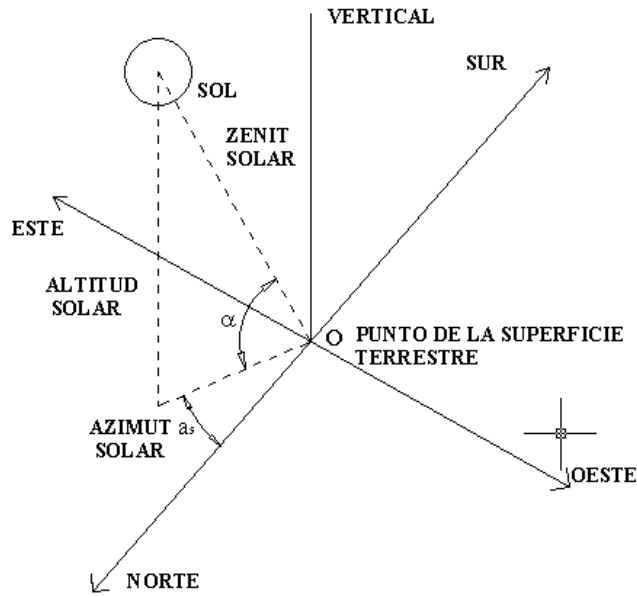


Ilustración 15 Representación de los Ángulos α y a_s
 Fuente: www.ideam.gov.com

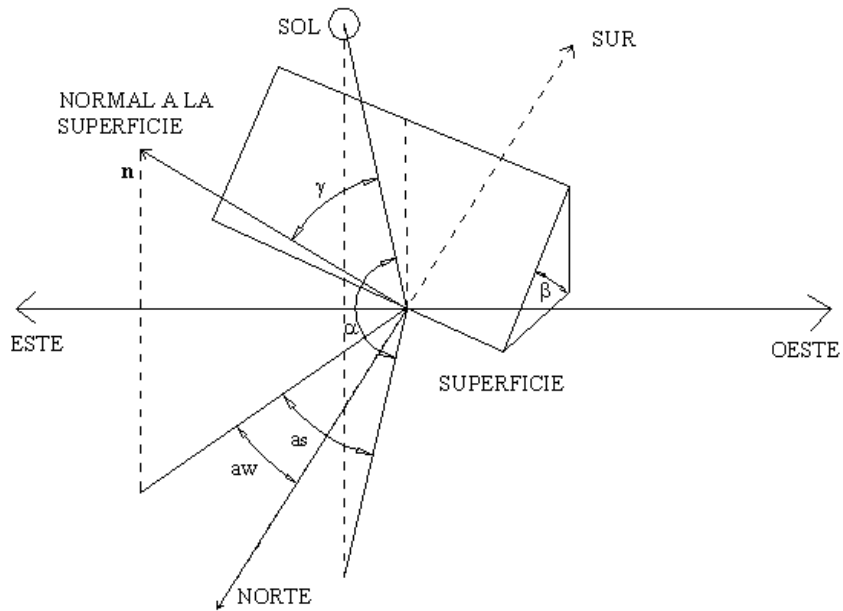


Ilustración 16 Coordenadas de orientación de la superficie, aw y β , y el ángulo
 Fuente: www.ideam.gov.com

- **Ángulo de incidencia (γ):** Ángulo formado entre los rayos del sol y la normal a la superficie de captación.
- **Ángulo acimutal de la superficie (aw):** Ángulo entre la proyección de la normal a la superficie en el punto horizontal y la dirección sur-norte (para localizaciones en el hemisferio norte) o norte-sur (para localizaciones en el hemisferio sur). El desplazamiento angular se

toma a partir del sur o norte dependiendo de si estamos en el hemisferio sur-norte o norte-sur.

- **Ángulo acimutal del sol (α_s):** Ángulo entre la proyección del rayo solar en el plano horizontal y la dirección sur-norte (para localizaciones en el hemisferio norte) o norte-sur (para localizaciones en el hemisferio sur) obedece a la misma convención mencionada anteriormente.
- **Altura solar (α):** Ángulo comprendido entre el rayo solar y la proyección del mismo sobre un plano horizontal.
- **Inclinación (β):** Ángulo entre el plano de la superficie a considerar y la horizontal. En el intervalo $0 < \beta < 90^\circ$ la superficie ve hacia arriba, mientras que en el intervalo $90 < \beta < 180$ la superficie ve hacia abajo. Una azotea horizontal tendrá $\beta = 0^\circ$, mientras que para una pared vertical $\beta = 90^\circ$. [13]
- **Ángulo horario del sol u hora angular (W):** Desplazamiento angular este-oeste del sol, a partir del meridiano local, y debido al movimiento de rotación de la tierra. Así, cada hora corresponde a un desplazamiento de 15° . Se adapta como convención valores positivos para el período de la mañana con cero a las 12:00 hs.

1.4.2.9 Tiempo Solar

El tiempo solar es una medida del tiempo fundamentada en el movimiento aparente del Sol sobre el horizonte del lugar. Toma como origen el instante en el cual el Sol pasa por el Meridiano, que es su punto más alto en el cielo, denominado mediodía, al cual se le asigna el valor de 12. Sin embargo, el Sol no tiene un movimiento regular a lo largo del año, y por esta razón el tiempo solar se divide en dos categorías: [6]

Tiempo Solar Aparente o Verdadero (TSV)

Está basado en el día solar aparente, el cual es el intervalo entre dos regresos sucesivos del Sol al meridiano. Puede ser medido con un reloj de sol, y se corresponde con el amanecer, el mediodía o el anochecer: se basa en lo que es posible observar de manera directa. El tiempo solar no coincide con el tiempo local. Por lo tanto, es necesario corregir el tiempo aplicando dos correcciones.

- a) Corrección debida a la diferencia entre la longitud del meridiano del observador y el meridiano sobre el cual se basa la hora local estándar (en la Ciudad de México la hora estándar se basa en el meridiano $99^\circ 09' W$). El Sol toma cuatro minutos para realizar un desplazamiento aparente de 1° de longitud. [7]
- b) Corrección debida a las perturbaciones en la velocidad de rotación de la Tierra.

El TSV se determina mediante la ecuación:

$$TSV = TSM + 4(L_S - L_L) + E_t \quad Ecu: 6$$

Donde:

TSM : Tiempo solar medio

E_t : Ecuación de tiempo

L_s : Longitud geográfica del meridiano de referencia del país

L_L : Longitud geográfica del meridiano del lugar (en grados sexagesimales)

Tiempo Solar Medio (TSM)

Está basado en un sol ficticio que viaja a una velocidad constante a lo largo del año, y es la base para definir el día solar medio. La duración de un día solar aparente varía a lo largo del año. Esto se debe a que la órbita terrestre es una elipse, con lo cual la Tierra en su movimiento de traslación se mueve más veloz cuando se acerca al Sol y más despacio cuando se aleja de él. Debido a esto, en el Hemisferio Norte los días solares aparentes son más cortos en los meses de marzo y septiembre que en los meses de junio o diciembre, produciéndose el fenómeno inverso en el Hemisferio Sur. La diferencia entre el tiempo solar aparente y el tiempo solar medio, que en ocasiones llega a ser de 15 minutos, es llamada Ecuación de tiempo. [9]

1.4.2.10 Coordenadas Horarias

La declinación (N_s) es la posición angular del Sol en el mediodía solar cuando el Sol pasa por el meridiano local respecto al plano del ecuador terrestre. Como se mencionó con anterioridad el valor de este ángulo se suele tomar cada día al mediodía solar. Esto es debido a que el eje de rotación de la Tierra está inclinado un ángulo de 23.45° respecto al eje del plano que contiene la órbita que describe alrededor del Sol y de ahí que el valor de la declinación varíe entre $\pm 23.45^\circ$ a lo largo del año.

La declinación es una función continua del tiempo. La tasa de cambio máxima de la declinación es en los equinoccios, con un valor aproximado de 0.5° /día.

El ángulo horario (O_s) es el desplazamiento angular del Sol (hacia el este u oeste) respecto al meridiano local debido a la rotación de la Tierra, sobre su eje, a 15° /hora.

- Por la mañana: $O_s < 0$.

- Por la tarde: $O_s > 0$.

1.4.2.11 Coordenadas Horizontales

La altura solar (h_s) o ángulo de elevación del Sol por encima del horizonte es el ángulo entre la horizontal y la dirección de la radiación directa. Es el ángulo complementario del ángulo cenital, por lo que su cálculo se realiza aplicando la propiedad de que el coseno de un ángulo es igual al seno de su complementario. El ángulo cenital es una particularización del ángulo de incidencia. [9]

El azimut solar (a_s) o ángulo azimutal solar es el ángulo entre la proyección sobre un plano horizontal de la radiación directa y el meridiano local. Se toma como origen de azimut el mediodía solar. Para

el hemisferio norte, el azimut es positivo si el colector está orientado hacia el oeste, negativo si el colector está orientado hacia el este. La ecuación (EC: 7) muestra la variación del azimut solar. [9]

$$-180^\circ \leq a_s \leq 180^\circ \quad \text{Ecu (7)}$$

- Si está orientado hacia el este $a_s < 0^\circ$
- Si está orientado hacia el oeste $a_s > 0^\circ$
- Y en el sur $a_s = 0^\circ$

1.5 Inversor

El principio de funcionamiento básico de un inversor de uso general, es transformar el voltaje de corriente directa con forma de onda idealmente lineal y constante en el tiempo, a voltaje de corriente alterna con forma de onda idealmente sinusoidal, con magnitud y sentido variable cíclicamente en el tiempo a una determinada frecuencia.

El inversor logra su función mediante la operación sincronizada de interruptores, los cuales permiten aplicar sobre la carga, tensión positiva ($+V_{DC}$), negativa ($-V_{DC}$), y cero (0), el tiempo de conmutación de los interruptores ($T/2$) que permanece en cada uno de los estados ajusta la frecuencia y magnitud efectiva de la tensión o corriente sobre la carga. La tensión efectiva sobre la carga se calcula:

$$V_{rms} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T V_{DC}^2 dt} = V_{DC} \quad \text{Ecu (8)}$$

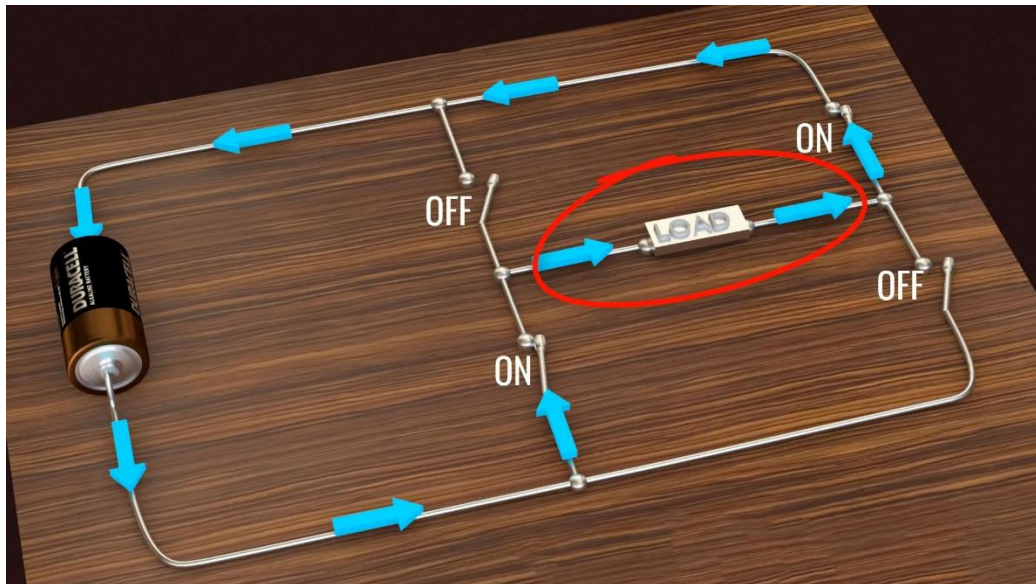


Ilustración 17 Circuito eléctrico básico de un inversor de puente completo carga (+VDC)
Fuente: www.youtube.com/LearnEngineering

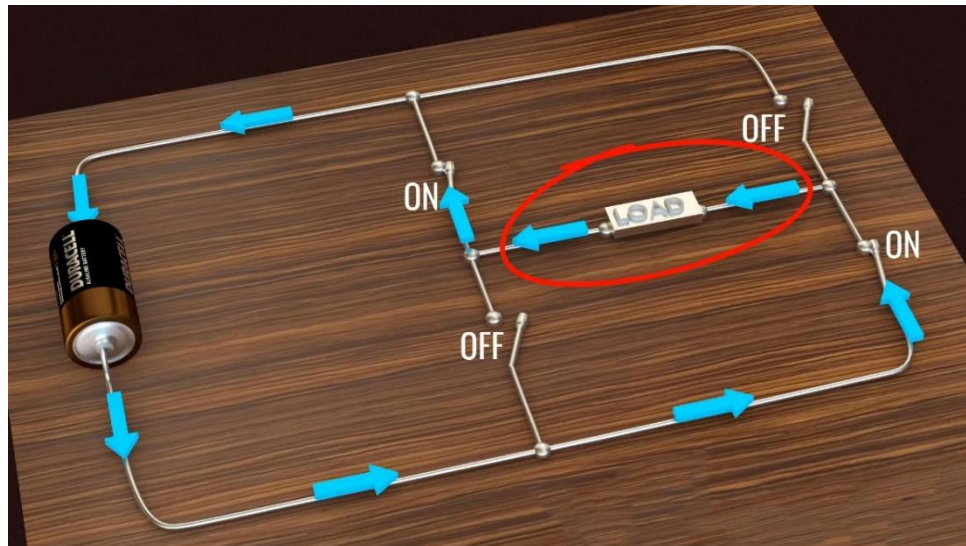


Ilustración 18 Circuito eléctrico básico de un inversor de puente completo carga (-VDC)
Fuente: www.youtube.com/LearnEngineering

En la ilustración 17 y 18 se muestra el circuito básico de un inversor de puente completo, el cual direcciona el sentido de la corriente según los estados de los interruptores, esta es una técnica básica para producir corriente alterna con forma de onda cuadrada, según la frecuencia deseada, que para 60Hz el cambio de estado de los interruptores debe ser 120 veces por segundo.

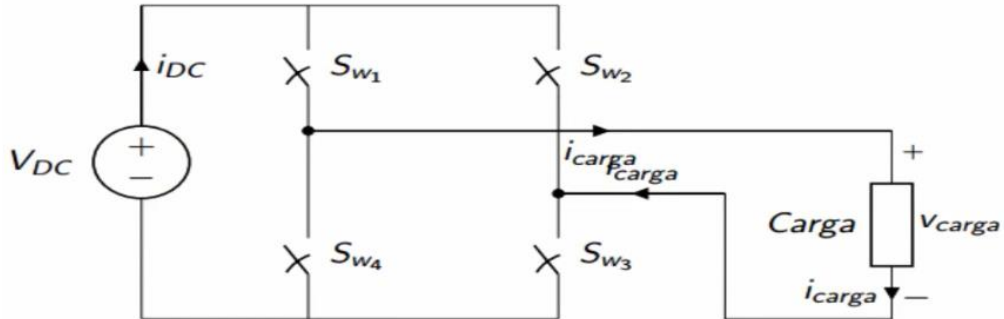


Ilustración 19 Circuito eléctrico básico de un inversor de puente completo Fuente:
Prof. Alexander Bueno

Tabla 2 Estado de los Interruptores de un Inversor de Puente Completo

Interruptores Cerrados	Tensión sobre la Carga
Sw1 y Sw3	+V _{DC}
Sw2 y Sw4	-V _{DC}
Sw1 y Sw2	0
Sw3 y Sw4	0

Los transistores MOSFET hacen la función de interruptores automáticos, ellos pueden pasar de estado cerrado o abierto cientos de veces por segundo, con ayuda de una señal de control es posible accionar los transistores de una forma sincronizada, la salida de una onda cuadrada es una aproximación de la forma de onda sinusoidal.

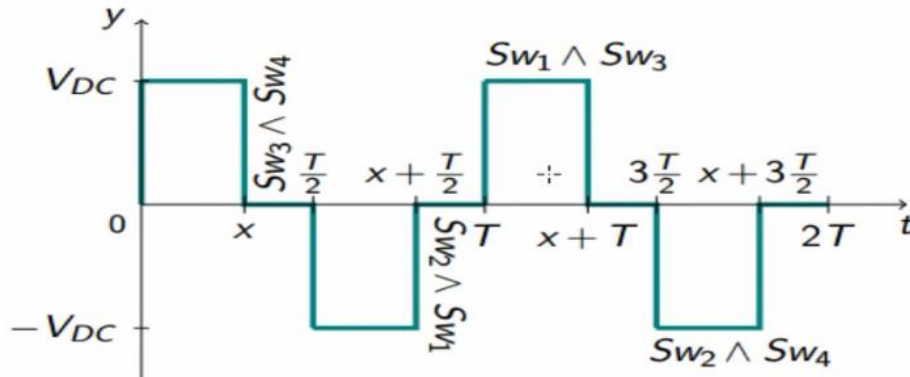


Ilustración 20 Forma de Onda Cuadrada según el estado de los Interruptores
Fuente: Prof. Alexander Bueno

1.5.1 Inversor PWM (Modulación por Ancho de Pulso)

Los inversores que emplean la técnica de modulación de ancho de pulso (PWM) poseen forma de onda de salida sinusoidal pura, su principio de funcionamiento es simple, a partir de una fuente de corriente directa genera pulsos de onda cuadrada de diferente ancho, en zonas en donde se necesita mayor amplitud el pulso generado es de mayor ancho, mostrado en la siguiente ilustración. [14]

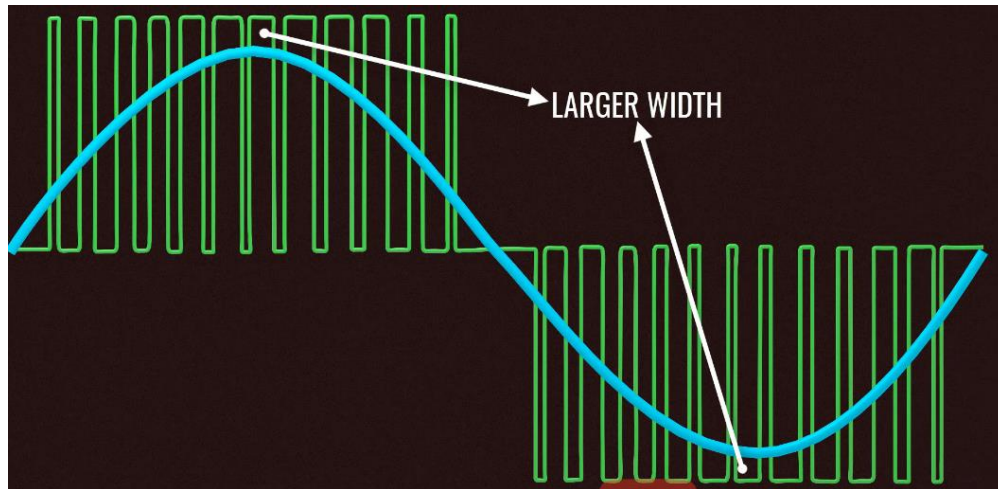


Ilustración 21 Pulso de Onda Cuadrada PWM
Fuente: www.youtube.com/LearnEngineering

El promedio de cada pulso forma la onda sinusoidal, esta acción se logra mediante un conjunto de comparadores los cuales mediante una onda referencia sinusoidal invertida y normal relacionada a una onda triangular, ambos conectados a las compuertas de los transistores, para que la onda sea totalmente pura se emplean elementos almacenadores de energía como inductores y capacitores

llamados filtros pasivos, los inductores se encargan de suavizar la corriente y los capacitores de suavizar el voltaje[5].

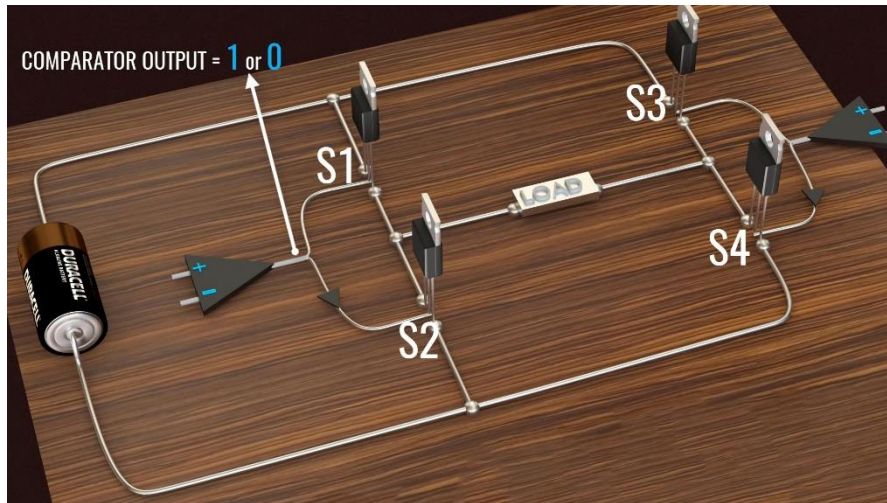


Ilustración 21 Circuito de Inversor de Puente Completo w/ Mosfet y Comparador
Fuente: www.youtube.com/LearnEngineering

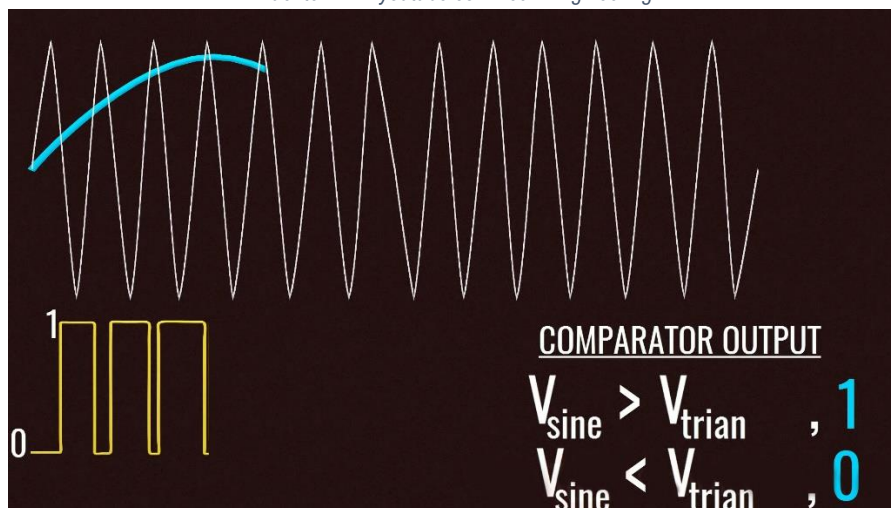


Ilustración 21 Comparación de Forma de Onda Sinusoidal y Triangular
Fuente: www.youtube.com/LearnEngineering

La modulación PWM proporciona un método para disminuir el factor de distorsión armónica total (THD) en la corriente que suministra el inversor a la carga, el filtrado cumple las regulaciones de THD con mayor facilidad que un inversor con salida de onda cuadrada, aunque PWM posee altos contenido de armónicos, estas son a frecuencias elevadas facilitando su filtrado y atenuación en la carga. [17]La amplitud de la tensión de salida es controlada utilizando diferentes formas de onda moduladoras o de referencia.

1.5.2 Inversor MPPT (Seguimiento de Punto de Potencia Máxima)

La tecnología del inversor MPPT a diferencia de la PWM está orientada al aprovechamiento máximo de la energía producida por un módulo fotovoltaico. Los reguladores del tipo MPPT (Maximum

Power Point Tracking) cuentan con un seguidor electrónico de la punta de máxima tensión y llevan un doble circuito, donde el módulo se sincroniza con el inversor a tensión e intensidad máximas, y por medio de un convertidor CC/CC se ajustan a la etapa de carga de la batería. [20]

Estos reguladores tienen una eficiencia muy alta (95-98%) y son recomendables para sistemas fotovoltaicos, hoy día, en la mayoría de los casos, salvo instalaciones muy pequeñas o de uso muy esporádico.

La regulación del MPP (del inglés: Maximum Power Point o punto de máxima potencia) es un algoritmo cuyo objetivo es maximizar continuamente la potencia de salida del generador fotovoltaico. El algoritmo ajusta la tensión fotovoltaica lo suficientemente rápido como para seguir los cambios repentinos en la irradiación solar. La regulación del MPP encuentra el punto de máxima potencia mientras la tensión fotovoltaica está en el rango de tensión del MPP definido. En el caso de tensiones por debajo de la tensión mínima del MPP, la regulación del MPP suministra el punto de máxima potencia (ver ilustración 22) para mantener una tensión de CC suficiente y, así, generar la tensión de red de CA necesaria.

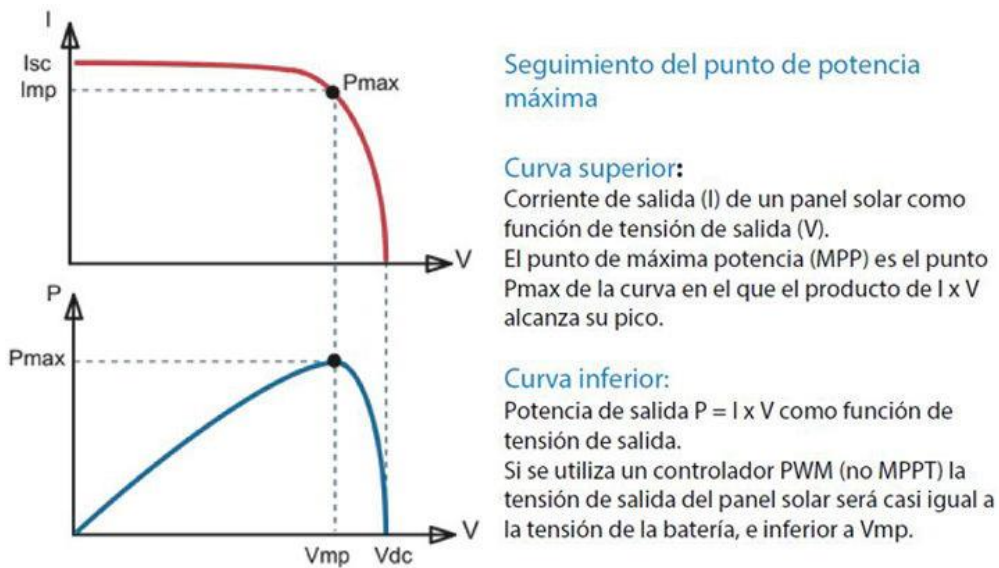


Ilustración 22 Comparación de Inversores PWM y MPPT
Fuente: <https://autosolar.es/blog/aspectos-tecnicos/que-es-un-regulador-mppt>

1.5.3 Reducción de la potencia del inversor

En determinada situación la regulación MPPT suministra el punto máximo potencial. Este comportamiento se denomina "reducción de potencia" y su función es proteger al inversor de sobrecargas o reducir la potencia de salida para asistir a la red. La potencia reactiva (que apoya a la red) tiene prioridad cuando la función de salida reduce la potencia de salida de CA, es decir, primero se reduce la potencia activa a cero y después la reactiva. Las condiciones de reducción son las siguientes: [2]

- Se sobrepasa la potencia nominal máxima de CA
- Sobretemperatura interna
- Sobretensión de red
- Frecuencia de red demasiado alta

1.6 Baterías

Entre las baterías más usadas para el almacenamiento de energía están las de plomo-ácido y las de níquel-cadmio. Las baterías de plomo ácido son las que se usan comúnmente en sistemas de almacenamiento de energía porque son de bajo costo y son confiables. El tamaño o capacidad de almacenamiento de energía de una batería es expresada en amperios horas (Ah) e indica la cantidad total de electricidad que se puede obtener de una batería cargada completamente. Es decir (Ah) es una unidad de corriente eléctrica en el tiempo. Un amperio de corriente que fluya durante una hora es 1 Ah. El amp – hora es la medida estándar de la capacidad de las baterías. Los amp-horas de una batería multiplicados por el voltaje son iguales a los Watt – hora. [14]

1.6.1 Conceptos Básicos

Capacidad en Amp – Hora:

Es la cantidad en amp-hora que puede entregar una batería durante un periodo de tiempo específico. La capacidad de Ah se indica por valor nominal C – que indica cuantas horas puede descargarse a los amp – horas establecidos durante un periodo de tiempo. Por ejemplo, una batería con una capacidad nominal de 1000 amp-horas C_{20} a 1,75 Vpc descargara 50 amp durante 20 horas hasta un voltaje de corte de 1,75 voltios por celda.

Celda:

Las baterías de ácido plomo están constituidas por celdas individuales de 2V cada una. Las unidades de batería industrial se configuran en celdas de 2V individuales ensambladas en configuraciones de 6V, 4V de doble contenedor, o en solamente una celda de 2V en contenedores dobles para los modelos de 2V de mayor capacidad. Los bancos de baterías combinan varían unidades de baterías industrial interconectadas para formar un banco de baterías con corriente y voltajes mayores que lo que puede proporcionar una unidad individual de batería industrial. [15]

Voltaje nominal:

El voltaje nominal del banco de baterías es el voltaje total que se obtiene al sumar la cantidad de celdas individuales que están conectadas en serie dentro de una cadena. Por ejemplo, un banco de baterías configurado como una cadena o hasta 3 cadenas en paralelo, con cada cadena formada por 12 x [celdas de 2V]: el voltaje del banco de baterías es de $12 \times 2V = 24V$.

Voltaje a circuito abierto (Voc):

El voltaje a circuito abierto es la diferencia de potencial eléctrico entre dos terminales de un dispositivo cuando está desconectado de cualquier carga o circuito. El voltaje a circuito abierto es una buena indicación, aunque imperfecta, del estado de carga de una batería. Mientras mayor sea el Voc, mayor es el estado de carga de la batería. El voltaje a circuito abierto puede medirse usando un voltímetro, pero el método preferido para determinar el estado de carga de una batería de plomo ácido líquida es comprobar la gravedad específica (SG) del electrolito utilizando un hidrómetro.

1.6.2 Etapas de Carga

Carga masiva

La primera parte del proceso de carga de la batería es típicamente un modo de carga a corriente constante (CC), cuando fluye la máxima cantidad de corriente hacia la batería hasta que se alcanza un voltaje deseado, típicamente denominado “Voltaje de gaseado” o “voltaje de establecimiento de absorción”. una carga masiva carga normalmente una batería líquida hasta el nivel de Edc (Estado de carga) del 85-90%. [15]

Ecualización / Carga de ecualización

Una carga de ecualización evita la estratificación de la batería y reduce la sulfatación, las causas principales de las fallas de las baterías. La etapa de carga de ecualización se alcanza a través del modo de Voltaje Constante (CV). Es una sobrecarga controlada a un voltaje mayor que el utilizado normalmente en el estado de carga de la batería y se requiere para llevar cada placa de la batería a una condición de carga total. [15]

Carga de flotación:

Una carga de flotación es la etapa final de las tres etapas de carga, que incluye la carga masiva y la de absorción; ocurre cuando una batería está aproximadamente al 97-99% del SOC⁷ y no hay carga conectada a las baterías. La corriente y el voltaje de carga se reducen para mantener una batería totalmente cargada, proporcionando una carga suficiente para compensar la auto descarga. Es un voltaje constante (CV) controlado a un voltaje inferior que el del estado de carga de absorción de la batería y permite que estas mantengan un SOC completo mediante el suministro de un voltaje constante a las baterías. El controlador de carga/inversor cargado solar determina cuándo se necesita una carga flotante y se basa típicamente en un temporizador y/o otros parámetros. Una carga flotante se ejecuta una vez que se ha terminado la carga de absorción y compensa el auto descarga de una batería de plomo ácido a un voltaje establecido. [14]

Estado de carga parcial (PSOC⁸)

Cuando una batería de plomo ácido no está totalmente cargada o descargada, está en un estado de carga parcial. Esto es común con aplicaciones de energías renovables dada la naturaleza intermitente del sol y del viento que no siempre cargan totalmente la batería cada día. Es altamente recomendable evitar que las baterías permanezcan en un estado de carga parcial, lo que podría dar como resultado una sulfatación dura, una de las causas principales de las fallas de las baterías de plomo ácido. Auto descarga Cuando las baterías no están en uso, perderán su carga por sí mismas.

⁷ SOC: Stage of Charge (Estado de Carga)

⁸ PSOC: Partial Satage of Charge (Estado Parcial de la Carga)

Este proceso se conoce como auto descarga. El índice de auto descarga depende de la temperatura ambiente, la química de la celda y del tiempo en que las baterías no estén en uso. Las baterías se auto descargan más rápidamente en temperaturas cálidas. [12]

1.6.3 Resumen

La carga se debe de manera adecuada para maximizar el rendimiento de la batería. Cargar de menos o sobrecargar las baterías puede acortar significativamente la vida útil de la batería.

Configuración de voltaje del cargador para baterías AGM de ciclo profundo						
Voltaje del sistema	6 voltios	8 voltios	12 voltios	24 voltios	36 voltios	48 voltios
Carga diaria	6.9 -7.2	9.2 – 9.6	13.8 – 14.4	27.6 – 28.2	41.4 – 42.3	55.2 – 56.4
Carga de absorción para aplicaciones RE	7.05 – 7.35	9.4 – 9- 8	14.1 – 14.7	28.2 – 29.4	42.3 – 44.1	56.4 – 58.8
Carga de flotación	6.75	9.0	13.5	27	40.5	54

Tabla 3 Configuración del voltaje del cargador de baterías AGM

Fuente: Manual Técnico Trojan

El siguiente diagrama ilustra un típico perfil de carga.

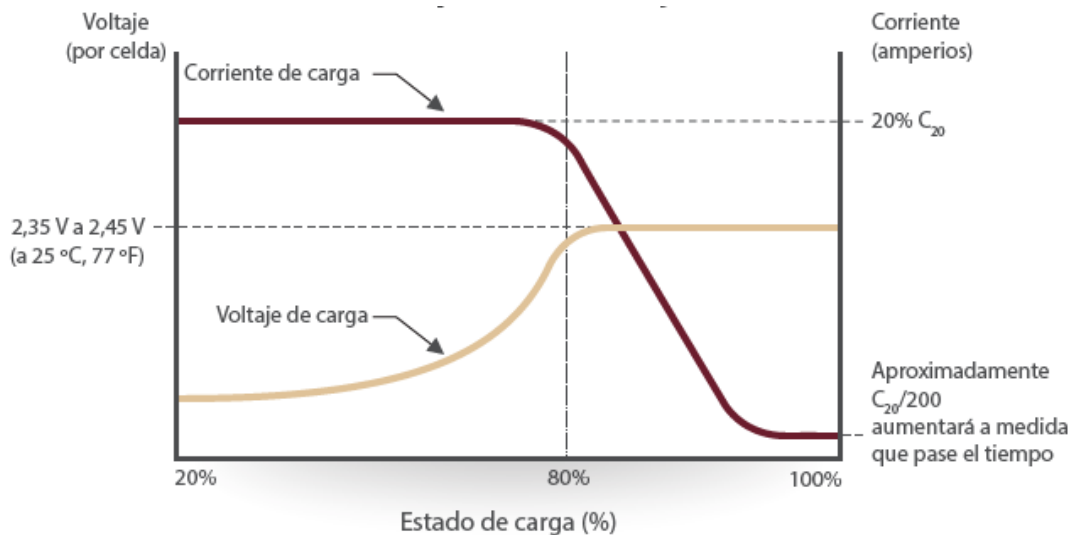


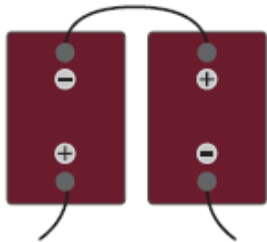
Ilustración 23 Baterías curva de carga recomendada batería AGM

El tiempo de carga variará según el tamaño de la batería, la potencia del cargador y la profundidad de descarga.

1.6.4 Conexiones de las Baterías

Conexión en serie

La conexión en serie de las baterías (positivo con negativo) incrementará el voltaje de la batería, pero la capacidad en amp-hora permanecerá igual. Por ejemplo, dos baterías con características nominales de 2 V y 1.780 Ah a C20 que se conecten en serie darán como resultado 4 V a 1.780 Ah. Corriente de cortocircuito Un circuito eléctrico que permite que la corriente circule por una trayectoria no intencional, donde frecuentemente no se encuentra resistencia o donde es muy baja. [14]



Ejemplo

Dos baterías T-105 de 6 V con denominación de 225 Amp-Hora (AH) conectadas en serie

Voltaje del sistema: $6\text{ V} + 6\text{ V} = 12\text{ V}$

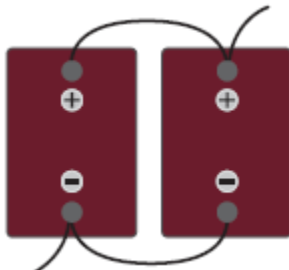
Capacidad del sistema = 225 AH

Ilustración 24 Ejemplo de conexiones en serie 1o de conexiones en serie

Fuente: Manual Técnico Trojan

Conexión en Paralelo

La conexión de baterías en paralelo (positivo con positivo y negativo con negativo) aumentará la capacidad en amp-hora de la batería, pero el voltaje seguirá siendo el mismo. Por ejemplo, dos baterías con características nominales de 2 V y 1.780 Ah que se conecten en paralelo darán como resultado 2 V a 3.650 Ah.



Ejemplo

Dos baterías T-105 de 6 V con denominación de 225 AH, conectadas en paralelo

Voltaje del sistema: 6 V

Capacidad del sistema = $225\text{ AH} + 225\text{ AH} = 450\text{ AH}$

Ilustración 25 Ejemplo de conexiones en paralelo

Fuente: Manual Técnico Trojan

Conexiones Serie & Paralelo

Para incrementar tanto el voltaje como la capacidad en amperes-hora, las baterías pueden conectarse en serie y en paralelo, con el objetivo de obtener una capacidad mayor al voltaje deseado en un banco de baterías.

Unidad de batería individual IND33-2V	
Voltaje	Capacidad
2 V	1,849 Ah a C_{20}
	

Banco de baterías en serie Doce baterías IND33-2V en serie	
Voltaje	Capacidad
24 V	1,849 Ah a C_{20}
	

Ilustración 26 Ejemplo de conexiones en serie
Fuente: Manual Técnico Trojan



Unidad de batería individual IND33-2V	
Voltaje	Capacidad
2 V	1,849 Ah a C_{20}
	
Banco de baterías en paralelo Dos baterías IND33-2V en paralelo	
Voltaje	Capacidad
2 V	1,849 Ah + 1,849 Ah = 3698 Ah a C_{20}
	

Ilustración 27 Ejemplo de conexiones en serie
Fuente: Manual Técnico Trojan

Nota: Aunque este ejemplo ilustra cómo conectar baterías en paralelo, la mayoría de aplicaciones de energía renovable requerirá un banco de baterías de 12 V, 24 V o 48 V debido a los ajustes del voltaje de entrada del inversor. [14]

Unidad de batería individual IND33-2V	
Voltaje	Capacidad
2 V	1,849 Ah a C_{20}
	

Ilustración 28 Ejemplo de conexión serie/paralelo (1)
Fuente: Manual Técnico Trojan


Banco de baterías en serie y en paralelo Veinticuatro baterías IND33-2V en serie y paralelo	
Voltaje del banco de baterías	Capacidad del banco de baterías
2 V x 12 unidades = 24 V	1,849 Ah x 2 = 3,698 Ah a C_{20}
	

Ilustración 29 Ejemplo de conexión serie/paralelo (2)
Fuente: Manual Técnico Trojan

Capítulo 2.

Metodología De Dimensionamiento Y Diseño

Capítulo 2 Metodología de Dimensionamiento y Diseño

2.1 Introducción

La Universidad Nacional de Ingeniería (UNI) es una casa de estudios superiores radicada en la ciudad de Managua, Nicaragua, estatal y autónoma. Es la primera universidad nacional que aglutina en una sola casa de estudios las ingenierías existentes hasta finales del siglo XX en Nicaragua.

En la actualidad, la población estudiantil que tiene la UNI es de 10,880 estudiantes de pregrado y postgrado, con 11 carreras que se distribuyen en seis facultades y tres campus, además cuenta con un amplio programa de postgrados y doce maestrías especializadas. La planta docente de la universidad es de 380 catedráticos, de los cuales el 50% tiene estudios de Master o títulos de Doctorados y el 30 % son docentes investigadores.

La UNI está localizada en la ciudad de Managua en las coordenadas $12^{\circ} 7'54.67''N$, $86^{\circ} 16'10.07''O$ a 106m sobre el nivel del mar, posee una superficie de $1,973m^2$ y un perímetro total de 132,647m.

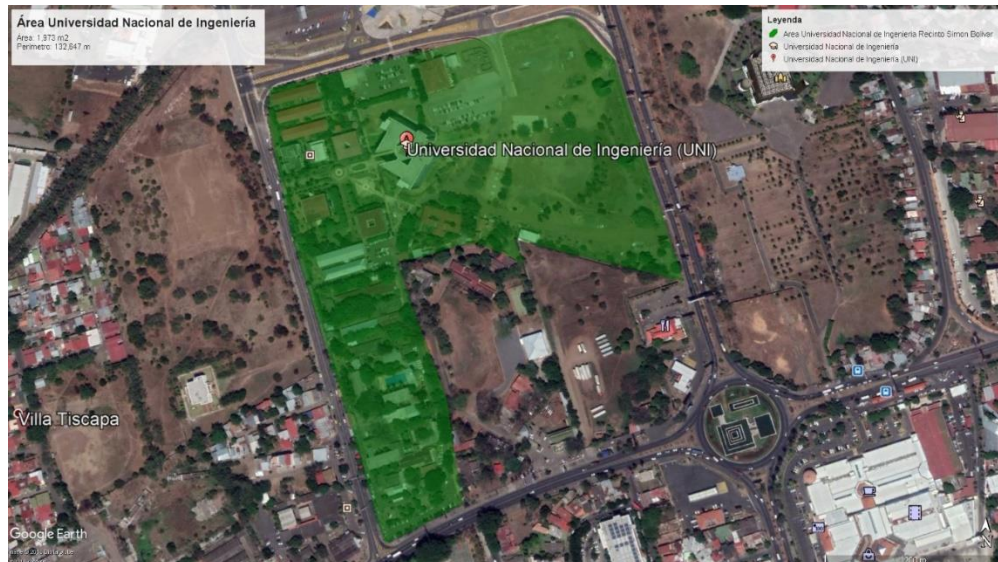


Ilustración 30 Perímetro y Superficie de la Universidad Nacional de Ingeniería
Fuente: Google Earth

Dentro de las instalaciones de la UNI se encuentra el edificio Rigoberto Lopez Pérez inaugurado en el año 2013, su infraestructura cuenta con $15,000m^2$ de instalación con alrededor de 60 aulas y 10 mini auditorios distribuidos en 5 pisos además el edificio incorpora 1 sótano y 1 azotea.



Ilustración 31 Edificio Rigoberto Lopez Pérez UNI

El principal propósito de esta metodología es expresar de forma concisa y con el fin de enseñanza al lector, un modelo de estudio para el diseño y dimensionamiento óptimo de un sistema fotovoltaico híbrido. Las herramientas utilizadas permiten al implementador no tener conocimientos necesariamente del área de instalación, aunque es recomendable para ser más precisos con las obras de instalación.

