

Trabajo de Fin de Máster para optar por el título de:
Magister en Energía Renovables y Mercado Energético

*Análisis técnico-económico para la instalación de un
Sistema Fotovoltaico Híbrido para la gestión del
abastecimiento eléctrico del Organismo Coordinador del
Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la
República Dominicana*

SUSTENTANTES

Derlyn Alonzo Félix
Dalvin Alexander Castillo Ramírez
Cesar Alberto Tejeda Cordero
Rony Ángel Montero Bocio
Tommy Francisco Novas Balbuena

TUTOR

Luis Candela Rubio

CURSO ACADÉMICO

2017-2018

ENTREGA

7 de noviembre de 2018

“Los conceptos expuestos en este trabajo son de la exclusiva responsabilidad de sus autores”

AGRADECIMIENTOS

- ☀ En primera instancia, agradecemos a Dios por nuestras vidas, por ser la guía de nuestros pasos en este arduo camino, por darnos la fortaleza de haber concluido esta importante etapa de nuestro ejercicio profesional de la mejor manera permitiéndonos alcanzar los objetivos propuestos.
- ☀ A nuestra casa de estudios, la Escuela de Organización Industrial, por darnos la oportunidad de efectuar nuestros estudios académicos y de esta forma desarrollar y perfeccionar nuestros conocimientos.
- ☀ De manera peculiar a los Profesores, por su empeño durante el proceso de nuestra formación académica y por estar siempre a disposición ante cualquier inquietud.
- ☀ De manera exclusiva a nuestro Tutor, el Ing. Luis Candela Rubio, por su entrega y fiel apoyo durante todo el proceso de elaboración de este Trabajo de Fin de Máster.
- ☀ A todos aquellos que contribuyeron en cada paso para nuestra formación profesional.

¡Gracias por todo!

Los Sustentantes.

RESUMEN EJECUTIVO

El presente trabajo trata sobre la evaluación técnica - económica de tres propuestas de instalación fotovoltaica para el abastecimiento eléctrico del Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico de la República Dominicana.

La propuesta 1 consiste en un sistema fotovoltaico híbrido conectado a red que gestione un parque solar de 186.88 kWp distribuidos en 512 módulos Canadian Solar CS3U-365p, 8 inversores SUNNY TRIPOWER 20000TL-US y 12 inversores SUNNY ISLAND 8.0H (conectados a un Multicluster-Box y un Grid Connect Box) para gestionar el abastecimiento de la demanda a través de la producción solar, 36 baterías Trojan SIND 04 1685 (con una capacidad útil de 4044 Ah), un generador diésel y la red externa. El funcionamiento de la misma es como sigue: a) En estado de operación normal, el campo solar abastecerá la demanda de la empresa; b) la red externa suplirá la energía eléctrica que el campo solar no logre abastecer; c) en caso de sufrir algún corte en el suministro eléctrico (red externa), las baterías y el campo solar deberán abastecer la demanda de la compañía; d) finalmente, si las baterías se descargan antes de que la red externa sea restablecida, entonces entrará en funcionamiento el generador; e) el sistema híbrido debe administrar estos estados de operación para mantener todo el tiempo el campo solar en funcionamiento.

La propuesta 2 consiste en un Sistema fotovoltaico híbrido conectado a red compuesto por un parque solar de 186.88 kWp distribuidos en 512 módulos Canadian Solar CS3U-365p y 8 inversores SUNNY TRIPOWER 20000TL-US funcionando bajo el esquema fuel save controller para gestionar el abastecimiento de la demanda a través de la producción solar, un generador diésel y la red externa. El funcionamiento de la misma es como sigue: a) en estado de operación normal, el campo solar abastecerá la demanda de la empresa; b) la red externa suplirá la energía eléctrica que el campo solar no logre abastecer; c) en caso de sufrir algún corte en el suministro eléctrico (red externa), el generador entrará en funcionamiento y en conjunto con el campo solar abastecerá la demanda de la compañía; d) el sistema híbrido debe administrar estos estados de operación para mantener todo el tiempo el campo solar en funcionamiento.

La propuesta 3 consiste en un sistema fotovoltaico conectado a red para un parque solar de 186.88 kWp distribuidos en 512 módulos Canadian CS3U-365p. La instalación contará con 8 inversores ABB TRIO-20.0-TL-OUTD. El funcionamiento de la misma es como sigue: a) en estado de operación normal, el campo solar abastecerá la demanda de la empresa; b) la red externa suplirá la energía eléctrica que el campo solar no logre abastecer; c) en caso de sufrir algún corte en el suministro eléctrico (red externa), el campo solar quedará inactivo; d) entonces entrará en funcionamiento el generador; e) una vez se restablezca el suministro eléctrico de la red externa, se apaga el generador diésel y vuelve a operar el campo solar.

Las propuestas fueron evaluadas técnica y económicamente, y se arribó a las siguientes conclusiones:

- ☀ Todas las propuestas son técnicamente factibles.
- ☀ El costo por kWp instalado de las propuestas 1, 2 y 3 resultó ser de 1.25 USD/kWp, 1.06 USD/kWp y 0.84 USD/kWp, respectivamente.
- ☀ Las propuestas 1 y 2 no resultaron económicamente factibles, empero la propuesta 3 es la única que cuenta con factibilidad económica para cumplir con las necesidades que fueron planteadas en el cuerpo de este trabajo. El costo de la última se encuentra dentro del promedio de instalaciones fotovoltaicas en República Dominicana, lo que la hace una opción competitiva.

- ☀ En cuanto a la reducción de gases de efecto invernadero, con la implementación de las propuestas 1 y 2 se evita una emisión anual de 3,085.81 toneladas de CO₂, mientras que con la implementación de la propuesta 3 se evita una emisión anual de 3,044.857 toneladas de CO₂.

INTRODUCCIÓN

Las complejidades del mundo globalizado demandan con mayor intensidad el uso de recursos de origen fósil, los que en la actualidad se están agotando de forma progresiva. Las empresas, industrias y el sector doméstico tienen la mejor oportunidad para poder aprovechar fuentes de energías alternativas.

Es evidente que el agotamiento de los recursos no renovables resulta irreversible y ha sido la principal razón por la que desde hace poco más de una década los Estados, en actitud responsable frente a la vida y la preservación del medio ambiente, vienen legislando y adaptando las normativas que rigen sus sistemas eléctricos a los requerimientos de una sociedad globalizada, con demanda potencial de energía eléctrica para su normal desenvolvimiento.

Bajo los efectos de la premisa anterior, hay que destacar que la República Dominicana ha tomado conciencia con relación a la implementación de modelos específicos para la generación de energía, para lo cual ha venido utilizando la energía eólica, fotovoltaica y biomasa, como fuentes inagotables. No obstante conocer la iniciativa anterior y otras que están en fase de construcción, se advierte que el Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Interconectado -en lo adelante OC-, en la actualidad presenta, como otras instituciones del Estado y empresas particulares, problemas por alto consumo de energía eléctrica, lo cual representa inversiones económicas cuantiosas que pudieran dedicarse a otros renglones, además de consumo excesivo de combustibles fósiles.

Por otra parte, la matriz de generación eléctrica de RD está compuesta en un 78% por centrales eléctricas térmicas, por lo que los altos consumos energéticos del OC contienen una componente importante de suministro energético de origen fósil.

En ese tenor, con la presente propuesta se pretende analizar la factibilidad técnico-económica para la instalación de un sistema fotovoltaico conectado a red para el abastecimiento del OC que provoque una disminución sustancial en los retiros de la red y aporte con la reducción en la emisión de gases de efecto invernadero.

Este trabajo se compone de 5 capítulos estructurados de la siguiente manera:

- ☀ **Capítulo 1: Generación solar fotovoltaica**
En este capítulo se presan generalidades sobre la generación solar fotovoltaica: breve historia, panorama mundial, descripción de instalaciones fotovoltaicas, clasificación, entre otras.
- ☀ **Capítulo 2: Parámetros para el diseño de sistemas fotovoltaicos**
Aquí se abordan todos los parámetros que deben ser tomados en cuenta a la hora de realizar proyectos fotovoltaicos, cálculos técnicos, etc.
- ☀ **Capítulo 3: Escenario actual de la empresa**
Contiene una descripción de las condiciones en las que se encuentra la empresa,
- ☀ **Capítulo 4: Sistema fotovoltaico propuesto**
Aquí se dan a conocer todas las especificaciones técnicas (descripción de tecnologías a utilizar, determinación de la producción eléctrica, etc.) de las propuestas que se presentan para alcanzar los objetivos planteados.
- ☀ **Capítulo 5: Análisis de rentabilidad económica**

Finalmente, este capítulo contiene el análisis de factibilidad económica de cada una de las propuestas planteadas.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Realizar un análisis técnico-económico para la instalación de un sistema fotovoltaico híbrido para el abastecimiento eléctrico del Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- ☀ Diseñar un sistema fotovoltaico híbrido para abastecimiento del OC.

- ☀ Identificar los elementos técnicos requeridos para la instalación del sistema fotovoltaico híbrido.

- ☀ Identificar los elementos económicos requeridos para la instalación de un sistema fotovoltaico híbrido.

- ☀ Determinar la viabilidad técnica-económica de instalar un sistema fotovoltaico híbrido en el OC.

ÍNDICE DE CONTENIDO

AGRADECIMIENTOS	I
RESUMEN EJECUTIVO	II
INTRODUCCIÓN.....	IV
OBJETIVOS	V
OBJETIVO GENERAL	V
OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	V
ÍNDICE DE CONTENIDO	VI
ÍNDICE DE TABLAS	X
ÍNDICE DE IMÁGENES	XII
ÍNDICE DE GRÁFICOS	XIV
CAPÍTULO 1: GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA.....	1
1.1 ENERGÍAS RENOVABLES.....	1
1.2 HISTORIA Y EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	3
1.3 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	5
1.3.1 Componentes de un sistema fotovoltaico	5
1.3.2 Clasificación de los sistemas fotovoltaicos	20
1.3.3 Experiencias internacionales en sistemas fotovoltaicos híbridos	21
1.3.4 Sistemas fotovoltaicos híbridos en República Dominicana	25
CAPÍTULO 2: PARÁMETROS PARA EL DISEÑO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	26
2.1 RADIACIÓN SOLAR	26
2.1.1 Dispositivos de medición	28
2.1.2 Base de datos disponibles	29
2.2 FACTOR DE ESCALA (FE).....	31
2.3 ESTUDIO DE SOMBRAS.....	32
2.3.1 Longitud de sombra	35
2.3.2 Ángulo de sombra respecto al objeto.....	35
2.4 CÁLCULOS PARA EL POSICIONAMIENTO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	35
2.4.1 Inclinação óptima (γ)	35
2.4.2 Altura solar aproximada (ϵ).....	36

2.4.3	Separación entre módulos (X)	36
2.5	DISTRIBUCIÓN Y CONEXIONADO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	36
2.5.1	Número de módulos conectados en serie	36
2.5.2	Número de módulos conectados en paralelo	38
2.6	ANÁLISIS DE CARGAS Y CONSUMOS	38
2.7	DETERMINACIÓN DE CAMPO DE BATERÍAS.....	39
2.8	SELECCIÓN DE CONDUCTORES.....	40
2.8.1	Selección conductores del lado de corriente directa	41
2.8.2	Selección conductores del lado de corriente alterna	41
2.9	SELECCIÓN DE PROTECCIONES	41
2.9.1	Protecciones en DC.....	41
2.9.2	Protecciones en AC.....	42
2.10	CÁLCULO DE PRODUCCIÓN ELÉCTRICA	43
2.10.1	Pérdidas en el sistema.....	43
2.10.2	Pérdidas por Orientación e Inclinación (POI) y Factor de Sombras (FS)	44
2.10.3	Horas Solares Pico (HSP)	44
2.10.4	Energía fotovoltaica generada	45
CAPÍTULO 3: ESCENARIO ACTUAL DE LA EMPRESA		45
3.1	DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA	45
3.2	RADIACIÓN SOLAR EN LA UBICACIÓN DE LA EMPRESA	47
3.3	ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO DE LAS INSTALACIONES	48
3.3.1	Consumo eléctrico por retiros de la red y costos asociados	48
3.3.2	Consumo de combustible del generador de emergencia y costos asociados.....	51
3.4	HORAS DE DESABASTECIMIENTO	52
3.4.1	Desabastecimiento total	52
3.4.2	Desabastecimiento continuo	52
3.4.3	Desabastecimiento total durante el día	53
3.4.4	Desabastecimiento continuo durante el día	53
CAPÍTULO 4: SISTEMA FOTOVOLTAICO PROPUESTO		54
4.1	PROPUESTA 1	54
4.1.1	Esquema de funcionamiento	55
4.1.2	Descripción de componentes	55
4.2	PROPUESTA 2	60
4.2.1	Esquema de funcionamiento	60
4.2.2	Descripción de componentes	60
4.2.2.1	Fuel Saver Controller	60

4.3	PROPUESTA 3	62
4.3.1	Esquema de funcionamiento	62
4.3.2	Descripción de componentes	62
4.4	SELECCIÓN DE MÓDULO FOTOVOLTAICO.....	63
4.5	SELECCIÓN DE INVERSOR	65
4.5.1	Inversor híbrido	65
4.5.2	Inversor “On-Grid”	67
4.6	EVALUACIÓN DE OPCIONES PARA EL POSICIONAMIENTO DE MÓDULOS	67
4.7	ESTUDIO DE SOMBRAS.....	68
4.7.1	Proyección de sombras	70
4.7.2	Proyección de sombras en sobre el techo.....	71
4.8	CÁLCULOS PARA EL POSICIONAMIENTO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	73
4.9	DISTRIBUCIÓN Y CONEXIONADO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	73
4.9.1	Distribución en las instalaciones.....	75
4.10	ANÁLISIS DE CARGAS Y CONSUMOS	76
4.11	DETERMINACIÓN DE CAMPO DE BATERÍAS.....	78
4.12	SELECCIÓN DE CONDUCTORES.....	81
4.12.1	SELECCIÓN CONDUCTOR DC.....	81
4.12.2	SELECCIÓN CONDUCTOR AC.....	81
4.13	SELECCIÓN DE PROTECCIONES	82
4.13.1	SELECCIÓN DE PROTECCIÓN DC	82
4.13.2	SELECCIÓN DE PROTECCIÓN AC	82
4.14	CÁLCULO DE PRODUCCIÓN ELÉCTRICA	83
4.14.1	Producción eléctrica propuestas 1 & 2	83
4.14.2	Producción eléctrica propuesta 3	84
4.15	REDUCCIÓN DE EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO	85
CAPÍTULO 5: ANÁLISIS DE RENTABILIDAD ECONÓMICA		87
5.1	PERÍODO DE RETORNO DE INVERSIÓN (PAYBACK)	88
5.2	TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	89
5.3	VALOR ACTUAL NETO (VAN)	90
CONCLUSIONES.....		91
REFERENCIAS		92
ANEXOS.....		I
ANEXO 1: PROCESO DE DETERMINACIÓN DE PRODUCCIÓN EN EL PVSYST		I

ANEXO 2: REPORTES DE PRODUCCIÓN DEL PVSYSY	XI
ANEXO 3: INFORMACIONES SOBRE MÓDULO FOTOVOLTAICO CANADIAN SOLAR	XII
ANEXO 4: INFORMACIONES SOBRE INVERSOR SUNNY TRIPOWER	XIII
ANEXO 5: INFORMACIONES SOBRE INVERSOR SUNNY ISLAND	XIV
ANEXO 6: INFORMACIONES SOBRE MULTICLUSTER	XV
ANEXO 7: INFORMACIONES SOBRE BATERÍAS TROJAN	XVI
ANEXO 8: INFORMACIONES SOBRE INVERSOR ABB	XVII
ANEXO 9: DIAGRAMA DEL CAMPO SOLAR PROPUESTO	XVIII

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Valores aproximados de la resistividad en función del terreno.	19
Tabla 2: Ejemplo de datos arrojados por SunEarthTools.	34
Tabla 3: Factores de pérdidas incluidos recomendados para el PR anual.	44
Tabla 4: Radiación incidente en la ubicación del OC (kWh/m ² /día)	47
Tabla 5: Datos de contrato de suministro eléctrico.	48
Tabla 6: Detalle de facturación de energía y potencia.	51
Tabla 7: Compra de combustible para el generador de emergencia.	51
Tabla 8: Horas de desabastecimiento por mes/año.	52
Tabla 9: Horas de máximo desabastecimiento continuo.	52
Tabla 10: Horas de desabastecimiento por mes/año durante el día.	53
Tabla 11: Horas de máximo desabastecimiento continuo durante el día.	53
Tabla 12: Funciones del inversor Sunny Island.	56
Tabla 13: Comparación de módulos fotovoltaicos.	63
Tabla 14: Comparación de inversores híbridos.	65
Tabla 15: Clasificación mundial de inversores fotovoltaicos 2010 - 2016.	66
Tabla 16: Clasificación mundial de inversores fotovoltaicos 2017.	66
Tabla 17: Certificación CNE - Inversores Sunny Tripower y Sunny Island	66
Tabla 18: Certificación CNE - Inversor TRIO-20.0-TL-OUTD.	67
Tabla 19: Datos de equinoccio de primavera	68
Tabla 20: Datos de Solsticio de verano	69
Tabla 21: Datos de equinoccio de otoño.	69
Tabla 22: Datos de Solsticio de invierno.	69
Tabla 23: Datos para posicionamiento de módulos	73
Tabla 24: Condición 1 para cantidad de módulos en serie.	73
Tabla 25: Condición 2 para cantidad de módulos en serie.	74
Tabla 26: Condición 3 para cantidad de módulos en serie.	74
Tabla 27: Cantidad de strings en paralelo.	74
Tabla 28: Distribución serie - paralelo de módulos.	75
Tabla 29: Análisis de consumos del OC.	76
Tabla 30: Estadística de desabastecimiento en el OC.	76
Tabla 31: Características de la batería seleccionada.	79
Tabla 32:- Selección de conductor, lado DC.	81
Tabla 33: Selección de conductor, lado AC.	81

Tabla 34: Selección de protección lado DC.	82
Tabla 35: Selección de protección lado AC.	82
Tabla 36: Producción eléctrica - Propuestas 1 y 2.	83
Tabla 37: Producción eléctrica - Propuesta 3.	84
Tabla 38: Inversión requerida - Propuesta 1.	87
Tabla 39: Inversión requerida - Propuesta 2.	87
Tabla 40: Inversión requerida - Propuesta 3.	87
Tabla 41: Promedio de energía retirada (julio 2016 - julio 2018).....	88
Tabla 42: Ahorros por la instalación del sistema fotovoltaico.	88
Tabla 43: Retorno de la inversión de las propuestas.	89
Tabla 44: Insumos para determinación de EBDITA.	89
Tabla 45: TIR de las propuestas.	89
Tabla 46: VAN de las propuestas.	90

ÍNDICE DE IMÁGENES

Imagen 1: James Watt Primera máquina de vapor.	1
Imagen 2: Edwin L. Drake.	1
Imagen 3: Alexandre-Edmond Becquerel.	3
Imagen 4: Satélite Explorer 1.	4
Imagen 5: Módulo fotovoltaico.	5
Imagen 6: Módulo monocristalino.	6
Imagen 7: Módulo policristalino.	6
Imagen 8: Módulo de película delgada.	6
Imagen 9: Partes de un módulo fotovoltaico.	7
Imagen 10: Inversores fotovoltaicos.	8
Imagen 11: Estructuras individuales.	9
Imagen 12: Estructuras coplanares.	10
Imagen 13: Estructuras con triángulo inclinado.	11
Imagen 14: Estructuras elevadas.	12
Imagen 15: Estructuras para huertas solares.	12
Imagen 16: Estructuras para huertas solares.	13
Imagen 17: Protecciones para instalaciones fotovoltaicas.	14
Imagen 18: Protección de strings.	15
Imagen 19: Protección de matriz de conexiones.	15
Imagen 20: Protección de matriz de conexiones.	16
Imagen 21: Protección de matriz de conexiones.	16
Imagen 22: Transformador tipo poste.	16
Imagen 23: Transformador PAD Mounted.	16
Imagen 24: Transformador de alta potencia.	17
Imagen 25: Puesta a tierra en estructuras fotovoltaicas.	17
Imagen 26: Picas para puesta a tierra.	18
Imagen 27: Sistema fotovoltaico “On-Grid”.	20
Imagen 28: Sistema fotovoltaico “Off-Grid”.	20
Imagen 29: Sistema fotovoltaico de bombeo.	20
Imagen 30: Sistema fotovoltaico híbrido.	21
Imagen 31: Sistema fotovoltaico híbrido - Alpine Knits (Palladam, La India).	21
Imagen 32: Sistema fotovoltaico híbrido - Vava’u (Reino de Tonga).	22
Imagen 33: Sistema fotovoltaico híbrido - API Plastics, Zouk Mosbeh (Líbano).	23

Imagen 34: Sistema fotovoltaico híbrido - Cronimet Chrome Mining SA, Thabazimbi (Sudáfrica).	24
Imagen 35: Sistema fotovoltaico híbrido, Citrícola del Este.	25
Imagen 36: Radiación solar.	26
Imagen 37: Movimiento de la tierra en la órbita solar.	27
Imagen 38: Pirheliómetro.	28
Imagen 39: Piranómetro.	28
Imagen 40: Power Data Access Viewer.	29
Imagen 41: Global Atlas for Renewable Energy.	30
Imagen 42: RE Data Explorer (NREL).	30
Imagen 43: Global Solar Atlas.	31
Imagen 44: Altura y acimut solar.	33
Imagen 45: Muestra de proyección de movimientos del sol.	33
Imagen 46: Parámetros para el posicionamiento de módulos.	35
Imagen 47: Logo del Organismo Coordinador.	45
Imagen 48: Ubicación geográfica del edificio	46
Imagen 49: Vista en planta del edificio actual del OC.	46
Imagen 50: Descripción de edificios del OC.	46
Imagen 51: Diagrama propuesta 1.	54
Imagen 52: Características técnicas del generador de emergencia.	59
Imagen 53: Diagrama Fuel Save Cotroller.	60
Imagen 54: Diagrama Medición Neta.	62
Imagen 55: Módulo fotovoltaico en disposición vertical.	67
Imagen 56: Módulo fotovoltaico en disposición vertical.	67
Imagen 57: Proyección del movimiento del sol en la ubicación del OC (SunEarthTools).	68
Imagen 58: Representación de gnomon solar	70
Imagen 59: Proyección de sombras en AutoCAD.	70
Imagen 60: Área de sombra según objeto.	71
Imagen 61: Área de sombra en el techo de los edificios del OC.	72
Imagen 62: Disposición de módulos en el OC.	72
Imagen 63: Distribución y conexionado de módulos.	75
Imagen 64: Toneladas de CO ₂ evitadas por las propuestas 1 y 2.	85
Imagen 65: Toneladas de CO ₂ evitadas por la propuesta 3.	86

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Consumo mundial de energía primaria (Mtep), año 2017.	2
Gráfico 2: Generación solar y capacidad acumulada por región (2017-2023).....	4
Gráfico 3: Radiación solar en la ubicación de la empresa.....	47
Gráfico 4: Consumo de energía activa del OC.	48
Gráfico 5: Demanda de potencia activa del OC.	49
Gráfico 6: Facturación de electricidad del OC.	49
Gráfico 7: Curva de rendimiento del inversor Sunny Island.	77
Gráfico 8: Curva de ciclo de vida de la batería.	79
Gráfico 9: Producción eléctrica - Propuestas 1 y 2.	83
Gráfico 10: Producción eléctrica - Propuesta 3.	84

CAPÍTULO 1: GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

1.1 ENERGÍAS RENOVABLES

Desde épocas remotas, el hombre -en su afán de realizar algún trabajo u obtener calor- ha utilizado distintas fuentes de energía. Lo anterior se pone en evidencia con eventos como el descubrimiento, dominio y uso del fuego; invención de la rueda para el transporte; invención de la rueda hidráulica y los molinos de vientos para ejercer trabajos mecánicos; invención del tornillo de Arquímedes para sistemas de bombeos, etc.

El crecimiento y el desarrollo de la humanidad dieron lugar a la creación de nuevos mecanismos para suplir las necesidades energéticas. A finales del siglo XVIII el ingeniero escocés James Watt realizó unos de los aportes a la ciencia y la ingeniería que revolucionó el mundo: la máquina de vapor. Este acontecimiento convirtió al vapor en una tendencia para la obtención de energía mecánica, dando lugar a la conocida Revolución Industrial.



Imagen 1: James Watt | Primera máquina de vapor.
Fuente: Google images.

Para el entonces la fuente de energía primordial era la madera, lo que cambió en el 1859 con la perforación del primer pozo petrolero, en Estados Unidos, en manos de Edwin L. Drake.

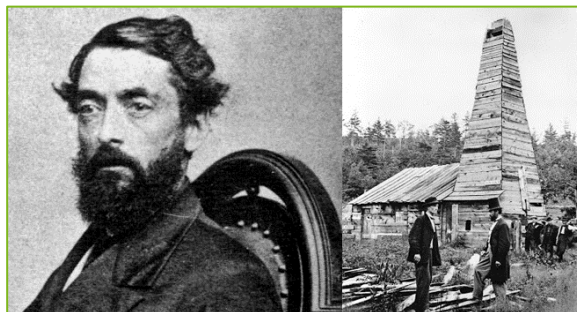


Imagen 2: Edwin L. Drake.
Fuente: Google images.

Desde entonces los combustibles fósiles tomaron protagonismo dentro de las fuentes de obtención de energía para suplir las necesidades del mundo cambiante.

Según el informe “BP Statistical Review of World Energy 2018” elaborado por la compañía BP (The British Petroleum Company plc), en el 2017 aproximadamente el 85% de la energía primaria consumida a nivel mundial fue de origen fósil.

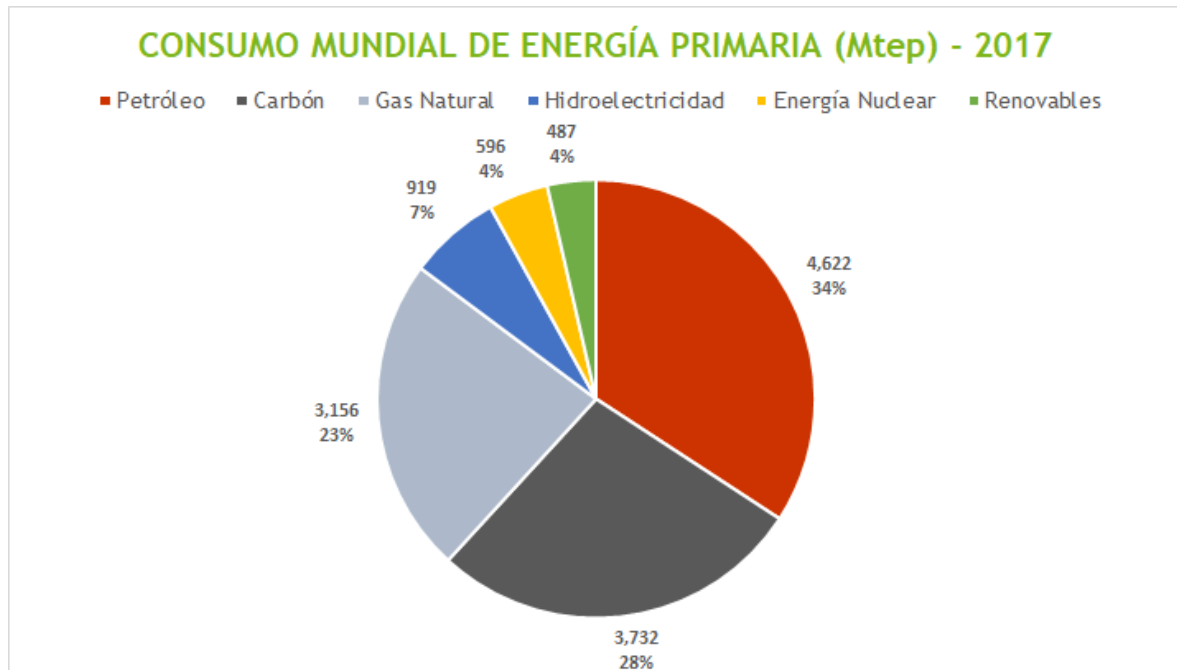


Gráfico 1: Consumo mundial de energía primaria (Mtep), año 2017.
Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018.

Esta dependencia predominante de combustibles de fósiles ha llevado al planeta a sufrir grandes cambios climáticos y contaminación, por lo que cada vez más se hace necesaria la obtención de energía a través de fuentes amigables con el medio ambiente, como lo es el caso de las energías renovables.

Las fuentes renovables de energía son las que se producen de forma ininterrumpida y son inagotables a escala humana ya sea por su abundancia o porque son capaces de regenerarse de forma natural. Estas provienen del sol de manera directa o indirecta. Dentro de las energías renovables citamos la energía solar fotovoltaica, la termosolar, la hidroeléctrica, la eólica, la geotérmica, la mareomotriz, la undimotriz, la biomasa, y los biocarburantes.

Con el tiempo se han venido desarrollando nuevas tecnologías y técnicas (y mejorando las existentes) para la obtención de energías renovables. Queda latente el reto de disminuir las emisiones de CO₂ mediante el incremento de las energías renovables para abastecimiento energético primario de las generaciones futuras y así contribuir con el desarrollo sostenible de las generaciones actuales y venideras.

1.2 HISTORIA Y EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Desde una perspectiva general, la producción eléctrica a partir la luz solar se conoce como energía solar fotovoltaica.

Si nos trasladamos a épocas antiguas, se atribuye a los griegos ser los pioneros en el aprovechamiento del sol ya que construían casas con una arquitectura que permitía aprovechar la luz solar. Más tarde los romanos comienzan a utilizar cristal en las ventanas de sus hogares para atrapar la luz y fueron los primeros en construir invernaderos.

A pesar de esos aprovechamientos del sol, es a partir del 1839 cuando se descubre el efecto fotovoltaico en manos del físico francés Alexandre-Edmond Becquerel, quien realizó experimentos con una pila electrolítica con electrodos de platino notando que la luz solar provocaba un incremento en la corriente.

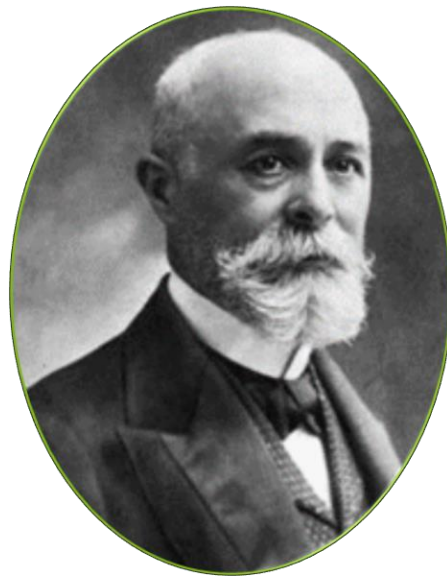


Imagen 3: Alexandre-Edmond Becquerel.
Fuente: Google images.

La primera celda solar fue construida y diseñada en 1883 por Charles Fritts. La celda tenía una eficiencia de conversión de 1% y utilizaba el selenio como semiconductor con una ligera capa de oro. Esta celda tenía un alto costo, por lo que no pudo utilizarse para la generación electricidad, sino que sus aplicaciones fueron para sensores de luz en cámaras fotográficas.

Más tarde, en 1940, el ingeniero americano Russell Ohl creó la que se convertiría en la predecesora de las celdas solares modernas, empleando el silicio como semiconductor y la patentizó más tarde en 1946. Sin embargo, las celdas de silicio más modernas se desarrollaron en 1954 en los laboratorios Bells, donde se observó que el silicio era muy sensible a la luz en presencia de algunas impurezas. Estas celdas lograron alcanzar eficiencia de conversión de hasta 11%.

A partir de 1957 las celdas fotovoltaicas tuvieron aplicación aeroespacial, siendo esta la primera aplicación para la generación de energía eléctrica. Las celdas se utilizaron para alimentar a los satélites geoestacionarios de la Unión Soviética y de Estados Unidos. Estos acontecimientos estimularon el inicio de investigaciones para mejorar la eficiencia de los paneles fotovoltaicos.



Imagen 4: Satélite Explorer 1.
Fuente: Google images.

La celda de silicio hace aparición en la industria, y es a partir de 1970 cuando la Unión Soviética desarrolla la primera célula solar con estructura de arseniuro de galio y eficiencia elevada. Este logro se atribuye al físico-académico ruso Zhores Alferov y a su equipo de investigación.

A partir de los años 80 y 90 inicia la explotación de paneles fotovoltaicos a nivel comercial, utilizándose para abastecer los consumos energéticos de granjas y áreas rurales.

La tecnología para la obtención de energía solar fotovoltaica fue mejorando con el tiempo. Muestra de eso es que en 2017 la capacidad solar fotovoltaica instalada alcanzó los 398 GWp aproximadamente y generó más de 460 TWh, representando alrededor del 2% de la producción mundial de energía (según la International Energy Agency “IEA”).

En adición, la IEA resaltó que un porcentaje mayor al 60% de la capacidad total instalada de energía fotovoltaica estuvo representado por los servicios públicos, y el porcentaje restante en aplicaciones residenciales, comerciales e instalaciones aisladas de red. Adicionalmente, en su informe “Renewables 2018”, muestra que durante los próximos años la energía solar fotovoltaica incrementa sustancialmente e impulse el crecimiento de la capacidad eléctrica renovable. Lo anterior se aprecia en el siguiente gráfico:

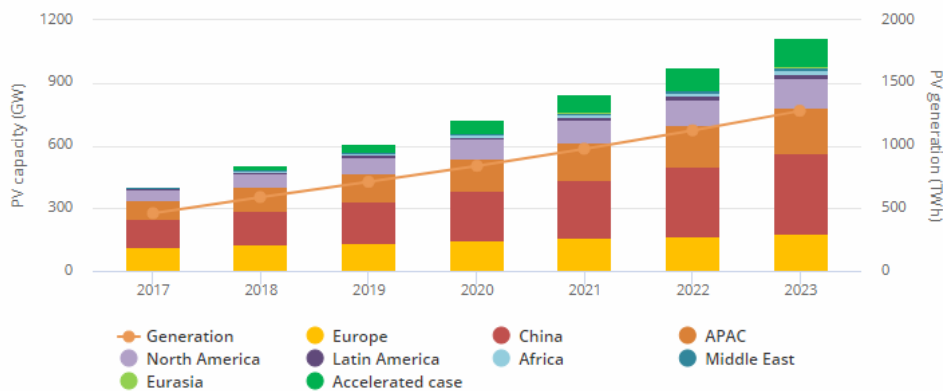


Gráfico 2: Generación solar y capacidad acumulada por región (2017-2023).
Fuente: Informe “Renewables 2018”, International Energy Agency.

1.3 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Podemos definir un sistema fotovoltaico como un conjunto de dispositivos cuya función aprovechar la energía proveniente del sol y convertirla en energía eléctrica.

La generación de energía eléctrica de un sistema fotovoltaico estará sujeta a la radiación solar que incide en los paneles solares y al tiempo que perdure esta radiación, la orientación e inclinación de los paneles, así como el nivel de eficiencia de cada uno de los elementos que componen el referido sistema. El dispositivo esencial dentro de este sistema es la celda solar ya que es el elemento que tiene la capacidad de producir energía eléctrica a partir de la luz solar que incide su superficie.

1.3.1 Componentes de un sistema fotovoltaico

Básicamente, los componentes de un sistema fotovoltaico son:

1.3.1.1 Módulo fotovoltaico

Es la asociación de un conjunto de celdas fotovoltaicas idénticas las cuales interactúan mediante la conexión serie-paralelo con el fin de obtener un voltaje y una corriente determinada. La conexión de celdas en serie provoca un incremento de voltaje; la conexión en paralelo, un incremento de la corriente.

Estas conexiones (entre otras características técnicas) definen la potencia del módulo.



Imagen 5: Módulo fotovoltaico.
Fuente: Google images.

Generalmente, y según el tipo de celda, los módulos fotovoltaicos pueden ser clasificados de la siguiente manera:



Imagen 6: Módulo monocristalino.
Fuente: Google images.

Módulos monocristalinos:

Como su nombre lo indica, estos módulos se componen de secciones de un único cristal de silicio y cuentan con los mejores niveles de pureza y eficiencia.

Comercialmente el inconveniente que presentan estos módulos es el costo relativamente elevado.



Imagen 7: Módulo policristalino.
Fuente: Google images.

Módulos policristalinos:

Se fabrican vertiendo silicio fundido en un molde, lo que provoca que su estructura cristalina se forme de manera irregular, lo que da a la creación de pequeñas partículas. Esta condición provoca que su eficiencia sea relativamente menor que la del monocristalino.

No obstante, en su proceso de fabricación se requiere de menor cantidad de materiales y de energía, lo que se traduce en precios notablemente menores mientras que la eficiencia es muy parecida a los monocristalinos.



Imagen 8: Módulo de película delgada.
Fuente: Google images.

Módulos de película delgada (thin film):

Los paneles de película delgada se pueden construir a partir de una variedad de materiales, siendo las principales opciones el silicio amorfo (a-Si), el telurio de cadmio (CdTe) y el seleniuro de cobre indio y galio (CIS / CIGS).

Estos módulos son los de menor eficiencia. No obstante, es una buena opción para proyectos con menos exigencias técnicas donde el poco peso y la portabilidad sean los factores preponderantes.

Un módulo fotovoltaico está compuesto por los siguientes elementos:

- ☀ **Cubierta exterior de cristal templado:** Su función es proteger las celdas fotovoltaicas.

Esta creado de un cristal resistente a impactos y a variaciones de temperatura que facilita la transmisión de la radiación solar a las celdas fotovoltaicas.

- ☀ **Encapsulante:** Su función es proporcional adhesión entre las celdas solares y las superficies superior y posterior del módulo fotovoltaico. A temperaturas elevadas y alta exposición a rayos ultravioleta, el encapsulante debe mostrar estabilidad.

La encapsulación más común se realiza con etileno acetato de vinilo (EVA) reticulable. También existen algunos encapsulados con silicona.

- ☀ **Celdas fotovoltaicas:** Son las encargadas de transformar la radiación solar en energía eléctrica.

- ☀ **Protección posterior:** Al igual que la cubierta exterior, su función es proteger las celdas. Su función principal es el sellado, el aislamiento y la impermeabilización. Normalmente está constituido por capas opacas que reflejan la luz que logra pasar por las celdas, provocando que incidan nuevamente sobre ellas.

- ☀ **Marco metálico.** Su función es proteger el laminado y desempeñar un cierto papel en el sellado y el soporte.

- ☀ **Caja de conexiones:** Su función es desconectar de manera automática la cadena de celdas solares si percibe la existencia de un cortocircuito en el módulo o en algún otro componente. De esta manera evita que se quem todo el sistema. Esta desconexión se logra gracias a la existencia de un diodo de protección.

- ☀ **Cableado y bornas de conexión:** Habituales en las instalaciones eléctricas, protegidos de la intemperie por medio de cajas estancas.

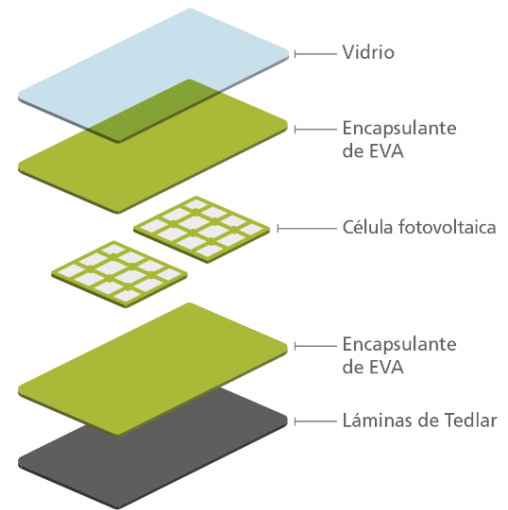


Imagen 9: Partes de un módulo fotovoltaico.
Fuente: Google images.

1.3.1.2 Inversor

Su función es transformar la corriente continua que aportan los módulos fotovoltaicos en corriente alterna manteniendo ciertos niveles de calidad, de eficiencia y de seguridad.



Imagen 10: Inversores fotovoltaicos.
Fuente: Google images | SMA Solar.

Según la naturaleza de la instalación, los inversores se pueden clasificar en:

- ☀ **Inversor “On-Grid”:** Funciona conectado a la red externa y gestiona la producción fotovoltaica para mantener la carga alimentada. Bajo esta configuración, la energía excedente puede ser inyectada al sistema eléctrico.
- ☀ **Inversor “Off-Grid”:** Funciona desconectado de la red externa y se conecta a un capo de baterías para almacenar la energía producida por los módulos fotovoltaicos. Tiene la capacidad de gestionar la carga de las baterías y la carga eléctrica conectada a él para garantizar el abastecimiento de la energía demandada.
- ☀ **Inversor híbrido:** Tiene la capacidad de interconectar y lograr la interacción entre los módulos fotovoltaicos, generadores diésel, sistemas de almacenamiento y cargas. Gestionan en todo momento las distintas fuentes de alimentación que a él se conectan para garantizar el abastecimiento de la demanda.

1.3.1.3 Estructuras solares

Las instalaciones fotovoltaicas son instaladas con circunstancias variadas (terreno, condiciones atmosféricas, entre otras) que provocan que sea necesario recurrir a estructuras aptas para cada escenario, por lo que existen variedades de alternativas orientadas al soporte y fijado de módulos. A continuación, se muestra, de manera generalizada, las estructuras típicas utilizadas en instalaciones fotovoltaicas:

- ☀ **Estructuras individuales:** Están orientadas a aplicaciones en terrazas o techos planos en los que se requiere colocar pequeña cantidad de módulos en posición horizontal.



Imagen 11: Estructuras individuales.
Fuente: SACLIMA Solar Fotovoltaica.

- ☀ **Estructuras Coplanares:** Estas estructuras se fijan en el mismo plano del techo de la edificación, es decir, el techo pasa a formar parte de la misma estructura, lo que hace que el módulo fotovoltaico tenga su misma inclinación y orientación.



Imagen 12: Estructuras coplanares.
Fuente: SACLIMA Solar Fotovoltaica.

- ☀ **Estructuras con triángulo inclinado:** Estas estructuras se utilizan en techos planos donde se necesita darle cierto grado de inclinación a los módulos fotovoltaicos. Su costo relativo disminuye cuando incrementa la cantidad de paneles.



Imagen 13: Estructuras con triángulo inclinado.
Fuente: SACLIMA Solar Fotovoltaica.

- ☀ **Estructuras elevadas:** Garantizan una instalación de los módulos fotovoltaicos con una elevación de varios metros de manera que se dificulte el robo de estos. Este recurso es muy utilizado en zonas en las que mantener la vigilancia de las instalaciones sea complicada.



Imagen 14: Estructuras elevadas.
Fuente: SACLIMA Solar Fotovoltaica.

- ☀ **Estructuras para huertas solares:** Con este tipo de estructura se persigue minimizar costos en instalaciones que precisen una elevada cantidad de módulos.



Imagen 15: Estructuras para huertas solares.
Fuente: SACLIMA Solar Fotovoltaica.

1.3.1.4 Conductores

Los conductores son elementos importantes dentro de las instalaciones fotovoltaicas ya que son los encargados de transportar la producción desde los módulos hasta los inversores, y desde los inversores hasta la red y/o cargas.

Se debe tener presente que los módulos fotovoltaicos son instalados en el exterior, por lo que los conductores también deben soportar ciertas condiciones atmosféricas extremas.

La siguiente imagen muestra las características técnicas generales que deben contener los conductores que se utilizan en instalaciones fotovoltaicas:



Imagen 16: Estructuras para huertas solares.
Fuente: General Cable | Exzhellent Solar.

1.3.1.5 Protecciones

Las protecciones, tanto para el circuito AC como para el DC, son de suma importancia puesto que son las encargadas de mantener a toda la instalación en un estado seguro, al igual que las personas que interactúan con las instalaciones.

La siguiente imagen muestra una perspectiva general de las protecciones necesarias en una instalación fotovoltaica:

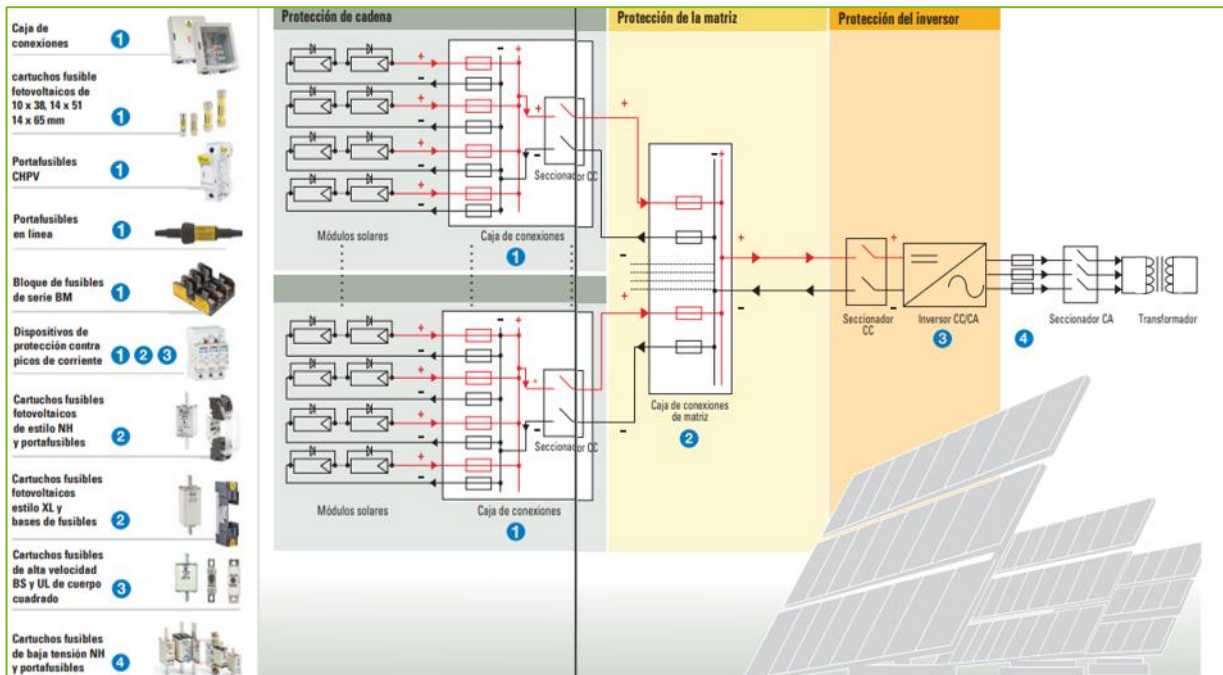


Imagen 17: Protecciones para instalaciones fotovoltaicas.
Fuente: Guía de aplicaciones fotovoltaicas de Bussmann.

El tipo de protección dependerá de la porción del sistema a proteger. A continuación, se detallan las opciones típicas:

- ☀ **Protección de strings:** Se encarga de proteger la caja de conexionado de los strings de la instalación fotovoltaica. La siguiente imagen muestra los dispositivos utilizados para este tipo de protección:

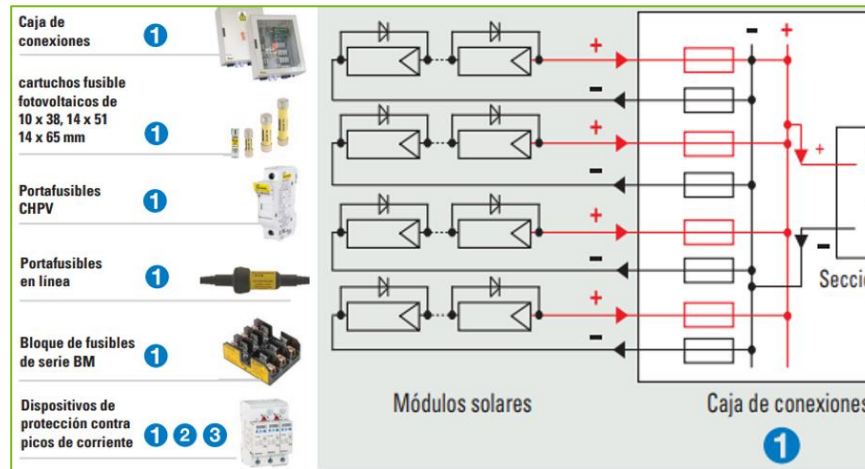


Imagen 18: Protección de strings.
Fuente: Guía de aplicaciones fotovoltaicas de Bussmann.

