

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y
ELECTRÓNICA**

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA
PARA LA EMPRESA PÚBLICA METROPOLITANA DE
TRANSPORTE DE PASAJEROS DE QUITO**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO.**

WALTER GERMÁN LÓPEZ VELASCO

walter_lopezv@hotmail.com

DIRECTOR: MSC. ING. JUAN CARLOS ASTUDILLO MUÑOZ

astudillo.jc@gmail.com

CODIRECTOR: DR. ING. GABRIEL BENJAMÍN SALAZAR YÉPEZ

gabriel.salazar@epn.edu.ec

Quito, Marzo 2019

AVAL

Certificamos que el presente trabajo fue desarrollado por Walter Germán López Velasco, bajo nuestra supervisión.

MSC. ING. JUAN CARLOS ASTUDILLO
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DR. ING. GABRIEL SALAZAR
CODIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo Walter Germán López Velasco, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

WALTER GERMÁN LÓPEZ VELASCO

DEDICATORIA

A las personas que siempre me han apoyado incondicionalmente
mamá, papá, esposa e hijos y familia en general.

AGRADECIMIENTO

Un agradecimiento a Dios por permitirme estar presente aquí,
y uno en especial a mi director y codirector de tesis,
Msc. Juan Carlos Astudillo y Dr. Gabriel Salazar,
por haber creído en mí.

ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL.....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	II
DEDICATORIA	III
AGRADECIMIENTO	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
ABSTRACT	VIII
1 FASE TEÓRICA.....	1
1.1 INTRODUCCIÓN.	1
1.1.1 SITUACIÓN ENERGÉTICA EN AMÉRICA DEL SUR	1
1.1.2 SITUACIÓN ENERGÉTICA EN EL ECUADOR.....	2
1.2 EL CALENTAMIENTO GLOBAL.....	8
1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	9
1.3.1 OBJETIVO GENERAL	9
1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	9
1.3.3 ALCANCE	10
1.4 ESTADO DEL ARTE.....	10
1.4.1 ENERGÍAS ALTERNATIVAS.....	10
1.4.2 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.	17
1.4.3 ÚLTIMOS AVANCES EN TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.	27
1.5 DETERMINACIÓN DE LA CARGA.....	29
1.5.1 DATOS DE FACTURACIÓN DE ENERGÍA SEGÚN LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO.	30
1.5.2 DATOS OBTENIDOS CON EL ANALIZADOR DE CARGA AEMC 8335PowerPad.....	30
1.5.3 DETERMINACIÓN DE LA CARGA Y DEMANDA DE DISEÑO PARA EL SISTEMA.....	34
1.6 RADIACIÓN EN EL LUGAR DE IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	37
2 FASE DISEÑO.	43
2.1 UBICACIÓN DEL TALLER.....	43
2.2 ÁNGULO DE AZIMUT E INCLINACIÓN DE LOS PANALES.....	44

2.2.1	ÁNGULO DE AZIMUT (α).....	44
2.2.2	ÁNGULO DE INCLINACIÓN (β).	44
2.3	DETERMINACIÓN DE LA RADIACIÓN SOBRE LOS PANELES CON EL ÁNGULO DE INCLINACIÓN.	47
2.4	POTENCIA DEL GENERADOR EN BASE AL RENDIMIENTO ENERGÉTICO.	49
2.4.1	CASO 1. POTENCIA DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO SISTEMA AISLADO DE RED.	50
	En este caso es similar a la de continua, solo varia la tensión de servicio.....	¡Error! Marcador no definido.
2.4.2	CASO 2. GENERADOR FOTOVOLTAICO SISTEMA CONECTADO A LA RED. 66	
3	FASE SIMULACIÓN.	72
3.1	SIMULACIÓN EN SOFTWARE iHOGA.	72
3.1.1	SIMULACIÓN SISTEMA AISLADO (1ro.HOGA).....	73
3.1.2	SIMULACIÓN SISTEMA CONECTADO A RED (2do.HOGA)	82
3.2	MODELACIÓN ESTÁTICA DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO DISEÑADO.....	85
3.2.1	ARMADO DEL SISTEMA EN DIGSILENT.	85
3.2.2	FLUJOS DE POTENCIA.....	87
3.2.3	CÁLCULO DE CORTOCIRCUITOS.	89
4	FASE ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	92
4.1	PRESUPUESTO REFERENCIAL DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO DISEÑADO.	92
4.1.1	SISTEMA AISLADO.	92
4.1.2	SISTEMA CONECTADO A RED.	92
4.2	CONCLUSIONES.	93
4.3	RECOMENDACIONES.	95
	BIBLIOGRAFIA	92
	ANEXO.....	94

RESUMEN

Hoy en día tenemos una gran dependencia del consumo de energía, debido al gran adelanto tecnológico que ha experimentado la humanidad en este último siglo, lo que ha llevado a que el hombre busque múltiples maneras de satisfacer esa demanda principalmente mediante el consumo de combustibles fósiles, por lo que los niveles de contaminación aumentan de manera alarmante.

La “Empresa Pública Metropolitana de Transporte de Pasajeros de Quito” pionera en el país en la utilización de transporte público de tecnología limpia, por la utilización de energía eléctrica, desea implementar un sistema de energía fotovoltaica a ser implementado en sus talleres ubicados en el sector de El Recreo, como aporte a la ciudadanía, tanto en lo ambiental con la reducción de emisiones contaminantes a la atmósfera, como en lo social con la disminución de enfermedades respiratorias.