Inicialmente se debe conocer el tipo de configuración, conexión de la red eléctrica comercial y carga, históricos de consumo de energía de un mes al menos, demanda de potencia máxima, además de saber el tipo de carga a la cual se suministra energía (Inductiva, Resistiva, Lineal, No Lineal, etc)

Previamente se debe seleccionar la ubicación geográfica de la instalación, utilizando la herramienta Google Earth del cual se obtiene datos actualizados sobre, la ubicación (Latitud, Longitud), elevación, geometría del lugar, posibles pérdidas por sombras, y en algunos casos la topografía de la superficie del suelo.

Con una ubicación predefinida, y estudio previo ambiental (si se requiere), se procede a determinar la disposición de los módulos fotovoltaicos y cálculo de horas sol picos promedio en un año, luego se debe seleccionar la tecnología de apropiada de la celda fotovoltaica y el cálculo de cantidad de módulos necesarios. El procedimiento concluye con la selección del controlador de carga o inversor delimitado por la potencia pico del sistema y la configuración de las conexiones de los módulos fotovoltaicos. A continuación, se muestra un diagrama de flujo del procedimiento general.

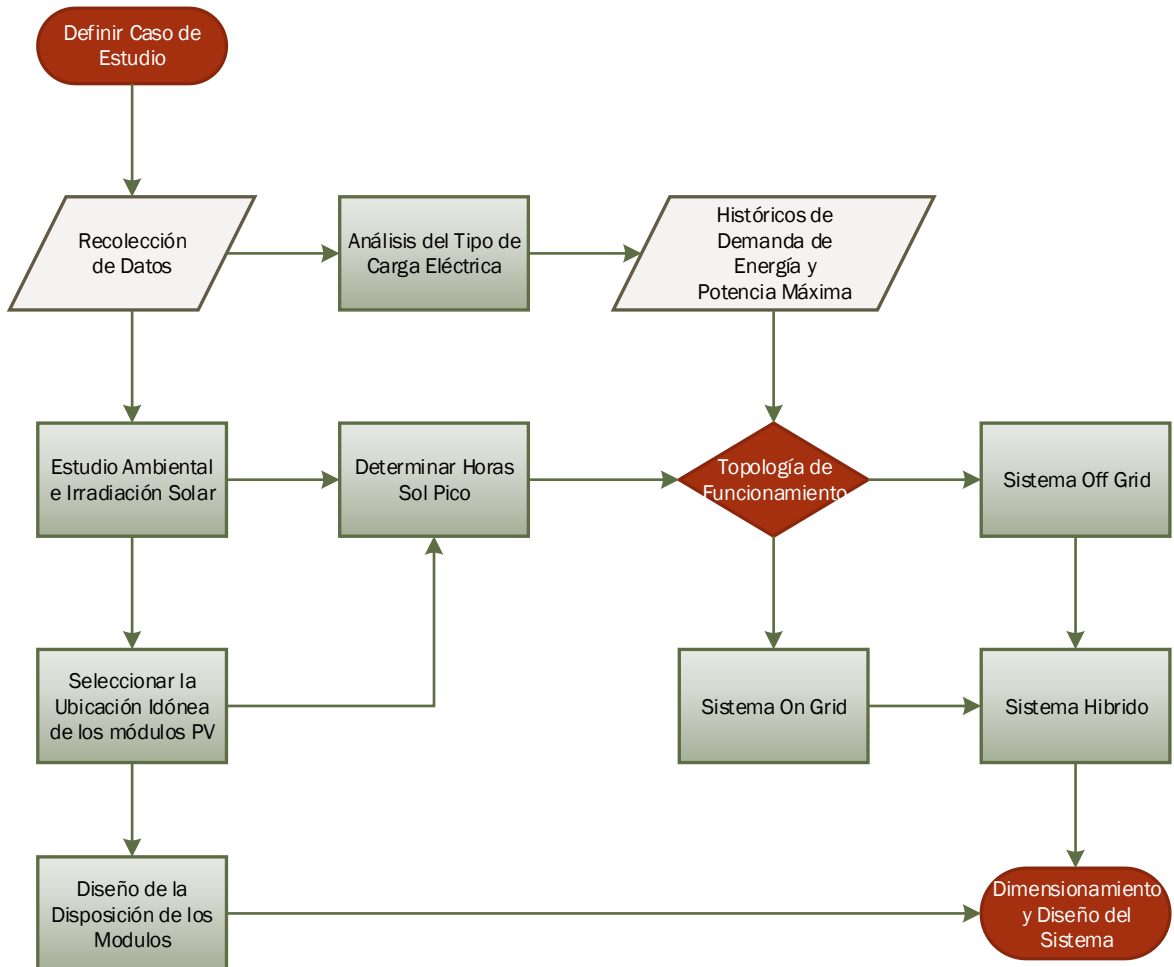


Ilustración 32 Diagrama de Flujo de Procedimiento de Trabajo
Fuente: Propia

2.2 Sistema eléctrico edificio RLP

El edificio RLP fue diseñado bajo las normativas eléctricas y de seguridad listadas a continuación:

- National Electrical Code NEC 2005 del National Fires Protection Association (NFPA 70).
- American National Standards Institute (ANSI).
- National Electrical Manufacturers Associations (NEMA).
- Underwriter'S Laboratories (UL).
- American Society For Testing And Material (ASTM).
- Código De Instalaciones Eléctricas De Nicaragua (CIEN)
- Normas Y Reglamentos De La República De Nicaragua.

El diseño considera un sistema eléctrico independiente para cada ala del edificio (2 en total, A y B), las alas se dividen del centro del edificio hacia los extremos.



Ilustración 33 Representación de los Sectores del edificio RLP (Ala A y B)

Fuente: Propia

Ambos sectores se conectan al sistema de distribución eléctrica de media tensión mediante transformadores tipo Padmount⁹ con capacidades de 750kVA y 1000kVA para las alas A y B respectivamente, funcionando de esta manera como un edificio eléctricamente independiente en cada sector, aunque se alimentan de la misma red de media tensión. El voltaje de funcionamiento para ambos transformadores es de 13.2kV/7.2kV Primario y 480V/277V secundario en conexión estrella.

La demanda máxima de diseño se contempló en 550kW y 840kW para las alas A y B respectivamente. La distribución de energía es a voltajes 208V/120V trifásico (Transformador reductor tipo seco¹⁰) para cargas monofásicas y trifásicas de baja demanda, y 480V/277V para grandes concentraciones de carga o Panel Board con curvas de demandas constante en el tiempo, además de cargas trifásicas de alto consumo.

Los circuitos están concentrados según las características de las cargas de, tipo inductiva, resistiva, de misión crítica, equipos de tecnología de la información, iluminación, entre otras, se encuentran debidamente concentradas en Centros de Cargas ¹¹ o Panel Board ¹² independientes. La práctica anterior da como resultado una mejor manipulación, protección, mantenimiento y monitoreo, de las distintas cargas según su comportamiento.

Las cargas y equipos son protegidos de sobrecarga, cortocircuitos, descarga de rayo, alto y bajo voltaje, y parámetros de calidad de la energía según su misión e importancia, cada uno de los Panel Board tiene instalado un supresor de transientes o TVSS (Transient Voltage Surge Suppressor) el cual tiene como misión disipar los efectos transitorios de voltaje y corriente en tierra, logrado

⁹ Transformador Padmountet: De distribución tipo pedestal para acometidas subterránea con núcleo inmerso en aceite dieléctrico para su enfriamiento

¹⁰ Transformador Seco: De distribución con núcleo enfriado por aire.

¹¹ Centro de Carga: Envoltorio para distribución de cargas eléctricas de tipo ramal y protección mediante Breaker no mayores a 100A, con capacidad en barras no mayor a 200A y voltaje de funcionamiento no mayor a 240V

¹² Panel Board: Envoltorio para distribución de cargas eléctricas de tipo ramal y/o principal protección mediante Main Breaker no mayores a 1200A, con capacidad en barras no mayor a 1200^a y voltaje de funcionamiento no mayor a 600V

mediante varistores¹³ que se comportan como una baja impedancia durante el transiente y una alta impedancia en condiciones normales, sus capacidades están regidas en base a la ubicación en el diagrama unifilar y la norma NEC 2005. La topología de protección y distribución hace que el sistema eléctrico del edificio sea relativamente estable en referencia a los parámetros eléctricos nominales, lo que resulta en que las cargas de gran demanda no influyan sobre las demás.

2.3 Cargas de iluminación

El sistema de iluminación interior y exterior del edificio RLP se compone de luminarias fluorescentes y LED's con el flujo luminoso y color adecuado para cada área del edificio. Las cantidades de luminarias por área dependen del propósito de cada zona ligado a los luxes requeridos en el plano de trabajo.

El edificio RLP por su orientación a enseñanza superior y sus más de 60 aulas con alta concentración de estudiantes, en donde se imparten las materias de ingeniería y arquitectura, los luxes requeridos son elevados (500 luxes en el plano de trabajo) es por ello que la demanda máxima de diseño para circuitos de iluminación (interior y exterior) es de 79.6kW (Ala A) y 75.2kW (Ala B) en periodos de demanda máxima. La característica de demanda de una luminaria es constante en el tiempo, ya que el trabajo de convertir energía eléctrica a energía lumínica no requiere de picos de potencia y tampoco depende de elementos externos a su propósito, por tanto, su manipulación en cuanto a fuente de suministro eléctrico es relativamente sencilla y con costos de diseño menores.

2.4 Potencial Fotovoltaico

La radiación solar incidente sobre el departamento de Managua en general es significativa y es idónea para la explotación de energía por el método fotovoltaico durante la mayor parte del año, tomado como referencia la ubicación de la Universidad Nacional de Ingeniería (12° 7'54.67"N, 86° 16'10.07"O) el promedio anual de GHI¹⁴, DNI¹⁵, DHI¹⁶, son 5.66 kWh/m²/día, 5.21 kWh/m²/día, 2.13 kWh/m²/día respectivamente. La irradiación es diferente en los meses del año (Leer Apartado 1.4).

En la UNI el mes con mayor irradiación es entre el periodo de marzo y abril, teniendo un máximo de más de 1000 W/m², durante el equinoccio de primavera entre la hora 11 y la 12 del día, siendo el día viernes con mayor Irradiación Horizontal.

¹³ Varistor: Resistencia eléctrica variable que actúa según la variación de voltaje como alta o baja impedancia.

¹⁴ GHI: Global Horizontal Irradiance (Irradiación Global Horizontal)

¹⁵ DNI: Direct Normal Irradiance (Irradiación Directa Normal)

¹⁶ DHI: Diffuse Horizontal Irradiance (Irradiación Global Difusa)

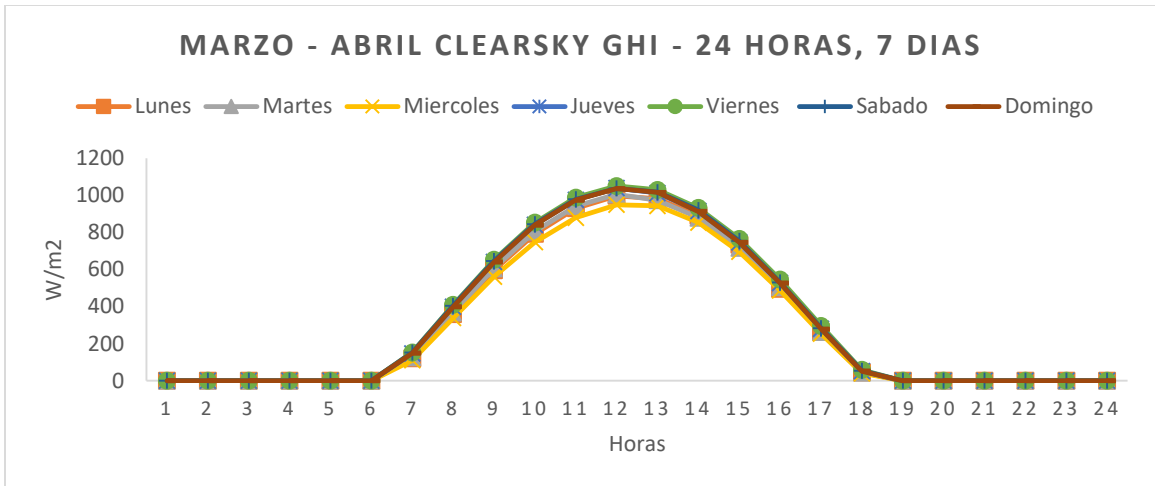


Ilustración 34, Irradiación solar global Horizontal Marzo - Abril -24/7

Fuente: Propia

Los meses de marzo y abril es donde se aprovechará el máximo de energía producida por los generadores fotovoltaicos, en los meses posteriores la irradiación solar horizontal, difusa y directa se comportará según la siguiente gráfica.

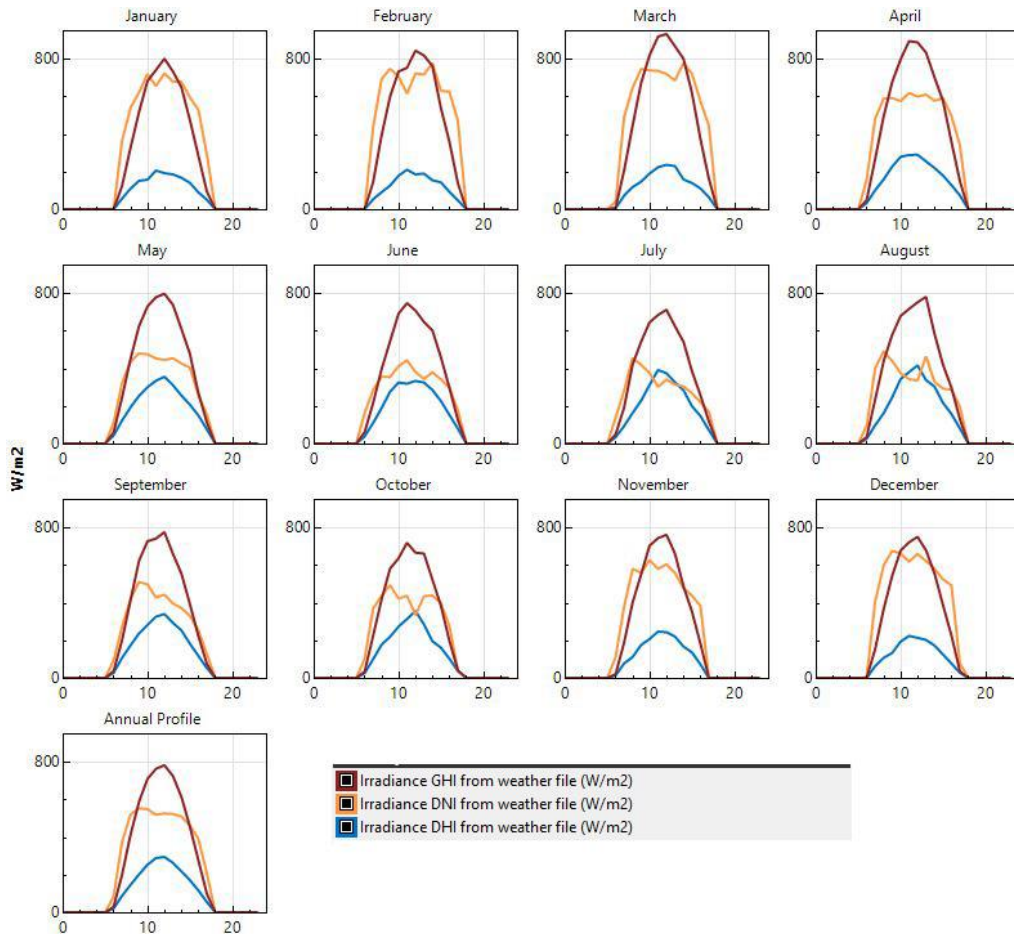


Ilustración 35 Irradiación solar en los meses del año GHI, DNI, DHI1

Fuente: Propia

La irradiación horizontal promedio en el año es de aproximadamente 800 W/m², sin embargo, la irradiación solar que llega a una superficie inclinada es igual a la sumatoria de la irradiación horizontal, difusa y directa, por tanto, este valor al año puede incrementar a un promedio de 1000 W/m² (El dato exacto se estudiara en el apartado de dimensionamiento de la propuesta) resultando una ubicación idónea para la explotación de la energía renovable solar fotovoltaica.

En la siguiente grafica se muestra las horas del día en donde existe una mayor irradiación en un día (24 horas) en el periodo comprendido del mes de enero hasta el mes de diciembre.

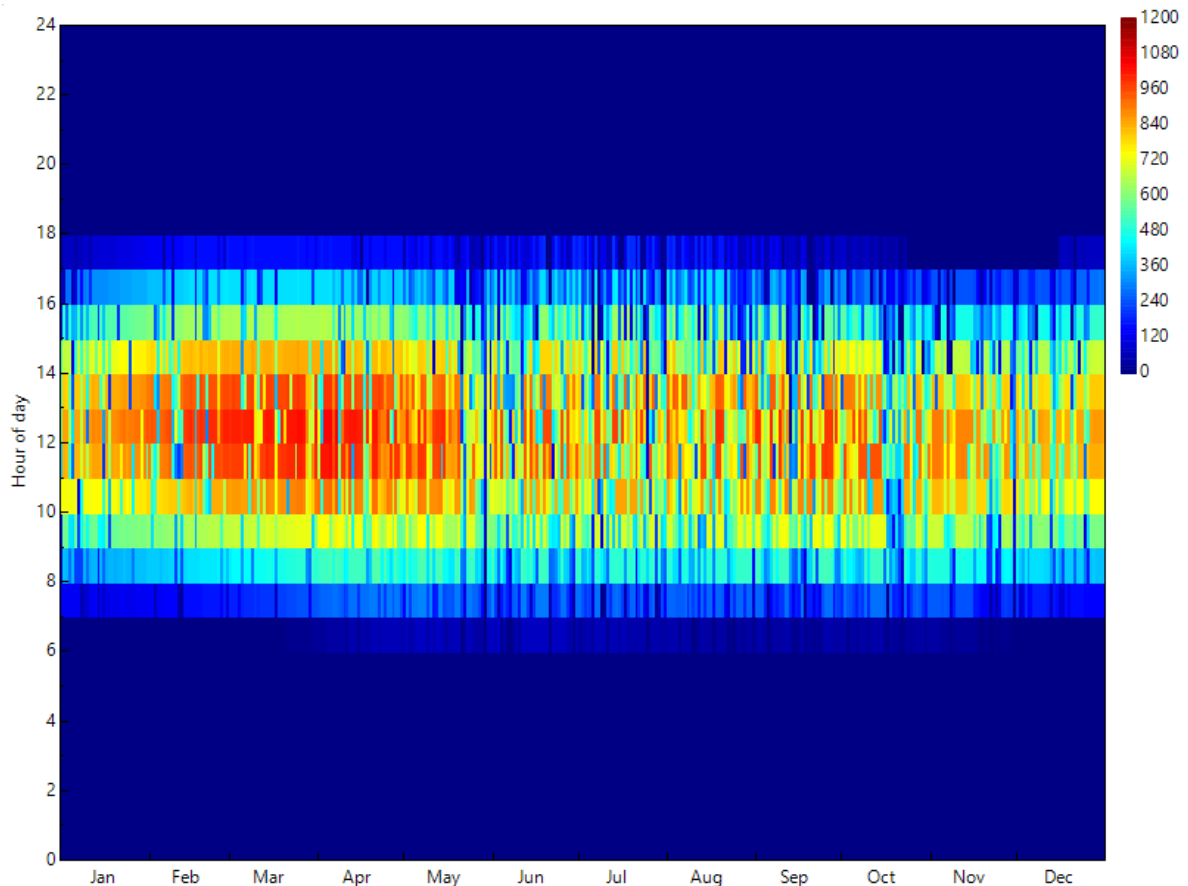


Ilustración 36 Mapa de calor, horas sol día al año
Fuente: Propia

Los gráficos y datos mostrados en este capítulo fueron extraídos desde la base de datos NREL (National Renewable Energy Laboratory) y NSRDB (National Solar Radiation Database) los cuales cuentan con datos actualizados sobre la irradiación (Horizontal, Directa y Difusa) denominado Año Meteorológico Típico (TMY por sus siglas en ingles), estos datos son procesados a cada segundo por servidores de alto rendimiento llamados Peregrine, esto hace posible que los datos extraídos para la ubicación de la Universidad Nacional de Ingeniería sea precisos y verídicos.

2.5 Descripción del área de instalación propuesta

Al sureste del edificio RLP de la Universidad Nacional de Ingeniería a una longitud de 60m existe un parqueo de automóviles con un área de aproximada de 2,784m², siendo una zona despejada

de árboles y sin posibles pérdidas por sombras de edificios aledaños. A continuación, se muestra una imagen satelital del área descrita:



Ilustración 37 Área propuesta para el sistema PV
Fuente: Google Earth

La zona de parqueo de automóviles tiene una orientación propicia para la instalación del sistema fotovoltaico, ya que idealmente los paneles solares deben tener una azimut norte o sur para captar la mayor irradiación solar que proporcionan las horas sol a lo largo del día. La disposición de los paneles solares serán en estructuras auto soportadas tipo techo evitando utilizar el área de parqueo, dicha estructura también tendrá como fin proteger a los autos de la intemperie total.

A continuación, se mostrarán algunas ilustraciones como diseño previo para el caso de estudio, desarrollado en el software Revit 2018:



Ilustración 38 Diseño de Disposición de Paneles Fotovoltaicos vista 1
Fuente: Propia

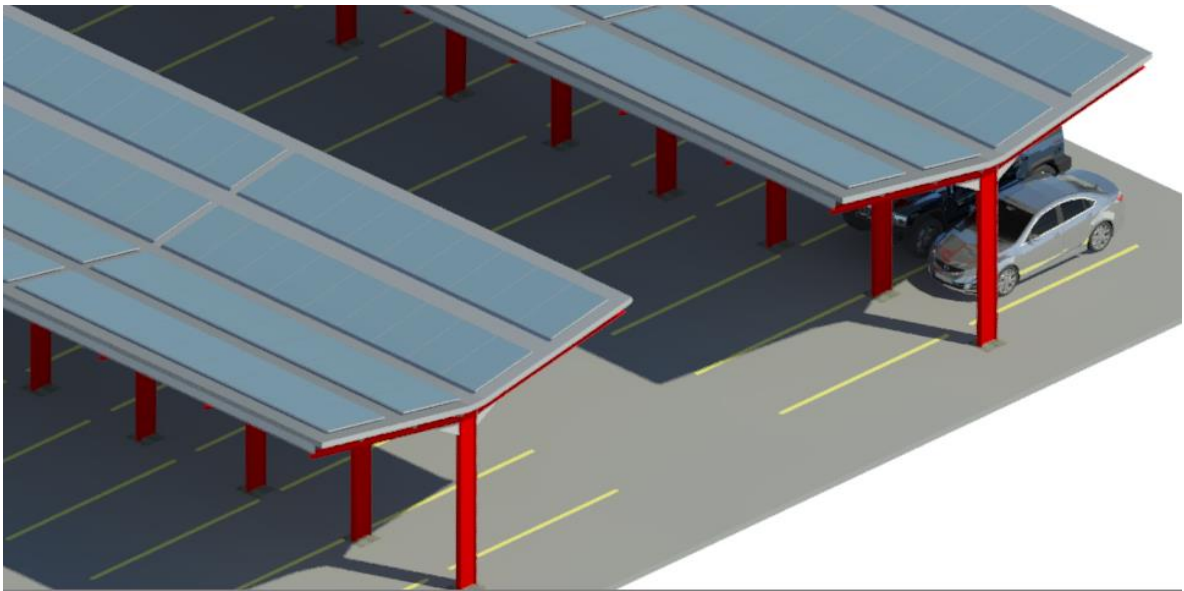


Ilustración 39 Diseño de Disposición de Paneles Fotovoltaicos vista 2
Fuente: Propia

La estructura estará diseñada para soportar el peso de los paneles fotovoltaicos instalados en cada sección, los detalles de infraestructura e instalación se especificarán en la metodología de cálculo y dimensionamiento.

2.6 Sistema Propuesto

Las topologías de instalación y funcionamiento en sistemas fotovoltaicos son variadas, y están dirigidas a las distintas soluciones o problemáticas sujetas a la disponibilidad de la energía comercial, destacando los siguiente:

- Sistema Aislado (Off Grid): El sistema fotovoltaico funciona de forma independiente a la red (no posee una conexión eléctrica a la red eléctrica comercial, ni es posible sincronizar ambos sistemas), la instalación cuenta con banco de baterías con la capacidad necesaria para suministrar energía durante la ausencia de la irradiación solar, durante el día los paneles fotovoltaicos generan energía de corriente directa y el controlador de carga o inversor carga el banco de baterías y simultáneamente suministra energía al consumidor.
- Sistema Conectado a red (On Grid): El sistema fotovoltaico funciona con una conexión física a la red eléctrica comercial, por ende, existe un sincronismo entre la onda sinusoidal de la red eléctrica comercial y la generada por el sistema fotovoltaico permitiendo de esta manera un flujo eléctrico bidireccional entre ambas fuentes. Generalmente el sistema fotovoltaico On Grid no posee banco de baterías y durante el día suministra energía al consumidor, y según la demanda de este último el excedente de la energía producida es inyectada a la red comercial admitiendo la posibilidad de vender la energía excedente.
- Sistema Híbrido (On Grid – Off Grid): La topología de funcionamiento es la combinación de los sistemas On Grid y Off Grid, y ambos sistemas pueden funcionar con solo un controlador de carga o inversor o mediante controladores de carga o inversores independientes y conectados mediante un protocolo de comunicación, por ejemplo, RS232, RS485, PLC etc.

La propuesta de funcionamiento para el sistema fotovoltaico del edificio Rigoberto Lopez Pérez de la Universidad Nacional de Ingeniería será el sistema híbrido con capacidad de funcionamiento aislada y conexión a la red eléctrica comercial, esto aprovechará al máximo la energía producida por los paneles solares, almacenando el excedente, inyectándolo a la red eléctrica comercial (Venta de energía) y/o autoconsumo, pudiendo suceder las tres condiciones de forma simultánea si la demanda del consumidor lo permite.

2.7 Sistema de puesta a tierra

Un sistema de conexión a tierra debe instalarse de manera que limite el efecto de los gradientes de potencial de tierra a niveles de voltaje y corriente que no pongan en peligro la seguridad de las personas o equipos en condiciones normales y condiciones de fallo. El sistema también debe garantizar la continuidad del servicio. En la discusión que sigue, se supone que el sistema de electrodos de tierra tiene la forma de una rejilla de Conductores enterrados horizontalmente, complementados por una serie de varillas de tierra verticales conectadas a la red.

Estas son algunas de las razones para usar un sistema combinado de varillas verticales y conductores horizontales:

Si la magnitud de la corriente disipada en la tierra es alta, rara vez es posible instalar una red con resistencia tan baja como para asegurar que el aumento del potencial de tierra no genere gradientes de superficie inseguro para el contacto humano. Entonces, el peligro puede ser eliminado solo por el control de los potenciales locales a través de toda el área. Un sistema que combina una rejilla horizontal y un número de suelo vertical. Las varillas que penetran en los suelos inferiores tienen las siguientes ventajas:

- Mientras que los conductores horizontales (rejilla) son más efectivos para reducir el peligro de pasos altos y Tensiones de contacto en la superficie de la tierra, siempre que la red se instale en una profundidad poco profunda. [por lo general, 0,3–0,5 m (12–18 pulg.) por debajo del nivel del suelo], las varillas de tierra suficientemente largas estabilizarán el rendimiento de tal sistema combinado. Para muchas instalaciones esto es importante porque la congelación o el secado de las capas superiores del suelo podría variar la resistividad del suelo con las estaciones, mientras que las resistividades de las capas inferiores del suelo se mantienen casi constantes.
- Las varillas que penetran en el suelo de menor resistividad son mucho más efectivas para disipar las corrientes de falla siempre que se encuentre un suelo de dos capas o de varias capas y la capa superior del suelo tenga una mayor resistividad que las capas inferiores. Para muchos GIS y otras instalaciones con espacio limitado, esta condición se convierte, de hecho, en la más deseable que ocurra, o que se logre mediante los medios de diseño (varillas de tierra extra largas, pozos de puesta a tierra, etc.).
- Si las varillas se instalan predominantemente a lo largo del perímetro de la rejilla en un suelo alto a bajo o uniforme en las condiciones, las varillas moderarán considerablemente el pronunciado aumento del gradiente de superficie cerca de Las mallas periféricas. Estos detalles son pertinentes. Al uso de métodos simplificados para determinar el gradiente de voltaje en la superficie de la tierra.

2.7.1 Algunos aspectos básicos a tener en cuenta al diseñar redes de puesta a tierra

- Un bucle conductor continuo debe rodear el perímetro para encerrar tanta área como sea práctico. Esta medida ayuda a evitar una alta concentración de corriente y, por lo tanto, altos gradientes tanto en la cuadrícula Zona y cerca de los extremos del cable de proyección. Encerrar más área también reduce la resistencia de la rejilla de puesta a tierra.
- Dentro del bucle, los conductores se colocan típicamente en líneas paralelas y, cuando sea práctico, a lo largo de las estructuras o filas de equipos para proporcionar conexiones a tierra cortas.
- Un sistema de red típico para una subestación puede incluir conductores de cobre desnudo 4/0 enterrados de 0,3 a 0,5 m (12–18 pulg.) Debajo del nivel, con una separación de 3–7 m (10–20 pies), en un patrón de cuadrícula. En las conexiones cruzadas, la La conductora estarían firmemente unidos entre sí. Las varillas de tierra pueden estar en las esquinas de la rejilla y en la unión Puntos a lo largo del perímetro. Las varillas de tierra también pueden instalarse en equipos principales, especialmente cerca de pararrayos. En suelos multicapa o de alta resistividad, puede ser útil usar varillas más largas o Varillas instaladas en puntos de unión adicionales. [15]
- Este sistema de red se extendería a todo el patio de conmutación de la subestación y, a menudo, más allá de la línea de la cerca. Se usarían conductores de tierra múltiples o conductores de mayor tamaño donde las altas concentraciones de corriente, como en una conexión neutra a tierra de generadores, bancos de condensadores, o transformadores.
- a proporción de los lados de las mallas de la cuadrícula suele ser de 1: 1 a 1: 3, a menos que sea precisa (asistida por computadora) El análisis justifica valores más extremos. Las conexiones cruzadas frecuentes tienen un efecto relativamente pequeño en Bajando la resistencia de una rejilla. Su función principal es asegurar un adecuado control de la

superficie. potenciales Las conexiones cruzadas también son útiles para asegurar múltiples rutas para la corriente de falla, minimizando la caída de voltaje en la propia red, y proporcionando una cierta medida de redundancia en el caso de fallo de un conductor.

Es de conocimiento general que la mayoría de los sistemas eléctricos necesitan ser aterrizados y que esta práctica probablemente se inició en los primeros días de los experimentos eléctricos. Entonces, como ahora, la estática se descargaba por conexión a una placa que estaba en contacto con la masa general de la tierra. La práctica ha continuado y se ha desarrollado progresivamente, de modo que tales conexiones a tierra se encuentran en casi todos los puntos en el sistema eléctrico. Esto incluye la estación generadora, las líneas y los cables que distribuyen la energía eléctrica y los locales en los cuales se utiliza [15]

La puesta a tierra de instalaciones eléctricas está relacionada en primer lugar con la seguridad. El sistema de puesta a tierra se diseña normalmente para cumplir dos funciones de seguridad. La primera es establecer conexiones equipotenciales. Toda estructura metálica conductiva expuesta que puede ser tocada por una persona, se conecta a través de conductores de conexión eléctrica. La mayoría de los equipos eléctricos se aloja en el interior de cubiertas metálicas y si un conductor energizado llega a entrar en contacto con éstas, la cubierta también quedará temporalmente energizada. La conexión eléctrica es para asegurar que, si tal falla ocurriese, entonces el potencial sobre todas las estructuras metálicas conductivas expuestas sea virtualmente el mismo. En otras palabras, la conexión eléctrica iguala el potencial en el interior del local, de modo que las diferencias de potencial resultantes son mínimas. De este modo, se crea una «plataforma» equipotencial. [15]

Si una persona está en contacto simultáneamente con dos piezas diferentes de una estructura metálica expuesta, el conductor de conexión eléctrica debiera garantizar que la persona no reciba un choque eléctrico, haciendo que la diferencia de potencial entre los equipos sea insuficiente para que esto ocurra. El mismo principio se aplica en el interior de grandes subestaciones eléctricas, industrias y casas. En industrias, la conexión eléctrica de estructuras metálicas expuestas garantizará normalmente que una falla eléctrica a la carcasa de la máquina no generará una diferencia de potencial entre ella y la estructura metálica puesta a tierra en una máquina adyacente. En la casa, la conexión eléctrica garantiza que, si ocurriese una falla a la cubierta metálica de una máquina lavadora u otro electrodoméstico, cualquier persona que estuviese tocando en el momento de falla simultáneamente uno de estos equipos y el estante metálico, no experimentaría un choque eléctrico.

2.7.2 Algunas de las razones por la que se debe tener un sistema aterrizado

- Proporcionar una impedancia suficientemente baja para facilitar la operación satisfactoria de las protecciones en condiciones de falla.
- Asegurar que los seres vivos presentes en los alrededores de la instalación no queden expuestos a potenciales inseguros, en régimen permanentes o en condiciones de falla. (tales como descarga atmosférica, ondas de maniobra o contacto inadvertido con sistemas de voltaje mayor), y asegurar que no se excedan los voltajes de ruptura dieléctrica de las instalaciones.
- En los transformadores de potencia puede usarse en una instalación graduada.

- Limitar el voltaje a tierra sobre materiales conductivos que circulan conductores o equipos eléctricos. [15]

Razones menos frecuentes, pero de consideración:

- Estabilizar los voltajes fase a tierra en líneas eléctricas bajo condiciones de régimen permanente, por ejemplo, disipando cargas electrostáticas que se han generado debido a nubes, polvo, agua, nieve, etc.
- Una forma de monitorear la instalación del sistema de suministro de potencia. Para eliminar fallas a tierra con arco eléctrico persistente.
- Para asegurar que una falla que se desarrolla entre los enrollados de alto y bajo voltaje de un transformador.
- Proporcionar una trayectoria de baja impedancia para las corrientes inducidas y de tal modo minimizar el ruido eléctrico en los cables.
- Proporcionar una plataforma equipotencial sobre la cual pueda operar el equipo electrónico.

2.7.3 Puesta a tierra para los sistemas eléctricos

Los sistemas eléctricos se conectan a tierra con el fin de limitar la tensión que pudiera aparecer en ellos, por estar expuestos a descargas atmosféricas, por interconexión en casos de fallas con sistemas de conexiones superiores, o bien, para limitar el potencial máximo con respecto a tierra, producto por la tensión nominal del sistema. Este tipo de conexión se denominará Tierra de Servicio. Se conectarán a tierra los elementos de la instalación necesarios como:

- Los neutros de los transformadores, que lo precisan en instalaciones o redes con neutro a tierra de forma directa o a través de resistencia o bobina.
- El neutro de los alternadores y otros aparatos que lo precisen.
- En los circuitos de baja tensión, en transformadores de medida.
- Los limitadores, descargadores auto válvulas, pararrayos, para la eliminación de sobretensiones o descargas atmosféricas. [15]
- Los elementos de derivación a tierra de los seccionadores de puesta a tierra.
- Las estructuras metálicas de los equipos y aparamenta eléctrica, para que no se den diferencias de potencial o debido a la carga estática, nose produzca una descarga eléctrica.

Existen conceptos importantes al momento de dimensionar los sistemas de puesta a tierra, entre ellos veremos los siguientes.

2.7.3.1 Tensión de paso.

Según las normativas de la IEEE 81, "La tensión de paso es la diferencia de potencial entre dos puntos de la superficie del terreno, separados por una distancia de un metro, en la dirección del gradiente de potencial máximo"

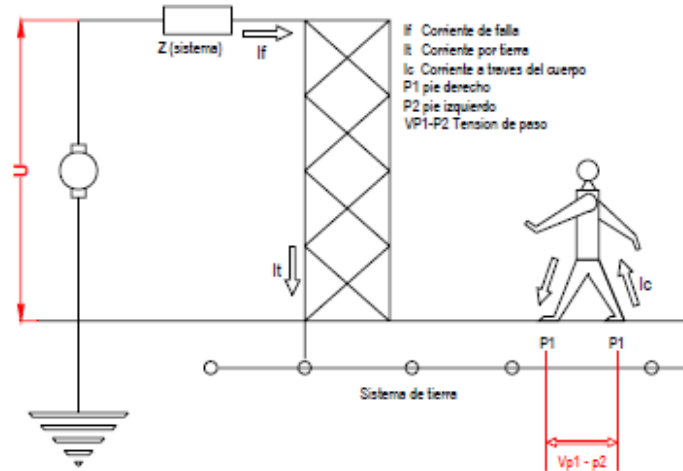


Ilustración 40 Tensión de paso
Fuente: IEEE STD 80

En circunstancias de falla, la circulación de corriente,

2.7.3.2 Tensión de toque o de contacto:

Es la diferencia de potencial entre el margen de potencial a tierra (GPR) y la superficie potencial en el punto donde una persona de pie, y al mismo tiempo tiene una mano en contacto con una estructura con conexión a tierra. [12]

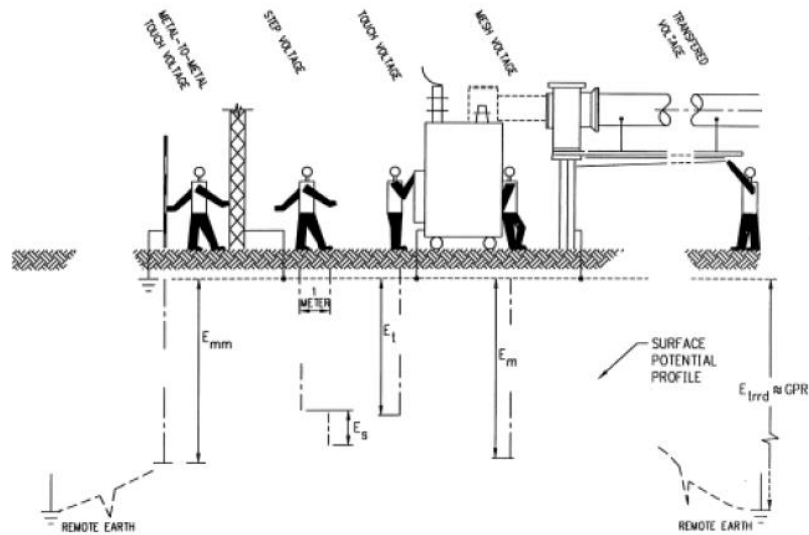


Figure 12—Basic shock situations

Ilustración 41 Tensión de contacto
Fuente: IEEE STD 80

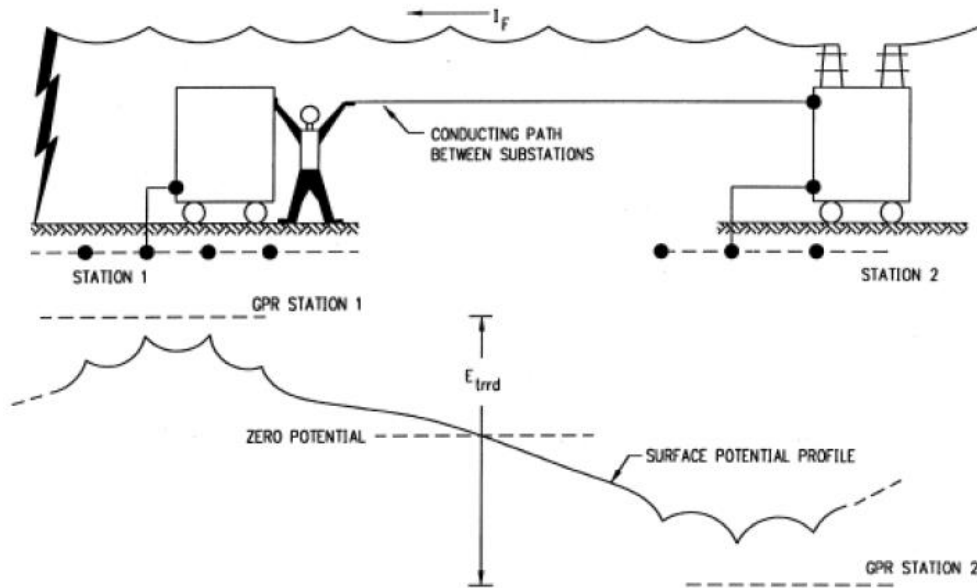


Ilustración 42 Tensión de toque
Fuente: IEEE STD 80

2.7.3.3 Voltaje transferido:

Un caso especial de la tensión de contacto en caso de transmisión de voltaje que entra o sale de la subestación a partir de o hacia un punto remoto externo al sitio de la subestación.

Situaciones típicas de choque:

En las Ilustraciones anteriores se muestra situaciones básicas que incluyen a una persona y las instalaciones de tierra durante una falla. Para contacto de pie a pie, el circuito equivalente accidental es de la Ilustración 42.