- ☀ **Protección de matriz:** Se encarga de proteger la caja matriz donde se recibe la producción proveniente de los strings. Esta protección aislará el fallo para que el resto del sistema fotovoltaico pueda continuar generando. La siguiente imagen muestra los dispositivos utilizados para este tipo de protección:

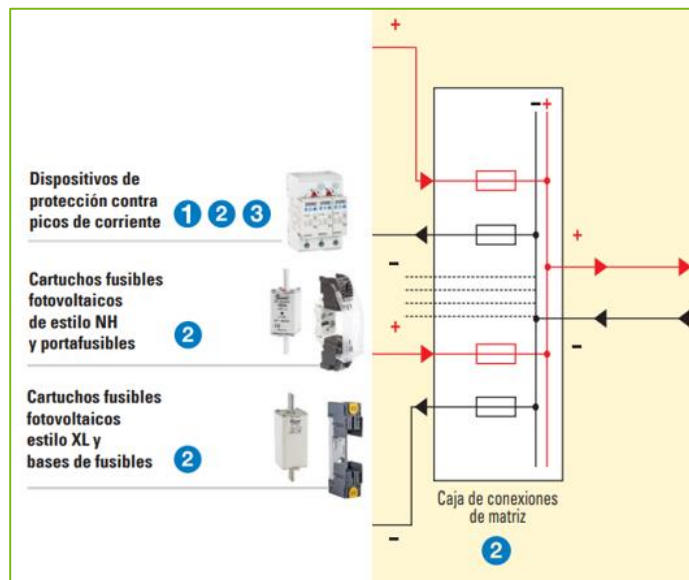


Imagen 19: Protección de matriz de conexiones.
Fuente: Guía de aplicaciones fotovoltaicas de Bussmann.

- ☀ **Protección de inversor:** Se encarga de proteger al inversor de cualquier pico de corriente que provenga del campo solar. La siguiente imagen muestra los dispositivos utilizados para este tipo de protección:

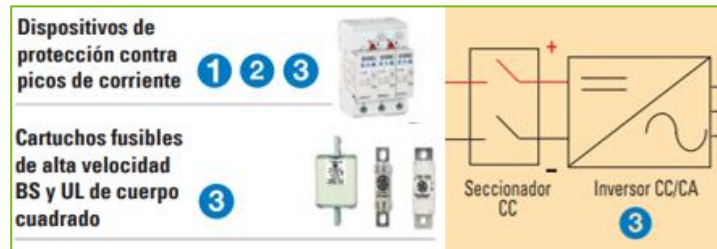


Imagen 20: Protección de matriz de conexiones.
Fuente: Guía de aplicaciones fotovoltaicas de Bussmann.

- ☀ **Protección del transformador:** Se encarga de proteger al transformador de cualquier pico de corriente. La siguiente imagen muestra los dispositivos utilizados para este tipo de protección:

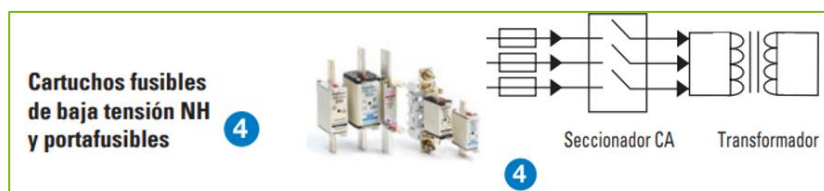


Imagen 21: Protección de matriz de conexiones.
Fuente: Guía de aplicaciones fotovoltaicas de Bussmann.

1.3.1.6 Transformadores

Son los encargados de elevar la tensión proveniente de los inversores fotovoltaicos al nivel de distribución y/o transmisión.

En instalaciones industriales y residenciales, típicamente se encuentran en la siguiente variedad:

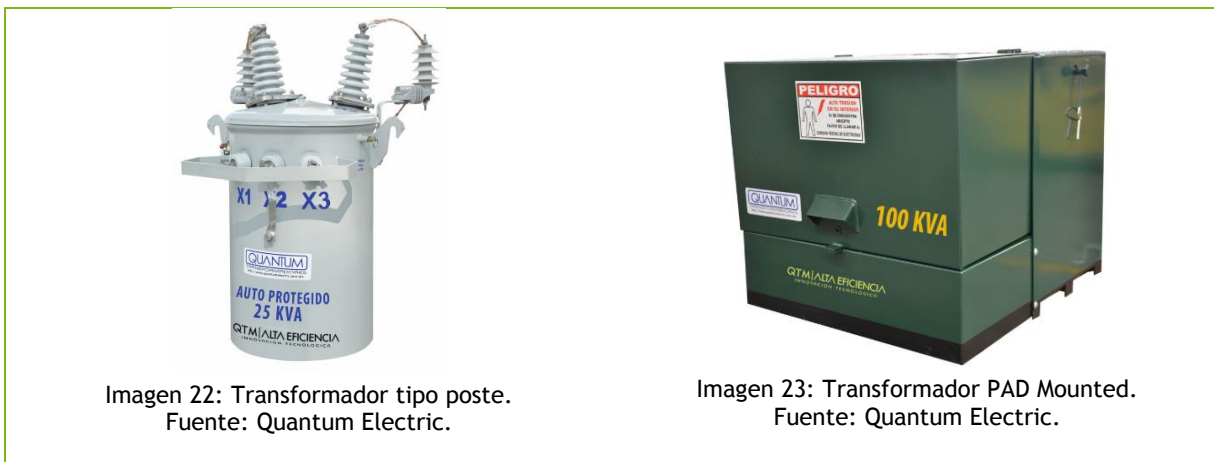


Imagen 22: Transformador tipo poste.
Fuente: Quantum Electric.

Imagen 23: Transformador PAD Mounted.
Fuente: Quantum Electric.

En aplicaciones de alta potencia (como centrales de generación eléctrica), usualmente tienen la siguiente estructura:



Imagen 24: Transformador de alta potencia.
Fuente: Google images.

1.3.1.7 Puesta a tierra

La puesta a tierra es parte importante de toda instalación eléctrica. Los objetivos básicos de un sistema de puesta a tierra son:

- ☀ Derivar a tierra corrientes de fuga de los equipos.
- ☀ Evitar la aparición de tensiones peligrosas en las carcasas metálicas de los equipos.
- ☀ Derivar a tierra las descargas atmosféricas.
- ☀ Limitar la diferencia de potencial que presentan las masas metálicas de los equipos con respecto a tierra.
- ☀ Garantizar la actuación y coordinación de las protecciones.
- ☀ Entre otras.

Reviste de importancia que todos los elementos del sistema de puesta a tierra estén interconectados para generar una superficie equipotencial entre estos. Esto minimiza la probabilidad de que aparezcan niveles de voltajes peligrosos entre carcasas que pertenecen a otros equipos.

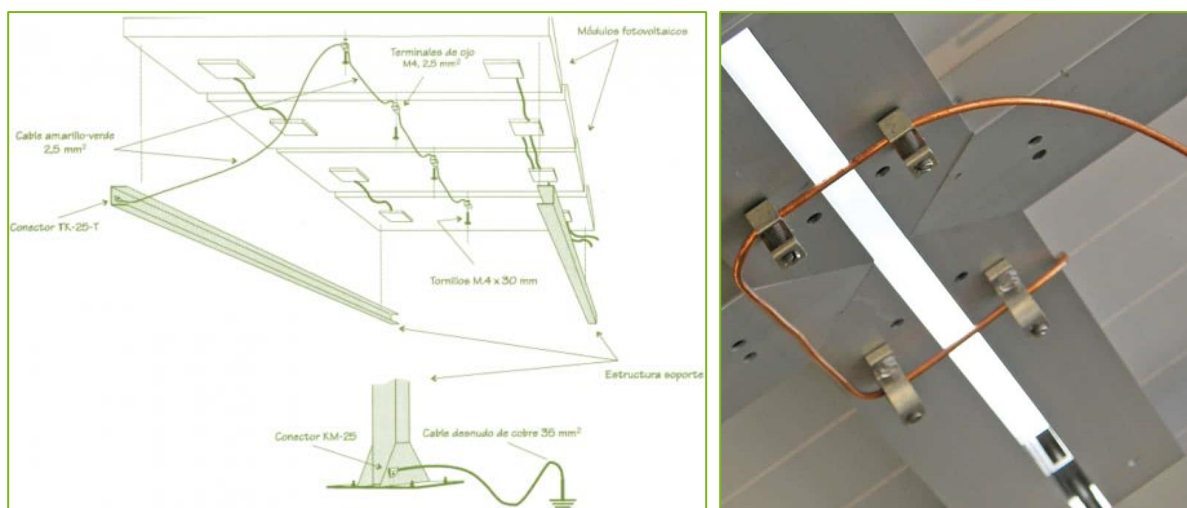


Imagen 25: Puesta a tierra en estructuras fotovoltaicas.
Fuente: Google images.

En instalaciones fotovoltaicas, tanto la estructura soporte como los módulos se conectarán a tierra con el fin de disminuir el riesgo asociado a la acumulación de cargas estáticas. También deberán ser conectados los inversores y demás elementos del lado de corriente alterna.

Al momento de realizar la conexión a tierra, se deben tomar en cuenta algunas consideraciones:

- ☀ No es recomendable no atornillar el conductor de tierra directamente al marco de los módulos fotovoltaico, sino más bien hacerlo a través de un terminal auxiliar, lo que facilita su desconexión sin provocar discontinuidad en el sistema de tierra del resto de la instalación.
- ☀ No considerar el anclaje del módulo y su estructura como sistema de tierra.
- ☀ Los conductores para protección deben conectarse al sistema de puesta a tierra de la instalación.
- ☀ Se debe garantizar el cumplimiento de la normativa que dictamina las características técnicas del sistema de puesta a tierra.
- ☀ La sección del conductor del sistema de puesta a tierra será al menos la misma que la del conductor de fase correspondiente.
- ☀ La puesta a tierra del campo fotovoltaico debe ser independiente de la puesta a tierra del neutro.



Imagen 26: Picas para puesta a tierra.
Fuente: Google images.

En términos generales, suele ubicarse una pica cada 10 o 15 metros. Existen algunos cálculos que pueden ser realizados para determinar la cantidad de picas aproximadas que se requieren para realizar una instalación de puesta a tierra, según la resistencia deseada:

$$R_t \approx \frac{\rho}{n_p * L_p} \quad (1)$$

- ☀ R_t : Resistencia del sistema de puesta a tierra.
- ☀ ρ : Resistividad del terreno.
- ☀ L_p : Longitud de la pica

La siguiente tabla muestra los valores medios aproximados de la resistividad en función del terreno según la ITC-BT-18 (Perpiñán L., 2012):

Tabla 1: Valores aproximados de la resistividad en función del terreno.

Terrenos cultivables fértiles	50 Ω m
Terrenos cultivables poco fértiles	500 Ω m
Suelos pedregosos	3000 Ω m

1.3.2 Clasificación de los sistemas fotovoltaicos

Según su aplicación, los sistemas fotovoltaicos se clasifican en:



Imagen 27: Sistema fotovoltaico “On-Grid”.
Fuente: Google images.

Sistemas fotovoltaicos “On-Grid”:

Estos sistemas están sincronizados a red. Bajo esta configuración la carga es alimentada tanto por los módulos fotovoltaicos como por la red externa, pudiendo verter los excedentes en horas donde la producción solar supere los niveles de demanda.

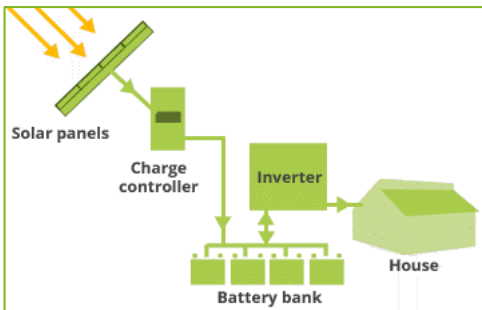


Imagen 28: Sistema fotovoltaico “Off-Grid”.
Fuente: Google images.

Sistemas fotovoltaicos “Off-Grid”:

Este sistema no cuenta con conexión a la red externa. Básicamente se basa en la alimentación de la carga mediante la combinación de módulos fotovoltaicos y baterías. El abastecimiento de la demanda dependerá principalmente de la dimensión del parque fotovoltaico y de la capacidad del campo de baterías.

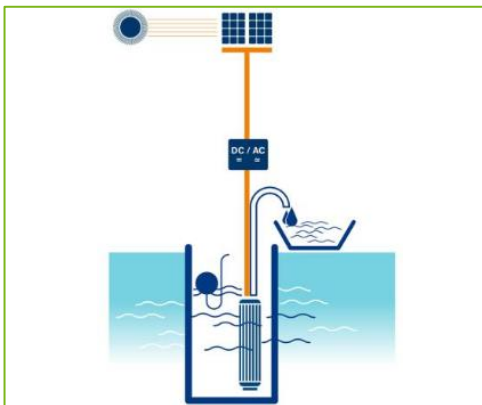


Imagen 29: Sistema fotovoltaico de bombeo.
Fuente: Google images.

Sistemas fotovoltaicos de bombeo:

El esquema de funcionamiento de estos sistemas consiste en la alimentación de una motobomba mediante módulos fotovoltaicos. Las motobombas son accionadas para sustraer agua desde un pozo y posteriormente almacenarla en un reservorio.

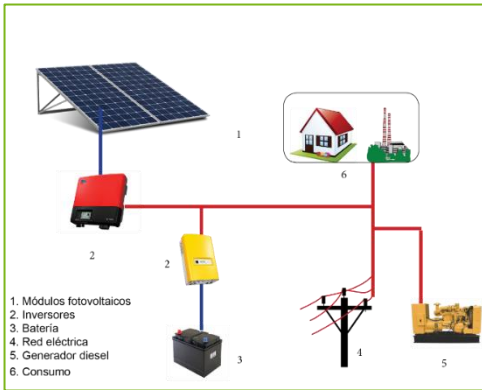


Imagen 30: Sistema fotovoltaico híbrido.
Fuente: Google images.

Sistemas fotovoltaicos híbridos:

Permiten la interacción entre los módulos fotovoltaicos, generadores diésel, sistemas de almacenamiento y cargas. Gestionan en todo momento las distintas fuentes de alimentación para garantizar el abastecimiento de la demanda de manera ininterrumpida.

Estos sistemas serán abordados de manera más detallada en temas posteriores ya que son la esencia del presente trabajo.

1.3.3 Experiencias internacionales en sistemas fotovoltaicos híbridos

1.3.3.1 Palladam (La India) - Fábrica de algodón Alpine Knits

Alpine Knits es una fábrica de algodón ubicada en Palladam, La India. Para garantizar su abastecimiento eléctrico utilizan un generador diesel de 1250 kVA.

Para reducir los costos eléctricos (facturación energía consumida y consumo de combustible por parte del generador diesel) tomaron la iniciativa de instalar un sistema fotovoltaico híbrido con la solución **SMA Fuel Save** en junio de 2013. En horas pico, el sistema fotovoltaico puede proporcionar hasta el 60% de la demanda de la empresa.



Imagen 31: Sistema fotovoltaico híbrido - Alpine Knits (Palladam, La India).
Fuente: Canadian Solar | SMA Solar.

DATOS DE LA INSTALACIÓN

Tamaño del sistema

- ☀ Grupo electrógeno: 1 x 1250 kVA, Genset Powerica Limited.
- ☀ Potencia fotovoltaica instalada: 1 MWp.
- ☀ Módulos fotovoltaicos: CanadianSolar CS6P-240P.

Información del sistema

- ☀ Planificación e implementación: Chemtrols Solar Pvt. Ltd., Mumbai.
- ☀ Puesta en marcha: junio 2013.

Rendimientos anuales

- ☀ Irradiación solar: 1.562 kWh / kWp.
- ☀ Rendimiento solar: 1.320 MWh.

Tecnología de sistema fotovoltaico

- ☀ Controlador de ahorro de combustible: 1 x Módulo de interfaz, 2 x Módulo de adquisición de datos, 1 x Módulo de controlador principal PV.
- ☀ Inversores: 44 x Sunny Tripower 20000TLEE.

1.3.3.2 Vava'u (Reino de Tonga)

En noviembre de 2013 fue puesto en marcha un sistema fotovoltaico híbrido en la localidad de Vava'u, Reino de Tonga. El sistema tiene una capacidad de 500 kWp y emplea 21 inversores SMA Tripower y un campo de baterías de 120 unidades. Este sistema se puso en interacción con un grupo de generadores diesel provocando un ahorro de aproximadamente 70% de la demanda de energía de Vava'u.

El sistema se configuró para que entregara la energía almacenada en las baterías durante las horas pico.



Imagen 32: Sistema fotovoltaico híbrido - Vava'u (Reino de Tonga).
Fuente: SMA Solar.

DATOS DE LA INSTALACIÓN

Tamaño del sistema

- ☀ Potencia fotovoltaica instalada: 1680 módulos, 500 kW.
- ☀ Generadores diésel: 2 x 600 kW, 2 x 186 kW, 1 x 300 kW (1872 en total).

Información del sistema

- ☀ Rendimiento anual: 695 MWh.
- ☀ Ahorro diésel: 225000 litros / año.
- ☀ Baterías: 120 x 1000 Ah.

Tecnología de sistema fotovoltaico

- ☀ Controlador de ahorro de combustible
- ☀ Inversores: 21 SMA Sunny Tripower 20000TL Excelencia Económica.
- ☀ Baterías: 15 SMA Sunny Backup SBU 5000.

1.3.3.3 Zouk Mosbeh (Líbano) - Empresa de modelado de plásticos API Plastics

En abril de 2014, la empresa de moldeo de plástico *API Plastics* integró un sistema fotovoltaico híbrido de 192 kWp para el abastecimiento de sus instalaciones.

El sistema híbrido emplea la solución SMA Fuel Save, logrando reducir el uso de energía costosa tanto de la red pública como de los grupos electrógenos, y optimiza el consumo de energía fotovoltaica. Adicionalmente, la red eléctrica está estabilizada por la producción descentralizada.



Imagen 33: Sistema fotovoltaico híbrido - API Plastics, Zouk Mosbeh (Líbano).
Fuente: SMA Solar.

DATOS DE LA INSTALACIÓN

Información del sistema

- ☀ Zouk Mosbeh, Líbano.
- ☀ Coordenadas: 33.96 ° N / 35.629 ° E

Tamaño del sistema

- ☀ Potencia fotovoltaica instalada: 192 kWp.
- ☀ Generadores diésel: 3 x 750 kVA (2250 kVA en total).
- ☀ Ahorro anual de diesel: aprox. 70,000 l

Tecnología de sistema fotovoltaico

- ☀ Inversores: 8 SMA Sunny Tripower 20000TL
- ☀ Controlador de ahorro de combustible SMA

1.3.3.4 Thabazimbi (Sudáfrica) - Mina de cromo Cronimet Chrome Mining SA

En noviembre de 2012 la mina de cromo *Cronimet Chrome Mining SA* instaló un sistema fotovoltaico híbrido de 1 MWp. El sistema utiliza la solución SMA Fuel Save Controller con logrando minimizar la dependencia de combustible durante el día.



Imagen 34: Sistema fotovoltaico híbrido - Cronimet Chrome Mining SA, Thabazimbi (Sudáfrica).
Fuente: SMA Solar.

DATOS DE LA INSTALACIÓN

Instalación fotovoltaica

- ☀ Potencia fotovoltaica instalada: 1 MW.
- ☀ Potencia nominal de inversores: 63 x Sunny Tripower 17000TL (1071 kVA).
- ☀ Potencia nominal del generador diesel: 2 x 800 kVA (1600 kVA en total).
- ☀ Controlador de ahorro de combustible SMA.

Información sobre la planta

- ☀ Coordenadas: 24 ° 36 ´ S, 27 ° 23 ´ E
- ☀ Irradiación solar: 1.840 kWh / kWp.
- ☀ Reducción de combustible: hasta 450,000 L de diesel al año.

1.3.4 Sistemas fotovoltaicos híbridos en República Dominicana

Según informaciones suministradas por el periódico Diario Libre, en noviembre de 2017 el Consorcio Citrícola del Este instaló un sistema fotovoltaico híbrido “off grid” para gestionar los consumos de la empresa. La empresa está ubicada en Hayo Mayor, República Dominicana.



Imagen 35: Sistema fotovoltaico híbrido, Citrícola del Este.
Fuente: Periódico Diario Libre.

Este sistema fue instalado por la empresa RAAS Solar y permite la interacción entre módulos fotovoltaicos y varios generadores diesel, garantizando el abastecimiento de la empresa de manera aislada de la red externa. El esquema de funcionamiento es el denominado fuel save controller, logrando alcanzar un ahorro aproximado en combustible de 40%.

CAPÍTULO 2: PARÁMETROS PARA EL DISEÑO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Para el diseño de sistemas fotovoltaicos se deben tomar en cuenta un conjunto de parámetros de los cuales dependerá la producción eléctrica. Estos parámetros se presentan a continuación:

2.1 RADIACIÓN SOLAR

El proceso de fusión nuclear en el sol da como resultado que se genere energía solar. Esta energía emite una radiación que se propaga en todas las direcciones en forma de ondas electromagnéticas.

La radiación se somete a varios procesos pasar por la atmósfera terrestre provocando fenómenos de reflexión, atenuación y difusión que alteran sus características.

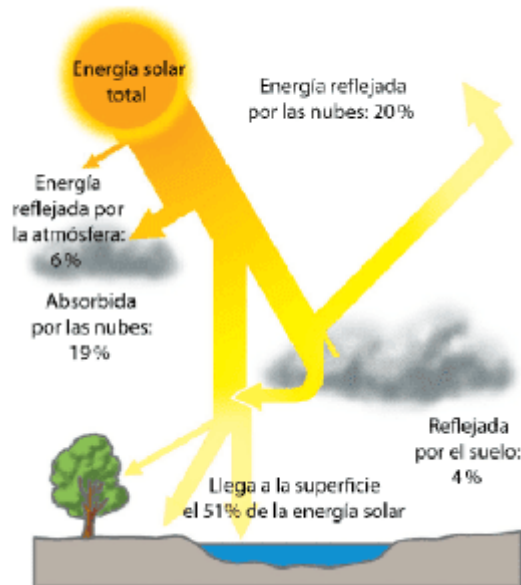


Imagen 36: Radiación solar.
Fuente: Google images.

Visto lo anterior, la radiación puede clasificarse como:

- ☀ **Radiación Directa [B]:** Es la que incide sobre una superficie sin sufrir cambios de dirección.
- ☀ **Radiación Difusa [D]:** Es la que incide sobre una superficie luego de ser reflejada o dispersada a causa de la interacción con otro medio.
- ☀ **Radiación del albedo [R o AL]:** Corresponde a la fracción de radiación que resulta de la reflexión en el suelo. Generalmente representa una contribución diminuta que en ocasiones pudiera ser despreciada.

Estas tres componentes de radiación conforman la denominada irradiancia global. La irradiancia se conoce como la densidad potencia incidente en un área determinada (W/m^2). Cuando sobre un área determinada incide una densidad de energía, estamos en presencia de irradiación (Wh/m^2).

El nivel de radiación sobre un plano estará sujeto a los movimientos de rotación y traslación de la Tierra. En el movimiento de rotación, la Tierra gira sobre sí misma alrededor de un eje, denominado eje polar, y perpendicular al plano ecuatorial terrestre. En el movimiento de traslación, la Tierra realiza un movimiento alrededor del Sol en forma de eclipse.



Imagen 37: Movimiento de la tierra en la órbita solar.

Fuente: Google images.

Gracias a estos movimientos, se generan los equinoccios y los solsticios y provocan variaciones en los niveles de radiación que inciden sobre la superficie terrestre.

Durante los equinoccios de primavera y de otoño se reciben las mismas horas de luz y de oscuridad, es decir, los días tienen una duración de 12 horas y las noches también. En el caso de los solsticios existe una variación, pues durante el Solsticio de Verano los días tienen mayor duración que las noches. Mientras que, durante el Solsticio de Invierno, los días tienen menor duración que las noches (analizado desde el hemisferio norte).

2.1.1 Dispositivos de medición

Existen ciertos cálculos utilizados para caracterizar la radiación solar que incide en una superficie determinada. No obstante, se cuenta con la tecnología necesaria para realizar mediciones de radiación:



Imagen 38: Pirheliómetro.
Fuente: Google images.

Pirheliómetro: Es un dispositivo utilizado para medir la radiación directa. Su funcionamiento está basado en la recepción de un haz de luz solar que es dirigido sobre una termopila que convierte el calor en una señal de voltaje de corriente continua. Mediante el empleo de formulaciones, esta señal de voltaje es convertida a W/m^2 .



Imagen 39: Piranómetro.
Fuente: Google images.

Piranómetro: Es un dispositivo utilizado para medir la radiación global. Contiene un sensor que atrapa la radiación incidente en una superficie con una cobertura de 180 grados. Su principio de funcionamiento es el mismo explicado en el dispositivo anterior.

2.1.2 Base de datos disponibles

Existen base de datos con informaciones de radiación procedentes de dispositivos de medidas y/o estimaciones realizadas a partir de imágenes satelitales. A continuación, citamos algunas de las bases de datos que se encuentran en la web:

2.1.2.1 NASA Prediction of Worldwide Energy Resources

Este portal es auspiciado por el Programa de Ciencias de la Tierra de la NASA. Contiene informaciones de energía renovable y cuenta con las siguientes características:

- ☀️ Parámetros meteorológicos y de energía solar.
- ☀️ Promedio de datos mensuales partiendo de almacenamiento de 10 años.
- ☀️ Datos de radiación solar de más de 1100 lugares.
- ☀️ Entre otras características.

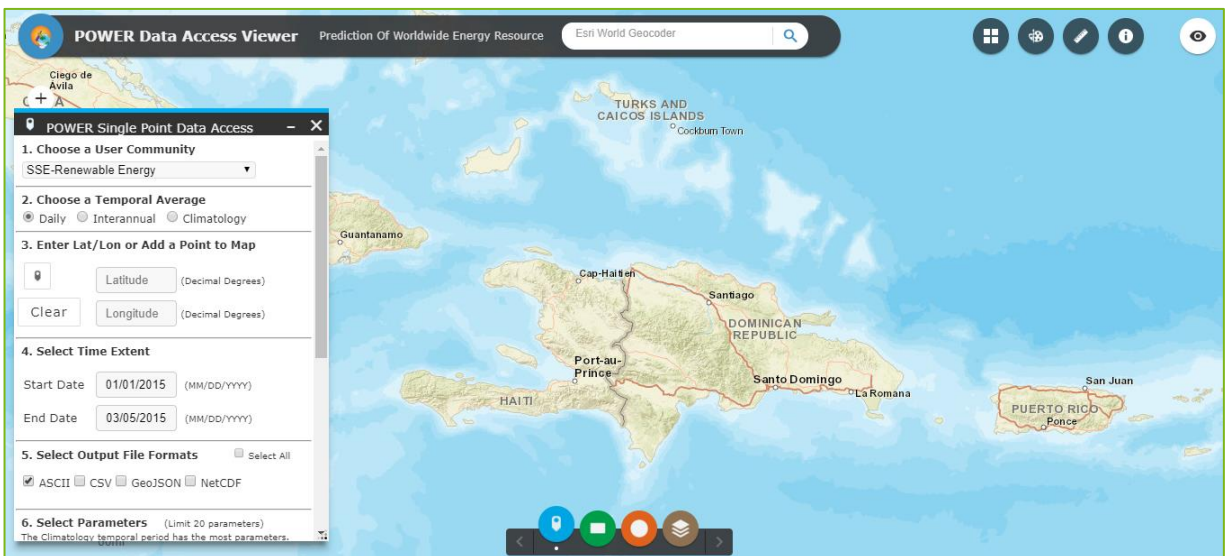


Imagen 40: Power Data Access Viewer.

Fuente: Portal NASA Prediction of Worldwide Energy Resources.

2.1.2.2 Global Atlas for Renewable Energy

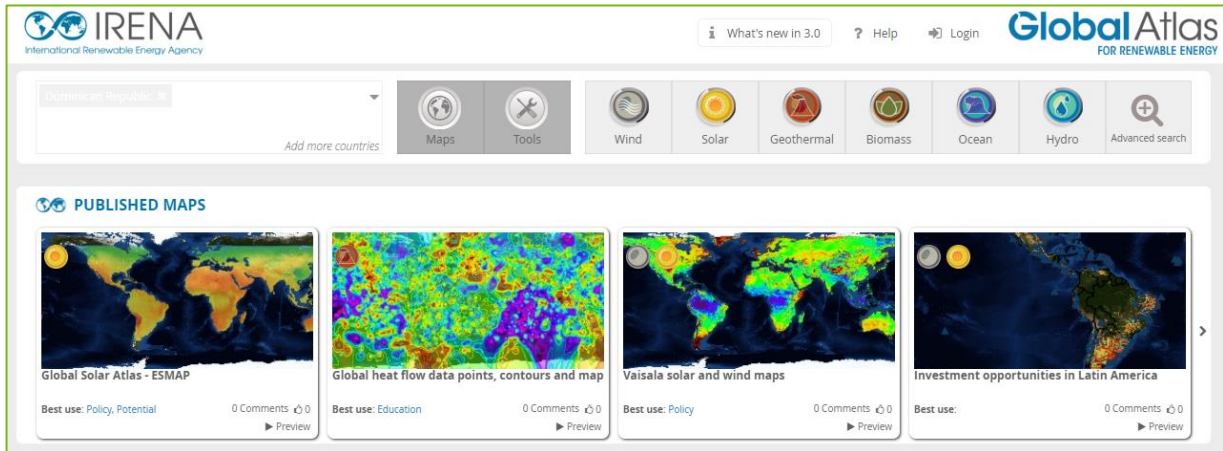


Imagen 41: Global Atlas for Renewable Energy.
Fuente: Portal IRENA.

Esta herramienta brinda la oportunidad de encontrar mapas de recursos de energía renovable. Fue creada bajo coordinación de IRENA y la participación de más de 50 entidades internacionales de investigación altamente calificadas, logrando compartir más de 2000 mapas de energía renovable. En este atlas global se encuentran datos sobre energía solar, eólica, bioenergética, geotérmica y marina.

2.1.2.3 RE Data Explorer

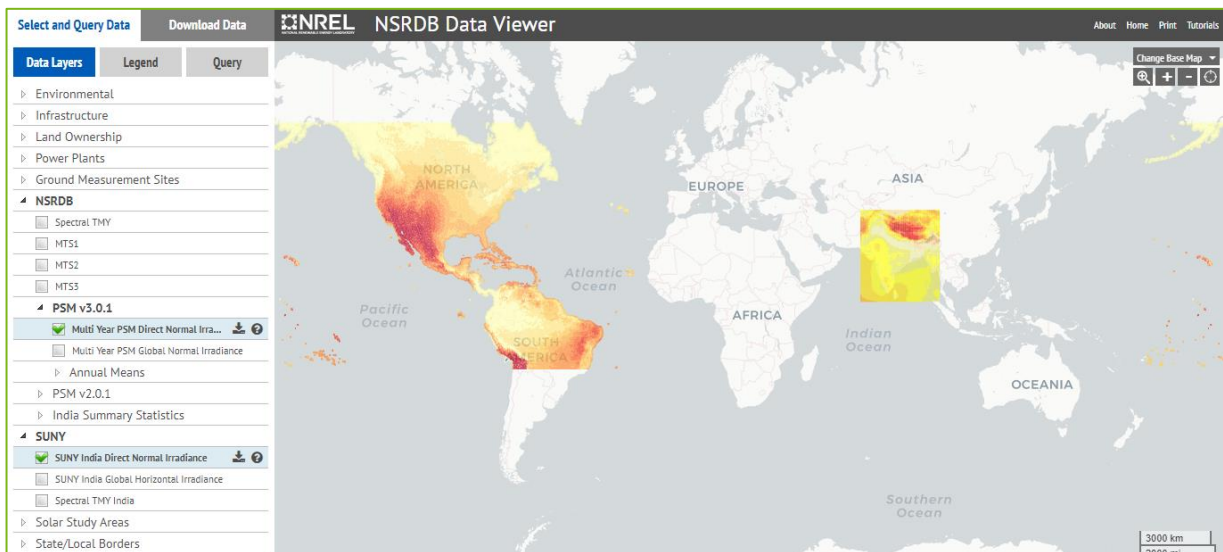


Imagen 42: RE Data Explorer (NREL).
Fuente: National Solar Radiation Database Viewer.

Esta es una herramienta de análisis desarrollada por el equipo de ciencia de datos geoespaciales del National Renewable Energy Laboratory (NREL) con el respaldo de la U.S. Agency for International Development (USAID). Esta herramienta tiene el potencial de realizar análisis del potencial de energía renovable en el escenario indicado por el usuario.

2.1.2.4 Global Solar Atlas

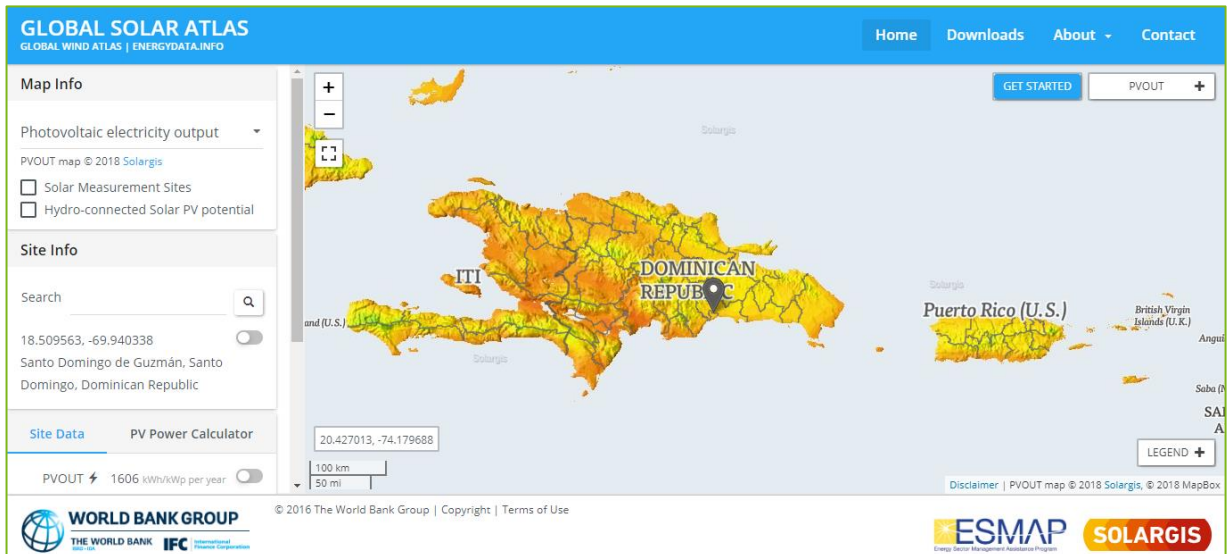


Imagen 43: Global Solar Atlas.
Fuente: National Solar Radiation Database Viewer.

Esta herramienta es proporcionada por el Banco Mundial y la Corporación Financiera Internacional. Su funcionamiento se basa en tres metodologías principales: modelo de radiación solar, modelo de temperatura del aire y modelo de simulación de energía fotovoltaica.

Los métodos utilizados en el modelo de radiación solar toman en cuenta los factores de atenuación de la radiación solar en el camino a través de la atmósfera hasta llegar a la superficie terrestre. El cálculo de los parámetros de recursos solares se realiza partiendo de entrada de datos de satélites geostacionarios y modelos meteorológicos.

2.2 FACTOR DE ESCALA (FE)

El factor de escala (FE) -también conocido como factor de sobredimensionamiento- representa la relación entre la potencia pico fotovoltaica total instalada y la potencia nominal total del conjunto de inversores seleccionados.

$$FE = \frac{P_{mód}}{P_{inv}} \quad (2)$$

- ☀ **FE**: Factor de Escala.
- ☀ **$P_{mód}$** : Potencia pico fotovoltaica total instalada.
- ☀ **P_{inv}** : Potencia nominal total de inversores

La potencia pico que un módulo fotovoltaico alcanza lo hace bajo condiciones estándares de laboratorio las cuales son difíciles de alcanzar en condiciones naturales. Esta condición provoca que en zonas de baja radiación el generador fotovoltaico no entregue el total de generación de acuerdo con la capacidad instalada.

Bajo la condición planteada anteriormente, instalar una capacidad en inversores que iguale a la potencia pico total del conjunto de módulos provocaría sobrecostos.

No existe regla alguna que indique el factor de sobredimensionamiento que deba escogerse. No obstante, existe un criterio utilizado creado por la experiencia:

- ☀ Para zonas de baja radiación solar el factor de sobredimensionamiento se recomienda cercano a “1.2”; para zonas de alta radiación (cercanas a la línea de ecuador), un factor de “1.1”.

2.3 ESTUDIO DE SOMBRAS

Cualquier elemento que tenga cierta componente vertical generará sombras (paneles solares inclinados, árboles, estructuras sobre el techo de la edificación, etc.) que afectan negativamente la producción de energía eléctrica de sistemas fotovoltaicos, por lo que reviste de gran importancia realizar un buen estudio donde se determine el área útil para la instalación de los módulos.

Existen en el mercado softwares para la determinación de la producción eléctrica de módulos fotovoltaicos que incluyen la proyección de sombras. Sin embargo, se pueden realizar aproximaciones manuales para proyectar las sombras.

Para realizar estimaciones es necesario conocer algunos parámetros, como son:

- ☀ **Altura solar:** Es el ángulo de inclinación aparente del sol con respecto a un punto de observación en un plano horizontal.
- ☀ **Acimut solar:** Tomando el hemisferio sur como referencia, el acimut es el ángulo que se forma entre el sur y la proyección del sol sobre el plano horizontal desde un punto de observación.

Estas definiciones pueden ser comprendidas al visualizar la siguiente imagen:

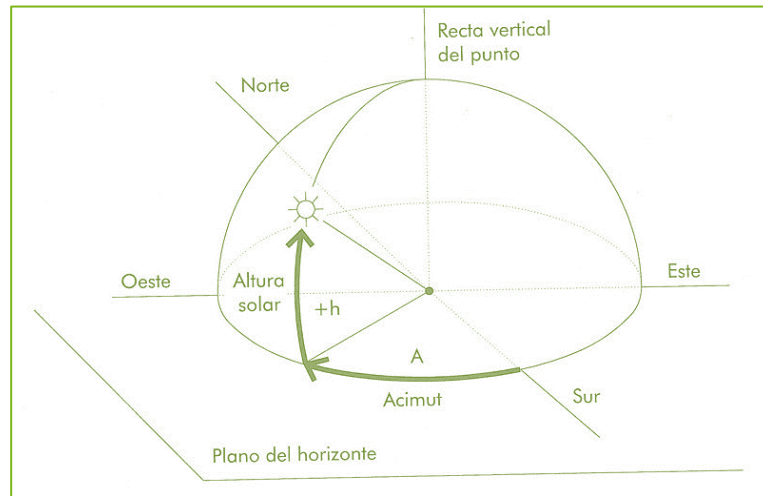


Imagen 44: Altura y acimut solar.

Fuente: Google images.

Algunas herramientas web arrojan aproximaciones de la altura y el acimut solar. Una muy conocida es SunEarthTools, con la cual podemos obtener una proyección del movimiento del sol sobre un punto de referencia.

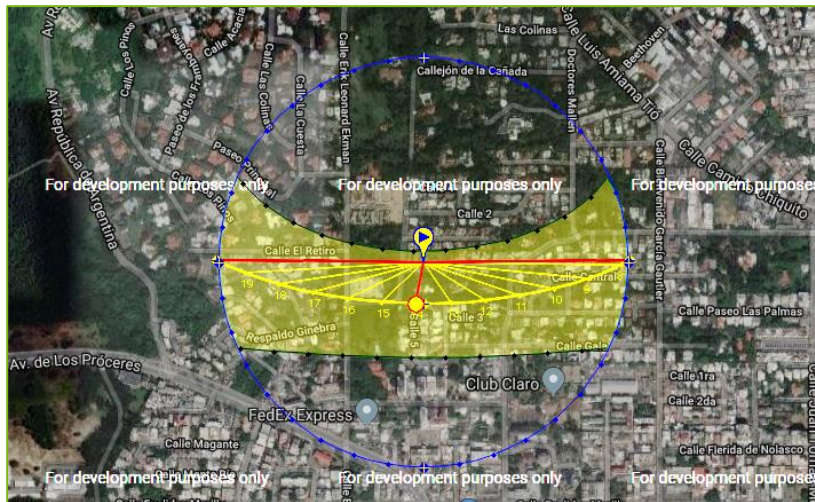


Imagen 45: Muestra de proyección de movimientos del sol.

Fuente: SunEarthTools.

Los datos se extraen con la siguiente estructura:

Tabla 2: Ejemplo de datos arrojados por SunEarthTools.

hora	Elevación	Azimut
Fecha:	21/06/2018 GMT-4	
coordinar:	18.4912547, -69.9422076	
ubicación:	Calle 5, Santo Domingo, República Dominicana	
06:04:20	-0.833°	64.89°
7:00:00	11.3°	68.85°
8:00:00	24.71°	72.07°
9:00:00	38.33°	74.32°
10:00:00	52.07°	75.34°
11:00:00	65.8°	73.8°
12:00:00	79.1°	61.23°
13:00:00	83.46°	319.88°
14:00:00	71.07°	288.52°
15:00:00	57.4°	284.8°
16:00:00	43.65°	285.1°
17:00:00	29.97°	286.93°
18:00:00	16.47°	289.78°
19:00:00	3.25°	293.65°
19:18:55	-0.833°	295.11°

Como vimos anteriormente, la tierra realiza movimientos de traslación y rotación. Para fines del análisis manual de sombras, una práctica recomendada es extraer los datos de altura y acimut solar para los solsticios y equinoccios.

Partiendo de estas informaciones, se realizan los cálculos para determinar la proyección de sombras tomando como referencia un objeto:

2.3.1 Longitud de sombra

La longitud de la sombra (en metros) sobre el suelo se determina mediante la siguiente expresión:

$$L_{sombra} = \frac{\text{Altura del objeto}}{\text{Tan}(\text{Altura solar})} \quad (3)$$

2.3.2 Ángulo de sombra respecto al objeto

Partiendo del ángulo de acimut obtenido, se proyecta la orientación que tendrá la sombra con respecto al objeto mediante el cálculo del ángulo complementario:

$$\text{Ángulo}_{sombra} = 270 - \text{Ángulo de acimut} \quad (4)$$

2.4 CÁLCULOS PARA EL POSICIONAMIENTO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

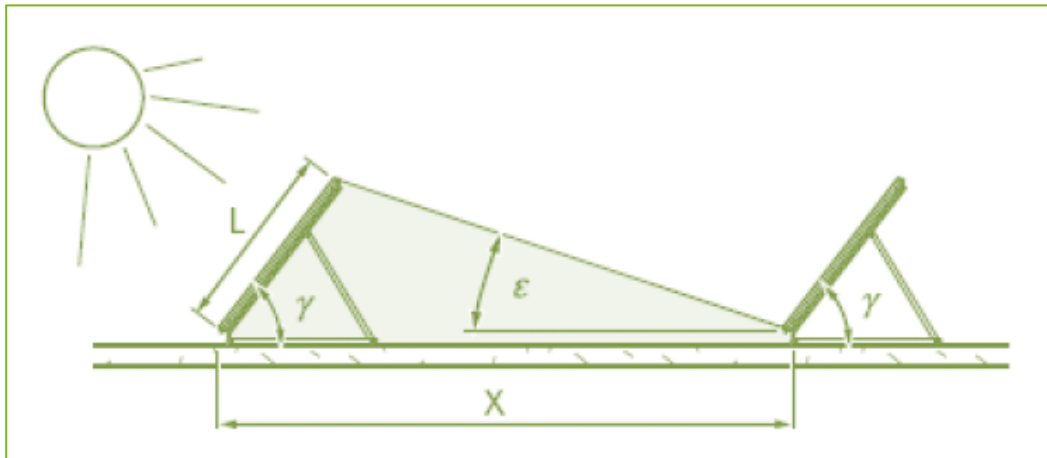


Imagen 46: Parámetros para el posicionamiento de módulos.

Fuente: Google images.

Para realizar el posicionamiento de los módulos fotovoltaicos se requiere determinar la inclinación óptima de cada uno (γ), la altura solar aproximada (ϵ) y la separación entre módulos (X). Estos parámetros se determinan tal como se indica a continuación (Perpiñán L., 2012):

2.4.1 Inclinación óptima (γ)

$$\gamma = 3.7 + 0.69\Phi_{\text{Latitud}} \quad (5)$$

2.4.2 Altura solar aproximada (ϵ)

La mínima distancia por respetar se calcula para el día que el sol realiza su trayectoria relativa más baja, lo que provoca que se genere una mayor longitud de sombra. Evaluado desde el hemisferio norte, esto ocurriría durante el solsticio de invierno. La siguiente expresión se utiliza para obtener una aproximación de este parámetro:

$$\epsilon = 67 - \Phi_{\text{Latitud}} \quad (6)$$

2.4.3 Separación entre módulos (X)

La siguiente expresión determina la separación entre módulos tomando como referencia la base de estos (parte de apoyo sobre la cual se mide el ángulo de inclinación):

$$X = L_{\text{Módulo}} \left(\frac{\sin \gamma}{\tan \epsilon} + \cos \gamma \right) \quad (7)$$

- ☀ γ : Inclinación óptima para un módulo.
- ☀ ϵ : Altura solar aproximada.
- ☀ Φ_{Latitud} : Latitud de en la ubicación de los módulos.
- ☀ X : Separación de las bases de los módulos.
- ☀ $L_{\text{Módulo}}$: Longitud del módulo que forma la hipotenusa con el plano horizontal de su ubicación.

2.5 DISTRIBUCIÓN Y CONEXIONADO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Al acoplar los módulos fotovoltaicos al inversor se deben realizar ciertos arreglos para garantizar que este último no sufra daños. Para realizar estos arreglos se debe tener en cuenta lo siguiente:

- ☀ La conexión en serie de módulos recibe el nombre de string (cadena). En esta configuración, el voltaje de cada uno se suma, por lo que el voltaje del string dependerá de la cantidad de módulos que lo conformen.
- ☀ La conexión de strings en paralelo determinará la corriente nominal que alcance el generador fotovoltaico.

Visto lo anterior, se presentan los cálculos que se realizan para determinar la cantidad de módulos fotovoltaicos que se conectan en serie, y la cantidad de strings que se deben conectar en paralelo (Perpiñán L., 2012):

2.5.1 Número de módulos conectados en serie

Los inversores realizan un algoritmo de búsqueda del punto de máxima potencia (MPP) dentro de un rango limitado de tensiones, por lo que la tensión del string debe estar dentro de este rango para evitar pérdidas.