Este presente trabajo deja realizado un diseño referencial de sistema solar fotovoltaico realizado bajo la norma española tomando en cuenta datos de consumo así como de radiación reales obtenidas de la propia empresa y de la propia secretaria de ambiente del municipio. Este diseño nos arroja que el campo fotovoltaico cuya potencia a condiciones ideales, es decir 1000Wh/m^2 de radiación, que tiene una potencia de 228kW es suficiente para abastecer la demanda de la carga seleccionada, por lo que se espera que este sea implementado en un futuro no muy lejano.

ABSTRACT

As everyone knows, today we have a great dependence on energy consumption, especially due to the great technological advance that humanity has experienced in this last century, which has led man to seek multiple ways to satisfy that demand mainly through the consumption of fossil fuels, which has led to pollution levels increase alarmingly.

The "Empresa Pública Metropolitana de Transporte de Pasajeros de Quito" pioneer in the country in the use of public transport of clean technology, for the use of electric power, wants to implement a photovoltaic energy system to be implemented in its workshops located in the sector of El Recreo, as a contribution to citizenship, both in terms of the environment with the reduction of polluting emissions to the atmosphere, and socially with the reduction of respiratory diseases.

This present work makes a referential design of photovoltaic solar system realized under the Spanish norm taking into account data of consumption as well as real radiation since the sources from which it was obtained are of the own company and of the own secretary of environment of the municipality . This design shows us that the photovoltaic field whose power to ideal conditions, that is to say $1000\text{Wh} / \text{m}^2$ of radiation, which has a power of 228kW is enough to supply the demand of the selected load, so it is expected that this will be implemented in a not too distant future.

1 FASE TEÓRICA.

1.1 INTRODUCCIÓN.

En esta primera parte se realizará una introducción sobre la situación de las energías alternativas en América del sur y en nuestro país.

1.1.1 SITUACIÓN ENERGÉTICA EN AMÉRICA DEL SUR

1.1.1.1 Demanda de energía.

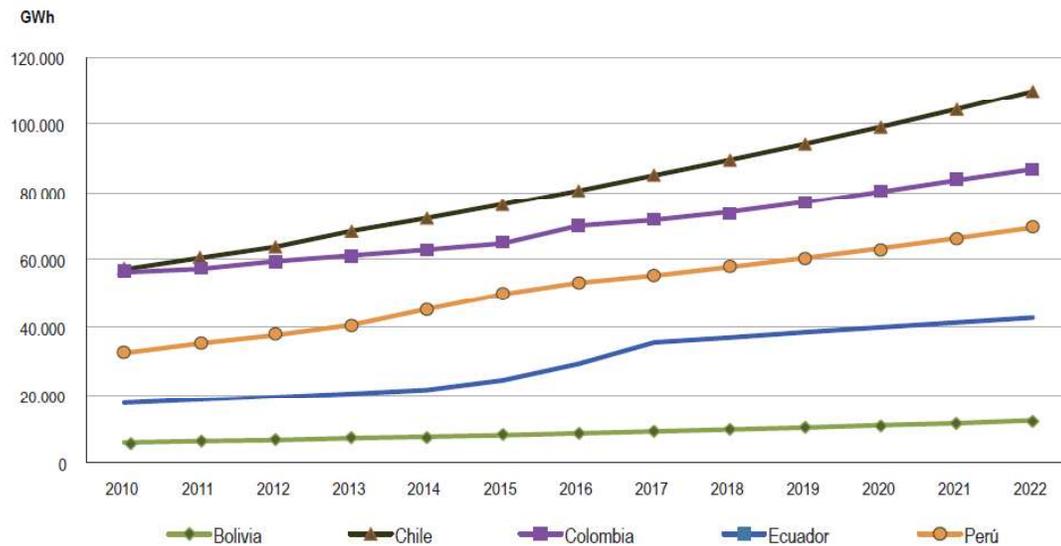
La demanda de energía es muy alta, especialmente la demanda de electricidad debido al desarrollo tecnológico que se ha experimentado en estos últimos años, ya que la mayoría de los aparatos utilizan electricidad como fuente de energía necesaria para su funcionamiento.

Se estima que en la actualidad la demanda de energía de los países de la región es de aproximadamente 209GWh, con un ritmo de crecimiento alrededor de 6% anual. Se estima que para el año 2018 la demanda de energía si se mantienen las proyecciones de crecimiento sería de 267GWh en estos países. Esto se puede observar en la siguiente tabla.

Tabla 1.1 Demanda actualizada de energía de países de la región 2010-2022.

PAÍS	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Bolivia	5.814	6.302	6.604	7.131	7.571	8.041	8.543	9.078	9.649	10.253	10.895	11.578	12.303
Chile - SIC	43.233	46.140	48.868	51.747	54.798	57.979	61.292	64.735	68.255	71.895	75.701	79.709	83.931
Chile - SING	13.792	14.263	14.831	16.573	17.401	18.302	19.249	20.246	21.294	22.396	23.556	24.778	26.067
Colombia	56.146	57.150	59.409	61.112	62.910	64.666	69.931	71.686	73.977	77.009	80.265	83.634	86.931
Ecuador	17.594	18.645	19.547	20.634	21.639	24.574	29.313	35.571	36.982	38.534	40.009	41.339	42.701
Perú	32.427	35.222	37.738	40.665	45.325	49.739	53.077	55.168	57.725	60.417	63.252	66.240	69.389
Total GWh	169.006	177.722	186.997	197.862	209.644	223.301	241.405	256.483	267.882	280.504	293.678	307.278	321.323

Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2013-2022.CONELEC.

Gráfico 1.1 Demanda de energía de países a nivel regional.

Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2013-2022. CONELEC.