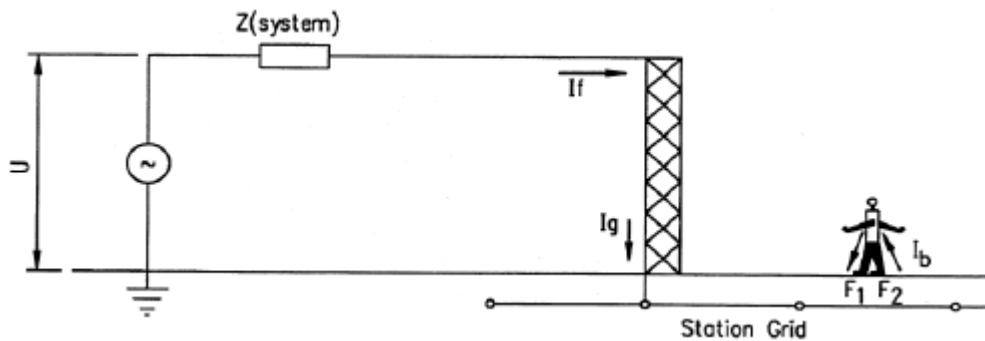


Ilustración 43 Ejemplo de contactos
Fuente: IEEE STD 80

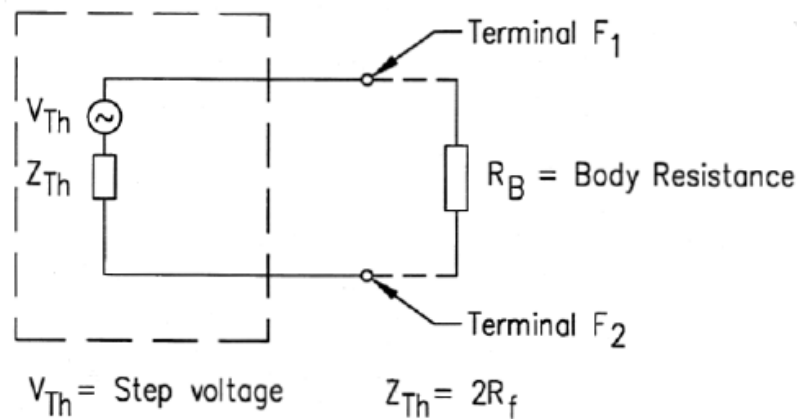


Ilustración 44 Circuitos de tensión de paso
 Fuente: IEEE STD 80

En la Ilustración 43 se muestra la corriente de falla I_f descargándose al suelo por el sistema de puesta a tierra de la subestación. La corriente, I_b , fluye de un pie F1 a través del cuerpo de la personal otros pie, F2. Los terminales F1 y F2 son las áreas en la superficie de la tierra que están en contacto con los dos pies, respectivamente. El teorema de thevenin nos permite representar estos dos terminales (F1,F2) de la red de la Ilustración 44. La tensión de thevenin V es la tensión entre los bornes F1 y f2 cuando la no está presente. La impedancia de thevenin Z_{TH} , es la impedancia del sistema vista desde los terminales F1 y F2 con las fuentes de tensión del sistema en cortocircuito.[15]

2.7.4 Método de dimensionamiento

Descripción del método basado en la IEEE-80-2000

2.7.4.1 Datos Del Suelo.

1. ρ : Resistencia requerida según aplicación (Ω)
2. Se necesita la resistividad del terreno $\Omega * m$ (200)
3. I_F : Corriente de falla a tierra Simétrica mrs (A)
4. T_C : Tiempo de despeje de la falla (ms)

Tabla 1 (IEEE 80-2000 sec 3.11) Constantes de materiales						
Tipo de material	Conductividad del material %	Factor α_r @ 20°C [1/°C]	K0 a 0°C (0°C)	Temperatura de fusión Tm [°C]	pr a 20°C [$\mu\Omega \cdot c$ m]	TCAP Capacidad térmica [J/cm ³ ·°C]
Cobre Puro	100	0.00393	234	1083	1.72	3.42
Cobre Comercial	97	0.00381	242	1084	1.78	3.42
Acero recubierto de cobre	40	0.00378	245	1084	4.4	3.85
Acero recubierto de cobre	30	0.00378	245	1084	5.86	3.85
Barra de acero recubierto de cobre	20	0.00378	245	1084	8.62	3.85
Aluminio grado EC	61	0.00403	228	657	2.86	2.56
Aluminio 5005	53.5	0.00353	263	652	3.22	2.6
Aluminio 6201	52.5	0.00347	268	654	3.28	2.6
Acero recubierto de aluminio	20.3	0.0036	258	657	8.48	3.58
Acero 1020	10.8	0.0016	605	1510	15.9	3.28
Barra de acero recubierto de acero inoxidable	9.8	0.0016	605	1400	17.5	4.44
Barra de cobre recubierto de Zinc	8.6	0.0032	293	419	20.1	3.93
Acero inoxidable 304	2.4	0.0013	749	1400	72	4.03

Tabla 4 Constantes de materiales

Fuente: IEEE STD 80

2.7.4.2 Características Del Conductor De La Malla

1. Tipo de conductor seleccionado. Y en base al mismo verificar sus propiedades.

$$A_{mm^2} = I * \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{TCAP * 10^{-4}}{t_c * \alpha_r * \rho_r}\right) * \ln\left(\frac{K_0 - T_0}{K_0 - T_a}\right)}} \quad \text{Ecu (9)}$$

$$A_{kmil} = I * \frac{197.4}{\sqrt{\left(\frac{TCAP}{t_c * \alpha_r * \rho_r}\right) * \ln\left(\frac{K_0 - T_m}{K_0 + T_a}\right)}} \quad \text{Ecu (10)}$$

I : Es la corriente rms en kA

A_{mm^2} : Es la sección transversal del conductor en milímetros cuadrados

T_M : Es la temperatura máxima permitida en °C

T_a : Es la temperatura ambiente en °C

T_r : Es la temperatura de referencia para las contantes de material en °C

α_0 : Es el coeficiente térmico de resistividad a 0 °C en 1/°C

α_r : Es el coeficiente térmico de resistividad a la temperatura de referencia T_r en 1 / °C

ρ_r : Es la resistividad del conductor de tierra a la temperatura de referencia T_r en $\mu\Omega - Cm$

k_0 : $1/\alpha_0$ además $(1/\alpha_r) - T_r$ en °C

t_c : Es la duración de la corriente en segundos.

$TCAP$: Es la capacidad térmica por unidad de volumen en J/cm^3

Material	Conductividad (%)	Tm (°C)	Kf
Cobre blando, recocido suave	100	1,083	7
Cobre duro comercial, cuando se utiliza soldadura exotérmica	97	1,084	7.06
Cobre duro comercial, cuando se utilizan conexiones mecánicas a presión	97	250	11.78
Alambre de acero revestido de cobre	40	1,084	10.45
Alambre de acero revestido de cobre	30	1,084	12.06
Varilla de acero revestido de cobre	20	1,084	14.64
Aluminio CE grado	61	657	12.12
Aluminio 5005 Aleación	53.5	652	12.41
Aluminio 6201 Aleación	52.5	654	12.47
Alambre de acero revestido de aluminio	20.3	657	17.2
Acero 1020	10.8	1,510	15.95
Varilla de acero revestido en acero	9.8	1,400	14.72
Varilla de acero galvanizado	8.6	419	28.96
Acero inoxidable	2.4	1,400	30.05

Tabla 5 Conductividad de los Materiales

Fuente: IEEE STD 80

2.7.4.3 Geometría De La Malla

Existen 3 tipos las rectangulares, cuadrada y en forma de L

Acá abordare la forma rectangular utilizada en nuestro caso

α : Largo (m)

b: Ancho (m)
h: Profundidad de enteramiento de la malla. (cm)
A: Área de la malla de puesta a tierra.
L_p: Longitud del perímetro (m)
E_X: Espacio Horizontal
E_Y: Espacio Vertical
Conductores Verticales:
Conductores horizontales.

2.7.4.4 Cálculo De La Corriente Máxima En La Malla

I_G: Máxima corriente de malla (A)
I_g: Corriente de malla simétrica rms (A)
D_F: Factor de decremento para la determinación de IG
X/R: valores típicos de la relación X/R
T_F: valores típicos del tiempo de duración de la falla (Seg)
S_F: Factor de división de la corriente de falla

- **Factor de división de corriente de falla, un factor** que representa el inverso de una relación de la falla simétrica. Además, es una porción de la corriente que fluye entre la rejilla de conexión a tierra y la tierra circundante.

$$S_f = \frac{I_g}{3I_0} \quad \text{Ecu (11)}$$

S_F: Es el factor de división de la corriente de falla.
I_g: Es la corriente de red simetría rms en A
I₀: Es la corriente de falla de secuencia cero en A.

- ✓ **Corriente de red simétrica:** la parte de la corriente de falla a tierra simétrica que fluye entre la rejilla de puesta a tierra y la tierra circundante y se puede expresar como:

$$I_g = S_F * I_F \quad \text{Ecu (12)}$$

I_g: Es la corriente de red simetría rms en A
I_F: Es el valor rms de la corriente de falla a tierra simétrica en A
S_F: Es el factor de división de la corriente de falla.

- ✓ **Factor de decremento para X/R ratios y durante fallas.**

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{T_a}{T_f} \left(1 - e^{-\frac{2T_f}{T_a}}\right)} \quad \text{Ecu (13)}$$

I_F: Es el valor eficaz en rms de la corriente asimétrica aproximada para toda la duración de una falla en A.

T_F: Es el valor eficaz de rms de la corriente asimétrica aproximada para toda la duración de una falla en A

Tabla 10 (IEEE-80)					
Duración de la falla		Factor de decremento			
Segundos	Ciclos	X/R=10	X/R=20	X/R=30	X/R=40
0.00833	0.5	1.576	1.648	1.675	1.688
0.05	3	1.232	1.378	1.462	1.515
0.1	6	1.125	1.232	1.316	1.378
0.2	12	1.064	1.125	1.181	1.232
0.3	18	1.043	1.085	1.125	1.163
0.4	24	1.033	1.064	1.095	1.125
0.5	30	1.026	1.052	1.077	1.101
0.75	45	1.018	1.035	1.052	1.068
1	60	1.013	1.026	1.039	1.025

Tabla 6 Factores en cálculos de falla
Fuente: IEEE STD 80

2.7.4.5 Cálculo De Voltajes Permisibles De Paso Y Toque

Peso de la persona para la estimación, se considera una de 50 o 70 Kilogramos

E_p : Voltaje de paso tolerable (V)

La seguridad de una persona depende de evitar que se absorba la cantidad crítica de energía de choque. Antes que se solucione la falla y se desactive el sistema. El máximo voltaje de conducción de cualquier circuito accidental no debe exceder los límites definidos de la siguiente manera para tensión de paso el límite es

- Para una persona de **50 kilogramos**:

$$E_{Step50} = (1000 + 6C_s * P_s) * \left(\frac{0.116}{\sqrt{t_s}} \right) \quad Ecu (14)$$

- Para una persona de **70 kilogramos**:

$$E_{Step70} = (1000 + 6C_s * P_s) * \left(\frac{0.157}{\sqrt{t_s}} \right) \quad Ecu (15)$$

Donde:

E_{Step} : Es el voltaje de paso en voltios.

E_{touch} : Es la tensión de contacto en voltios.

C_s : Se determina a partir de la Ilustración 45

r_s : Es la resistividad del material de superficie en $\Omega * M$

t_s : Es la duración de la corriente de choque en segundos.

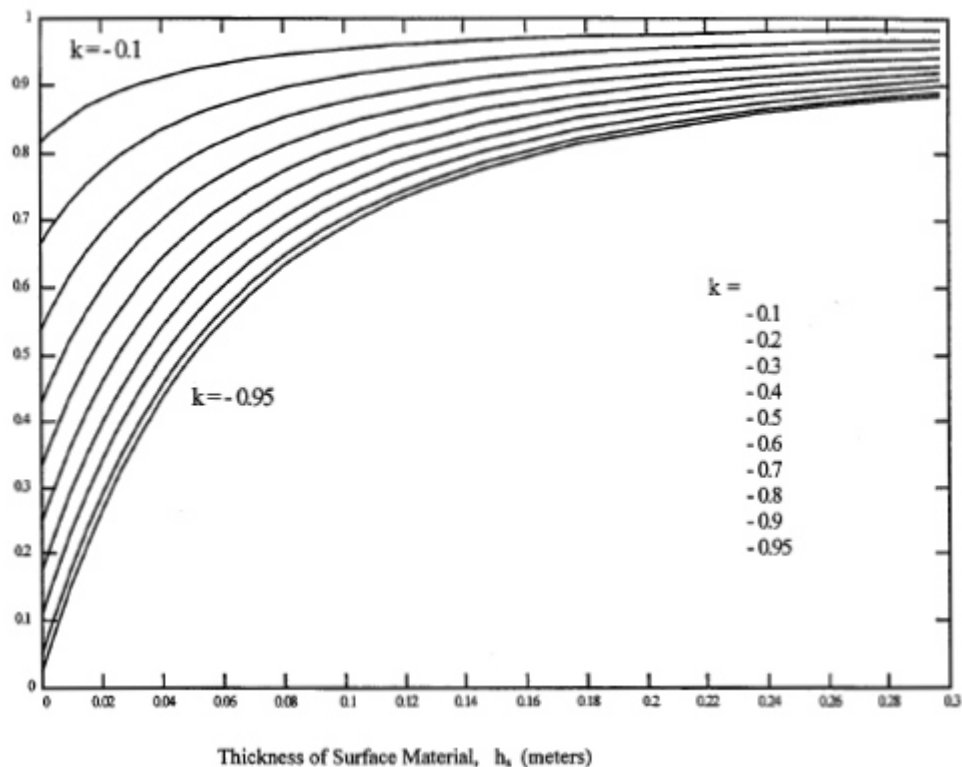


Ilustración 45 Curva de comparación de material Fuente: IEEE STD 80

2.7.4.6 Voltaje de Toque tolerable E_t , expresado en voltios.

- Para una persona de **50 kilogramos**

$$E_{Step50} = (1000 + 1.5C_s * P_s) * \left(\frac{0.116}{\sqrt{t_s}} \right) \quad Ecu (16)$$

- Para una persona de **70 kilogramos**

$$E_{Step70} = (1000 + 1.5C_s * P_s) * \left(\frac{0.157}{\sqrt{t_s}} \right) \quad Ecu (17)$$

2.7.4.7 Factor de decremento de la capa superficial

$$C_s = 1 - \frac{0.09 \left(1 - \frac{p}{p_s} \right)}{2h_s + 0.09} \quad Ecu (18)$$

2.7.4.8 (GPR) Incremento de puesta a tierra

Corriente en la malla x resistencia en la malla x 1000

2.8 Irradiación solar y Horas Sol Pico

La metodología para el cálculo de irradiación y horas sol pico se basará en lo descrito en el capítulo 1.4, siendo uno de los pasos más importantes para el dimensionamiento de la instalación, de esta forma se podrá conocer con exactitud la cantidad de irradiación que recibirán los paneles a una determinada disposición e inclinación además de calcular la cantidad de horas en el cual el sistema estar entregando su potencia máxima.

Se tomará como referencia el siguiente cuadro, el cual se deberá llenar con cada uno de los datos requeridos para cada mes, las formulas y procesos de cálculos se especificará en los siguientes subtemas.

Tabla 7 Datos Calculados para Evaluar las Horas Sol Pico para una Determinada Ubicación

Mes	Día	Declinación del Sol (δ)	Angulo de Salida del Sol (ω_s)	Angulo de Inclinación Real (Grados) (β)	Angulo de salida del sol sobre un plano inclinado (ω_{ss})	Factor de Excentricidad	Radiación sobre el plano horizontal (Wh/m2)	GHI Promedio (kWh/m2/día)	GHI Mínimo (kWh/m2/día)	GHI Máximo (kWh/m2/día)	Índice de Claridad (Promedio)	Índice de Claridad (Mínimo)	Índice de Claridad (Máximo)	Fracción Difusa de la Radiación (Promedio)	Fracción Difusa de la Radiación (Mínimo)	Fracción Difusa de la Radiación (Máximo)	Radiación Difusa (Promedio)	Radiación Difusa (Mínimo)	Radiación Difusa (Máximo)	Radiación que llega al plano inclinado (Promedio)	Radiación que llega al plano inclinado (Mínimo)	Radiación que llega al plano inclinado (Máximo)	Factor de Corrección	Radiación Directa sobre un panel inclinado (Promedio)	Radiación Directa sobre un panel inclinado (Mínimo)	Radiación Directa sobre un panel inclinado (Máximo)	Radiación difusa sobre un panel inclinado (Promedio)	Radiación difusa sobre un panel inclinado (Mínimo)	Radiación difusa sobre un panel inclinado (Máximo)	Radiación albedo sobre el panel inclinado Promedio (Wh/m2)	Radiación albedo sobre el panel inclinado Mínimo	Radiación albedo sobre el panel inclinado Maximo (Wh/m2)	Radiación Total sobre un panel Inclinado (Promedio)	Radiación Total sobre un panel Inclinado (Mínimo)	Radiación Total sobre un panel Inclinado (Máximo)	Horas Sol Pico del Mes (Promedio)	Horas Sol Pico del Día (Mínimo)	Horas Sol Pico del Día (Máximo)						
Enero																																												
Febrero																																												
Marzo																																												
Abril																																												
Mayo																																												
Junio																																												
Julio																																												
Agosto																																												
Septiembre																																												
Octubre																																												
Noviembre																																												
Diciembre																																												

Fuente: Propia

2.8.1 Declinación del Sol

La tierra esta declinada 23.45° sobre su eje y este Angulo varía según las estaciones del año debido a su rotación y traslación, la declinación es el Angulo entre el ecuador y una línea trazada desde el centro de la tierra al centro del sol.

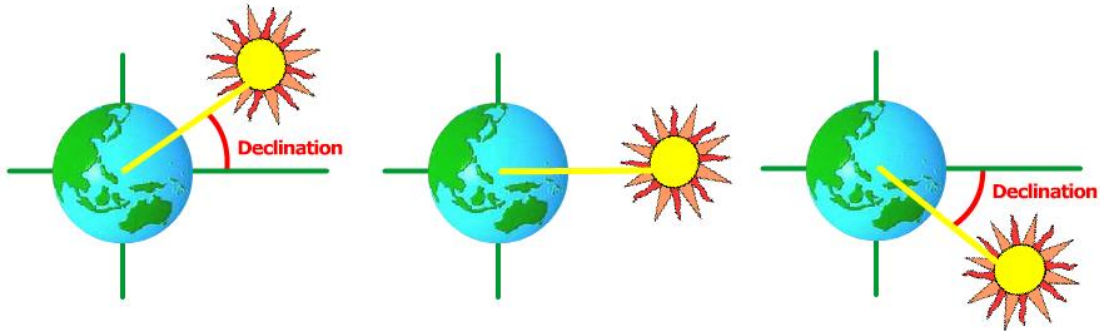


ilustración 46, Angulo de inclinación del sol
Fuente: www.pveducation.org

La declinación del sol se define con la siguiente formula:

$$\delta = 23.45^\circ \cdot \sin\left(360 \cdot \frac{284 + d}{365}\right) \quad Ecu \quad (19)$$

Donde:

δ : Es el Angulo de declinación del sol (°)

d : Es el día del año, contado desde el día 1 hasta el 365.

2.8.2 Angulo de Salida del Sol

En Angulo de salida del sol en cualquier momento del año, es necesario conocer la ubicación del lugar y la declinación del sol respecto a las coordenadas definidas, con estos es posible calcular el ángulo de salida del sol o amanecer respecto a la superficie horizontal. Por tanto.

$$\omega_s = -\tan^{-1}[-\tan(\delta) \cdot \tan(\phi)] \quad Ecu \quad (20)$$

Donde:

ω_s : Angulo de salida del sol (°)

δ : Angulo de declinación del sol (°)

ϕ : Latitud del lugar

2.8.3 Angulo de Inclinación Real de los Módulos Fotovoltaicos

El ángulo de inclinación real es aquel medido entre la superficie de instalación y la disposición de los módulos, esta medida toma como referencia un eje horizontal, generalmente el ángulo de disposición de los módulos es de 10° para paneles fotovoltaicos estáticos respecto al movimiento del sol, debido

a que con este ángulo el panel es capaz de captar una mayor cantidad de radiación a lo largo del día y del año, en incisos posteriores se demostrara lo anteriormente descrito.

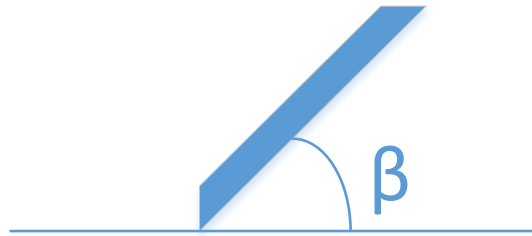


Ilustración 47, Angulo de inclinación Real
Fuente: Propia

2.8.4 Angulo de Salida del Sol sobre un Plano Inclinado

En un plano inclinado el ángulo de salida del sol se define tomando como referencia lo expresado en el punto 2.8.2 añadiendo la interrelación entre el ángulo real de disposición de los módulos fotovoltaicos y el ángulo del sol al amanecer sobre una superficie horizontal, por tanto:

$$\omega_{ss} = \max\{\omega_s, -\arccos[-\tan(\delta) \cdot \tan(\phi - \beta)]\} \quad Ecu (21)$$

Donde:

ω_{ss} : Angulo de salida del sol sobre un plano inclinado (°)

ω_s : Angulo de salida del sol (°)

δ : Declinación del lugar

ϕ : Latitud del lugar

β : Inclinación del plano (Panel) respecto a una superficie horizontal (°)

2.8.5 Factor de Excentricidad

El factor de excentricidad se define como la relación de distancia tierra-sol con respecto a un valor constante, debido a que el movimiento de traslación de la tierra describe una trayectoria elíptica, la distancia tierra sol no es igual en el transcurso de un año.

$$\varepsilon = 1 + 0.0033 \cdot \cos\left(2\pi \cdot \frac{d_n}{265}\right) \quad Ecu (22)$$

Donde:

d_n : Día del año contado desde 1-365

2.8.6 Radiación sobre el Plano Horizontal

La energía solar captada por la Tierra es, en promedio durante el año de 1367 W / m². Esta energía varía de 6% entre el punto más cercano al Sol y el punto más lejano, que puede oscilar entre 1408 y 1326 W/m². Con el tiempo, la excentricidad cambia considerablemente, de modo que la

distancia Tierra-Sol varía entre 129 y 187 millones de kilómetros. Esta excentricidad se debe al Sol y la atracción gravitatoria ejercida por otros planetas.

La radiación sobre un plano horizontal promedio se calcula:

$$H_{d,m(0)} = \left(\frac{T}{\pi}\right) I_0 \cdot \varepsilon_0 \cdot \left[-\left(\frac{\pi}{180}\right) \cdot (\omega_{ss} \cdot \sin(\phi) \cdot \sin(\delta)) - (\cos(\phi) \cdot \cos(\delta) \cdot \sin(\omega_{ss})) \right] \quad Ecu (23)$$

Donde:

$H_{d,m(0)}$: Radiación sobre el plano horizontal (w/m²)

T : Horas del día (24 horas)

I_0 : Constante Solar (1367 W/m²)

ε_0 : Factor de excentricidad

ϕ : Latitud del lugar

δ : Declinación Solar

2.8.6.1 Irradiación Global Horizontal (GHI)

La irradiación horizontal global (GHI) es la cantidad total de radiación de onda corta recibida desde arriba por una superficie horizontal al suelo. Este valor es de particular interés para las instalaciones fotovoltaicas e incluye tanto la Irradiación Normal Directa (DNI) como la Irradiación Difusa Horizontal (DHI).

Los datos promedio, mínimo y máximo de Irradiación Global Horizontal (GHI) se obtienen desde bases de datos de la NASA¹⁷ del centro de datos astronómico, o NREL (National Renewable Energy Laboratory) y NSRDB (National Solar Radiation Database) mediante la latitud y longitud del lugar de estudio.

2.8.6.2 Índice de Claridad

El índice de claridad es relación entre la radiación de la superficie terrestre (GHI) y la radiación extra atmosférica (Radiación sobre un plano horizontal), ambas en el plano horizontal. El índice de claridad no depende de las variaciones debidas al movimiento aparente del sol, su expresión matemática se expresa como:

$$K_{TM} = \left(\frac{G_{d,m(0)}}{H_{d,m(0)}}\right) \quad Ecu (24)$$

Donde:

$G_{d,m(0)}$: Irradiación global horizontal (extraída de bases de datos)

$H_{d,m(0)}$: Radiación solar horizontal

¹⁷ Base de datos de la NASA: <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/retscreen.cgi?email=rets%40nrcan.gc.ca&step=1&lat=86.269&lon=&submit=Submit>

2.8.6.3 Fracción Difusa de la Radiación

La fracción difusa de la radiación se define como la relación entre la radiación difusa y la radiación global, se presenta por mayor nubosidad, muchas partículas en la atmosfera, por tanto, a mayor claridad en la atmosfera, mayor será la radiación y menor el contenido difuso.

La expresión matemática que define la fracción de la radiación difusa se expresa a continuación:

$$F_{Dm} = 1 - 1.13K_{TM} \quad Ecu \quad (25)$$

Donde:

K_{TM} : Índice de Claridad

2.8.6.4 Calculo de Radiación Total Sobre un Plano Inclinado

La radiación del sol al atravesar la atmosfera de la tierra ocasiona la reflexión, dispersión y absorción de la energía que se transmite a través de un espacio en forma de partículas u ondas electromagnéticas, lo cual origina que a nivel de la superficie de la tierra se produzcan tres tipos de radiación solar, radiación directa, radiación difusa, y radiación albedo.

La energía total que puede recibir un Panel Fotovoltaico es equivalente a la radiación total que puede recibir una superficie inclinada durante los periodos de horas sol. En los capítulos posteriores se detalla la metodología de cálculo para cada mención.

2.8.6.4.1 Radiación Difusa

El concepto de radiación difusa se expresa en el capítulo 1.4, inciso 1.4.1, tomando en cuenta la explicación, su expresión matemática Ecu (3), se aplica cuando se haya determinado la Fracción Difusa de la Radiación, definición explicada con anterioridad. Esta radiación se produce por importantes cambios de dirección debido a la dispersión en la atmosfera, debido a esto una superficie inclinada (panel solar) reciba energía en de distintas direcciones.

2.8.6.4.2 Radiación Total Sobre un Plano Inclinado y Horas Sol Pico

La radiación sobre una superficie inclinada está definida como la diferencia entre la radiación solar global y la radiación difusa. Este valor se tomará como base para el calcular de la radiación directa, difusa y albedo, conociendo un factor de corrección a determinar, esto con el principal objetivo de evaluar la energía que aporta cada forma de radiación sobre la superficie del panel fotovoltaico, por tanto:

$$H = G_{a,m(0)} - D_{a,m(0)} \quad Ecu \quad (26)$$

2.8.6.4.3 Factor de Corrección

En el procedimiento de cálculos de la radiación total de un panel inclinado, para un buen diseño es necesario utilizar los datos de radiación total horizontal (GHI). Esto debido a que usualmente la inclinación de la superficie captadora permite aprovechar de una mejor manera la energía total recibida durante el año. Para esto se utiliza el factor de corrección K que corresponde a la razón de la media mensual de radiación total sobre superficie inclinada a la media mensual de radiación total sobre superficie horizontal. Entonces:

$$K = \left[\frac{\omega_{ss} \cdot \left(\frac{\pi}{180}\right) \cdot \sin(\delta) \cdot \sin(\phi - \beta) + (\cos(\delta) \cdot \cos(\phi - \beta) \cdot \sin(\omega_{ss}))}{\omega_s \cdot \left(\frac{\pi}{180}\right) \cdot \sin(\delta) \cdot \sin(\phi) + (\cos(\delta) \cdot \cos(\phi) \cdot \sin(\omega_s))} \right] \quad Ecu (27)$$

2.8.6.4.4 Radiación Directa sobre el Panel Inclinado

El cálculo de la Radiación Directa sobre el Panel Inclinado es el producto aritmético entre la radiación que llega al panel inclinado y el factor de corrección, obteniendo como resultado la radiación directa en el panel inclinado, siendo la primera variante para determinar la energía total que capta un panel solar, el cálculo se realiza mediante la ecuación Ecu (2).

2.8.6.4.5 Radiación Difusa sobre el Panel Inclinado

El valor de Radiación Difusa sobre el Panel Inclinado se determina a partir del ángulo de disposición de los módulos fotovoltaicos medidos desde un eje horizontal, por tanto, el cálculo se realiza a partir de la siguiente ecuación:

$$D_{(\beta,\alpha)} = D_{(d,m)} \cdot \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) \quad Ecu (28)$$

Donde:

β : Angulo de Inclinación del techo

$D_{(d,m)}$: Radiación Difusa

2.8.6.4.6 Radiación Albedo o Reflejada sobre el Plano Inclinado

La cantidad de energía reflejada por una superficie, generalmente depende del color de la superficie, las superficies claras tienen un albedo mayor y reflejan una mayor cantidad de energía, por el contrario de las oscuras. Por tanto:

$$AL_{(\beta,\alpha)} = \frac{\rho \cdot G_{(d,n)} \cdot (1 - \cos(\beta))}{2} \quad Ecu (29)$$

Donde:

β : Angulo de inclinación del techo

$G_{(d,n)}$: Radiación solar global

ρ : Relatividad del suelo, si no se conoce se supone un valor de 0.2

2.8.7 Radiación Total sobre el Panel Inclinado

La radiación total sobre el panel inclinado no es más que la suma aritmética de la radiación directa, difusa y albedo. Entonces:

$$G_{(\beta,\alpha)} = H_{(\beta,\alpha)} + D_{(\beta,\alpha)} + AL_{(\beta,\alpha)} \quad Ecu (30)$$

2.8.8 Horas Sol Pico

Las horas sol pico como se expresa en capítulos anteriores, es el tiempo en el cual los módulos fotovoltaicos estarán suministrando la mayor cantidad de energía debido a una mayor incidencia de radiación sobre la superficie de los módulos, esto se determina mediante la siguiente ecuación.

$$HPS(h) = \frac{G_{(\beta,\alpha)} kWh/m^2 \cdot dia}{1 kWh/m^2 \cdot dia} \quad Ecu (31)$$

2.8.9 Calculo de Potencia Pico del Sistema y Cantidad de Módulos de la Instalación

La potencia pico del sistema fotovoltaico (W_p) se obtiene a partir de la energía máxima demanda por la carga (Wh máximos) en un periodo de un día en relación a las horas sol pico calculadas según la ubicación y disposición de los paneles fotovoltaicos, según lo expresado en la siguiente formula.

$$P_P = \frac{E_{Maxima}(Wh)}{HSP} \quad Ecu (32)$$

La cantidad de módulos necesarios se obtiene al dividir la potencia pico del sistema P_P entre la potencia pico de cada módulo fotovoltaico, entonces:

$$Cantidad\ de\ Modulos\ PV = \frac{P_P}{Potencia\ pico\ del\ modulo} \quad Ecu (33)$$

De esta manera se obtiene la cantidad de módulos fotovoltaicos necesarios según la demanda máxima de la carga eléctrica.

2.8.10 Dimensionamiento de Banco de Baterías

Los datos necesarios para el dimensionamiento del banco de baterías son los siguiente:

- Identificar la cantidad de horas que el consumo será aplicado al banco de baterías en watts por hora.
- Profundidad de la descarga de batería, esta deberá añadir un porcentaje extra de demanda según el porcentaje de profundidad de descarga

- Temperatura media de la batería. La misma no entrega igual energía si se encuentra a 40° que a -10°
 - 40°C la batería posee 102% de capacidad
 - 25°C la batería posee 100% de capacidad
 - 0°C la batería posee 85% de capacidad
 - -15°C la batería posee 65% de capacidad
- Voltaje de funcionamiento requerido en el banco
- Numero de baterías en serie y paralelo de acuerdo a la capacidad en Ah o voltaje nominal del banco

2.8.11 Condiciones para la selección del Inversor para el Sistema Fotovoltaico y Banco de Baterías

2.8.11.1 Inversor Fotovoltaico

La selección del inversor se basará en la topología de funcionamiento y control de carga del inversor tal como MPPT, la cual se describe en el capítulo 1.5. Las consideraciones generales para la adecuada selección del inversor se enumerarán a continuación:

1. Topología de funcionamiento MPPT
2. Voltaje de la red eléctrica comercial
3. Tipo de conexión de la red eléctrica comercial (Monofásico, Trifásico, Estrella, Delta)
4. Frecuencia de funcionamiento
5. Capacidad de funcionamiento en paralelo y en sincronismo a la red eléctrica comercial
6. Potencia pico DC del inversor
7. Potencia máxima AC
8. Corriente máxima por entrada DC
9. Corriente máxima por codenas de arreglos fotovoltaicos
10. Corriente máxima por entradas MPPT
11. Voltaje de funcionamiento DC del MPPT

Conociendo los datos mencionados con anterioridad y los datos de la carga (mencionados en la tabla 11 y 12) es posible seleccionar de forma adecuada el inversor fotovoltaico,

2.8.11.2 Inversor para Banco de Baterías

Las condiciones de funcionamiento del inversor de banco de baterías son similares al fotovoltaico, sin embargo, en este apartado no se considera la topología de funcionamiento MPPT sino la PWM, dado que este establece un voltaje estable para carga del banco de baterías, y distintas etapas de carga y pruebas a las baterías además de ser una opción más económica. Las consideraciones para la selección son las siguientes:

1. Voltaje de la red eléctrica comercial
2. Tipo de conexión de la red eléctrica comercial (Monofásico, Trifásico, Estrella, Delta)
3. Frecuencia de funcionamiento

4. Capacidad de funcionamiento en paralelo y en sincronismo a la red eléctrica comercial
5. Potencia DC del inversor
6. Potencia máxima AC
7. Corriente máxima de entrada y salida DC
8. Voltaje de funcionamiento DC

2.9 Estudio económico

Aspecto económico y financiero

La proyección económica que corresponde, se realiza de manera teórica, para dar una idea general de los beneficios económicos que pueden brindar este tipo de instalaciones. En el presente analizaremos. Acá utilizaremos la energía producida para autoconsumo de todas las cargas de iluminación del edificio. Esto indica una reducción en el costo de la factura eléctrica

Conceptos Financieros:

Analicemos Criterios Básicos De Retornos De Inversión:

2.9.1 Valor Actual Neto (VAN):

Es el valor actual de la inversión y de los flujos netos, es decir, flujos en los cuales en cada periodo ya se efectuó el cálculo de ingresos menos egresos del proyecto. La tasa de descuento que se utiliza es el COK, esta tasa se puede considerar como un costo adicional del proyecto, que castiga los beneficios futuros (ya que los disminuye) debido a que hoy estos no son efectivos.

El criterio de decisión es el siguiente:

- $VAN > 0$, es recomendable realizar la inversión, indica que se obtendrá una ganancia respecto a la mejor alternativa de inversión.
- $VAN = 0$, es indiferente que se elija la inversión propuesta o se invierta en la mejor alternativa. Es decir, la rentabilidad que proporcionan es la misma.
- $VAN < 0$, el inversionista deja de ganar respecto a su mejor alternativa, por lo que no es conveniente realizar el proyecto.

2.9.2 Tasa Interna De Rentabilidad:

La tasa de rendimiento interno debe ser comparada con una tasa mínima de corte, que representa el costo de oportunidad de la inversión. Se trata de dos porcentajes que pueden ser comparados de forma directa, y el que sea mayor, representara entonces una mayor rentabilidad.

De esta forma, se puede realizar una comparación simple entre ambos porcentajes y de acuerdo a esta comparación se determina si el proyecto se debe o no se debe llevar a cabo. El análisis de la TIR es el siguiente, donde r es el costo de oportunidad.

- Si $TIR > r$, entonces se rechazara el proyecto.
- Si $TIR < r$, entonces se aprobara el proyecto.

2.9.3 Retorno de la inversión (ROI)

Es un indicador financiero que permite determinar el periodo de tiempo en el cual la inversión realizada puede ser recuperada. Para su cálculo se utiliza el valor de flujo de fondos netos del proyecto, actualizados con la tasa de descuento r .

2.9.4 Análisis financiero:

Este procedimiento analiza y cuantifica financieramente el nivel de influencia del precio de la energía, respecto a la rentabilidad del proyecto. Así también se analiza el impacto de algunos incentivos que puedan contribuir a una mejora en la rentabilidad. El precio de la energía se encuentra directamente relacionado con los ingresos del proyecto, por tal motivo al aumentar este valor, la rentabilidad del proyecto se verá beneficiada.

2.9.5 Análisis de la proyección

Tabla 8. Gastos de operación.
Fuente: Propia

Presupuesto del proyecto			
Concepto	Cantidad	Sub -Total	Total
Inversor - SMA Sunny tripower 30kW 480VAC TL inversor con swdm-US-10 STP30000TL-US-10	\$ 4,199.00	6	\$ 25,194.00
Sunmodule Plus SW 300 Mono 5BB, Black Frame 300 Watt Monocrystalline Solar Panel -	\$ 200.00	576	\$ 115,200.00
TROJAN TE35 245Ah C20	\$ 190.00	288	\$ 54,720.00
Room Alert 12ER - Monitor w/PoE (1U 19", 100% Warranty)	\$ 476.00	2	\$ 952.00
Sensor - Flood SENSOR w/ 8' Flood Cable	\$ 150.00	2	\$ 300.00
Sensor - Smoke & Fire w/Escape Light	\$ 60.00	2	\$ 120.00
Sensor - Digital Temperature & Humidity w/25' Cable	\$ 72.00	2	\$ 144.00
LEA TVSS SP200 480/277-3Y	\$ 700.00	1	\$ 700.00
Costos de Mano de obras	\$ 26,908	1	\$ 26,908.20
Transporte	\$ 1,200.00	1	\$ 1,200.00
Mantenimiento	\$ 25,000.00	1	\$ 25,000.00
			\$ 250,438.20

Analizaremos los costos sobre la vida útil de los equipos, los más afectados y pensando en una vida útil de 5 años para las baterías y 20 años para los inversores cargadores de baterías e inversor con acometida en continua proveniente de paneles solares.

- Costo del ciclo de la vida útil

Procedemos para el cálculo con la ayuda de la siguiente formula

$$CVV = I + OM + CE + R - VR \quad Ecu \quad (34)$$

I : capital necesario para la compra de los equipos, la renta de equipos provisionales, adecuaciones eléctricas entre las demás necesidades que se requieran cubrir los gastos.

OM : Costos de mantenimiento (Personal y todos los materiales y repuestos que se requieren)

CE : son los costos de energía eléctrica

R : Costo de reemplazo de equipos durante la vida útil del mismo en el caso que se requiera hacer un mantenimiento correctivo.

VR : El valor de recuperación, es el valor neto o de rescate del sistema el año del ciclo de vida útil. Se asigna un 30% del valor.

Tomaremos como ejemplo de aplicación con las baterías ya que estas tienen una vida útil de 5 años las que estamos presentando en esta propuesta.

Calcularemos R y se adicionara un 7.5% de aumento de precio por año.

$$1er \text{ cambio } (0-5años) = (\$200 * 0.07) + \$200 = \$340$$

$$2do \text{ cambio } (5-10años) = (\$340 * 0.07) + \$200 = \$438$$

$$3er \text{ cambio } (10-15años) = (\$438 * 0.07) + \$200 = \$506.6$$

$$4to \text{ cambio } (15-20años) = (\$506.6 * 0.07) + \$200 = \$554.62$$

Por lo tanto: $R = \$1,838.62$

Para calcular el valor de VR esta toma en cuenta los equipos que a largo plazo son recuperables, como lo son los inversores y paneles solares. Principalmente. Al pasar al menos de 15 a 20 años se pueden se recuperan en un 65%. Ambos.

$$VR = 0.10 * (\$25,194 * 0.65) + \$24000 * 0.65 + (115,400 * 0.65) = \$11,538.61$$

Por lo tanto, calculamos:

$$CCV = \$ 300,000 + \$100,000 + \$0 + \$1,838.62 - 11,538.61$$

$$CCV = \$390,300.62$$

En caso que se suministrara energía adicional a la que demanda la carga es se puede usar para su venta. En parque solar estaría entregando a plena carga 90kW, lo que corresponde 394,200 kWh/año, esto si el sistema trabaja las 4380 horas al año.

Supongamos que ofrece el 75% de su capacidad nominal a 4380 horas al año. Son 295,650 kWh/año. En caso que se desee recuperar la inversión se puede calcular de esta manera.

$$\frac{CCV}{\text{años de recuperacion de la inversión}} = \frac{\$390,300.62}{5 \text{ años}} = 78,060.1240 \$/\text{año}$$

De tal manera que el valor monetario al cual tendría que costar el monto abajo descrito, para que se puede recuperar la inversión a 5 años.

El costo del kWh Deberá ser:

$$\frac{78,060.1240 \$/\text{año}}{295,650 \text{ kWh/año}} = 0.264 \$/\text{kWH}$$

Si la colocamos a obtener recuperación a 10 años tenemos:

$$\frac{CCV}{\text{años de recuperacion de la inversión}} = \frac{\$390,300.62}{10 \text{ años}} = 39030.06 \$/\text{año}$$

Por la tanto el precio del kWh será:

$$\frac{39030.06 \$/\text{año}}{295,650 \text{ kWh/año}} = 0.132 \$/\text{kWH}$$

Lo que es lógico si el tiempo se duplica el precio del kWh disminuye al menos en la mitad de su valor. Al momento de averiguar si tenemos los beneficios de retorno de la inversión necesitamos hacer uso del VAN y TIR los cuales son herramientas financieras que permiten mediante criterios económicos determinar la viabilidad económica del proyecto de inversión.

Los conceptos de VAN (*Valor actual Neto*) y TIR (*Tasa Interna de Retorno*) ya se describieron con anterioridad, por lo tanto, entrando en materia de cálculo tenemos.

El VAN lo podemos expresar de la siguiente manera:

$$VAN = Inversión Inicial + \frac{Flujo de Caja \text{ año } 1}{(1+r)} + \dots + \frac{Flujo de Caja \text{ año } n}{(1+r)^n} \quad Ecu (35)$$

Donde:

r : Tasa de descuento

n : Años para el retorno de la inversión

Por lo tanto si el sistema produce al 75% de su capacidad y este a su vez se comercializa a $0.264 \text{ \$/kWH}$, lo que implica que la inversión se recuperara en 5 años, además de considerar los ingresos y egresos que tenemos en el transcurso, presentamos el siguiente flujo de caja:

Tabla 9. Flujo de caja.
Fuente: Propia

Años	Ingreso	Egreso	Flujo Neto
1	\$78,060.12	10,000	\$68,060.12
2	\$78,060.12	15,000	\$63,060.12
3	\$78,060.12	25,000	\$53,060.12
4	\$78,060.12	30,000	\$48,060.12
5	\$78,060.12	50,000	\$28,060.12

$$\text{Flujo de Caja Anual} = 295,650 \frac{\text{kWH}}{\text{año}} * 0.264 \text{ \$/kWH} = \$78,060.12$$

Asumimos una tasa de inflación del 5%, y se hace un análisis de 5 años, tenemos un VAN igual a:

$$VAN_{5 \text{ años}} = \$ 4,347.89$$

El TIR es la tasa de descuento máxima que puede tener el proyecto, dado para un sistema rentable económicamente, por lo tanto, tenemos:

$$TIR_{5 \text{ años}} = 7\%$$

Este rendimiento es bajo, ya que la inversión es un monto significativo, pero este cálculo está basado solo en 5 años, la vida útil del sistema es de 25 años, solo se hace énfasis en los años de retorno de la inversión, así que, para un corto tiempo, el porcentaje es un indicador "Bueno". Además, existe ganancia aun con un cálculo de 5 años pagando costos de operación más el costo de la inversión inicial.

Ahora si la energía producida por el sistema es utilizada para consumo del edificio, se describe el siguiente planteamiento. La tarifa de la Universidad Nacional de Ingeniería es Binomia general con carga contratada mayor de 200kW, T-D5-MT con lo cual el cobro se realiza por el consumo de energía y potencia máxima demandada. Los precios de esta tarifa se, muestra a continuación.

Tabla 10. Tarifas del INE
Fuente: Propia

Tarifa Binomia General T5-D	
Todos los kWh (C\$/kWh)	C\$ 4.9252
kW de demanda Máxima (C\$/kW-mes)	C\$ 569.132

El consumo de energía estimado del censo de carga de los 5 pisos de la carga de iluminación de cada ala es de *470,585Wh/Día*, por lo cual esta ala del edificio consume durante un año aproximadamente *171,763,525 kWh/Año*, La demanda máxima de potencia que se da durante el día, y Además se asume constante durante todo el mes tenemos *75kW*, (Ver censo de carga en anexo)

Aplicando la tarifa de energía tenemos una factura de eléctrica para iluminación del Ala "A"

Tabla 11 Factura eléctrica de un mes típico
Fuente: Propia

Factura Eléctrica de un Mes Típico	
Todos los kWh C\$	69,531.76
kW de Demanda Máxima C\$	42,818.65
Total en C\$	112,350.40
Total en USD	\$ 3,456.94

Tasa de cambio del 09/12/2018 1\$ = C\$ 32.50

A partir de los datos de la tabla anterior, vamos a realizar un cálculo teórico de la factura eléctrica a pagar en un año será de \$ 41,488.28, considerando un cálculo tarifario en aumento del 0.8% por año, debido al incremento en los combustibles fósiles, tenemos:

Vamos a tomar en consideración que el ciclo de vida del proyecto es $CCV = \$390,300.62$, y la reducción de la factura eléctrica en los siguientes 25 años será de \$ 1,400,364.55 que equivale aproximadamente a 21 años de energía gratis.