Visto lo anterior, para determinar de la cantidad de módulos que pueden conformar un string se deben cumplir tres condiciones:

2.5.1.1 Condición 1

El voltaje de circuito abierto del string debe ser menor que el máximo voltaje que inversor tolera en su entrada.

$$N_{s1} = \frac{V_{m\acute{a}x\ inv}}{V_{oc\ m\acute{a}x}} \quad (8)$$

$$V_{oc\ m\acute{a}x} = V_{oc}^* - 2.3 * 10^{-3}(T_{c\ m\acute{a}x} - 25) \quad (9)$$

$$T_{c\ m\acute{a}x} = T_{a\ m\acute{a}x} + G_{m\acute{a}x} \left(\frac{NMOT - UNMOT}{800} \right) \quad (10)$$

- ☀ N_{s1} : Cantidad máxima de módulos conectados en serie.
- ☀ $V_{m\acute{a}x\ inv}$: Máximo voltaje que inversor tolera en su entrada.
- ☀ $V_{oc\ m\acute{a}x}$: Voltaje máximo de circuito abierto del módulo.
- ☀ V_{oc}^* : Voltaje nominal de circuito abierto del módulo en condición estándar.
- ☀ $T_{c\ m\acute{a}x}$: Mínima temperatura de funcionamiento del módulo.
- ☀ $T_{a\ m\acute{a}x}$: Temperatura ambiente mínima en la ubicación del módulo.
- ☀ $G_{m\acute{a}x}$: Irradiancia mínima en la ubicación del módulo.
- ☀ $NMOT$: Temperatura nominal de operación del módulo.
- ☀ $UNMOT$: Temperatura mínima de operación del módulo por debajo de la nominal.

2.5.1.2 Condición 2

El voltaje del string debe ser menor que el límite máximo del rango de búsqueda del punto de máxima potencia del inversor.

$$N_{s2} = \frac{V_{MPP\ m\acute{a}x\ inv}}{V_{MPP\ m\acute{a}x\ m\acute{o}d}} \quad (11)$$

$$V_{MPP\ m\acute{a}x\ m\acute{o}d} = V_{oc} + \frac{V_{MPP\ m\acute{a}x\ m\acute{o}d}^*}{V_{oc}^*} \quad (12)$$

$$V_{oc} = V_{oc}^* - 2.3 * 10^{-3}(T_{c\ m\acute{a}x} - 25) \quad (13)$$

$$T_{c\ m\acute{a}x} = T_{a\ m\acute{a}x} + G_{m\acute{a}x} \left(\frac{NMOT - UNMOT}{800} \right) \quad (14)$$

- ☀ N_{s2} : Cantidad máxima de módulos conectados en serie.
- ☀ $V_{MPP\ m\acute{a}x\ inv}$: Rango superior de búsqueda de tensión del inversor.
- ☀ $V_{MPP\ m\acute{a}x\ m\acute{o}d}$: Máximo voltaje del módulo en su punto de máxima potencia.
- ☀ $V_{MPP\ m\acute{a}x\ m\acute{o}d}^*$: Voltaje nominal del módulo en su punto de máxima potencia.
- ☀ V_{oc}^* : Voltaje nominal del módulo en circuito abierto.
- ☀ V_{oc} : Voltaje de circuito abierto del módulo en condiciones de máxima temperatura.
- ☀ V_{oc}^* : Voltaje nominal de circuito abierto del módulo condición estándar.
- ☀ $T_{c\ m\acute{a}x}$: Máxima temperatura de funcionamiento del módulo.
- ☀ $T_{a\ m\acute{a}x}$: Temperatura ambiente máxima en la ubicación del módulo.
- ☀ $G_{m\acute{a}x}$: Irradiancia máxima en condición estándar (1000W/m²).
- ☀ $NMOT$: Temperatura nominal de operación del módulo.
- ☀ $UNMOT$: Temperatura mínima de operación del módulo por debajo de la nominal.

2.5.1.3 Condición 3

El voltaje del string debe ser mayor que el mínimo voltaje del rango de búsqueda del punto de máxima potencia del inversor.

$$N_{s3} = \frac{V_{MPP \text{ mín inv}}}{V_{MPP \text{ máx mód}}} \quad (15)$$

- ☀ N_{s2} : Cantidad máxima de módulos conectados en serie.
- ☀ $V_{MPP \text{ mín inv}}$: Rango inferior de búsqueda de tensión del inversor.
- ☀ $V_{MPP \text{ máx mód}}$: Máximo voltaje del módulo en su punto de máxima potencia.

Notas:

- ☀ La mayor cantidad de módulos que pueda contener un string corresponderá al valor más restrictivo entre la condición 1 y la 2.
- ☀ La menor cantidad de módulos que puede contener un string corresponderá al resultado de la condición 3.

2.5.2 Número de módulos conectados en paralelo

Para determinar la máxima cantidad de strings que se pueden conectar en paralelo se debe cumplir una única condición:

- ☀ La sumatoria de las corrientes de corto circuito de todos los strings conectados al inversor no podrán superar a la corriente máxima que el inversor soporte en su entrada.

2.6 ANÁLISIS DE CARGAS Y CONSUMOS

Para el diseño de sistemas fotovoltaicos, con la excepción de sistemas “On-Grid” en que no se tiene en cuenta el autoconsumo, deben calcularse los datos de consumo medios diarios y es recomendable conocer (si se da) el consumo máximo anual.

Para facilitar el dimensionamiento del campo de baterías, se recomienda obtener el consumo también en Amperios-hora.

La mejor manera de determinar los consumos medios diarios es mediante los registros de medición histórica de los consumos, considerando un factor de incremento para el futuro. Sin embargo, en caso de no contar con los datos de medición fiables es necesario confeccionar un listado de los equipos que componen la demanda del sistema, el número de horas de uso diario y el voltaje nominal de operación de cada uno.

La energía diaria teórica requerida se calcula sumando el producto entre la potencia de cada equipo o elemento de consumo por el tiempo medio horario de funcionamiento de cada uno, agrupando de forma separada el consumo de corriente continua y de corriente alterna. Luego la energía real necesaria, se calcula teniendo en cuenta las eficiencias de los distintos subsistemas y las pérdidas, según la fórmula que sigue:

$$L = \frac{L_{cc} + \frac{L_{ca}}{\eta_{inv}}}{\eta_g * \eta_c} \quad (16)$$

- ☀ **L:** Energía real necesaria (Wh).
- ☀ **L_{cc}:** Carga diaria en corriente continua (Wh).
- ☀ **L_{ca}:** Carga diaria en corriente alterna (Wh).
- ☀ **η_g:** Eficiencia carga descarga de la batería.
- ☀ **η_{inv}:** Eficiencia media diaria del inversor.
- ☀ **η_c:** Pérdida en los cables.

2.7 DETERMINACIÓN DE CAMPO DE BATERÍAS

Previo a la exposición del procedimiento para la determinación de campo de baterías, se verificarán las siguientes definiciones:

- ☀ **Capacidad nominal batería (C_{nom}):** Es la carga que puede ser extraída de una batería hasta su descarga total.
- ☀ **Régimen de carga/descarga medio:** Es la corriente aplicada a una batería para restablecer/extraer la capacidad nominal. Normalmente se presenta como un ratio entre la capacidad nominal y la corriente. Por ejemplo, si la capacidad es 300 Ah, se habla de un régimen de carga (descarga) C10 cuando se aplican (extraen) 30 A, de forma que en 10 horas se restablece (extrae) la capacidad.
- ☀ **Estado de carga:** Es la capacidad de una batería parcialmente cargada, dividida por su capacidad nominal. Por tanto, siempre será 0 < SoC < 1.
- ☀ **Profundidad máxima de descarga (PD_{max}):** es el porcentaje de la capacidad en la batería que puede ser descargado sin causar daños o una limitación de la vida útil de la batería. Por ejemplo, una PD_{max} del 70% indica que la batería se puede descargar un 70% antes de que el regulador de carga corte el consumo.
- ☀ **Tensión de corte:** Es la tensión a la que finaliza la descarga de la batería. Depende del régimen de descarga y del tipo de batería. Determina la profundidad de descarga máxima, y por tanto, la capacidad útil, CU, siendo:

$$CU = PD_{max} \cdot C_{nom} \quad (17)$$

- ☀ **Días de autonomía (CS):** es el tiempo que el sistema de baterías es capaz de suministrar carga eléctrica sin recarga. Se recomienda un CS de 3 a 5 para sistemas domésticos y de 5 a 8 para sistemas profesionales.

- ☀ **Consumo medio diario (L):** es la energía media diaria que existe en demanda.
- ☀ **Factor de corrección de temperatura (FCT):** las baterías pierden capacidad cuando las temperaturas son muy bajas. Este factor de corrección por temperatura depende del régimen de descarga (RDM).
- ☀ **Tiempo de operación medio (TOM):** es el tiempo en el que una determinada carga o la suma de varias están en uso.

El campo de baterías se determina en función del número de días de autonomía (parámetro de diseño) y del consumo medio diario (si el valor de L no es constante para todos los meses del año, se tomará su valor máximo), de acuerdo con la siguiente expresión:

$$C_{nom} = \frac{L * CS}{PD_{max} * \eta_c} \quad (18)$$

- ☀ **C_{nom} :** Capacidad de la batería (Wh).
- ☀ **L :** Energía real necesaria (Wh).
- ☀ **CS :** Número de días de autonomía.
- ☀ **PD_{max} :** Máxima profundidad de descarga de la batería.
- ☀ **η_c :** Pérdida en los cables.

El tamaño del sistema de acumulación C_{nom} , expresado en Amperios-hora, se obtiene de la siguiente forma:

$$C_{nom} * = \frac{C_{nom}}{V_n} \quad (19)$$

V_n : Tensión nominal de la batería (V).

2.8 SELECCIÓN DE CONDUCTORES

Para realizar la selección de los conductores de deben tener presente las siguientes restricciones:

- ☀ **Límite térmico:** Viene dado en las especificaciones técnicas del conductor según el fabricante.
- ☀ **Caída de tensión:** La caída de tensión permitida varía según la normativa del país en que se encuentre la instalación. Por ejemplo, *“según el apartado 5 de la ITC-BT-40, la caída máxima de tensión de la tensión nominal entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5% para la intensidad nominal”* (Perpiñán L., 2012).

A continuación, se muestran las expresiones utilizadas para la selección de los conductores de para el lado de corriente directa y de corriente alterna en función de la corriente (Roldán V., 2012):

2.8.1 Selección conductores del lado de corriente directa

La sección de los conductores del lado de corriente directa se calcula según la siguiente expresión:

$$S_{DC} = 2L \left(\frac{I_{SC\ MOD}}{\gamma_{90^\circ} * V_{m\acute{a}x\ INV} * \%CT} \right) \quad (20)$$

- ☀ S_{DC} : Sección de conductor DC.
- ☀ L : Longitud de conductor.
- ☀ $I_{SC\ MOD}$: Corriente de cortocircuito del módulo.
- ☀ γ_{90° : Conductividad del conductor a 90 °C (m/Ω*mm²) - cobre = 44 | Aluminio = 28.
- ☀ $V_{m\acute{a}x\ INV}$: Voltaje máximo de entrada del inversor.
- ☀ $\%CT$: Porcentaje de caída de tensión admisible.

2.8.2 Selección conductores del lado de corriente alterna

La sección de los conductores de AC se calcula según las siguientes expresiones:

2.8.2.1 Conductor AC Trifásico

$$S_{LL} = L \left(\frac{I_{Salida\ INV}}{\gamma_{90^\circ} * V_{m\acute{a}x\ INV} * \%CT} \right) * \cos \theta \quad (21)$$

- ☀ S_{LL} : Sección de conductor de línea a línea.
- ☀ $I_{Salida\ INV}$: Corriente de salida del inversor.

2.8.2.2 Conductor AC Monofásico

$$S_{LN} = 2L \left(\frac{I_{Salida\ INV}}{\gamma_{90^\circ} * V_{m\acute{a}x\ INV} * \%CT} \right) * \cos \theta \quad (22)$$

2.9 SELECCIÓN DE PROTECCIONES

2.9.1 Protecciones en DC

2.9.1.1 Protección contra cortocircuitos

La protección contra cortocircuito tiene como misión proteger al inversor, por lo que se ha de instalar un fusible en cada polo de los strings que conforman el campo fotovoltaico. Como beneficio colateral, el portafusible sirve como seccionador, lo que facilita las labores de mantenimiento.

Para mitigar la ocurrencia de cortocircuitos ocasionados por posibles pérdidas de aislamiento en los conductores, se recomienda que el positivo y el negativo se instalen de forma separada.

Al momento de seleccionar las protecciones contra cortocircuitos en la parte DC deben tomarse en cuenta las siguientes condiciones (Perpiñán L., 2012):

2.9.1.2 Condición 1

El nivel de corriente permitido por la protección debe ser mayor que la corriente de diseño de la línea, y menor que la corriente máxima admisible del conductor seleccionado.

$$I_b < I_n < I_z \quad (23)$$

- ☀ I_b : Corriente de diseño de la línea.
- ☀ I_n : Corriente de protección.
- ☀ I_z : Corriente máxima admisible del conductor.

2.9.1.3 Condición 2

El 160% de la corriente de protección debe ser menor que el 145% de la corriente máxima admisible del conductor.

$$1.6I_n < 1.45I_z \quad (24)$$

2.9.1.4 Condición 3

La corriente de protección debe ser mayor o igual al 125% de la corriente de cortocircuito del string asociado al fusible en cuestión.

$$I_n \geq 1.25I_{SC} \quad (25)$$

- ☀ I_{SC} : Corriente de cortocircuito del string asociado al fusible en cuestión

2.9.2 Protecciones en AC

2.9.2.1 Protección contra cortocircuitos y sobretensiones

Para lograr esta protección se utilizan dos dispositivos:

- ☀ Interruptor termomagnético para sobretensiones y cortocircuitos.
- ☀ Interruptor diferencial para fallos a tierra.

Al momento de seleccionar las protecciones contra cortocircuitos en la parte DC deben tomarse en cuenta las siguientes condiciones (Perpiñán L., 2012):

2.9.2.2 Condición 1

El nivel de corriente permitido por la protección debe ser mayor que la corriente de diseño de la línea, y menor que la corriente máxima admisible del conductor seleccionado.

$$I_b < I_n < I_z \quad (26)$$

- ☀ I_b : Corriente de diseño de la línea.
- ☀ I_n : Corriente de protección.
- ☀ I_z : Corriente máxima admisible del conductor.

2.9.2.3 Condición 2

El 160% de la corriente de protección debe ser menor que el 145% de la corriente máxima admisible del conductor.

$$1.6I_n < 1.45I_z \quad (27)$$

2.10 CÁLCULO DE PRODUCCIÓN ELÉCTRICA

La producción eléctrica de los sistemas fotovoltaicos estará sujeta a los siguientes factores:

- ☀ Irradiancia efectiva incidente en la ubicación del proyecto.
- ☀ Valores mínimos y máximos de la temperatura ambiente a la que se someterán los módulos.
- ☀ Incidencia de sombras sobre los módulos.
- ☀ Características técnicas de los equipos (eficiencia, potencia máxima, corriente de cortocircuito, etc.).
- ☀ Pérdidas técnicas de los elementos que componen la instalación (conductores, transformador, etc.).

En el mercado existen softwares que determinan la producción de sistemas fotovoltaicos, como es el caso del PVSyst y el PV Sol. No obstante, existen métodos manuales que pueden arrojar valores aproximados. Estos cálculos manuales son mostrados a continuación.

2.10.1 Pérdidas en el sistema

Las pérdidas existentes determinarán el factor de rendimiento de la instalación fotovoltaica. El Factor de Rendimiento o Performance Ratio (PR)¹ es un factor que contempla todas las pérdidas de un sistema fotovoltaico que no guardan relación con las condiciones meteorológicas. Este factor se usa para caracterizar períodos anuales debido a que la influencia de la temperatura es un factor de segundo orden comparado con la relación entre energía e irradiación.

$$PR = 1 - FP \quad (28)$$

- ☀ PR : Performance Ratio (Factor de Rendimiento).
- ☀ FP : Factor de Pérdidas.

¹ El Performance Ratio suele tener un valor típico de 0.75

Normalmente, las pérdidas que se incluyen en el PR anual se muestran en la siguiente tabla (Perpiñán L., 2012):

Tabla 3: Factores de pérdidas incluidos recomendados para el PR anual.

FACTOR DE PÉRDIDAS	VALOR
Dispersión de parámetros entre los módulos que componen el generador	2 - 4%
Tolerancia de potencia de los módulos respecto a sus características nominales	3%
Temperatura de funcionamiento de los módulos	5 - 8%
Conversión DC/AC realizada por el inversor	8 - 12%
Efecto Joule en los cables	2 - 3%
Conversión BT/MT realizada por el transformador	2 - 3%
Disponibilidad del sistema	0.5 - 1%

2.10.2 Pérdidas por Orientación e Inclinación (POI) y Factor de Sombras (FS)

El nivel de aprovechamiento de la radiación solar por parte de un módulo dependerá de su orientación y de su inclinación.

- ☀ Mientras mayor sea el grado acimutal con que se orientan los módulos, menor será su producción.
- ☀ La ecuación (5) muestra cómo debe calcularse la inclinación óptima que deben tener los módulos fotovoltaicos para tener un mejor aprovechamiento de la radiación solar.

En resumen, mientras más se distancie la orientación y la inclinación real de los módulos de las óptimas, mayores serán las pérdidas.

Las pérdidas por orientación e inclinación pueden determinarse utilizando las siguientes expresiones:

$$P_{OI} = 1.2 * 10^{-4}(\gamma - \Phi_{Latitud} + 10)^2 + 3.5 * 10^{-5} * \alpha^2 \quad (29)$$

- ☀ P_{OI} : Pérdidas por orientación e inclinación.
- ☀ γ : Ángulo de inclinación del módulo.
- ☀ $\Phi_{Latitud}$: Latitud del lugar.
- ☀ α : Orientación (grado acimutal).

2.10.3 Horas Solares Pico (HSP)

La hora solar pico (HSP) surge de la necesidad de realizar una aproximación rápida de la producción eléctrica que dará un módulo fotovoltaico. La HSP se define como el tiempo en horas que perdura una hipotética irradiancia constante de 1 kW/m².

Una hora solar pico equivale a 3.6 MJ/m², equivalente a 1 kWh/m².

Las horas solares pico pueden determinarse mediante la siguiente expresión:

$$HSP = \frac{G_{ef}}{G_{stc}} \quad (30)$$

- ☀ HSP : Hora solares pico.
- ☀ G_{ef} : Irradiación efectiva (kWh/m²).
- ☀ G_{stc} : Irradiancia en condición estándar (1kW/m²).

2.10.4 Energía fotovoltaica generada

Mediante la siguiente expresión se puede obtener una aproximación de la energía que el sistema fotovoltaico puede generar durante un tiempo determinado:

$$E_{fv} = P_g(HSP)(PR)(1 - FS)(1 - P_{OI}) \quad (31)$$

☀ **FS:** Factor de Sombras del sistema².

CAPÍTULO 3: ESCENARIO ACTUAL DE LA EMPRESA

Este capítulo contiene la descripción de la empresa, esquema actual de alimentación eléctrica, detalle de consumos energéticos y sus costos asociados.

3.1 DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA



Imagen 47: Logo del Organismo Coordinador.
Fuente: OC.

El Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana tiene como misión planificar y coordinar la operación del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado, para garantizar un abastecimiento seguro, confiable, al mínimo costo y con la calidad requerida, y determinar las transacciones económicas, todo esto conforme a lo establecido en la normativa.

La empresa adquirió una vivienda que luego adecuó para utilizarla como edificio para sus oficinas. Actualmente, es el edificio donde realiza sus operaciones.

La empresa se encuentra ubicada República Dominicana a una Latitud de 18° 29'28.48"N y longitud de 69° 56'32.18"W, sector Coplan 2, calle 3^{ta} de Arroyo Hondo 1, edificio #3. El terreno que tiene un área aproximada de 4,907 m².

² Suele considerarse aceptable un factor de sombras anual con valores comprendidos entre el 2 y el 4% (Perpiñán L., 2012).



Imagen 48: Ubicación geográfica del edificio
Fuente: Google maps.

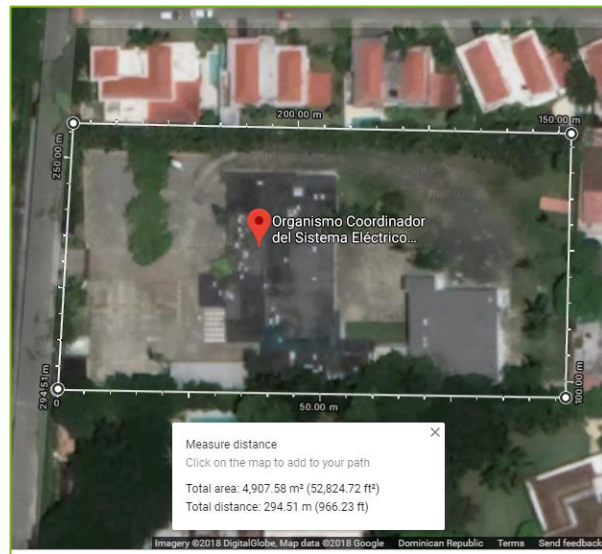


Imagen 49: Vista en planta del edificio actual del OC.
Fuente: Google Maps.

Como parte del plan operativo anual, el OC tiene previsto la construcción de un nuevo edificio adaptado a sus necesidades, para lo cual utilizara el mismo terreno en que están dispuestas sus instalaciones en la actualidad. Esta nueva infraestructura estará dotada de nuevos elementos:

- ☀ En la actualidad, el edificio administrativo es de un único nivel. Se pretende construir un nuevo edificio de administración compuesto por dos niveles. Este estará dotado de un ascensor y sistemas de sensores para automatización de puertas. También se contempla la instalación de nuevos equipos de climatización de mayor potencia, acorde a las nuevas dimensiones del edificio.



Imagen 50: Descripción de edificios del OC.
Fuente: Google Maps.

- ☀ La nueva infraestructura contará con un área de esparcimiento.
- ☀ Se pretende construir una moderna recepción con puerta automatizada y nuevos equipos de climatización para brindar mayor confort a las visitas.
- ☀ Nuevo sistema de iluminación exterior.

- ☀️ Automatización de puerta principal para el ingreso a la empresa.
- ☀️ Entre otras mejoras.

Estas nuevas características que serán incorporadas a las instalaciones de la empresa provocarán un incremento en el consumo eléctrico, aumentando los costos para cubrir esta necesidad energética.

Por lo anteriormente expuesto, se pretende brindar una solución de producción de energía eléctrica a través de tecnología fotovoltaica que garantice una disminución sustancial en los costos energéticos.

3.2 RADIACIÓN SOLAR EN LA UBICACIÓN DE LA EMPRESA

República Dominicana cuenta con un potencial de radiación solar global que varía entre 5.25 y 5.50 kWh/m²/día en la mitad oriental del país y 5.50 y 5.75 a 6.00 kWh/m²/día en la segunda mitad occidental (radiación solar promedio sobre una superficie horizontal).

La siguiente tabla muestra la radiación promedio diaria por mes en la ubicación de la empresa (período 2000 - 2017), según datos extraídos de la herramienta POWER Data Acces Viewer, de la NASA Prediction of Worldwide Energy Resources:

Tabla 4: Radiación incidente en la ubicación del OC (kWh/m²/día)

AÑO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
2000	4.26	4.9	5.86	6.09	6.33	6.4	6.05	5.46	4.95	5.22	4.95	3.77
2001	3.88	5.01	5.54	6.15	5.68	5.99	5.42	5.58	5.54	4.76	4.42	3.81
2002	4.11	5.17	5.78	5.93	5.43	5.73	5.96	5.49	4.99	5.07	4.92	4.16
2003	4.49	4.83	5.9	5.16	6.15	5.65	5.77	5.28	5.68	4.79	3.75	3.87
2004	4.19	4.66	5.1	4.92	5.11	5.55	5.72	5.94	4.63	4.95	4.25	4.08
2005	4.36	5.46	6.09	6.03	5.55	5.06	5.37	5.73	5.98	4.01	4.67	4.3
2006	4.49	4.88	5.82	5.87	6.41	5.59	5.7	5.52	5.66	4.97	4.49	4.2
2007	4.56	5.09	5.27	6.16	5.69	6.22	6.13	5.37	5.38	3.81	4.59	4.12
2008	4.36	5.06	5.37	5.82	5.88	5.62	6.21	5.47	4.62	4.98	4.2	4.16
2009	4.51	4.9	5.27	5.7	5.17	5.53	5.76	5.76	5.51	5.06	4.53	4.15
2010	4.13	4.89	5.33	5.77	5.31	5.08	5.2	5.54	4.77	4.73	3.95	3.69
2011	4.46	4.99	5.92	5.99	5.64	5.14	5.22	5.17	5.4	4.75	4.17	4.24
2012	4.25	4.87	5.58	5.69	5.86	6.34	5.87	4.99	5.85	4.58	4.26	4.15
2013	4.32	5.28	5.22	6.06	5.08	5.12	5.34	5.28	5.38	4.43	4.44	4.14
2014	4.47	5.07	5.74	6.17	5.54	5.77	5.86	5.22	4.91	5.26	4.39	4.19
2015	4.44	4.88	5.64	6.24	5.76	5.67	5.77	5.81	5.36	5	3.7	4.11
2016	4.46	5	5.56	5.61	5.34	5.42	5.63	5.28	5.29	4.31	3.86	4.26
2017	4.49	4.58	5.36	4.97	5.58	5.7	5.39	5.35	4.86	4.47	3.52	4.35

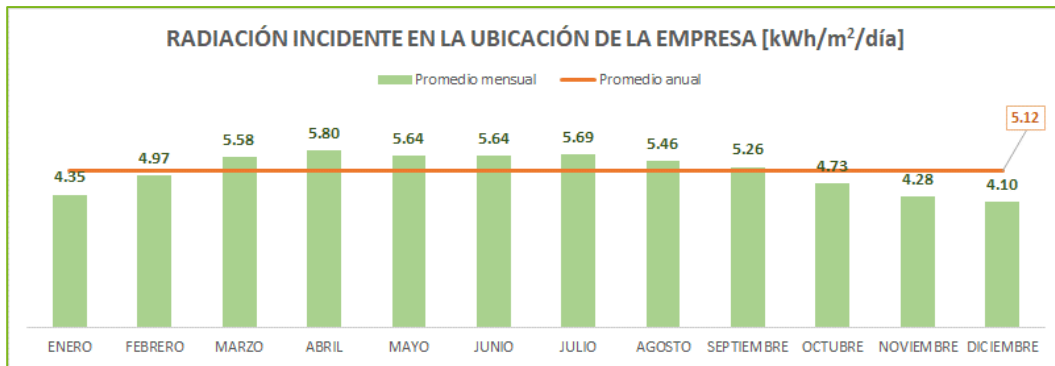


Gráfico 3: Radiación solar en la ubicación de la empresa.

3.3 ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO DE LAS INSTALACIONES

El OC abastece sus necesidades eléctricas por medio de dos fuentes: electricidad retirada de la red de media tensión del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) y de un generador diesel de emergencia que funciona únicamente cuando se reciben cortes en el suministro de electricidad por parte de la empresa distribuidora.

En el 2017, los costos energéticos ascendieron a RD\$ 3,285,033 (equivalentes a US\$66,459³).

3.3.1 Consumo eléctrico por retiros de la red y costos asociados

El abastecimiento eléctrico de la empresa se realiza, en primera instancia, mediante contrato con la Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur (EDESUR) para retiro de energía eléctrica de un circuito de distribución de media tensión (12.47kV). La siguiente tabla muestra los detalles del contrato realizado con la empresa distribuidora:

Tabla 5: Datos de contrato de suministro eléctrico.

Tarifa	Cargo fijo	Costo Energía	Costo Potencia
MTD1	RD\$ 224.53 US cts 454.24	7.81 RD\$/kWh 15.8 US cts/ kWh	RD\$ 485.98 983.12 US cts/ kW

De acuerdo con los datos obtenidos, en el período julio 2016 - julio 2018 el promedio de consumo eléctrico de la empresa ha oscilado por los 27,043.20 kWh. El consumo máximo tuvo lugar en el mes de julio 2018, alcanzando los 31,320 kWh. El siguiente gráfico muestra el evolutivo de consumo eléctrico en el rango indicado:

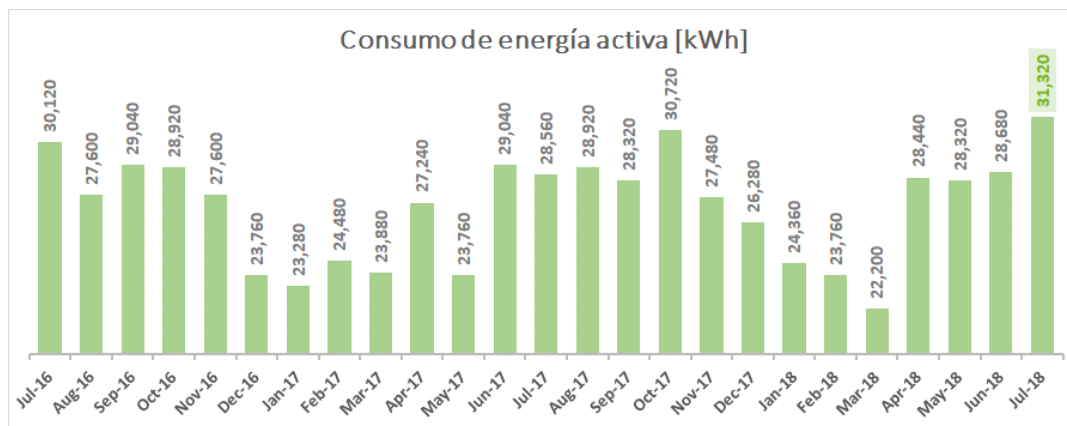


Gráfico 4: Consumo de energía activa del OC.

³ Tasa del dólar utilizada para las equivalencias: US\$ 1 = RD\$ 49.42955

El promedio de potencia demandada ha sido 92.37 kW, registrándose la mayor demanda en el mes de septiembre 2017 (103.2 kW). El siguiente gráfico muestra el evolutivo de potencia activa demandada en el rango indicado:

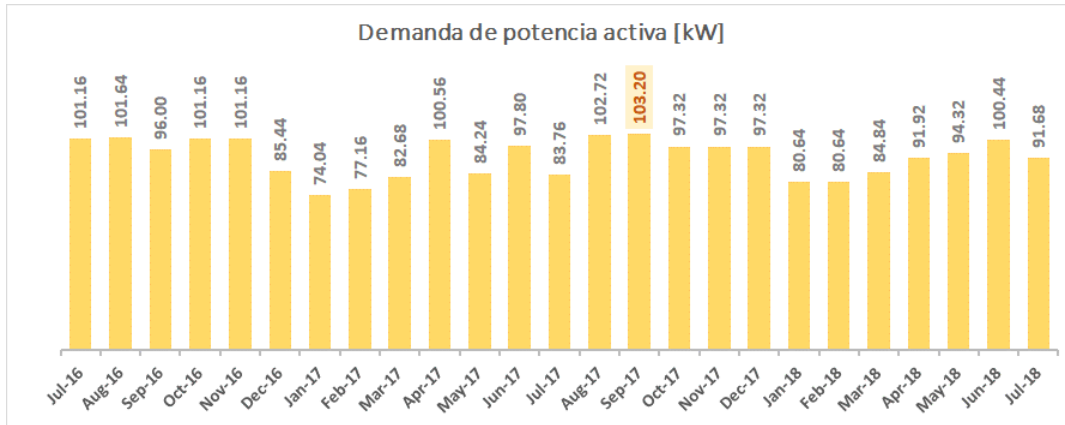


Gráfico 5: Demanda de potencia activa del OC.

Tal como se indicó en la Tabla 5, el contrato de la empresa contempla una tarifa MTD1. Los montos asociados a esta categoría tarifaria son los siguientes:

- ☀ Cargo fijo correspondiente a RD\$ 224.53 (454.24 US cts).
- ☀ Costo de la energía correspondiente a 7.81 RD\$/kWh (15.8 US cts/kWh).
- ☀ Costo de potencia máxima demandada correspondiente a 485.98 RD\$/kW (983.12 US cts/kW)⁴.

El siguiente gráfico muestra el evolutivo de la facturación realizada por la distribuidora por concepto de consumo de energía y demanda de potencia:

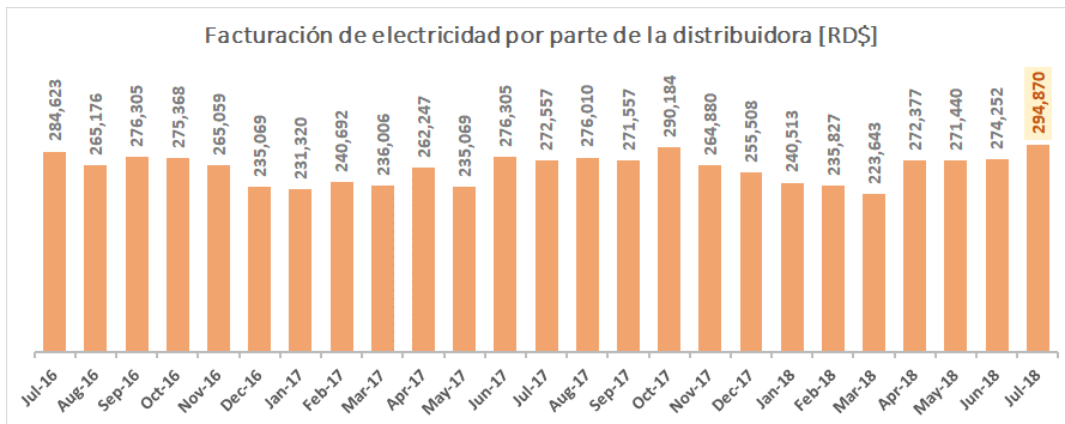


Gráfico 6: Facturación de electricidad del OC.

El promedio pagos realizados a la distribuidora oscila por los RD\$ 261,074, registrándose la mayor facturación en el mes de julio 2018, RD\$ 294,870.23 (US\$ 5,965.47).

⁴ La tarifa MTD1 contempla el pago por energía y potencia máxima registrada. La potencia facturada será la máxima dentro de un año móvil.

En la siguiente tabla se muestra el detalle de la facturación realizada por concepto de consumo de energía y demanda de potencia:

Tabla 6: Detalle de facturación de energía y potencia.

Mes	kWh	kW	kW Máx Facturada	Cargo Fijo RD\$	Energía RD\$	Potencia RD\$	Total Factura RD\$
Jul-16	30,120	101.16	101.16	224.53	235,237.20	49,161.74	284,623.47
Aug-16	27,600	101.64	101.64	224.53	215,556.00	49,395.01	265,175.54
Sep-16	29,040	96.00	101.4	224.53	226,802.40	49,278.37	276,305.30
Oct-16	28,920	101.16	101.4	224.53	225,865.20	49,278.37	275,368.10
Nov-16	27,600	101.16	101.4	224.53	215,556.00	49,278.37	265,058.90
Dec-16	23,760	85.44	101.4	224.53	185,565.60	49,278.37	235,068.50
Jan-17	23,280	74.04	101.4	224.53	181,816.80	49,278.37	231,319.70
Feb-17	24,480	77.16	101.4	224.53	191,188.80	49,278.37	240,691.70
Mar-17	23,880	82.68	101.4	224.53	186,502.80	49,278.37	236,005.70
Apr-17	27,240	100.56	101.4	224.53	212,744.40	49,278.37	262,247.30
May-17	23,760	84.24	101.4	224.53	185,565.60	49,278.37	235,068.50
Jun-17	29,040	97.80	101.4	224.53	226,802.40	49,278.37	276,305.30
Jul-17	28,560	83.76	101.4	224.53	223,053.60	49,278.37	272,556.50
Aug-17	28,920	102.72	102.72	224.53	225,865.20	49,919.87	276,009.60
Sep-17	28,320	103.20	103.2	224.53	221,179.20	50,153.14	271,556.87
Oct-17	30,720	97.32	102.96	224.53	239,923.20	50,036.50	290,184.23
Nov-17	27,480	97.32	102.96	224.53	214,618.80	50,036.50	264,879.83
Dec-17	26,280	97.32	102.96	224.53	205,246.80	50,036.50	255,507.83
Jan-18	24,360	80.64	102.96	224.53	190,251.60	50,036.50	240,512.63
Feb-18	23,760	80.64	102.96	224.53	185,565.60	50,036.50	235,826.63
Mar-18	22,200	84.84	102.96	224.53	173,382.00	50,036.50	223,643.03
Apr-18	28,440	91.92	102.96	224.53	222,116.40	50,036.50	272,377.43
May-18	28,320	94.32	102.96	224.53	221,179.20	50,036.50	271,440.23
Jun-18	28,680	100.44	102.96	224.53	223,990.80	50,036.50	274,251.83
Jul-18	31,320	91.68	102.96	224.53	244,609.20	50,036.50	294,870.23

En el 2017 los retiros de la red representaron unos gastos de RD\$ 3,112,333 (US\$ 62,965).

3.3.2 Consumo de combustible del generador de emergencia y costos asociados

La Tabla 7 muestra la cantidad de galones de gasóleo comprados para el generador de emergencia y sus montos asociados (los datos mostrados corresponden a compras puntuales en el mes indicado según la necesidad):

Tabla 7: Compra de combustible para el generador de emergencia.

Mes de compra	Galones	Costo RD\$
Enero 2016	300	30,900
Marzo 2016	300	32,700
Abril 2016	300	31,740
Agosto 2016	300	36,300
Enero 2017	300	38,100
Abril 2017	300	39,600
Septiembre 2017 (1)	300	39,600
Septiembre 2017 (2)	300	55,400
Marzo 2018	300	46,350

En el 2017 la compra de gasóleo representó un gasto de RD\$ 172,700 (equivalentes a US\$ 3,494).

3.4 HORAS DE DESABASTECIMIENTO

El Organismo Coordinador es eléctricamente alimentado desde el circuito número 4 de la subestación eléctrica “Arroyo Hondo 69kV”. Este circuito es exclusivo, lo que indica que debe estar energizado las 24 horas del día. No obstante, durante el año sufre ciertas interrupciones por motivo de mantenimientos, averías, etc.

A continuación, se muestra el detalle de las horas interrupciones sufridas durante el período 2016-2018.

3.4.1 Desabastecimiento total

Tabla 8: Horas de desabastecimiento por mes/año.

Mes	2016		2017		2018	
	h	m	h	m	h	m
Enero	9		1	30	2	
Febrero	3	30			6	
Marzo	11		4	45	1	15
Abril	28	30	9	15	10	15
Mayo	9		8	45	3	30
Junio	5	15	7			
Julio	6	15	6		3	15
Agosto	7		3		10	
Septiembre	1	45	17	45		
Octubre	2	30	5	45		
Noviembre	5	15	2			
Diciembre	4	15	17			

Según se observa en la Tabla 8, desde el 1 de enero de 2016 hasta el 21 de agosto de 2018 se han registrado 212h15m de desabastecimiento, detallados según se muestra a continuación:

- ☀ En el 2016 hubo cortes de suministro en un total de 93h15m. La máxima cantidad de horas de desabastecimiento tuvo lugar en abril, con un total de 28h30m.
- ☀ En el 2017 hubo cortes de suministro en un total de 82h75m. La máxima cantidad de horas de desabastecimiento tuvo lugar en septiembre, con un total de 7h45m.
- ☀ Al 21 de agosto de 2018 ha habido cortes de suministro en un total de 36h15m. La máxima cantidad de horas de desabastecimiento tuvo lugar en abril, con un total de 10h15m.

3.4.2 Desabastecimiento continuo

La Tabla 9 contiene el detalle de la máxima cantidad de horas en las que hubo desabastecimiento de manera continua:

Tabla 9: Horas de máximo desabastecimiento continuo.

Año	Mes	Día	Horas	Minutos
2016	1	14	6	45
2017	6	27	6	45
2018	4	7	4	30

3.4.3 Desabastecimiento total durante el día

Tabla 10: Horas de desabastecimiento por mes/año durante el día.

Mes	2016		2017		2018	
	h	m	h	m	h	m
Enero	7		1	30	2	
Febrero	2	30			6	
Marzo	9		4	45	1	15
Abril	24	30	9	15	10	15
Mayo	8		8	45	3	30
Junio	4	15	7			
Julio	2	15	6		3	15
Agosto	6		3		10	
Septiembre		45	17	45		
Octubre		30	5	45		
Noviembre	4	15	2			
Diciembre	3	15	17			

La Tabla 10 contiene el total de horas de desabastecimiento durante horas con radiación solar entre (las 8:00 am y las 5:45 pm). Se puede precisar lo siguiente:

- ☀ En el 2016 hubo cortes de suministro en un total de 72h15m. La máxima cantidad de horas de desabastecimiento tuvo lugar en abril, con un total de 24h30m.
- ☀ En el 2017 hubo cortes de suministro en un total de 82h75m. La máxima cantidad de horas de desabastecimiento tuvo lugar en septiembre, con un total de 7h45m.
- ☀ Al 21 de agosto de 2018 ha habido cortes de suministro en un total de 36h15m. La máxima cantidad de horas de desabastecimiento tuvo lugar en abril, con un total de 10h15m.

3.4.4 Desabastecimiento continuo durante el día

La Tabla 9 contiene el detalle de la máxima cantidad de horas en las que hubo desabastecimiento de manera continua:

Tabla 11: Horas de máximo desabastecimiento continuo durante el día.

Año	Mes	Día	Horas	Minutos
2016	1	14	6	45
2017	6	27	6	45
2018	4	7	4	30

- ☀ Para el período analizado, la máxima cantidad de horas continuas que hubo desabastecimiento alcanzaron casi 7 horas. No obstante, el desabastecimiento continuo normalmente oscila de 2 a 3 horas.

CAPÍTULO 4: SISTEMA FOTOVOLTAICO PROPUESTO⁵

En virtud del alto consumo eléctrico existente en el OC, y de las excelentes condiciones de radiación en su ubicación geográfica, se propone instalar un sistema fotovoltaico que contribuya con la reducción de los costos energéticos y de las emisiones de CO₂ que representan.

De acuerdo con la tecnología disponible, se estarán analizando las siguientes propuestas:

4.1 PROPUESTA 1

Partiendo del compromiso que siente el Organismo Coordinador de colaborar con la disminución de la emisión de CO₂ en el medio ambiente, seguido del interés en reducir los costos energéticos, se propone instalar un sistema fotovoltaico que cubra aproximadamente el 82% de la demanda de la empresa.

La primera propuesta se trata un *sistema fotovoltaico híbrido conectado a red* que gestione un parque solar de 186.88 kWp distribuidos en 512 módulos Canadian Solar CS3U-365p, 8 inversores SUNNY TRIPOWER 20000TL-US y 12 inversores SUNNY ISLAND 8.0H (conectados a un Multicluste-Box y un Grid Connect Box) para gestionar el abastecimiento de la demanda a través de la producción solar, 36 baterías Trojan SIND 04 1685 (con una capacidad útil de 4044 Ah), un generador diésel y la red externa.

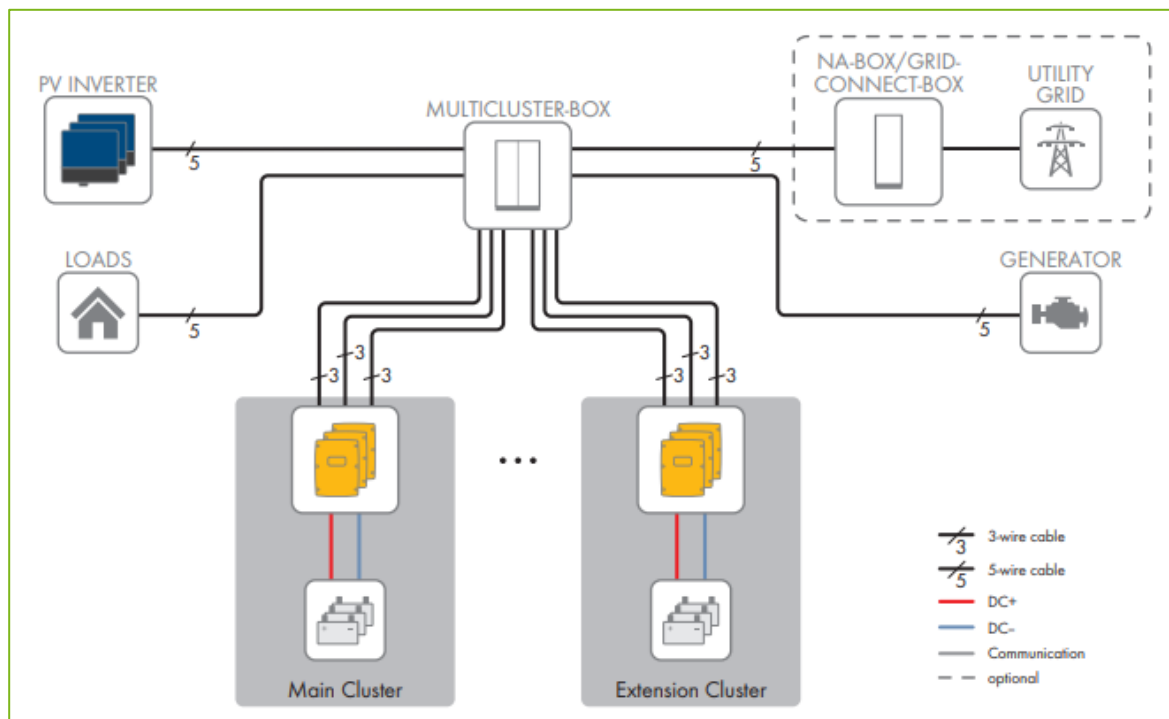


Imagen 51: Diagrama propuesta 1.
Fuente: SMA Solar.

⁵ El detalle de los cálculos se encuentra en el Excel adjunto “MERME_TFM_G1_Cálculos”.
El detalle de los diseños se encuentra en el archivo CAD adjunto “MERME_TFM_G1_Diseño”.

4.1.1 Esquema de funcionamiento

- ☀ En estado de operación normal, el campo solar abastecerá la demanda de la empresa.
- ☀ La red externa suplirá la energía eléctrica que el campo solar no logre abastecer.
- ☀ En caso de sufrir algún corte en el suministro eléctrico (red externa), las baterías y el campo solar deberán abastecer la demanda de la compañía.
- ☀ Finalmente, si las baterías se descargan antes de que la red externa sea restablecida, entonces entrará en funcionamiento el generador.
- ☀ El sistema híbrido debe administrar estos estados de operación para mantener todo el tiempo el campo solar en funcionamiento.

4.1.2 Descripción de componentes⁶

4.1.2.1 Módulos Canadian Solar CS3U-365p

Como se explicó anteriormente, los módulos fotovoltaicos serán los encargados de convertir la radiación solar en energía eléctrica. Las características de este módulo, así como la justificación de su elección serán descritas en la sección 4.4.

4.1.2.2 Inversores SUNNY TRIPOWER 20000TL-US

El inversor fotovoltaico trifásico de SMA Sunny Tripower TL-US permite la conversión de la energía en corriente directa que producen los paneles solares a corriente alterna trifásica para que sea utilizada en la red AC. Brinda buena flexibilidad con un amplio rango de voltaje de entrada y dos rastreadores MPP independientes. El Sunny Tripower ofrece una solución a prueba de futuro con una completa funcionalidad de gestión de red, comunicaciones por ethernet y seguimiento avanzado.

Este inversor cuenta con una función que detecta la formación de islas eléctricas no deseadas y desconecta el inversor de la red eléctrica. La isla no deseada puede ocurrir cuando en el momento de la falla de la red de servicios públicos, la carga en la sub-red de apagado es aproximadamente equivalente a la potencia de alimentación actual del sistema fotovoltaico o del sistema de almacenamiento de la batería. Con la isla activa detección, el inversor verifica continuamente la estabilidad de la red eléctrica. Si la red eléctrica está intacta, esto no tiene impacto en la red pública y el inversor continúa alimentándose. Solo si se ha formado una isla eléctrica no deseada, el inversor desconecta de la red eléctrica. La función de detección de islas está activada por defecto.

4.1.2.3 Inversores SUNNY ISLAND 8.0H

El Sunny Island es un inversor con batería y regula el equilibrio energético eléctrico en sistemas aislados, sistemas eléctricos de repuesto o sistemas para la optimización del autoconsumo. Además, en un sistema eléctrico de repuesto puede utilizar el Sunny Island para la optimización del autoconsumo.

El Sunny Island puede poner en marcha el generador fotovoltaico automáticamente.