1.1.2 SITUACIÓN ENERGÉTICA EN EL ECUADOR.

La energía en la actualidad proviene de diferentes tipos de fuentes entre las cuales están la hidroeléctrica, termoeléctrica, energías renovables, biomasa. En lo que respecta a la energía termoeléctrica tenemos a los derivados del petróleo como materia prima. En cuanto a las centrales de energías renovables tenemos que su mayor porcentaje son las centrales hidroeléctricas y en un mínimo porcentaje otras centrales como la eólica, fotovoltaica, biomasa y geotérmicas. Para el caso específico de Ecuador tenemos la siguiente tabla.

Tabla 1.2. Numero de centrales y potencia efectiva con fuentes de energía renovable.

Tipo	Con embalse		Sin embalse		Subtotal	
	Número de centrales	Potencia efectiva (MW)	Número de centrales	Potencia efectiva (MW)	Número de centrales	Potencia efectiva (MW)
Hidroeléctrica	5	1.598	57	2.820	62	4.418
Biomasa	N/A	N/A	N/A	N/A	4	138
Eólica	N/A	N/A	N/A	N/A	3	21
Solar	N/A	N/A	N/A	N/A	32	26
SUBTOTAL					101	4.603

Fuente: Plan Maestro de Electricidad 2016 – 2025. Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

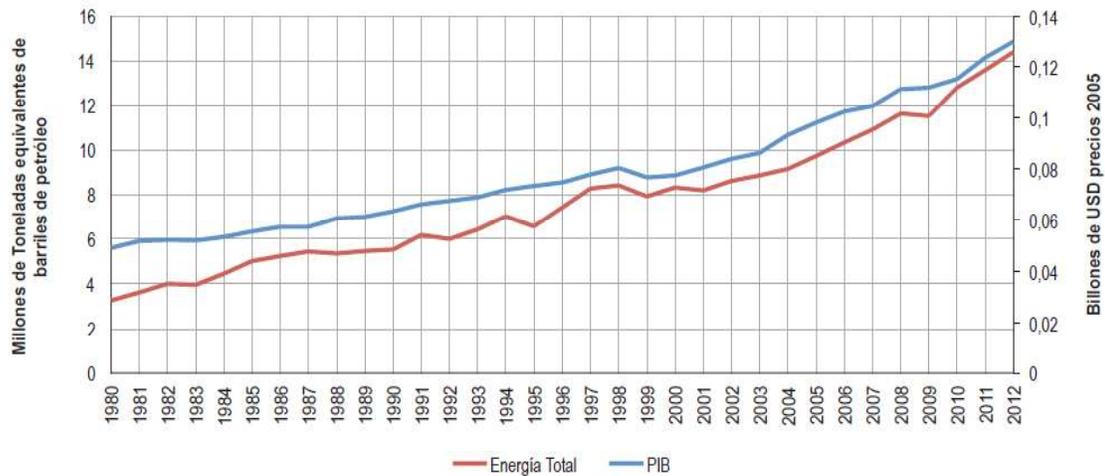
Tabla 1.3. Numero de centrales y potencia efectiva con fuentes de energía no renovable.

TIPO	Número de centrales	Potencia efectiva (MW)
Motores de combustión interna (MCI)	178	1.606
Turbogás	16	965
Turbovapor	7	432
SUBTOTAL	201	3.003

Fuente: Plan Maestro de Electricidad 2016 – 2025. Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

De las dos tablas anteriores se puede hacer un breve cálculo y tenemos que el 60,52% de la energía que se produce actualmente es de fuentes renovables.

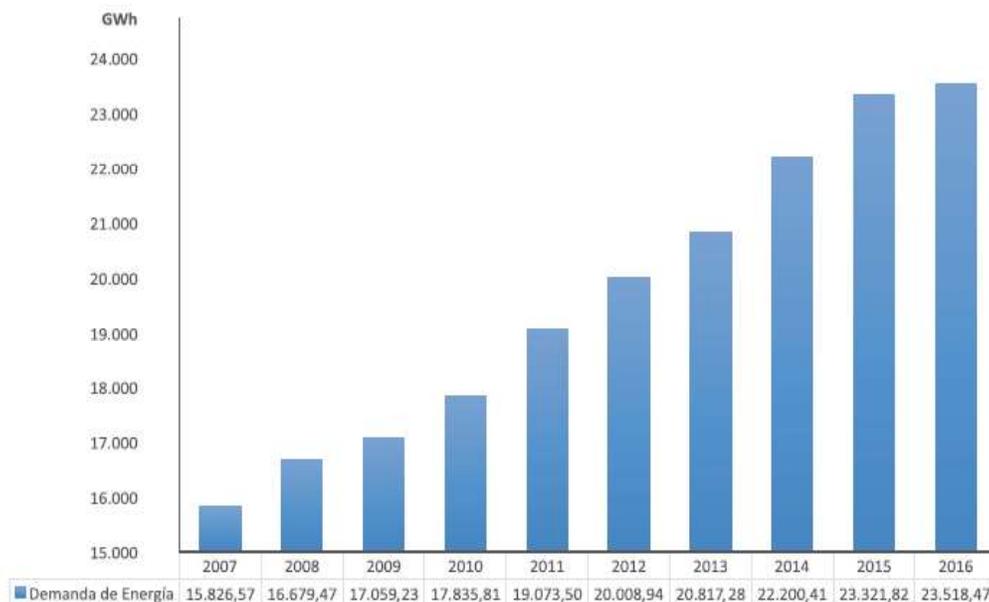
Es importante recordar que el sector eléctrico se convirtió en uno de los sectores estratégicos para el gobierno, y dió un gran impulso a las energías renovables para ser menos dependientes de los combustibles fósiles que en el caso de Ecuador específicamente son los derivados del petróleo. Según el Banco Mundial hay una relación muy estrecha entre el consumo de energía y el PIB lo cual se puede verificar en el siguiente gráfico.