Tabla 12 Comportamiento económico durante 25 años de vida útil

Fuente: Propio

Años	Tarifa kWh	Tarifa de Demanda	Pago de factura eléctrica - C\$	Costo en USD
1	4.9252	569.132	1,348,204.84	\$ 41,483.23
2	5.3192	614.6626	1,456,061.23	\$ 42,737.34
3	5.7448	663.8356	1,572,546.12	\$ 44,123.07
4	6.2043	716.9424	1,698,349.81	\$ 45,642.30
5	6.7007	774.2978	1,834,217.80	\$ 47,298.04
6	7.2367	836.2416	1,980,955.22	\$ 49,094.31
7	7.8157	903.1410	2,139,431.64	\$ 51,036.06
8	8.4409	975.3922	2,310,586.17	\$ 53,129.14
9	9.1162	1053.4236	2,495,433.07	\$ 55,380.23
10	9.8455	1137.6975	2,695,067.71	\$ 57,796.86
11	10.6331	1228.7133	2,910,673.13	\$ 60,387.41
12	11.4838	1327.0104	3,143,526.98	\$ 63,161.08
13	12.4025	1433.1712	3,395,009.14	\$ 66,127.95
14	13.3947	1547.8249	3,666,609.87	\$ 69,299.00
15	14.4663	1671.6509	3,959,938.66	\$ 72,686.10
16	15.6236	1805.3830	4,276,733.75	\$ 76,302.12
17	16.8735	1949.8136	4,618,872.45	\$ 80,160.92
18	18.2233	2105.7987	4,988,382.25	\$ 84,277.45
19	19.6812	2274.2626	5,387,452.83	\$ 88,667.76
20	21.2557	2456.2036	5,818,449.05	\$ 93,349.09
21	22.9561	2652.6999	6,283,924.98	\$ 98,339.98
22	24.7926	2864.9159	6,786,638.98	\$103,660.29
23	26.7760	3094.1091	7,329,570.09	\$109,331.30
24	28.9181	3341.6378	7,915,935.70	\$115,375.83
25	31.2316	3608.9689	8,549,210.56	\$121,818.33
			Total en C\$	98,561,782.03
			Total en \$	1,790,665.17

Capítulo 3.

Caso de estudio

Capítulo 3. Caso de Estudio

3.1 Selección de la Zona de Estudio

El área de estudios descrita en el capítulo 2.1-2.6 será la base para el dimensionamiento y diseño de la propuesta, por consiguiente, se extraerán los datos más importantes y requeridos para el caso de estudio. En la tabla 13 se detallan los datos más importantes:



Ilustración 48 Ubicación de Zona de Estudio

Tabla 13 Datos Generales de la Zona de Estudio

Fuente: Propia

Datos Generales de la Zona de Estudio	
Longitud	-86.269
Latitud	12.132
Zona Horaria	GMT -6
Temperatura (°C)	27.2
Velocidad del Viento (m/s)	3.2
Elevación SNM (m)	103

La selección de la zona se basó en las ventajas previstas (descritas en el capítulo 2.1-2.6), como: Perdidas por sombras nulas, disponibilidad de área considerable, disposición geográfica idónea para la ubicación de paneles fotovoltaicos, necesidad de un parqueo vehicular bajo techo, topografía del

terreno ya trabajada. Las dimensiones de la zona se muestran en la ilustración 37, los datos generales se utilizarán para el cálculo de las horas sol pico.

3.2 Análisis del tipo de Carga Eléctrica

Los capítulos 2.2 y 2.3 describen el diseño, condiciones y el tipo de carga a la cual se integrará el sistema fotovoltaico híbrido. Basado en esta descripción se extraerán los datos importantes para el dimensionamiento y diseño de la propuesta:

Tabla 14 Datos Generales de la Carga Ala A

Datos Generales de la Carga ala A	
Conexión	Trifásica/Estrella
Voltaje de Funcionamiento (V)	480/277
Frecuencia	60Hz
Demanda Máxima (kW)	79.6
Factor de Potencia	0.99
Corriente Máxima	96.71
Tipo de Carga	Iluminación
Clasificación	No Lineal

Tabla 15 Datos Generales de la Carga Ala B

Datos Generales de la Carga ala B	
Conexión	Trifásica/Estrella
Voltaje de Funcionamiento (V)	480/277
Frecuencia	60Hz
Demanda Máxima (kW)	75.2
Factor de Potencia	0.99
Corriente Máxima	91.37
Tipo de Carga	Iluminación
Clasificación	No Lineal

En donde, la referencia de:

Conexión: Configuración del régimen de conexión eléctrica requerida por la carga (Trifásica, Estrella, Delta, Delta High Leg, Monofásica, Split Phase, etc.)

Demanda Máxima: Periodo en el cual la potencia del consumir alcanza su mayor pico de potencia activa y/o aparente.

Factor de Potencia: Es la relación entre el porcentaje de energía aprovechada para realizar un trabajo.

$$Fp = \cos \vartheta = \frac{P}{S} \quad Ecu (36)$$

En donde:

Fp: Factor de Potencia

P: Potencia Activa (Energía aprovechada para realizar un trabajo)

S: Potencia Aparente (Potencia Total o suma vectorial entre la potencia activa y la reactiva)

Tipo de Carga: Referente al equipo que se suministrara energía, por ejemplo: Motores, Iluminación, Carga Resistiva, Inductiva, Equipos de Tecnología de la información, etc.

Clasificación: Lineal; son aquellas cargas que demandan corriente con forma de onda sinusoidal a la fuente de energía. No Lineal; son aquellas que demandan corriente con forma de onda diferente a la

generada por la fuente, como, equipos de tecnología de la información, SAI (Sistemas de Alimentación Ininterrumpidos), Inversores, Rectificadores, Equipos dirigidos a eficiencia energética, entre otros, generan armónicos de orden N los cuales provocan recalentamiento en los conductores y transformadores además de desbalance entre las fases.

Es recomendable conocer un histórico de consumo y demanda máxima de al menos un mes (si es posible un año) del cual se tenga referencia para dimensionar el peor de los casos, descrito como, la mayor demanda máxima de un año con la menor cantidad de horas sol pico, para evitar que el sistema funcione en sobrecarga durante esta condición.

Debido al diseño del edificio RLP cada ala cuenta con un sistema eléctrico de baja tensión independiente, por tanto, la capacidad de cada inversor debe ser capaz de soportar la demanda máxima durante un periodo de tiempo prolongado, esto se debe lograr utilizando inversores en paralelo que sumando sus potencias nominales puedan soportar los periodos de demanda máxima o con un único inversor.

3.3 Aplicación del dimensionamiento al caso de estudio

El caso de estudio correspondiente al dimensionamiento del sistema fotovoltaico híbrido para la carga de iluminación del edificio Rigoberto Lopez Pérez, correspondientes a inversores MPPT funcionando en paralelo y sincronismo a red eléctrica comercial al igual que inversores (independientes) para bancos de baterías los cuales darán la opción de funcionar de forma aislada a la red, con bancos de baterías dimensionados de acuerdo a las horas laborales en el periodo nocturno.

La metodología de cálculo seguirá los procedimientos empleados en el capítulo (2), siguiendo los procesos de cálculos de forma secuencial, las herramientas de aplicación para el dimensionamiento serán diversas con el objetivo de simplificar los procedimientos a hojas de cálculos interactivas, aplicando las formulas indicadas en cada inciso de la metodología de dimensionamiento.

Para demostrar la veracidad de funcionamiento de las herramientas de cálculo se realizará de forma manual una iteración del proceso de dimensionamiento del sistema fotovoltaico adecuado a las características de funcionamiento y potencias demanda por la carga eléctrica, luego se procederá mostrar los datos simplificados en hojas de cálculo.

3.4 Dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico Híbrido para el Edificio RLP

3.4.1 Cálculo del Parque fotovoltaico

Los datos generales para el dimensionamiento serán tomados de las tablas 13, 14 y 15, luego se llenarán los datos en la tabla 7 con el objetivo de llevar un control sobre los cálculos realizados.

Calculo de Declinación del Sol

En este paso se empleará la Ecu (19)

$$\delta = 23.45^\circ \cdot \sin\left(360 \cdot \frac{284 + d}{365}\right) = 23.45^\circ \cdot \sin\left(360 \cdot \frac{284 + 15}{365}\right) = -9.25^\circ$$

Tomando como referencia el día 15 de enero.

Angulo de Salida del Sol

Ecu (20)

$$\omega_s = -\tan^{-1}[-\tan(\delta) \cdot \tan(\phi)] = -\tan^{-1}[-\tan(-9.25) \cdot \tan(12.132)] = -87.99^\circ$$

Angulo de Inclinación Real

El ángulo de inclinación real a considerar para los cálculos será de 10° , tomando en cuenta que la disposición de los módulos fotovoltaico es estática respecto al eje horizontal, además se demostró en la herramienta de hoja de cálculo utilizada para esta propuesta, que en la ubicación propuesta con 10° de declinación los módulos fotovoltaicos captaban una mayor cantidad de energía proveniente de la irradiación.

Angulo de Salida del Sol sobre un Plano Inclinado

Ecu (21)

$$\begin{aligned} \omega_{ss} &= \max\{\omega_s, -\arccos[-\tan(\delta) \cdot \tan(\phi - \beta)]\} \\ &= \max\{-87.99, -\arccos[-\tan(-9.25) \cdot \tan(12.132 - 10)]\} = -87.99^\circ \end{aligned}$$

Factor de Excentricidad

Ecu (22)

$$\varepsilon = 1 + 0.0033 \cdot \cos\left(2\pi \cdot \frac{d_n}{265}\right) = 1 + 0.0033 \cdot \cos\left(2\pi \cdot \frac{15}{265}\right) = 1.03$$

Tomando como referencia el día 15 de enero.

Radiación Sobre el Plano Horizontal

Ecu (23)

$$\begin{aligned} H_{d,m(0)} &= \left(\frac{T}{\pi}\right) I_0 \cdot \varepsilon_0 \cdot \left[-\left(\frac{\pi}{180}\right) \cdot (\omega_{ss} \cdot \sin(\phi) \cdot \sin(\delta)) - (\cos(\phi) \cdot \cos(\delta) \cdot \sin(\omega_{ss})) \right] \\ &= \left(\frac{24}{\pi}\right) 1367 \cdot 1.03 \\ &\quad \cdot \left[-\left(\frac{\pi}{180}\right) \cdot (-87.99 \cdot \sin(12.132) \cdot \sin(-9.25)) - (\cos(12.132) \cdot \cos(-9.25)) \right. \\ &\quad \left. \cdot \sin(-87.99) \right] = 9823.66 \text{ Wh/m}^2 \end{aligned}$$

Radiación Global Horizontal

Los datos promedio, mínimo y máximo de Irradiación Global Horizontal (GHI) se obtienen desde bases de datos de la NASA del centro de datos astronómico, o NREL (National Renewable Energy Laboratory) y NSRDB (National Solar Radiation Database) mediante la latitud y longitud del lugar de estudio. Se tomará como base 5.37 kWh/m²/día como valor promedio, extraído de base de datos de la NASA.

Índice de Claridad

Ecu (24)

$$K_{TM} = \left(\frac{G_{d,m(0)}}{H_{d,m(0)}} \right) = \left(\frac{5.37 \cdot 1000}{9823.66} \right) = 0.55$$

Fracción Difusa de la Radiación

Ecu (25)

$$F_{Dm} = 1 - 1.13K_{TM} = 1 - 1.13 \cdot 0.55 = 0.27$$

Radiación Difusa

Ecu (3)

$$D_{d,m(0)} = G_{d,m(0)} \cdot F_{d,m(0)} = 5.37 \cdot 1000 \cdot 0.27 = 1465.85 \text{ Wh/m}^2$$

Radiación que llega al Plano Inclinado

Ecu (26)

$$H = G_{d,m(0)} - D_{d,m(0)} = 5.37 \cdot 1000 - 1465.85 = 3904.15 \text{ Wh/m}^2$$

Factor de Corrección

Ecu (27)

$$\begin{aligned} K &= \left[\frac{\omega_{ss} \cdot \left(\frac{\pi}{180} \right) \cdot \sin(\delta) \cdot \sin(\phi - \beta) + (\cos(\delta) \cdot \cos(\phi - \beta) \cdot \sin(\omega_{ss}))}{\omega_s \cdot \left(\frac{\pi}{180} \right) \cdot \sin(\delta) \cdot \sin(\phi) + (\cos(\delta) \cdot \cos(\phi) \cdot \sin(\omega_s))} \right] \\ &= \left[\frac{\omega_{ss} \cdot \left(\frac{\pi}{180} \right) \cdot \sin(-9.25) \cdot \sin(12.132 - 10) + (\cos(-9.25) \cdot \cos(12.132 - 10) \cdot \sin(-87.99))}{\omega_s \cdot \left(\frac{\pi}{180} \right) \cdot \sin(-9.25) \cdot \sin(12.132) + (\cos(-9.25) \cdot \cos(12.132) \cdot \sin(-87.99))} \right] \\ &= 1.01 \end{aligned}$$

Radiación Directa sobre un Panel Inclinado

Ecu (2)

$$H_{(\beta,\alpha)} = H \cdot k = 3904.14 \cdot 1.01 = 3945.12 \text{ Wh/m}^2$$

Radiación Difusa sobre el Panel Inclinado

Ecu (28)

$$D_{(\beta,\alpha)} = D_{(d,m)} \cdot \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) = 1465.85 \cdot \left(\frac{1 + \cos(10)}{2} \right) = 1454.71 \text{ Wh/m}^2$$

Radiación Albedo sobre el Panel Inclinado

Ecu (29)

$$AL_{(\beta,\alpha)} = \frac{\rho \cdot G_{(d,n)} \cdot (1 - \cos(\beta))}{2} = \frac{0.2 \cdot 5.37 \cdot 1000 \cdot (1 - \cos(10))}{2} = 8.16 \text{ Wh/m}^2$$

Radiación Total sobre el Panel Inclinado

Ecu (30)

$$G_{(\beta,\alpha)} = H_{(\beta,\alpha)} + D_{(\beta,\alpha)} + AL_{(\beta,\alpha)} = 3945.12 + 1454.71 + 8.16 = 5407.99 \text{ Wh/m}^2$$

Horas Sol Pico

Ecu (31)

$$HPS(h) = \frac{G_{(\beta,\alpha)} \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{dia}}{1 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{dia}} = \frac{5407.99 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{dia}}{1 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{dia}} = 5.408$$

Potencia Pico del Sistema

Ecu (32)

$$P_p = \frac{E_{Maxima}(Wh)}{HSP} = \frac{6 \cdot 79.6}{5.408} = 83.90 \text{ kWp}$$

Como demostración se calculará con la demanda máxima del edificio RLP considerando una prolongación de 6 horas, es decir 75.62kW*6horas para el ala B.

Numero de Módulos Fotovoltaicos Requeridos

Ecu (33)

$$\text{Cantidad de Modulos PV} = \frac{P_p}{\text{Potencia pico del modulo}} = \frac{83.90 \cdot 1000}{300} \\ \approx 280 \text{ modulos}$$

Se considera un módulo fotovoltaico con una potencia pico de 300W. Con este cálculo general se necesitarán 280 módulos para suplir la demanda máxima de la carga del ala A del edificio RLP.

Los cálculos anteriores son la demostración del proceso de dimensionamiento, para tener una propuesta más detallada y con más información respecto al comportamiento de la radiación total incidente sobre los paneles fotovoltaicos y la cantidad de horas picos, el cálculo se debe realizar para todos meses del año. A continuación, se muestra la tabla.

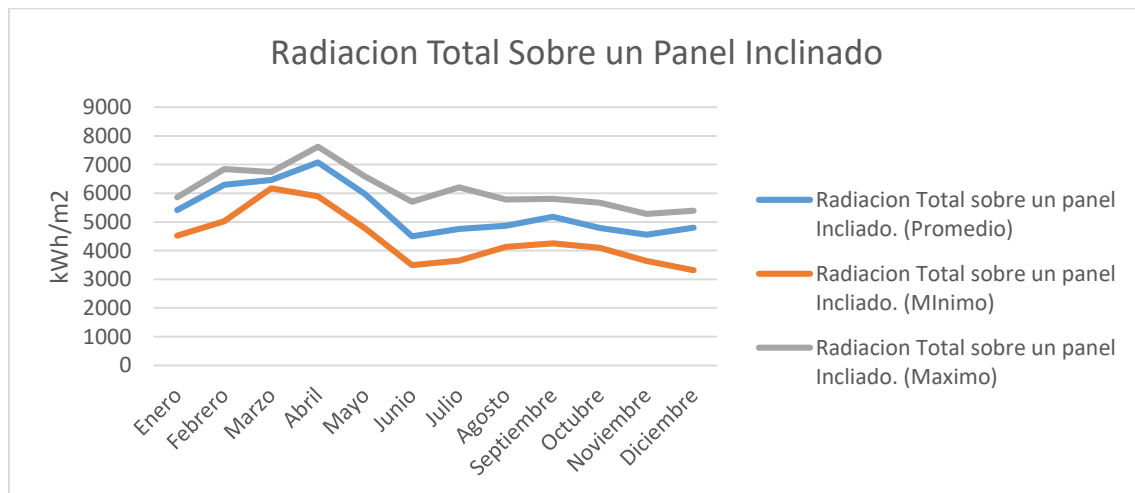


Ilustración 49 Comportamiento de Radiación Total a lo largo de un año

Fuente: Propia

Mes																																																																										
	Día	Declinación del Sol (δ)		Angulo de Salida del Sol (ω_s)		Angulo de Inclinación Real (Grados) (β)		Angulo de salida del sol sobre un plano inclinado (ω_{SS})		Factor de Excentricidad		Radiación sobre el plano horizontal (Wh/m2)		GHI Promedio (kWh/m2/día)		GHI Mínimo (kWh/m2/día)		GHI Máximo (kWh/m2/día)		Índice de Claridad (Promedio)		Índice de Claridad (Mínimo)		Índice de Claridad (Máximo)		Fracción Difusa de la Radiación (Promedio)		Fracción Difusa de la Radiación (Mínimo)		Fracción Difusa de la Radiación (Máximo)		Radiación Difusa (Promedio)		Radiación Difusa (Mínimo)		Radiación Difusa (Máximo)		Radiación que llega al plano inclinado (Promedio)		Radiación que llega al plano inclinado (Mínimo)		Radiación que llega al plano inclinado (Máximo)		Factor de Corrección		Radiación Directa sobre un panel inclinado (Promedio)		Radiación Directa sobre un panel inclinado (Mínimo)		Radiación Directa sobre un panel inclinado (Máximo)		Radiación difusa sobre un panel inclinado (Promedio)		Radiación difusa sobre un panel inclinado (Mínimo)		Radiación difusa sobre un panel inclinado (Máximo)		Radiación albedo sobre el panel inclinado Promedio		Radiación albedo sobre el panel inclinado Mínimo		Radiación albedo sobre el panel inclinado Máximo		Radiación Total sobre un panel Inclinado (Promedio)		Radiación Total sobre un panel Inclinado (Mínimo)		Radiación Total sobre un panel Inclinado (Máximo)		Horas Sol Pico del Mes (Promedio)		Horas Sol Pico del Día (Mínimo)		Horas Sol Pico del Día (Máximo)
Enero	15	9.25 3	-	87.9 93	-	10	-	87.9 93	1.0 31	9823.6 62	5.37	4.49	5.8	0.5 47	0.4 57	0.5 90	0.27 3	0.3 92	0.21 5	1465. 847	1760. 577	1245. 568	3904. 153	2729. 423	4554. 432	1.0 10	3945. 124	2758. 066	4602. 227	3915. 156	2737. 116	4567. 268	8.15 8	6.82 1	8.81 2	5419. 129	4525. 464	5856. 606	5.4 19	4.5 25	5.8 57																																	
Febrero	44	1.80 8	-	90.3 89	-	10	-	90.0 67	1.0 17	10484. 766	6.27	5.81	6.98	0.5 98	0.4 77	0.6 50	0.20 5	0.3 66	0.13 6	1283. 131	1828. 732	927.1 59	4986. 869	3171. 268	5882. 841	1.0 04	5004. 691	3182. 601	5903. 865	4966. 675	3158. 426	5859. 018	9.52 6	7.59 6	10.3 46	6297. 347	5018. 929	6841. 370	6.2 97	5.0 19	6.8 41																																	
Marzo	74	22.1 60	-	95.0 23	-	10	-	90.8 69	0.9 94	10667. 640	7.09	6.74	7.44	0.6 65	0.6 32	0.6 97	0.11 6	0.1 60	0.07 2	822.7 68	1076. 263	538.7 28	6267. 232	5663. 737	6901. 272	0.8 97	5624. 795	5083. 163	6193. 841	5582. 068	5044. 550	6146. 792	10.7 71	10.2 40	11.3 03	6458. 334	6169. 665	6743. 872	6.4 58	6.1 70	6.7 44																																	
Abril	104	13.0 34	-	87.1 47	-	10	-	87.1 47	0.9 74	8945.1 79	7.04	5.87	7.58	0.7 87	0.6 56	0.8 47	0.04 7	0.1 27	0.12 7	328.9 89	746.8 29	962.8 16	7368. 989	5123. 171	8542. 816	1.0 04	7398. 205	5143. 482	8576. 685	7342. 007	5104. 412	8511. 536	10.6 95	8.91 8	11.5 16	7079. 911	5899. 230	7625. 385	7.0 80	5.8 99	7.6 25																																	
Mayo	134	15.5 56	-	86.5 69	-	10	-	86.5 69	0.9 67	8634.4 20	5.98	4.78	6.6	0.6 93	0.5 54	0.7 64	0.07 9	0.2 64	0.01 7	471.6 59	1260. 554	109.7 50	5508. 341	3519. 446	6709. 750	0.9 97	5492. 089	3509. 061	6689. 953	5450. 370	3482. 406	6639. 135	9.08 5	7.26 2	10.0 27	5972. 832	4776. 878	6590. 230	5.9 73	4.7 77	6.5 90																																	
Junio	164	20.9 15	-	94.7 12	-	10	-	90.8 15	0.9 76	10486. 531	4.76	3.64	6.14	0.4 54	0.3 47	0.5 86	0.39 6	0.5 38	0.22 1	1886. 351	1959. 562	1358. 584	2873. 649	1680. 438	4781. 416	0.9 07	2606. 857	1524. 425	4337. 505	2587. 055	1512. 845	4304. 557	7.23 2	5.53 0	9.32 8	4500. 439	3489. 517	5705. 417	4.5 00	3.4 90	5.7 05																																	
Julio	194	4.96 1	-	91.0 69	-	10	-	90.1 85	0.9 96	10429. 768	4.76	3.65	6.22	0.4 56	0.3 50	0.5 96	0.39 3	0.5 35	0.20 7	1870. 712	1951. 120	1286. 470	2889. 288	1698. 880	4933. 530	0.9 95	2874. 136	1689. 970	4907. 656	2852. 304	1677. 133	4870. 377	7.23 2	5.54 5	9.45 0	4752. 079	3646. 636	6203. 576	4.7 52	3.6 47	6.2 04																																	

Agosto	22 4	- 23.4 28	- 84.6 55	10	- 84.6 55	1.0 19	8187.5 57	5. 02	4. 23	5. 99	0.6 13	0.5 17	0.7 32	0.18 5	0.3 13	0.02 7	926.4 06	1323. 448	161.5 79	4093. 594	2906. 552	5828. 421	0.9 62	3938. 751	2796. 610	5607. 958	3908. 832	2775. 366	5565. 359	7.62 7	6.42 6	9.10 0	4872. 784	4126. 484	5778. 637	4.8 73	4.1 26	5.7 79
Septiembre	25 4	6.90 8	91.4 92	10	90.2 58	1.0 32	10884. 482	5. 21	4. 27	5. 85	0.4 79	0.3 92	0.5 37	0.36 3	0.4 78	0.28 5	1893. 200	2042. 080	1668. 274	3316. 800	2227. 920	4181. 726	0.9 88	3276. 530	2200. 870	4130. 955	3251. 641	2184. 152	4099. 575	7.91 5	6.48 7	8.88 7	5177. 645	4249. 437	5808. 116	5.1 78	4.2 49	5.8 08
Octubre	28 4	19.9 29	94.4 70	10	90.7 73	1.0 30	11073. 968	5. 04	4. 28	6. 04	0.4 55	0.3 86	0.5 45	0.39 5	0.4 86	0.27 5	1989. 230	2079. 933	1658. 506	3050. 770	2200. 067	4381. 494	0.9 15	2790. 072	2012. 065	4007. 082	2768. 879	1996. 781	3976. 644	7.65 7	6.50 2	9.17 6	4786. 959	4098. 500	5674. 764	4.7 87	4.0 98	5.6 75
Noviembre	31 4	17.0 04	86.2 31	10	86.2 31	1.0 13	8891.6 43	4. 57	3. 65	5. 3	0.5 14	0.4 10	0.5 96	0.31 6	0.4 54	0.20 7	1446. 065	1657. 238	1098. 336	3123. 935	1992. 762	4201. 664	0.9 92	3099. 413	1977. 119	4168. 682	3075. 870	1962. 101	4137. 017	6.94 3	5.54 5	8.05 2	4552. 421	3639. 903	5275. 070	4.5 52	3.6 40	5.2 75
Diciembre	34 4	11.3 15	87.5 35	10	87.5 35	0.9 90	9252.5 01	4. 77	3. 3	5. 35	0.5 16	0.3 57	0.5 78	0.31 4	0.5 26	0.23 1	1499. 386	1734. 618	1235. 661	3270. 614	1565. 382	4114. 339	1.0 08	3295. 155	1577. 128	4145. 211	3270. 125	1565. 148	4113. 723	7.24 7	5.01 3	8.12 8	4801. 788	3316. 759	5389. 000	4.8 02	3.3 17	5.3 89

Tabla 16 Datos calculados para evaluar las horas Sol pico e Irradiación total sobre el panel inclinado

Fuente: Propia

De la tabla 16 se obtienen los siguientes promedios del año:

	Radiación Total sobre un panel Inclinado (Promedio) kWh/m2	Radiación Total sobre un panel Inclinado (Mínimo) kWh/m2	Radiación Total sobre un panel Inclinado (Máximo) kWh/m2	HSP (Promedio)	HSP (Mínimo)	HSP (Máximo)
Promedio del Año	5379.67	4400.82	6124.34	5.38	4.40	6.12

Para un cálculo asertivo es conveniente tomar los valores promedios anuales como base de dimensionamiento del sistema fotovoltaico.

Al obtener el promedio de horas sol pico anual se resumen en la siguiente tabla la cantidad de módulos fotovoltaicos.

Consumo de Energía por Día	
Demanda Máxima (kW)	75.62
Periodo de demanda Máxima (h)	6
Total de Energía (kWh)	453.72
Factor de Perdidas	0.95
Energía Necesaria (kWh)	477.6
Potencia Pico Necesaria (W)	88778.72
Potencia Pico Necesaria (kW)	88.78

Cantidad de Módulos PV	
Potencia Pico del Módulo (W)	300
Horas Sol Pico Promedio	5.38
Numero de Módulos	329

Los módulos seleccionados a esta capacidad son de la marca SolarWorld SW300 con una eficiencia de 17.89%, los siguientes datos técnicos de interés servirán para el dimensionamiento y diseño de conexiones DC del inversor fotovoltaico.

Características del Módulo Fotovoltaico				
Voltaje (Voc)	Watts Pico (W)	Voltios (MPPV)	I _{SCC} (A)	I _{MPPC} (A)
40	300	32.6	9.83	9.31

En los anexos del documento se dispondrá de brochure técnicos de los equipos seleccionados en el diseño y dimensionamiento.

3.4.2 Dimensionamiento y Diseño de Conexiones del Inversores Fotovoltaicos

En referencia a las condiciones de selección del inversor fotovoltaico del capítulo 2.8.11.1, se determinó que la mejor opción de acuerdo a las características de la carga expresadas en las tablas anteriores se seleccionó el inversor STP 30000TL-US-10 del fabricante alemán SMA líderes en el mercado de las energías fotovoltaica, gozando de gran reputación en las aplicaciones relacionadas.

El inversor posee las siguientes características generales:

Marca	SMA	Modelo	STP 30000TL-US-10
--------------	------------	---------------	--------------------------

Características del Inversor Fotovoltaico						
DC INPUT						
Potencia de CC Máxima (W)	Tensión de Entrada Máxima (Voc)	Rango de tensión del MPP (V)	Máxima I por cada MPPT (A)	Cantidad de MPPT	String por entrada del MPPT	Cantidad de entradas DC por cada MPPT
30800	1000	500 a 800	33	2	1	3
AC OUTPUT						
Potencia AC Máxima (W)	Conexión	Tensión	Rango de Tensión	Corriente de Salida Máxima	Frecuencia	Factor de Potencia con Potencia Asignada
30000	Y/ Δ	480/277V	244 a 305	36.2	60 Hz	1
Factor de Desfase Ajustable	Rendimiento Máximo	Potencia de salida a +60°C	Fases de Conexión	Fases de Inyección		
0- a 0+	98.60%	21270	3	3		
OTRAS CARACTERISTICAS						
Potencia de Disipación en Funcionamiento	Tipo de Envoltura	Alt. Máxima de funcionamiento sobre el nivel del mar	Topología	Protección contra polarización Inversa	Protección Máxima Admisible	Resistencia al cortocircuito de CA
<1.8 W	NEMA 1	2000 m	Sin transformador de Aislamiento	Diodo de Cortocircuito	50A	Regulación de Corriente

Cantidad	3	Potencia DC del Conjunto (W)	92400
-----------------	----------	-------------------------------------	--------------

De los cuales se dispondrán 3 en conexión paralelo para aumentar la capacidad de funcionamiento, hasta 90kW en AC y 92.4kWp en capacidad instalada DC.

El diseño de conexiones DC del parque fotovoltaico se realizará de acuerdo a:

- Cantidades de entradas DC
- Corriente máxima por entrada MPPT
- Numero de cadenas máximas de paneles fotovoltaicos
- Potencia pico DC del inversor

- Rango de tensión MPPT

Por tanto, en la siguiente tabla se detallan las características de diseño y conexión de los módulos fotovoltaicos por cada inversor.

Módulos por entrada DC				
Módulos en Serie	Módulos en Paralelo	Voltios (MPPV)	I _{MPPC} (A)	kW Pico
16	1	521.6	9.31	4.86
		Voltaje (Voc)	I _{sc} (A)	Total de Módulos
		640	9.83	16

Arreglo total por cada Inversor				
Cantidad de entradas DC por cada MPPT	Cantidad de MPPT	Cantidad de Entradas DC (String)	kW Pico	Total de Módulos por Inversor
3	2	6	29.16	96
			Corriente total por cada MPPT (A)	Corriente total MPPT (A)
			27.93	55.86

Habiendo considerado el diseño de conexiones por cada inversor fotovoltaico, el sistema paralelo sincronizado con la red eléctrica comercial con potencia pico DC de 92.4kW (Nominal) tendrá la capacidad de acuerdo a la siguiente tabla.

Potencia total del Sistema					
Cantidad de Inversores	Potencia pico de cada Inversor	Potencia pico del Sistema (kWp)	Corriente total MPPT del Sistema (A)	Total de String	Total de módulos del Sistema
3	29.16	87.48	167.58	18	288

La potencia pico real del sistema será de 87.48kWp debido al arreglo de cadenas de módulos fotovoltaicos que posee cada inversor no debe sobrepasar la corriente máxima por MPPT de 33A, y potencia pico del inversor en DC de 30.8kWp. Los detalles de conexión del arreglo se mostrarán en planos anexos.

3.4.3 Selección del Inversor de Baterías

De acuerdo a las consideraciones realizadas en el apartado 2.8.11.2, el inversor de banco de baterías con topología de funcionamiento PWM deberá ser capaz de soportar una potencia máxima demanda por la carga o admitir puesta en paralelo sincronizada con el sistema eléctrico comercial para evitar

sobrecargas, por tanto, la solución adecuada es el SUNNY TRIPOWER STORAGE 60 el cual admite conexión a sincronizada a la red comercial y posee una potencia nominal en AC de 75kW, y 60kW DC a un voltaje de funcionamiento AC de 480/277V, 60 Hz , y un voltaje banco mínimo de 565V DC.

Los inversores fotovoltaicos y de baterías al ser del mismo fabricante admiten comunicación mediante interfaz RS232 o Modbus, estos serán incluidos en la propuesta para una debida gestión, monitoreo y comunicación entre los equipos.

3.4.4 Dimensionamiento de Banco de Baterías

El banco de baterías se dimensionará de acuerdo a lo descrito en el apartado 2.8.10, haciendo consideraciones en conexiones series-paralelos hasta llegar al voltaje y capacidad deseadas, el voltaje será de acuerdo a lo requerido por el inversor de baterías.

Para el dimensionamiento se empleará la condición de suma de voltaje en serie, y suma de capacidad de Ah en paralelo, además de las condiciones de descarga y temperatura descritas en apartado 2.8.10

Características de la batería			
V (DC)	Capacidad Ah	Tipo de Ciclo	Temperatura de la batería (°C)
12	254	100%	25
V (DC) Requerido para el Banco			Factor de Temperatura
576			1

Características de la Carga			
Demanda Máxima (kW)	Horas de Autonomía	Energía Consumida (kWh)	Consumo en (Ah)
75.62	5.5	415.91	722.1

Características del Banco		
Baterías en serie	Baterías en Paralelo	Total de Baterías
48	3	144
Voltaje DC del Banco de Baterías	Capacidad del Banco (Ah)	
576	762	

3.4.5 Red De Tierra

Para este cálculo de la red de tierra se ponen en práctica las formulas vistas en el capítulo de dimensionamiento. Y al final verificar si la condición se cumple que:

Resumen de los cálculos

Datos Del Suelo	
Resistividad del suelo (ρ)	200 Ohm/m
Resistividad Superficial (Ω)	3000 Ohm/m
Profundidad de la capa superficial	0.1 Mts
Geometría De La Malla	
Largo (X)	20 Metros
Ancho (Y)	20 Metros
Área (M^2)	400 Metros Cuadrados
Espacio Vertical (E_y)	4 Metros
Espacio Vertical (E_x)	4 Metros
Conductores verticales	5
Conductores Horizontales	5
Longitud total de la malla	200 Metros
Profundidad de la malla	1 Metro
Parámetros eléctricos	
Tiempo de duración de la falla	0.4 Segundos
Corriente de falla	205588.94
Conductor de la malla	
Tipo cobre comercial y de las tablas se obtiene los siguientes parámetros	
Conductividad	97%
Factor α @20°C [$1/^\circ C$]	0.0038
K0 a 0°C:	242
Temperatura de fusión (T_m)	1084 [$^\circ C$]
ρ a 20°C:	1.78 [$\mu\Omega \cdot cm$]
TCAP	3.42 [$J/cm^3 \cdot ^\circ C$] Capacidad térmica
Tipo de unión	Soldada
Temperatura máxima de unión	450 $^\circ C$
T_a	40 $^\circ C$
Akcmil	918.65
Área mínima	189.88 milímetros cuadrados
Diámetro Mínimo	0.0155 mm
Conductor de diseño	4/0 AWG
Área de este conductor:	107.20 milímetros cuadrados
Diámetro:	0.0117 mm
Factores de paso y toque	
K: factor de reflexión	-0.88
Cs: Factor de reducción	0.71
Peso de la persona	70 Kilogramos
Es (Voltaje de paso máximo)	3422.27

Et (voltaje de toque máximo)	1041.75
Resistencia De La Malla	
Resistencia de la malla	5.06
Corriente de malla	
Corriente de malla I_G	0.77kA
Incremento del potencial	
GPR	3879.05
Voltaje de la malla	
Voltaje de la malla en falla	860.26 Voltios
Voltaje de paso	
Voltaje de paso	384.21 Voltios
EL DISEÑO CUMPLE CON LA NORMA	

Características del conductor de la malla

1. Tipo de conductor seleccionado. Y en base al mismo verificar sus propiedades.

Ecu (10):

$$A_{kmil} = 205588.94 * \frac{197.4}{\sqrt{\left(\left(\frac{3.42}{0.4 \times 0.00381 * 1084}\right) * \ln\left(\frac{242 + 1084}{242 + 40}\right)\right)}} = 22670$$

Al mínimo se selecciona calibre 4/0 desnudo.

Factores de paso y toque (Factor de reflexión)

$$k = \left(\frac{200 - 3000}{200 + 300}\right) = -0.88$$

Factor de reducción

$$C_s = 1 - \left(0.09 \times \left(\frac{200}{3000}\right)\right) * (2 * 0.01 + 0.09) = 0.71$$

Resistencia de la malla

$$R_g = \frac{200}{200 * 200 * 12} + \frac{1}{\sqrt{20 * 400}} + \left(1 + \frac{1}{1 + 1\sqrt{\frac{20}{400}}}\right) = 5.06 \text{ Ohm}$$

Corriente en la malla $I_g = 0.74kA$

Se considera la corriente de falla en 205.59 kA

Ts. El tiempo de duración de la falla serán 0.4 segundos.

Relación de X/R que se extrae de la tabla del IEEE

Factor de decrecimiento y factor de división

Incremento de potencia GPR

$$GPR = 5.06 * 0.74 * 1000 = 3766.03$$

Esto Es Un Incremento En El Potencial.

Voltaje de la malla: $R_g = (200 * 0.74 * 1000) = 835 \text{ Voltios}$

Opciones de comprobación a través de la hoja de calculo

Corriente de Malla

IG: 0.74 kA

Incremento de potencial

GPR: 3766.03 V (Incremento de potencial en la malla)

Voltaje de malla

Em: 835.20 V (Voltaje de la malla en falla)

Voltaje de paso

Es: 373.02 V

El Diseño cumple con la norma

3.5 Generalidades de la Instalación

En este capítulo se detallará la disposición, ubicación, diseño de adecuaciones de infraestructura y energía de los equipos que conlleven la instalación del sistema híbrido fotovoltaico, se subdividirá en tres apartados de infraestructura, los cuales serán, cuarto de energía, estructura para instalación de módulos fotovoltaicos y diagrama unifilar eléctrico

3.5.1 Cuarto de energía

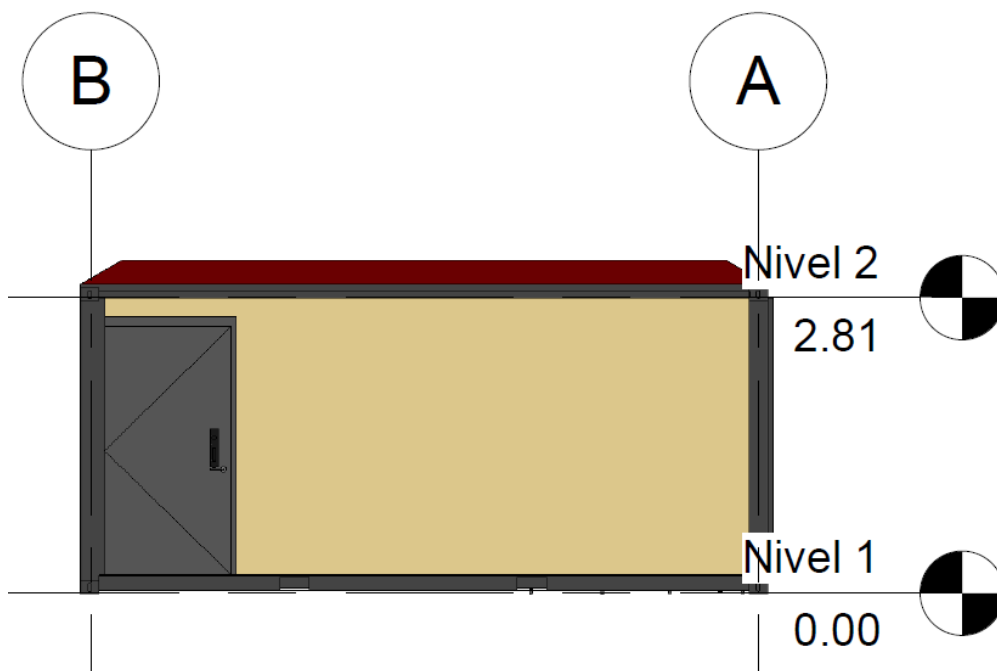
El Cuarto de Energía será el alojamiento de los inversores, acumuladores, y panel Board de distribución, la infraestructura del cuarto será realizada en base a un contenedor de 20 pies adaptado de acuerdo a los requerimientos ambientales y físicos de los inversores y bancos de baterías.

El área de energía estará equipada con:

- Sistema de climatización tipo confort casset de 12,000 BTU para aumentar el espacio disponible de instalación, desinstalación y mantenimientos de equipos de energía,
- Extintores manuales para fuego clase eléctrico

- El cerramiento del contenedor ser con aislamiento termino
- Sistema de monitoreo ambiental RoomAlert 12E, el cual evaluara los parámetros ambientales de humedad, temperatura para un correcto funcionamiento y vida útil de las baterías, el RoomAlert dispondrá de sensores de humo que notifiquen en caso de percances, este deberá disponer de un punto de acceso para conexión a la red de comunicación del edificio
- 4 Tomacorrientes eléctricos de uso específico
- Barra de tierra principal para el aterrizaje de estructuras físicas.
- Iluminación tipo LED con flujo lumínico adecuado al área de trabajo
- Cielo técnico
- Disposición de accesos para tuberías de electricidad

El diseño del cuarto de energía fue realizado en el programa REVIT 2018 y se modificaron las condiciones del contenedor y fue equipado con las condiciones antes mencionada.



*Ilustración 50 Cuarto de Energía
Fuente: Propia*

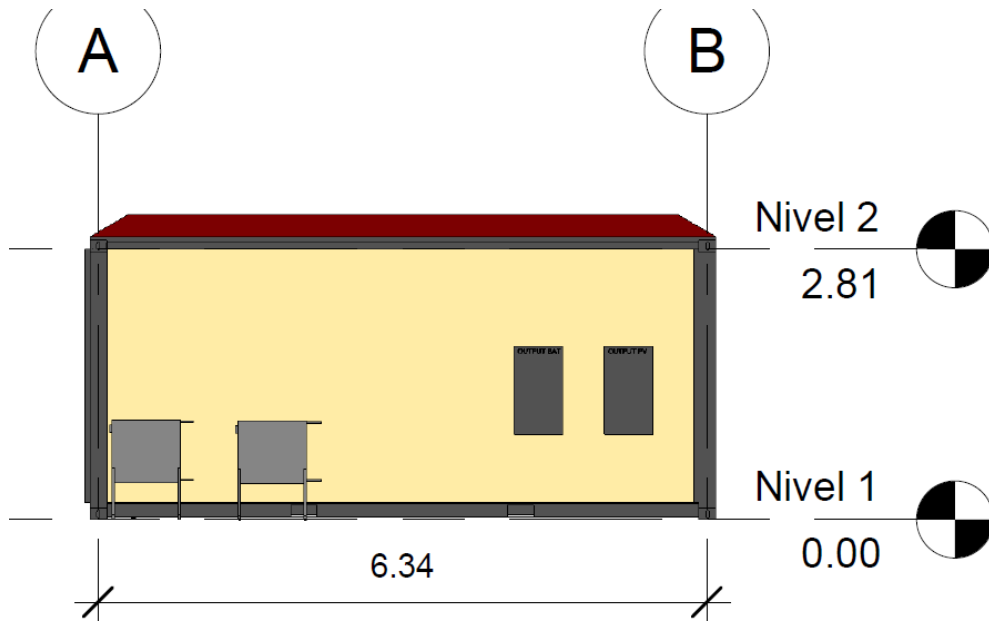


Ilustración 51 Cuarto de Energía 2
Fuente: Propia

La ubicación de las baterías que conformaran el banco al voltaje y la capacidad deseada será en un rack con montaje de tipo sísmico.