El Sunny Island utiliza baterías como dispositivos de almacenamiento de energía. El Sunny Island abastece equipos consumidores de CA en el sistema a partir de una batería o carga la batería con la energía que obtiene de fuentes de CA (. Las fuentes de CA abastecen equipos consumidores y el

⁶ El datasheet de cada elemento se encuentra en la sección de anexos

Sunny Island las utiliza para recargar la batería. El Sunny Island puede utilizar y controlar un generador como reserva de energía

Con la pantalla Sunny Remote Control puede configurar y manejar el funcionamiento del sistema desde un punto central.

El Sunny Island puede poner en marcha el generador fotovoltaico automáticamente. A través de los relés multifunción los Sunny Island pueden controlar algunas funciones, entre las que se mencionan las siguientes:

Tabla 12: Funciones del inversor Sunny Island.

Función posible o salida	Explicación
Control de generadores	Con el relé multifunción se pueden controlar generadores con encendido eléctrico a distancia o conectar un emisor de señales para generadores sin función de arranque automático
Control de contactores de deslastre de carga	El relé multifunción se activa en función del estado de carga de la batería. Dependiendo de la configuración, puede instalar un deslastre de carga de un nivel con un relé multifunción o un deslastre de carga de dos niveles con dos relés multifunción.
Temporizador de procesos externos	Los relés multifunción se pueden controlar mediante un temporizador
Control de un ventilador para la sala de baterías	Si debido a la corriente de carga la batería genera gas, el relé multifunción se activa. El ventilador de la sala de baterías se conecta durante al menos una hora
Control de una bomba de electrolito	En función del flujo de capacidad nominal, el relé multifunción se activa al menos una vez al día

Los Sunny Island poseen una gestión avanzada de baterías, que permite la regulación de la carga moderada para baterías de plomo en función del estado de la batería actual y la determinación muy precisa del estado de carga, ayudando a que la batería pueda alcanzar la vida útil prevista por el fabricante.

4.1.2.4 Multicluster Box

- ☀ **Clúster:** Un clúster se compone de tres Sunny Island y una batería. Un Sunny Island por fase, lo que da un total de tres Sunny Island, se conectan a una red aislada trifásica. En el clúster, un Sunny Island es el maestro; los otros dos son los esclavos.
- ☀ **Sistema multiclúster:** Varios clústeres conectados en paralelo forman un sistema multiclúster. La potencia del sistema multiclúster crece de manera proporcional al número de clústeres. Los clústeres están conectados en paralelo por medio de una Multicluster Box. Al diseñar el sistema, las dimensiones de la Multicluster Box se determinarán en función de la potencia requerida.
- ☀ **Multicluster Box:** La Multicluster Box es la distribución principal de CA en el sistema multiclúster, y es un componente de la tecnología multiclúster de SMA. Dentro de una red aislada, la Multicluster Box conecta al clúster de Sunny Island con los equipos consumidores y los generadores de energía.

La Multicluster-Box es el distribuidor principal de CA de un sistema multiclúster. El sistema multiclúster conforma una red eléctrica de CA y se compone de varios clústeres trifásicos. Por cada clúster se conectan en paralelo al lado de CC tres inversores Sunny Island. El

sistema multiclúster puede formarse como una red aislada (como sistema aislado) o con optimización del autoconsumo y función de alimentación de repuesto (como sistema eléctrico de repuesto). La Multicluster Box conecta al clúster de Sunny Island con los equipos consumidores y los generadores fotovoltaicos, generadores diésel y la red eléctrica pública.

Para conectar el generador fotovoltaico y la red pública, entre la red y la Multicluster-Box debe instalarse una Grid-Connect-Box.

La Multicluster-Box puede ponerse en funcionamiento solamente en combinación con inversores Sunny Island 6.0H/8.0H.

Si el sistema con optimización del autoconsumo y función de alimentación de repuesto está conectado a la red pública, los inversores Sunny Island pueden utilizar las baterías para el almacenamiento temporal eléctrico de energía fotovoltaica. Esta energía fotovoltaica está también disponible durante las horas de la tarde y de la noche para abastecer a los equipos consumidores. Esto puede reducir el consumo de la red y optimizar el autoconsumo o la autoalimentación.

En caso de error de la red, la NA-Box o la Grid-Connect-Box desconectan el sistema con optimización del autoconsumo y función de alimentación de repuesto de la red pública. A través de la red eléctrica de repuesto, los equipos consumidores se alimentan prácticamente sin interrupciones. La planta fotovoltaica puede sincronizarse y alimentarse en el sistema con optimización del autoconsumo y función de alimentación de repuesto. Cuando la red pública vuelve a estar disponible, el sistema se sincroniza con optimización del autoconsumo y función de alimentación de repuesto en la red pública. Una vez realizada correctamente la sincronización, la NA-Box o la Grid-Connect-Box conectan el sistema con optimización del autoconsumo y función de alimentación de repuesto a la red pública.

4.1.2.5 Grid Connect Box

El Grid-Connect-Box es un interruptor de transferencia automática que solo puede ponerse en servicio junto con el Multicluster-Box, que permite el funcionamiento seguro de la red eléctrica y un generador de electricidad como fuentes de energía de un sistema multicluster SMA.

En caso de falla del suministro de electricidad de la red pública, el Grid Connect Box se desconecta en todos los polos o solo los conductores de línea, según se configure en función de la norma del país.

4.1.2.6 Batería Trojan SIND 04 1685

La línea Solar Industrial de Trojan de baterías de ciclo profundo está diseñada específicamente para respaldar sistemas de energía renovable que requieren grandes cargas diarias. Son batería de ciclo profundo del tipo plomo ácido de vaso abierto o FLA, que serán gestionadas por el inversor Sunny Island, aprovechando la compatibilidad entre ambos.

Las mismas poseen la tecnología Smart Carbón, que es la fórmula exclusiva de Trojan que proporciona un mejor rendimiento en las baterías que operan en estado de carga parcial (EDCP), mejorando la vida útil de la batería en aplicaciones donde las baterías frecuentemente no se cargan a su máxima capacidad.

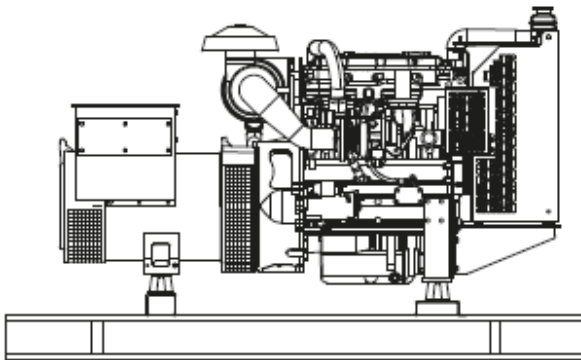
4.1.2.7 Generador diésel

La siguiente imagen contiene el detalle de las características técnicas del generador de emergencias de la empresa:

Specification Sheet Diesel Generator Set

Hoja de Especificaciones
Grupo Electrónico Diesel

GENERAC®
OTTOMOTORES



Note: Image shown may not reflect actual package, genset pictured may include optional accessories.
Nota: Imagen de carácter ilustrativo, ya que los equipos en foto pudieran incluir accesorios opcionales.

Standby Power

Potencia Standby

100 kW • 125 kVA • 60 Hz

Prime Power

Potencia Prime

90 kW • 112 kVA • 60 Hz

Rating Power Chart Tabla de Potencias

Genset Model Modelo del Equipo	Voltage Voltaje	Phase Fases	Hertz Hertz	Standby Rating Potencia Standby		Prime Rating Potencia Prime	
				kW	kVA	kW	kVA
PLY100	220 - 480 V*	3	60	100	125	90	112

Imagen 52: Características técnicas del generador de emergencia.

4.1.2.8 Red externa

Consiste en la red pública de suministro eléctrico, la cual estará abasteciendo las cargas del OC todo el tiempo junto con el campo de generación fotovoltaico, por medio del Grid Connect Box.

4.2 PROPUESTA 2

Sistema fotovoltaico híbrido conectado a red compuesto por un parque solar de 186.88 kWp distribuidos en 512 módulos Canadian Solar CS3U-365p y 8 inversores SUNNY TRIPOWER 20000TL-US funcionando bajo el esquema fuel save controller para gestionar el abastecimiento de la demanda a través de la producción solar, un generador diésel y la red externa.

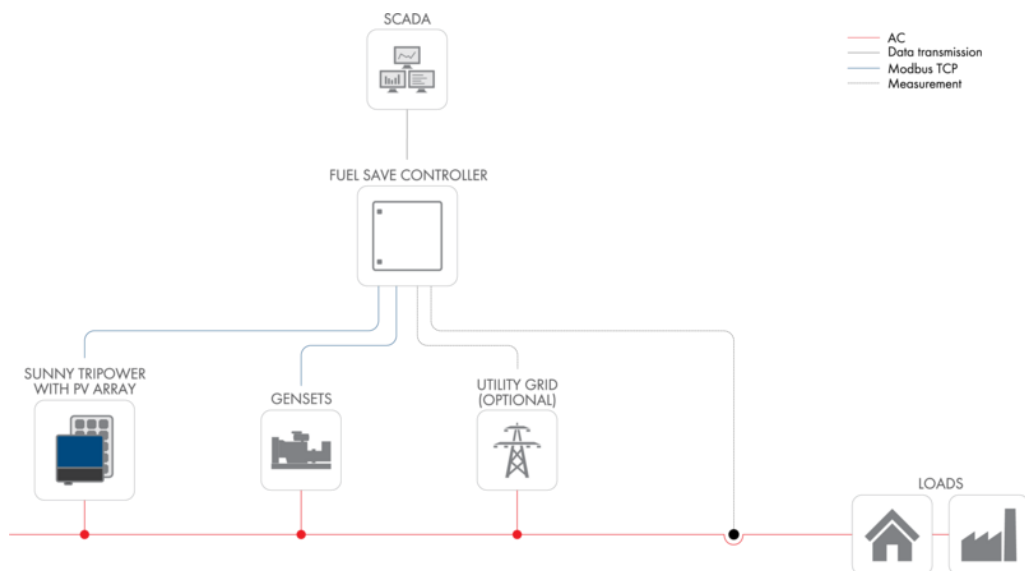


Imagen 53: Diagrama Fuel Save Cotroller.
Fuente: SMA Solar.

4.2.1 Esquema de funcionamiento

- ☀ En estado de operación normal, el campo solar abastecerá la demanda de la empresa.
- ☀ La red externa suplirá la energía eléctrica que el campo solar no logre abastecer.
- ☀ En caso de sufrir algún corte en el suministro eléctrico (red externa), el generador entrará en funcionamiento y en conjunto con el campo solar abastecerá la demanda de la compañía.
- ☀ El sistema híbrido debe administrar estos estados de operación para mantener todo el tiempo el campo solar en funcionamiento.

4.2.2 Descripción de componentes

La mayoría de los componentes se describen en la sección anterior, por lo que se procederá a describir el sistema Fuel Saver Controller:

4.2.2.1 Fuel Saver Controller

Junto con los inversores SMA, el controlador de ahorro de combustible es una solución de sistema para la instalación de híbridos fotovoltaicos diésel a través de la integración de plantas de energía fotovoltaica en redes de servicios públicos locales basadas en grupos electrógenos. El controlador de ahorro de combustible supervisa continuamente la potencia de salida de los inversores SMA, así como el estado operativo de los grupos electrógenos y las cargas. Sobre esta base, el controlador de ahorro de combustible SMA controla los inversores SMA y ajusta su potencia de salida, cuando sea necesario.

Esto asegurará una operación estable del sistema híbrido fotovoltaico diésel. El producto es adecuado para uso interior y exterior.

En los sistemas de respaldo, la red de servicios públicos está integrada en el sistema híbrido de diésel PV como la fuente de CA. En el caso de una falla de la red eléctrica, el inversor y los grupos electrógenos se hacen cargo del suministro de las cargas. **Este es el caso de la presente propuesta.**

El SMA Fuel Saver Controller consta de tres tipos de módulos diferentes. Cada tipo de módulo está diseñado para cumplir tareas particulares. El módulo de controlador principal fotovoltaico es la unidad de control principal del controlador de ahorro de combustible SMA. El Módulo de Adquisición de Datos se usa para monitorear la carga actual y el estado de la red. El módulo de interfaz representa la interfaz de los inversores fotovoltaicos y solo se requiere para los inversores Sunny Tripower. Los diferentes módulos están interconectados a través de una línea de comunicación de fibra óptica que permite que los módulos se instalen en diferentes ubicaciones.

El módulo de controlador principal fotovoltaico es la unidad de control principal del controlador de ahorro de combustible SMA. Comprende el monitoreo de los grupos electrógenos, el control lógico de la planta fotovoltaica y una interfaz para el monitoreo local y remoto.

El módulo de adquisición de datos es un módulo de extensión del módulo de controlador principal fotovoltaico diseñado para adquirir datos de la red eléctrica o, alternativamente, de grupos electrógenos sin interfaz Modbus. Mide el voltaje y la corriente a través de los transductores de voltaje y corriente externos y calcula la corriente activa y reactiva en el punto de medición monitoreado. Los datos adquiridos se transmiten al módulo de controlador principal PV para un procesamiento adicional de los datos.

El Módulo de interfaz es un módulo de extensión para el Módulo de controlador principal fotovoltaico. Representa la interfaz entre el módulo de controlador principal fotovoltaico y los inversores de cadena Sunny Tripower en plantas fotovoltaicas descentralizadas.

4.3 PROPUESTA 3

Sistema fotovoltaico conectado a red para un parque solar de 186.88 kWp distribuidos en 512 módulos Canadian CS3U-365p. La instalación contará con 8 inversores ABB TRIO-20.0-TL-OUTD.

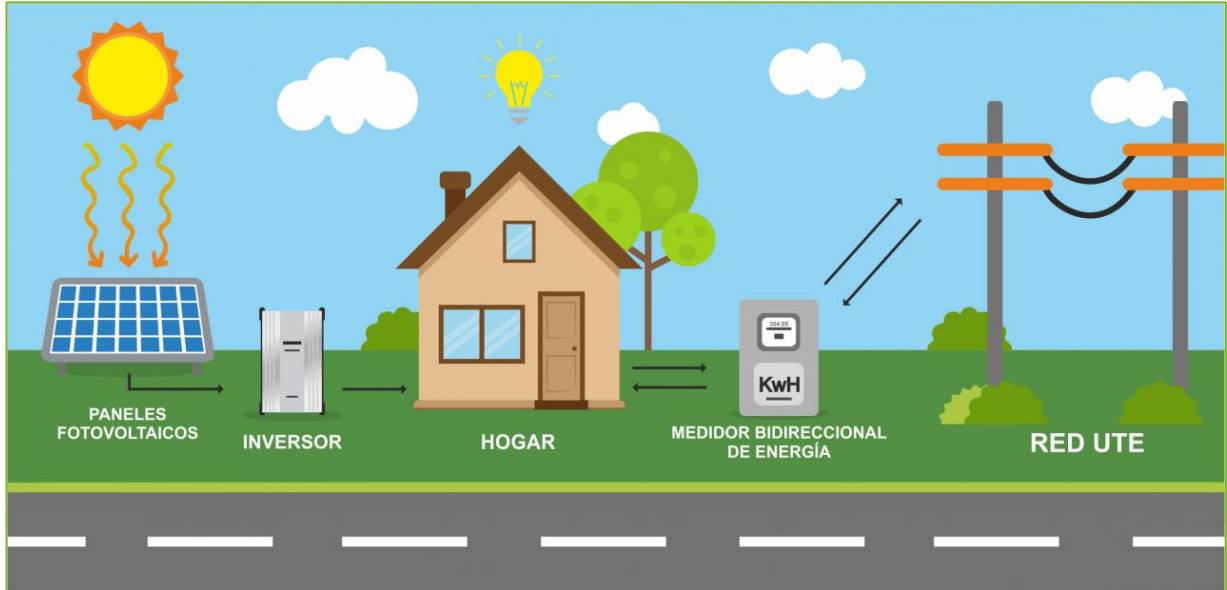


Imagen 54: Diagrama Medición Neta.
Fuente: Googel images.

4.3.1 Esquema de funcionamiento

- ☀ En estado de operación normal, el campo solar abastecerá la demanda de la empresa.
- ☀ La red externa suplirá la energía eléctrica que el campo solar no logre abastecer.
- ☀ En caso de sufrir algún corte en el suministro eléctrico (red externa), el campo solar quedará inactivo.
- ☀ Entonces entrará en funcionamiento el generador.
- ☀ Una vez se restablezca el suministro eléctrico de la red externa, se apaga el generador diésel y vuelve a operar el campo solar.

4.3.2 Descripción de componentes

La mayoría de los componentes se describen en la sección anterior, por lo que se procederá únicamente con la descripción del inversor fotovoltaico conectado a red ABB TRIO-20.0-TL-OUTD.

4.3.2.1 Inversores ABB TRIO-20.0-TL-OUTD

Es un inversor conectado a red que permite la conversión de la energía en corriente directa que producen los paneles solares a corriente alterna trifásica para que sea utilizada en la red AC.

Para poder analizar estas propuestas se debe realizar una selección de los equipos que conlleva realizar cada una de estas (módulos fotovoltaicos, inversor, sistema de hibridación, etc.).

4.4 SELECCIÓN DE MÓDULO FOTOVOLTAICO

En la fabricación de módulos solares, entre las cinco marcas más reconocidas mundialmente se encuentran: Canadian Solar, Trina Solar, Jinko Solar, Hanwha y JA Solar, según Bloomberg Tier 1 Solar Panels List 2018 y 2017. Inicialmente la lista fue creada para clasificar fabricantes por su situación financiera, pero posteriormente debido su relación directa con la calidad del panel solar, ha sido también utilizada para clasificar los fabricantes por la calidad y durabilidad de sus paneles solares. Por tal razón, los paneles solares a evaluar para el proyecto se corresponderán con las marcas mencionadas.

Para tener un acercamiento inicial a los paneles que se requieren, se consideran los siguientes puntos:

Abastecer la menor demanda de energía mensual en el año 2017 que correspondió para el mes de enero en 22,752 kWh, a fin de que la producción mensual del campo generador no exceda en ningún mes la demanda de energía de la red eléctrica por razones de la tarifa.

Seis (6) horas diarias de sol para la producción al 100% del campo generador.

Que el área disponible para la instalación de los paneles es de 1,000 m², lo cual supone la instalación de 350 paneles, considerando un 40% de sombras y de espacio entre arreglos y paneles de 1.7 m².

Para tener una producción mensual de 22,752 kWh se requiere un campo generador con una potencia nominal de 122,323 W funcionando 6 horas diarias al 100% por 31 días. Tomando en cuenta que en el área disponible para la instalación de los paneles solares solo caben 350 paneles de 1.7 m², deducimos que los paneles a deber ser de una potencia pico superior a los 350 Wp, considerando que la potencia pico se obtiene a una irradiación de 1000 W/m².

Por las razones anteriores, evaluamos los paneles solares de las empresas mencionadas y que han sido certificados por la Comisión Nacional de Energía de la Republica Dominicana al 2018, superiores a 350 Wp. Entre estos tenemos los siguientes modelos:

Tabla 13: Comparación de módulos fotovoltaicos.

Modelo	Certificado CNE RD	STC Power per unit of area	Peak Efficiency	Type	Length	Width	Depth	80% Power Output Warranty Period	90% Power Output Warranty Period	Workmanship Warranty Period	NOC T	Factor de forma	Power Tolerances	Temp. Coefficient of Power
CS3U-355P	CNE-DE-CMN-112-2018	178.9W/m2	17.89%	Polycrystalline Silicon	2,000mm	992mm	35mm	25yrs	12yrs	10yrs	42 °C	79.18%	0%/+2%	0.37%/K
CS3U-360P	CNE-DE-CMN-194-2018	181.5W/m2	18.15%	Polycrystalline Silicon	2,000mm	992mm	35mm	25yrs	12yrs	10yrs	42 °C	79.29%	0%/+2%	0.37%/K
CS3U-365P	CNE-DE-CMN-030-2018	184.0W/m2	18.40%	Polycrystalline Silicon	2,000mm	992mm	35mm	25yrs	12yrs	10yrs	42 °C	79.39%	0%/+2%	0.37%/K
CS3U-370MS	CNE-DE-CMN-030-2018	186.5W/m2	18.65%	Mono PERC	2,000mm	992mm	35mm	25yrs	12yrs	10yrs	41 °C	79.30%	0%/+2%	-0.37%/K
CS3U-375MS	CNE-DE-CMN-030-2018	189.0W/m2	18.90%	Mono PERC	2,000mm	992mm	35mm	25yrs	12yrs	10yrs	41 °C	79.01%	0%/+2%	-0.37%/K
CS3U-380MS	CNE-DE-CMN-030-2018	191.5W/m2	19.15%	Mono PERC	2,000mm	992mm	35mm	25yrs	12yrs	10yrs	41 °C	79.42%	0%/+2%	-0.37%/K
CS3U-365MS	CNE-DE-CMN-325-2017	184.0W/m2	18.40%	Mono PERC	2,000mm	992mm	35mm	25yrs	12yrs	10yrs	41 °C	79.20%	0%/+2%	-0.37%/K
CS3U-370MS	CNE-DE-CMN-325-2017	186.5W/m2	18.65%	Mono PERC	2,000mm	992mm	35mm	25yrs	12yrs	10yrs	41 °C	79.30%	0%/+2%	-0.37%/K
CS3U-375MS	CNE-DE-CMN-325-2017	189.0W/m2	18.90%	Mono PERC	2,000mm	992mm	35mm	25yrs	12yrs	10yrs	41 °C	79.01%	0%/+2%	-0.37%/K
CS3U-380MS	CNE-DE-CMN-325-2017	191.5W/m2	19.15%	Mono PERC	2,000mm	992mm	35mm	25yrs	12yrs	10yrs	41 °C	79.42%	0%/+2%	-0.37%/K
JKM355M-72-V	CNE-DE-CMN-100-2018	183.0W/m2	18.30%	Mono PERC	1,956mm	992mm	40mm	25yrs	12yrs	10yrs	45 °C	78.65%	0%/+3%	-0.39%/K
JKM360M-72-V	CNE-DE-CMN-100-2018	185.5W/m2	18.55%	Mono PERC	1,956mm	992mm	40mm	25yrs	12yrs	10yrs	45 °C	78.92%	0%/+3%	-0.39%/K
JKM365M-72-V	CNE-DE-CMN-100-2018	188.1W/m2	18.81%	Mono PERC	1,956mm	992mm	40mm	25yrs	12yrs	10yrs	45 °C	79.18%	0%/+3%	-0.39%/K
JAM72503-360/PR (360W)	CNE-DE-CMN-104-2018	181.6W/m2	18.16%	Mono PERC	2,000mm	991mm	40mm	25yrs	12yrs	12yrs	45 °C	77.68%	0%/+2%	-0.36%/K
JAM72503-365/PR (365W)	CNE-DE-CMN-104-2018	184.2W/m2	18.42%	Mono PERC	2,000mm	991mm	40mm	25yrs	12yrs	12yrs	45 °C	77.79%	0%/+2%	-0.36%/K
JAM72503-370/PR (370W)	CNE-DE-CMN-104-2018	186.7W/m2	18.67%	Mono PERC	2,000mm	991mm	40mm	25yrs	12yrs	12yrs	45 °C	78.11%	0%/+2%	-0.36%/K
JAM72503-375/PR (375W)	CNE-DE-CMN-104-2018	189.2W/m2	18.92%	Mono PERC	2,000mm	991mm	40mm	25yrs	12yrs	12yrs	45 °C	77.88%	0%/+2%	-0.36%/K
JAM72501-355/PR (355W)	CNE-DE-CMN-311-2017	182.8W/m2	18.28%	Monocrystalline Silicon	1,960mm	991mm	40mm	25yrs	12yrs	12yrs	45 °C	77.22%	0%/+1%	-0.38%/K
JAM72501-360/PR (360W)	CNE-DE-CMN-311-2017	185.3W/m2	18.53%	Monocrystalline Silicon	1,960mm	991mm	40mm	25yrs	12yrs	12yrs	45 °C	77.00%	0%/+1%	-0.38%/K
JAM72501-365/PR (365W)	CNE-DE-CMN-311-2017	187.9W/m2	18.79%	Monocrystalline Silicon	1,960mm	991mm	40mm	25yrs	12yrs	12yrs	45 °C	77.32%	0%/+1%	-0.38%/K
TSM-355D014A(IJ) (355W)	CNE-DE-CMN-089-2018	183.0W/m2	18.30%	Monocrystalline Silicon	1,956mm	992mm	40mm	25yrs	10yrs	10yrs	44 °C	77.92%	0%/+1%	-0.39%/K
TSM-360D014A(IJ) (360W)	CNE-DE-CMN-089-2018	185.5W/m2	18.55%	Monocrystalline Silicon	1,956mm	992mm	40mm	25yrs	10yrs	10yrs	44 °C	77.95%	0%/+1%	-0.39%/K
TSM-365D014A(IJ) (365W)	CNE-DE-CMN-089-2018	188.1W/m2	18.81%	Monocrystalline Silicon	1,956mm	992mm	40mm	25yrs	10yrs	10yrs	44 °C	78.23%	0%/+1%	-0.39%/K

En la tabla anterior, la garantía de los módulos analizados es la misma al para una potencia de salida del 80% (25 años), para una potencia de salida del 90% los módulos de Trina Solar tienen menor período de garantía (10 años) en comparación con las demás (12 años) y en la mano de obra JA Solar tiene mayor garantía (12 años) en comparación con las demás (10 años).

Por lo anterior, podemos decir que a nivel de garantía los paneles solares de JA Solar quedan en primer lugar, los de Canadian y Jinko Solar en segundo y los de Trina Solar en tercero.

Se verifica que los módulos con mejor factor de forma (más cercano a la unidad) son los Canadian, seguido de los Jinko Solar, Trina Solar y JA Solar.

Entre los paneles con mejor tolerancia de potencia se destacan los Jinko Solar (3%), seguido de Canadian (2%), JA Solar (2% y 1%) y Trina Solar (1%).

Respecto al coeficiente de temperatura, ya que cuanto menor sea el porcentaje, menor será la pérdida de potencia por trabajar fuera de temperatura nominal, se destacan los módulos Canadian (0.37%/K), JA Solar (0.36 y 0.38%/K) y los Jinko Solar y Trina Solar (0.39%/K).

A pesar de que los tamaños de los módulos son similares 2m x 0.992 m aproximadamente, se verifica que unos son más eficientes que otros; sin embargo, se destaca que para las marcas referidas los módulos superiores a 350 Wp son monocristalinos, con la excepción de los módulos Canadian entre los que se destacan 3 módulos policristalinos (355 Wp, 360 Wp y 365 Wp). Debido a la composición de estos módulos es consensuado que los módulos monocristalinos tienen mayor costo que los policristalinos y consecuentemente mayor precio.

Por tanto, para el presente proyecto se elige el módulo policristalino **Canadian CS3U-365P**, por ser de menor precio que los monocristalinos, el más eficiente entre los policristalinos evaluados y por estar entre el segundo mejor en garantías del fabricante. Además, este módulo se destaca por: tener el tercer mejor factor de forma (79.39%), solo hay dos módulos de los evaluados con mejor factor de forma (79.42%); tener la segunda mejor tolerancia de potencia (2%) y por tener el mejor coeficiente de temperatura (0.37%/K).

Por otro lado, los módulos Canadian Solar tienen una experiencia ganada en la República Dominicana.

4.5 SELECCIÓN DE INVERSOR

4.5.1 Inversor híbrido

Para las dos primeras propuestas se investigaron tres soluciones para inversores híbridos, en la siguiente tabla se muestra una comparativa de las características de los modelos:

Tabla 14: Comparación de inversores híbridos.

CARACTERÍSTICA	FRONIUS	Solax Power	SMA
	SYMO HYBRID 5.0-3-S	X3-Hybrid-10.0T	Sunny TriPower 20000TL-US ⁷
Potencia (kW)	8	13	20
IP65	SI	SI	SI
Garantía	10 years	5 - 10 years	10 years
Certificación	VDE AR N 4105, OVE / ONORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1	VDE0126-1-1 A1:2012/VDE- AR-N4105/G59- 3/AS4777/EN50438/CEI 0- 21/IEC62040/IEC62619/ISO13 849-2/SN29500/IEC615086	UL 1741, UL 1741SA, CA Rule 21, UL 1998, UL 1699B, IEEE 1547, FCC Part 15 (Class A & B), CAN/CSA C22.2 107.1-1
Max. eficiencia (PV - grid)	97.9%	97.6%	98.5%
Max. efficiency (PV - battery - grid)	90.0%	96.0%	-
Europ. eficiencia (PV - grid)	96.0%	97.0%	-
MPP adaptation eficiencia	99.9%	99.9%	-

Se verifica que ambos inversores tienen la clase de protección IP65, que les permite trabajar a la intemperie y la garantía de ambos es parecida. Sin embargo, el inversor SMA posee mayores y más renombradas certificaciones que el Fronius y Solax Power, tales como IEC. Por otro lado, la eficiencia del inversor SMA (PV - grid), es un 1% más eficiente que el Fronius y Solax Power.

Se verifica una ventaja de los inversores Fronius y Solax Power sobre el inversor de SMA, y es la facilidad de gestionar (carga/descarga) de las baterías al mismo tiempo que funcionan como inversores fotovoltaicos, ya que el inversor de SMA solo cumple la última función. Sin embargo, para el proyecto se propone combinar los inversores Tripower con inversores de baterías Sunny Island agrupados en un multicluster, que corresponde a una solución que brinda SMA para el caso que se tiene en el presente proyecto.

Por otro lado, SMA es el más grande proveedor de inversores fotovoltaicos en el mundo desde 2008, siendo esta la marca más reconocida a nivel mundial en la materia. En las siguientes tablas se verifica que SMA ha ocupado el primer lugar en el ranking mundial de proveedores de inversores fotovoltaicos desde 2010 al 2014, y ha mantenido el tercer lugar en el período 2015 - 2017; siempre por encima de Fronius que ocupaba la cuarta y séptima posición hasta 2012, a partir de la cual no figura entre los 10 principales proveedores.

⁷ El Inversor fotovoltaico Tripower se combinará con un multicluster de Sunny Island para brindar la solución híbrida de SMA para el presente proyecto.

Tabla 15: Clasificación mundial de inversores fotovoltaicos 2010 - 2016.

Global PV Inverter Rankings by MWac Shipped, 2010-H1 2016														
Rank	2010		2011		2012		2013		2014		2015		H1 2016	
1	SMA	-	SMA	-	SMA	-	SMA	-	SMA	-	Huawei	+2	Huawei	-
2	Power-One	+2	Power-One	-	Power-One	-	Sungrow	+1	Sungrow	-	Sungrow	-	Sungrow	-
3	KACO	-1	KACO	-	Sungrow	+2	ABB (Power-One)	-1	Huawei	+6	SMA	-2	SMA	-
4	Fronius	-1	REFUsol	+1	REFUsol	-	Omron Corporation	+14	ABB	-1	ABB	-	Sineng	+2
5	REFUsol	+4	Sungrow	+12	KACO	-2	TMEIC	+11	TBEA Sunoasis	+1	TMEIC	+1	TMEIC	-
6	Santerno	+4	Santerno	-	Advanced Energy	+3	TBEA Sunoasis	+19	TMEIC	-1	Sineng	+5	TBEA Sunoasis	+1
7	SatCon	+6	Fronius	-3	Fronius	-	Advanced Energy (REFUsol)	-1	Omron Corporation	-3	TBEA Sunoasis	-2	ABB	-3
8	SolarMax	-2	SatCon	-1	Schneider Electric	+3	Emerson	+8	Schneider Electric	+2	Schneider Electric	-	KStar	+8
9	Danfoss	+5	Advanced Energy	+7	Samil Power	+19	Huawei	+22	Tabuchi Electric	+3	Power Electronics	+3	General Electric	+3
10	Delta	+9	SolarMax	-2	SolarMax	-	Schneider Electric	-2	Advanced Energy	-3	SolarEdge Technologies	+10	SolarEdge Technologies	-
Percentage of Global Shipments by Top-10 Suppliers														
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	H1 2016							
	80%	69%	66%	55%	66%	72%	80%							

Tabla 16: Clasificación mundial de inversores fotovoltaicos 2017.

2017 World PV inverter supplier rankings		
Shipments (MW)		
Rank 2016	Rank 2017	Supplier
1	1	Huawei
2	2	Sungrow
3	3	SMA
7	4	TBEA Sunoasis
6	5	Wuxi Sineng
5	6	ABB
12	7	Kstar
>15	8	Goodwe
>15	9	Growatt
8	10	Power Electronics
Total MW Shipped		
Source: IHS Markit		

Por otra parte, los inversores de la marca Solax Power y el inversor Fronius SYMO HYBRID 5.0-3-S, no están certificados por la Comisión Nacional de Energía de la República Dominicana al 2018, empero la solución SMA Tripower - Sunny Island sí.

Tabla 17: Certificación CNE - Inversores Sunny Tripower y Sunny Island

Marca	Modelo	No. Certificado
SMA	SUNNY TRIPOWER 20000TL-US	CNE-DE-CMN-245-2015
SMA	SUNNY ISLAND 4548-US	CNE-DE-CMN-107-2015
SMA	SUNNY ISLAND 5048-US	CNE-DE-CMN-028-2014
SMA	SUNNY ISLAND 6048-US	CNE-DE-CMN-125-2014
SMA	SUNNY ISLAND 6.0H	CNE-DE-CMN-004-2018
SMA	SUNNY ISLAND 8.0H	CNE-DE-CMN-004-2018

Por las razones antes expuestas, se elige la solución Sunny TriPower 20000TL-US + Multicluster Sunny Island de SMA.

4.5.2 Inversor “On-Grid”

Para la tercera propuesta de diseño se seleccionó el inversor **ABB TRIO-20.0-TL-OUTD** por las siguientes razones:

- ☀ Por estar certificado por la Comisión Nacional de Energía de la Republica Dominicana al 2018.

Tabla 18: Certificación CNE - Inversor TRIO-20.0-TL-OUTD.

Marca	Modelo	No. Certificado
ABB	TRIO-20.0-TL-OUTD	CNE-DE-CMN-076-2016

- ☀ Por ser ABB Top 10 en la clasificación mundial de inversores fotovoltaicos 2017. Ver tablas.
- ☀ Por tener en la transformación DC/AC una eficiencia máxima de 98.2% y una eficiencia ponderada (EURO / CEC) de 98.0%. Para un 3% por encima de la eficiencia mínima del 95% requerida en instalaciones fotovoltaicas.
- ☀ Certificación IP65, es decir que el inversor está preparado para trabajar a la intemperie.
- ☀ Este inversor viene con una garantía estándar de 10 años y una garantía extendida de 15 y 20 años.

4.6 EVALUACIÓN DE OPCIONES PARA EL POSICIONAMIENTO DE MÓDULOS

Antes de iniciar el diseño del campo solar se realizó un análisis para determinar la configuración de módulos que permitiría la mayor cantidad posible en el área disponible dentro de la empresa:

- ☀ **Opción 1:** Instalación de 548 módulos JAP60S01-260/SC (260 Wp) en disposición vertical orientados al sur con acimut de 0o, logrando abastecer el 58.2% de la demanda de energía eléctrica de la empresa durante un año.
- ☀ **Opción 2:** Instalación de 525 módulos JAP60S01-260/SC (260 Wp) orientados al sur con acimut de 0o, logrando abastecer el 55.8% de la demanda de energía eléctrica de la empresa.
- ☀ **Opción 3:** Instalación de 512 módulos Canadian Solar CS3U-365P (365 Wp) orientados al sur con acimut de 0°, logrando abastecer el 82% de la demanda de energía eléctrica de la empresa.



Imagen 55: Módulo fotovoltaico en disposición vertical.



Imagen 56: Módulo fotovoltaico en disposición vertical.

Visto lo anterior, se seleccionó la configuración 3 (los detalles se encuentran en el archivo “MERME_TFM_G1_Diseño.dwg” anexos al presente informe.

4.7 ESTUDIO DE SOMBRAS

Para la realización del estudio de sombras se utilizó la herramienta online SunEarthTools y se obtuvieron los datos correspondientes a los equinoccios y los solsticios (día 21 como referencia).

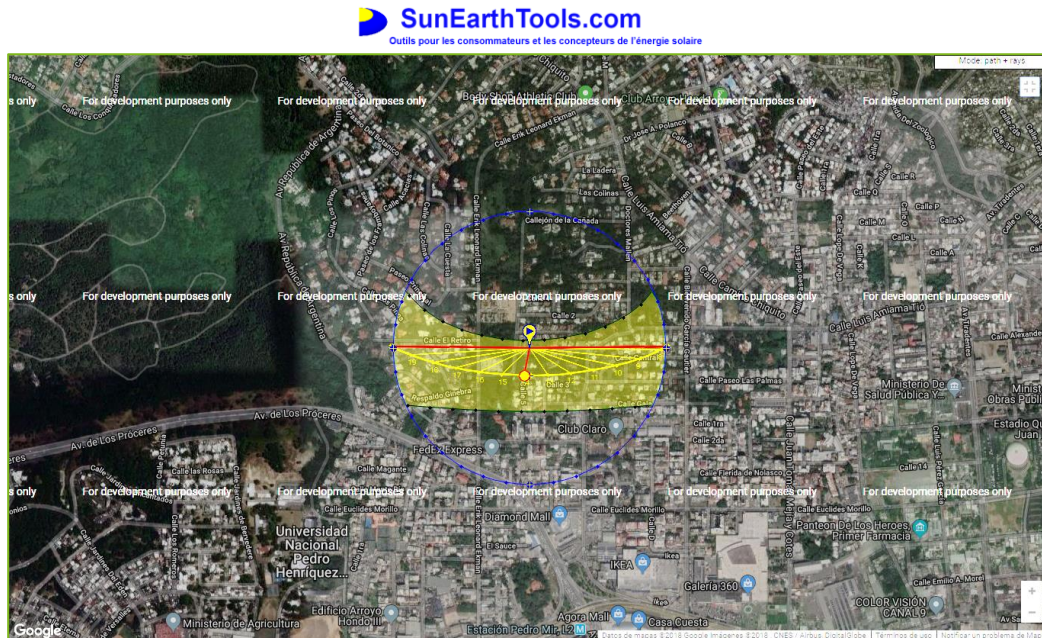


Imagen 57: Proyección del movimiento del sol en la ubicación del OC (SunEarthTools).

Como vimos anteriormente, la herramienta SunEarthTools entrega la altura solar y el acimut para determinadas horas del día. Con esta información, y utilizando las ecuaciones (3) y (4), se determinan la longitud y el ángulo de la sombra proveniente de un objeto de 1 metro de altura.

Los resultados se muestran en las siguientes tablas:

Tabla 19: Datos de equinoccio de primavera

Equinoccio Solsticio	Hora	Altura Solar	Acimut	Longitud de sombra sobre el suelo (m)	Ángulo de sombra respecto al objeto
Equinoccio de Primavera 21 de marzo de 2019	8:00 AM	3.14	90.82	18.23	179.18
	9:00 AM	17.34	95.74	3.20	174.26
	10:00 AM	31.42	101.47	1.64	168.53
	11:00 AM	45.15	109.22	0.99	160.78
	12:00 PM	58.04	121.75	0.62	148.25
	1:00 PM	68.46	146.32	0.39	123.68
	2:00 PM	71.55	190.33	0.33	79.67
	3:00 PM	64.48	226.65	0.48	43.35
	4:00 PM	52.65	244.68	0.76	25.32
	5:00 PM	39.3	254.63	1.22	15.37
6:00 PM	25.39	261.32	2.11	8.68	
7:00 PM	11.25	266.62	5.03	3.38	

Tabla 20: Datos de Solsticio de verano

Equinoccio Solsticio	Hora	Altura Solar	Acimut	Longitud de sombra sobre el suelo (m)	Ángulo de sombra respecto al objeto
Solsticio de Verano 21 de junio de 2019	8:00 AM	11.31	68.85	5.00	201.15
	9:00 AM	24.72	72.08	2.17	197.92
	10:00 AM	38.35	74.32	1.26	195.68
	11:00 AM	52.08	75.34	0.78	194.66
	12:00 PM	65.81	73.8	0.45	196.20
	1:00 PM	79.11	61.2	0.19	208.80
	2:00 PM	83.45	319.8	0.11	-49.80
	3:00 PM	71.06	288.52	0.34	-18.52
	4:00 PM	57.39	284.8	0.64	-14.80
	5:00 PM	43.64	285.11	1.05	-15.11
	6:00 PM	29.96	286.94	1.73	-16.94
7:00 PM	16.46	289.79	3.38	-19.79	
8:00 PM	3.24	293.65	17.67	-23.65	

Tabla 21: Datos de equinoccio de otoño

Equinoccio Solsticio	Hora	Altura Solar	Acimut	Longitud de sombra sobre el suelo (m)	Ángulo de sombra respecto al objeto
Equinoccio de Otoño 21 de septiembre de 2019	8:00 AM	6.64	91.46	8.59	178.54
	9:00 AM	20.82	96.51	2.63	173.49
	10:00 AM	34.85	102.56	1.44	167.44
	11:00 AM	48.47	111.04	0.89	158.96
	12:00 PM	61.05	125.43	0.55	144.57
	1:00 PM	70.41	154.75	0.36	115.25
	2:00 PM	70.93	201.18	0.35	68.82
	3:00 PM	62.12	232.53	0.53	37.47
	4:00 PM	49.71	247.81	0.85	22.19
	5:00 PM	36.14	256.64	1.37	13.36
	6:00 PM	22.13	262.82	2.46	7.18
7:00 PM	7.95	267.9	7.16	2.10	

Tabla 22: Datos de Solsticio de invierno

Equinoccio Solsticio	Hora	Altura Solar	Acimut	Longitud de sombra sobre el suelo (m)	Ángulo de sombra respecto al objeto
Solsticio de Invierno 21 de diciembre de 2019	9:00 AM	10.34	119.17	5.48	150.83
	10:00 AM	22.33	126.21	2.43	143.79
	11:00 AM	33.08	135.92	1.54	134.08
	12:00 PM	41.76	149.4	1.12	120.60
	1:00 PM	47.07	167.22	0.93	102.78
	2:00 PM	47.72	187.57	0.91	82.43
	3:00 PM	43.53	206.36	1.05	63.64
	4:00 PM	35.59	220.97	1.40	49.03
	5:00 PM	25.28	231.56	2.12	38.44
	6:00 PM	13.56	239.2	4.15	30.80
	7:00 PM	0.99	244.84	57.87	25.16

4.7.1 Proyección de sombras

Con las informaciones de longitud de sombra y su ángulo respecto un objeto (de cada solsticio y equinoccio), se realiza proyección en forma de reloj de gnomon.

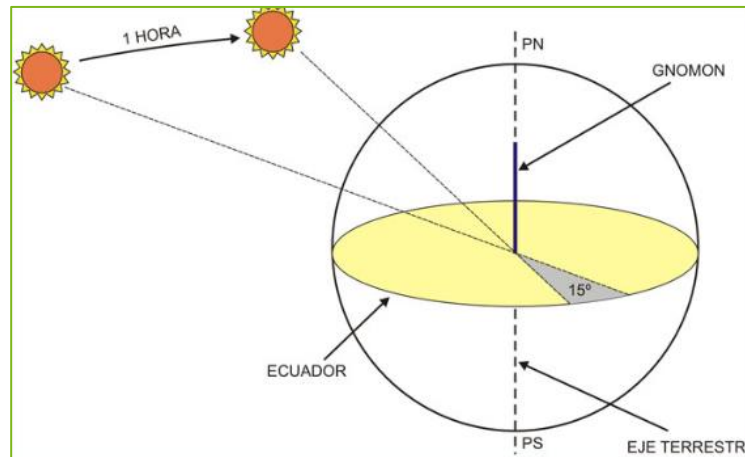


Imagen 58: Representación de gnomon solar
Fuente: Google images.

Esta proyección de sombras se realizó empleando el programa AutoCAD.

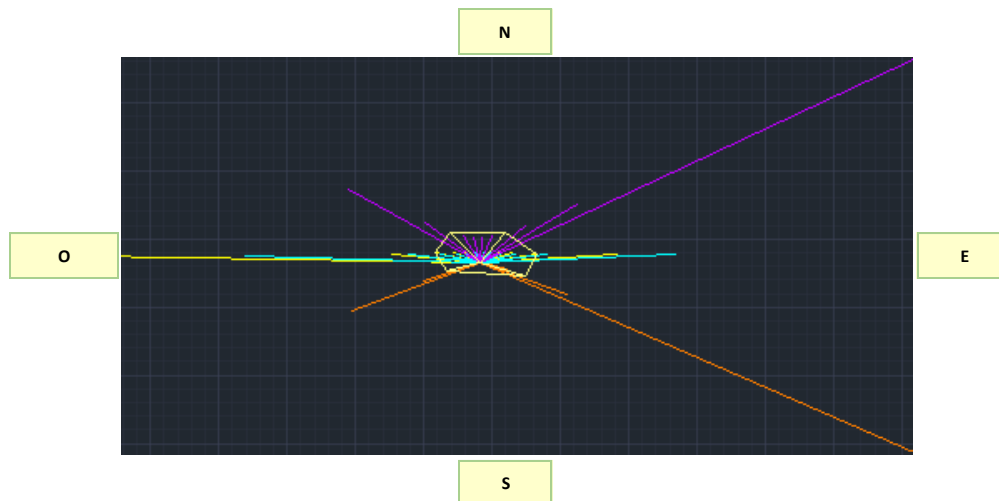


Imagen 59: Proyección de sombras en AutoCAD.
Fuente: Elaboración propia.

Leyenda de líneas:

- Equinoccio de primavera
- Solsticio de verano
- Equinoccio de Otoño
- Solsticio de invierno

4.7.2 Proyección de sombras en sobre el techo

El gnomon obtenido fue escalado según los objetos que se encuentran sobre el techo de los edificios del OC y así estimar la zona aprovechable para la instalación de los módulos fotovoltaicos.

Existen varios elementos cuyas alturas que procovan sombra sobre el techo:

- ☀ Antepecho edificio de la Gerencia de Operaciones: 0.4 m.
- ☀ Antepecho edificio de la Gerencias de Administración y Comercial: 1.06 m.
- ☀ Techo escalera de emergencia: 2.68 m.
- ☀ Techo caja de ascensor: 2.9 m.
- ☀ Altura techo edificio de la Gerencia de Operaciones (con antepecho): 6.8 m.
- ☀ Altura techo edificio de la Gerencias de Administración y Comercial (con antepecho): 8.51 m.

Para realizar la proyección correspondiente, se realizó un escalamiento al gnomon base (obtenido para una altura de 1 metro) según las alturas indicadas anteriormente.

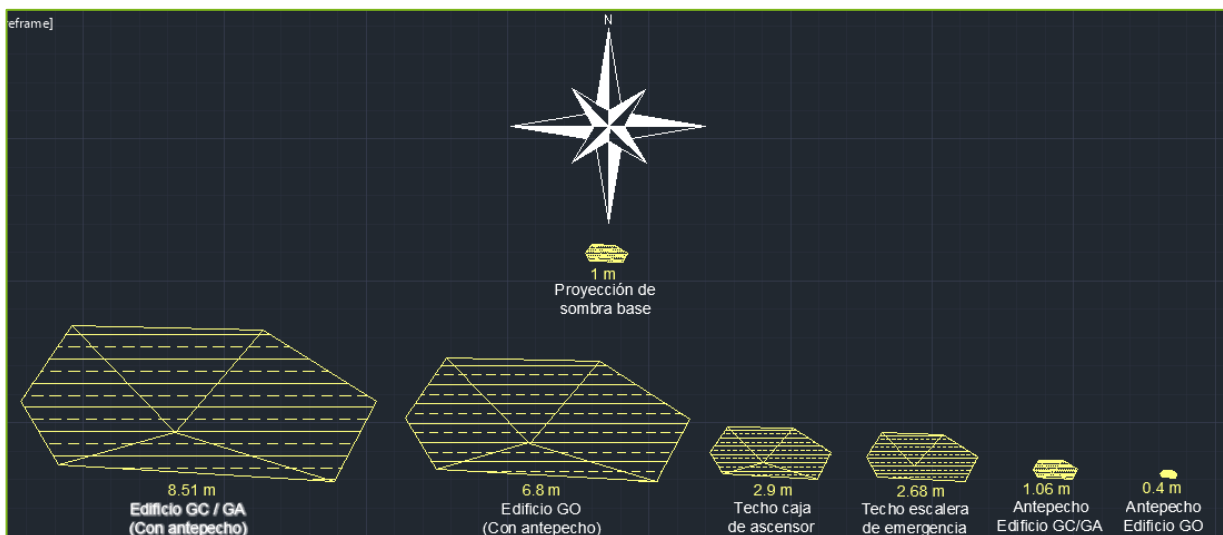


Imagen 60: Área de sombra según objeto.