Gráfico 1.2 Consumo de energía y PIB en el Ecuador

Fuente: Banco Mundial y BP Statistical Review of World Energy 2013.

Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2013-2022. CONELEC.

A continuación, tenemos la evolución de la demanda anual de energía.

Grafico 1.3 Demanda anual de energía en el periodo 2007 – 2016.

Fuente: Plan Maestro de Electricidad 2016 – 2025. Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

El valor de 23518,47 GWh incluye los datos de energía importada, según estos datos tenemos una tasa promedio anual de crecimiento del 4,63%.

1.1.2.1 Participación y variación de la demanda por grupo de consumo.

El consumo de energía de una población tiene mucha interdependencia con el nivel de desarrollo de su economía, es así que podemos observar según estadísticas que el crecimiento depende del sector de consumo que puede ser industrial, comercial o residencial.

En los países en vías de desarrollo es común tener una alta participación del componente residencial ya que no está muy desarrollada su industria.

Grafico 1.4 Comparación en la participación de la demanda de energía de los grupos de consumo años 2007 y 2016.



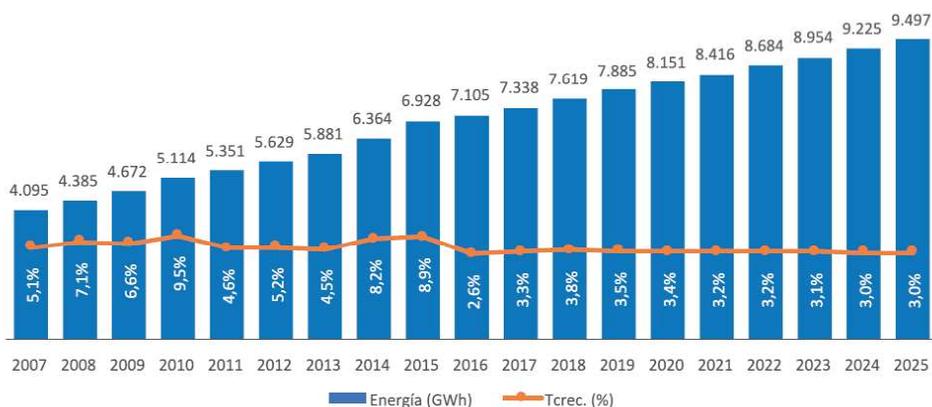
Fuente: Plan Maestro de Electricidad 2016 – 2025. Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

Después de observar el grafico anterior se establece que la mayor participación en la demanda de energía lo tiene el sector residencial, sin embargo, es importante recalcar que esta participación se ha reducido alrededor de un 4% del 2007 al 2016.

1.1.2.1.1 Sector residencial.

Como se puede observar en el Gráfico 1.5 según las proyecciones hasta 2025 se espera que el consumo de energía del sector residencial tenga un crecimiento sostenido de alrededor de 3%.

Grafico 1.5 Evolución histórica y proyección del consumo del sector residencial.

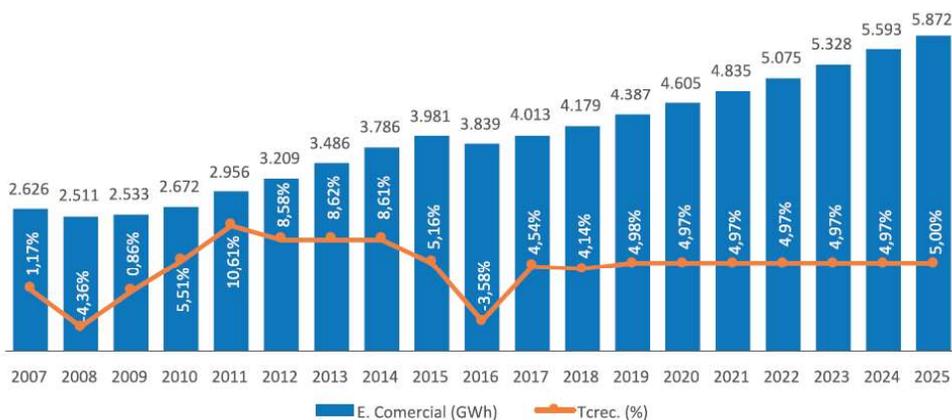


Fuente: Plan Maestro de Electricidad 2016 – 2025. Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

1.1.2.1.2 Sector comercial e industrial

Por lo general el sector industrial y comercial está asociado al crecimiento económico del país y este a su vez depende de las políticas que el gobierno establezca para estimular el desarrollo de la nación. Lo anteriormente mencionado se puede observar en los siguientes gráficos de acuerdo con el sector de consumo.

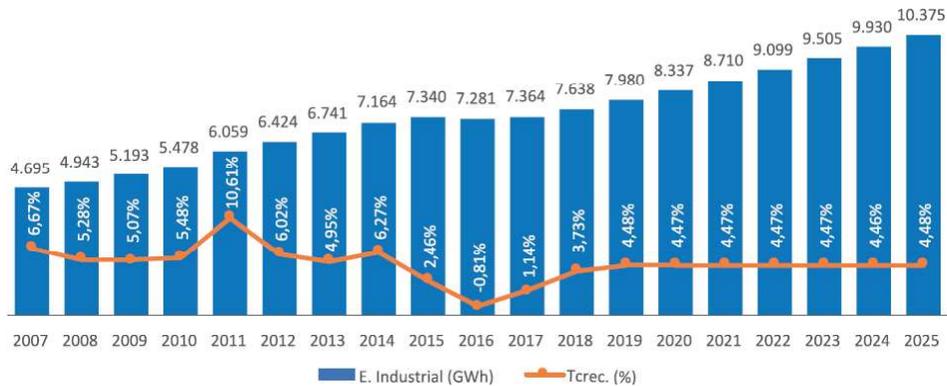
Gráfico 1.6 Evolución histórica y proyección del consumo del sector comercial.