Para mayor detalle del cuarto de energía y acerca de dimensiones y ubicaciones de equipos se dispondrá de planos y vistas 3D en anexos.

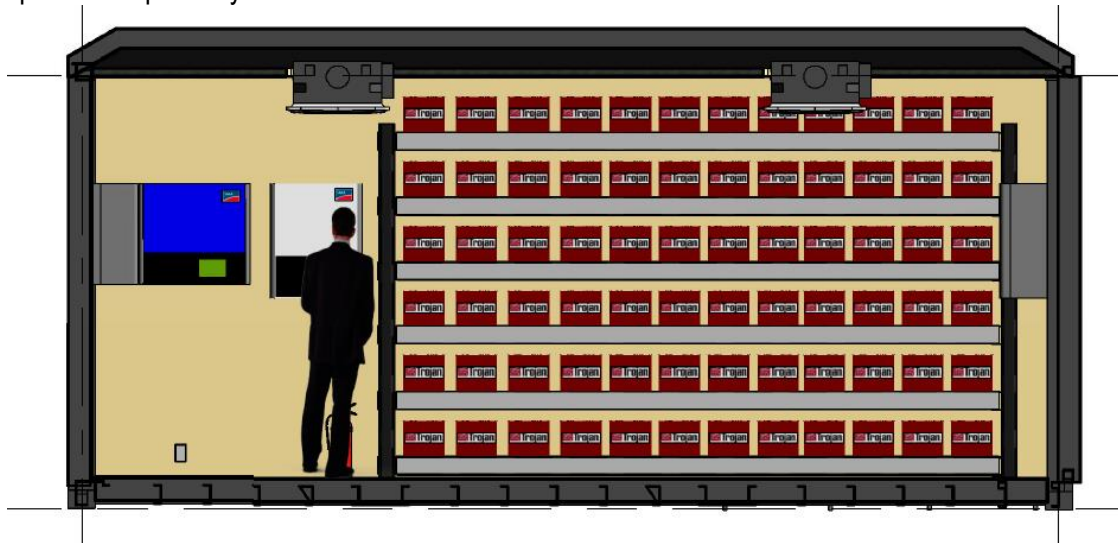


Ilustración 52 Vista Interior cuarto de energía
Fuente: Propia

3.5.2 Descripción de estructura para instalación de módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos estarán instalados en estructuras de acuerdo al capítulo 2.5 y 3, estas estructuras estarán conformadas por 9 pilares en forma de H, con sus vigas de soporte para la instalación de 96 módulos fotovoltaicos, de los cuales, 48 están orientados al suroeste los restantes 48 se al noreste, de esta forma se aprovecha el desplazamiento del sol y las horas sola al máximo a lo largo de un día en cualquier época del año.

Las estructuras tendrán un ángulo de inclinación de 10° respecto al eje horizontal, con ángulos azimut distintos, la carga mecánica que deben soportar cada estructura debe ser evaluada y revisada por un ingeniero estructural.

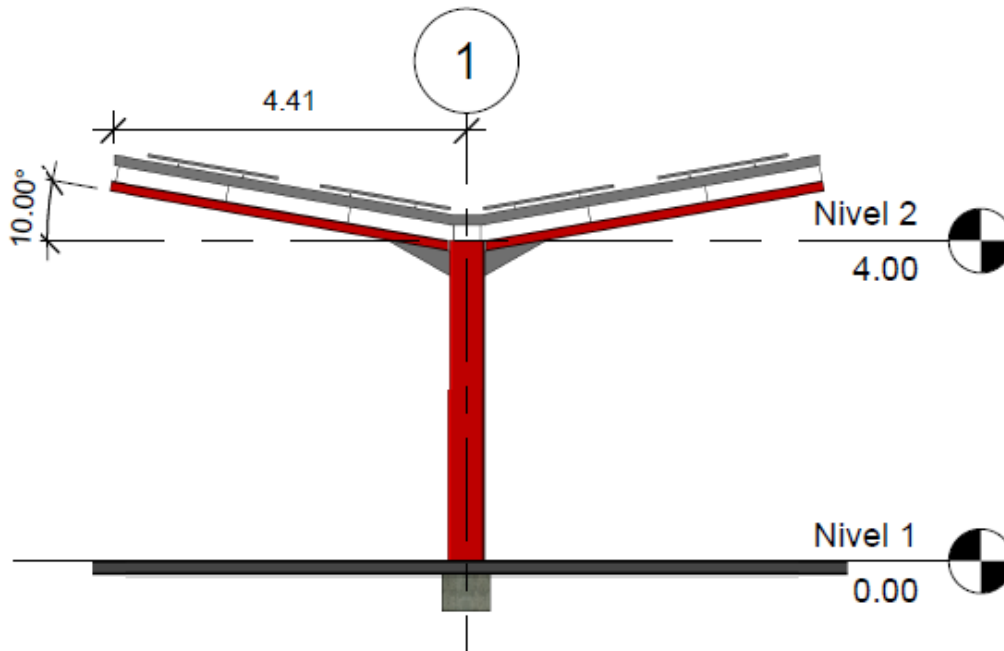


Ilustración 53 Estructuras de Disposición de Módulos PV

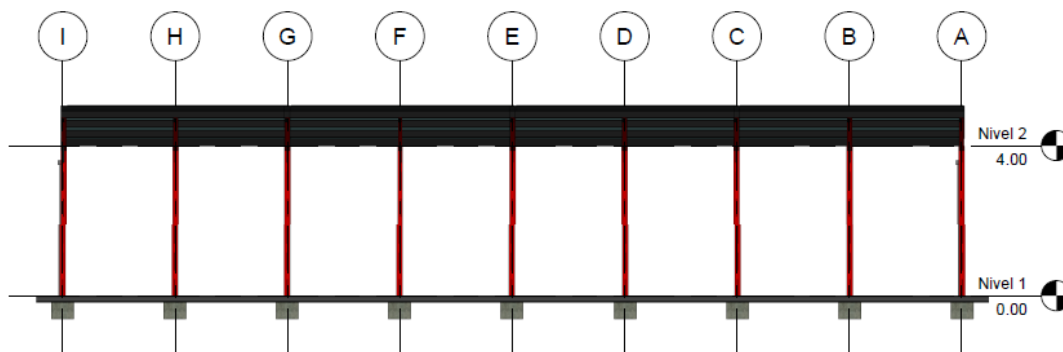


Ilustración 54 Estructuras de Disposición de Módulos PV 2

La cantidad total de módulos (288) estarán distribuidos en 6 emplazamientos con 20 espacios vehiculares cada uno, para mayor detalle ver los planos en anexos.

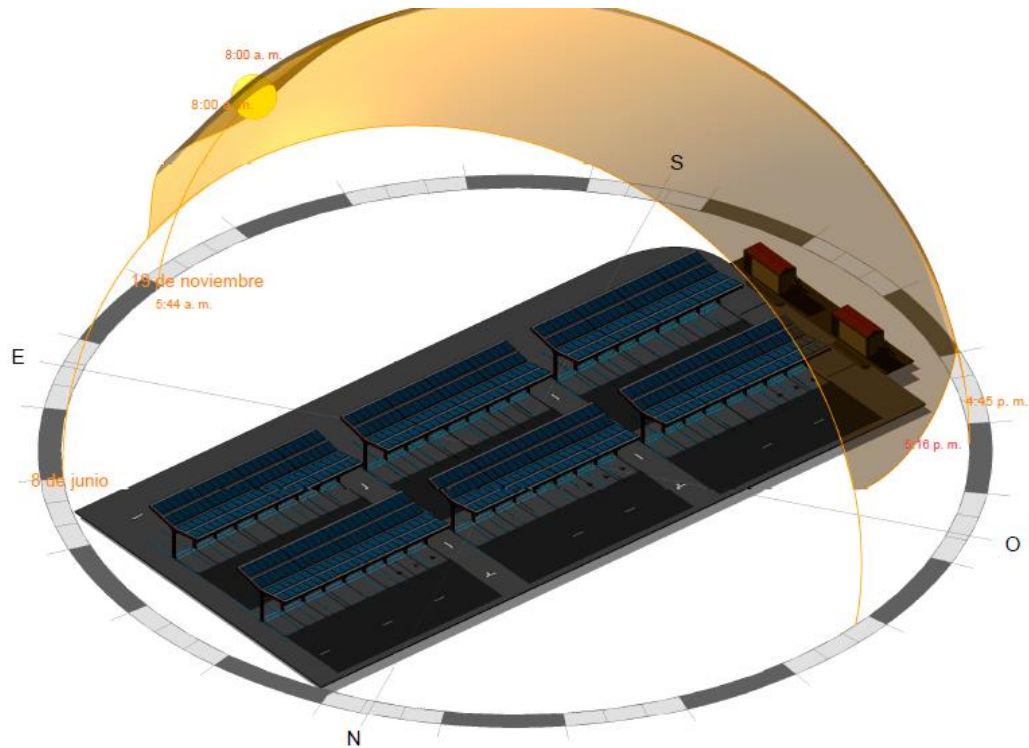


Ilustración 55 Trayectoria del Sol en todo el Emplazamiento de la Instalación

Según lo indicado en la ilustración 55, la trayectoria del sol modelada en el software Revit 2018, indica un aprovechamiento máximo de la irradiación solar sobre el panel inclinado y las horas sol pico, además las nulas perdidas por sombras debido ausencia de elementos que obstruyan el paso de la radiación solar.



Ilustración 56 Foto real del área de ubicación de los emplazamientos para módulos fotovoltaicos
Fuente: Propia

El impacto ambiental negativo que ocasionaría la implementación del sistema fotovoltaico híbrido es nulo, debido a que el área en donde se va interceder no dispone de árboles, o algún tipo de flora, fauna, o afectaciones al terreno que se vayan a realizar con las instalaciones.

Este sistema híbrido al contrario de afectar al medio ambiente contribuirá a no depender en su totalidad de la red eléctrica comercial, la cual en su mayoría es generada a base de combustibles fósiles, la capacidad pico del sistema híbrido fotovoltaico supliría aproximadamente el 10% de la demanda máxima de diseño del edificio RLP, aunque en la actualidad debido a que no todas sus secciones de estudio están siendo utilizados de forma simultánea en ocasiones la carga eléctrica total por cada ala puede oscilar entre 65kW a 100kW, considerando estos casos el sistema híbrido asumiría en algunas ocasiones el total de la demanda del edificio.

Conclusiones

- En el área de estudio se demuestra la existencia de un lugar idóneo en cuanto a posicionamiento geográfico y de acuerdo a la radiación solar en el punto obteniendo mediante el caculo un máximo de energía en el área de 6124.34kWh/m² con un máximo de horas sol pico de 6.12. Las pérdidas por sombras nulas por efectos de árboles o edificios, siendo la ejecución de proyectos futuros referentes a sistemas fotovoltaicos con funcionamiento híbrido que permita tanto la conexión sincronizada con la red eléctrica comercial y el almacenamiento del excedente de energía. El sistema eléctrico del edificio RLP cuenta con un buen diseño eléctrico en el cual la integración del sistema fotovoltaico híbrido no conllevara excesivos gastos en adecuaciones eléctricas para la integración.
- Los sistemas fotovoltaicos híbrido permitirá a futuro la venta de energía con el monitoreo del flujo de potencia inyectado al sistema interconectado, para ello la ley de industria eléctrica 272 debe ser reformada bajo las condiciones que favorezca la comercialización del flujo de potencia que se inyecta al sistema interconectado por una persona natural, institución, comercio, etc. Siendo el sistema sincronizado con la red eléctrica comercial y permitiendo la puesta en paralelo con la misma, el sistema podrá abastecer no solo cargas de iluminación sino la de demanda de potencia en general de las cargas eléctricas del edificio, de tal manera que el sistema siempre funcionará a plena capacidad, generando 87.48kWp por cada ala del edificio.
- Las condiciones actuales de infraestructura en el área de emplazamiento permiten una ejecución adecuada de implementación de estructuras tipo parqueo para la instalación de los módulos fotovoltaicos, por tanto las afectaciones ambientales en la zona de instalación son prácticamente nulas, debido a que lugar es una zona despejada y utilizada actualmente como parqueo vehicular, al contrario de afectar el sistema híbrido fotovoltaico aislaría la dependencia de la red eléctrica comercial desde un 10% hasta el 100% de la demanda de potencia total.

Económicamente el estudio revelo que el sistema es factible financieramente, se presenta un índice económico del VAN y TIR (\$4,347.89, 7%) respectivamente, lo cual es relativamente bajo ya que se estudió para 5 años, cabe destacar que se obtuvo ganancia en un periodo breve de tiempo y que además se incluyeron costos adicionales de operación aumentando al menos un 5% cada año, además de pagar la inversión en este plazo. Se exponen dos escenarios en donde se proyecta de la siguiente manera, consumiendo la energía y el costo del kWh en caso que se tenga que vender sería de $0.264 \text{ \$/kWh}$.

El sistema cuenta con una inversión significativa con un monto de \$250,438.20, ya que el costo de los equipos lo demanda, la inversión inicial es elevada, pero se observan los frutos a largo plazo y los números reflejan la viabilidad económica del mismo, hay que mencionar que en este punto de ubicación de los paneles solares existe un gran potencial fotovoltaico, además que las condiciones lo facilitan. Así que el proyecto tiene mucha viabilidad y solvencia económica para pagarse conforme los años.

Recomendaciones

- Actualmente la ley de industria eléctrica 272 no presta las condiciones para la comercialización de la energía inyectada al sistema interconectado, por tanto, es preferible utilizar toda la energía generada por el sistema fotovoltaico híbrido.
- La gestión remota de los inversores es una herramienta que ayuda con el monitoreo, seguimiento, índices, y parámetros eléctricos respecto a la energía generada, consumida, almacenada, inyectada al sistema interconectado, entre otros, es necesario que el edificio cuente con un sistema integral de protocolo de comunicación Modbus o gestión remota independiente para cada sistema inversor
- Se deberá evaluar las obras civiles por ingeniero estructural que determine, verifique y valide el dimensionamiento adecuado de las vigas, cimientos, pilares, estructuras de soporte, entre otros para evitar percances en cuanto a infraestructura.
- Es necesario la integración de un sistema de monitoreo ambiental con función de detección de humos en el cuarto de energía para evitar eventualidad catastrófica. Las normativas eléctricas que rigen los diseños y dimensionamiento son NEC-NFPA 2008, IEEE STD.80-2000, NEMA empleados con el estudio y aplicación en el área requerida.
- Los costos de obras civiles como las estructuras de soporte los paneles fotovoltaicos y las adecuaciones del contenedor de 20 pies (cuarto de energía) deben ser considerados independientes a las obras eléctricas.

Bibliografía

LIBROS

- [1] Colmenar A. *Instalaciones Eléctricas en Baja Tensión; Diseño, Cálculo, Dirección, Seguridad y Montaje*. 2^{da} Edición, México, Editorial Mc Graw Hill.
- [2] M Narciso, *Problemas Resueltos de Tecnología Eléctrica*. 3^{ra} Edición, España, Editorial Thomson Ediciones Spain, 2006.
- [3] Sanz J. *Instalaciones Eléctricas, Soluciones a Problemas en Baja y Alta Tensión*, 3^{ra} Edición, España, Editorial Paraninfo, 2009.
- [4] Alcor, E (1995). *Instalaciones Solares Fotovoltaicas*. Segunda Edición. PROGENSA. ISBN 84-86505-54-2. España
- [5] Salinas Martínez (2010), control de un generador, tesis de ingeniero no publicada, Universidad politécnica de Cataluña – España.
- [6] Energía y componentes S.L (s.f.) Estudio técnico – económico: instalación solar fotovoltaica conectada a red, de potencia 15kWp.

MANUALES

- [7] Fundación de la Energía de la comunidad de Madrid, *Guía básica de la Instrumentación de Medida de Instalaciones en los Edificios*, 1^{ra} Edición, España, Graficas Elisa S.A, 2011.
- [8] Fundación de la Energía de la comunidad de Madrid, *Guía Básica De La Gestión De La Demanda Eléctrica*, Universidad de Madrid, 2^{ra} Edición, España, Graficas Elisa S.A, 2011.
- [9] Dirección General de Industria, Energía y Minas de la Consejería de Economía y Hacienda y la Fundación de la energía de la comunidad de Madrid, *Guía de Integración Solar Fotovoltaica*, 1^{ra} Edición, España, Graficas Elisa S.A, 2011.
- [10] *Guía práctica de la Energía. Consumo Eficiente y Responsable*, Publicado por el instituto para la diversificación y ahorro de la energía (IDAE), 3^{ra} Edición.
- [11] *Manual Técnico de Instalaciones Eléctricas en Baja Tensión*, Servicios Condumex, México D.F., ISBN 968 –7987-13
- [12] *Guía Sobre La Tecnología Led En El Alumbrado*. Consejería de Economía y hacienda comunidad de Madrid, 4^{ra} Edición.
- [13] *Costa Rica, Biomass Users Network (2002)*. Manual Sobre Energía Renovable Solar Fotovoltaica (1a Ed). San Jose.
- [14] *Estados Unidos, Trojan Company (2010)*, Guía de Usuario para aplicaciones fotovoltaicas.
- [15] *IEEE – STD80- 2000, Estados Unidos*, Protección de sistemas de tierras en subestaciones eléctricas

REVISTAS

[16] Photovoltaic Technology Research Advisory Council (2005). *A Vision for Photovoltaic Technology*. Luxemburgo.

[17] Unión General de Trabajadores (2005). *Propuesta para el Desarrollo de Energía Solar Fotovoltaica*.

[18] Cubillo R. (2014, Julio 26). Sociedad Fotovoltaica. *Revista Chilena de Ingeniera*, pp A1-A5.

INFORMES

[19] Pertz A. (2012). *Energía Solar: Una Solución Renovable*. Ciudad de México.

[20] Stolik, D. (2014). *La Energía FV: Oportunidad y Necesidad para Cuba*. La Habana: Universidad de La Habana.

[21] FAO (2000). *Energía Solar Fotovoltaica*. Van Campen, B., FAO. Roma.

Anexos – Planos & Fichas Técnicas

Censo de Carga Estimado de Consumo de Energía en un Día Habitual

Descripción de Equipos de Iluminación	Consumo Unitario en Watts	Cantidad	Total en Watts	Hrs/Día	Wh/Día
Luminaria fluorescente 1x32 para instalarse de manera superficial, 2950 Lumen cada una, IRC,82, Total 32 W A 277 voltios	32	125	4000	5	20000
Luminaria fluorescente de alto rendimiento y confort visual, 2900 Lumen cada una, IRC,82, Total 58 W A 277 voltios	58	95	5510	5	27550
Luminaria fluorescente para instalar de manera superficial, Lámpara T8, consumo de 17W a 277V, Ubicadas en bodega	17	60	1020	5	5100
Luminaria de proyección de 400W a 277vottios a ser fijada en base de concreto, lámpara de haluro metálico de 400W	400	25	10000	5	50000
luminaria cilíndrica de 6", Carcasa metálica acabado en Negro, 28W a 277 voltios.	28	60	1680	5	8400
Luminaria fluorescente de alto rendimiento y confort visual, empotrada en cielo, IRC 82, TC: 6500K, 85W a 277 voltios	85	70	5950	5	29750
Luminaria fluorescente de montaje en pared, con interruptor integrado de bajo perfil y alta eficiencia, luminosa apara instalar de forma superficial,IRC,82,32W a 277 voltios	32	25	800	5	4000
Luminaria de obstrucción doble, carcasa de aluminio fundido, 6.5W a 277 voltios.	6.5	40	260	5	1300
Luminaria fluorescente 2x32 para instalarse de manera superficial, T8 FO32/865, 59W a 277 voltios.	59	20	1180	5	5900
Luminaria de montaje en pared, para exteriores, 27W, 277 voltios.	27	25	675	5	3375
Luminaria Mini poste redondo, corte diagonal, carcasa de aluminio acabado negro pantalla de cristal, 26W a 120 voltios.	26	70	1820	5	9100
Luminaria adosada de pared, para locales de alta humedad, 100W, a 277 voltios.	100	60	6000	5	30000
Luminaria fluorescente, para colocar de forma empotrada en cielos suspendidos, 2900 Lumens cada una, IRC 82, 85W a 277 Voltios.	85	110	9350	5	46750
Luminaria fluorescente circular para empotrar, tipo ojo de buey de 22.2 cm, 1700 Lumens, 51W a 277 voltios	51	165	8415	11	92565
Luminaria de alta eficiencia y control de brillo, con reflector, IRC:82, TC:4100,Consumo total 68W a 277 voltios.	68	60	4080	11	44880
Luminaria LED para exteriores, doble a 180, en poste de 10 pies, carga máxima de 54W a 277 voltios.	54	60	3240	11	35640
Luminaria de alta eficiencia y control de brillo, con reflector facetado de aluminio, 1150 lumens, IRC:82, 35W a 277 voltios.	35	115	4025	5	20125
Luminaria cilíndrica de 6", carcasa metálica, 14W, 277 voltios.	14	70	980	5	4900
Luminaria para exteriores de alta intensidad de descarga, conformada por cuatro luminarias metálicas de 250 W en total a 277 voltios.	250	25	6250	5	31250
Total	1427.5W	1280	75235W	-----	470585Wh/Día
Potencia Máxima de Demanda en Día.				75.235kW	

**INSTITUTO NICARAGÜENSE DE ENERGÍA
ENTE REGULADOR**

**TARIFAS ACTUALIZADAS A ENTRAR EN VIGENCIA EL 1 DE DICIEMBRE
2018**

AUTORIZADAS PARA LAS DISTRIBUIDORAS DISNORTE Y DISSUR

MEDIA TENSION (VOLTAJE PRIMARIO EN 13.8 Y 24.9 kV)					
TIPO DE TARIFA	APLICACIÓN	TARIFA		CARGO POR	
		CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	ENERGÍA (C\$/kWh)	POTENCIA (C\$/kW-mes)
General Mayor	Carga contratada mayor de 25 kW para uso general (Establecimientos Comerciales, Oficinas Públicas y Privadas Centro de Salud, Hospitales, etc.)	T-2D	TARIFA BINOMIA SIN MEDICION HORARIA ESTACIONAL Todos los kWh kW de Demanda Máxima	5.8043	852.7988
		T-2E	TARIFA BINOMIA CON MEDICION HORARIA ESTACIONAL Verano Punta Invierno Punta Verano Fuera de Punta Invierno Fuera de Punta Verano Punta Invierno Punta Verano Fuera de Punta Invierno Fuera de Punta	9.4481 9.1471 6.5289 6.3099	949.5665 593.0193 0.0000 0.0000
Industrial Mediana	Carga contratada mayor de 25 y hasta 200 kW para uso Industrial (Talleres, Fábricas, etc.)	T-4D	TARIFA BINOMIA SIN MEDICION HORARIA ESTACIONAL Todos los kWh kW de Demanda Máxima	4.8010	546.5994
		T-4E	TARIFA BINOMIA CON MEDICION HORARIA ESTACIONAL Verano Punta Invierno Punta Verano Fuera de Punta Invierno Fuera de Punta Verano Punta Invierno Punta Verano Fuera de Punta Invierno Fuera de Punta	7.0392 6.8095 4.6793 4.5238	707.2351 441.6847 0.0000 0.0000
Industrial Mayor	Carga contratada mayor de 200 kW para uso Industrial (Talleres, Fábricas, etc.)	T-5D	TARIFA BINOMIA SIN MEDICION HORARIA ESTACIONAL Todos los kWh kW de Demanda Máxima	4.9252	569.1320
		T-5E	TARIFA BINOMIA CON MEDICION HORARIA ESTACIONAL Verano Punta Invierno Punta Verano Fuera de Punta Invierno Fuera de Punta Verano Punta Invierno Punta Verano Fuera de Punta Invierno Fuera de Punta	7.2804 7.0431 4.8105 4.6528	737.0756 460.3141 0.0000 0.0000
Pequeñas Concesionarias	Para uso exclusivo de pequeñas distribuidoras de energía eléctrica	TPC	TARIFA MONOMIA Todos los kWh	3.8797	

Diseño: Br. Andrews Munguia / Br. Erick Escobar

Revisión: Msc. Ramiro Arcea

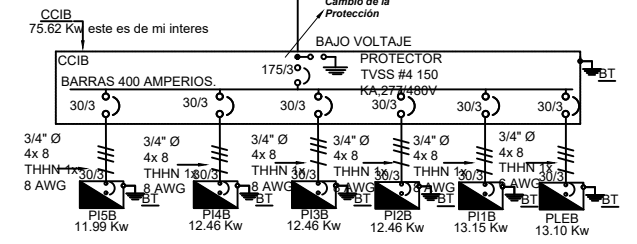
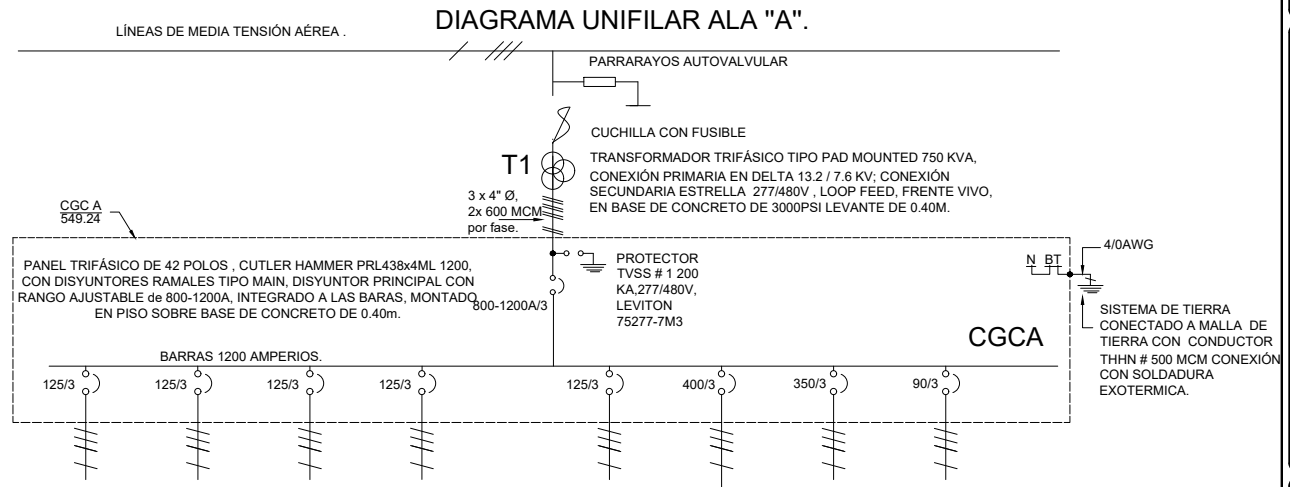
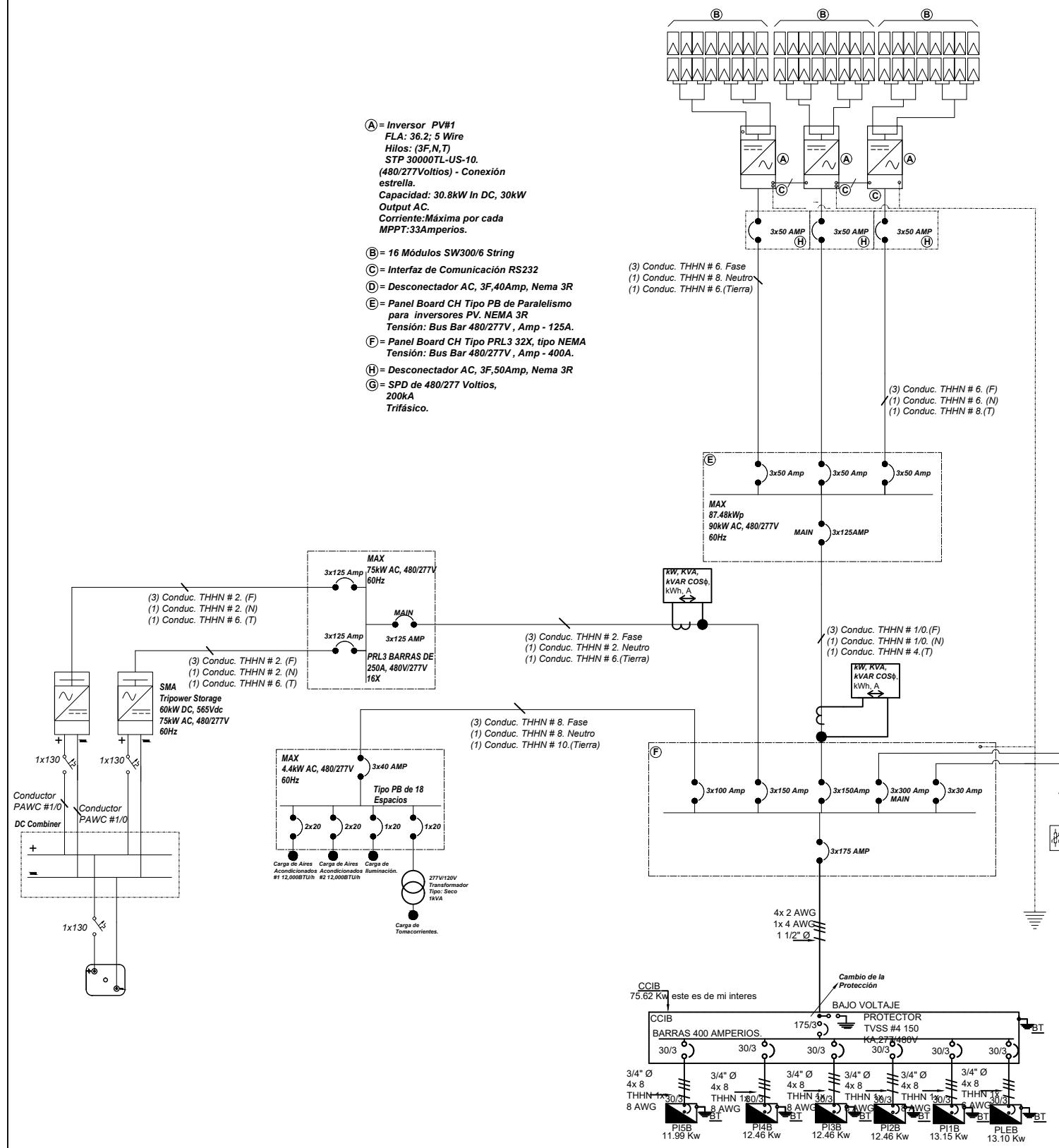
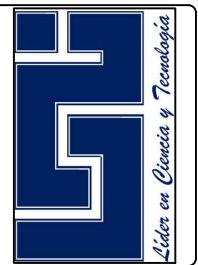
Escuela: S/N
Fecha: Noviembre 2018
Dibujó: Andrews Munguia/Erick Escobar

Contenido: DIAGRAMA UNIFILAR ALA "A"

Localización: UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
EDIFICIO RIGOBERTO LÓPEZ PÉREZ

Tema: Propuesta Técnica - Económica de sistemas Fotovoltaicos Híbrido para la carga total de iluminación del edificio Rigoberto López Pérez

Correspondiente a: CASO DE ESTUDIO



- (A) = Inversor PV#1
FLA: 36.2; 5 Wire
Hilos: (3F,N,T)
STP 30000TL-US-10.
(480/277Voltios) - Conexión estrella.
Capacidad: 30.8kW In DC, 30kW Output AC.
Corriente: Máxima por cada MPPT: 33Amperios.
- (B) = 16 Módulos SW300/6 String
- (C) = Interfaz de Comunicación RS232
- (D) = Desconectador AC, 3F, 40Amp, Nema 3R
- (E) = Panel Board CH Tipo PB de Paralelismo para inversores PV. NEMA 3R
Tensión: Bus Bar 480/277V, Amp - 125A.
- (F) = Panel Board CH Tipo PRL3 32X, tipo NEMA
Tensión: Bus Bar 480/277V, Amp - 400A.
- (H) = Desconectador AC, 3F, 50Amp, Nema 3R
- (G) = SPD de 480/277 Voltios, 200kA Trifásico.

(3) Conduc. THHN # 6. Fase
(1) Conduc. THHN # 8. Neutro
(1) Conduc. THHN # 6. (Tierra)

(3) Conduc. THHN # 6. (F)
(1) Conduc. THHN # 6. (N)
(1) Conduc. THHN # 8. (T)

(3) Conduc. THHN # 2. Fase
(1) Conduc. THHN # 2. Neutro
(1) Conduc. THHN # 6. (Tierra)

(3) Conduc. THHN # 2. Fase
(1) Conduc. THHN # 2. Neutro
(1) Conduc. THHN # 6. (Tierra)

(3) Conduc. THHN # 8. Fase
(1) Conduc. THHN # 8. Neutro
(1) Conduc. THHN # 10. (Tierra)

(3) Conduc. THHN # 1/0. (F)
(1) Conduc. THHN # 1/0. (N)
(1) Conduc. THHN # 4. (T)

(3) Conduc. THHN # 1/0. (F)
(1) Conduc. THHN # 10. Neutro
(1) Conduc. THHN # 10. (Tierra)

(6) Conduc. THHN # 1/0. (2xF)
(1) Conduc. THHN # 4/0. (N)
(1) Conduc. THHN # 1/0. (T)

CCIB 75.62 Kw este es de mi interes

Cambio de la Protección
BAJO VOLTAJE

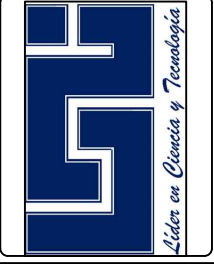
CCIB BARRAS 400 AMPERIOS.

30/3	30/3	30/3	30/3	30/3	30/3
3/4" Ø	3/4" Ø	3/4" Ø	3/4" Ø	3/4" Ø	3/4" Ø
4x 8	4x 8	4x 8	4x 8	4x 8	4x 8
THHN 120/0	THHN 120/0	THHN 120/0	THHN 120/0	THHN 120/0	THHN 120/0
8 AWG	8 AWG	8 AWG	8 AWG	8 AWG	8 AWG
PI5B	PI4B	PI3B	PI2B	PI1B	PLEB
11.99 Kw	12.46 Kw	12.46 Kw	12.46 Kw	13.15 Kw	13.10 Kw

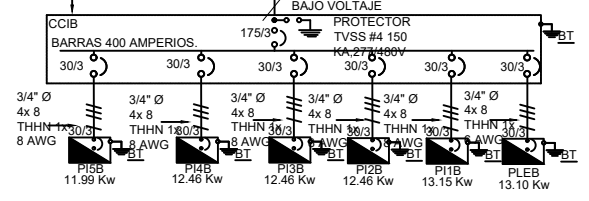
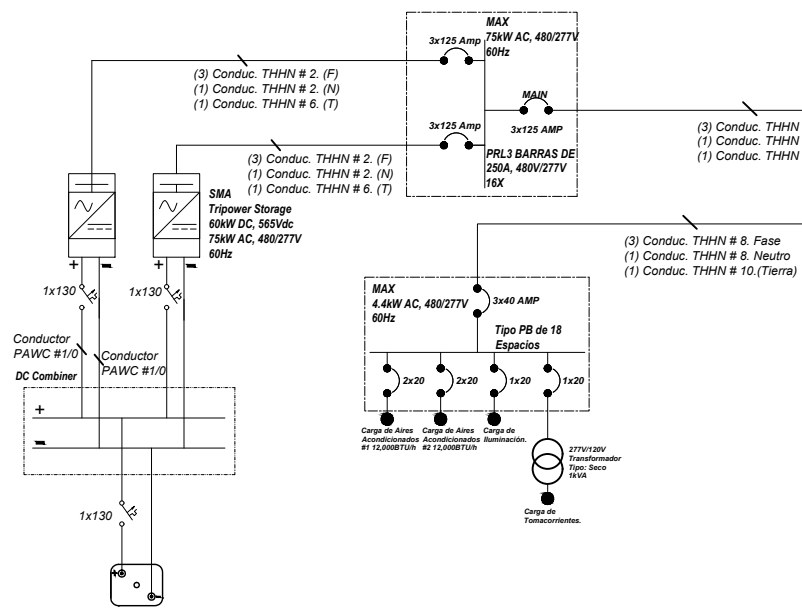
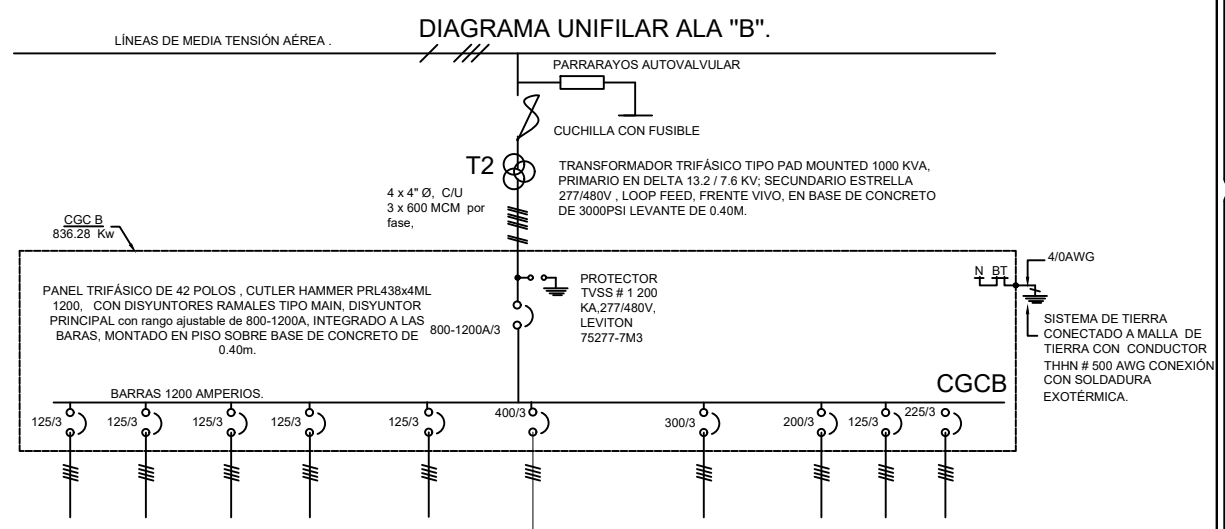
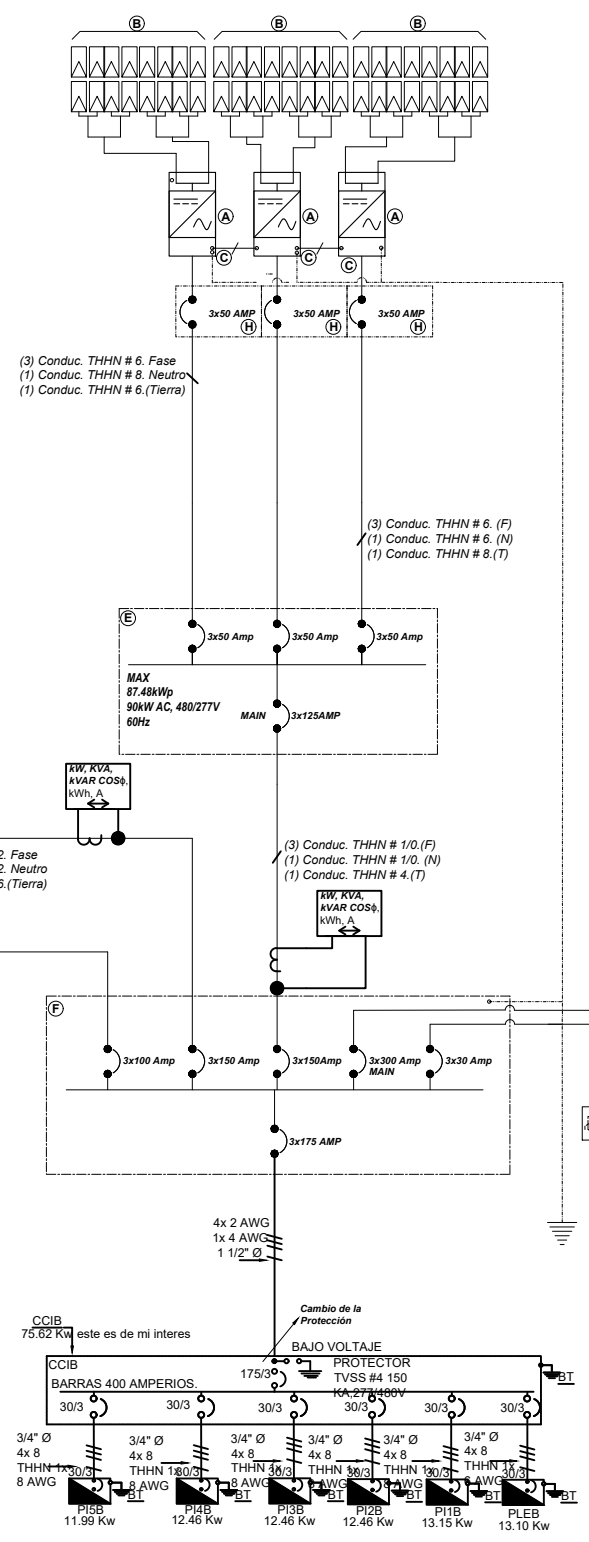
Diseño:	Br. Andrews Munguia / Br. Erick Escobar
Revisión:	Msc. Ramiro Arcea
Dibujó:	Andrews Munguia/Erick Escobar
Escala:	S/N
Fecha:	Noviembre 2018

Contenido:	DIAGRAMA UNIFILAR ALA "B"
Localización:	UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA EDIFICIO RIGOBERTO LÓPEZ PÉREZ

Tema:	Propuesta Técnica - Económica de sistemas Fotovoltaicos Híbrido para la carga total de iluminación del edificio Rigoberto López Pérez
Correspondiente a:	CASO DE ESTUDIO

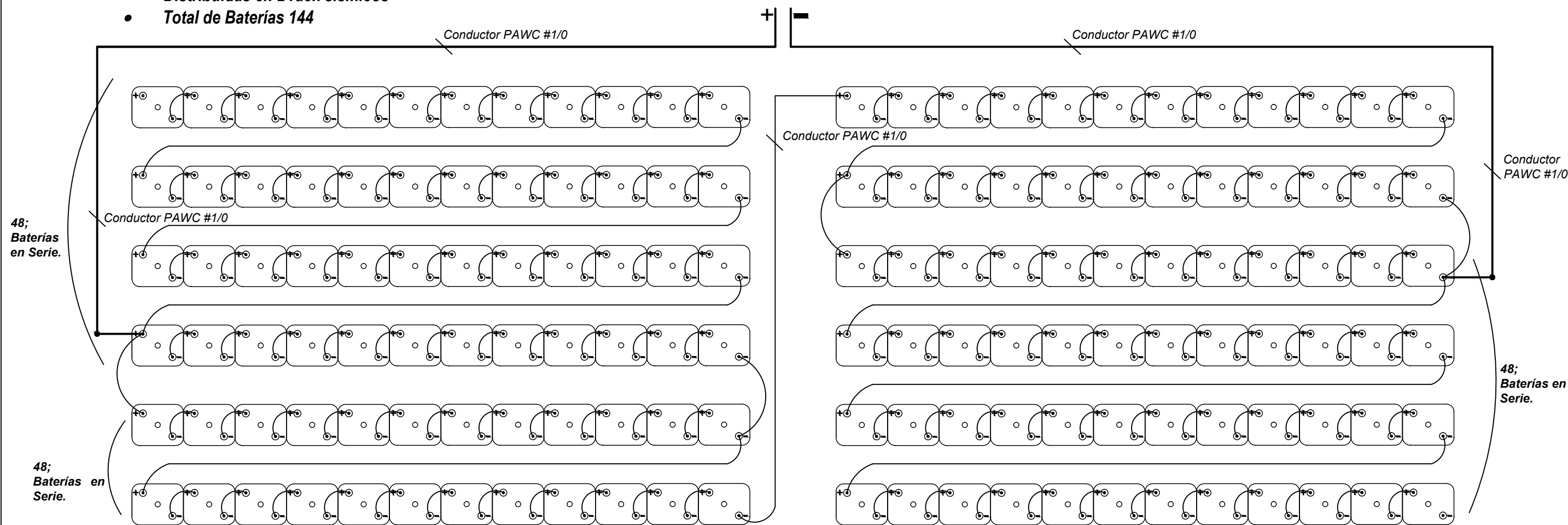


- (A) = Inversor PV#1
FLA: 36.2; 5 Wire
Hilos: (3F,N,T)
STP 30000TL-US-10.
(480/277Volts) - Conexión estrella.
Capacidad: 30.8kW in DC, 30kW Output AC.
Corriente: Máxima por cada MPPT: 33Ampierios.
- (B) = 16 Módulos SW300/6 String
- (C) = Interfaz de Comunicación RS232
- (D) = Desconectador AC, 3F, 40Amp, Nema 3R
- (E) = Panel Board CH Tipo PB de Paralelismo para inversores PV, NEMA 3R
Tensión: Bus Bar 480/277V, Amp - 125A.
- (F) = Panel Board CH Tipo PRL3 32X, tipo NEMA
Tensión: Bus Bar 480/277V, Amp - 400A.
- (H) = Desconectador AC, 3F, 50Amp, Nema 3R
- (G) = SPD de 480/277 Voltios, 200KA Trifásico.