Fuente: Elaboración propia.

El área sombreada en verde indica qué porción del techo es afectada por las sombras, por lo que la instalación de módulos se realiza respetando esta zona.

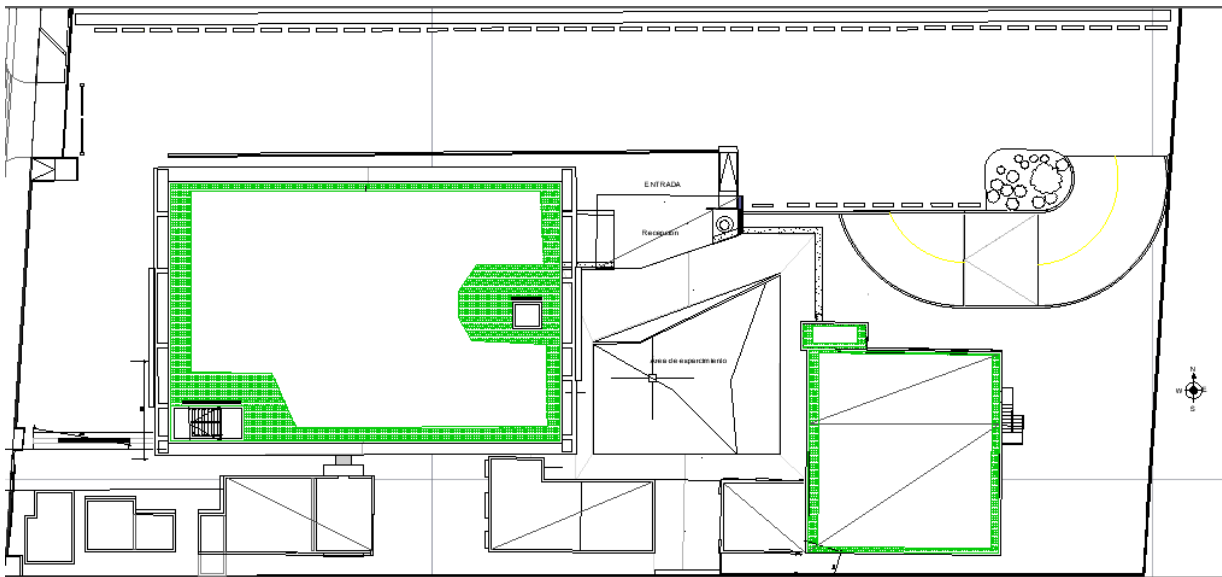


Imagen 61: Área de sombra en el techo de los edificios del OC.
Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, los módulos fotovoltaicos fueron colocados según se muestra en la siguiente imagen. Los módulos están representados por los cuadros en azul:

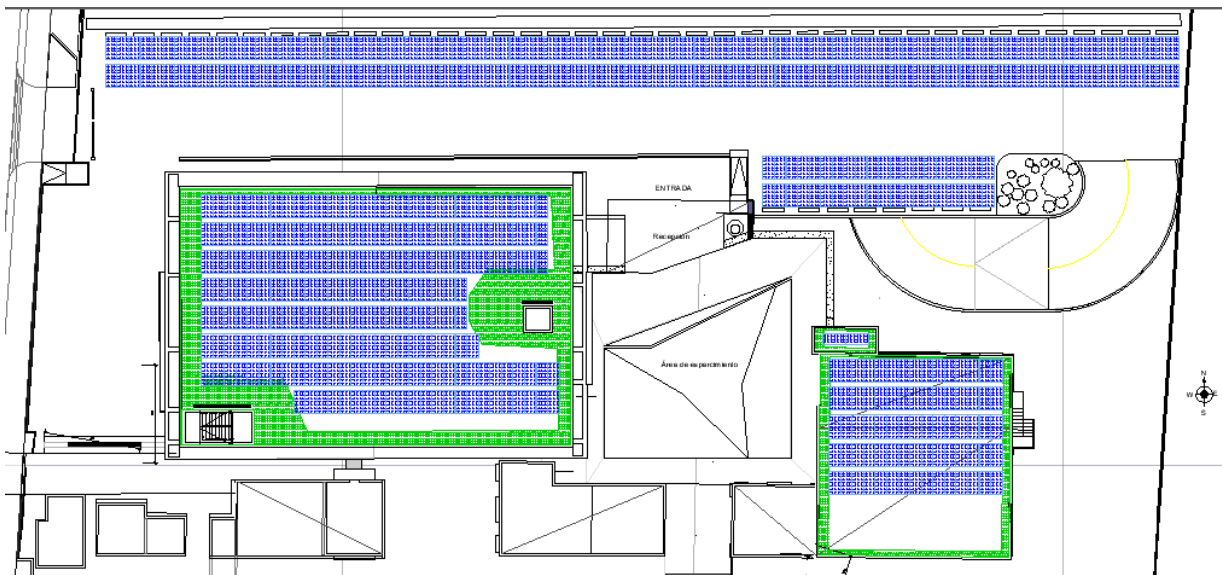


Imagen 62: Disposición de módulos en el OC.
Fuente: Elaboración propia.

4.8 CÁLCULOS PARA EL POSICIONAMIENTO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Para realizar el posicionamiento de los módulos fue necesario determinar la inclinación óptima, la altura solar aproximada y la separación entre módulos. Estos parámetros se determinaron empleando las ecuaciones (5), (6) y (7).

La siguiente tabla muestra los resultados:

Tabla 23: Datos para posicionamiento de módulos

DATOS	
Latitud	18.491 °
Longitud de módulo	2.000 m
Inclinación Óptima (γ)	16.459 °
Ángulo de acimut (α)	0.000 °
Altura Solar (ϵ)	48.509 °
Separación entre módulos (X)	2.419 m

4.9 DISTRIBUCIÓN Y CONEXIONADO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Aplicando los conceptos previos presentados, sobre la determinación de la cantidad de módulos conectados en serie y en paralelo, se realizaron los cálculos pertinentes según lo indicado desde la ecuación (8) hasta la (15).

Las siguientes tablas agrupan los resultados:

Tabla 24: Condición 1 para cantidad de módulos en serie.

Condición 1	Ok
Vstring < Vmax (Inv)	
Voc (Std)	47.2 V
NOCT	42 °C
G(noct)	800 W/m ²
T(noct)	18.8 °C
Tmin (amb)	24 °C
G (amb)	200 W/m ²
Vmax Input (Inv)	1000 V
Tc (min)	29.8 °C
Voc (max)	47.19 V
Ns1	21 Modls

Tabla 25: Condición 2 para cantidad de módulos en serie.

Condición 2		Ok
Vstring < MPPT Vmax (Inv)		
Voc (Std)	47.2	V
NOCT	42	°C
G(noct)	800	W/m ²
T(noct)	20	°C
Tmax (amb)	31.8	°C
Gmax (amb)	1000	W/m ²
MPPT Vmax	800	V
Tc (max)	59.3	°C
Voc	47.12	V
Vmp	39.8	V
VmppM(mod)	39.73	V
Ns2	20	Modls

Tabla 26: Condición 3 para cantidad de módulos en serie.

Condición 3		Ok
Vstring > MPPT Vmin (Inv)		
MPPT Vmin	380	V
Ns3	10	Modls

Tabla 27: Cantidad de strings en paralelo.

Conexión de módulos en paralelo		
I _{max}	66	A
I _{sc}	9.75	A
Cantidad máxima de strings en paralelo	6	Strings

Visto lo anterior, se concluye que:

- ☀ La cantidad máxima de módulos que pueden ser conectados en serie es 20.
- ☀ La cantidad mínima de módulos que pueden ser conectados en serie es 10.
- ☀ La cantidad máxima de strings que pueden ser conectados en paralelo es 6.

Los módulos se agruparán en 4 strings y conectados a dos 16 MPPT de 8 inversores (2 MPPT por cada inversor). La distribución se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 28: Distribución serie - paralelo de módulos.

Inversor	St.1	St.2	St.3	St.4	Total Mdls	kWp / Inv	kW de salida [Inv]	FE / Inv	
Inversor 1	16	16	16	16	64	23.36	20	1.17	Ok
MPPT	1	1	2	2					
Inversor 2	16	16	16	16	64	23.36	20	1.17	Ok
MPPT	1	1	2	2					
Inversor 3	16	16	16	16	64	23.36	20	1.17	Ok
MPPT	1	1	2	2					
Inversor 4	18	16	16	16	66	24.09	20	1.20	Ok
MPPT	1	2	2	2					
Inversor 5	15	16	16	16	63	23.00	20	1.15	Ok
MPPT	1	2	2	2					
Inversor 6	16	16	16	17	65	23.73	20	1.19	Ok
MPPT	1	1	1	2					
Inversor 7	18	18	18	11	65	23.73	20	1.19	Ok
MPPT	1	1	1	2					
Inversor 8	15	15	15	16	61	22.27	20	1.11	Ok
MPPT	1	1	1	2					

4.9.1 Distribución en las instalaciones

En total se contará con 512 módulos fotovoltaicos los cuales estarán instalados siguiendo la siguiente distribución:

- ☀ **Estacionamiento a:** 186 módulos.
- ☀ **Estacionamiento b:** 40 módulos.
- ☀ **Techo del edificio administrativo:** 214 módulos.
- ☀ **Techo del edificio de la Gerencia de Operaciones:** 72 módulos.

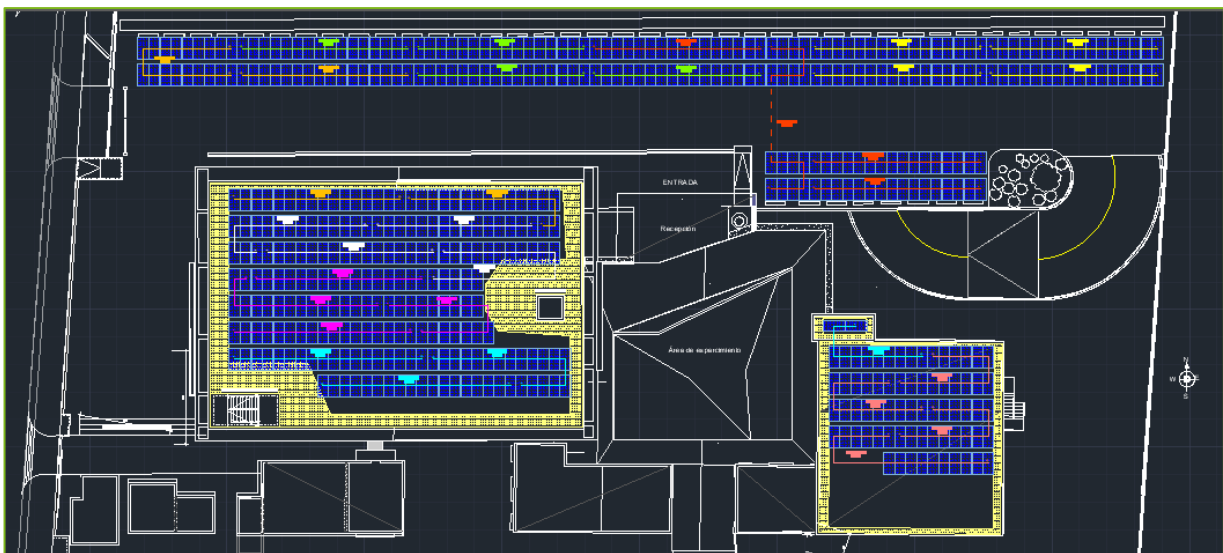


Imagen 63: Distribución y conexionado de módulos.

4.10 ANÁLISIS DE CARGAS Y CONSUMOS

Los consumos medios diarios del OC se obtuvieron mediante los registros de medición histórica de los consumos, considerando un factor de incremento para el futuro de 3.79%.

Tabla 29: Análisis de consumos del OC.

Año	Mes	Consumo Promedio diario [kWh]	Consumo Promedio diario [kWh] x Incremento estimado [3.79%]
2017	1	758.40	1,045.83
2017	2	822.43	1,134.13
2017	3	869.03	1,198.40
2017	4	833.60	1,149.53
2017	5	882.58	1,217.08
2017	6	936.80	1,291.85
2017	7	914.71	1,261.38
2017	8	972.77	1,341.46
2017	9	964.50	1,330.05
2017	10	972.48	1,341.05
2017	11	878.80	1,211.87
2017	12	838.00	1,155.60
2018	1	796.80	1,098.79
2018	2	774.00	1,067.35
2018	3	885.29	1,220.82
2018	4	912.00	1,257.65
2018	5	946.84	1,305.69
2018	6	1,004.80	1,385.62
2018	7	987.87	1,362.27
2018	8	956.84	1,319.49

Considerando que nuestro sistema es conectado a red, el sistema de baterías se dimensionará para abastecer la demanda eléctrica del OC en horas de desabastecimiento (apagón).

En la siguiente tabla se muestra una estadística de las horas de desabastecimiento por rango horario durante el período enero 2016 - agosto 2018.

Tabla 30: Estadística de desabastecimiento en el OC.

Rango horas	Producción PV	Horas desabastecimiento [h]	Horas desabastecimiento [%]
0 a 6	No	21	6%
7 a 17	Si	267	79%
18 a 23	No	50	15%
Total		338	100%

En la tabla anterior se verifica que el 79% de las horas de desabastecimiento ocurren entre las 7:00 horas y las 17:59 horas, las cuales corresponden con las horas de producción fotovoltaica para la localidad y coinciden con las horas de mayor demanda en el OC por tener un horario laborable de 08:30 horas a 18:00 horas. Por lo anterior, la carga considerada para el dimensionamiento de las baterías considerará las inyecciones que hiciera el campo generador fotovoltaico.

Si efectuamos un balance para cada mes, entre el consumo promedio diario de cada mes y la producción promedio diario del campo generador tenemos los siguientes resultados.

Año	Mes	Consumo Promedio diario [kWh] x Incremento estimado [3.79%]	Producción MdI Canadian 365 + Inv Tripower 20kW_Escenarios 1 y 2 _Producción promedio diario [kWh]	Balance promedio diario [kWh]
2017	1	1,046	723.0	323
2017	2	1,134	806.0	328
2017	3	1,198	801.0	397
2017	4	1,150	792.0	358
2017	5	1,217	762.0	455
2017	6	1,292	741.0	551
2017	7	1,261	767.0	494
2017	8	1,341	733.0	608
2017	9	1,330	775.0	555
2017	10	1,341	749.0	592
2017	11	1,212	706.0	506
2017	12	1,156	693.0	463
2018	1	1,099	723.0	376
2018	2	1,067	806.0	261
2018	3	1,221	801.0	420
2018	4	1,258	792.0	466
2018	5	1,306	762.0	544
2018	6	1,386	741.0	645
2018	7	1,362	767.0	595
2018	8	1,319	733.0	586

Se elige el mayor consumo promedio diario neto, 645 kWh/día, para asegurar el abastecimiento del edificio en los días de mayor consumo promedio.

Considerando los siguientes factores, calculamos el consumo en las baterías:

- ☀ η_{inv} : Eficiencia media diaria del inversor. Se considera en 94% para el inversor Sunny Island 8.0H, conforme se verifica en la gráfica de más abajo. Cabe destacar que el rendimiento máximo de este inversor es de 95.8%.

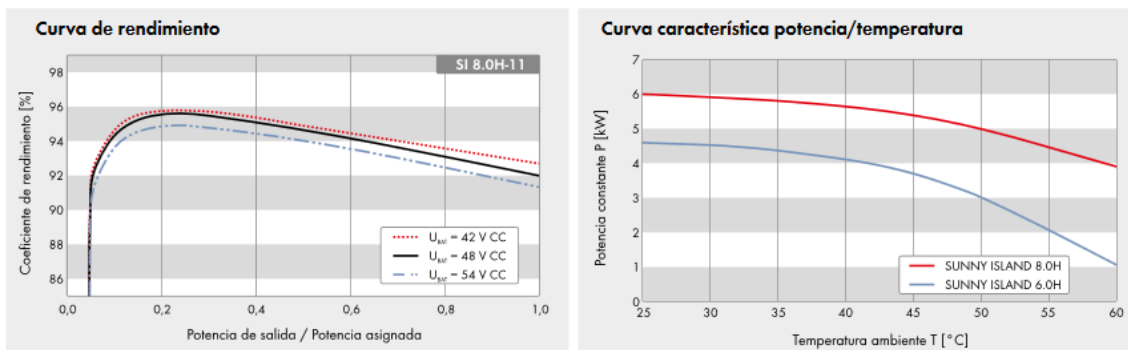


Gráfico 7: Curva de rendimiento del inversor Sunny Island.

- ☀ η_g : Eficiencia carga descarga de la batería. Se considera una eficiencia de 95%.
- ☀ η_c : Pérdida en los cables. Se considera una pérdida del 2%.
- ☀ V_n : Tensión nominal CC del inversor de baterías Sunny Island (48 V.)

Luego aplicando la fórmula tenemos:

$$L = \frac{L_{cc} + \frac{L_{ca}}{\eta_{inv}}}{\eta_g * \eta_c} = \frac{0 + \frac{645 \text{ kWh/día}}{0.94}}{0.95 * 0.02} = 736.59 \text{ kWh/día}$$

Ahora considerando el voltaje de carga del inversor, determinamos el consumo en Ah.

$$L = \frac{736.59 \text{ kWh/día}}{48 \text{ V}} = 15,345.62 \text{ Ah/día}$$

4.11 DETERMINACIÓN DE CAMPO DE BATERÍAS

Considerando que el desabastecimiento continuo normalmente oscila entre 2 a 3 horas, y que las horas en que este ocurre normalmente es entre las 7:00 horas y las 17:59 horas (en un rango de 11 horas); se decide dimensionar el campo de baterías para abastecer dos horas y media (2.5) horas corridas de desabastecimiento. Por tanto, podemos establecer nuestro tiempo de autonomía (CS):

$$CS = \frac{2.5 \text{ h}}{11 \text{ h/días}} = 0.23 \text{ días}$$

Para nuestro caso, elegiremos batería de ciclo profundo del tipo plomo ácido de vaso abierto o FLA por sus siglas en inglés, marca Trojan. Las razones son las siguientes:

- ☀ En República Dominicana la marca Trojan es líder indiscutible en el uso de baterías para inversores y energía alternativa.
- ☀ La gestión avanzada de baterías del inversor Sunny Island es compatible con baterías de plomo de los tipos FLA y VRLA (valve regulated lead acid). Lo que permite la regulación de la carga moderada para baterías de plomo en función del estado de la batería actual, ayudando a que la batería pueda alcanzar la vida útil prevista por el fabricante.
- ☀ En la actualidad es la tecnología más desarrollada y económica de todas.
- ☀ Se elige una batería tipo FLA en lugar de una batería VRLA por la necesidad de una batería con capacidad mayor a 1000 Ah (la capacidad en baterías requerida por el sistema es de aproximadamente 4000 Ah), ya que dentro de la marca Trojan la capacidad máxima de baterías VRLA es de 400 Ah (modelo SAGM 06 375) [4], mientras que entre las FLA si tienen baterías con capacidad mayor a 1000 Ah.
- ☀ Las baterías FLA no presentan riesgo de congelación del electrolito para la República Dominicana, ya que la temperatura mínima promedio es de 20 °C.

Finalmente seleccionamos las baterías Trojan modelo SIND 04 1685, con las siguientes características.

Tabla 31: Características de la batería seleccionada.

SOLAR INDUSTRIAL LINE - DEEP-CYCLE FLOODED BATTERIES		WITH SMART CARBON™ - 3,600 CYCLES @ 50% DOD	
Modelo			SIND 04 1685
Tipo			Deep-Cycle Flooded/Advanced Lead Acid Battery
Vnom (V)		4	V
Capacidad nominal (Ah)		1685	Ah
Almacenamiento (Wh)		6.74	kWh
Temperatura almacenamiento (°C)			-20°C a 50°C
Profundidad de descarga		80%	para 2,000 números de ciclos
Vida útil		17	Años
Dimensiones			
	Largo	567	mm
	Ancho	262	mm
	Profundo	610	mm
Peso		167	kg

Respecto a la profundidad de descarga, el fabricante suministra una curva que nos proporciona la profundidad de descarga respecto al número de ciclos de carga/descarga, según se aprecia en la siguiente gráfica.

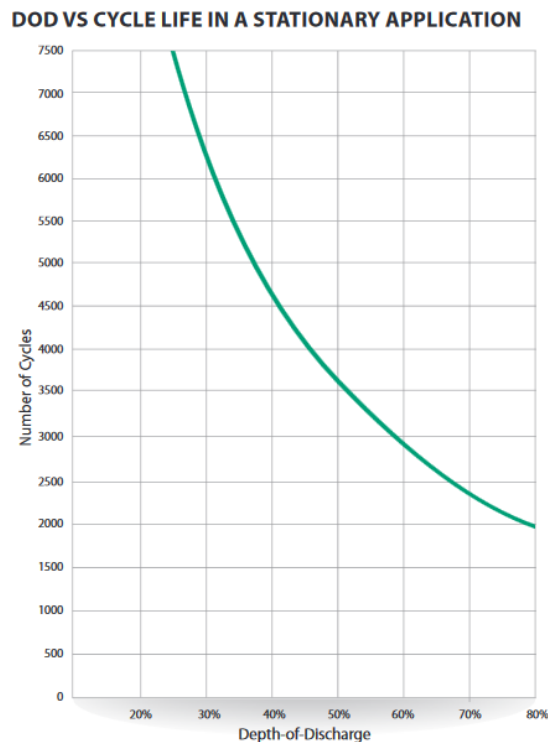


Gráfico 8: Curva de ciclo de vida de la batería.

Elegimos trabajar con una profundidad de descarga del 80% para 2000 de ciclos de carga/descarga. Lo anterior, debido a que el modo de uso del campo de baterías será solo en horas de desabastecimiento, y si consideramos que las baterías agotarán tantos ciclos por año como el número máximo de veces de desabastecimiento continuo en los años 2016 - 2017, 45 veces en un año (ver tabla siguiente), podemos decir que las baterías podrían durar su vida útil (17 años) sin agotar el número de ciclos considerado.

Año	Cantidad de desabastecimiento continuo
2016	45
2017	35
2018 (ene - ago)	18

Considerando los siguientes factores, calculamos el consumo la capacidad requerida en las baterías:

- ☀ *L*: Energía real necesaria (Wh). 15,345.62 Ah/día, resultado del tema anterior.
- ☀ *CS*: Número de días de autonomía. 0.23 días.
- ☀ *PD_{max}*: Máxima profundidad de descarga de la batería. 80%.
- ☀ Como el rango de almacenamiento de las baterías seleccionadas es entre -20°C y 50°C, y la temperatura mínima y máxima promedio en la República Dominicana es entre 20°C y 32°C, no se considera factor de corrección de corrección de temperatura.

Luego aplicando la fórmula tenemos la capacidad nominal del campo de baterías:

$$C_{nom} = \frac{L * CS}{PD_{max}} = \frac{15,345.62 \text{ Ah/día} * 0.23 \text{ día}}{0.8} = 4,359.55 \text{ Ah}$$

- ☀ **Numero de baterías en paralelo:**

$$No. \text{ baterias paralelo} = \frac{C_{nom} \text{ Sistemade baterias}}{Capacidad \text{ bateria}} = \frac{4,359.55 \text{ Ah}}{1,689 \text{ Ah}} = 2.59$$

- ☀ **Número de baterías en serie:**

$$No. \text{ baterias serie} = \frac{Voltaje \text{ del sistema}}{Voltaje \text{ bateria}} = \frac{48 \text{ V}}{4 \text{ V}} = 12$$

Por tanto, para nuestro diseño requerimos **3 ramas en paralelo de 12 baterías en serie (36 baterías)**.

- ☀ **Capacidad útil del sistema (Ah):**

$$C_{útil} = No. \text{ baterias paralelo} * Capacidad \text{ bateria} * PD_{max}$$

$$C_{útil} = 3 * 1,689 \text{ Ah} * 0.8 = 4,044 \text{ Ah}$$

- ☀ **Autonomía del sistema (día):**

$$Autonomía \text{ del sistema} = \frac{C_{útil}}{L} = \frac{4,044 \text{ Ah}}{15,345.62 \text{ Ah/día}} = 0.26 \text{ días}$$

4.12 SELECCIÓN DE CONDUCTORES

La selección de los conductores del lado de corriente directa y de corriente alterna se realizó según lo indicado desde la ecuación (20) hasta la (22).

4.12.1 SELECCIÓN CONDUCTOR DC

La siguiente tabla muestra la sección a utilizar para los conductores de DC:

Tabla 32:- Selección de conductor, lado DC.

Sección de conductor - Lado DC	
Longitud de cableado (L)	122 m
Isc (Mod)	9.75 A
Material de conductor	Cobre
γ_{90}	44
Vmax Input (Inv)	1,000 V
Caída de Tensión Admisible	1%
Sección (S)	5.41 mm²

Selección: Conductor de 6 mm² | 10 AWG.

***Distancia del módulo más alejado de la ubicación de los inversores.

4.12.2 SELECCIÓN CONDUCTOR AC

La siguiente tabla muestra la sección a utilizar para los conductores de AC:

Tabla 33: Selección de conductor, lado AC.

Sección de conductor - Lado AC	
Longitud de cableado (L)	66 m
I _{max}	24 A
Material de conductor	Cobre
γ_{90}	44
V _{3f}	480 V
V _{1f}	277 V
Caída de Tensión Admisible	1%
Factor de Potencia	1
Sección Trifásica (S)	7.50 mm²

Selección Trifásica: Conductor de 10 mm² | 8 AWG.

4.13 SELECCIÓN DE PROTECCIONES

La selección de las protecciones del lado de corriente directa y de corriente alterna se realizó según lo indicado desde la ecuación (23) (20) hasta la (27).

4.13.1 SELECCIÓN DE PROTECCIÓN DC

La selección de la protección de DC se efectuó de manera que se cumplieran las condiciones descritas en la siguiente tabla:

Tabla 34: Selección de protección lado DC.

Protección Lado DC		
Id - Corriente de Diseño (Isc)	9.75	A
In - Corriente de Protección	15	A
Iz - Corriente Máx. Admisible por el Conductor ⁸	31	A
Máxima cantidad de strings en paralelo	6	Strings
IscG - Corriente Máxima del Campo Generador	58.5	A
Condición 1 ($I_d < I_n < I_z$)		Ok
Condición 2 ($1.6I_n < 1.45I_z$)		Ok
Condición 3 ($I_n \geq 1.25I_{sc}$)		Ok

4.13.2 SELECCIÓN DE PROTECCIÓN AC

La selección de la protección de AC se efectuó de manera que se cumplieran las condiciones descritas en la siguiente tabla:

Tabla 35: Selección de protección lado AC.

Protección Lado AC		
Id - Corriente de Diseño (Imax Output)	24	A
In - Corriente de Protección	60	A
Iz - Corriente Máx. Admisible por el Conductor	73	A
Condición 1 ($I_d < I_n < I_z$)		Ok
Condición 2 ($1.6I_n < 1.45I_z$)		Ok

⁸ La corriente máxima admisible del conductor se seleccionó utilizando como referencia la tabla indicada en el siguiente enlace: <http://4cp1ok2012g5.blogspot.com/2012/05/>

4.14 CÁLCULO DE PRODUCCIÓN ELÉCTRICA

Tal como se mostró anteriormente, la producción eléctrica de la instalación fotovoltaica puede ser determinada según se indica desde la ecuación (28) hasta la (31). Sin embargo, para resultados más detallados y precisos se utilizó el software PVSyst.

La simulación de la producción se realizó en base a las propuestas indicadas anteriormente.

4.14.1 Producción eléctrica propuestas 1 & 2

De acuerdo con las simulaciones realizadas con el software PVSyst, con las propuestas 1 y 2 se obtiene una producción de 274.26 MWh. A continuación, se muestran los detalles:

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 187 kWp

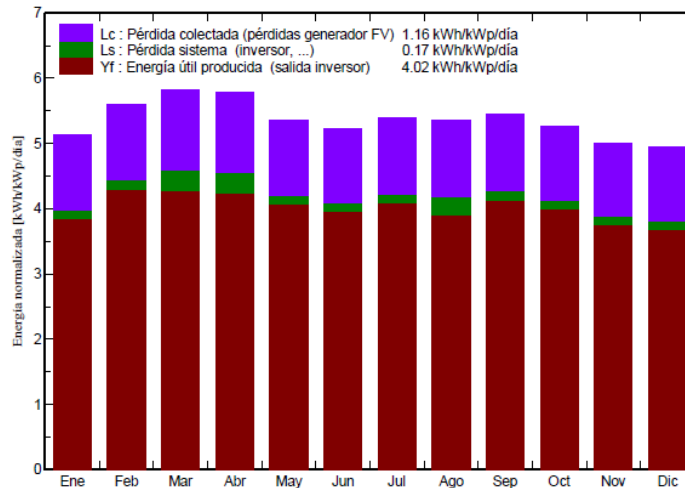


Gráfico 9: Producción eléctrica - Propuestas 1 y 2.

Tabla 36: Producción eléctrica - Propuestas 1 y 2.

Mdl Canadian 365 Inv Tripower 20kW_ con sombras								
Balances y resultados principales								
	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	134.8	25.30	159.0	143.8	23.06	22.34	14.28	13.83
Febrero	139.2	25.40	156.8	145.1	23.23	22.50	14.58	14.12
Marzo	170.7	25.70	180.2	167.2	26.62	24.77	14.54	13.53
Abril	173.2	26.40	173.4	159.9	25.56	23.73	14.51	13.47
Mayo	174.7	27.10	166.1	151.9	24.33	23.58	14.42	13.97
Junio	167.6	27.70	156.7	143.2	22.92	22.21	14.40	13.95
Julio	177.5	28.00	167.3	153.1	24.47	23.73	14.40	13.96
Agosto	169.5	28.20	165.8	151.9	24.25	22.62	14.39	13.43
Septiembre	158.2	28.10	163.5	150.5	23.93	23.19	14.41	13.96
Octubre	147.3	27.80	162.9	149.7	23.86	23.13	14.42	13.98
Noviembre	129.2	26.90	149.9	136.9	21.80	21.09	14.31	13.85
Diciembre	127.2	26.09	153.4	137.7	22.09	21.38	14.18	13.73
Año	1869.1	26.90	1955.2	1790.8	286.11	274.26	14.41	13.81

Leyendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del generador
	T Amb	Temperatura Ambiente	E_Grid	Energía reinyectada en la red
	GlobInc	Global incidente plano receptor	EffArrR	Eficiencia Esal campo/superficie bruta
	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	EffSysR	Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

4.14.2 Producción eléctrica propuesta 3

De acuerdo con las simulaciones realizadas con el software PVSyst, con la propuesta 3 se obtiene una producción de 270.98 MWh. A continuación, se muestran los detalles:

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 187 kWp

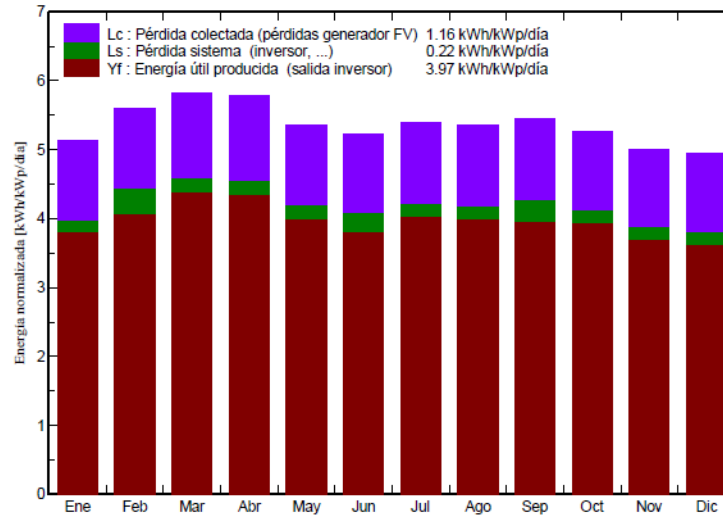


Gráfico 10: Producción eléctrica - Propuesta 3.

Tabla 37: Producción eléctrica - Propuesta 3.

Mdi Canadian 365 Inv ABB Trio 20kW_con sombras								
Balances y resultados principales								
	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	%	%
Enero	134.8	25.30	159.0	143.8	23.06	22.03	14.28	13.64
Febrero	139.2	25.40	156.8	145.1	23.23	21.35	14.58	13.40
Marzo	170.7	25.70	180.2	167.2	26.63	25.40	14.55	13.88
Abril	173.2	26.40	173.4	159.9	25.57	24.42	14.52	13.86
Mayo	174.7	27.10	166.1	151.9	24.33	23.20	14.42	13.75
Junio	167.6	27.70	156.7	143.2	22.92	21.31	14.40	13.39
Julio	177.5	28.00	167.3	153.1	24.47	23.37	14.40	13.75
Agosto	169.5	28.20	165.8	151.9	24.25	23.15	14.39	13.74
Septiembre	158.2	28.10	163.5	150.5	23.93	22.17	14.41	13.35
Octubre	147.3	27.80	162.9	149.7	23.86	22.80	14.42	13.78
Noviembre	129.2	26.90	149.9	136.9	21.80	20.75	14.31	13.63
Diciembre	127.2	26.09	153.4	137.7	22.09	21.04	14.18	13.51
Año	1869.1	26.90	1955.2	1790.8	286.14	270.98	14.41	13.64

Leyendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del generador
	T Amb	Temperatura Ambiente	E_Grid	Energía reinyectada en la red
	GlobInc	Global incidente plano receptor	EffArrR	Eficiencia Esal campo/superficie bruta
	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	EffSysR	Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

4.15 REDUCCIÓN DE EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO

La emisión de gases de efecto invernadero que se estaría evitando con la implementación las propuestas planteadas anteriormente se determinó utilizando el software PVSyst.

Para lograrlo, se tomaron las siguientes consideraciones:

- ☀ Vida útil del sistema fotovoltaico: 25 años, por ser la garantía que da el fabricante de los paneles Canadian Solar CS3U-365P.
- ☀ Degradación anual del sistema, que representa una disminución anual del rendimiento energético debido al envejecimiento de los componentes fotovoltaicos. Para los paneles Canadian Solar ese factor no es mayor a 0.7% durante los 25 años de vida útil del panel.
- ☀ La producción del sistema, o la producción del sistema, o rendimiento de energía, de la instalación fotovoltaica durante un año, calculada por la simulación PVSyst. Rendimiento energético, de la instalación fotovoltaica durante un año calculada por la simulación PVSyst.
- ☀ Grid LCE: Se proporciona en gCO₂ / kWh y representa la cantidad promedio de emisiones de CO₂ por unidad de energía para la electricidad producida por la red. En República Dominicana, para proyectos de energía eólica y solar, ese valor es de 0.5434 tCO₂/MWh, lo que es igual a 543.4 gCO₂/kWh, calculado en julio de 2015.
- ☀ Sistema fotovoltaico LCE: se administra en tCO₂ y representa la cantidad total de emisiones de CO₂ causadas por la construcción y el funcionamiento de la instalación fotovoltaica. Se consideró el valor que PVSyst da por defecto.

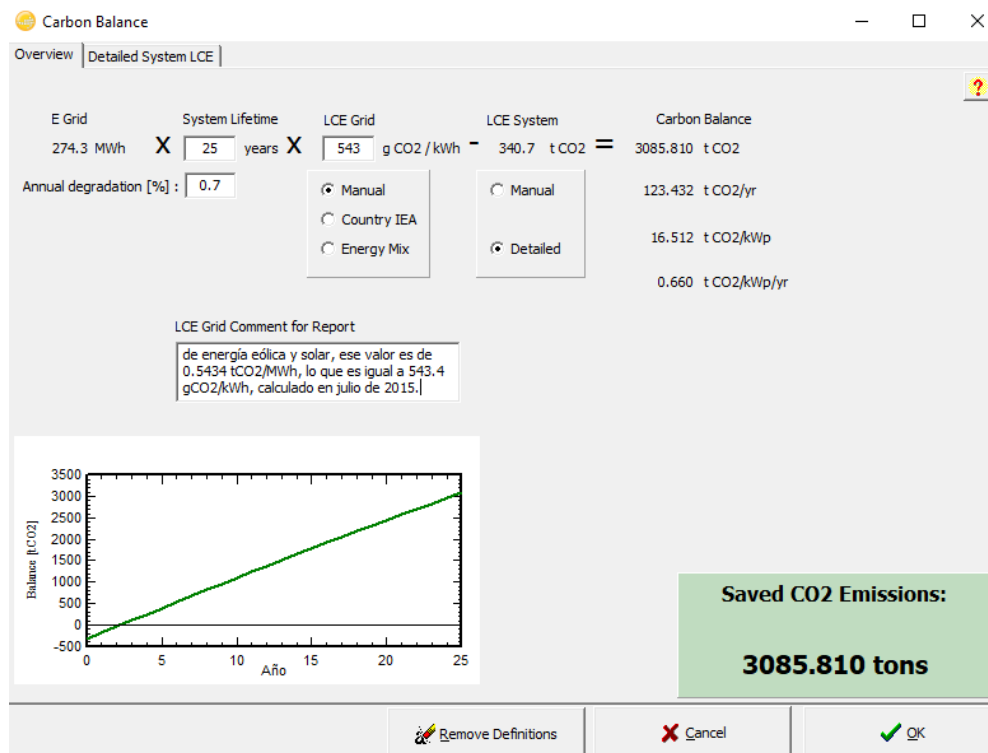


Imagen 64: Toneladas de CO₂ evitadas por las propuestas 1 y 2.

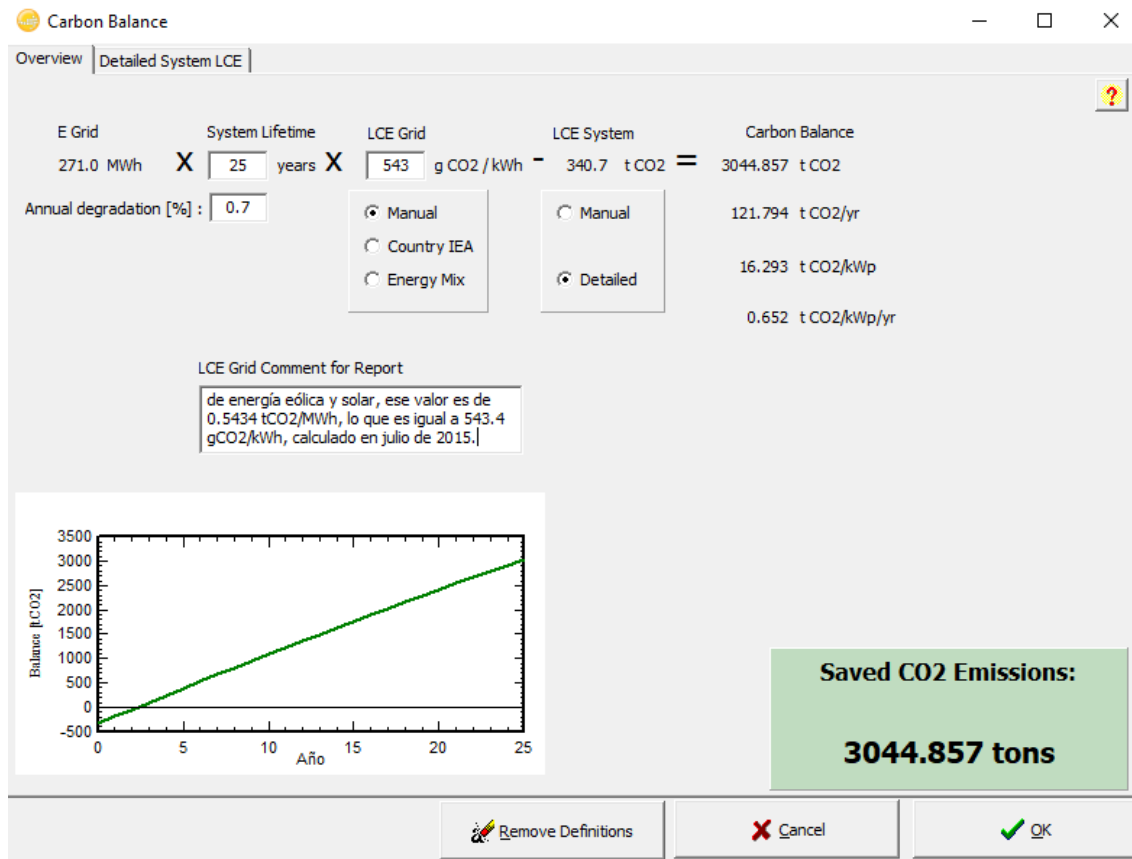


Imagen 65: Toneladas de CO₂ evitadas por la propuesta 3.

En resumen:

- ☀ Con la implementación de las propuestas 1 y 2 se evita una emisión anual de 3,085.81 toneladas de CO₂.
- ☀ Con la implementación de la propuesta 3 se evita una emisión anual de 3,044.857 toneladas de CO₂.

CAPÍTULO 5: ANÁLISIS DE RENTABILIDAD ECONÓMICA⁹

Para realizar el análisis de rentabilidad económica de las propuestas se recurrió a la determinación de la inversión requerida para cada una según consultas de distintos proveedores y precios del mercado local. Las siguientes tablas muestran los resultados:

Tabla 38: Inversión requerida - Propuesta 1.

ELEMENTO	COSTO		COSTO TOTAL
Inversor SUNNY TRIPOWER 20000TL-US	3,254 USD	8	26,031 USD
Inversor SUNNY ISLAND 8.0H	3,200 USD	12	38,400 USD
Batería Trojan SIND 04 1685	810 USD	36	29,156 USD
Multi Cluster Box MCB-12U	9,995 USD	1	9,995 USD
Grid connect box	5,858 USD	1	5,858 USD
Módulos FV	0.370 USD/Wp		69,146 USD
Estructura FV inclinada en aluminio	0.100 USD/Wp		18,688 USD
Cable DC/AC, Protecciones AC/DC, canalizaciones, etc.	0.095 USD/Wp		17,754 USD
Mano de obra y supervisión (incluyendo TSS, seguros, etc.)	0.082 USD/Wp		15,324 USD
Ingeniería y documentación final	0.010 USD/Wp		1,869 USD
Tramitaciones	0.005 USD/Wp		934 USD
INVERSIÓN TOTAL			233,154 USD

☀ **Nota:** El costo por kWp instalado de la propuesta 1 resultó ser de 1.25 USD/kWp.

Tabla 39: Inversión requerida - Propuesta 2.

ELEMENTO	COSTO		COSTO TOTAL
Inversor SUNNY TRIPOWER 20000TL-US	3,254 USD	8	26,031 USD
Inversor SUNNY ISLAND 8.0H	3,200 USD	12	38,400 USD
Sistema Fuel Save Controller FSC-11-IFM	10,000 USD	1	10,000 USD
Módulos FV	0.370 USD/Wp		69,146 USD
Estructura FV inclinada en aluminio	0.100 USD/Wp		18,688 USD
Cable DC/AC, Protecciones AC/DC, canalizaciones, etc.	0.095 USD/Wp		17,754 USD
Mano de obra y supervisión (incluyendo TSS, seguros, etc.)	0.082 USD/Wp		15,324 USD
Ingeniería y documentación final	0.010 USD/Wp		1,869 USD
Tramitaciones	0.005 USD/Wp		934 USD
INVERSIÓN TOTAL			198,146 USD

☀ **Nota:** El costo por kWp instalado de la propuesta 2 resultó ser de 1.06 USD/kWp.

Tabla 40: Inversión requerida - Propuesta 3.

ELEMENTO	COSTO		COSTO TOTAL
Módulos FV	0.370 USD/Wp		69,146 USD
Inversores FV OnGrid	0.180 USD/Wp		33,638 USD
Estructura FV inclinada en aluminio	0.100 USD/Wp		18,688 USD
Cable DC/AC, Protecciones AC/DC, canalizaciones, etc.	0.095 USD/Wp		17,754 USD
Mano de obra y supervisión (incluyendo TSS, seguros, etc.)	0.082 USD/Wp		15,324 USD
Ingeniería y documentación final	0.010 USD/Wp		1,869 USD
Tramitaciones	0.005 USD/Wp		934 USD
INVERSIÓN TOTAL			157,353 USD

☀ **Nota:** El costo por kWp instalado de la propuesta 3 resultó ser de 0.84 USD/kWp.

⁹ El detalle de los cálculos se encuentra en el Excel adjunto “MERME_TFM_G1_Cálculos”.

5.1 PERÍODO DE RETORNO DE INVERSIÓN (PAYBACK)

El retorno de la inversión se determinó en base al monto monetario que representa la energía que la empresa dejaría de consumir gracias a la instalación del sistema fotovoltaico.

La siguiente tabla muestra el promedio de energía retirada por parte de la empresa durante el período julio 2016 - julio 2018.

Tabla 41: Promedio de energía retirada (julio 2016 - julio 2018)

Mes	kWh
Enero	23,820
Febrero	24,120
Marzo	23,040
Abril	27,840
Mayo	26,040
Junio	28,860
Julio	29,940
Agosto	28,260
Septiembre	28,680
Octubre	29,820
Noviembre	27,540
Diciembre	25,020
Total	322,980

Como se planteó anteriormente, la reingeniería a la que se someterá la empresa supondrá un incremento en los retiros (para fines de cálculos se asume un 3%). En la sección 0 se observa que, la capacidad a instalar en módulos fotovoltaicos es de 186.88 kWp y se espera producción anual de aproximadamente 274.27 MWh, la cual logrará abastecer aproximadamente el 82% de la demanda, por lo que el restante 18% será abastecido por la red externa y, por tanto, sería la energía que deberá ser pagada a la empresa distribuidora.

En el caso de la potencia máxima demandada, el promedio es 92.37 kW. A pesar de que el campo solar instalado pudiera representar una disminución de la potencia máxima demandada a la red externa, no se puede determinar a ciencia cierta el ahorro que tendría la empresa por este concepto a causa de las incertidumbres que las variaciones del clima añaden a este análisis.

Con estas informaciones, se determinaron los ahorros en la facturación de energía.

Tabla 42: Ahorros por la instalación del sistema fotovoltaico.

Mes	Consumo	Ahorros	
	kWh	kWh	RD\$
Enero	23,820	19,550	152,684
Febrero	24,120	19,796	154,607
Marzo	23,040	18,910	147,684
Abril	27,840	22,849	178,452
Mayo	26,040	21,372	166,914
Junio	28,860	23,686	184,990
Julio	29,940	24,573	191,912
Agosto	28,260	23,194	181,144
Septiembre	28,680	23,539	183,836
Octubre	29,820	24,474	191,143
Noviembre	27,540	22,603	176,529
Diciembre	25,020	20,535	160,376
Total	322,980	265,079	2,070,269

El cálculo del payback se realizó utilizando la siguiente expresión:

$$Payback = a + \frac{I_o - b}{F_T} \quad (32)$$

- ☀ **Payback:** Retorno de la inversión (en años).
- ☀ **a:** Cantidad de períodos antes de recuperar la inversión.
- ☀ **I_o:** Inversión inicial.
- ☀ **b:** Sumatoria de los ahorros hasta el período al retorno.
- ☀ **F_T:** Ahorro observado en el período donde ocurre la recuperación.

A continuación, se muestran los periodos de recuperación para cada una de las propuestas:

Tabla 43: Retorno de la inversión de las propuestas.