Fuente: Plan Maestro de Electricidad 2016 – 2025. Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

Según el gráfico anterior se espera que hasta el 2025 haya un crecimiento de alrededor del 5% para el sector comercial.

Gráfico 1.7 Evolución histórica y proyección del consumo del sector comercial.



Fuente: Plan Maestro de Electricidad 2016 – 2025. Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

En el gráfico anterior vemos que se espera tener un crecimiento del 4,4% hasta 2025.

Finalmente tenemos la proyección del número de usuarios según el grupo de consumo hasta el 2025.

Gráfico 1.8 Proyección de usuarios por grupo de consumo.



Fuente: Plan Maestro de Electricidad 2016 – 2025. Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

Según esta proyección se espera para el 2025 tener 5'449.000 clientes en el sector residencial, 612.000 clientes en el sector comercial y 154.000 clientes en el sector industrial.

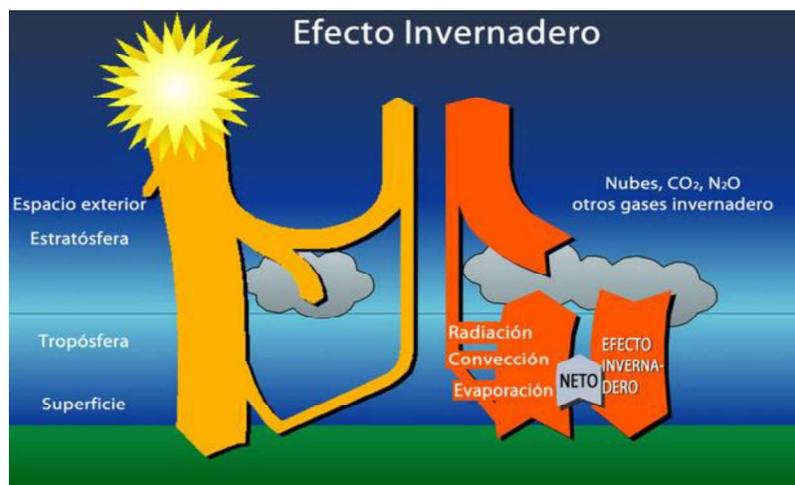
1.2 EL CALENTAMIENTO GLOBAL.

Sin lugar a duda en la actualidad el calentamiento global es uno de los problemas más generalizados ya que se puede ver sus efectos en todo el planeta con grandes inundaciones, sequias extremas, temperaturas elevadas, así como records de temperaturas bajo cero y por supuesto el derretimiento de los glaciares tanto de los polos como de los nevados y volcanes.

Todos estos efectos como consecuencia del consumo desmedido de las fuentes de energía, principalmente derivados del petróleo, para satisfacer las necesidades de la vida moderna; este consumo de derivados de petróleo conlleva una gran cantidad de gases nocivos tanto para nuestra salud y de todo ser vivo, como para la atmósfera ya que además retienen el calor provocando el conocido efecto invernadero que según la National Geographic se define como:

“El efecto invernadero es el calentamiento que se produce cuando ciertos gases de la atmósfera de la Tierra retienen el calor. Estos gases dejan pasar la luz, pero mantienen el calor como las paredes de cristal de un invernadero.”¹

Gráfico 1.9 El efecto invernadero.



Fuente: www.cambioclimaticoglobal.com

¹ <http://www.nationalgeographic.es/medio-ambiente/calentamiento-global/calentamiento-global-definicion>.

Mientras más gases contaminantes se emiten a la atmósfera más calor se retiene en la misma. Este efecto provoca grandes variaciones de las estaciones climáticas, en la actualidad dichas estaciones no están bien definidas como lo eran hasta hace unos pocos años.

Estos gases son producidos por la actividad industrial principalmente, los gases que más contribuyen con este efecto son el Dióxido de Carbono y el Metano.

Los científicos han estudiado este efecto desde el año 1824 y en 1895 se descubrió que los humanos podemos aumentar este efecto con la producción de Dióxido de Carbono. El problema es que estos gases están aumentando rápidamente por nuestro estilo de vida consumista por lo que el clima también varía rápidamente y gran cantidad de animales no pueden adaptarse a dichos cambios tan bruscos y por lo tanto están en peligro de extinción. El hombre también se verá afectado en sus hábitos pues históricamente la mayoría de agua que consumimos proviene de los glaciares y si el ritmo de deshielo de los polos y nevados se mantiene pronto tendremos que buscar una fuente o manera diferente de obtenerla.

1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.3.1 OBJETIVO GENERAL

Realizar el diseño de un sistema de energía solar fotovoltaica para la E.P.M.T.P.Q que sirva como referencia para su posterior implementación para aumentar la confiabilidad del sistema de iluminación del taller, así como el funcionamiento del data-center.

1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar el diseño de un sistema solar fotovoltaico aislado usando como referencia la normativa española y regulaciones ecuatorianas que nos ayude a mejorar la confiabilidad del sistema para el abastecimiento de energía eléctrica del taller de la E.P.M.T.P.Q.
- Realizar el modelado estático del sistema diseñado, que este acorde con los criterios de calidad de energía y otros factores establecidos en las normas.
- Realizar un presupuesto referencial del sistema solar fotovoltaico diseñado.

1.3.3 ALCANCE

En este proyecto se realizará una introducción a las energías renovables y los diferentes tipos de sistemas solares fotovoltaicos.