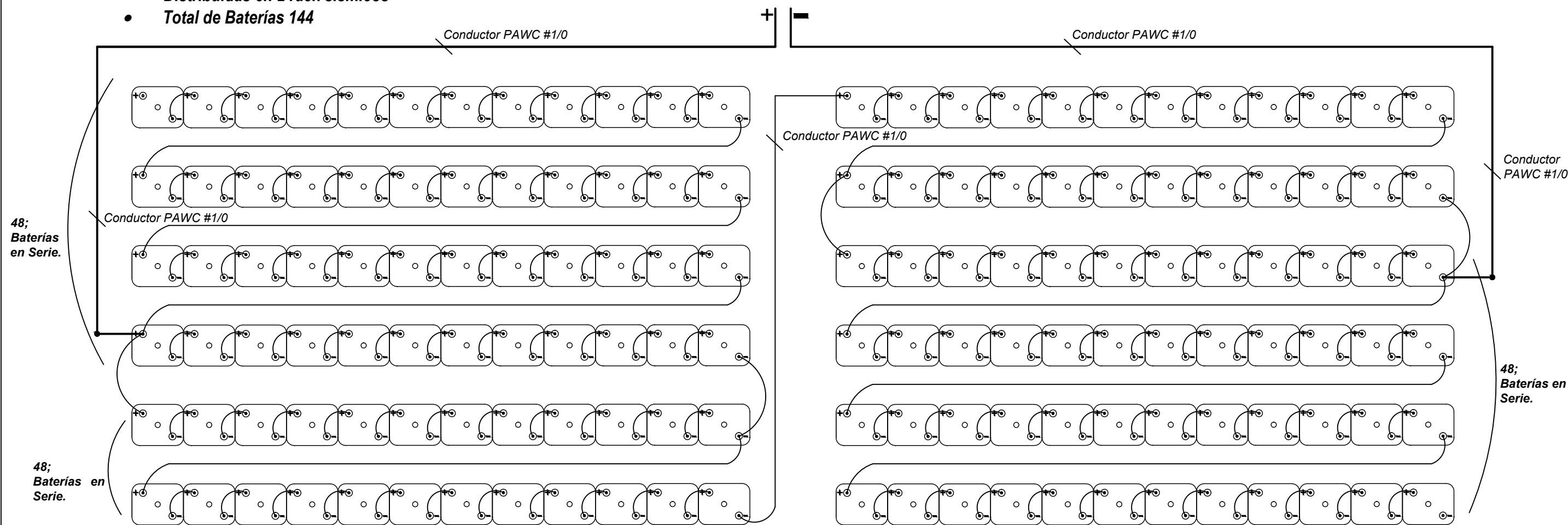
Banco de Baterías comprendido de:

- 3 String de 48 baterías de 12 voltios 254Ah
- Voltaje de Banco 576VDC
- Capacidad del cada banco 762Ah
- Distribuidas en 2 rack sísmicos
- Total de Baterías 144



Banco de Baterías comprendido de:

- 3 String de 48 baterías de 12 voltios 254Ah
- Voltaje de Banco 576VDC
- Capacidad del cada banco 762Ah
- Distribuidas en 2 rack sísmicos
- Total de Baterías 144



CONEXION DE PARQUE SOLAR ALA "A-B"



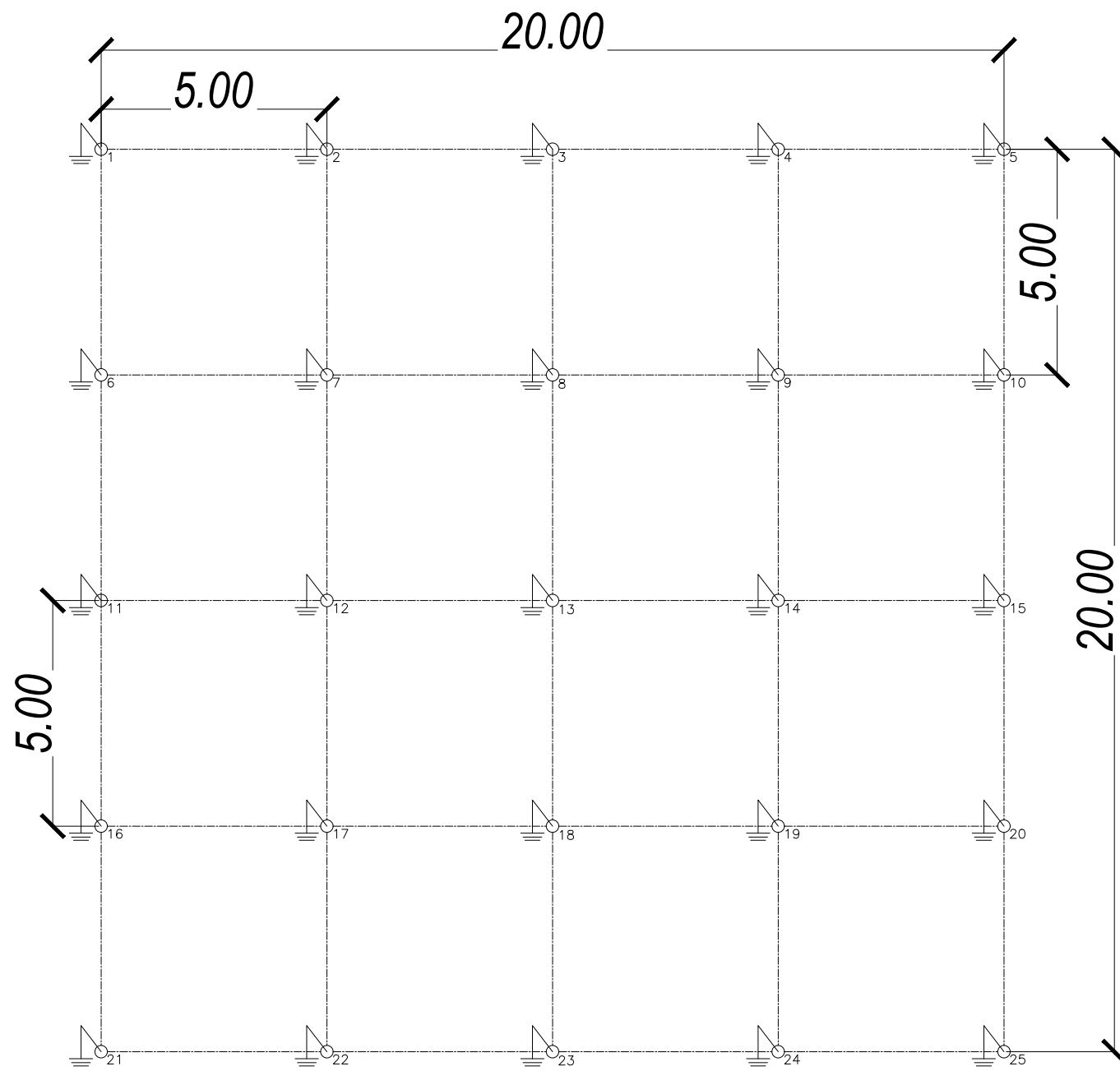
Inversor PV#1
 FLA: 36.2; 5 Wire
 Hilos: (3F,N,T)
 STP 30000TL-US-10.
 (480/277Voltios)-Y
 Capacidad: 30.8kW In DC,
 30kW Out AC.
 Corriente: Máxima por cada
 MPPT: 33Amperios.
 kWp: 29.16

Inversor PV#1
 FLA: 36.2; 5 Wire
 Hilos: (3F,N,T)
 STP 30000TL-US-10.
 (480/277Voltios)-Y
 Capacidad: 30.8kW In DC,
 30kW Out AC.
 Corriente: Máxima por cada
 MPPT: 33Amperios.
 kWp: 29.16

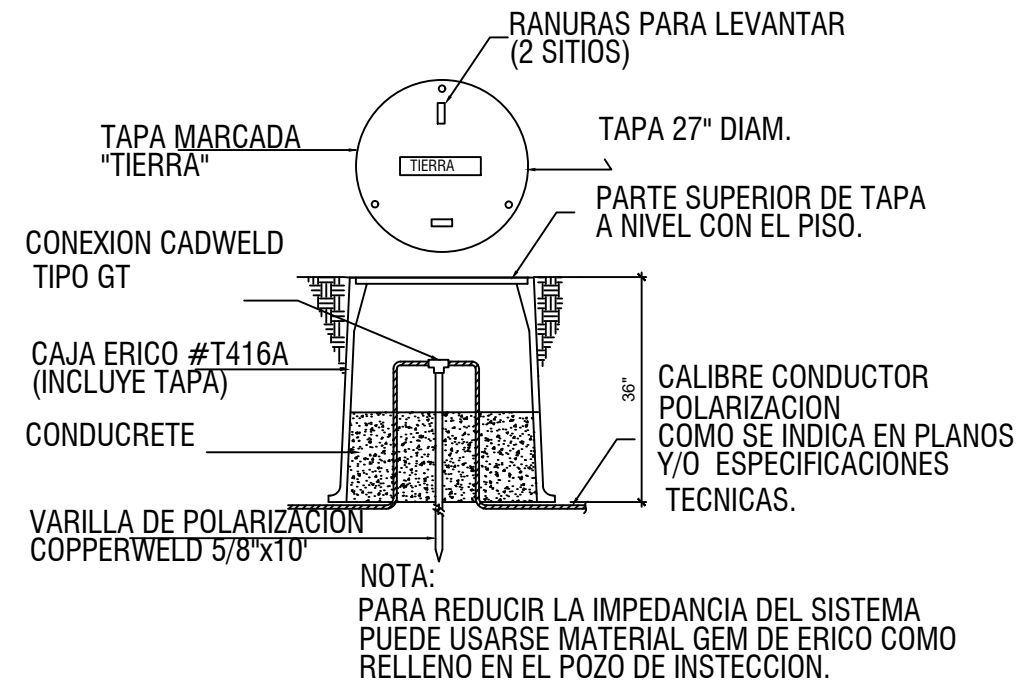
Inversor PV#1
 FLA: 36.2; 5 Wire
 Hilos: (3F,N,T)
 STP 30000TL-US-10.
 (480/277Voltios)-Y
 Capacidad: 30.8kW In DC,
 30kW Out AC.
 Corriente: Máxima por cada
 MPPT: 33Amperios.
 kWp: 29.16

**(16) Paneles en serie por
 entrada DC, cada inversor
 cuenta con 6 entradas DC
 gestionadas por 2 MPPT,
 con un total de módulos
 por inversor de 96**

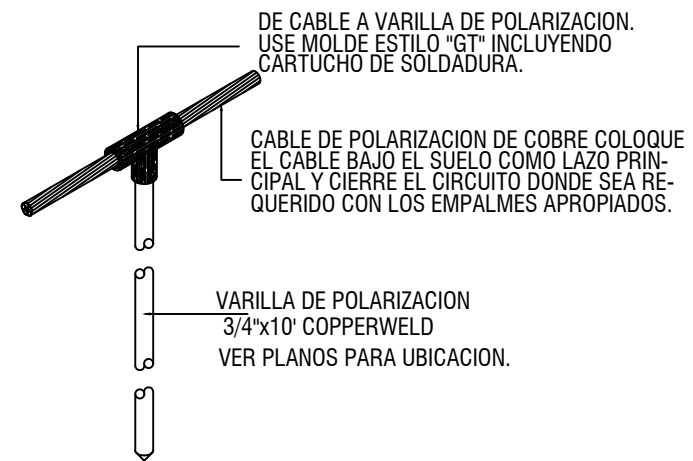
Hoja <h1 style="font-size: 2em; margin: 0;">EL-05</h1>		
Diseñó: Br. Andrews Munguia / Br. Erick Escobar	Revisó: Msc. Ramiro Arcea	Dibujo: Andrews Munguia/Erick Escobar
Contenido: DIAGRAMA DE CONEXION DE LOS PANELES SOLARES ALA "A"		Localización: UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA EDIFICIO RIGOBERTO LÓPEZ PÉREZ
Tema: Propuesta Técnico - Económica de sistemas Fotovoltaicos Híbrido para la carga total de iluminación del edificio Rigoberto López Pérez		
CASO DE ESTUDIO		



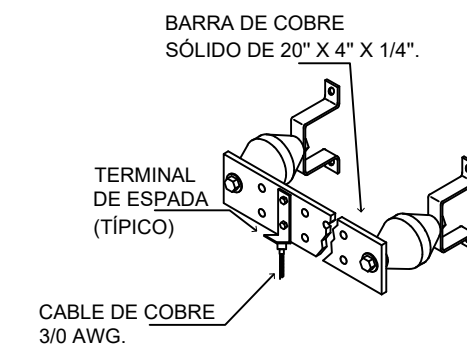
DISEÑO DE PUESTA A TIERRA
SIN ESCALA



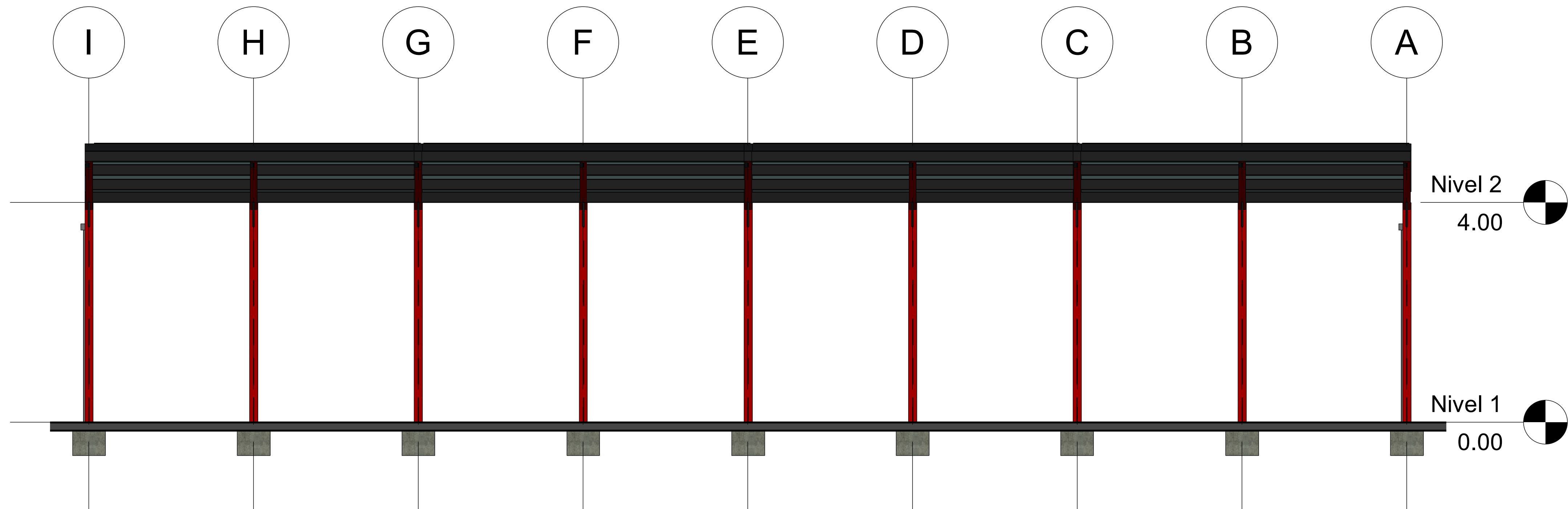
A POZO DE INSPECCION VARILLA DE TIERRA
SIN ESCALA



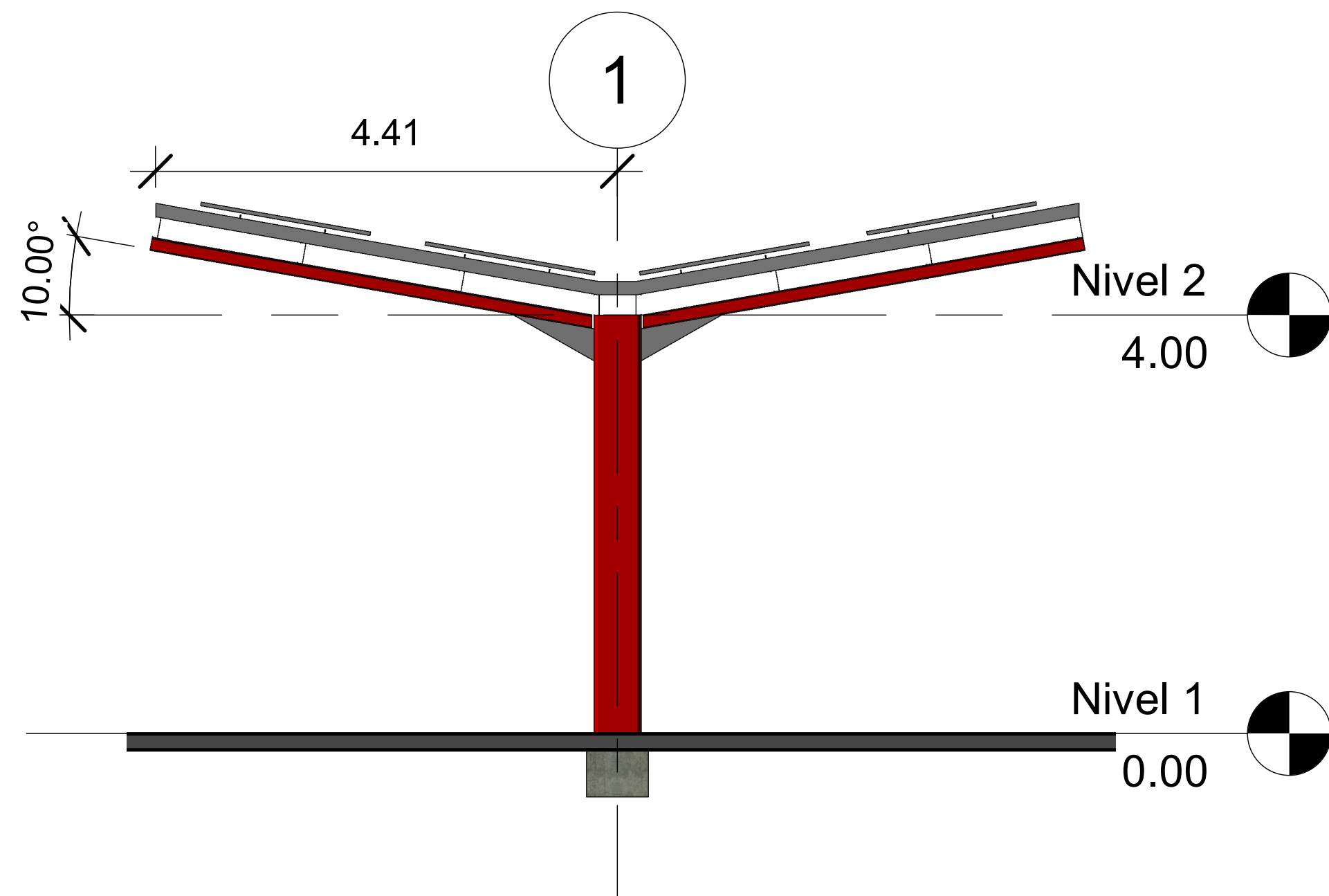
B CONEXION TIPICA A VARILLA DE TIERRA
SIN ESCALA



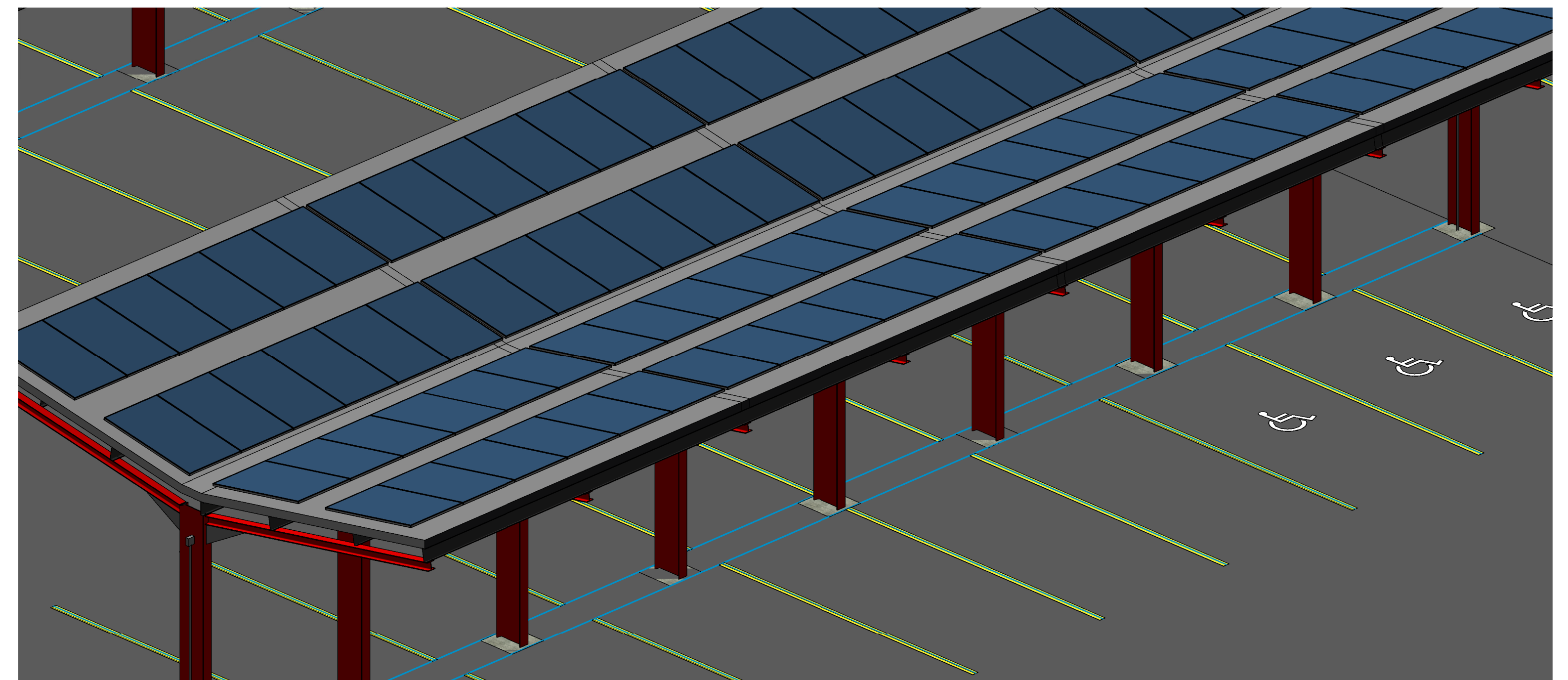
C BARRA DE EQUIPOTENCIACIÓN
SIN ESCALA



1 Sección 1
1 : 100



2 Sección 2
1 : 100



3 3D Disposición de Módulos



Líder en Ciencia y Tecnología

N.º	Descripción	Fecha

Propietario: Universidad Nacional de Ingeniería
Sistema PV Híbrido

Disposición de módulos

Número de proyecto	0002
Fecha	19/11/2018
Dibujado por	Erick E. / Andrew M.
Comprobado por	Erick E. / Andrew M.

A102

Escala 1 : 100



Lider en Ciencia y Tecnología

Universidad Nacional de Ingeniería

N.º	Descripción	Fecha

Propietario:
Universidad
Nacional de
Ingeniería

Sistema PV
Híbrido

Trayectoria del
Sol

Número de proyecto 0002

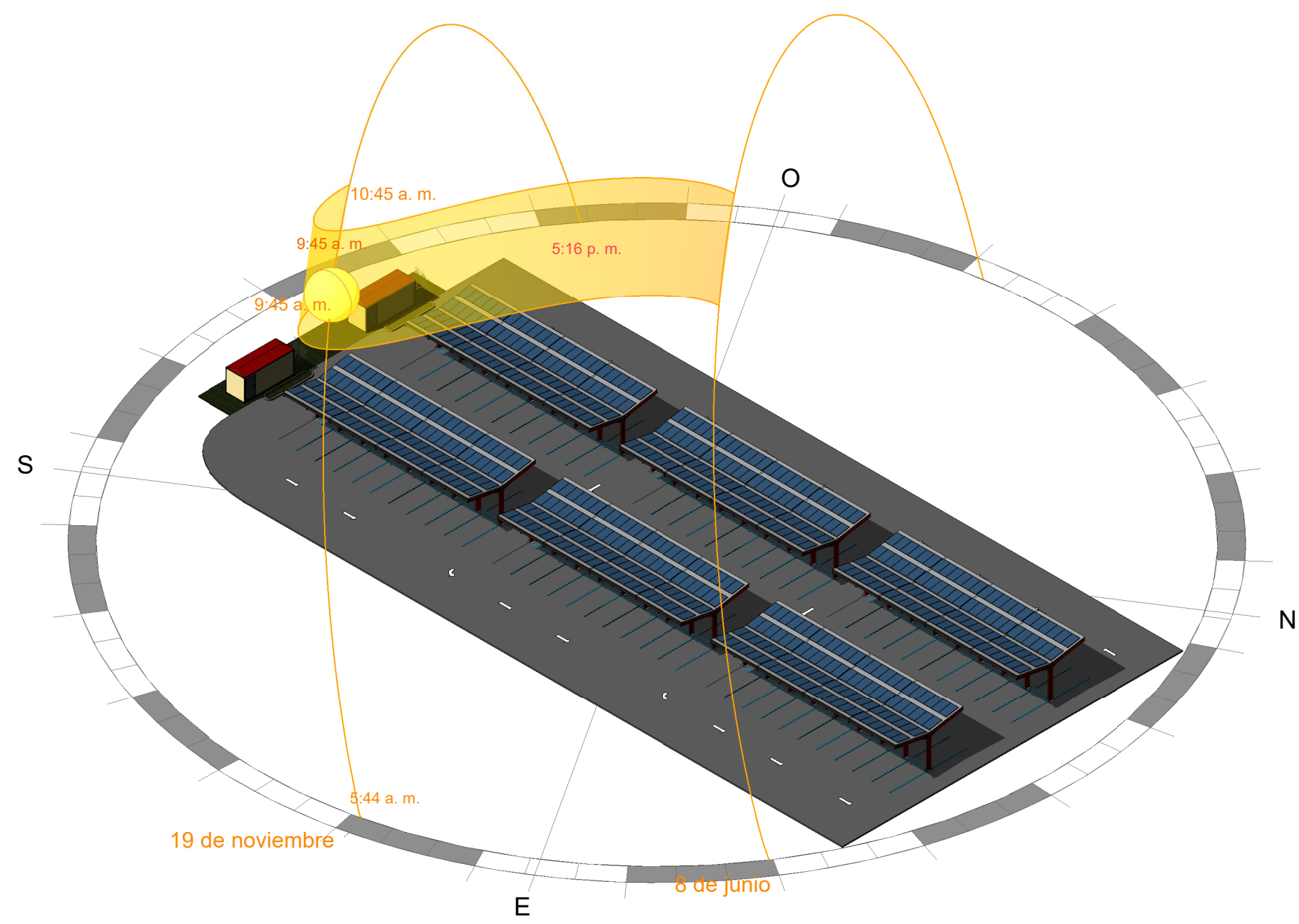
Fecha 19/11/2018

Dibujado por Erick E./Andrew M.