Propuesta	Años	Meses	Beneficio acum. período 12	
1	5	7	RD\$ 13,318,511	US\$ 269,444
2	4	9	RD\$ 15,048,985	US\$ 304,453
3	3	10	RD\$ 16,768,246	US\$ 339,235

5.2 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

Para el cálculo de la Tasa Interna de Retorno (TIR) se proyectaron 25 años y se determinó el EBDITA para cada uno de estos (Earnings Before Depreciation, Interest, Taxes and Amortization) con los insumos mostrados en la siguiente tabla:

Tabla 44: Insumos para determinación de EBDITA.

Ingresos
Ahorro en factura
Egresos
Inversión requerida
Facturación energía EDE
Facturación potencia EDE
Gastos de mantenimiento ¹⁰
Reemplazo de módulos
Reemplazo de inversor
Reemplazo de baterías

A continuación, se muestran las Tasas Internas de Retorno de cada propuesta:

Tabla 45: TIR de las propuestas.

Propuesta	TIR
1	7.21%
2	9.56%
3	13.27%

¹⁰ Se asume que los gastos de mantenimiento de la instalación fotovoltaica corresponden al 2% de los ahorros por concepto de pago de energía.

5.3 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

Para la determinación del valor actual neto se utilizó como base la tasa de interés ofrecida por el Banco Central de la República Dominicana para ahorros a plazo fijo con duración no menor de 7 años. Esta tasa de interés anual es del 10%.

Para la determinación del VAN se utilizó la siguiente expresión:

$$VAN = -I_0 + \sum_1^n \frac{FC_n}{(1+i)^n} \quad (33)$$

- ☀ **VAN:** Valor Actual Neto (\$).
- ☀ **I₀:** Inversión inicial.
- ☀ **FC_n:** Flujo de caja del año de evaluación.
- ☀ **n:** Año de evaluación.
- ☀ **i:** Tasa de interés anual.

El Valor Actual Neto correspondiente a cada propuesta es mostrado a continuación:

Tabla 46: VAN de las propuestas.

Propuesta	VAN (RD\$)	VAN (US\$)
1	-1,817,459	-36,769
2	-244,300	-4,942
3	1,508,155	30,511

CONCLUSIONES

- ☀ Todas las propuestas son técnicamente factibles debido a que existe en el mercado la tecnología necesaria para desarrollar proyectos de esa magnitud.
- ☀ El costo por kWp instalado de la propuesta 1 resultó ser de 1.25 USD/kWp. Este elevado costo se debe al tipo de tecnología que conlleva realizarla. Adicionalmente, este costo provoca que la inversión logre recuperarse en 5 años y 7 meses.
- ☀ El costo por kWp instalado de la propuesta 2 resultó ser de 1.06 USD/kWp. Este elevado costo se debe al tipo de tecnología que conlleva realizarla. Adicionalmente, este costo provoca que la inversión logre recuperarse en 4 años y 9 meses.
- ☀ El costo por kWp instalado de la propuesta 3 resultó ser de 0.84 USD/kWp. Con esta propuesta la inversión se recupera en tan solo 3 años y 10 meses. Este costo se encuentra dentro del promedio de instalaciones fotovoltaicas en República Dominicana, lo que la hace una opción competitiva.
- ☀ A pesar de que cuentan con un payback menor de 6 años, las propuestas 1 y 2 no son económicamente factibles ya que mostraron un Valor Actual Neto negativo debido a que sus respectivas Tasas Internas de Retorno resultaron ser menor que las ganancias que se obtendrían por depositar el dinero a plazo fijo en una entidad bancaria a una tasa de interés del 10% anual.
- ☀ La propuesta 3 es la única que cuenta con las factibilidades técnica y económica para cumplir con las necesidades que fueron planteadas en el cuerpo de este trabajo.
- ☀ Para que un sistema híbrido sea económicamente factible la capacidad instalada en el campo fotovoltaico debe ser de mayor magnitud, de manera que los ahorros obtenidos logren disminuir el retorno de la inversión y aumentar la TIR y el VAN.
- ☀ En cuanto a la reducción de gases de efecto invernadero, con la implementación de las propuestas 1 y 2 se evita una emisión anual de 3,085.81 toneladas de CO₂, mientras que con la implementación de la propuesta 3 se evita una emisión anual de 3,044.857 toneladas de CO₂.

REFERENCIAS

- Alonso A., M. (s.f.). *Dimensionado de Sistemas Fotovoltaicos*. Obtenido de http://api.eoi.es/api_v1_dev.php/fedora/asset/eoi:45302/componente45301.pdf
- Asociación La Nacional. (2018). *Tasas de interés*. Obtenido de Tasas de ahorros y depósitos: <https://www.alnap.com.do/tasas-de-interes>
- Banco Banesco. (s.f.). *Depósito a Plazo Fijo*. Obtenido de <https://banesco.com.do/empresas/deposito-plazo-fijo-empresas/deposito-plazo-fijo>
- Civic Solar. (s.f.). *Solar Inverters (Prices)*. Obtenido de <https://www.civicsolar.com/products/inverters/watts/%5B12000%20TO%2015000%5D>
- Comisión Nacional de Energía de la República Dominicana. (s.f.). *LISTA DE EQUIPOS (INVERSORES) CERTIFICADOS*. Obtenido de <http://www.cne.gob.do/wp-content/uploads/2015/07/Listado-Inversores-Certificados.pdf>
- Diario Libre. (s.f.). *Instalan primer sistema híbrido fotovoltaico-diesel en RD*. Obtenido de <https://www.diariolibre.com/economia/instalan-primer-sistema-hibrido-fotovoltaico-diesel-en-rd-FJ9290250>
- EATON | Bussmann. (s.f.). *Guía de aplicaciones fotovoltaicas de Bussmann*. Obtenido de Protección de circuitos solares completa y fiable: http://www.eaton.de/ecm/idcplg?IdcService=GET_FILE&allowInterrupt=1&RevisionSelectionMethod=LatestReleased&noSaveAs=0&Rendition=Primary&dDocName=PCT_1193488_DE
- Estrada, V. (s.f.). *FUENTES DE INFORMACION DE DATOS DE RADIACION SOLAR*. Obtenido de http://www.cie.unam.mx/-ipf/pub/5.%20Fuentes_de_informacion_V.%20Estrada.pdf
- Exzhellent Solar. (s.f.). *CABLES PARA INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS EN HUERTAS SOLARES Y TEJADOS*. Obtenido de CABLES PARA INSTALACIONES DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA
- Fronius. (s.f.). *TECHNICAL DATA Fronius Symo Hybrid*. Obtenido de FRONIUS ENERGY PACKAGE : <http://solarjuice.com.au/wp-content/uploads/2018/01/fronius-symo-hybrid-battery-5.0kw-3phase.pdf>
- Grupo Cometa. (s.f.). *Descripción baterías Trojan*. Obtenido de <http://grupocometa.com.do/nuestras-marcas/baterias-6-voltios-para-inversores/trojan-t-105>
- IHS Markit. (2017). *Global 2016 PV inverter supplier rankings*. Obtenido de https://cdn.ihs.com/www/pdf/PV%20Rankings_Global.pdf
- im2 Solar. (s.f.). *Cómo es un panel solar fotovoltaico*. Obtenido de <http://www.im2solar.com/03/2014/como-es-un-panel-solar/>
- IRENA. (s.f.). *Global Atlas for Renewable Energy*. Obtenido de <https://irena.masdar.ac.ae/gallery/#gallery>
- MINISTERIO DE MEDIO AMBIENTE Y MEDIO RURAL Y MARINO | Agencia Estatal de Meteorología. (s.f.). *LA RADIACIÓN SOLAR*. Obtenido de http://www.aemet.es/documentos/es/eltiempo/observacion/radiacion/Radiacion_Solar.pdf
- Moskowitz, S. (11 de 2016). *The Global PV Inverter and MLPE Landscape H2 2016*. Obtenido de GTM Research: <http://www.solareb2b.it/wp-content/uploads/2016/12/GTMR-Global-PV-Inverter-and-MLPE-Landscape-H2-2016-ES.pdf>
- NASA. (s.f.). *Prediction Of Worldwide Energy Resource*. Obtenido de POWER Data Acces Viewer: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>
- NREL. (s.f.). *NSRDB Data Viewer*. Obtenido de <https://maps.nrel.gov/nsrdb-viewer/?aL=UdPEX9%255Bv%255D%3Dt%26f69KzE%255Bv%255D%3Dt%26f69KzE%255Bd%255D%3D1&bL=clight&cE=0&lR=0&mC=4.740675384778373%2C22.8515625&zL=2>
- Perpiñán L., O. (2012). *Energía Solar Fotovoltaica*.
PV Education. (s.f.). *Module Materials*. Obtenido de <https://www.pveducation.org/pvcdrom/modules/module-materials>

- RE Explorer. (s.f.). *Renewable Energy (RE) Data Explorer*,. Obtenido de Explore Renewable Energy Data: Explore Renewable Energy Data
- República Dominicana LIVE. (s.f.). *Inversión en los bancos de la República Dominicana*. Obtenido de <http://www.republicadominicanalive.org/inversion-en-los-bancos-de-la-republica-dominicana.html>
- Roldán V., J. (2012). *Tecnología y circuitos de aplicación de neumática, hidráulica y electricidad*. Madrid: Ediciones Paraninfo.
- SACLIMA Solar Fotovoltaica. (s.f.). *Estructuras solares: Tipos y características*. Obtenido de Estructuras solares: <http://www.saclimafotovoltaica.com/energia-solar/estructuras-para-paneles-solares-tipos-y-caracteristicas/>
- SMA Solar. (18 de 09 de 2017). *Sistemas multiclúster con red aislada o con optimización del autoconsumo y función de alimentación de repuesto (Sunny Island 6.0H/8.0H y Multicluster-Box 12/NA-Box 12/Grid-Connect-Box 12)*. Obtenido de www.SMA.de: <http://files.sma.de/dl/26784/SI44M-80H-12-MC-IA-es-10.pdf>
- SMA Solar. (s.f.). *Elementos para sistemas multiclúster*. Obtenido de <http://files.sma.de>: <http://files.sma.de/dl/6966/MC-BOX-36-IAA-es-21W.pdf>
- SMA Solar. (s.f.). *HYBRID ENERGY SUPPLY FOR A CHROME ORE MINE*. Obtenido de SMA Fuel Save Solution for Solar Diesel Hybrid Systems: <https://www.sma-america.com/fileadmin/content/global/Products/Documents/Referenzanlagen/REFTHABAZI-MBI-AEN131110.pdf>
- SMA Solar. (s.f.). *HYBRID ENERGY Supply for A Cotton Mill*. Obtenido de SMA Fuel Save Solution for Photovoltaic Diesel Hybrid Systems: <https://www.sma-america.com/fileadmin/content/global/Products/Documents/Referenzanlagen/REFALPINEK-NIT-AEN133111.pdf>
- SMA Solar. (s.f.). *HYBRID ENERGY SUPPLY FOR A PLASTIC MOLDING COMPANY*. Obtenido de SMA Fuel Save Solution for Photovoltaic Diesel Hybrid Systems: https://www.sma-america.com/fileadmin/content/global/Products/Documents/Referenzanlagen/References_Lebanon_API_AEN141910.pdf
- SMA Solar. (s.f.). *HYBRID ENERGY SUPPLY FOR AN ISLAND CHAIN*. Obtenido de SMA Fuel Save Solution for Photovoltaic Diesel Hybrid Systems: https://www.sma-america.com/fileadmin/content/global/Products/Documents/Referenzanlagen/References_Tonga_Vava_u-AEN140515.pdf
- SMA Solar. (s.f.). *Regulación de la carga moderada para baterías de plomo en función del estado de la batería actual*. Obtenido de Gestión avanzada de baterías del SUNNY ISLAND: http://files.sma.de/dl/7910/SI_Batteriemanagement-TI-es-21.pdf
- SMA Solar. (s.f.). *Sunny Tripower 20000TL-US Datasheet*. Obtenido de https://d3g1qce46u5dao.cloudfront.net/data_sheet/sma_sunny_tripower_12000tl_us___30000tl_us_datasheet.pdf
- SMA Solar Technology AG. (s.f.). *Operating Manual GRID-CONNECT-BOX 12*. Obtenido de <http://files.sma.de/dl/26784/GRID-BOX-12-3-20-BE-en-11.pdf>
- Solar Power World. (s.f.). *What are the different types of solar modules?* Obtenido de <https://www.solarpowerworldonline.com/2015/07/what-are-the-different-types-of-solar-modules/>
- Solar Quarter. (2017). *2017 world PV inverter supplier rankings in shipments*. Obtenido de Following GTM Research, the global authoritative research institute IHS Markit released the 2017 PV inverter rankings.: <https://www.solarquarter.com/index.php/113-news/featured-news/11203-ih-s-markit-ranks-2017-world-top-10-pv-inverter-suppliers-huawei-leads-three-years-in-a-row-string-inverters-overtake-central-inverters-for-first-time>
- Sun Earth Tools. (s.f.). *Proyección de la posición solar*. Obtenido de https://www.sunearthtools.com/dp/tools/pos_sun.php?lang=es
- Trojan Battery Company. (s.f.). *RENEWABLE ENERGY PRODUCT SPECIFICATION GUIDE*. Obtenido de https://www.trojanbattery.com/pdf/TrojanBattery_ProdSpecGuide_RE.pdf

- Trojan Battery Company. (s.f.). *SIND 04 1685 Datasheet*. Obtenido de https://www.trojanbattery.com/pdf/datasheets/SIND_04_1685_DS.pdf
- Weather Spark. (s.f.). *El clima promedio en Santo Domingo*. Obtenido de <https://es.weatherspark.com/y/27168/Clima-promedio-en-Santo-Domingo-Rep%C3%ABlica-Dominicana-durante-todo-el-a%C3%B1o>
- World Bank Group. (s.f.). *Global Solar Atlas*. Obtenido de <https://globalsolaratlas.info/?c=18.441833,-69.713058,10&s=18.509563,-69.940338>

Heetae Kim, Seoin Baek, Eunil Park, Hyun Joon Chang. (Septiembre 2014). Optimal green energy management in Jeju, South Korea - On-grid and off-grid electrification. *Renewable Energy*, 69, 123-133. 01 julio 2018, De ScienceDirect Base de datos.

M.H. Athari, M.M. Ardehali. (Enero 2016). Operational performance of energy storage as function of electricity prices for on-grid hybrid renewable energy system by optimized fuzzy logic controller. *Renewable Energy*, 85, 890-902. 03 julio 2018, De ScienceDirect Base de datos.

S.M. Shaahid, M.A. Elhadidy. (Febrero 2008). Economic analysis of hybrid photovoltaic-diesel-battery power systems for residential loads in hot regions—A step to clean future. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12, 488-503. 03 julio 2018, De ScienceDirect Base de datos.

K.Y. Lau, M.F.M. Yousof, S.N.M. Arshad, M. Anwari, A.H.M. Yatim. (Agosto 2010). Performance analysis of hybrid photovoltaic/diesel energy system under Malaysian conditions. *Energy*, 35, 3245-3255. 04 julio 2018, De ScienceDirect Base de datos.

Shafiqur Rehman, Luai M. Al-Hadhrami. (Diciembre 2010). Study of a solar PV-diesel-battery hybrid power system for a remotely located population near Rafha, Saudi Arabia. *Energy*, 35, 4986-4995. 04 julio 2018, De ScienceDirect Base de datos.

N. Phuangpornpita, kS. Kumar. (Septiembre 2007). PV hybrid systems for rural electrification in Thailand. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 11, 1530-1543. 10 julio 2018, De ScienceDirect Base de datos.

Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA). (2017). *Perspectivas de energías renovables en la República Dominicana*. Agosto 2018, de Comisión Nacional de Energía de la República Dominicana (CNE) Sitio web: <https://www.cne.gob.do/wp-content/uploads/2018/01/2820172920ESP20REmap20RD202030.pdf>

M. Rothert. (2012). *Sunny Island Generator - White Paper*. Agosto 2018, de SMA Solar Technology AG Sitio web: <http://files.sma.de/dl/15216/SIGEN-11FD1212.pdf>

Luis Merino. (2007). *Energías Renovables*. Agosto 2018, de IBERDROLA Sitio web: <http://media1.webgarden.es/files/media1:4befe784280d2.pdf.upl/E.renovables.pdf>

Premium Energía. (2017). *Historia de la Energía Solar*. Agosto 2018, de Premium Energía Sitio web: <http://premiumenergia.es/historia-de-la-energia-solar/>

Oviedo-Salazar, J.L., M.H. Badii, A. Guillen, O. Lugo Serrato. (Abril 2015). Historia y Uso de Energías Renovables. *International Journal of Good Conscience*, 10, 1-18. 06 agosto 2018, De Spenta Mexico Base de datos.

International Energy Agency. (2017). Solar Energy. Agosto 2018, de International Energy Agency Sitio web: <https://www.iea.org/topics/renewables/solar/>

SUNNY TRIPOWER 12000TL-US / 15000TL-US / 20000TL-US / 24000TL-US / 30000TL-US. Septiembre 2018, de SMA Solar Technology AG Sitio web: <http://files.sma.de/dl/21561/STPTL-US12-30-DUS173127W.PDF>

ABB string inverters TRIO-20.0/27.6-TL-OUTD 20 to 27.6 kW. Septiembre 2018, de ABB Sitio web: https://library.e.abb.com/public/45da04a637be47de8c1ebb696093864f/TRIO-20.0-27.6_BCD.00379_EN_RevG.pdf

Michael Schmela, Solar Power Europe. (2017). Global Market Outlook. Septiembre 2018, de Solar Power Europe Sitio web: <https://www.infobuildenergia.it/Allegati/13947.pdf>

Fonroche Renewable Energies, S.L.U. (2017). Consultoría para Establecer una Metodología para el Cálculo de Energía Firme de una Planta Solar. Septiembre 2018, de Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) Sitio web: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/502f1965690c521e05257e8c0076887e/\\$FILE/Circular083-2015%20Anexo.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/502f1965690c521e05257e8c0076887e/$FILE/Circular083-2015%20Anexo.pdf)

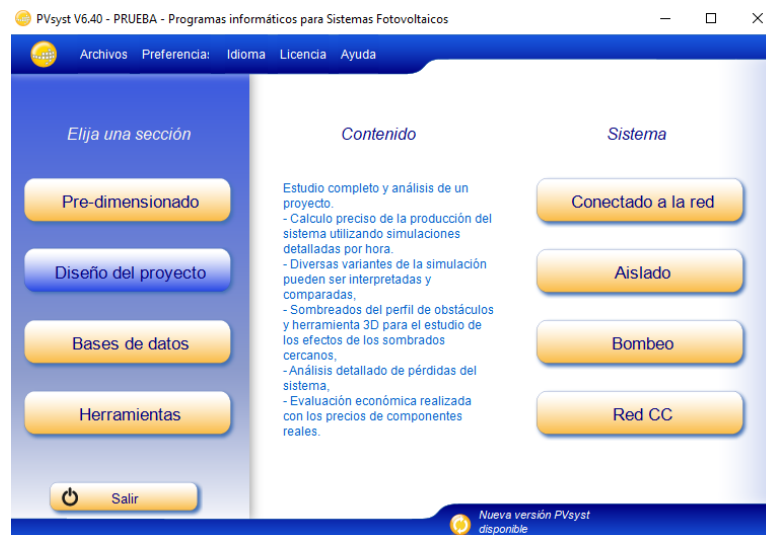
ANEXOS

ANEXO 1: PROCESO DE DETERMINACIÓN DE PRODUCCIÓN EN EL PVSYSY

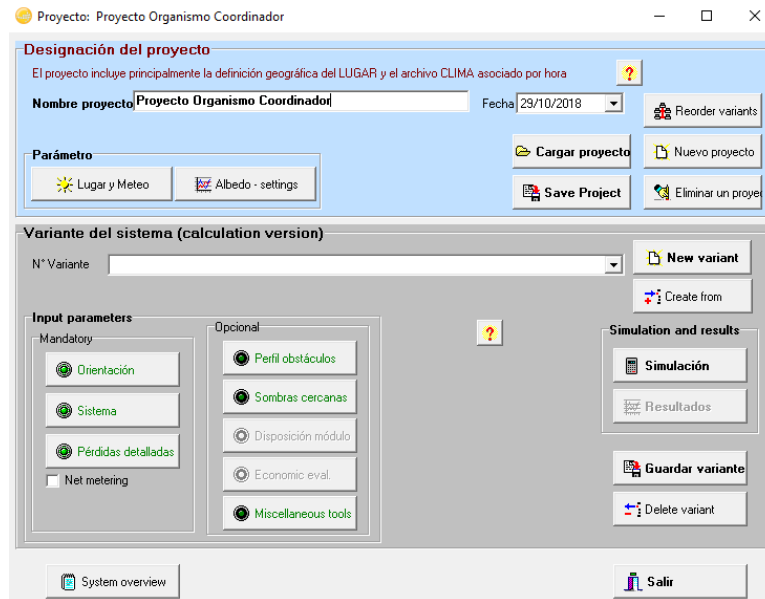
La simulación de la producción se realizó en base a las propuestas indicadas anteriormente, recordemos:

- ☀ **Propuesta 1:** Sistema fotovoltaico híbrido conectado a red que gestione un parque solar de 186.88 kWp distribuidos en 512 módulos Canadian Solar CS3U-365p, 8 inversores Tripower de 20kWn y 12 inversores Sunny Island (conectados a un Multicluster-Box y un Grid Connect Box) para gestionar la alimentación de un campo de baterías de 52 kWh, la producción solar, un generador diesel y la red externa.
- ☀ **Propuesta 2:** Sistema fotovoltaico híbrido conectado a red compuesto por un parque solar de 186.88 kWp distribuidos en 512 módulos Canadian Solar CS3U-365p y algún dispositivo que sea capaz de gestionar la producción solar, un generador diesel y la red externa.
- ☀ **Propuesta 3:** Sistema fotovoltaico conectado a red para un parque solar de 186.88 kWp distribuidos en 512 módulos Canadian CS3U-365p. La instalación contará con 8 inversores ABB TRIO-20.0-TL-OUTD.

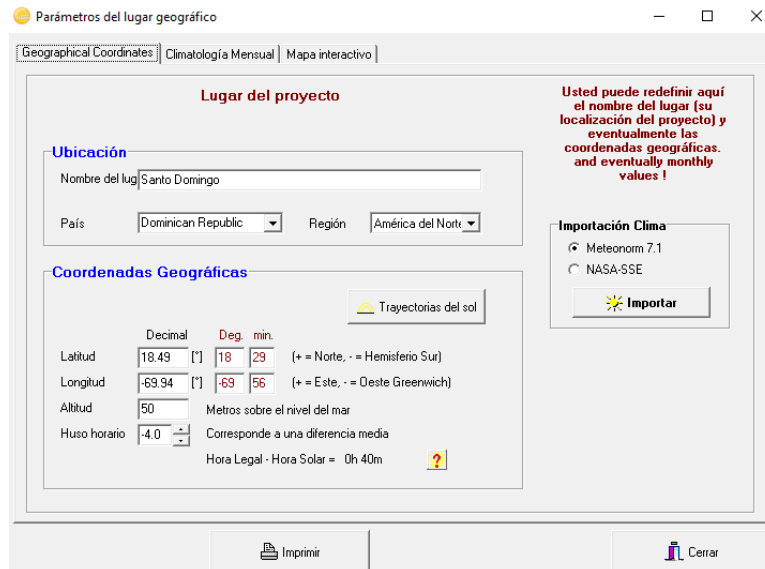
Todos los escenarios fueron diseñados para un sistema conectado a red.

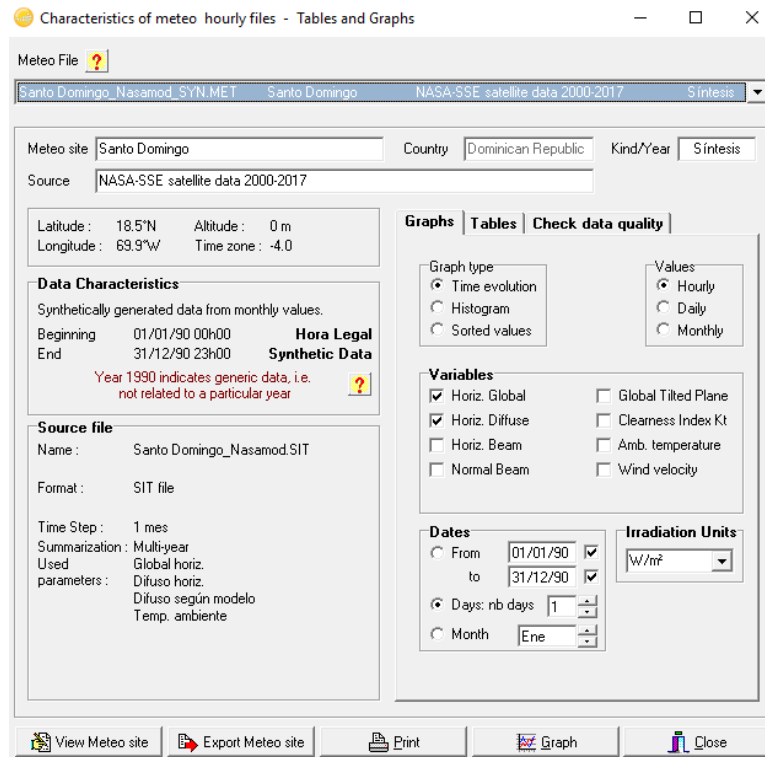


Se creó un proyecto nombrado: Proyecto Organismo Coordinador.

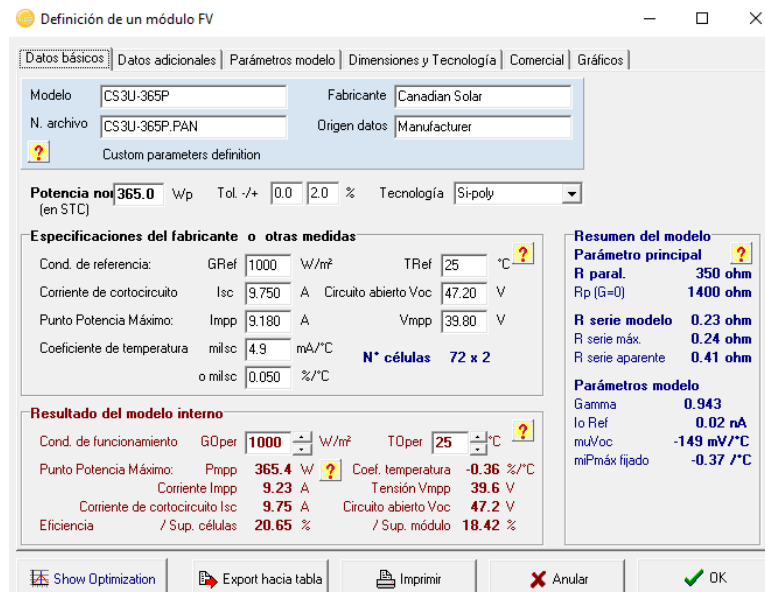


Se indicaron las coordenadas de la empresa y la radiación incidente en la zona (según se muestra en el Gráfico 3).





Se insertaron a la base de datos del PVSyst el módulo Canadian Solar CS3U-365P y el inversor SMA Sunny Tripower 20000TL-30-US, por no estar contenidos en la base de datos del software. Respecto al otro inversor ABB TRIO-20_0-TL-OUTD-S1-US el mismo se encontraba entre la lista de inversores disponibles en la base de datos del software.



Definición de un inversor conectado a la red

Parámetro principal | Curva de eficiencia | Parámetros adicionales | Output parameters | Dimensiones | Comercial

Modelo: Sunny Tripower 20000TL-30-US Fabricante: SMA
 N. archivo: Sunny_Tripower_20000TL_30-US.DN Origen de datos: Manufacturer 2017
 Custom parameters definition Prod. desde 2014

Lado entrada (Campo FV CC)

Tensión MPP Mínima: 380 V
 Tensión Mínima para Pnom: N/A V
 Tensión MPP Nominal: 600 V
 Tensión MPP Máxima: 800 V
 Tensión FV máx Absoluta: 1000 V
 Umbral Potencia: 84 W

Especificación contractual, sin significado físico verdadero. Obligatorio

Potencia nominal FV: 30.0 kW
 Potencia máxima FV: 30.0 kW
 Corriente máxima FV: 66.0 A

Lado salida (Red CA)

Tipo: Monofásico Trifásico Bifásico Frecuencia: 50 Hz 60 Hz

Tensión de Red: 480 V
 Potencia nominal CA: 20.0 kW
 Potencia máxima CA: 20.0 kW
 Corriente CA nominal: 24.0 A
 Corriente CA máxima: 24.0 A

Eficiencia

Eficiencia máxima: 98.4 %
 Eficiencia CEC: 98.0 %
 Eficiencia definida para 3 tensiones

Export hacia tabla | Imprimir | Anular | OK

Definición de un inversor conectado a la red

Parámetro principal | Curva de eficiencia | Parámetros adicionales | Output parameters | Dimensiones | Comercial

Modelo: TRI0-20_0-TL-OUTD-S1-US Fabricante: ABB
 N. archivo: ABB_TRI0_20_0_0_OUTD_S1_US.C Origen de datos: Manufacturer 2015
 Original PVsyst database Prod. desde 2010

Lado entrada (Campo FV CC)

Tensión MPP Mínima: 200 V
 Tensión Mínima para Pnom: 450 V
 Tensión MPP Nominal: N/A V
 Tensión MPP Máxima: 950 V
 Tensión FV máx Absoluta: 1000 V
 Umbral Potencia: 300 W

Especificación contractual, sin significado físico verdadero. Obligatorio

Potencia nominal FV: N/A kW
 Potencia máxima FV: N/A kW
 Corriente máxima FV: 60.0 A

Lado salida (Red CA)

Tipo: Monofásico Trifásico Bifásico Frecuencia: 50 Hz 60 Hz

Tensión de Red: 480 V
 Potencia nominal CA: 20.0 kW
 Potencia máxima CA: 22.0 kW
 Corriente CA nominal: 24.1 A
 Corriente CA máxima: 25.0 A

Eficiencia

Eficiencia máxima: 97.3 %
 Eficiencia EURO: 96.4 %
 Eficiencia definida para 3 tensiones

Export hacia tabla | Imprimir | Anular | OK

Se consideraron las siguientes pérdidas:

- ☀ Factor de pérdidas térmicas del campo generador: valor correspondiente al NOCT de los módulos seleccionados (42°C), según el PVSyst.

Parámetros de pérdidas del campo FV

Parámetros térmicos | Pérdida óhmica | Calidad módulos · LID · Mismatch | Polvo y suciedad | Pérdidas IAM | Auxiliares

¡Usted puede definir el factor de pérdidas térmicas del generador o el coeficiente estándar TONC: el programa le dará la equivalencia!

Factor de pérdidas térmicas del campo
 Factor de pérdidas térmicas $U = U_c + U_v | V_e | V_{\text{Viento}}$
 Factor de pérdida constante U_c 33.0 W/m²K
 Factor de pérdida del viento U_v 0.0 W/m²K / m/s

Factor TONC estándar
 Definición alternativa:
 Coeficiente TONC 42 °C
 para "Nominal Operating Cell Temperature"
 Temperatura de módulos "al aire libre" montados en circuito abierto, bajo $G=800 \text{ W/m}^2$, $T_{\text{amb}}=20^\circ \text{C}$, Viento=1 m/s

Valores por defecto según montaje

- Módulos montados "al aire libre" con circulación de aire
- Semi-integrado con conducto de aire detrás
- Integración con aislamiento trasero completo

Definición de la TONC

- Circuito abierto (en V_c)
- Cargado (en P_{mpp})

Gráfico pérdidas Anular OK

- ☀ Pérdida por calidad de los módulos: desviación de la eficiencia efectiva del módulo respecto a lo informado por el fabricante. Consideramos 2% por ser esta la tolerancia de potencia que da el fabricante, considerando el criterio utilizado por el PVSyst para definir un valor por defecto para este factor con una variante (PVSyst lo coloca en la mitad de la tolerancia inferior) y los valores publicados en Thevenard (2010), p.19. (http://198.103.48.154/fichier.php/codectec/En/2010-122/2010-122_RP-TEC_411-IEARES_Thevenard.pdf)

Parámetros de pérdidas del campo FV

Parámetros térmicos | Pérdida óhmica | Calidad módulos · LID · Mismatch | Polvo y suciedad | Pérdidas IAM | Auxiliares

Calidad módulos defecto

Pérdida eficiencia módulo 2.0 %

Desviación de la eficiencia efectiva media del módulo con respecto a las especificaciones del fabricante.

LID - "Light Induced Degradation" defecto

Factor de pérdidas LID 2.0 %

Degradación de módulos de silicio cristalino, en las primeras horas de funcionamiento con respecto a los valores de producción STC.

Pérdidas Mismatch defecto

Pérdidas Potencia en MPP 2.0 %

Pérdidas funcionamiento en tensión 2.5 %

No pertinente durante el funcionamiento MPP

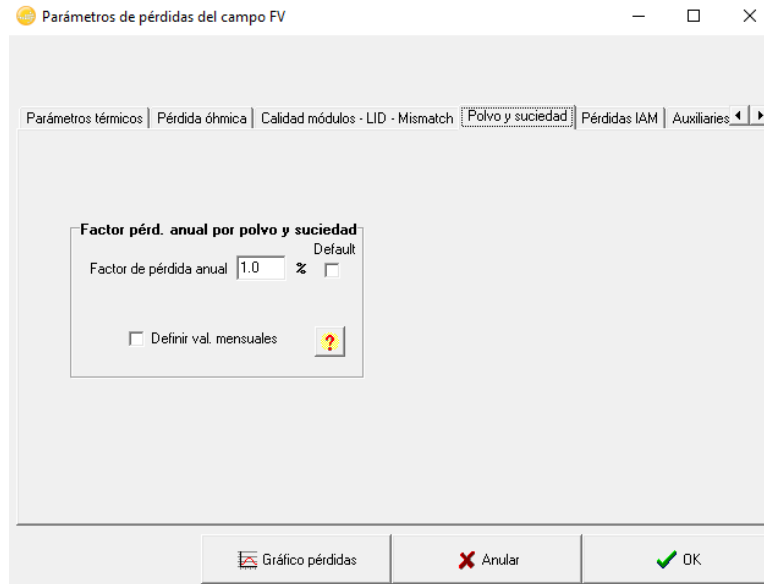
Cálculo detallado

Gráfico pérdidas Anular OK

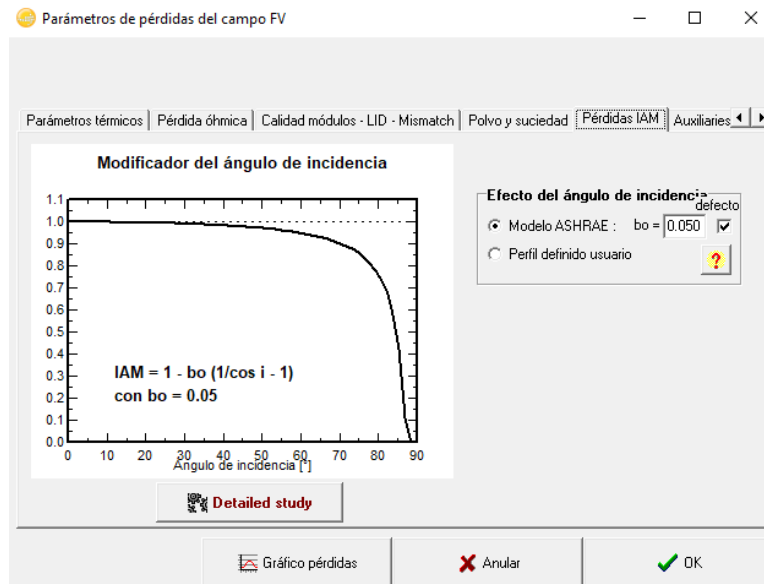
- ☀️ Pérdidas por degradación de los módulos de silicio cristalino LID (Light Induced Degradation): se consideró el valor por defecto que muestra el PVSyst de 2%, por estar en la media del rango de este factor que es de 1% a 3%.

Thevenard (2010), p.20. (http://198.103.48.154/fichier.php/codectec/En/2010-122/2010-122_RP-TEC_411-IEARES_Thevenard.pdf)

- ☀️ Pérdida por polvo y suciedad: se consideró 1%, por localizarse el proyecto en una zona residencial.



- ☀️ Pérdidas por modificación del ángulo de incidencia (IAM, "Incidence Angle Modifier"): se utilizó la parametrización llamada "ASHRAE" que ofrece el PVSyst.



- ☀️ **Perdidas por indisponibilidad el sistema:** se consideró un 1%, considerando que “Para instalaciones recientes, más del 90% de los sistemas tienen una disponibilidad superior al 90% y alrededor del 55% tienen una disponibilidad superior al 99%.”

Thevenard (2010), p.21. (http://198.103.48.154/fichier.php/codectec/En/2010-122/2010-122_RP-TEC_411-IEARES_Thevenard.pdf)

- ☀️ **Perdidas por sombras:** para los fines se realizó una descripción 3D detallada del sistema fotovoltaico completo y su entorno.

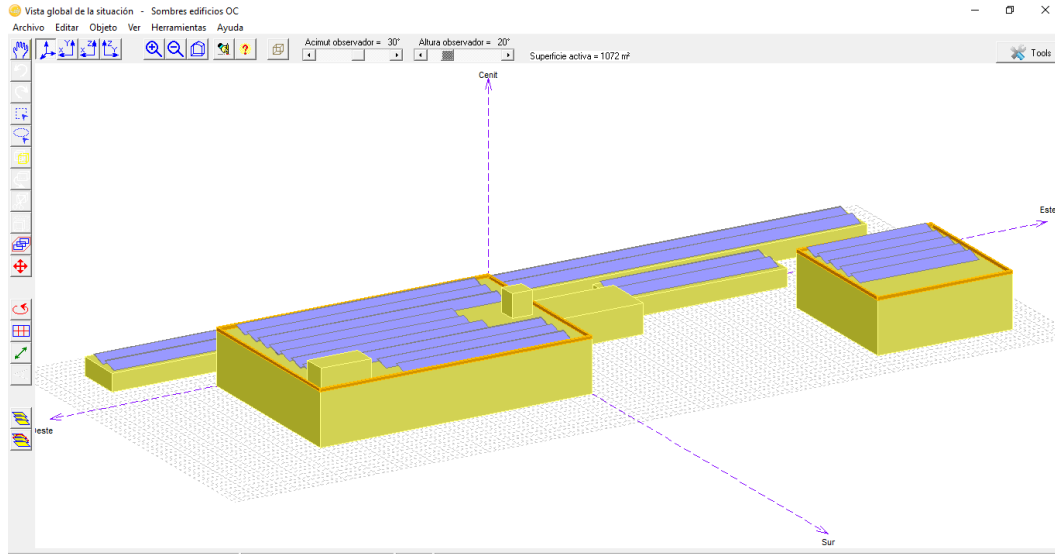
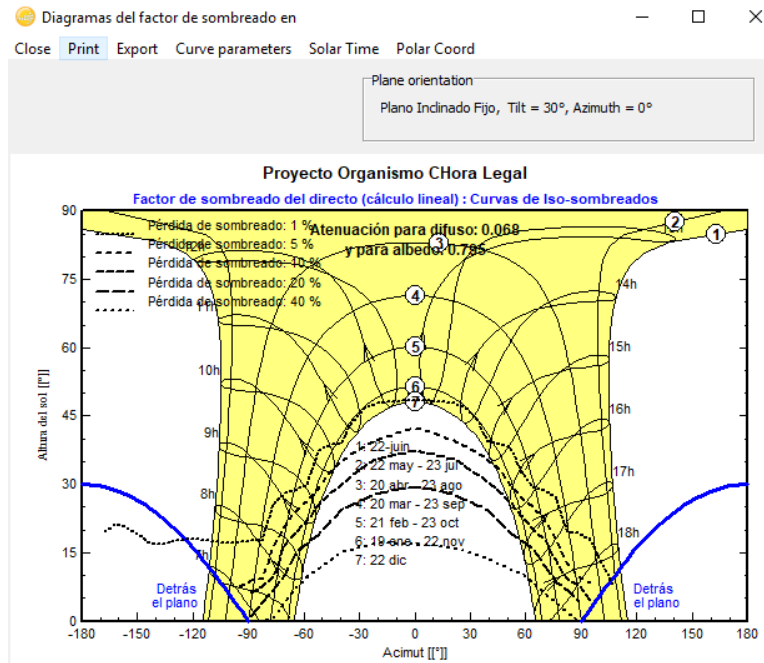


Tabla del factor de sombreado (lineal), para el componente directo

Acimut	-180°	-160°	-140°	-120°	-100°	-80°	-60°	-40°	-20°	0°	20°	40°	60°	80°	100°	120°	140°	160°	180°	
Altura																				
90°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
80°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
70°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
60°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
50°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
40°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.001	0.048	0.067	0.048	0.003	0.001	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30°	0.004	0.005	0.002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.099	0.171	0.193	0.171	0.103	0.003	0.002	0.001	0.000	0.000	0.000	0.001	0.004
20°	0.008	0.011	0.008	0.006	0.005	0.004	0.110	0.281	0.335	0.335	0.323	0.274	0.120	0.009	0.004	0.000	0.000	0.000	0.002	0.008
10°	0.012	0.018	0.013	0.026	0.022	0.032	0.382	0.528	0.568	0.540	0.524	0.475	0.405	0.072	0.013	0.001	0.000	0.002	0.012	0.012
2°	1.000	1.000	1.000	0.047	0.040	0.353	0.735	0.821	0.833	0.813	0.800	0.774	0.772	0.542	0.021	0.003	1.000	1.000	1.000	1.000

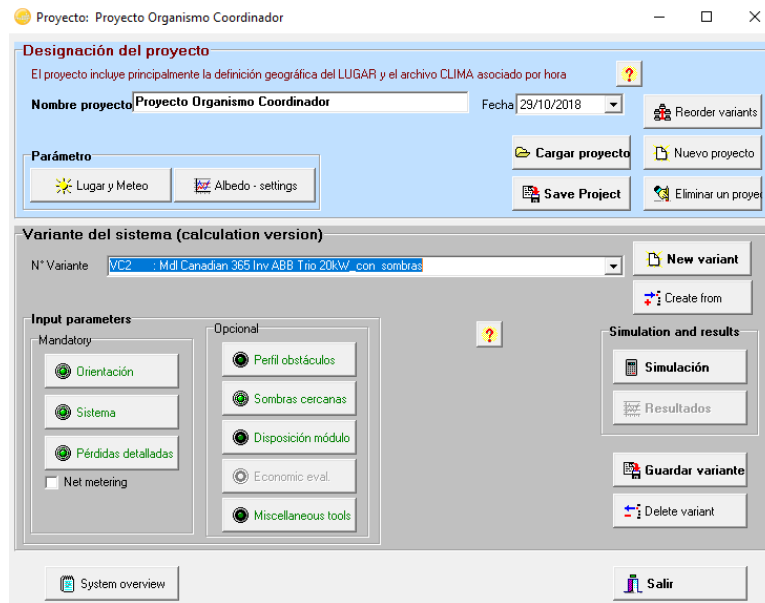
Factor de sombreado para difuso: 0.068 y para albedo: 0.795



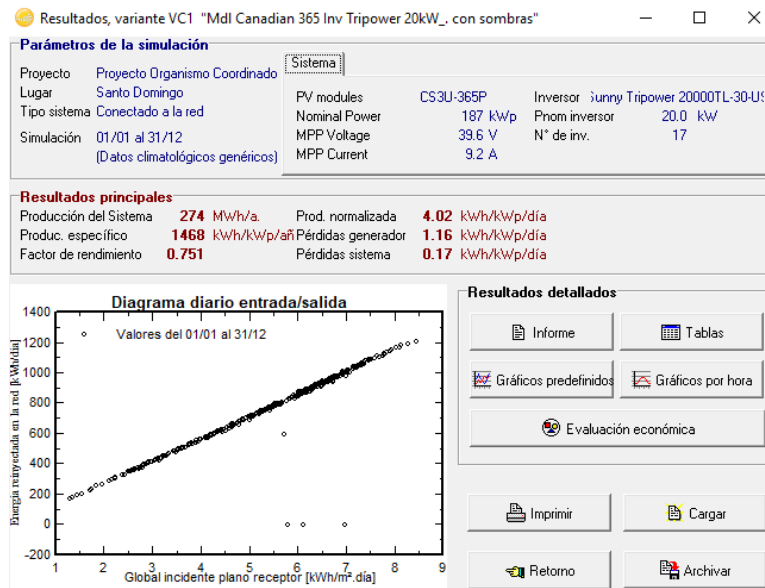
Para los fines de calcular la producción para los tres escenarios, se crearon dos variantes del proyecto:

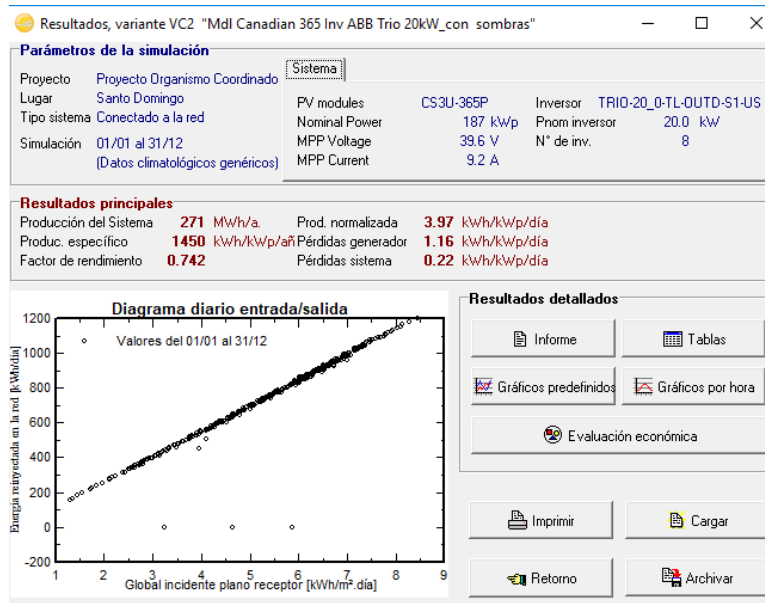
- ☀ Escenarios 1 y 2: módulos Canadian 365 Wp y un inversor SMA Tripower 20kW.

- ☀ Escenario 3: módulos Canadian 365 Wp y un inversor ABB Trio 20kW.



Finalmente se procedió a calcular la producción para cada variante, consiguiendo como salida los informes de las simulaciones.