Se realizará el diseño del sistema solar fotovoltaico de acuerdo con mediciones de la demanda del taller, así como mediciones de la carga de iluminación del taller y del ups del data-center, de acuerdo con la normativa española y el uso del software iHoga. Se utilizarán los datos de radiación de la Secretaría de Ambiente del Municipio que dispone de una estación meteorológica cerca de las instalaciones del taller.

También se realizará la modelación estática y sus respectivos análisis del sistema diseñado, para terminar con la elaboración de un presupuesto referencial de dicho sistema.

1.4 ESTADO DEL ARTE

1.4.1 ENERGÍAS ALTERNATIVAS.

En la actualidad muchos de los nuevos avances tecnológicos están orientados al aprovechamiento de las energías limpias, renovables o también llamadas alternativas, así como a un uso eficiente de la energía tal es así que en la actualidad existen certificaciones de eficiencia energética. En el campo de las energías alternativas desde la antigüedad se conoce el aprovechamiento de los siguientes tipos: energía solar térmica, energía eólica, energía geotérmica, energía mareomotriz, energía de la biomasa que son las más representativas o conocidas.

“Ahora que queremos sustituir los combustibles fósiles por energías renovables, es una paradoja que hasta hace apenas un siglo, el 90 por ciento de la energía consumida por la humanidad era renovable”.²

1.4.1.1 Energía solar térmica.

Este tipo de energía proviene del sol en forma de calor, se la ha aprovechado de muy buena manera en la producción agrícola en los conocidos invernaderos y en

² EVA ESTEIRE, ANA MADRID, ANTONIO MADRID, “Energías renovables, Manual Técnico”, AMV Ediciones, España 2010.

los secaderos de granos, en el sector residencial e industrial se la utiliza para sistemas de calentamiento de agua principalmente, así como para sistemas de purificación y desalinización de agua. Existe también una planta térmica en California Estados Unidos para la generación de electricidad con los llamados colectores parabólicos solares y tendrá una capacidad de 280MW con lo que evitará 250000tons de CO₂ al año. En nuestra región Chile está construyendo una central eléctrica con este tipo de energía en la región de Antofagasta y tendrá una potencia de 110MW.

Grafico 1.10 Colector parabólico solar.



Fuente: Abengoa Solar

Grafico 1.11 Sistema de calentamiento de agua tipo residencial.



Fuente: Bioenergy.España.

1.4.1.2 **Energía solar fotovoltaica**

El sol es la principal fuente de energía que llega a nuestro planeta, este tipo de energía se basa en la transformación de la energía solar en energía eléctrica a través de la radiación solar que llega directamente a los paneles fotovoltaicos los cuales están hechos de material semiconductor. Esta es una fuente de energía inagotable mientras el sol este presente tendremos energía gratis, solo con el costo de instalación del proyecto ya que no necesita ningún tipo de combustible y su costo de mantenimiento es bajo puesto que no tiene elementos móviles.

Gráfico 1.12 Panel fotovoltaico estándar de 245W.



Fuente: Panasonic.

En nuestro país según el CONELEC existen varios proyectos privados en varias provincias en fase contractual con una potencia de 200MW con una inversión de 579,5 millones de dólares.

De este tipo de energía se realizará un estudio más amplio en los siguientes capítulos.

1.4.1.3 **Energía geotérmica.**

Es la energía que proviene de tierra, tiene su base en que la temperatura de la tierra aumenta conforme la profundidad, esto se evidencia en las fuentes termales y en los géiseres. Ecuador por estar asentado en la cadena montañosa de los Andes tiene sitios muy conocidos de fuentes termales como lo son Chachimbiro, La Merced entre otras (según las empresas turísticas hay alrededor de 24 fuentes termales en el Ecuador). De estudios realizados por la ESPE se sabe que Ecuador tiene potencial geotérmico en 11 sitios entre ellos en las fuentes de Chachimbiro en

Imbabura, Tufiño en Carchi y Chalupas en Napo se calcula que la potencia instalable es de 534 megavatios (MW)³.

Gráfico 1.13 Mapa de proyectos geotérmicos en el Ecuador.



Fuente: www.explored.com.ec

1.4.1.4 Energía eólica.

Desde tiempos antiguos el hombre ha aprovechado este tipo de energía en los viajes de grandes barcos aprovechando los fuertes vientos y corrientes marinas, así como los tradicionales molinos de viento con los cuales se obtenía agua de fuentes de agua subterráneas principalmente. En la actualidad, la tendencia es la obtención de energía eléctrica aprovechando el viento para mover las aspas de los aerogeneradores. En Ecuador hay un proyecto que entró en funcionamiento en 2013 como es Villonaco y que su producción varía dependiendo el mes, así tenemos una producción mínima en el mes de enero de 3,22GWh y una producción máxima en el mes de Julio de 11,46GWh.

³ <http://www.elcomercio.com/tendencias/proyecto-chachimbiro-avanza.html>.

Gráfico 1.14 Aerogenerador Siemens modelo SWT-6.0-154.



Fuente: www.explored.com.ec

Como podemos observar en el gráfico 1.14 dependiendo de la potencia del aerogenerador estas pueden tener dimensiones impresionantes de cientos de metros. Los aerogeneradores instalados en el proyecto Villonaco son marca GoldWind modelo GW70/1500 en cuyas especificaciones consta una potencia de 1,5MW con un diámetro de las aspas de 70m.

1.4.1.5 **Energía hidroeléctrica.**

Este tipo de electricidad se obtiene aprovechando los recursos hídricos y en el caso de nuestro país específicamente los ríos de la región oriental. En Ecuador existe una gran cantidad de centrales de este tipo, desde pequeñas de menos de 1MW, pero con la necesidad actual de energía y con miras a tener una soberanía energética se han construido varios proyectos como Coca Codo Sinclair de 1500MW. En la actualidad más del 60% de la energía producida en nuestro país es de origen renovable, específicamente hidroeléctrica.