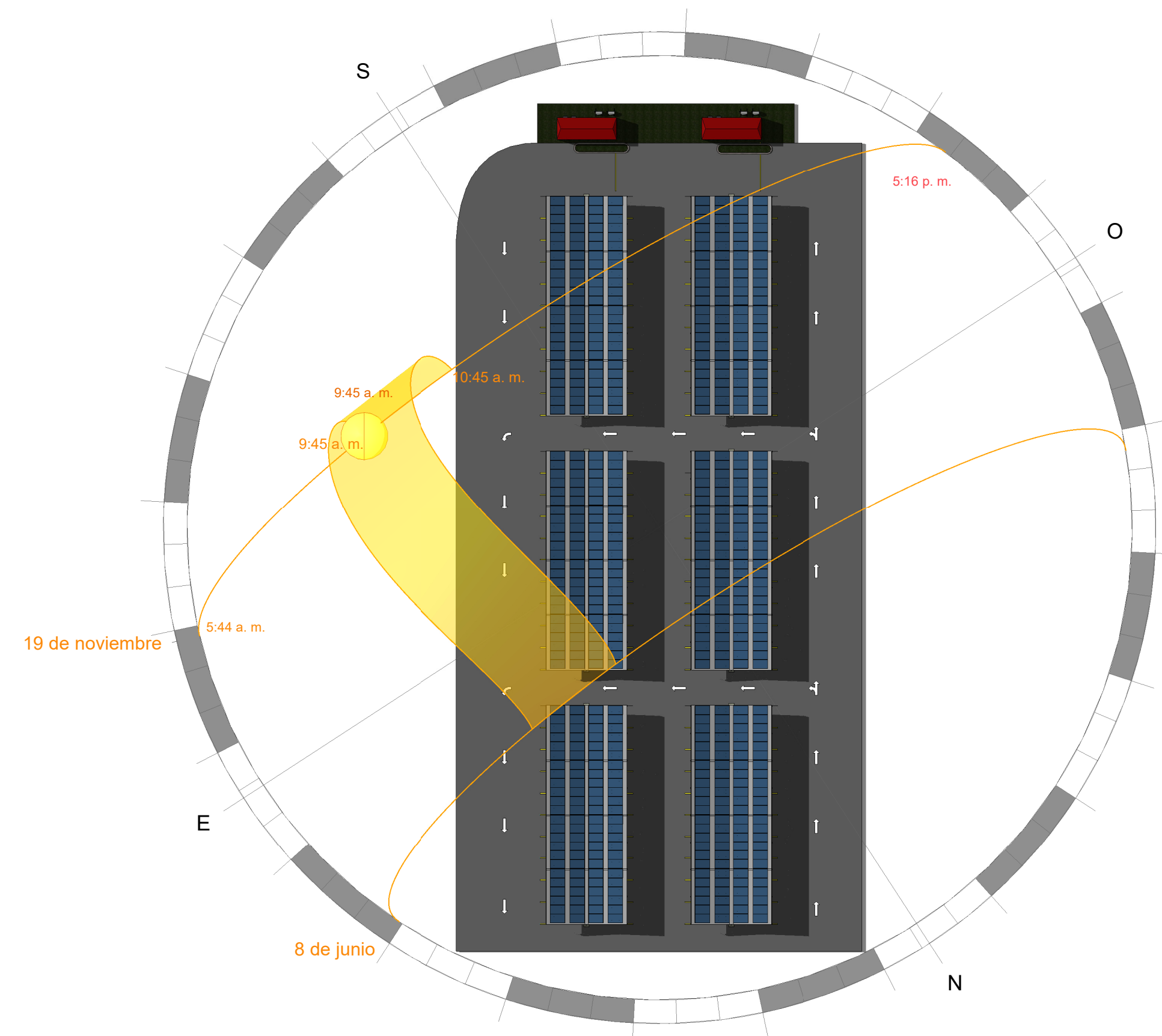
Comprobado por Erick/Andrew

A103

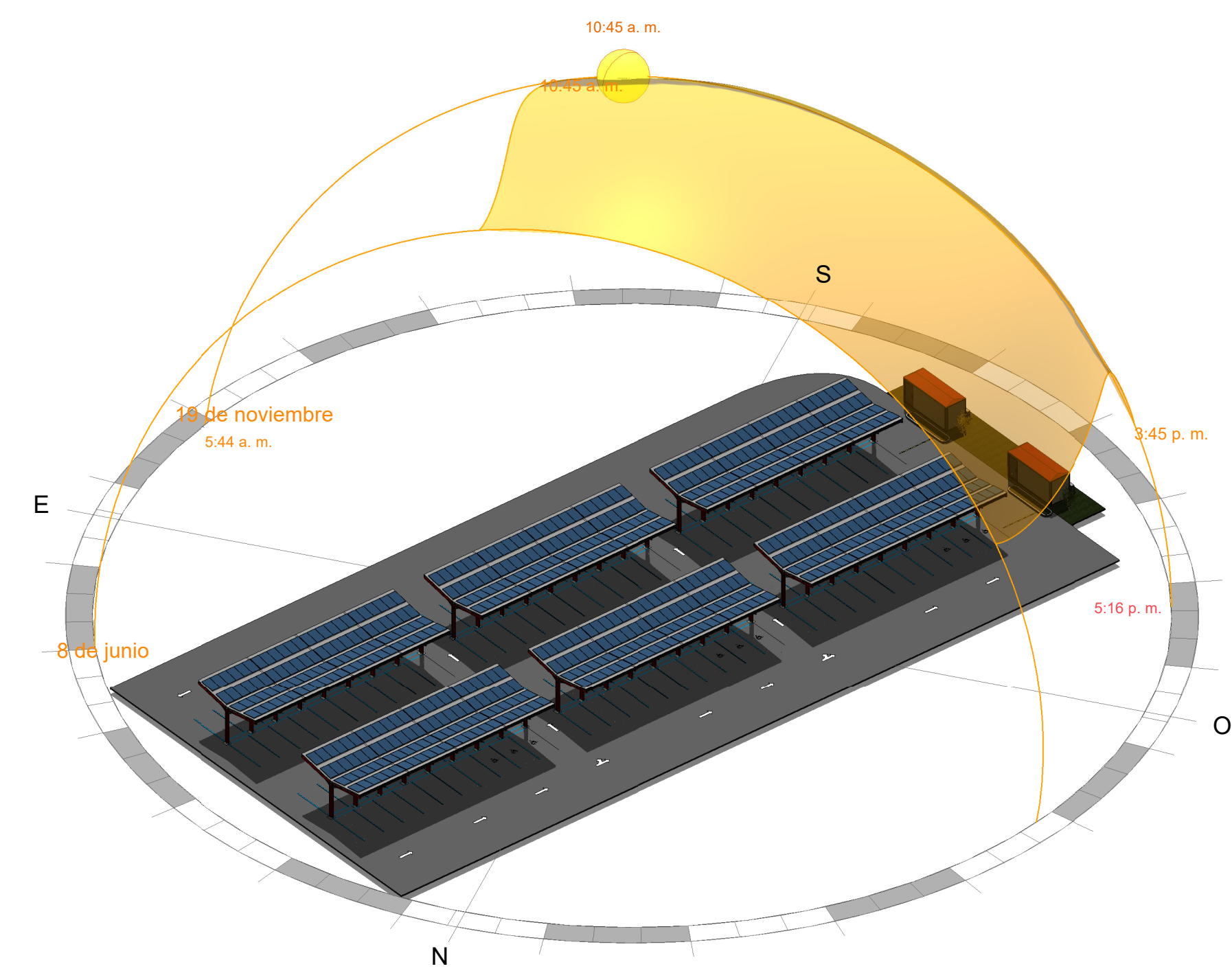
Escala



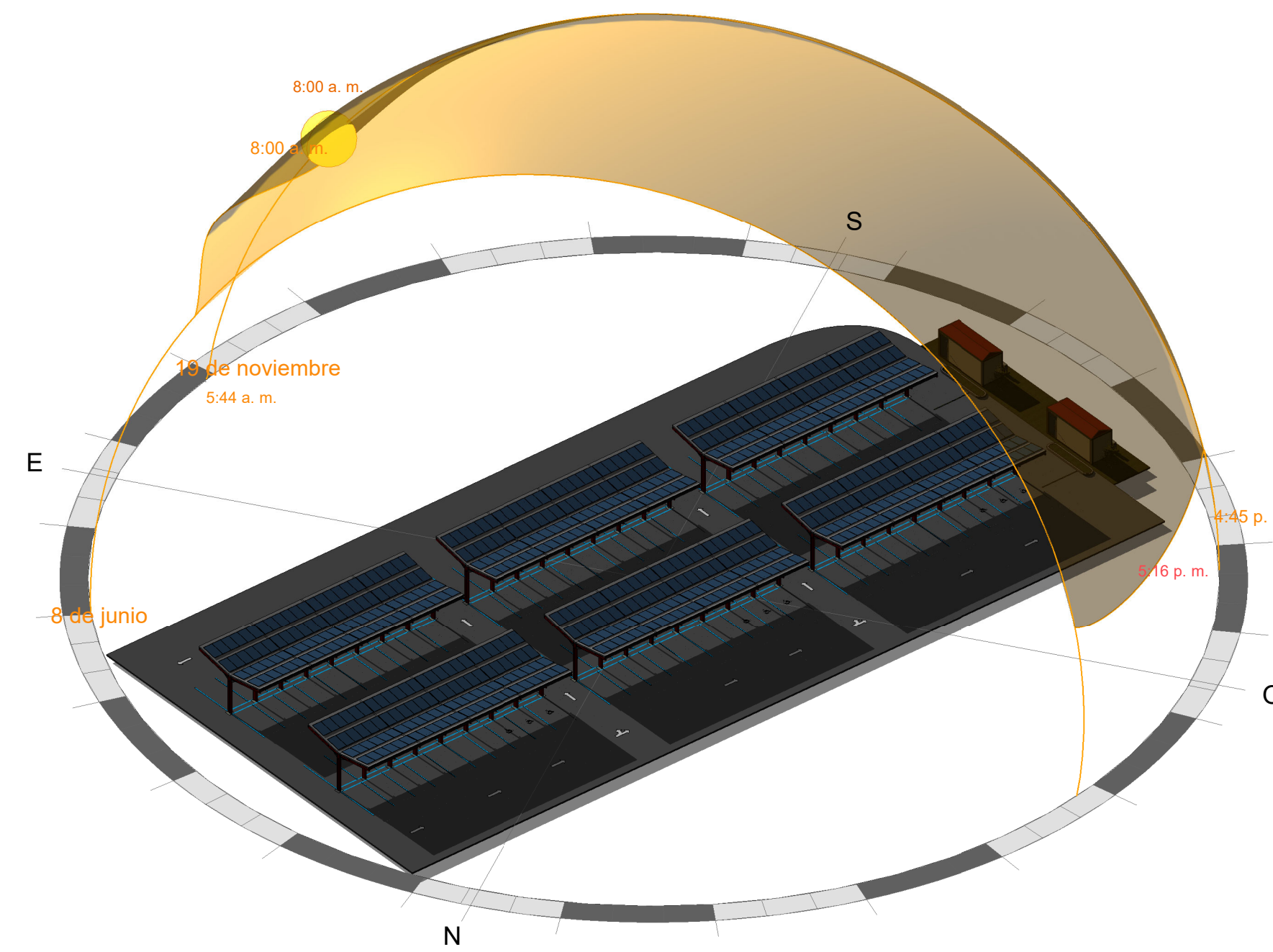
1 3D Trayectoria del Sol



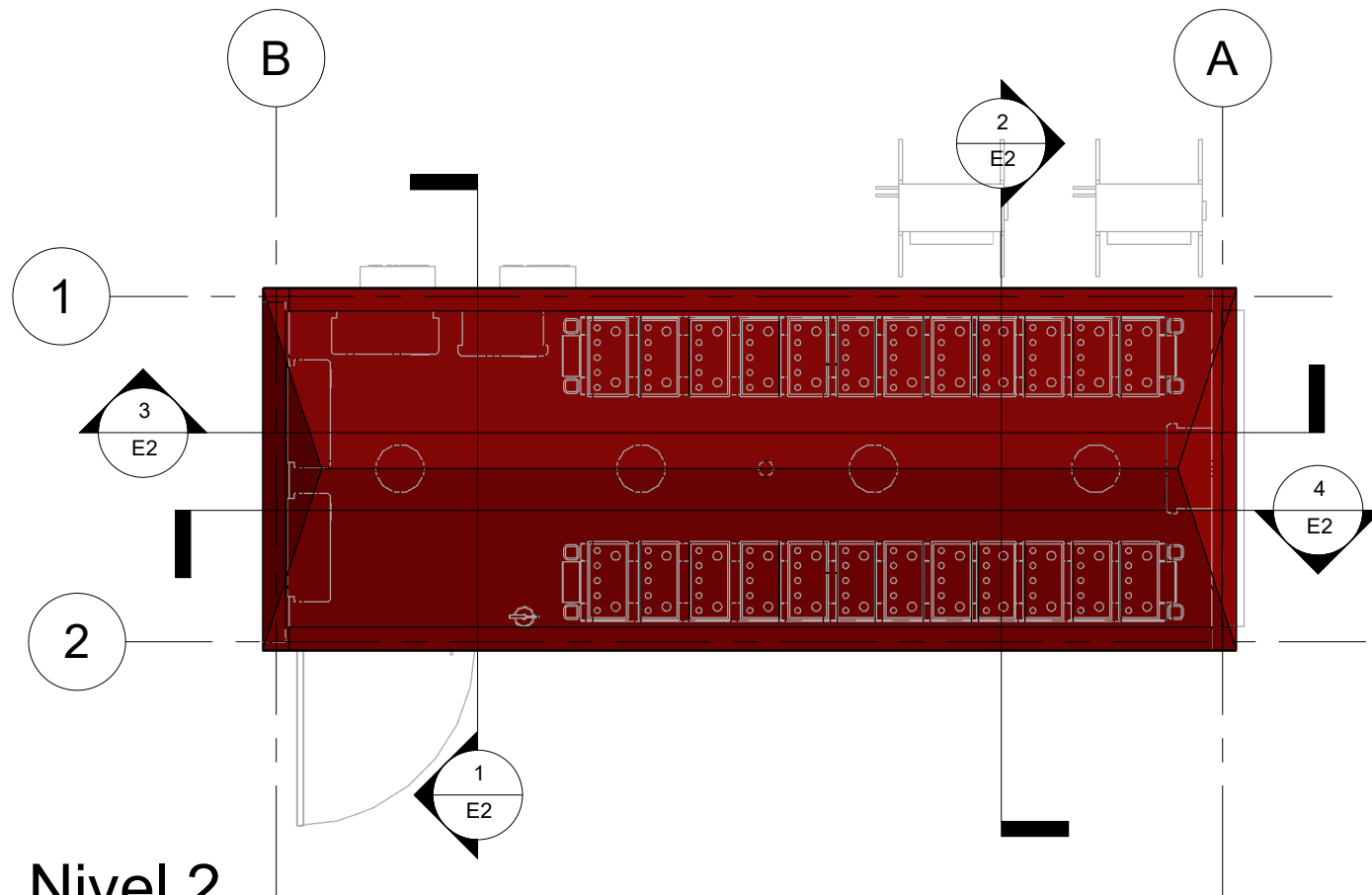
2 3D Trayectoria del Sol 2



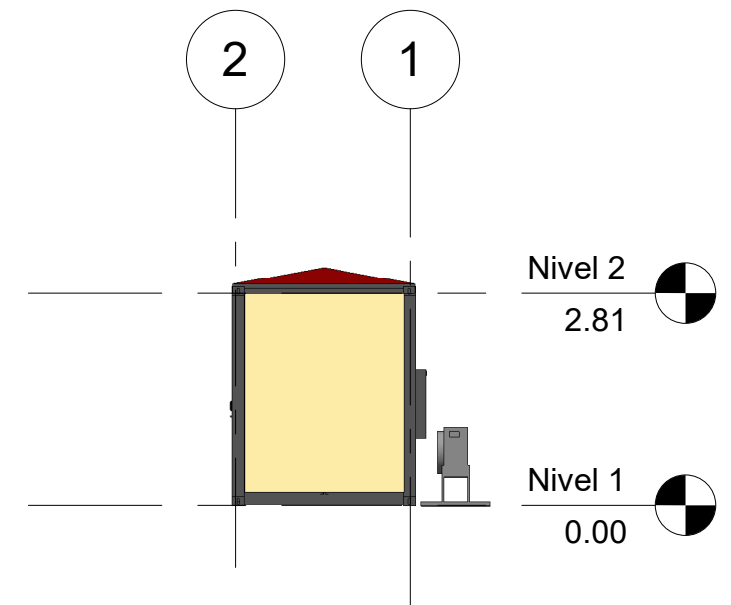
3 3D Trayectoria del Sol 3



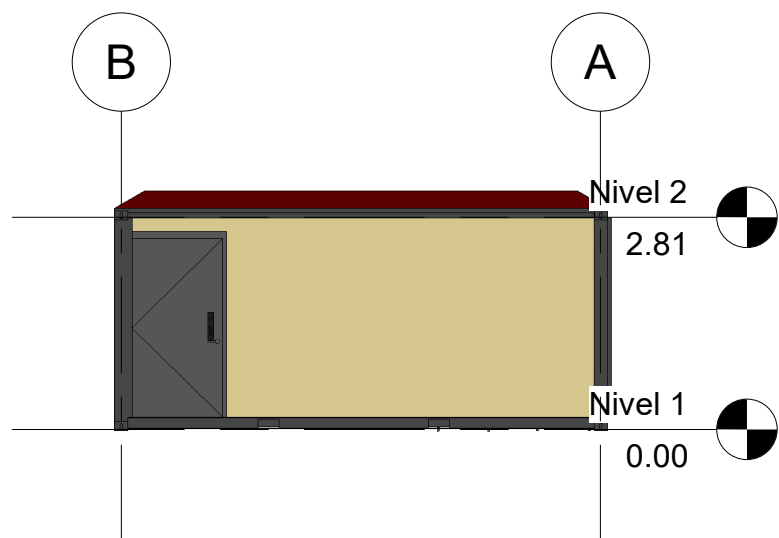
4 3D Trayectoria del Sol 4



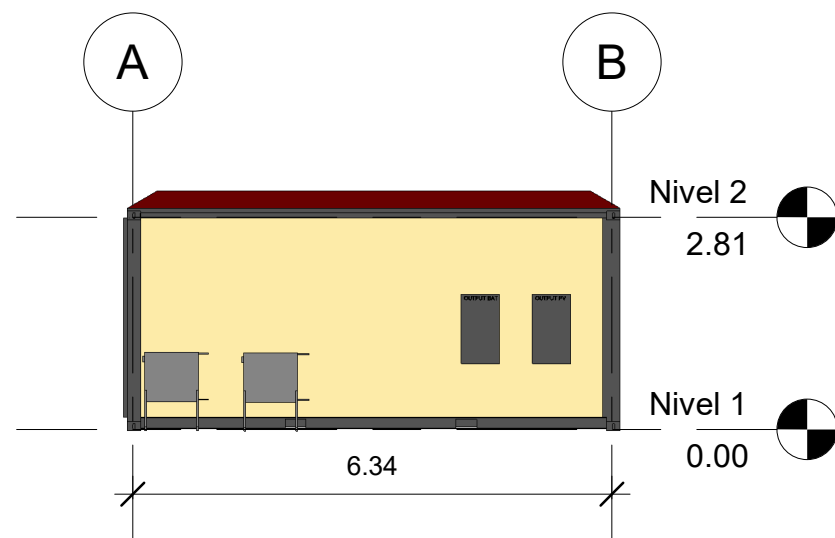
1 Nivel 2
1 : 50



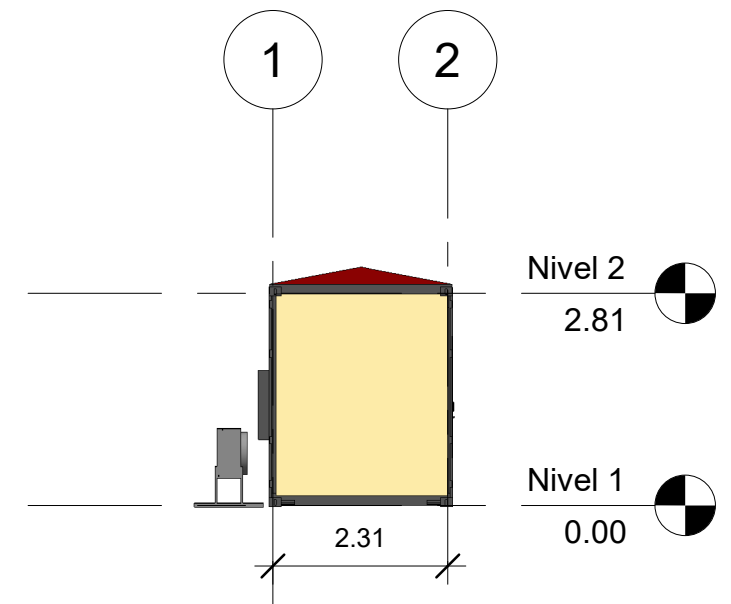
4 Este
1 : 100



2 Sur
1 : 100



3 Norte
1 : 100



5 Oeste
1 : 100



Líder en Ciencia y Tecnología

N.º	Descripción	Fecha

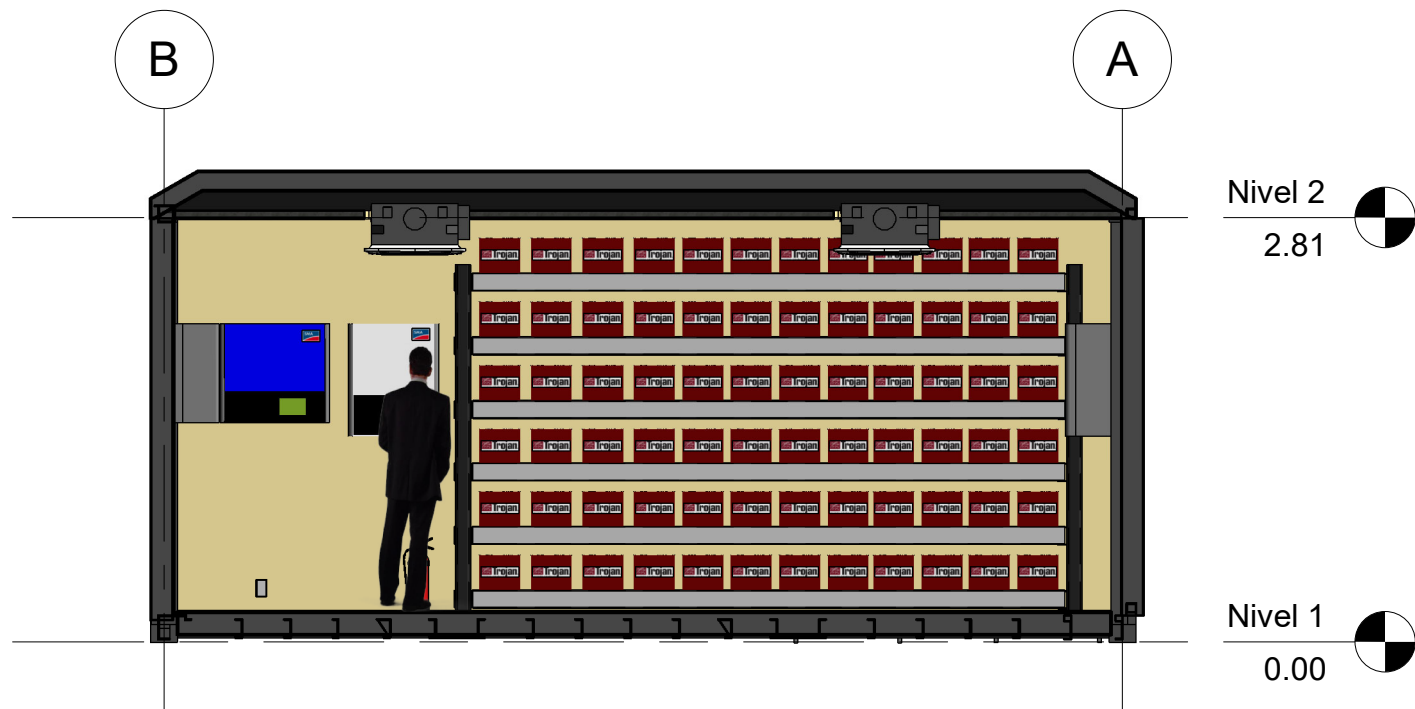
Universidad Nacional de Ingeniería

Sistema PV Híbrido

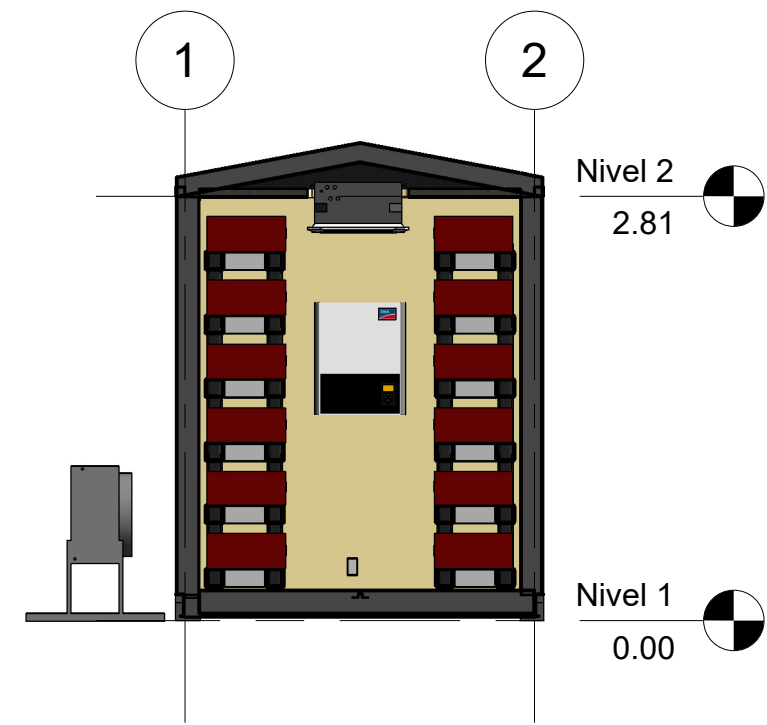
Arq. Contenedor de Equipos

Número de proyecto	0001
Fecha	18/11/2018
Dibujado por	Erick E. / Andrew M.
Comprobado por	Erick E. / Andrew M.

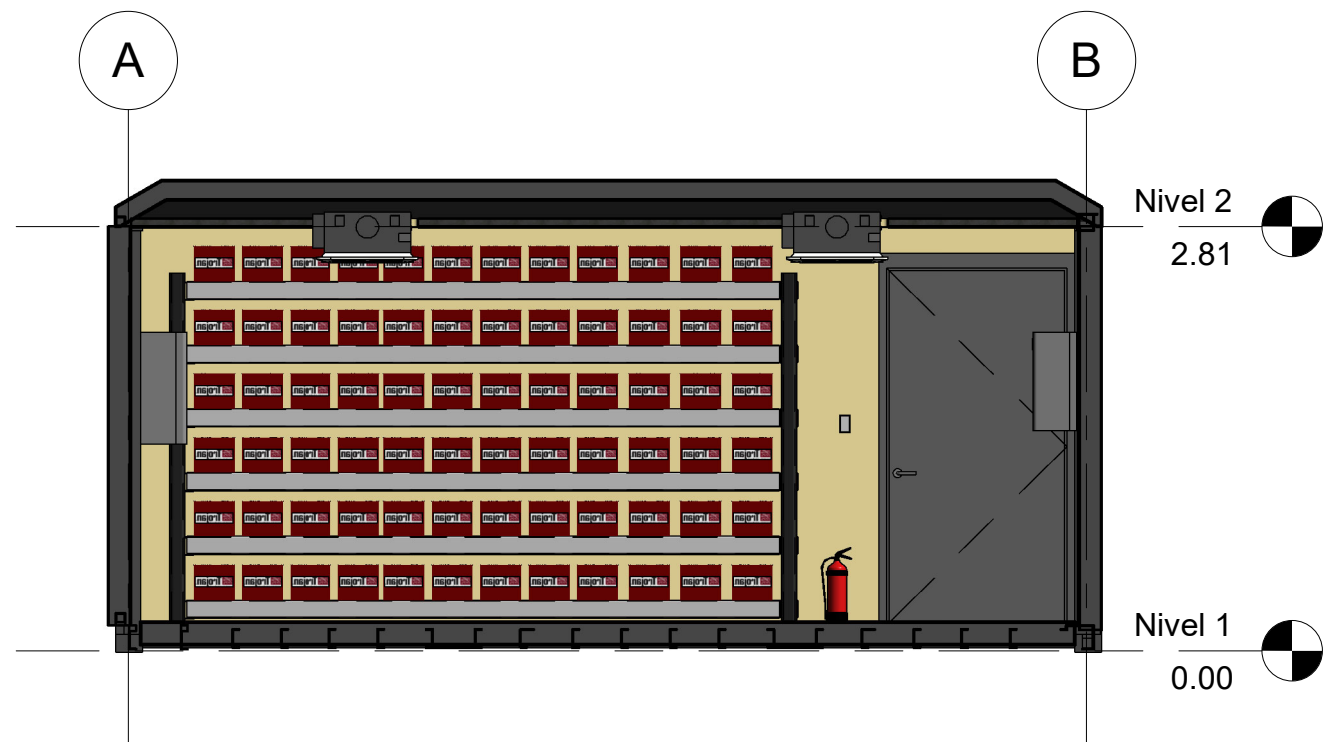
E1	
Escala	Como se indica



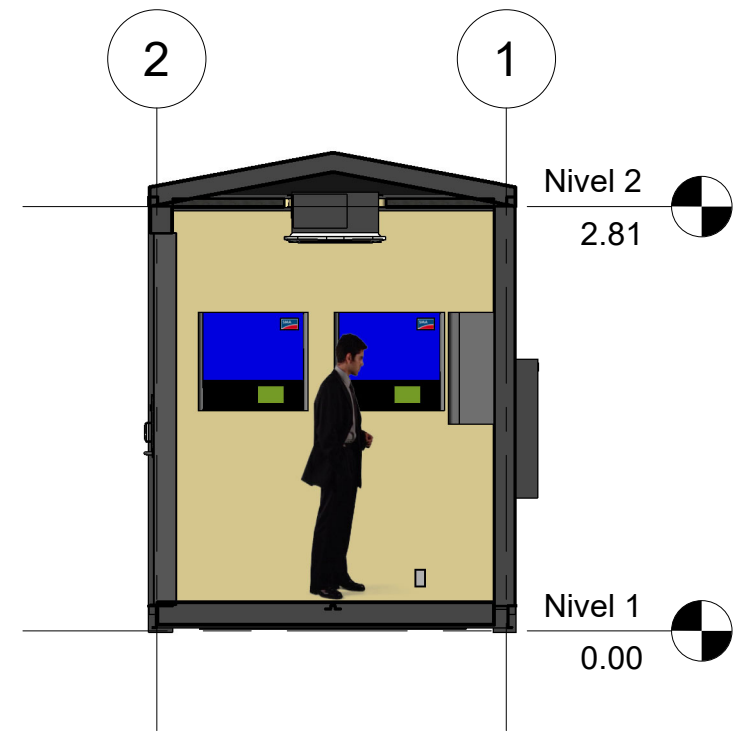
3 Sección 3
1 : 50



2 Sección 2
1 : 50



4 Sección 4
1 : 50



1 Sección 1
1 : 50



Líder en Ciencia y Tecnología

N.º	Descripción	Fecha

Universidad Nacional de Ingeniería

Sistema PV Híbrido

Arq. Vistas Contenedor Equipos

Número de proyecto	0001
Fecha	18/11/2018
Dibujado por	Erick E. / Andrew M.
Comprobado por	Verificador

E2

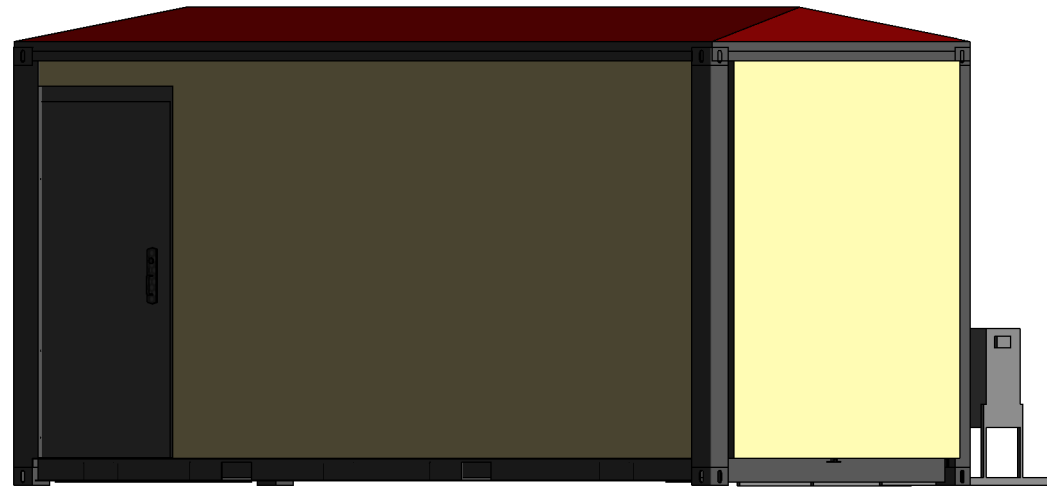
Escala 1 : 50



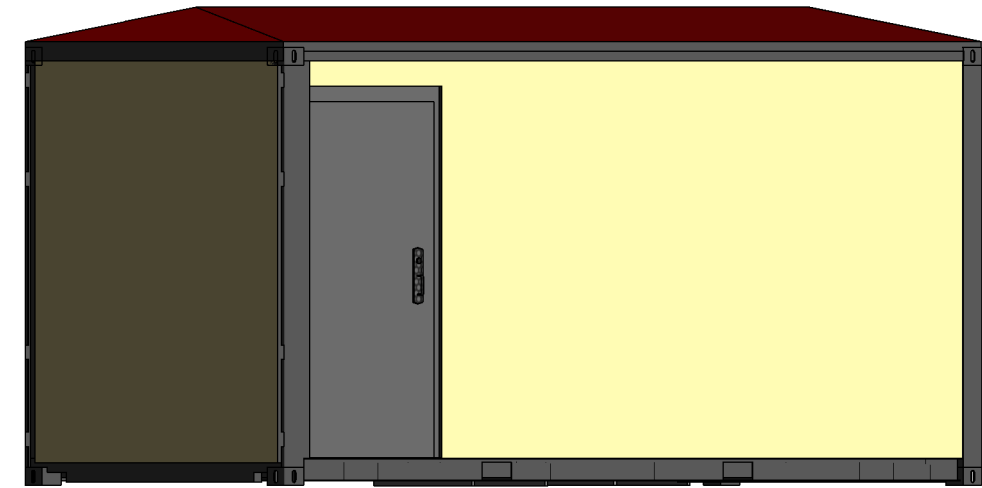
1 3D 1



2 3D 2



3 3D 3



4 3D 4



Líder en Ciencia y Tecnología

N.º	Descripción	Fecha

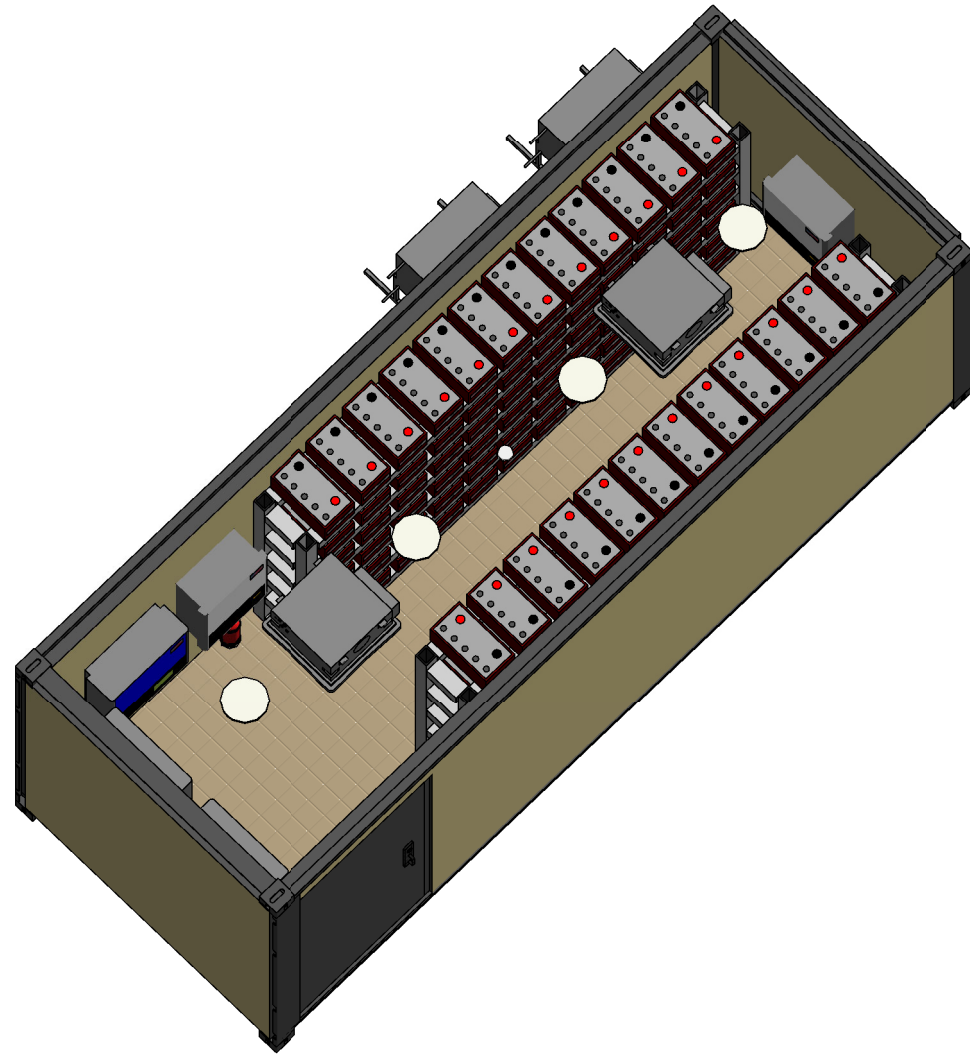
Universidad Nacional de Ingeniería

Sistema PV Híbrido

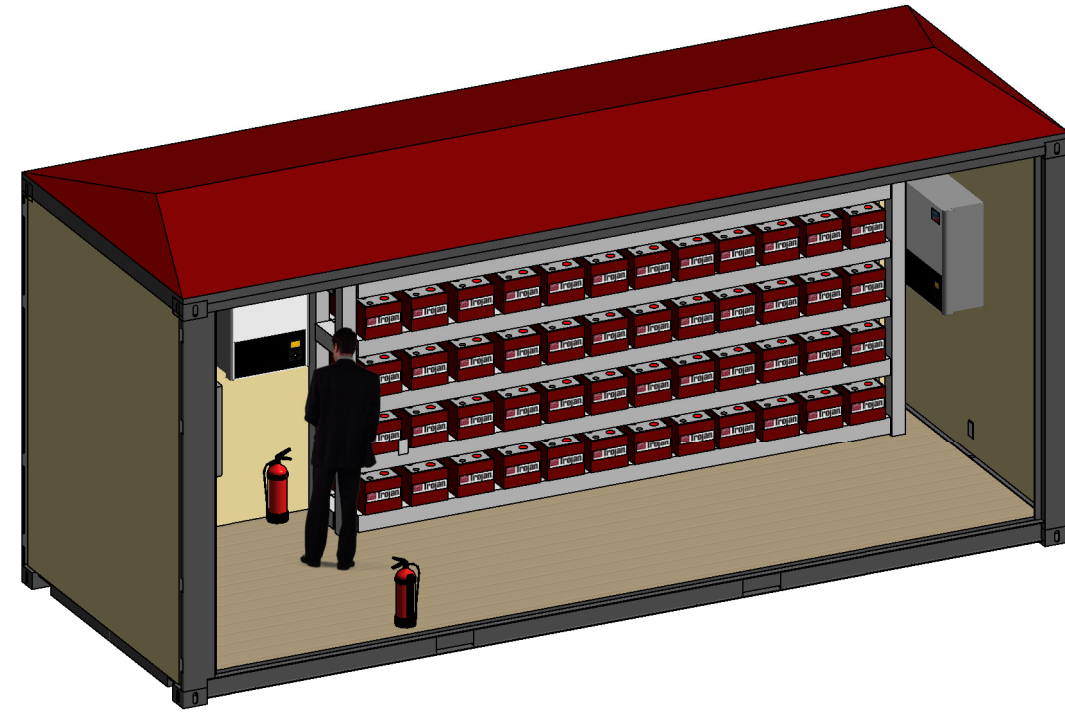
Vistas 3D - 1

Número de proyecto	0001
Fecha	18/11/2018
Dibujado por	Erick E. / Andrew M.
Comprobado por	Verificador

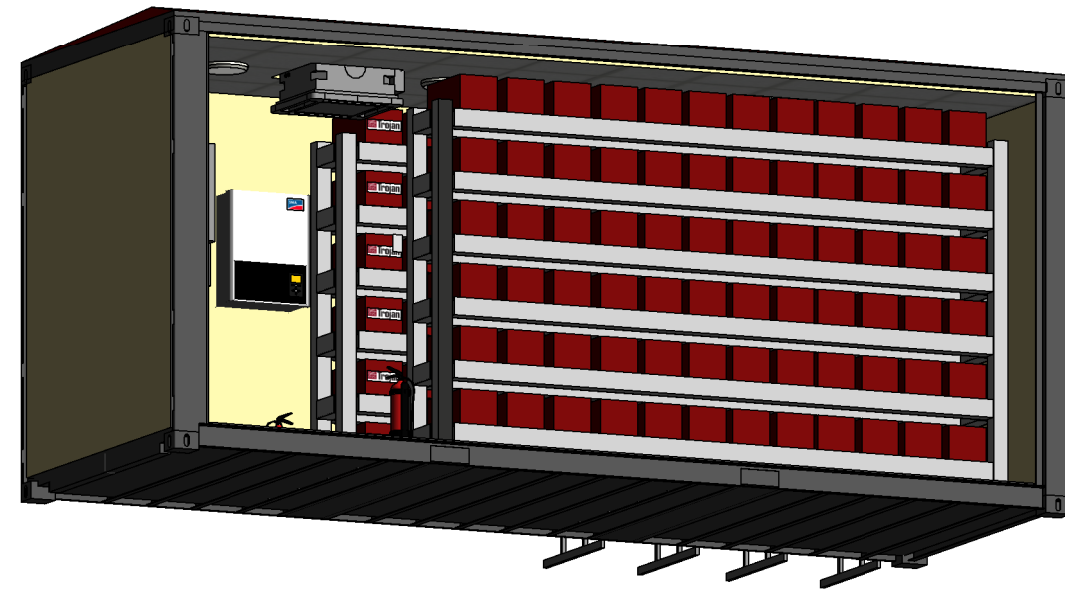
E3
Escala



1 3D 5



2 3D 6



3 3D 7



N.º	Descripción	Fecha

Universidad Nacional de Ingeniería
Sistema PV Híbrido

Vistas 3D -2

Número de proyecto	0001
Fecha	18/11/2018
Dibujado por	Erick E. / Andrew M.
Comprobado por	Verificador

E4
Escala

Sunmodule® Plus

SW 290 / 300 MONO



Data sheet



HIGH QUALITY ENGINEERING BY SOLARWORLD

More than 40 years of technology expertise, ongoing innovation and continuous optimization create the foundation for the performance of Solarworld's high-quality modules. All production steps, from silicon to module, are established at our production sites, ensuring the highest quality for our customers every step of the way. Our modules are extremely flexible when it comes to their application and provide optimal solutions for installation and non-stop performance – worldwide.

- » Especially stable, despite its low weight mechanical resilience of up to 8.5 kN/m²
- » Tested in extreme weather conditions – resistance to salt spray, frost and hail-proof, resistance to ammonia, dust and sand
- » PID-resistant and proven hotspot guarantee
- » Highly-efficient cells (mono PERC) for the highest possible yields
- » Harmonized components such as mounting systems, connector cables, inverters and energy storage systems can be delivered as complete system
- » Patented drainage corners for optimized self-cleaning
- » Front glass with an anti-reflective coating
- » Long-term safety and guaranteed top performance – At least 97% of nominal power in the first year – 25-year linear performance warranty 20-year product warranty



Sunmodule[®] Plus

SW 290 / 300 MONO



PERFORMANCE UNDER STANDARD TEST CONDITIONS (STC)*

		SW 290	SW 300
Maximum power	P_{max}	290 Wp	300 Wp
Open circuit voltage	U_{oc}	39.6 V	40.0 V
Maximum power point voltage	U_{mpp}	31.9 V	32.6 V
Short circuit current	I_{sc}	9.75 A	9.83 A
Maximum power point current	I_{mpp}	9.20 A	9.31 A
Module efficiency	η_m	17.30 %	17.89 %

Measuring tolerance (P_{max}) traceable to TUV Rheinland: +/- 2% (TUV Power controlled, ID 0000039351)

*STC: 1000W/m², 25°C, AM 1.5

PERFORMANCE AT 800 W/m², NOCT, AM 1.5

		SW 290	SW 300
Maximum power	P_{max}	219.6 Wp	226.7 Wp
Open circuit voltage	U_{oc}	36.7 V	37.0 V
Maximum power point voltage	U_{mpp}	29.5 V	30.2 V
Short circuit current	I_{sc}	7.99 A	8.06 A
Maximum power point current	I_{mpp}	7.43 A	7.52 A

Minor reduction in efficiency under partial load conditions at 25°C: at 200 W/m², 97% (+/-3%) of the STC efficiency (1000 W/m²) is achieved.

PARAMETERS FOR OPTIMAL SYSTEM INTEGRATION

Power sorting	-0 Wp / +10 Wp
Maximum system voltage IEC	1000 V
Maximum reverse current	25 A
Number of bypass diodes	3
Operating range	-40°C - +85°C
Maximum Design Loads (Two rail system)*	+5.4 kN/m ² / -3.1 kN/m ²
Maximum Design Loads (Three rail system)*	+8.5 kN/m ² / -3.1 kN/m ²

*Please refer to the Sunmodule Installation instructions for the details associated with these load cases.

COMPONENT MATERIALS

Cells per module	60
Cell type	Mono crystalline PERC
Cell dimensions	156 mm x 156 mm
Front	Tempered safety glass (EN 12150)
Back	Film, white
Frame	Black anodized aluminum
J-Box	IP65
Connector	Amphenol H4 UTX

DIMENSIONS / WEIGHT

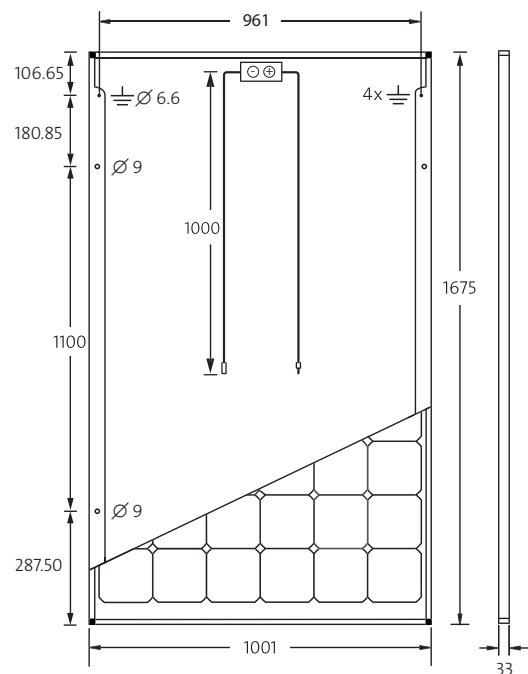
Length	1675 mm
Width	1001 mm
Height	33 mm
Weight	18.0 kg

THERMAL CHARACTERISTICS

NOCT	46 °C
TK I_{sc}	0.070 %/K
TK U_{oc}	-0.29 %/K
TK P_{mpp}	-0.39 %/K

ORDERING INFORMATION

Order number	Description
82000482	Sunmodule Plus SW 290 mono
82000432	Sunmodule Plus SW 300 mono



CERTIFICATES AND WARRANTIES

Certificates	IEC 61730	IEC 61215	UL 1703
	IEC 62716	IEC 60068-2-68	IEC 61701
Warranties	Product Warranty	20 years	
	Linear Performance Guarantee	25 years	



OFFICIAL DISTRIBUTOR

SunFields Europe | info@sfe-solar.com | www.sfe-solar.com

SolarWorld AG reserves the right to make specification changes without notice. This data sheet complies with the requirements of EN 50380.

SUNNY TRIPOWER

15000TL / 20000TL / 25000TL



STP 15000TL-30 / STP 20000TL-30 / STP 25000TL-30



Rentable

- Rendimiento máximo del 98,4 %

Seguro

- Descargador de sobretensión de CC integrable (DPS tipo II)

Flexible

- Tensión de entrada de CC hasta 1000 V
- Diseño de plantas perfecto gracias al concepto de multistring
- Pantalla opcional

Innovador

- Innovadoras funciones de gestión de red gracias a Integrated Plant Control
- Suministro de potencia reactiva las 24 horas del día (Q on Demand 24/7)

SUNNY TRIPOWER

15000TL / 20000TL / 25000TL

El especialista flexible para plantas comerciales y centrales fotovoltaicas de gran tamaño

El Sunny Tripower es el inversor ideal para plantas de gran tamaño en el sector comercial e industrial. Gracias a su rendimiento del 98,4 %, no solo garantiza unas ganancias excepcionalmente elevadas, sino que a través de su concepto de multistring combinado con un amplio rango de tensión de entrada también ofrece una alta flexibilidad de diseño y compatibilidad con muchos módulos fotovoltaicos disponibles.

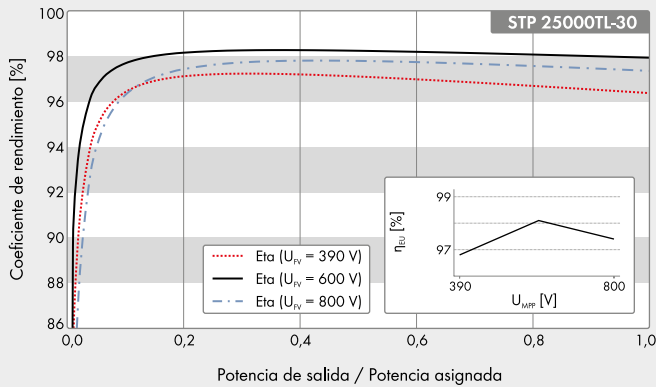
La integración de nuevas funciones de gestión de energía como, por ejemplo, Integrated Plant Control, que permite regular la potencia reactiva en el punto de conexión a la red tan solo por medio del inversor, es una firme apuesta de futuro. Esto permite prescindir de unidades de control de orden superior y reducir los costes del sistema. El suministro de potencia reactiva las 24 horas del día (Q on Demand 24/7) es otra de las novedades que ofrece.