ANEXO 2: REPORTES DE PRODUCCIÓN DEL PVSYST

Proyecto Organismo Coordinador_Producción Campo Generador_Escenarios 1 y 2

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Proyecto :	Organismo Coordinador			
Lugar geográfico	Santo Domingo	País	Dominican Republic	
Ubicación	Latitud	18.5°N	Longitud	69.9°W
Hora definido como	Hora Legal	Huso hor. UT-4	Altitud	50 m
	Albedo	0.20		
Datos climatológicos:	Santo Domingo	Síntesis - NASA-SSE satellite data 2000-2017		

Variante de simulación : Mdl Canadian 365 Inv Tripower 20kW_ con sombras

Fecha de simulación 29/10/18 16h10

Parámetros de la simulación

Orientación Plano Receptor	Inclinación	15°	Acimut	0°
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso	Erbs, Meteonorm
Perfil obstáculos	Sin perfil de obstáculos			
Sombras cercanas	Sombreado lineal			

Características generador FV

Módulo FV	Si-poly	Modelo	CS3U-365P	
Custom parameters definition		Fabricante	Canadian Solar	
Número de módulos FV	En serie	16 módulos	En paralelo	32 cadenas
N° total de módulos FV	N° módulos	512	Pnom unitaria	365 Wp
Potencia global generador	Nominal (STC)	187 kWp	En cond. funciona.	170 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)	V mpp	571 V	I mpp	297 A
Superficie total	Superficie módulos	1016 m²	Superf. célula	906 m²

Inversor

Custom parameters definition	Modelo	Sunny Tripower 20000TL-30-US		
	Fabricante	SMA		
Características	Tensión Funciona.	380-800 V	Pnom unitaria	20.0 kWac
Banco de inversores	N° de inversores	16 * MPPT 50 %	Potencia total	160 kWac

Factores de pérdida Generador FV

Pérdidas por polvo y suciedad del generador		Fracción de Pérdidas	1.0 %	
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	33.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	32 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Diodos en Serie	Caída de Tensión	0.7 V	Fracción de Pérdidas	0.1 % en STC
LID - "Light Induced Degradation"			Fracción de Pérdidas	2.0 %
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas	2.0 %
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas	2.0 % en MPP
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05

Factores de pérdida del sistema

Pérdida CA entre inversor y transfo	Tensión inversor	480 Vac tri		
	Cables: 3x95.0 mm²	20 m	Fracción de Pérdidas	0.3 % en STC
Transformador externo	Pérdida fierro (Conexión 24H)	184 W	Fracción de Pérdidas	0.1 % en STC
	Pérdidas Resistivas/Inductivas	12.5 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.0 % en STC
Indisponibilidad del sistema	3.6 días, 3 períodos		Fracción de tiempo	1.0 %

Proyecto Organismo Coordinador_Producción Campo Generador_Escenarios 1 y 2

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación (continuación)

Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)

PV syst PRUEBA

Proyecto Organismo Coordinador_Producción Campo Generador_Escenarios 1 y 2

Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

Proyecto : Organismo Coordinador

Variante de simulación : Mdl Canadian 365 Inv Tripower 20kW_ con sombras

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red		
Sombras cercanas	Sombreado lineal			
Orientación Campos FV	inclinación	15°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	CS3U-365P	Pnom	365 Wp
Generador FV	N° de módulos	512	Pnom total	187 kWp
Inversor	Modelo	Sunny Tripower 20000TL-30-US	Pnom total	20.00 kW ac
Banco de inversores	N° de unidades	8.0	Pnom total	160 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano

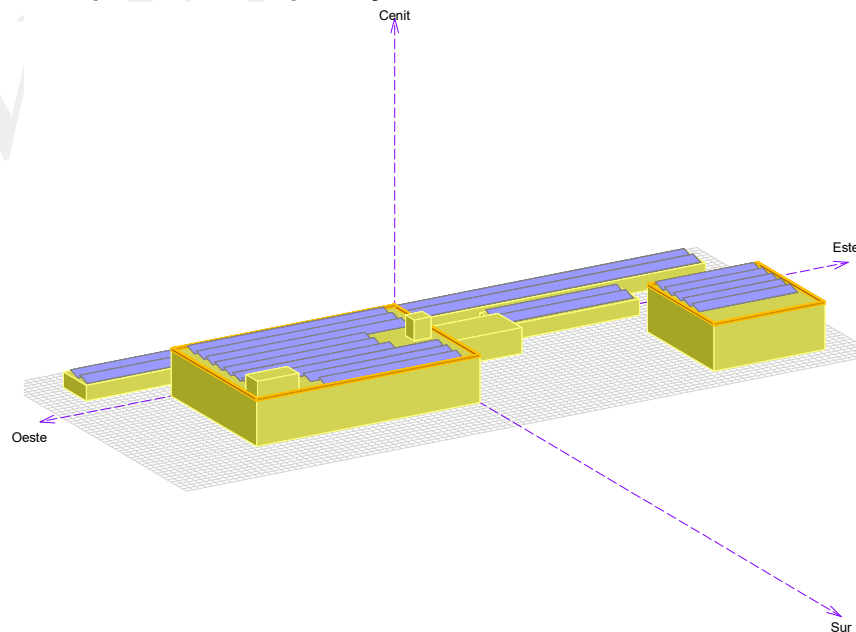
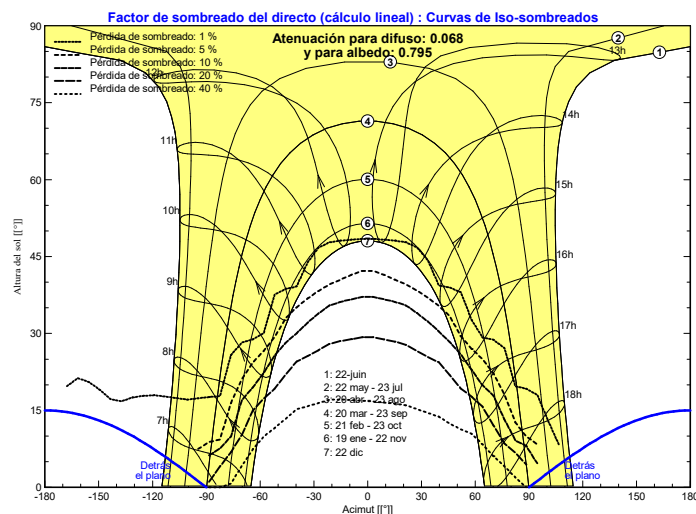


Diagrama de Iso-sombrados

Organismo CHora Legal



Proyecto Organismo Coordinador_Producción Campo Generador_Escenarios 1 y 2

Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : Organismo Coordinador

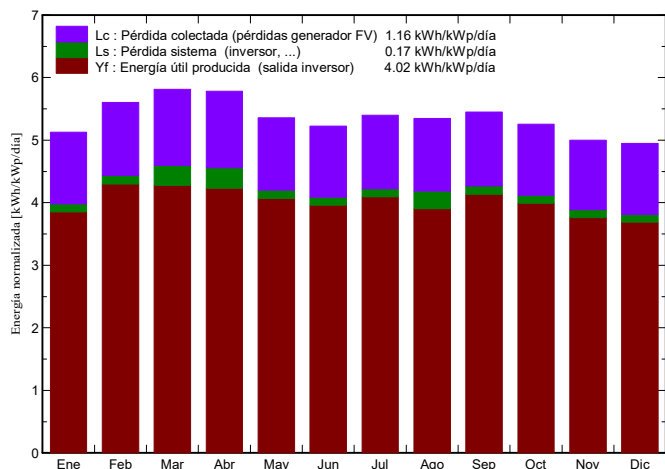
Variante de simulación : Mdl Canadian 365 Inv Tripower 20kW_ con sombras

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red		
Sombras cercanas	Sombreado lineal			
Orientación Campos FV	inclinación	15°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	CS3U-365P	Pnom	365 Wp
Generador FV	N° de módulos	512	Pnom total	187 kWp
Inversor	Modelo	Sunny Tripower 20000TL-30-US	Pnom total	160 kW ac
Banco de inversores	N° de unidades	8.0		
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

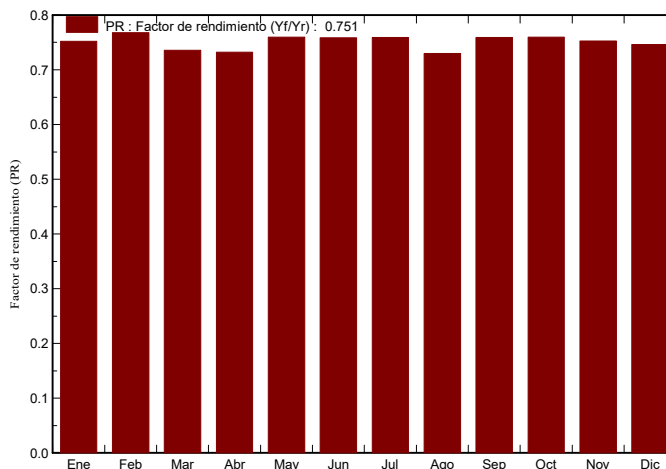
Resultados principales de la simulación

Producción del Sistema **Energía producida 274.3 MWh/año** Produc. específico 1468 kWh/kWp/año
 Factor de rendimiento (PR) **75.1 %**

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 187 kWp



Factor de rendimiento (PR)



Mdl Canadian 365 Inv Tripower 20kW_ con sombras
Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	134.8	25.30	159.0	143.8	23.06	22.34	14.28	13.83
Febrero	139.2	25.40	156.8	145.1	23.23	22.50	14.58	14.12
Marzo	170.7	25.70	180.2	167.2	26.63	24.77	14.54	13.53
Abril	173.2	26.40	173.4	159.9	25.56	23.73	14.51	13.47
Mayo	174.7	27.10	166.1	151.9	24.33	23.58	14.42	13.97
Junio	167.6	27.70	156.7	143.2	22.92	22.21	14.40	13.95
Julio	177.5	28.00	167.3	153.1	24.47	23.73	14.40	13.96
Agosto	169.5	28.20	165.8	151.9	24.25	22.62	14.39	13.43
Septiembre	158.2	28.10	163.5	150.5	23.93	23.19	14.41	13.96
Octubre	147.3	27.80	162.9	149.7	23.86	23.13	14.42	13.98
Noviembre	129.2	26.90	149.9	136.9	21.80	21.09	14.31	13.85
Diciembre	127.2	26.09	153.4	137.7	22.09	21.38	14.18	13.73
Año	1869.1	26.90	1955.2	1790.8	286.12	274.26	14.41	13.81

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal EArray Energía efectiva en la salida del generador
 T Amb Temperatura Ambiente E_Grid Energía reinyectada en la red
 GlobInc Global incidente plano receptor EffArrR Eficiencia Esal campo/superficie bruta
 GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados EffSysR Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

Proyecto Organismo Coordinador_Producción Campo Generador_Escenarios 1 y 2

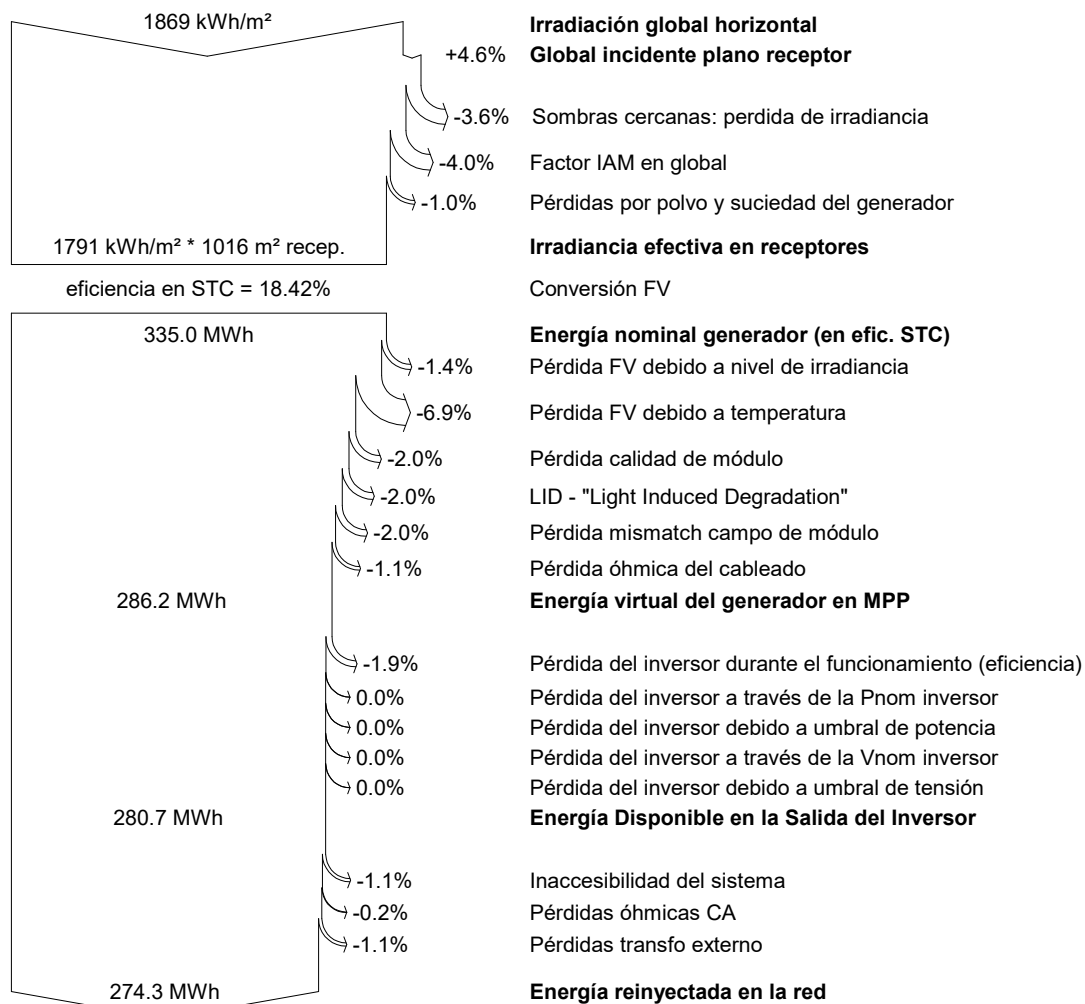
Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : **Organismo Coordinador**

Variante de simulación : **Mdl Canadian 365 Inv Tripower 20kW_ con sombras**

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red		
Sombras cercanas	Sombreado lineal			
Orientación Campos FV	inclinación	15°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	CS3U-365P	Pnom	365 Wp
Generador FV	N° de módulos	512	Pnom total	187 kWp
Inversor	Modelo	Sunny Tripower 20000TL-30-US	Pnom total	20.00 kW ac
Banco de inversores	N° de unidades	8.0	Pnom total	160 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

Diagrama de pérdida durante todo el año



Proyecto Organismo Coordinador_Producción Campo Generador_Escenario 3

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Proyecto :	Organismo Coordinador			
Lugar geográfico	Santo Domingo	País	Dominican Republic	
Ubicación	Latitud	18.5°N	Longitud	69.9°W
Hora definido como	Hora Legal	Huso hor. UT-4	Altitud	50 m
	Albedo	0.20		
Datos climatológicos:	Santo Domingo	Síntesis - NASA-SSE satellite data 2000-2017		

Variante de simulación : Mdl Canadian 365 Inv ABB Trio 20kW_con sombras

Fecha de simulación 29/10/18 16h13

Parámetros de la simulación

Orientación Plano Receptor	Inclinación	15°	Acimut	0°
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso	Erbs, Meteonorm
Perfil obstáculos	Sin perfil de obstáculos			
Sombras cercanas	Sombreado lineal			

Características generador FV

Módulo FV	Si-poly	Modelo	CS3U-365P		
Custom parameters definition		Fabricante	Canadian Solar		
Número de módulos FV		En serie	16 módulos	En paralelo	32 cadenas
N° total de módulos FV		N° módulos	512	Pnom unitaria	365 Wp
Potencia global generador		Nominal (STC)	187 kWp	En cond. funciona.	170 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	571 V	I mpp	297 A
Superficie total		Superficie módulos	1016 m²	Superf. célula	906 m²

Inversor

Original PVSyst database	Modelo	TRIO-20_0-TL-OUTD-S1-US		
	Fabricante	ABB		
Características	Tensión Funciona.	200-950 V	Pnom unitaria	20.0 kWac
Banco de inversores	N° de inversores	8 unidades	Potencia total	160 kWac

Factores de pérdida Generador FV

Pérdidas por polvo y suciedad del generador		Fracción de Pérdidas	1.0 %	
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	33.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	32 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Diodos en Serie	Caída de Tensión	0.7 V	Fracción de Pérdidas	0.1 % en STC
LID - "Light Induced Degradation"			Fracción de Pérdidas	2.0 %
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas	2.0 %
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas	2.0 % en MPP
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05

Factores de pérdida del sistema

Pérdida CA entre inversor y transfo	Tensión inversor	480 Vac tri		
	Cables: 3x95.0 mm²	20 m	Fracción de Pérdidas	0.3 % en STC
Transformador externo	Pérdida fierro (Conexión 24H)	181 W	Fracción de Pérdidas	0.1 % en STC
	Pérdidas Resistivas/Inductivas	12.7 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.0 % en STC
Indisponibilidad del sistema	3.6 días, 3 períodos		Fracción de tiempo	1.0 %

Proyecto Organismo Coordinador_Producción Campo Generador_Escenario 3

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación (continuación)

Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)

PV syst PRUEBA

Proyecto Organismo Coordinador_Producción Campo Generador_Escenario 3

Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

Proyecto : Organismo Coordinador

Variante de simulación : Mdl Canadian 365 Inv ABB Trio 20kW_con sombras

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red		
Sombras cercanas	Sombreado lineal			
Orientación Campos FV	inclinación	15°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	CS3U-365P	Pnom	365 Wp
Generador FV	N° de módulos	512	Pnom total	187 kWp
Inversor	Modelo	TRIO-20_0-TL-OUTD-S1-USP	Pnom total	20.00 kW ac
Banco de inversores	N° de unidades	8.0	Pnom total	160 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano

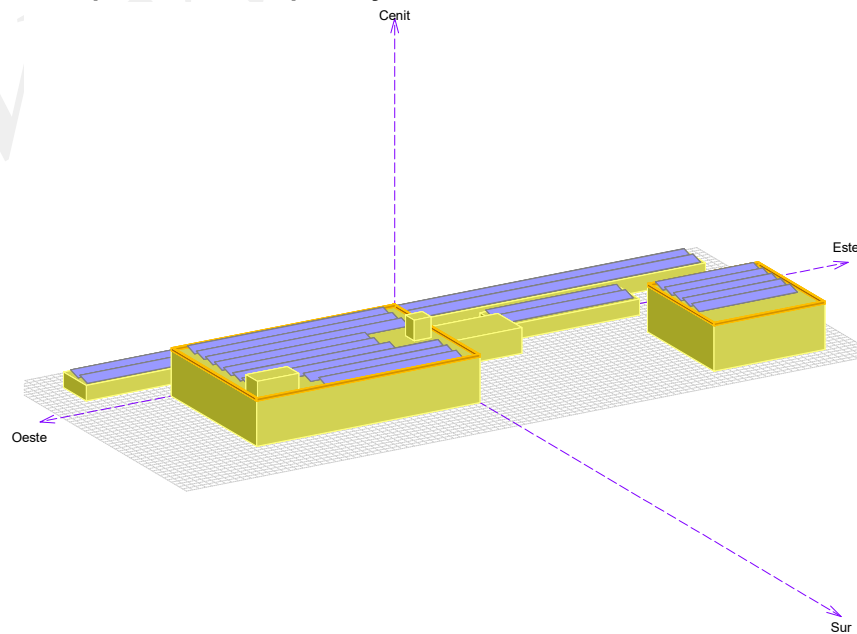
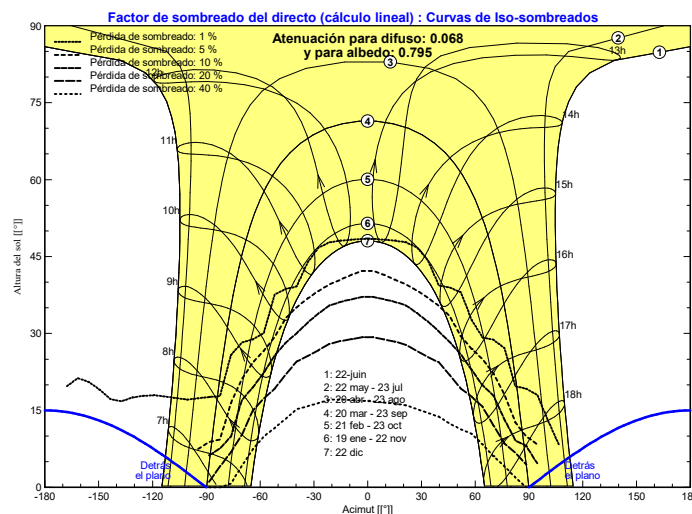


Diagrama de Iso-sombrados

Organismo CHora Legal



Proyecto Organismo Coordinador_Producción Campo Generador_Escenario 3

Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : Organismo Coordinador

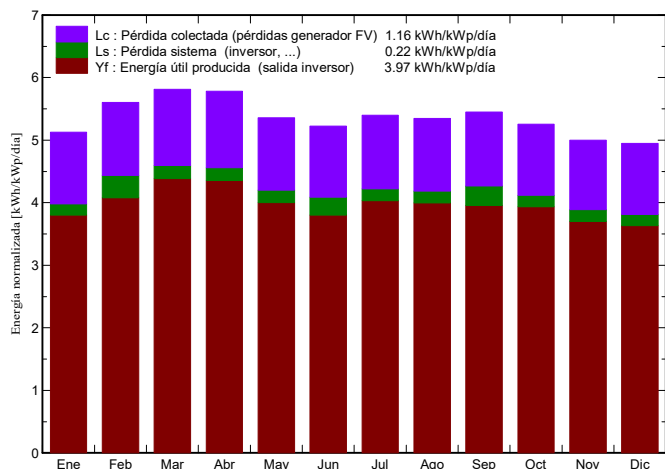
Variante de simulación : Mdl Canadian 365 Inv ABB Trio 20kW_con sombras

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red		
Sombras cercanas	Sombreado lineal			
Orientación Campos FV	inclinación	15°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	CS3U-365P	Pnom	365 Wp
Generador FV	N° de módulos	512	Pnom total	187 kWp
Inversor	Modelo	TRIO-20_0-TL-OUTD-S1-USP	Pnom total	20.00 kW ac
Banco de inversores	N° de unidades	8.0	Pnom total	160 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

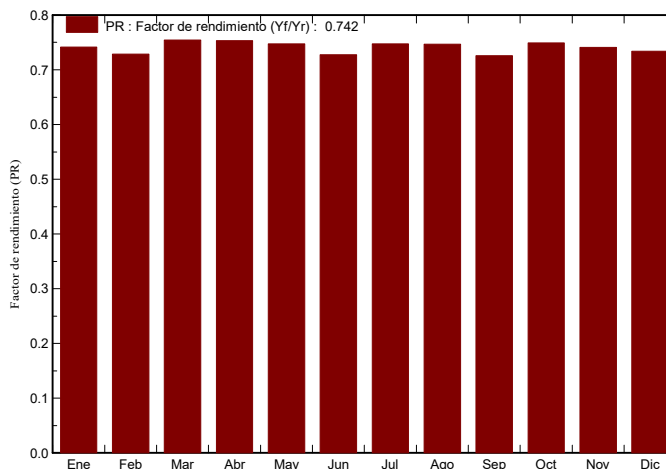
Resultados principales de la simulación

Producción del Sistema	Energía producida	271.0 MWh/año	Produc. específico	1450 kWh/kWp/año
	Factor de rendimiento (PR)	74.2 %		

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 187 kWp



Factor de rendimiento (PR)



Mdl Canadian 365 Inv ABB Trio 20kW_con sombras

Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	134.8	25.30	159.0	143.8	23.06	22.03	14.28	13.64
Febrero	139.2	25.40	156.8	145.1	23.23	21.35	14.58	13.40
Marzo	170.7	25.70	180.2	167.2	26.63	25.40	14.55	13.88
Abril	173.2	26.40	173.4	159.9	25.57	24.42	14.52	13.86
Mayo	174.7	27.10	166.1	151.9	24.33	23.20	14.42	13.75
Junio	167.6	27.70	156.7	143.2	22.92	21.31	14.40	13.39
Julio	177.5	28.00	167.3	153.1	24.47	23.37	14.40	13.75
Agosto	169.5	28.20	165.8	151.9	24.25	23.15	14.39	13.74
Septiembre	158.2	28.10	163.5	150.5	23.93	22.17	14.41	13.35
Octubre	147.3	27.80	162.9	149.7	23.86	22.80	14.42	13.78
Noviembre	129.2	26.90	149.9	136.9	21.80	20.75	14.31	13.63
Diciembre	127.2	26.09	153.4	137.7	22.09	21.04	14.18	13.51
Año	1869.1	26.90	1955.2	1790.8	286.14	270.98	14.41	13.64

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal EArray Energía efectiva en la salida del generador
 T Amb Temperatura Ambiente E_Grid Energía reinyectada en la red
 GlobInc Global incidente plano receptor EffArrR Eficiencia Esal campo/superficie bruta
 GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados EffSysR Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

Proyecto Organismo Coordinador_Producción Campo Generador_Escenario 3

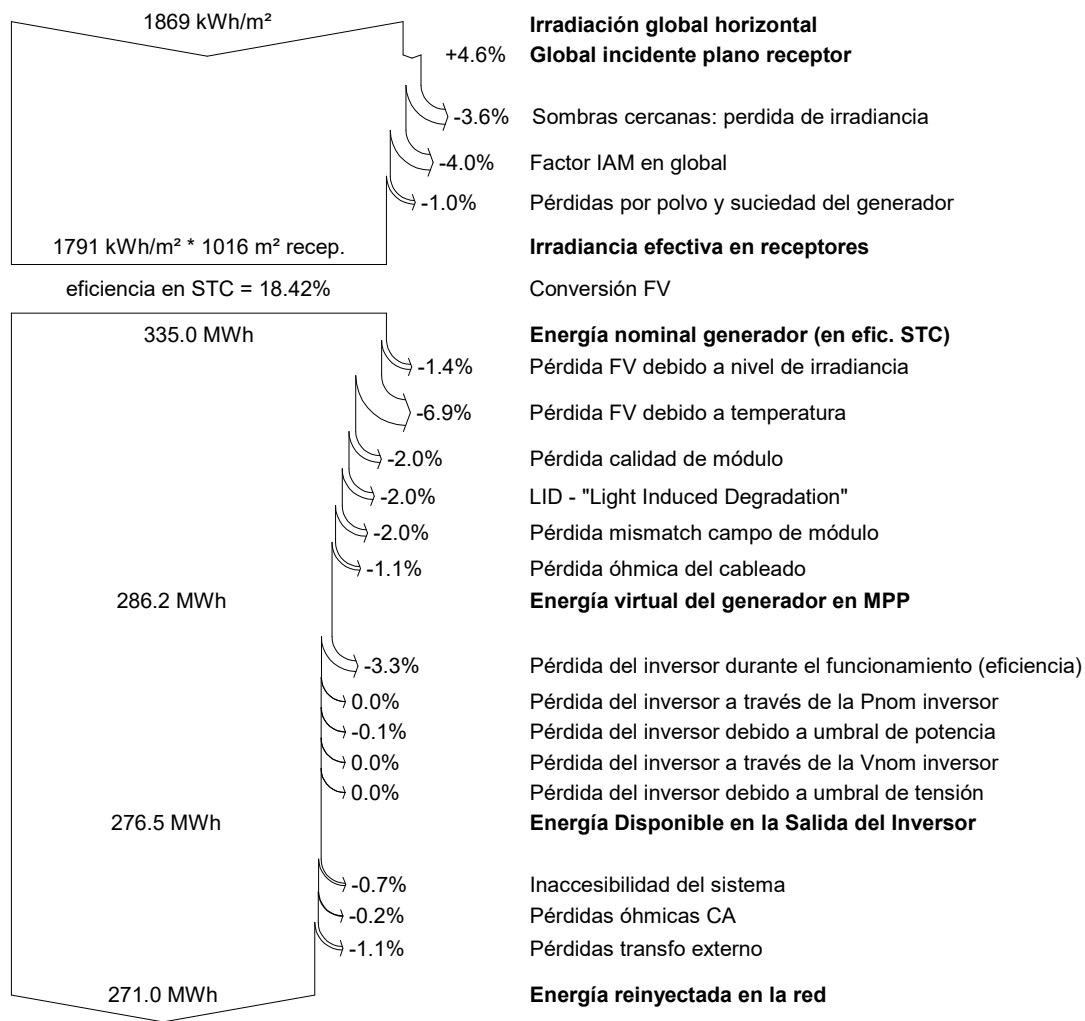
Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : **Organismo Coordinador**

Variante de simulación : **Mdl Canadian 365 Inv ABB Trio 20kW_con sombras**

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red		
Sombras cercanas	Sombreado lineal			
Orientación Campos FV	inclinación	15°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	CS3U-365P	Pnom	365 Wp
Generador FV	N° de módulos	512	Pnom total	187 kWp
Inversor	Modelo	TRIO-20_0-TL-OUTD-S1-USP	Pnom total	20.00 kW ac
Banco de inversores	N° de unidades	8.0	Pnom total	160 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

Diagrama de pérdida durante todo el año



ANEXO 3: INFORMACIONES SOBRE MÓDULO FOTOVOLTAICO CANADIAN SOLAR

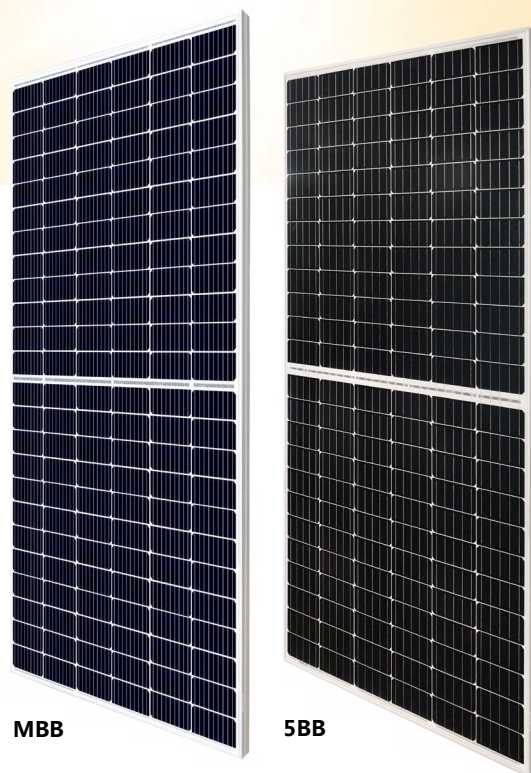


KuMax

HIGH EFFICIENCY MONO PERC MODULE

CS3U-365 | 370 | 375 | 380MS

(1000 V / 1500 V)



MORE POWER



Low power loss in cell connection



Low NMOT: $41 \pm 3 \text{ }^\circ\text{C}$
Low temperature coefficient (Pmax): $-0.37 \text{ \% / }^\circ\text{C}$



Better shading tolerance



High PTC rating of up to: 93.13 %

MORE RELIABLE



Lower hot spot temperature



Minimizes micro-cracks



Heavy snow load up to 5400 Pa,
wind load up to 3600 Pa*



linear power output warranty



product warranty on materials
and workmanship

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES

ISO 9001:2015 / Quality management system
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / MCS / CEC AU
UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US) / FSEC (US Florida)
UL 1703: CSA / IEC61701 ED2: VDE / IEC62716: VDE / IEC60068-2-68: SGS
Take-e-way



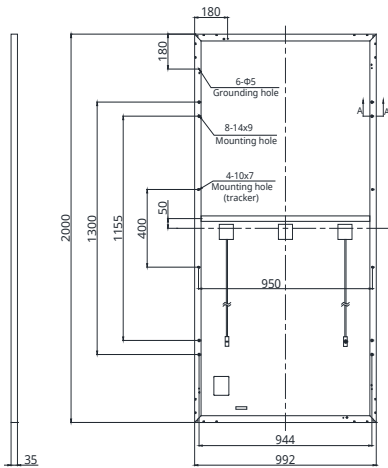
*We can provide this product with special BOM specifically certified with salt mist, ammonia and sand blowing tests. Please talk to our local technical sales representatives to get your customized solutions.

CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in IHS Module Customer Insight Survey. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 30 GW deployed around the world since 2001.

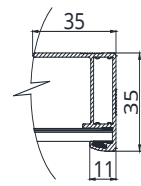
* For detailed information, please refer to Installation Manual.

ENGINEERING DRAWING (mm)

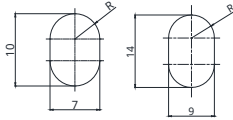
Rear View



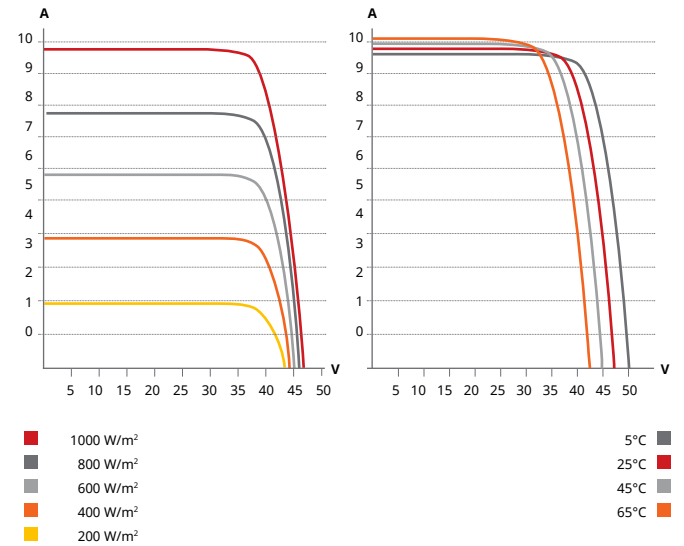
Frame Cross Section A-A



Mounting Hole



CS3U-370MS / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS3U	365MS	370MS	375MS	380MS
Nominal Max. Power (Pmax)	365 W	370 W	375 W	380 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	39.4 V	39.6 V	39.8 V	40.0 V
Opt. Operating Current (Imp)	9.27 A	9.35 A	9.43 A	9.50 A
Open Circuit Voltage (Voc)	47.2 V	47.4 V	47.6 V	47.8 V
Short Circuit Current (Isc)	9.77 A	9.85 A	9.93 A	10.01 A
Module Efficiency	18.40%	18.65%	18.90%	19.15%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	30 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS3U	365MS	370MS	375MS	380MS
Nominal Max. Power (Pmax)	272 W	276 W	280 W	284 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.6 V	36.7 V	36.9 V	37.1 V
Opt. Operating Current (Imp)	7.45 A	7.51 A	7.58 A	7.64 A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.4 V	44.6 V	44.8 V	45.0 V
Short Circuit Current (Isc)	7.88 A	7.94 A	8.01 A	8.07 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.

CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	144 [2 X (12 X 6)]
Dimensions	2000 X 992 X 35 mm (78.7 X 39.1 X 1.38 in)
Weight	22.5 kg (49.6 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm ² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 400 mm (15.7 in) (+) / 280 mm (11.0 in) (-); landscape: 1250 mm (49.2 in); leap-frog connection: 1670 mm (65.7 in)*
Connector	T4 series
Per Pallet	30 pieces
Per Container (40' HQ)	660 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.37 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

PARTNER SECTION



ANEXO 4: INFORMACIONES SOBRE INVERSOR SUNNY TRIPower

SUNNY TRIPOWER 12000TL-US / 15000TL-US / 20000TL-US / 24000TL-US / 30000TL-US



STP 12000TL-US-10 / STP 15000TL-US-10 / STP 20000TL-US-10 / STP 24000TL-US-10 / STP 30000TL-US-10



RATED FOR
1000 V DC & 600 V DC
SYSTEMS



Design flexibility

- 1000 V DC or 600 V DC
- Two independent DC inputs
- 15° to 90° mounting angle range
- Detachable DC Connection Unit

System efficiency

- 98.0% CEC, 98.6% Peak
- 1000 V DC increases system efficiency
- OptiTrac Global Peak MPPT

Enhanced safety

- Integrated DC AFCI
- Floating system with all-pole sensitive ground fault protection
- Reverse polarity indicator in combination with Connection Unit

Future-proof

- Complete grid management feature set
- Integrated Speedwire, WebConnect, ModBus interface
- Bi-directional Ethernet communications
- Utility-interactive controls for active and reactive power

SUNNY TRIPOWER 12000TL-US / 15000TL-US / 20000TL-US / 24000TL-US / 30000TL-US

The ultimate solution for decentralized PV plants, now up to 30 kilowatts

The world's best-selling three-phase PV inverter, the SMA Sunny Tripower TL-US, is raising the bar for decentralized commercial PV systems. This three-phase, transformerless inverter is UL listed for up to 1000 V DC maximum system voltage and has a peak efficiency above 98 percent, while OptiTrac Global Peak minimizes the effects of shade for maximum energy production. The Sunny Tripower delivers a future-proof solution with full grid management functionality, cutting edge communications and advanced monitoring. The Sunny Tripower is also equipped with all-pole ground fault protection and integrated AFCI for a safe, reliable solution. It offers unmatched flexibility with a wide input voltage range and two independent MPP trackers. Suitable for both 600 V DC and 1,000 V DC applications, the Sunny Tripower allows for flexible design and a lower levelized cost of energy.

www.SMA-America.com

Technical data	Sunny Tripower 12000TL-US	Sunny Tripower 15000TL-US	Sunny Tripower 20000TL-US	Sunny Tripower 24000TL-US	Sunny Tripower 30000TL-US
Input (DC)					
Max. array power	18000 Wp STC	22500 Wp STC	30000 Wp STC	36000 Wp STC	45000 Wp STC
Max. DC voltage	*1000 V				1000 V
Rated MPPT voltage range	300 V...800 V	300 V...800 V	380 V...800 V	450 V...800 V	500 V...800 V
MPPT operating voltage range	150 V...1000 V				
Min. DC voltage / start voltage	150 V / 188 V				
Number of MPP tracker inputs	2				
Max. operating input current / per MPP tracker	66 A / 33 A				
Max. short circuit current per MPPT / string input	53 A / 53 A				
Output (AC)					
AC nominal power	12000 W	15000 W	20000 W	24000 W	30000 W
Max. AC apparent power	12000 VA	15000 VA	20000 VA	24000 VA	30000 VA
Output phases / line connections	3 / 3-N-PE				3 / 3-N-PE, 3-PE
Nominal AC voltage	480 / 277 V WYE				480 / 277 V WYE, 480 V Delta
AC voltage range	244 V...305 V				
Rated AC grid frequency	60 Hz				
AC grid frequency / range	50 Hz, 60 Hz / -6 Hz...+5 Hz				
Max. output current	14.4 A	18 A	24 A	29 A	36.2 A
Power factor at rated power / adjustable displacement	1 / 0.0 leading...0.0 lagging				
Harmonics	< 3%				
Efficiency					
Max. efficiency / CEC efficiency	98.2% / 97.5%	98.2% / 97.5%	98.5% / 97.5%	98.5% / 98.0%	98.6% / 98.0%
Protection devices					
DC reverse polarity protection	●				
Ground fault monitoring / grid monitoring	●				
All-pole sensitive residual current monitoring unit	●				
DC AFCI compliant to UL 1699B	●				
AC short circuit protection	●				
Protection class / overvoltage category	I / IV				
General data					
Dimensions (W / H / D) in mm (in)	665 / 650 / 265 (26.2 / 25.6 / 10.4)				
Packing dimensions (W / H / D) in mm (in)	780 / 790 / 380 (30.7 / 31.1 / 15.0)				
Weight	55 kg (121 lbs)				
Packing weight	61 kg (134.5 lbs)				
Operating temperature range	-25°C...+60°C				
Noise emission (typical) / internal consumption at night	51 dB(A) / 1 W				
Topology	Transformerless				
Cooling concept / electronics protection rating	OptiCool / NEMA 3R				
Features					
Display / LED indicators (Status / Fault / Communication)	- / ●				
Interface: RS485 / Speedwire, WebConnect	○ / ●				
Data interface: SMA Modbus / SunSpec ModBus	● / ●				
Mounting angle range	15°...90°				
Warranty: 10 / 15 / 20 years	● / ○ / ○				
Certifications and approvals	UL 1741, UL 1741SA, CA Rule 21, UL 1998, UL 1699B, IEEE 1547, FCC Part 15 (Class A & B), CAN/CSA C22.2 107.1-1				
NOTE: US inverters ship with gray lids.	Data at nominal conditions, August 2017.		*Suitable for 600 V DC max. systems		
● Standard features ○ Optional features - Not available					
Type designation	STP 12000TL-US-10	STP 15000TL-US-10	STP 20000TL-US-10	STP 24000TL-US-10	STP 30000TL-US-10

Accessories



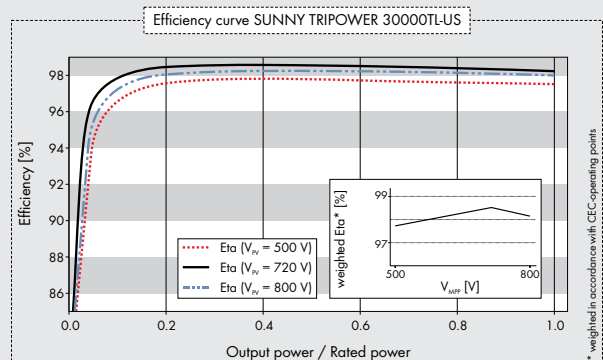
RS485 interface
DM-485CB-US-10



Connection Unit
CU 1000-US-11



SMA Cluster Controller
CLCON-10



ANEXO 5: INFORMACIONES SOBRE INVERSOR SUNNY ISLAND

SUNNY ISLAND 6.0H / 8.0H FOR OFF-GRID AND ON-GRID APPLICATIONS



SI6.0H-11 / SI8.0H-11



Flexible

- For self-consumption and battery backup systems in on-grid and off-grid applications
- All lead-acid and many lithium-ion batteries can be used

- Ideal for retrofits or modular expansions of single-phase and three-phase systems

Efficient

- Maximum efficiency of up to 96 %
- High efficiency of overall system
- Easy and fast installation and commissioning

Reliable

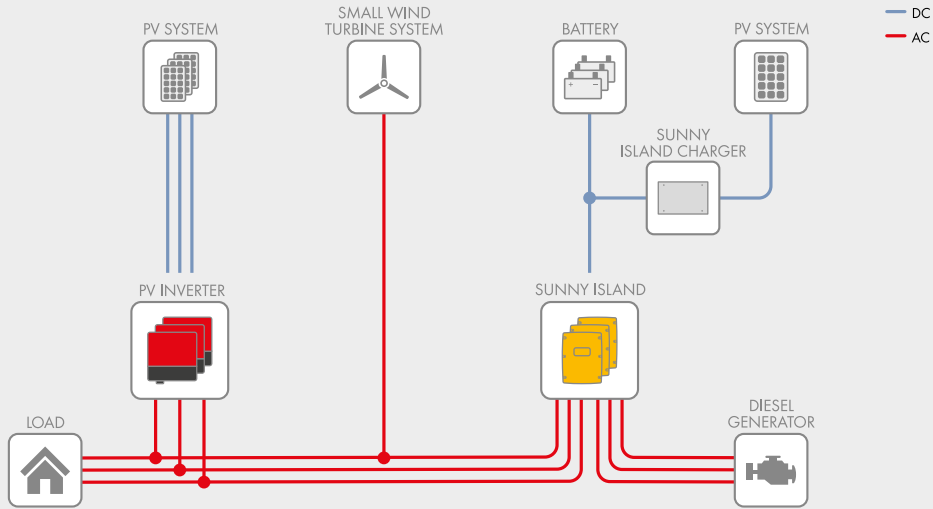
- Proven safety thanks to external certification
- Long battery service life thanks to intelligent battery management
- Reliable operation thanks to extreme overload capacity

SUNNY ISLAND 6.0H / 8.0H

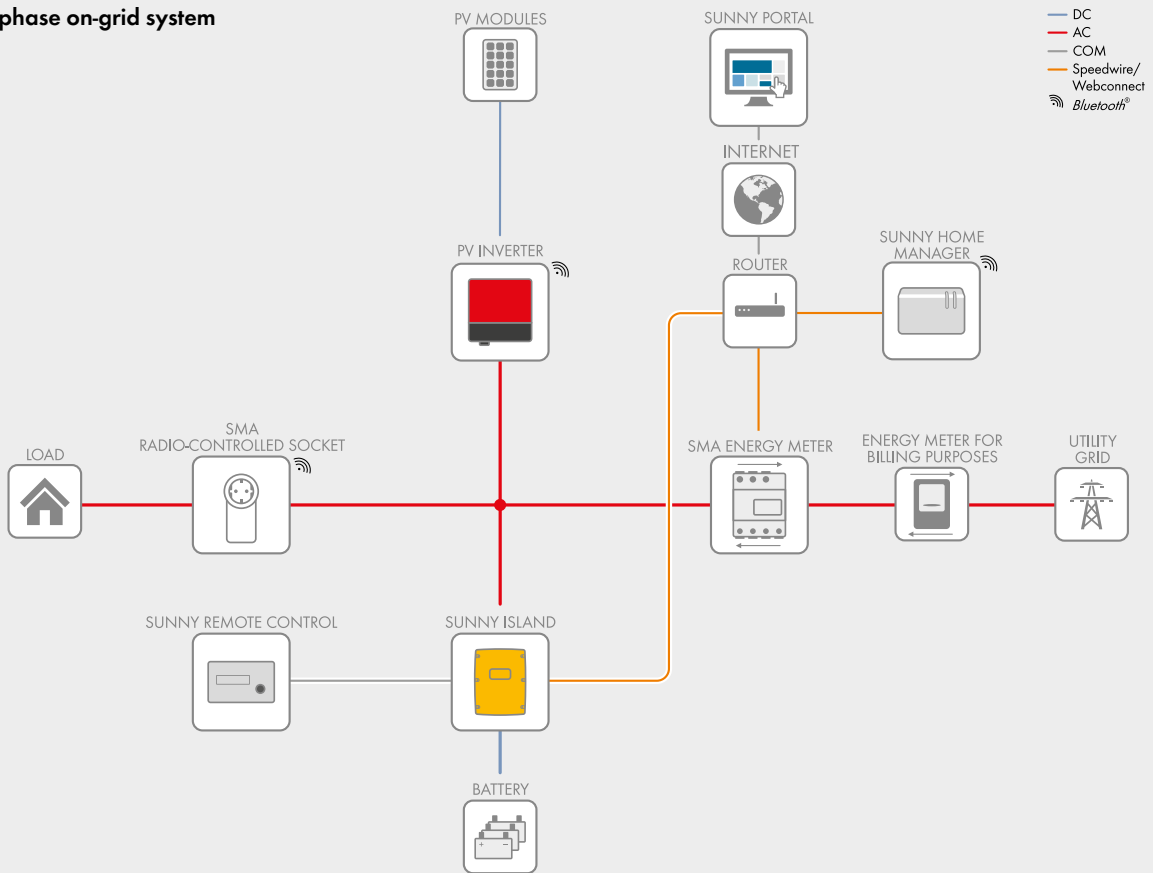
The all-rounder for on-grid and off-grid

The Sunny Island 6.0H / 8.0H supports a wide range of on-grid and off-grid applications with compelling product features – from operation in remote off-grid areas to home energy management. Users can benefit from more than 25 years of SMA experience in the field of battery inverters. The high protection class, wide temperature range and exceptional overload capacity provide the kind of security needed for off-grid use. Intelligent load and energy management keeps the system running, even in critical situations. And being a core element in the SMA Flexible Storage System for new and existing PV systems, the Sunny Island 6.0H / 8.0H stores generated solar energy and works with the Sunny Home Manager to intelligently manage home energy consumption. The Quick Configuration Guide and intuitive user interface help ensure an easy, convenient installation in any application scenario. That makes the Sunny Island 6.0H / 8.0H the ultimate all-purpose product solution – for on-grid and off-grid.