Gráfico 1.15 Casa de máquinas central Mazar.



Fuente: CELEC.

1.4.1.6 Energía de la biomasa.

“La biomasa es aquella materia orgánica de origen vegetal o animal, incluyendo los residuos o desechos orgánicos, susceptible de ser aprovechada energéticamente.”⁴

Como vemos existe un gran potencial para generar energía eléctrica y gas de esta materia prima no solo en Ecuador sino a nivel mundial. Para el caso local existe ya proyectos operando con este tipo de energía en el sector privado específicamente en el ingenio azucarero San Carlos que aprovecha los desechos de la caña de azúcar, conocido como bagazo, para la producción de electricidad, esto lo hace a través de dos turbogeneradores de 12 y 16 MW. Del total de la generación, el 53% de la energía generada es utilizada dentro de los procesos de obtención del azúcar y el 47% restante es entregada al Sistema Nacional Interconectado.

Con determinados procesos y con la biomasa como materia prima se puede obtener otro derivado como es el biogás.

⁴ GARCIA Santiago, “Centrales termoeléctricas de Biomasa”, Primera Edición, Renovetec, España, 2014.

Gráfico 1.16 Grupo turbogenerador Ingenio San Carlos.



Fuente: Ingenio San Carlos.

1.4.1.7 Energía undimotriz y mareomotriz

La energía Undimotriz se produce por la energía cinética de las olas. Por otra parte, la energía mareomotriz aprovecha la fuerza de las mareas. Si bien no son muy conocidas, en la actualidad existe un gran interés en el desarrollo de este tipo de energías, tal es así que se están estudiando varios dispositivos para un mejor aprovechamiento.

Gráfico 1.17 Dispositivo generador undimotriz Pelamis.



Fuente: www.isolari.es

Gráfico 1.18 Obtención de energía mediante un Pelamis.



Fuente: www.isolari.es

La energía mareomotriz como su nombre lo dice aprovecha el ascenso y descenso del agua de mar producido por la atracción gravitatoria entre la tierra, la luna y el sol para producir electricidad, este tipo de centrales son factibles solo en aquellos sitios costeros donde la diferencia de altura por la marea es superior a los 5m de altura.

Gráfico 1.19 Central mareomotriz de tipo barrera.



Fuente: www.energias.bienescomunes.org

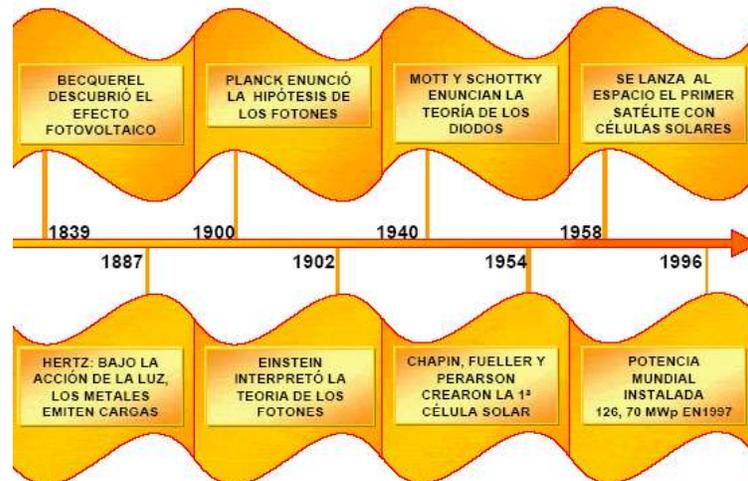
Estos dos tipos de energía se encuentran en estudio ya que en la actualidad es poco factible este tipo de instalaciones por la irregularidad tanto de las olas como de las mareas.

1.4.2 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.

El Ecuador es un país privilegiado en cuanto a este tipo de energía se refiere, puesto que está ubicado en la línea ecuatorial, en el centro del planeta y además, está atravesado por la cadena montañosa de los Andes por lo que gran parte del

territorio está aún más cerca del sol. Como se señaló anteriormente, esta es una gran ventaja que se debería aprovechar de la mejor manera con la implementación de proyectos de este tipo de energía.

Gráfico 1.20 Evolución histórica de la energía solar fotovoltaica.



Fuente: Universidad de Jaen España. (http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/01_introduccion/1_introduccion.htm)

La energía fotovoltaica se basa en el hecho de que las células fotovoltaicas que están fabricadas de materiales semiconductores principalmente silicio, a través del efecto fotovoltaico tienen la capacidad de transformar la radiación solar en energía eléctrica directamente. Luego de lo cual se transporta esta energía eléctrica por medio de cables conductores y a través de un regulador llega hasta elementos de almacenamiento de energía como las baterías o se conecta directamente a la red eléctrica convencional a través de un inversor, para finalmente llegar a la carga.

Gráfico 1.21 Elementos de un sistema fotovoltaico.



Fuente: Instituto de Investigaciones Eléctricas de México (www.iie.org.mx).

En los siguientes numerales se detallará el funcionamiento y los componentes que conforman el sistema de aprovechamiento de este tipo de energía.