SUNNY TRIPOWER

15000TL / 20000TL / 25000TL

Datos técnicos	Sunny Tripower 15000TL
Entrada (CC)	
Potencia máx. del generador fotovoltaico	27000 Wp
Potencia asignada de CC	15330 W
Tensión de entrada máx.	1000 V
Rango de tensión MPP/tensión asignada de entrada	240 V a 800 V/600 V
Tensión de entrada mín./de inicio	150 V/188 V
Corriente máx. de entrada, entradas: A/B	33 A/33 A
Número de entradas de MPP independientes/strings por entrada de MPP	2/A:3; B:3
Salida (CA)	
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	15000 W
Potencia máx. aparente de CA	15000 VA
Tensión nominal de CA	3 / N / PE; 220 V / 380 V 3 / N / PE; 230 V / 400 V 3 / N / PE; 240 V / 415 V
Rango de tensión de CA	180 V a 280 V
Frecuencia de red de CA/rango	50 Hz/44 Hz a 55 Hz 60 Hz/54 Hz a 65 Hz
Frecuencia asignada de red/tensión asignada de red	50 Hz/230 V
Corriente máx. de salida/corriente asignada de salida	29 A/21,7 A
Factor de potencia a potencia asignada/Factor de desfase ajustable	1/0 inductivo a 0 capacitivo
THD	≤ 3%
Fases de inyección/conexión	3/3
Rendimiento	
Rendimiento máx./europeo	98,4%/98,0%
Dispositivos de protección	
Punto de desconexión en el lado de entrada	●
Monitorización de toma a tierra/de red	● / ●
Descargador de sobretensión de CC: DPS tipo II	○
Protección contra polarización inversa de CC/resistencia al cortocircuito de CA/con separación galvánica	● / ● / -
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal	●
Clase de protección (según IEC 62109-1)/categoría de sobretensión (según IEC 62109-1)	I / AC: III; DC: II
Datos generales	
Dimensiones (ancho/alto/fondo)	661/682/264 mm (26,0/26,9/10,4 in)
Peso	61 kg (134,48 lb)
Rango de temperatura de servicio	-25 °C a +60 °C (-13 °F a +140 °F)
Emisión sonora, típica	51 dB(A)
Autoconsumo nocturno	1 W
Topología/principio de refrigeración	Sin transformador/OptiCool
Tipo de protección (según IEC 60529)	IP65
Clase climática (según IEC 60721-3-4)	4K4H
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	100%
Equipamiento / función / accesorios	
Conexión de CC/CA	SUNCLIX/Borne de conexión por resorte
Pantalla	○
Interfaz: RS485, Speedwire/Webconnect	○ / ●
Interfaz de datos: SMA Modbus / SunSpec Modbus	● / ●
Relé multifunción/Power Control Module	○ / ○
OptiTrac Global Peak/Integrated Plant Control/Q on Demand 24/7	● / ● / ●
Compatible con redes aisladas/con SMA Fuel Save Controller	● / ●
Garantía: 5/10/15/20 años	● / ○ / ○ / ○
Certificados y autorizaciones previstos	ANRE 30, AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, DEWA 2.0, EN 50438:2013*, G59/3, IEC 60068-2-x, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, MEA 2013, NBR 16149, NEN EN 50438, NRS 097-2-1, PEA 2013, PPC, RD 1699/413, RD 661/2007, Res. n°7:2013, SI4777, TOR D4, TR 3.2.2, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, VFR 2014
* No es válido para todas las ediciones nacionales de la norma EN 50438	
Modelo comercial	STP 15000TL-30

Curva de rendimiento



Accesorios



Interfaz RS485
DM-485CB-10



Power Control Module
PWCMOD-10



Descargador de sobretensión
de CC tipo II, entradas A y B
DCSPD KIT3-10



Relé multifunción
MFR01-10

● De serie ○ Opcional – No disponible
 Datos en condiciones nominales
 Actualizado: octubre de 2017

Datos técnicos

Entrada (CC)

Potencia máx. del generador fotovoltaico
Potencia asignada de CC
Tensión de entrada máx.
Rango de tensión MPP/tensión asignada de entrada
Tensión de entrada mín./de inicio
Corriente máx. de entrada, entradas: A/B
Número de entradas de MPP independientes/strings por entrada de MPP

Salida (CA)

Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)
Potencia máx. aparente de CA
Tensión nominal de CA

Rango de tensión de CA

Frecuencia de red de CA/rango

Frecuencia asignada de red/tensión asignada de red

Corriente máx. de salida/corriente asignada de salida

Factor de potencia a potencia asignada/Factor de desfase ajustable

THD

Fases de inyección/conexión

Rendimiento

Rendimiento máx./europeo

Dispositivos de protección

Punto de desconexión en el lado de entrada
Monitorización de toma a tierra/de red
Descargador de sobretensión de CC: DPS tipo II
Protección contra polarización inversa de CC/resistencia al cortocircuito de CA/con separación galvánica
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal
Clase de protección (según IEC 62109-1)/categoría de sobretensión (según IEC 62109-1)

Datos generales

Dimensiones (ancho/alto/fondo)
Peso
Rango de temperatura de servicio
Emisión sonora, típica
Autoconsumo nocturno
Topología/principio de refrigeración
Tipo de protección (según IEC 60529)
Clase climática (según IEC 60721-3-4)
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)

Equipamiento / función / accesorios

Conexión de CC/CA
Pantalla
Interfaz: RS485, Speedwire/Webconnect
Interfaz de datos: SMA Modbus / SunSpec Modbus
Relé multifunción/Power Control Module
OptiTrac Global Peak/Integrated Plant Control/Q on Demand 24/7
Compatible con redes aisladas/con SMA Fuel Save Controller
Garantía: 5/10/15/20 años
Certificados y autorizaciones (otros a petición)

* No es válido para todas las ediciones nacionales de la norma EN 50438

Modelo comercial

Sunny Tripower 20000TL

36000 W _p
20440 W
1000 V
320 V a 800 V/600 V
150 V/188 V
33 A/33 A
2/A:3; B:3

20000 W
20000 VA
3 / N / PE; 220 V / 380 V
3 / N / PE; 230 V / 400 V
3 / N / PE; 240 V / 415 V
180 V a 280 V
50 Hz/44 Hz a 55 Hz
60 Hz/54 Hz a 65 Hz
50 Hz/230 V
29 A/29 A

1/0 inductivo a 0 capacitivo
≤ 3%
3/3

98,4%/98,0%

●
● / ●
○
● / ● / -
●
1 / AC: III; DC: II

661/682/264 mm (26,0/26,9/10,4 in)
61 kg (134,48 lb)
-25 °C a +60 °C (-13 °F a +140 °F)
51 dB(A)
1 W
Sin transformador/OptiCool
IP65
4K4H
100%

SUNCLIX/Borne de conexión por resorte
○
○ / ●
● / ●
○ / ○
● / ● / ●
● / ●
● / ○ / ○ / ○

ANRE 30, AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, DEWA 2.0, EN 50438:2013*, G59/3, IEC 60068-2-x, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, MEA 2013, NBR 16149, NEN EN 50438, NRS 097-2-1, PEA 2013, PPC, RD 1699/413, RD 661/2007, Res. n.º 7:2013, S14777, TOR D4, TR 3.2.2, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, VFR 2014

STP 20000TL-30

Sunny Tripower 25000TL

45000 W _p
25550 W
1000 V
390 V a 800 V/600 V
150 V/188 V
33 A/33 A
2/A:3; B:3

25000 W
25000 VA
3 / N / PE; 220 V / 380 V
3 / N / PE; 230 V / 400 V
3 / N / PE; 240 V / 415 V
180 V a 280 V
50 Hz/44 Hz a 55 Hz
60 Hz/54 Hz a 65 Hz
50 Hz/230 V
36,2 A/36,2 A

1/0 inductivo a 0 capacitivo
≤ 3%
3/3

98,3%/98,1%

●
● / ●
○
● / ● / -
●
1 / AC: III; DC: II

661/682/264 mm (26,0/26,9/10,4 in)
61 kg (134,48 lb)
-25 °C a +60 °C (-13 °F a +140 °F)
51 dB(A)
1 W
Sin transformador/OptiCool
IP65
4K4H
100%

SUNCLIX/Borne de conexión por resorte
○
○ / ●
● / ●
○ / ○
● / ● / ●
● / ●
● / ○ / ○ / ○

STP 25000TL-30

www.SunnyPortal.com

Monitorización, gestión y presentación profesionales de plantas fotovoltaicas



www.SMA-Iberica.com

SMA Solar Technology

SUNNY TRIPOWER STORAGE 60

STPS60-10



Efficient

- Highest power density with 75 kVA at only 77 kg
- 98.8% maximum efficiency

Versatile

- Four quadrant operation
- Suitable for high-voltage batteries
- Easy to integrate through standard Modbus communication

Scalable

- Modular extendable to the MW range
- A single Inverter Manager Storage manages up to 20 inverters

Universal

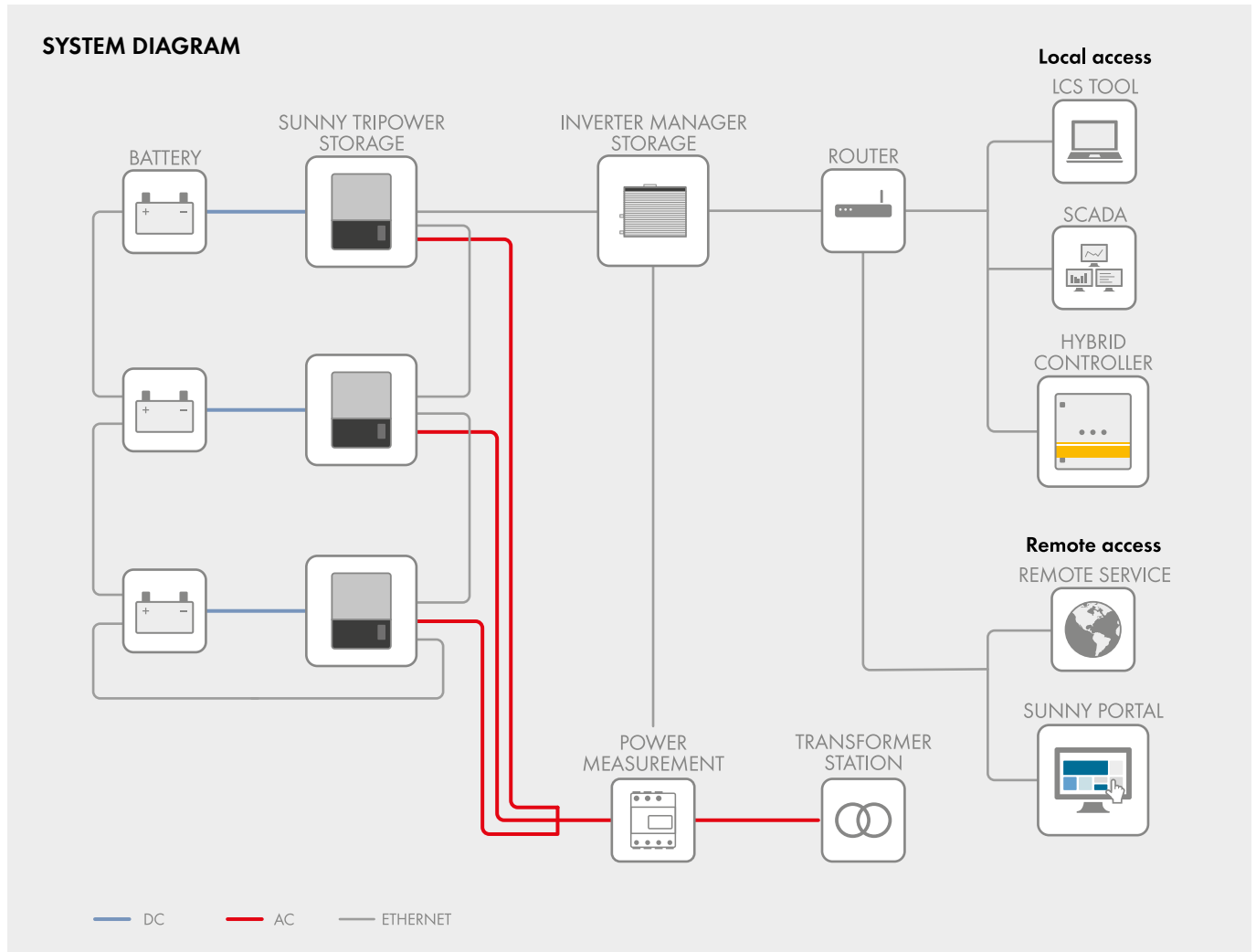
- Enables various applications
- Ideal for the commercial and industrial segment
- The perfect complement to your SMA solar solution

SUNNY TRIPower STORAGE 60

Highest power density for flexible applications

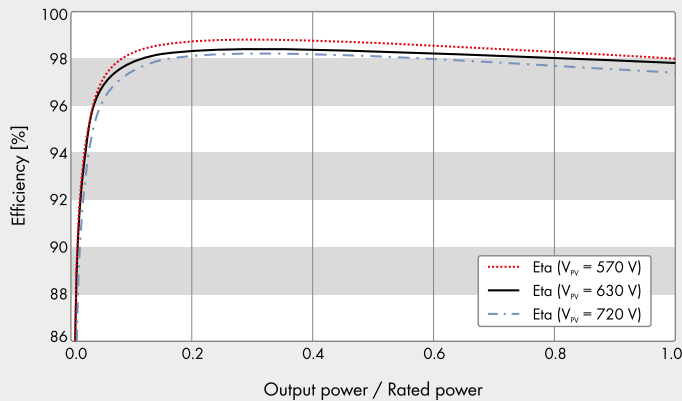
The new Sunny Tripower Storage 60 is the perfect solution for commercial and industrial storage solutions. Its modularity guarantees maximum flexibility up to the MW scale. Customers in the commercial and industrial segment profit from extraordinary versatility at low costs. Whether Peak Load Shaving, Time of Use-Tariffs (ToU), the increase of PV self consumption for grid tied systems or the fuel cost reduction in PV-Diesel-Hybrid applications – the Sunny Tripower Storage offers various use cases and chances for new business models.

SUNNY TRIPOWER STORAGE 60



Technical Data	SMA Inverter Manager Storage
Voltage supply	
Input voltage	9 to 36 Vdc
Power consumption	< 20 W
General data	
Dimensions (W/H/D)	160 / 125 / 49 mm (6.3 / 4.9 / 1.9 inches)
Weight	940 g (2 lbs)
Degree of protection	IP21
Mounting	DIN top-hat rails or wall mounting
Operating temperature range	-40 °C to +85 °C (-40 °F to +185 °F)
Relative humidity (non-condensing)	5 % to 95 %
Interfaces	
PC user interface	LCS tool
Sensor interface / protocol	RS485 / Modbus RTU for SunSpec Alliance
Interface to inverter	1 Ethernet port (RJ45)
Interface for external network / protocol	1 Ethernet port (RJ45) / Modbus TCP, SunSpec Alliance
Certificates and approvals (more available upon request)	UL 508, UL 60950-1, CSA C22.2 No. 60950-1-07, EN 60950-1, EN 55022 Class A, EN 61000-3-2 Class D, EN 61000-3-3, EN 61000-6-4, EN 55024, FCC Part 15, Sub-part B Class A
SMA Inverter Manager Storage type designation	IMS-20

Efficiency curve



- 1) The values are based on PV inverter SHP 75-10
- 2) Does not apply to all national annexes of EN 50438
- 3) Restricted (Note Manufacturer's Declaration)

● Standard features ○ Optional – Not available
 Data at nominal conditions
 Last revision: May 2018

Technical Data	Sunny Tripower Storage 60
Battery connection (DC)	
Max. DC charging power	60000 W
Max. input voltage	1000 V
Min. input voltage at 400 Vac	565 V
Max. input current	140 A
Voltage range (at 25 °C)	570 V to 930 V
Grid connection (AC)	
Max. power	75000 W
Max. apparent AC power	75000 VA
Max. reactive power	75000 Var
Nominal AC voltage	3 / PE, 400 V, ±10 %
AC voltage range	360 V to 530 V
AC power frequency / range	50 Hz / 44 Hz to 55 Hz 60 Hz / 54 Hz to 65 Hz
Rated power frequency / rated grid voltage	60 Hz / 480/277 V
Max. output current at 400 Vac	109 A
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0 overexcited to 0 underexcited
THD	≤ 1 %
Feed-in phases/connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency ¹⁾ / euro Eta	98.8 % / 98.2 %
Protective devices	
Input-side disconnection point	●
Ground fault monitoring / grid monitoring	● / ●
Integrable DC surge arrester / AC surge arrester	Type II / type II + III (combined)
AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / –
All-pole sensitive residual-current monitoring unit	●
Protection class (as per IEC 62109-1) / overvoltage category (as per IEC 62109-1)	I / AC: III; DC: II
General data	
Dimensions (W/H/D)	570 / 740 / 300 mm (22.4 / 29.1 / 11.8 inches)
Weight	77 kg (169.8 lb)
Operating temperature range	-25 °C to +50 °C (-13 °F to +122 °F) (derating above 45 °C, -0.2 %/K)
Noise emission, typical	58 dB(A)
Self-consumption (standby)	< 3 W
Topology / cooling concept	Transformerless / active
Degree of protection (according to IEC 60529 / UL 50E)	IP65 / NEMA 3R
Climatic category (as per IEC 60721-3-4)	4K4H/4Z4/4B2/4S3/4M2/4C2
Max. permissible value for relative humidity (non-condensing)	95 %
Features / function / accessories	
DC connection / AC connection	Screw terminal / screw terminal
Display	Graphical
Data interface	SunSpec Modbus TCP (via external SMA Inverter Manager)
Applicable for Off-Grid systems / with SMA Fuel Save Controller	– / ●
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 years	● / ○ / – / –
Certificates and approvals (more available upon request)	EN 50438 ²⁾ , G59/3, IEC 60068-2-x, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, NEN EN 50438, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105 ³⁾
Certificates and approvals (planning)	ANRE 30, AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012 ³⁾ , CEI 0-16, CEI 0-21, DEWA 2015, LEY N° 20751, NRS 097-2-1, PEA 2013, Res. n° 7:2013, SI4777, TORD4 ³⁾ , UTE C15-712-1, VFR 2014
Type designation	STPS60-10

BENEFIT FROM VARIOUS BUSINESS CASES

enabled by Sunny Tripower Storage 60

The SMA solution for commercial & industrial storage applications enables various new business models for customers from these segments. As a key element of the innovative SMA portfolio the Sunny Tripower Storage 60 facilitates the economical integration of storage systems into a future-proof energy concept with or without solar supplement.

Peak Load Shaving

Supply peak loads with a storage system and thus reduce demand charges.

Increased PV self consumption

Store temporarily not utilizable solar energy for later use and save energy costs

Tariff depending business cases/Arbitrage models

Store low tariff energy for use it in high tariff periods

Energy trading

Make solar energy business more reliable through predictable energy volumes

E-mobility

Provide energy for public use by offering a solar powered charging infrastructure

FM

MAQUINARIA PARA LIMPIEZA DE SUELOS



 **Trojan**[®]
BATTERY COMPANY

Clean energy for life™

Hecho en EE. UU.



Máxima productividad... ***Operación sin preocupaciones***

En la actualidad, los equipos de gestión de mantenimiento de los establecimientos se enfrentan con numerosos desafíos. Desde retrasos en el mantenimiento y encontrar un equilibrio entre los presupuestos para mantenimiento, hasta personal limitado, falta de tiempo para completar el trabajo y reglamentaciones ambientales. Lo último por lo que necesita preocuparse es el desempeño de la batería en sus máquinas para limpieza de suelos.

En Trojan Battery entendemos los desafíos con los que usted se enfrenta y por este motivo durante más de 85 años hemos centrado nuestra trayectoria y experiencia en la tecnología de ciclo profundo para fabricar las baterías de plomo-ácido de la calidad más alta disponibles en la industria. Si hay algo que hemos aprendido a través de los años es que una batería realmente sobresaliente debe suministrar gran durabilidad, larga vida y desempeño constante día a día. Como proveedor líder en el mundo de baterías de ciclo profundo, comprendemos la importancia de estas características de desempeño en sus operaciones diarias y es por ello que ofrecemos la gama más amplia de productos de alta calidad, de electrolito líquido de ciclo profundo, AGM y de gel disponibles para aplicaciones de máquinas para limpieza de suelos.

Baterías de electrolito líquido de ciclo profundo...

Gran durabilidad y vida útil prolongada

Las baterías de electrolito líquido de ciclo profundo de Trojan son el ejemplo más representativo de la cartera de productos de Trojan. Diseñadas para proveer alta durabilidad, desempeño sobresaliente y larga vida, las baterías de electrolito líquido de ciclo profundo de Trojan son perfectamente adecuadas para uso en una variedad de aplicaciones de plataformas de trabajo aéreo (AWP) y acceso. Una central eléctrica en todos los aspectos, las baterías de electrolito líquido de ciclo profundo presentan el diseño de Trojan comprobado históricamente con T2 Technology™, una tecnología avanzada para baterías de máximo desempeño sostenido, vida más larga y energía total aumentada.



1 Pasta Alpha Plus® con T2 Technology™

Máximo desempeño de operación

La patentada Pasta Alpha Plus de Trojan es una fórmula de pasta patentada de alta densidad proyectada para producir un sorprendente desempeño de la batería. Optimiza el desarrollo de porosidad en el material activo usándolo con mayor efectividad, lo que da como resultado un rendimiento sostenido de la batería durante un período más prolongado. La tecnología T2 Technology de Trojan presenta un agente de metal T2 de patente pendiente en la Pasta Alpha Plus, lo que fortalece sus capacidades de procesamiento electroquímico. La Pasta Alpha Plus con T2 Technology aumenta la capacidad sostenida y el total de horas-amperios, lo que produce más potencia operativa. Esa es la razón principal por la cual las baterías de Trojan superan sistemáticamente a las de la competencia.

2 Tecnología de rejilla de Trojan

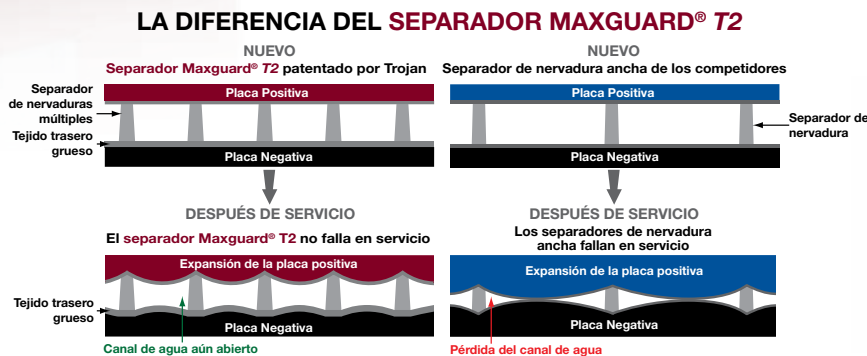
Tiempo de inactividad reducido

La tecnología de rejilla de Trojan es una rejilla de aleación de antimonio y plomo formulada específicamente para usar con la Pasta Alpha Plus con T2 Technology. La fórmula de rejilla provee excepcional adhesión estructural entre la Pasta Alpha Plus y el bastidor de la rejilla. Las rejillas gruesas refuerzan la potencia del bastidor y reducen la corrosión general. La configuración general de rejilla es optimizada para mejorar el flujo de corriente a través de la red de rejillas, lo que proporciona un excepcional desempeño de la batería y reduce el tiempo de inactividad y los costos de mantenimiento generales.

3 Separador Maxguard® T2

Vida más larga para la batería

Nuestro separador avanzado Maxguard T2 se encuentra disponible exclusivamente en las baterías Trojan. Su diseño de geometría de nervios múltiples mantiene abiertos los canales de ácido durante más tiempo, lo que mejora el procesamiento electroquímico mientras reduce el riesgo de estratificación. La fórmula de material con base en goma patentado por Maxguard inhibe la transferencia de antimonio entre las rejillas positivas y las placas negativas; una protección no disponible en muchas de las baterías de otros competidores. Un tejido trasero grueso, nuevo y fortificado, provee aún más fuerza al separador resultando en una batería más robusta con protección aumentada contra fallas ocasionadas por la degradación del separador. El separador avanzado Maxguard T2 de Trojan mantiene el desempeño, proporciona una mayor vida útil de las baterías y reduce significativamente los costos operativos.



Conozca una nueva dirección en las baterías AGM de ciclo profundo verdadero – Reliant AGM con C-Max Technology™

La línea de baterías Reliant de malla de fibra de vidrio absorbente (AGM por sus siglas en inglés) de Trojan, hecha en los Estados Unidos, presenta elementos de diseño que ofrecen una nueva dirección en la tecnología de AGM. Al ser la única batería AGM de ciclo profundo verdadero del mercado, la línea Reliant está diseñada con un conjunto de características de tecnología avanzada, que ofrece un rendimiento sostenido y producción total de energía excepcional, asegurando así la calidad y fiabilidad excepcional por la que se conoce a Trojan.



Reliant™ Baterías AGM de ciclo profundo

Como líder mundial en la fabricación de baterías de ciclo profundo de más de 85 años, Trojan ha desarrollado **Reliant™ AGM con C-Max Technology™** para equipos de limpieza de suelos, que requieren un diseño de baterías de ciclo profundo a prueba de derrames.

Reliant AGM es ideal para alimentar el equipo que se utiliza en lugares donde los mandatos regulatorios requieren el uso de baterías a prueba de derrames como aeropuertos, instalaciones sanitarias, centros comerciales, instituciones educativas. La línea Reliant AGM de ciclo profundo a prueba de derrames se fabrica en los Estados Unidos, en nuestra planta de vanguardia en Sandersville, Georgia. Reliant AGM fue diseñada específicamente para proveer un rendimiento de ciclo profundo por el equipo de ingeniería de Trojan, que cuenta con más de 200 años de experiencia combinada en la tecnología de baterías de ciclo profundo.

La tecnología de C-Max Technology es única a la línea Reliant e incorpora una amplia gama de características, que no se encuentran en muchas de las ofertas de baterías AGM de hoy, incluidos una fórmula de pasta patentada, separador único, diseño de carcasa fabricada con un polímero especial y máximos supresores de llamas. Estos elementos combinados ofrecen mayor producción total de energía, rendimiento sostenido maximizado, calidad consistente y mayor durabilidad.



Reliant AGM proporciona un rendimiento de ciclo profundo verdadero y máxima energía total



La C-Max Technology ofrece la mayor producción total de energía de la tecnología AGM



Fabricadas en Sandersville, Georgia, conforme las exigentes normativas por las que se conoce a Trojan

Características	Beneficios
<p>Formula de pasta patentada La pasta se caracteriza por los elementos diseñados para cumplir con las necesidades de aplicaciones de ciclo profundo</p>	<p>Maximiza el rendimiento sostenido e incrementa la producción de energía total</p>
<p>Composición de separador único El diseño de mayor espesor asegura una alta compresión para un contacto efectivo entre la fibra de vidrio y las placas</p>	<p>Protege contra la estratificación para una vida más prolongada de la batería</p>
<p>Diseño de carcasa con polímero plástico Fórmula diferente de la carcasa de polímero plástico con las paredes externas de la carcasa reforzadas</p>	<p>Incrementa la durabilidad y proporciona una mayor compresión en las celdas de la batería para asegurar un rendimiento confiable</p>
<p>Máximos supresores de llamas Cuenta con un supresor de llamas por cada celda</p>	<p>Ofrece máxima seguridad de la batería</p>
<p>Excelencia de fabricación Tecnología avanzada de Trojan, componentes de primera, normas de calidad más exigentes, proceso de pegado en ambos lados y técnicas de fabricación superior</p>	<p>Ofrece calidad de batería consistente para una funcionalidad de batería fiable en aplicaciones AGM de ciclo profundo</p>

Baterías selladas libres de mantenimiento... Desempeño y fiabilidad destacados



Baterías de gel de ciclo profundo

Las baterías de gel de ciclo profundo de Trojan son baterías selladas, libres de mantenimiento, que proporcionan energía superior en aplicaciones de limpieza de suelos demandantes. Las baterías de gel de ciclo profundo de Trojan están diseñadas para alta durabilidad, sobresaliente desempeño y larga vida de la batería. Las rejillas de alta resistencia bloquean el material activo en la red de rejillas para proporcionar de forma eficiente más energía concentrada a los borne / postes, mientras los separadores de doble aislamiento permiten flujo de carga máxima entre las placas para óptimo desempeño. Durabilidad, fiabilidad y desempeño de las baterías de gel de Trojan ofrecen ventajas significativas sobre los productos de la competencia.

Sistema de agregado de agua HydroLink™ (Solo baterías de electrolito líquido)



Agregado de agua en la batería realizado fácilmente

El mantenimiento apropiado y el periódico agregado de agua son factores importantes para maximizar el desempeño y la vida útil de sus baterías de electrolito líquido de ciclo profundo de Trojan. El mantenimiento de la batería puede ser un trabajo caro, sucio y requiere tiempo. Con el sistema avanzado de agregado de agua de punto único HydroLink™ de Trojan, el agregado de agua preciso de la batería se realiza fácilmente reduciendo tiempo y gastos.



Instalación conveniente

El sistema de agregado de agua de Trojan, HydroLink, está diseñado específicamente para funcionar con baterías de electrolito líquido de 6 voltios, 8 voltios y 12 voltios Trojan* y elimina el tener que adivinar cuando se agrega agua a las baterías de electrolito líquido. Además, el diseño del sistema de HydroLink impide el acceso directo al electrolito de una batería que reduce salpicaduras de ácido, durante el proceso de agregado de agua. Con una instalación simple de los colectores y tuberías de HydroLink, el sistema está listo para su uso. Una vez instalado, es posible llenar un conjunto completo de baterías en menos de 30 segundos.

* HydroLink no es compatible con todas las baterías. Consulte la garantía para ver los detalles: www.trojanbattery.com/products/hydrolink-watering-system/

Guía de Especificación de Producto

TAMAÑO DEL GRUPO BCI	TIPO	CAPACIDAD ^A Minutos		CAPACIDAD ^B Amp-Hora (AH)				ENERGIA (kWh) Capacidad a 100 hs	TIPO DE BORNE / POSTE ^G	DIMENSIONES ^C Pulgadas (mm)			PESO lbs. (kg)	HydroLink™ or Single-Point Watering Kit ^H
		a 25 amperios	a 75 amperios	a 5 hs	a 10 hs	a 20 hs	a 100 hs			Longitud	Ancho	Altura ^F		
BATERÍAS DE CICLO PROFUNDO DE 6 VOLTIOS CON T2 TECHNOLOGY™														
GC2	T-605	383	105	175	193	210	232	1.39	1, 2, 3, 4	10.30 (262)	7.11 (181)	11.07 (281)	58 (26)	HydroLink
GC2	T-105	447	115	185	207	225	250	1.50	1, 2, 3, 4	10.30 (262)	7.11 (181)	11.07 (281)	62 (28)	HydroLink
GC2	T-105 Plus	447	115	185	207	225	250	1.50	1, 2, 3	10.30 (262)	7.11 (181)	11.07 (281)	62 (28)	Single-Point
GC2	T-125	488	132	195	221	240	266	1.60	1, 2, 3, 4	10.30 (262)	7.11 (181)	11.07 (281)	66 (30)	HydroLink
GC2	T-125 Plus	488	132	195	221	240	266	1.60	1, 2, 3	10.30 (262)	7.11 (181)	11.07 (281)	66 (30)	Single-Point
GC2H	T-145	530	145	215	239	260	287	1.72	1, 2, 3, 4	10.30 (262)	7.11 (181)	11.90 (302)	72 (33)	HydroLink
GC2H	T-145 Plus	530	145	215	239	260	287	1.72	1, 2, 3	10.30 (262)	7.11 (181)	11.90 (302)	72 (33)	Single-Point
DIN	TE35	500	135	201	225	245	270	1.63	8	9.60 (244)	7.50 (191)	10.60 (269)	68 (31)	N/A
901	J250G	475	130	195	216	235	261	1.57	7	12.17 (309)	6.85 (174)	11.43 (290)	67 (30)	HydroLink
901	J250P*	540	135	215	230	250	278	1.67	6	11.66 (296)	6.94 (176)	11.54 (293)	72 (33)	Single-Point
902	J305E-AC	645	160	250	280	305	339	2.03	7	12.17 (309)	6.85 (174)	14.41 (366)	83 (38)	HydroLink
902	J305G-AC	678	175	258	290	315	350	2.10	7	12.27 (312)	6.85 (174)	14.41 (366)	88 (40)	HydroLink
902	J305P-AC*	711	195	271	304	330	367	2.20	6	11.66 (296)	6.94 (176)	14.42 (366)	96 (44)	Single-Point
902	J305PG-AC	711	195	271	304	330	367	2.20	7	12.27 (312)	6.85 (174)	14.41 (366)	96 (44)	HydroLink
902	J305H-AC*	781	215	295	331	360	400	2.40	6	11.66 (296)	6.94 (176)	14.42 (366)	98 (45)	Single-Point
902	J305HG-AC	781	215	295	331	360	400	2.40	7	12.27 (312)	6.85 (174)	14.41 (366)	98 (45)	HydroLink
903	L16E-AC	766	185	303	340	370	411	2.47	7	12.14 (308)	6.85 (174)	16.41 (417)	99 (45)	HydroLink
903	L16G-AC	789	200	320	359	390	433	2.60	7	12.14 (308)	6.85 (174)	16.41 (417)	101 (46)	HydroLink
903	L16P-AC*	850	220	344	386	420	467	2.80	6	11.66 (296)	6.94 (176)	16.74 (425)	114 (52)	Single-Point
903	L16PG-AC	850	220	344	386	420	467	2.80	7	12.14 (308)	6.85 (174)	16.41 (417)	114 (52)	HydroLink
903	L16H-AC*	935	245	357	400	435	483	2.89	6	11.66 (296)	6.94 (176)	16.74 (425)	125 (57)	Single-Point
903	L16HG-AC	935	245	357	400	435	483	2.89	7	12.25 (311)	6.85 (174)	16.41 (417)	125 (57)	HydroLink
BATERÍAS DE CICLO PROFUNDO DE 12 VOLTIOS CON T2 TECHNOLOGY™														
24	24TMX	140	36	70	78	85	94	1.13	5, 7, 8, 9	10.92 (277)	6.62 (168)	9.25 (235)	47 (21)	N/A
27	27TMX	175	45	85	97	105	117	1.40	5, 9	12.72 (323)	6.60 (168)	9.24 (235)	55 (25)	N/A
27	27TMH	200	51	95	106	115	128	1.54	5, 7, 8, 9	12.72 (323)	6.60 (168)	9.24 (235)	61 (28)	N/A
30H	30XHS	225	57	105	120	130	144	1.73	5, 7, 8, 9	13.94 (354)	6.75 (171)	10.09 (256)	66 (30)	N/A
30H	31XHS	225	57	105	120	130	144	1.73	11	12.97 (329)	6.75 (171)	9.58 (243)	67 (30)	N/A
N/A	T-1275	280	70	120	134	150	166	1.99	1, 2	12.96 (329)	7.13 (181)	11.13 (283)	82 (37)	HydroLink
N/A	J150	280	70	120	134	150	166	1.99	1, 2	13.70 (348)	7.13 (181)	11.13 (283)	84 (38)	HydroLink
N/A	J150 Plus	280	70	120	134	150	166	1.99	1, 2, 3	13.70 (348)	7.13 (181)	11.13 (283)	84 (38)	Single-Point
921	J185E-AC	312	82	144	160	175	194	2.33	7, 9	15.41 (391)	6.90 (175)	15.20 (386)	102 (46)	HydroLink
921	J185G-AC	324	93	152	170	185	205	2.46	7, 9	15.41 (391)	6.90 (175)	15.20 (386)	106 (48)	HydroLink
921	J185P-AC*	380	104	168	189	205	226	2.71	6	14.97 (380)	6.91 (176)	14.71 (374)	114 (52)	Single-Point
921	J185PG-AC	380	104	168	189	205	226	2.71	7	15.41 (391)	6.90 (175)	15.20 (386)	114 (52)	HydroLink
921	J185H-AC*	440	121	185	207	225	249	2.99	6	14.97 (380)	6.91 (176)	14.71 (374)	123 (56)	Single-Point
921	J185HG-AC	440	121	185	207	225	249	2.99	7	15.52 (394)	6.90 (175)	14.65 (372)	128 (58)	HydroLink
N/A	DC-500ML**	1050	272	361	410	450	500	6.00	5, 8	19.25 (489)	10.62 (270)	16.73 (425)	332 (151)	Single-Point
BATERÍAS DE CICLO PROFUNDO DE 36 VOLTIOS														
N/A	18DC-500ML**	1050	272	361	410	450	500	18.00	5, 12	35.20 (895) [▲]	19.10 (486)	16.73 (425)	986 (447)	Single-Point

* Caja Polygon™



- A. La cantidad de minutos que una batería puede brindar cuando se descarga a una tasa constante a 80 °F (27 °C) y mantiene una tensión por encima de 1,75 V/celda. Las capacidades se basan en el rendimiento máximo.
- B. La cantidad de amperios hora (AH) que una batería puede brindar cuando se descarga a una tasa constante a 80°F (27°C) a la tasa de 20 horas o 86°F (30°C) a la tasa de 5 horas y mantiene una tensión por encima de 1,75 V/celda. Las capacidades se basan en el rendimiento máximo.
- C. Las dimensiones se basan en el tamaño nominal. Las dimensiones pueden variar según el tipo de manija o Borne / Poste. Baterías a ser montadas con espaciado mínimo de 0,5 pulgadas (12,7 mm).
- D. C.C.A. (amperios de arranque en frío): carga de descarga medida en amperios que una batería nueva completamente cargada puede mantener durante 30 segundos a 0°F con una tensión superior a 1,2 V/celda.
- E. C.A. (amperios de arranque): carga de descarga medida en amperios que una batería nueva completamente cargada puede mantener durante 30 segundos a 32 °F con una tensión superior a 1,2 V/celda. Esto se menciona a veces como amperios a 32 °F o M.C.A. a 32 °F.
- F. Las dimensiones se toman desde el fondo de la batería hasta su punto más alto. Las alturas pueden variar según el tipo de Borne / Poste.
- G. Imágenes de bornes/postes son sólo representativas.
- H. N/A = No disponible. Para obtener más información sobre HydroLink™ o el Kit de Agregado de Agua de Punto Único, por favor póngase en contacto con su representante de Trojan Battery. Las baterías de Gel y AGM no requieren agregado de agua.

** No disponible con T2 Technology.

▲ También disponible de 30-1/4"

■ TE35-GEL y 55HP-GEL no tienen certificación UN2800

Lo procedimientos de prueba de Trojan Battery se realizan conforme a los estándares de prueba estipulados por IEC y BCI.

Guía de Especificación de Producto

TAMAÑO DEL GRUPO BCI	TIPO	CAPACIDAD ^A Minutos		CAPACIDAD ^B Amp-Hora (AH)				ENERGIA (kWh) Capacidad a 100 hs	TIPO DE BORNE / POSTE ^G	DIMENSIONES ^C Pulgadas (mm)			PESO lbs. (kg)	HydroLink™ or Single-Point Watering Kit ^H
		a 25 amperios	a 75 amperios	a 5 hs	a 10 hs	a 20 hs	a 100 hs			Longitud	Ancho	Altura ^F		
BATERÍAS 6 VOLTIOS DE GEL DE CICLO PROFUNDO														
GC2	6V-GEL	394	-	154	167	189	198	1.19	6	10.25 (260)	7.08 (180)	10.82 (275)	68 (31)	N/A
DIN	TE35-GEL	479	-	180	193	210	220	1.32	8	9.64 (245)	7.51 (191)	10.65 (271)	69 (31)	N/A
BATERÍAS 12 VOLTIOS DE GEL DE CICLO PROFUNDO														
24	24-GEL	147	-	66	72	77	85	1.02	6	10.92 (277)	6.61 (168)	9.26 (235)	52 (24)	N/A
27	27-GEL	179	-	76	84	91	100	1.20	7	12.73 (323)	6.38 (162)	9.26 (235)	62 (28)	N/A
31	31-GEL	200	-	85	94	102	108	1.30	7	12.94 (329)	6.82 (173)	9.64 (245)	70 (32)	N/A
DIN	5SHP-GEL	250	-	110	115	125	137	1.64	8	13.58 (345)	6.75 (172)	11.01 (280)	83 (39)	N/A

TAMAÑO DEL GRUPO BCI	TIPO	CAPACIDAD ^A Minutos		POTENCIA DE ARRANQUE		CAPACIDAD ^B Amp-Hora (AH)				ENERGIA (kWh) Capacidad a 100 hs	TIPO DE BORNE / POSTE ^G	DIMENSIONES ^C Pulgadas (mm)			PESO lbs. (kg)	HydroLink™ or Single-Point Watering Kit ^H
		a 25 amperios	a 75 amperios	C.C.A. ^D @0°F	C.A. ^E @32°F	a 5 hs	a 10 hs	a 20 hs	a 100 hs			Longitud	Ancho	Altura ^F		
BATERÍAS RELIANT™ AGM DE CICLO PROFUNDO DE 6 VOLTIOS CON C-MAX TECHNOLOGY™																
GC2	T105-AGM	440	115	-	-	171	187	217	230	1.38	5, 8, 15	10.30 (262)	7.06 (179)	10.73 (273)	68 (31)	N/A
902	J305-AGM	670	185	-	-	250	273	310	329	1.97	5, 6, 15	11.66 (296)	6.94 (176)	14.09 (358)	97 (44)	N/A
903	L16-AGM	817	215	-	-	290	323	370	392	2.35	5, 6, 15	11.66 (296)	6.94 (176)	16.41 (417)	115 (52)	N/A
BATERÍAS RELIANT™ AGM DE CICLO PROFUNDO DE 8 VOLTIOS CON C-MAX TECHNOLOGY™																
GC8	T875-AGM	320	-	-	-	130	142	160	170	1.36	8, 15	10.30 (262)	7.06 (179)	10.73 (273)	70 (32)	N/A
BATERÍAS RELIANT™ AGM DE CICLO PROFUNDO DE 12 VOLTIOS CON C-MAX TECHNOLOGY™																
GC12	T1275-AGM	270	-	-	-	112	127	140	148	1.78	8, 15	12.96 (329)	7.06 (179)	10.96 (278)	81 (37)	N/A
921	J185-AGM	389	110	-	-	157	171	200	212	2.54	5, 6, 15	14.97 (380)	6.94 (176)	14.45 (367)	125 (57)	N/A
BATERÍAS AGM DE DOBLE PROPÓSITO (6V - AGM/8D - AGM - 12 VOLTIOS)																
GC2	6V-AGM	385	-	1100	1400	154	184	200	221	1.33	6	10.28 (261)	7.08 (180)	10.74 (273)	65 (29)	N/A
8D	8D-AGM	460	-	1450	1850	179	210	230	254	3.05	6	20.47 (520)	10.64 (270)	9.08 (231)	161 (73)	N/A
BATERÍAS AGM DE CICLO PROFUNDO DE 12 VOLTIOS																
GC12	12-AGM	280	-	825	900	112	127	140	144	1.72	15	13.54 (344)	6.76 (172)	10.88 (276)	100 (45)	N/A
22	22-AGM	79	-	280	336	43	47	50	52	0.62	15	8.96 (228)	5.49 (139)	8.04 (204)	40 (18)	N/A
24	24-AGM	137	-	500	600	67	70	76	84	1.01	6	10.77 (274)	6.84 (174)	8.62 (219)	54 (24)	N/A
27	27-AGM	158	-	550	660	77	82	89	99	1.19	6	12.05 (306)	6.84 (174)	9.32 (237)	64 (29)	N/A
31	31-AGM	177	-	600	720	82	92	100	111	1.33	6	13.42 (341)	6.81 (173)	9.18 (233)	69 (31)	N/A

Configuraciones de los Bornes / Postes



- | | | | | | | | | | | | |
|---------------------------------------|---------------------------------------|---|------------------------------------|---------------------------|---|--------------------------|---------------------------------------|---|---|-------------------------|------------------------------|
| 1 ELPT
Perfil bajo embutido | 2 EHPT
Perfil alto embutido | 3 EAP
Conexión de automoción embutido | 4 EUT
Universal embutido | 5 LT
Terminal L | 6 DT
Conexión de automoción y vástago | 7 UT
Universal | 8 AP
Conexión de automoción | 9 WNT
Terminal para tuerca mariposa | 10 DWNT
Terminal para tuerca mariposa doble | 11 ST
Vástago | 12
Cable y enchufe |
|---------------------------------------|---------------------------------------|---|------------------------------------|---------------------------|---|--------------------------|---------------------------------------|---|---|-------------------------|------------------------------|



15 M6/M8
Inserción de 6mm / 8mm



Pruebe la Diferencia de Trojan – Reputación Construida con Calidad, Liderazgo e Innovación

Liderazgo

Fundada en 1925 por los cofundadores George Godber y Carl Speer, Trojan Battery Company es la fábrica líder a nivel mundial de baterías de ciclo profundo. Desde baterías de electrolito líquido de ciclo profundo a baterías de Gel y AGM de Ciclo Profundo, Trojan ha modelado la tecnología del mundo de las baterías de ciclo profundo con más de 85 años de experiencia en la fabricación de baterías. Con la invención de la batería para carros de golf para el vehículo Autoette en 1952, Trojan fue el primero en promover el desarrollo de la tecnología de baterías de ciclo profundo para la industria del golf e introdujo de manera exitosa la movilización en el juego de golf. Para Trojan, esto inició un legado de liderazgo e innovación que actualmente prevalece en los mercados globales del segmento de aplicaciones de ciclo profundo para plataformas aéreas, transporte, energía renovable, golf, máquinas para limpieza de pisos, marina y vehículos de recreo. En la actualidad, las baterías Trojan están disponibles en todo el mundo a través de nuestra red global de master distributros.

Con sede en Santa Fe Springs, CA, las operaciones de Trojan incluyen plantas de fabricación con certificación ISO 9001:2008 en California y Georgia (USA), tres centros de investigación y desarrollo dedicados de manera exclusiva a las tecnologías de batería de ciclo profundo y oficinas internacionales localizadas en Europa, Emiratos Árabes Unidos y Asia. Trojan es miembro del Battery Council International (BCI) y coopera en investigaciones técnicas con la Academia de Ciencias de Bulgaria.

Investigación y desarrollo

Calidad e innovación son las bases fundamentales del desarrollo de nuestros productos. Los equipos de desarrollo, respaldados por más de 200 años de experiencia en el desarrollo de baterías de ciclo profundo, trabajan juntos para innovar y llevar al mercado tecnologías avanzadas de baterías que excedan las expectativas de nuestros clientes para un desempeño de baterías excepcional.

Para garantizar la calidad y el desempeño superior de nuestras baterías, Trojan aplica los procedimientos de prueba más rigurosos de la industria para probar el ciclo de vida, la capacidad, los algoritmos del cargador y la integridad física y mecánica. Los procedimientos de prueba de baterías de Trojan cumplen con los estándares de prueba de BCI e IEC. Nuestro laboratorio de Investigación y Desarrollo de última tecnología de Trojan incluyen caracterización del cargador y laboratorios químicos de análisis, prototipos de batería y análisis de falla de baterías están totalmente dedicados a suministrarle una batería superior en la cual nuestro cliente pueda confiar.



Desarrollo de Prototipos y Evaluación

Para garantizar la calidad y el desempeño superior de nuestras baterías, Trojan aplica los procedimientos de prueba más rigurosos de la industria para probar el ciclo de vida, la capacidad, los algoritmos del cargador y la integridad física y mecánica. Los procedimientos de prueba de baterías de Trojan cumplen con los estándares de prueba de BCI e IEC. Nuestro laboratorio de Investigación y Desarrollo de última tecnología de Trojan incluyen caracterización del cargador y laboratorios químicos de análisis, prototipos de batería y análisis de falla de baterías están totalmente dedicados a suministrarle una batería superior en la cual nuestro cliente pueda confiar.

Responsabilidad Ambiental

En Trojan Battery, cuando decimos "Clean energy for life™" (Energía limpia por vida) queremos decir cada una de esas palabras. Como defensores proactivos de la sostenibilidad ambiental, nuestra responsabilidad ambiental se enfoca en iniciativas de energía limpia y programas de reciclaje.

- Las baterías Trojan son 97% reciclables. El plástico del contenedor, el plomo de la batería y el electrolito de las baterías usadas de ciclo profundo pueden ser reciclados para producir nuevas baterías de ciclo profundo.
- A través de su alianza con Southern California Edison (SCE), Trojan ahorra más de 8 millones de kilowatts/hora y reduce las emisiones de CO2 en más de 12 millones de libras reduciendo significativamente el consumo anual de energía y la huella de carbono.



**TROJAN BATTERY
COMPANY WITH
QUALITY SYSTEM
CERTIFIED BY DNV
= ISO 9001:2008 =**



Su representante local de baterías Trojan:



**Para encontrar un distribuidor
oficial en su zona, comuníquese al
800.423.6569 ó + 1.562.236.3000
o visite el sitio www.trojanbattery.com**