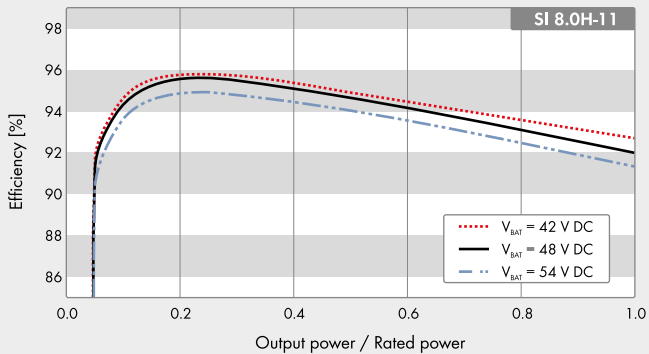
Three-phase off-grid system



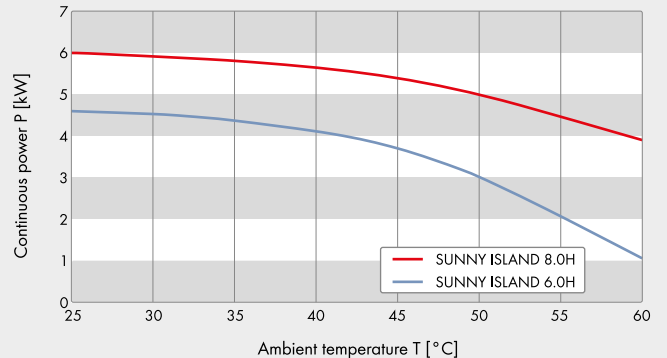
Single-phase on-grid system



Efficiency curve



Power-temperature curve



SUNNY ISLAND 6.0H / 8.0H

Technical Data	Sunny Island 6.0H	Sunny Island 8.0H
Operation on the utility grid or generator		
Rated grid voltage / AC voltage range	230 V / 172.5 V to 264.5 V	230 V / 172.5 V to 264.5 V
Rated grid frequency / permitted frequency range	50 Hz / 40 Hz to 70 Hz	50 Hz / 40 Hz to 70 Hz
Maximum AC current for increased self-consumption (grid operation)	20 A	26 A
Maximum AC power for increased self-consumption (grid operation)	4,6 kVA	6 kVA
Maximum AC input current	50 A	50 A
Maximum AC input power	11500 W	11500 W
Stand-alone or emergency power operation		
Rated grid voltage / AC voltage range	230 V / 202 V to 253 V	230 V / 202 V to 253 V
Rated frequency / frequency range (adjustable)	50 Hz / 45 Hz to 65 Hz	50 Hz / 45 Hz to 65 Hz
Rated power (at Unom, from / 25°C / cos φ = 1)	4600 W	6000 W
AC power at 25°C for 30 min / 5 min / 3 sec	6000 W / 6800 W / 11000 W	8000 W / 9100 W / 11000 W
AC power at 45°C permanently	3700 W	5430 W
Rated current / maximum output current (peak)	20 A / 120 A	26 A / 120 A
Total harmonic distortion output voltage / power factor at rated power	< 4 % / -1 to +1	< 4 % / -1 to +1
Battery DC input		
Rated input voltage / DC voltage range	48 V / 41 V to 63 V	48 V / 41 V to 63 V
Maximum battery charging current / rated DC charging current / DC discharging current	110 A / 90 A / 103 A	140 A / 115 A / 130 A
Battery type / battery capacity (range)	Li-Ion*, FLA, VRLA / 100 Ah to 10000 Ah (lead-acid) 50 Ah to 10000 Ah (Li-Ion)	Li-Ion*, FLA, VRLA / 100 Ah to 10000 Ah (lead-acid) 50 Ah to 10000 Ah (Li-Ion)
Charge control	IUoU charge procedure with automatic full charge and equalization charge	
Efficiency / self-consumption of the device		
Maximum efficiency	95,8 %	95,8 %
No-load consumption / standby	25,8 W / 6,5 W	25,8 W / 6,5 W
Protective devices (inverter)		
AC short-circuit / AC overload	● / ●	● / ●
DC reverse polarity protection / DC fuse	- / -	- / -
Overtemperature / battery deep discharge	● / ●	● / ●
Overvoltage category as per IEC 60664-1	III	III
General data		
Dimensions (W / H / D)	467 mm / 612 mm / 242 mm (18.4 inch / 21.1 inch / 9.5 inch)	
Weight	63 kg (138.9 lb)	
Operating temperature range	-25°C to +60°C (-13°F to +140°F)	
Protection class as per IEC 62103	I	I
Climatic category as per IEC 60721	3K6	3K6
Degree of protection as per IEC 60529	IP54	IP54
Features / function		
Operation and display / multifunction relay	External via SRC-20 / 2	External via SRC-20 / 2
Three-phase systems / battery backup function	● / ●	● / ●
State of charge calculation / full charge / equalization charge	● / ● / ●	● / ● / ●
Battery temperature sensor / data cables	● / ●	● / ●
Certificates and approvals	www.SMA-Solar.com	www.SMA-Solar.com
Warranty	5 years	5 years
For off-grid applications		
Automatic rotating magnetic field detection / generator support	● / ●	● / ●
Parallel connection / Multicluster	● / ●	● / ●
Integrated soft start	●	●
Accessory		
For off-grid applications		
Battery fuse**	○	○
Interface SI-COMSMA (RS485) / SI-SYSCAN (Multicluster)	○ / ○	○ / ○
Interface SWDMSI-10 (Speedwire)	○	○
Sunny Island Charger SIC50-MPT** / SMA Cluster Controller	○ / ○	○ / ○
For on-grid applications		
Interface SI-COMSMA (RS485) / Interface SWDMSI-10 (Speedwire)	○ / ○	○ / ○
Sunny Home Manager / SMA Energy Meter / automatic transfer switch for battery backup**	○ / ○ / ○	○ / ○ / ○
● Standard features ○ Optional features – Not available		
* see „List of Approved Lithium-Ion Batteries“ at www.SMA-Solar.com		
** procurement via external supplier		
All specifications, last updated: October 2016		
Type designation	SI6.0H-11	SI8.0H-11

SUNNY DESIGN

System design made easy



ANEXO 6: INFORMACIONES SOBRE MULTICLUSTER

MULTICLUSTER SYSTEM 12 FOR SUNNY ISLAND

MC-BOX-12.3-20 / NA-BOX-12.3-20 / GRID-BOX-12.3-20



NEW – for on-grid applications as well.
Optionally available with NA- or GRID-CONNECT-BOX

Flexible

- For off-grid, on-grid and back-up applications
- For power range of 30 to 138 kW
- For TN- and TT-grids

Easy to use

- Integrated AC distribution for Sunny Island, generator, PV and loads (MC-Box 12)

- Retrofittable grid connection (NA-Box 12, Grid-Connect-Box 12)
- Better serviceability

Safe and reliable

- Fulfills German VDE-AR-N 4105
- Integrated residual-current device
- Active anti-islanding

Multiclustertank System 12 for SUNNY ISLAND

Easy creation of powerful on- and off-grid applications

Proven technology with new application areas for PV systems – the SMA Multiclustertank System 12 is now suitable for operation on the utility grid as well. In Germany, it complies with the applicable conditions for connection to the low-voltage grid of VDE-AR-N 4105: With the battery inverters Sunny Island 6.0H or 8.0H and the NA-Box 12, commercial self-consumption and battery-backup systems of up to 100 kWp can be set up. On an international scale, the Grid-Connect-Box 12 can be used to form self-consumption and battery-backup systems with an output of up to 138 kWp. The new Multiclustertank-Box 12 is suitable for TN- and TT-grids thanks to the integrated grounding contactor. In areas with very unstable utility grids, a diesel generator can also be connected. For off-grid regions, the Multiclustertank-Box 12 allows powerful solar off-grid systems with up to 138 kWp to be set up – ideal for commercial enterprises and village power supplies in rural regions.

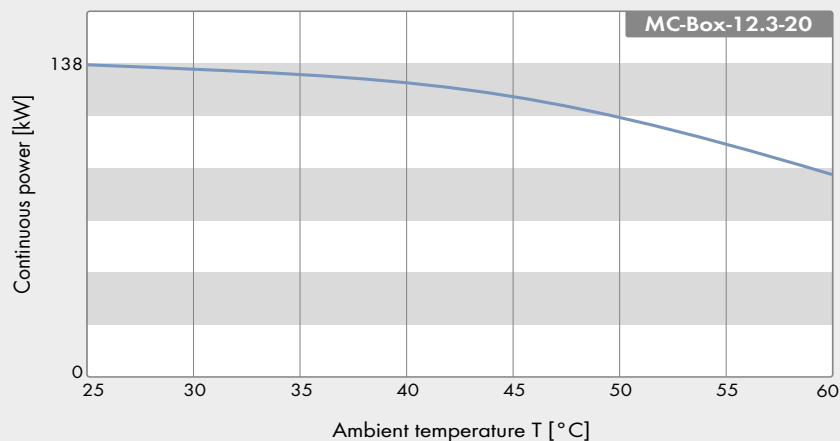
MULTICLUSTER SYSTEM 12 FOR SUNNY ISLAND

Technical data	Multiclus-ter-Box 12
Load connection	
Number of connections	1 x three-phase
Rated power	138 kW
Rated grid voltage	230 V / 400 V
AC voltage range	172.5 V-265 V 300 V-433 V
Current at rated values	3 x 200 A
Terminals for connection N, L1, L2, L3	Spring-cage terminals
Fuse / maximum permissible fuse sizes	NH1 / 200 A
Sunny Island connections	
Maximum number of devices	12
AC rated power / AC current at rated values	72 kW / 12 x 26 A
Rated operating voltage	230 V / 400 V
Terminals for connection N, PE, L	Spring-cage terminals
Fuse	12 x circuit breaker C40 A
Generator connection	
Number of connections	1 x three-phase
Rated grid input power	138 kW
Nominal voltage	230 V / 400 V
AC input current	3 x 200 A
Terminals for connection N, PE, L1, L2, L3	Spring-cage terminals
Fuse / maximum permissible fuse sizes	NH1 / 200 A
PV system connection	
Number of connections	1 x three-phase
Rated power	138 kW
Rated operating voltage	230 V / 400 V
AC current at rated values	3 x 200 A
Terminals for connection N, PE, L1, L2, L3	Spring-cage terminals
Maximum permissible back-up fuse	200 A
NA-Box / Grid-Connect-Box connection	
Number of connections	1 x three-phase
Rated input power	138 kW
Rated operating voltage	230 V / 400 V
Rated current / AC input current	3 x 200 A
Terminals for connection N, PE, L1, L2, L3	Spring-cage terminals
Maximum permissible back-up fuse	200 A
General data	
Number of phases	3
Permitted grid configuration	TN-S, TN-C-S and TT
Rated frequency / frequency range	50 Hz / 45 Hz to 65 Hz
Dimensions (W/H/D)	1,200 / 1,600 / 435 mm (incl. 200 mm base)
Weight	200 kg
Maximum operating altitude above mean sea level	3,000 m
Degree of protection (according to IEC 60529)	IP55
EMC environment, interference / interference immunity	B / A
Humidity	0% to 100%
Operating temperature range	-25 °C to +60 °C
Output power / rated power at 25 °C	138 kW
Output power / rated power between 25 °C and 60 °C	See "Derating Behavior" diagram
Data cables	●
Warranty (5 years)	●
EC Declaration of Conformity	Yes
● Standard feature ○ Optional feature – Not available	
Type designation	MC-BOX-12.3-20

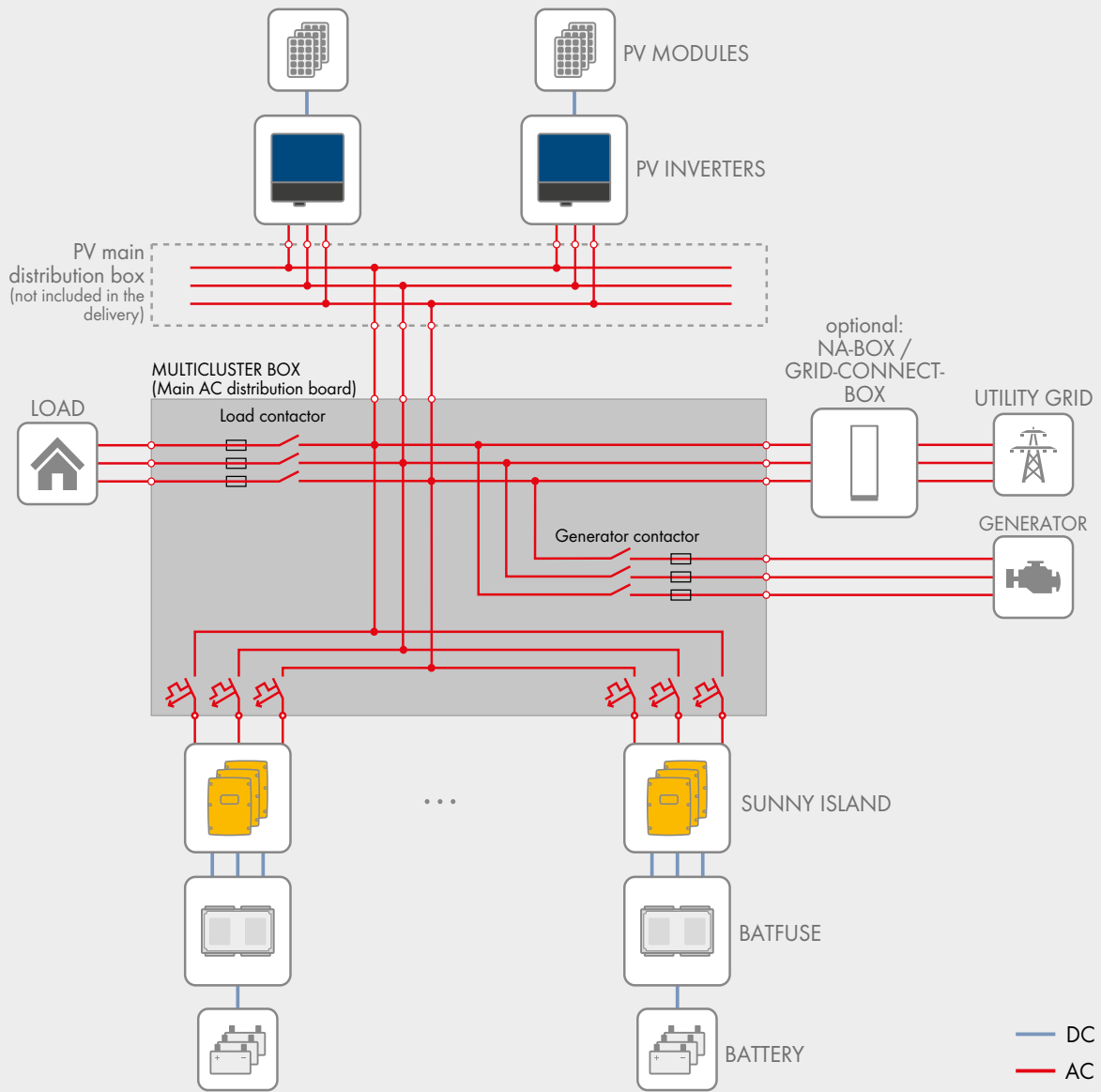
Setting up Multiclusterc systems in stand-alone mode or on the utility grid	Necessary components
OFF-GRID	Multiclusterc-Box 12
ON-GRID (VDE-AR-N 4105)	Multiclusterc-Box 12 and NA-Box 12
ON-GRID (countries in which VDE-AR-N 4105 does not apply)	Multiclusterc-Box 12 and Grid-Connect-Box 12

Technical data	NA-Box 12	Grid-Connect-Box 12
Connection to utility grid		
Number of connections	1 x three-phase	1 x three-phase
Rated input power	138 kW*	138 kW
Rated operating voltage	230 V / 400 V	230 V / 400 V
Rated current / AC input current	3 x 200 A	3 x 200 A
Number of AC contactors	2	1
Terminals for connection N, PE, L1, L2, L3	Spring-cage terminals	Spring-cage terminals
Maximum permissible back-up fuse	200 A	Integrated fuse
Fuse / maximum permissible fuse sizes	-	NH1 / 200 A
Connection of Multiclusterc-Box 12		
Number of connections	1 x three-phase	1 x three-phase
Rated input power	138 kW	138 kW
Rated operating voltage	230 V / 400 V	230 V / 400 V
Rated current / AC input current	3 x 200 A	3 x 200 A
Terminals for connection N, PE, L1, L2, L3	Spring-cage terminals	Spring-cage terminals
Maximum permissible back-up fuse	200 A	200 A
General data		
Number of phases	3	3
Permitted grid configuration	TN-S, TN-C-S and TT	TN-S, TN-C-S and TT
Rated frequency / frequency range	50 Hz / 45 Hz to 52 Hz	50 Hz / 45 Hz to 65 Hz
Disconnection	All poles	All poles+ not all poles
Dimensions (W/H/D)	600 / 1,400 / 435 mm (incl. 200 mm base)	600 / 1,400 / 435 mm (incl. 200 mm base)
Weight	103 kg	103 kg
Maximum operating altitude above mean sea level	2,000 m	3,000 m
Degree of protection (according to IEC 60529)	IP55	IP55
EMC environment, interference / interference immunity	B / A	B / A
Operating temperature range	-20 °C to +50 °C	-25 °C to +60 °C
Humidity	10% to 90%	0% to 100%
Warranty (5 years)	●	●
EC Declaration of Conformity	Yes	Yes
Grid connection standard	VDE-AR-N 4105	-
● Standard feature ○ Optional feature – Not available		
* for Germany: 100 kW power fed into the grid / 138 kW power drawn from the grid and 100 kWp PV		
Type designation	NA-BOX-12.3-20	GRID-BOX-12.3-20

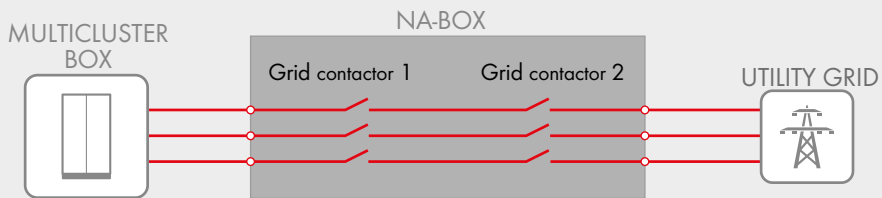
DERATING BEHAVIOR



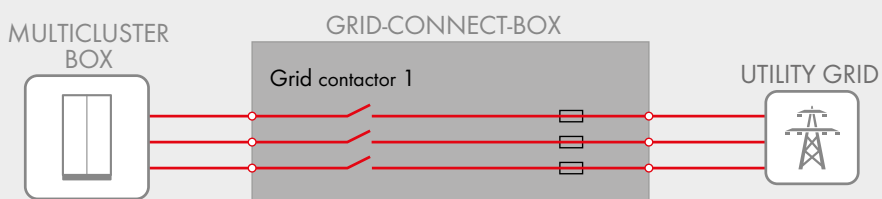
CIRCUITRY PRINCIPLE OF WHOLE SYSTEM



CONNECTION OF NA-BOX (OPTIONAL)



CONNECTION OF GRID-CONNECT-BOX (OPTIONAL)



ANEXO 7: INFORMACIONES SOBRE BATERÍAS TROJAN

MODEL **SIND 04 1685**

VOLTAGE **4V**

CAPACITY **1685Ah @ 100Hr**

MATERIAL **Polypropylene** (internal cell container) **Polyethylene** (outer container)

DIMENSIONS **Inches (mm)**

BATTERY **Deep-Cycle Flooded/Advanced Lead Acid Battery**

COLOR **Maroon**

WATERING **Single-Point Watering Kit (Optional)**

PRODUCT HIGHLIGHTS **Smart Carbon™ for Improved Performance**
17 Years Battery Life Based on IEC 61427



4V

PRODUCT + PHYSICAL SPECIFICATIONS

Model	Terminal Type ^D	Dimensions ^B Inches (mm)			Weight ^E Lbs. (kg)	HydroLink or SPWK	Handles
SIND 04 1685	14	Length	Width	Height ^C	367 (167)	SPWK	Molded
		22.34 (567)	10.30 (262)	24.01 (610)			

ELECTRICAL SPECIFICATIONS

Voltage	Capacity ^A Amp-Hours (Ah)					Energy (kWh)
4V	10-Hr	20-Hr	48-Hr	72-Hr	100-Hr	100-Hr
	1149	1293	1489	1594	1685	6.74

CHARGING INSTRUCTIONS

Charger Voltage Settings (at 77°F/25°C)			
System Voltage	12V	24V	48V
Maximum Charge Current (% of C ₂₀ Rate)*		13%	
Maximum Absorption Phase Time (hours)		4	
Absorption Voltage **	14.40	28.80	57.60
Float Voltage	13.50	27.00	54.00
Equalization Voltage	16.20	32.40	64.80

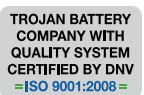
Do not install or charge batteries in a sealed or non-ventilated compartment. Constant under or overcharging will damage the battery and shorten its life as with any battery.

*If charging time is limited contact Trojan Technical Support for assistance.

**In cases where controller has a bulk voltage setting, use absorption voltage setting above.



Designed in compliance with applicable BCI, DIN, BS and IEC standards. Tested in compliance to BCI and IEC standards.



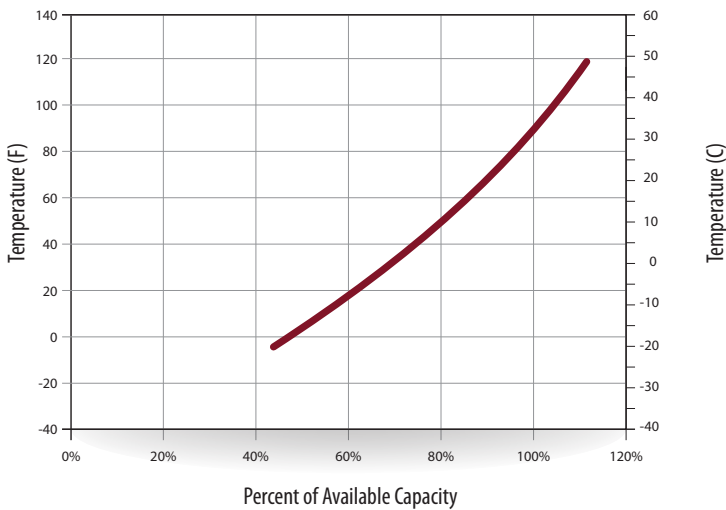
CHARGING TEMPERATURE COMPENSATION

Add	Subtract
0.005 volt per cell for every 1°C below 25°C 0.0028 volt per cell for every 1°F below 77°F	0.005 volt per cell for every 1°C above 25°C 0.0028 volt per cell for every 1°F above 77°F

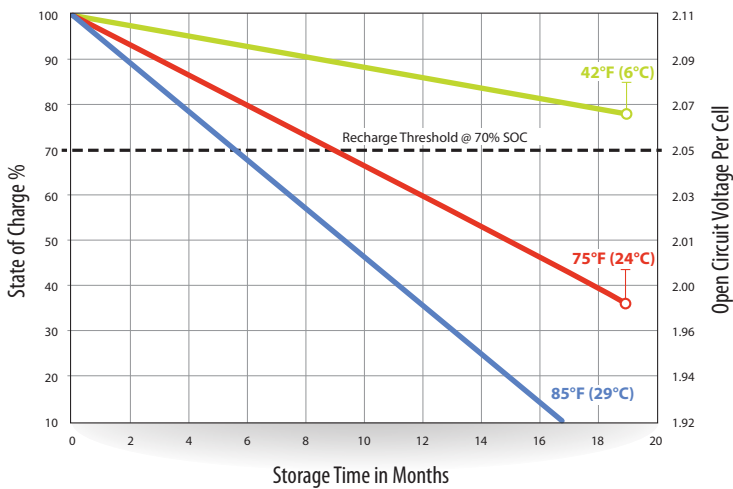
OPERATIONAL DATA

Operating Temperature	Self Discharge
-4°F to 122°F (-20°C to +50°C). At temperatures below 32°F (0°C) maintain a state of charge greater than 60%.	5 – 15% per month depending on storage temperature conditions.

PERCENT CAPACITY VS. TEMPERATURE



SELF DISCHARGE VS. TIME*



*PERIODIC CHARGE

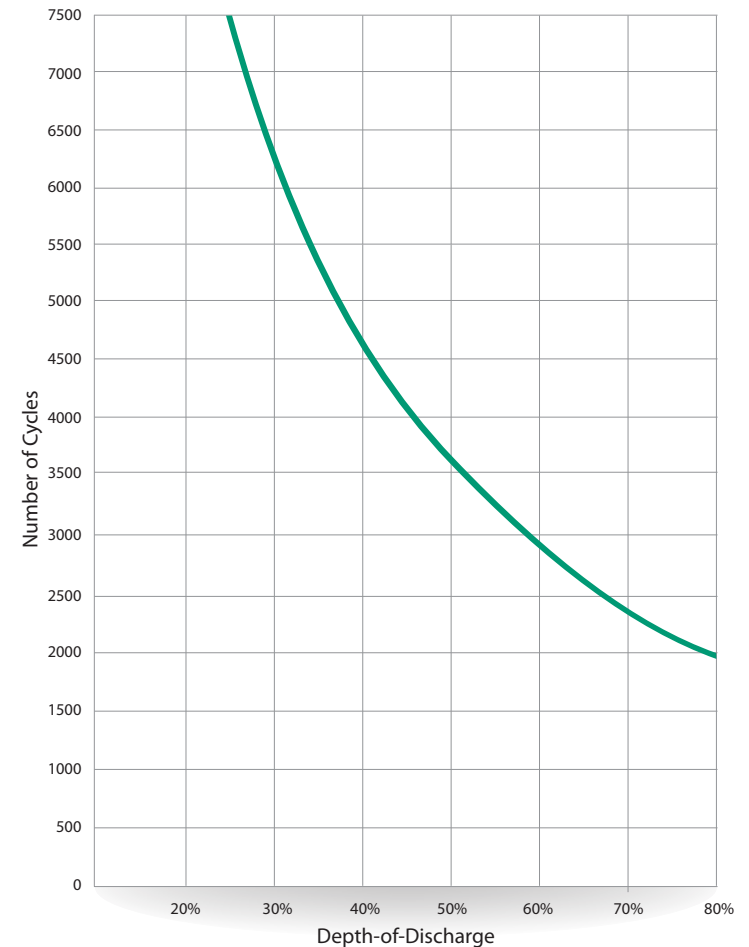
FREQUENCY

Provide a periodic freshening charge to maintain a SOC greater than the threshold of 70%.

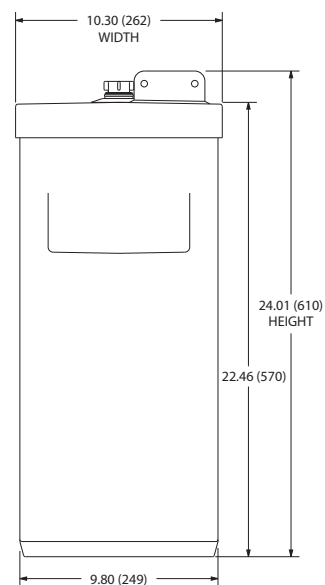
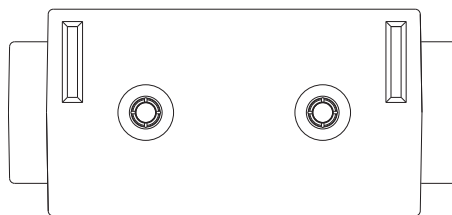
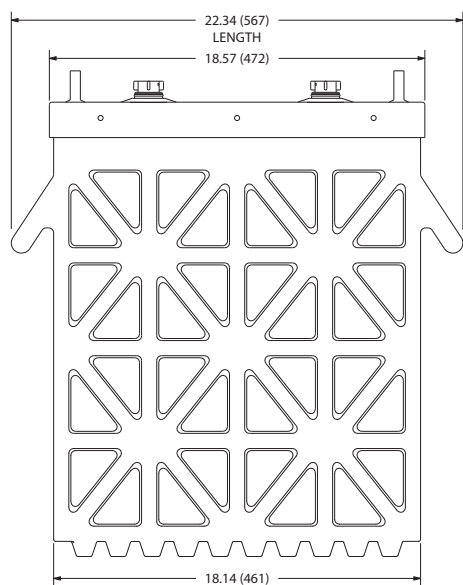
STATE OF CHARGE MEASURE OF OPEN-CIRCUIT VOLTAGE

Percentage Charge	Specific Gravity	Cell	4-Volt
100	1.260	2.110	4.22
90	1.246	2.090	4.18
80	1.227	2.070	4.14
70	1.207	2.050	4.10
60	1.187	2.030	4.06
50	1.165	2.010	4.02
40	1.142	1.990	3.98
30	1.119	1.960	3.92
20	1.096	1.940	3.88
10	1.072	1.920	3.84


DOD VS CYCLE LIFE IN A STATIONARY APPLICATION





DIMENSIONS INCHES (MM) - shown with IND



TERMINAL CONFIGURATIONS^D

14	IND	IND Terminal
		
Terminal Height Inches (mm) 1.50 (38)		
Torque Values: in-lb (Nm) 100 - 120 (11 - 14)		
Bolt: 5/16" - 18		

VENT CAP OPTIONS

Flip Top	Bayonet
	
	

EXPECTED LIFE VS. TEMPERATURE

Chemical reactions internal to the battery are driven by voltage and temperature. The higher the battery temperature, the faster chemical reactions will occur. While higher temperatures can provide improved discharge performance the increased rate of chemical reactions will result in a corresponding loss of battery life. As a rule of thumb, for every 10°C increase in temperature the reaction rate doubles. Thus, a month of operation at 35°C is equivalent in battery life to two months at 25°C. Heat is an enemy of all lead acid batteries, FLA, AGM and gel alike and even small increases in temperature will have a major influence on battery life.

SMART CARBON™

Deep-cycle batteries used in off-grid and unstable grid applications are heavily cycled at partial state of charge (PSOC). Operating at PSOC on a regular basis can quickly diminish the overall life of a battery, which results in frequent and costly battery replacements. To address the impact of PSOC on deep-cycle batteries in renewable energy (RE), inverter backup and telecom applications, Trojan Battery has now included Smart Carbon™ as a standard feature in its Solar Industrial and Solar Premium flooded battery lines.

A. The amount of amp-hours (Ah) a battery can deliver when discharged at a constant rate at 86°F (30°C) and maintain a voltage above 1.75 V/cell. Capacities are based on peak performance.
 B. Dimensions may vary depending on type of handle or terminal. Batteries should be mounted with 0.5 inches (12.7 mm) spacing minimum.

C. Height taken from bottom of the battery to the highest point on the battery. Heights may vary depending on type of terminal.
 D. Terminal images are representative only.
 E. Weight may vary.

ANEXO 8: INFORMACIONES SOBRE INVERSOR ABB

Solar inverters

ABB string inverters TRIO-20.0/27.6-TL-OUTD 20kW to 27.6kW



A commercial photovoltaic (PV) system using a TRIO-based modular architecture can reduce BOS costs by as much as 40 percent.

The TRIO is a modular option using models at 20.0kW and 27.6kW.

It can be used alone for a 20kW system or combined as building blocks for large commercial and utility scale systems. With two independent Multiple Power Point Trackers (MPPT) and peak efficiency ratings of 98.2 percent, these inverters offer superior energy harvest. The flat efficiency curves offer high efficiency at all output levels ensuring consistent and stable performance across the entire input voltage and output power range.

Employing fan-less convection cooling and no electrolytic capacitors, TRIO is designed for long service life.

The TRIO offers flexible power factor control to comply with utility grid requirements where required.

As the first 1000Vdc string inverter certified to UL1741, the TRIO leads the way for efficient, cost-saving, decentralized system design. The TRIO is equipped with integrated Modbus and utility interactive controls including adjustable power factor and curtailment. Additional AC and DC protections as well as arc-fault circuit interruption are all available in the TRIO. These inverters provide the monitoring, control features, and protection required in today's commercial solar installations.

Highlights:

- This flexible and dependable three-phase string inverter has innovative features to lower system Levelized Cost Of Energy (LCOE) and improve Return on Investment (ROI) on commercial solar installations.
- Fully utilize available roof space and maximize harvest with dual independent MPPT.
- Wall-mountable design and 1000Vdc input voltage lower installation and material costs.

Power and productivity
for a better world™



Additional highlights:

- Multiple AC and DC level protection options available including arc-fault circuit interruption (AFCI).
- Wide DC input voltage and operating temperature range enable greater PV array design flexibility.
- Modular design capability improves system availability and eliminates single point of failure.
- Utility interactive control features and Modbus protocol integrates with monitoring and control systems.
- Design uses natural convection cooling and no electrolytic capacitors for increased reliability.
- This inverter comes with a standard 10 year warranty. Extended warranty offered at 15 and 20 years.



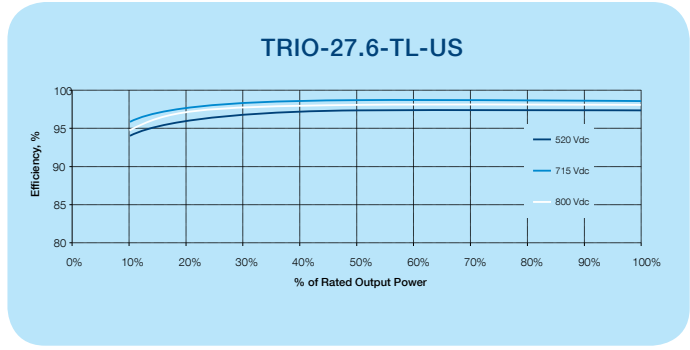
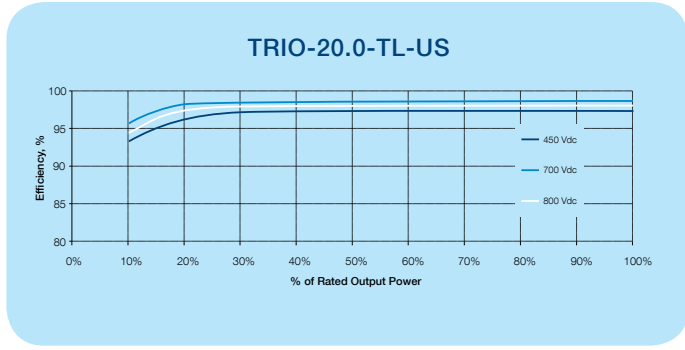
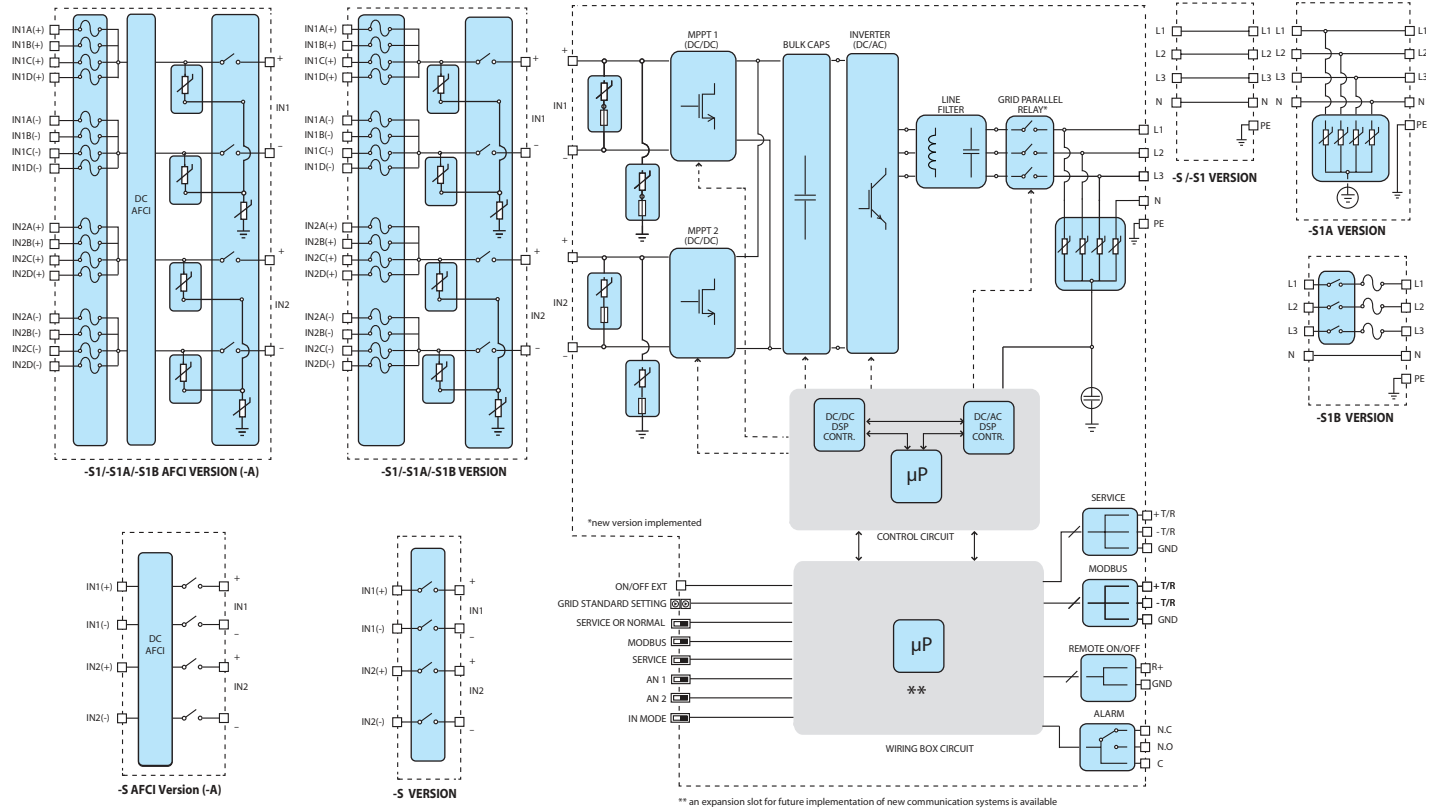
Technical data and types

Type code	TRIO-20.0-TL-OUTD	TRIO-27.6-TL-OUTD
Nominal output power	20000W	27600W
Maximum output power	22000W ¹	30000W ¹
Rated grid AC voltage	480V	
Input side (DC)		
Number of independent MPPT channels	2; Programmable for 1 MPPT	
Maximum usable power for each MPPT channel	12000W	16000W
Absolute maximum voltage (V _{max})	1000V	
Start-up voltage (V _{start})	360V (adj. 250-500V)	
Full power MPPT voltage range	450-800V	520-800V
Operating MPPT voltage range	200-950V	
Maximum usable current (I _{dc max}) per MPPT channel	25.0A	30.9A
Maximum short circuit current (I _{sc max}) per MPPT channel	30.0A	36.0A
Number of inputs (strings) per MPPT channel	-S version: 1; -S1, -S1A, -S1B versions: 4	
Array wiring termination type	Terminal block, screw terminal, copper only. -S: 12AWG-2AWG; -S1, -S1A, -S1B: 12AWG-6AWG	
Output side (AC)		
Grid connection type	3Ø/3W or 4W + Ground	
Default voltage range	422-528V	
Adjustable voltage range	240-552V	
Nominal grid frequency	60Hz	
Adjustable grid frequency range	57-63Hz	
Maximum current (I _{ac max/phase})	27.0 A _{RMS}	36.0 A _{RMS}
Power factor	> 0.995 (adj. ±0.8, or ±0.9 for active power >20kW)	>0.995 (adj. ± 0.8, or ±0.9 for active power >27.6kW)
Total harmonic distortion at rated power	<3	
Grid wiring termination type	Pass-through terminal. Tension clamp. Copper 8AWG-4AWG	Pass-through terminal. Tension clamp. Copper 6AWG-4AWG
Input protection devices		
Reverse polarity protection	Yes, passive inverter protection only ²	
Supplementary over-voltage protection type for each MPPT	-S1, -S1A, -S1B version: plug-in class II modular surge arrester	
PV array ground fault detection	Meets UL1741/NEC requirements	
Output protection devices		
Anti-islanding protection	Meets UL1741/IEEE 1547 requirements	
Supplementary over-voltage protection type	-S1A version: plug-in class II modular surge arrester	
Optional AC fused disconnect current rating (per contact)	35A	45A
Operating performance		
Maximum efficiency	98.2%	
CEC efficiency	97.5%	
Feed-in power threshold	65W _{RMS}	70W _{RMS}
Communication		
User-interface display	5.5" x 1.25" graphic display	
Standard communication interfaces	(1) RS485 connection, can be configured for Aurora protocol or Modbus RTU. Support for optional monitoring expansion cards.	
Optional remote monitoring logger	Aurora Logger Commercial (optional)	
Environmental		
Ambient operating temperature range	-22°F to +140°F (-30°C to +60°C) Derating above +113°F (45°C)	
Ambient storage temperature range	-40°F to +185°F (-40°C to +85°C)	
Relative humidity	0-100% condensing	
Acoustic noise emission level	<50 db (A) @1m	
Maximum operating altitude without derating	6560ft (2000m)	
Mechanical specifications		
Enclosure rating	NEMA 4X	
Cooling	Natural Convection	
Dimensions (H x W x D)	41.7 x 27.6 x 11.5 in. / 1061 x 702 x 292 mm.	
Unit weight	157lbs (71kg)	168lbs (76kg)
Conduit connections	Bottom: (2) concentric DC KOs 1", 1 1/2" on removable plate, (2) 1/2" plugged comm. openings, (1) 1" plugged AC opening	
Mounting system	Wall bracket	

¹ Capability enabled within maximum input current, maximum input power, maximum output current, and ambient operating temperature limits

² In -S1, -S1A and -S1B models, the string polarity must be verified before connection. Please refer to installation manual for the correct installation procedure.

Block diagram of TRIO-20.0/27.6-TL-OUTD



Technical data and types

Type code	TRIO-20.0-TL-OUTD	TRIO-27.6-TL-OUTD
Safety	Transformerless. Floating Array Required.	
Isolation level	UL1741, IEEE1547, IEEE1547.1, CSA C22.2 107.1-01-2001, FCC Part 15 Sub-part B Class B Limits	
Safety and EMC standard	CSA US	
Safety approval	CSA US	
Warranty	10 years	
Standard warranty	15 & 20 years	
Extended warranty	15 & 20 years	
Available models		
Standard with DC disconnect	TRIO-20.0-TL-OUTD-S-US-480	TRIO-27.6-TL-OUTD-S-US-480
With DC disconnect, DC fuses and DC surge protection	TRIO-20.0-TL-OUTD-S1-US-480	TRIO-27.6-TL-OUTD-S1-US-480
With DC disconnect, DC fuses, DC surge protection and AC surge protection	TRIO-20.0-TL-OUTD-S1A-US-480	TRIO-27.6-TL-OUTD-S1A-US-480
With DC disconnect, DC fuses, DC surge protection and AC fused disconnect	TRIO-20.0-TL-OUTD-S1B-US-480	TRIO-27.6-TL-OUTD-S1B-US-480
Standard with DC disconnect and Arc-Fault circuit interruption	TRIO-20.0-TL-OUTD-S-US-480-A	TRIO-27.6-TL-OUTD-S-US-480-A
With DC disconnect, DC fuses, DC surge protection and Arc-Fault circuit interruption	TRIO-20.0-TL-OUTD-S1-US-480-A	TRIO-27.6-TL-OUTD-S1-US-480-A
With DC Disconnect, DC fuses, DC surge protection, AC surge protection and Arc-Fault circuit interruption	TRIO-20.0-TL-OUTD-S1A-US-480-A	TRIO-27.6-TL-OUTD-S1A-US-480-A
With DC disconnect, DC fuses, DC surge protection, AC fused disconnect and Arc-fault circuit interruption	TRIO-20.0-TL-OUTD-S1B-US-480-A	TRIO-27.6-TL-OUTD-S1B-US-480-A

All data is subject to change without notice



Support and service

ABB supports its customers with a dedicated, global service organization in more than 60 countries, with strong regional and national technical partner networks providing a complete range of life cycle services.

For more information please contact your local ABB representative or visit:

www.abb.com/solarinverters

www.abb.com

© Copyright 2014 ABB. All rights reserved. Specifications subject to change without notice.

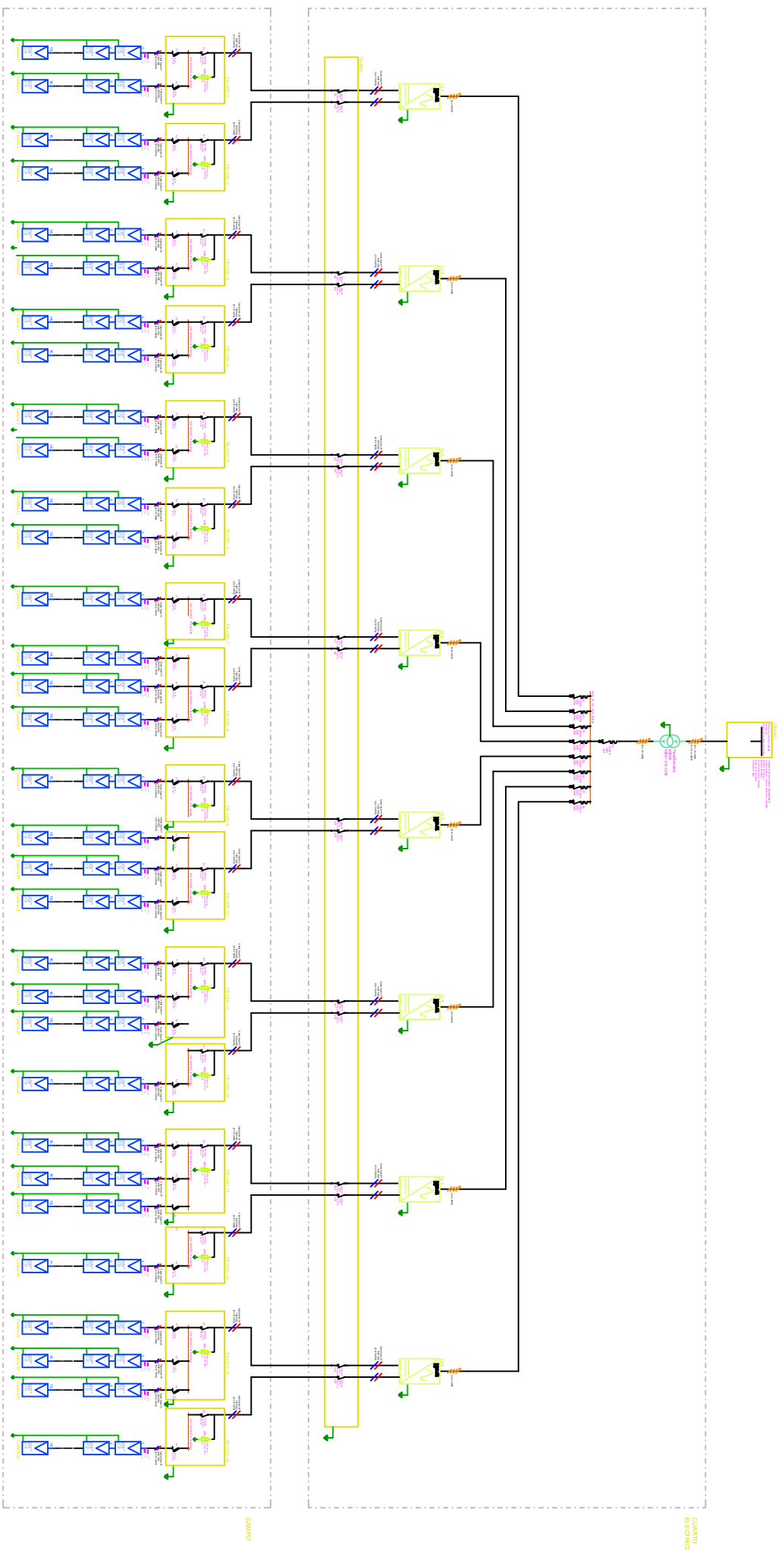


9AKK106103A4856 REV 1.6 EN 05.08.2014 #16634

Power and productivity
for a better world™

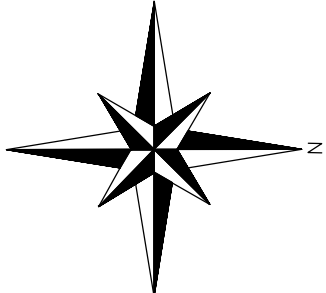


ANEXO 9: DIAGRAMA DEL CAMPO SOLAR PROPUESTO



- Módulo fotovoltaico Canadian Solar CSJ1-30P
- Inversor ABB TMS-20.0 TL-DUT
- Transformador de interconexión
- Fusible de protección
- Disyuntor adimensionado
- Tierra
- Cable par DC
- Cable 3F - N - AC
- Interruptor DC
- Interruptor AC

NO.	FECHA	REVISIONES
		DESCRIPCION



REVISIONES	FECHA	DESCRIPCION

FECHA	REVISOR

SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED
 Propuesta de 41 (veinticuatro) 412 módulos solares CSU (480 Wp) orientados al sur con inclinación de 30 grados (conexión a 11.3 Inversores Sunny Tripower 20000T L4/S de 20 kWh y 21.75 Inversores A18 T190 20/27.6 de 20kW)

ESCALA	NA
FECHA: OCTUBRE 2018	
HORA: -	
REVISION	