1.4.2.1 La radiación solar

El sol es la principal fuente de energía en nuestro planeta, según se sabe **“La edad estimada de la estrella es de 5 mil millones de años, restándole otros 8 mil millones de años más de vida”**.⁵ Debido a que la tierra está girando alrededor del sol todo el tiempo **“La tierra recibe en el exterior de su atmósfera una potencia total de $1,73 \cdot 10^4$ kW. Bajo la perspectiva humana, la fuente energética solar puede considerarse como inagotable.”**⁶

La energía que proviene del sol la podemos sentir no solo en la luz solar visible sino también en forma de calor a través de la energía que consumen las plantas para la fotosíntesis o al viento ya que el sol es el que calienta las diferentes regiones de la tierra unas más que otras produciéndose diferencia de presión lo que forma el movimiento de grandes cantidades de aire o conocidas como viento. Con la explicación anterior se podría decir que incluso las formas de combustible fósil se

⁵ y ⁶ IBAÑEZ PLANA, ROSELL POLO, ROSELL URRUTIA, “Tecnología Solar”, Ediciones Mundi-Prensa, España, 2005.

derivan del sol puesto que las plantas almacenaron radiación solar en la fotosíntesis.

Para realizar el estudio de la radiación solar debemos empezar por definir que es **“La Radiación Solar es la energía emitida por el sol, que se propaga en todas las direcciones a través del espacio mediante ondas electromagnéticas.”**⁷ La radiación solar se emite en un amplio espectro con longitudes de onda desde el infrarrojo hasta el ultravioleta.

La radiación solar es posible estudiarla por su comportamiento como onda electromagnética, gracias a dicha característica es posible determinar la eficiencia de las células fotovoltaicas solares que en el mejor de los casos llega a 15% debido principalmente al efecto térmico al interior de la célula, lo que no permite mayores porcentajes de eficiencia.

La radiación solar es posible clasificarla como radiación solar directa y radiación solar difusa.

Gráfico 1.22 Tipos de radiación solar.



Fuente: www.explored.com.ec

1.4.2.1.1 Radiación Solar Directa.

Es aquella que incide directamente del sol sobre la superficie de un determinado cuerpo. Este tipo de radiación se la mide con el Pirheliómetro.

⁷ Sistema de información ambiental de Colombia.
<https://www.siac.gov.co/contenido/contenido.aspx?catID=660&conID=723>

Gráfico 1.23 Pirheliómetro de primera clase Kipp Zonen.



Fuente: Agencia estatal de meteorología de España.,

1.4.2.1.2 Radiación solar difusa.

Es aquella que no llega directamente desde el sol, es decir que su dirección ha sido modificada por diferentes factores (por ejemplo, las nubes).

Gráfico 1.24 Piranómetro Kipp Zonen.



Fuente: Agencia estatal de meteorología de España.

También existe la conocida radiación reflejada que en este caso se la tomaría como radiación difusa, esta radiación es aquella que se refleja en los cuerpos sobre los cuales impacta primero la radiación solar directa.

1.4.2.1.3 Radiación solar global o total

La suma de estos dos tipos de radiación se le denomina radiación global o total, es decir este tipo de radiación puede incidir sobre la superficie del cuerpo en un ángulo de 2π estereorradianes y se mide con el Piranómetro.

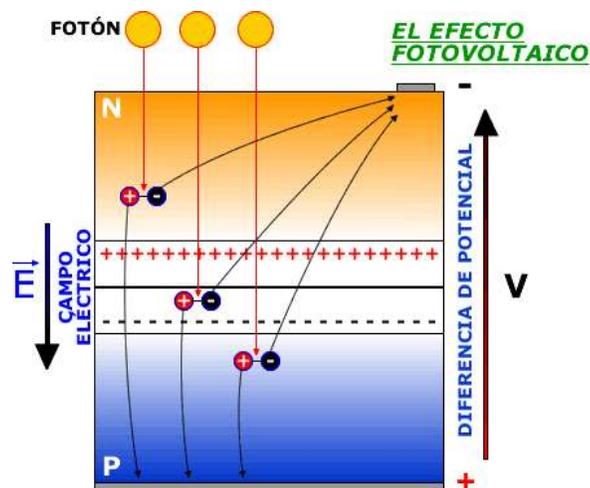
1.4.2.2 El efecto fotovoltaico.

El efecto fotovoltaico no es más que el proceso mediante el cual se convierte la radiación solar en electricidad.

A continuación, se realizará una pequeña descripción del proceso de este efecto.

Los fotones que contiene la luz solar inciden sobre la superficie del material semiconductor, estos fotones tienen diferentes niveles de energía que depende de la longitud de onda del espectro solar, solo los fotones que son absorbidos y que cuentan con la energía suficiente son capaces de entregar esta energía a los electrones del material semiconductor para que estos pueden dejar su posición normal y vencer el campo eléctrico o barrera de potencial formado por la unión p-n de dicho material semiconductor (0,2v para el Ge y 0,5v para el Si) formando así la corriente eléctrica a través del circuito externo.

Gráfico 1.25 El efecto fotovoltaico.



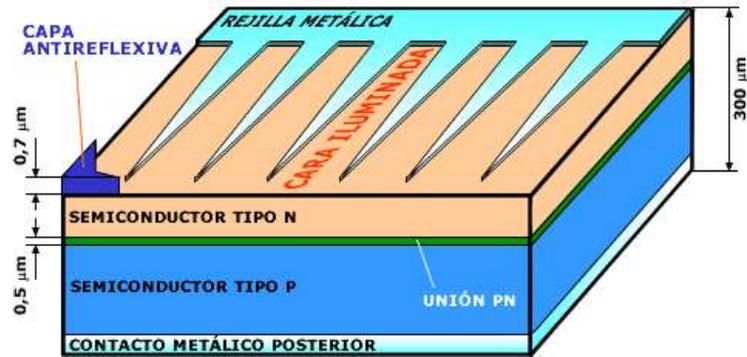
Fuente: Universidad de Jaen España.

Del proceso anterior se puede ver que la corriente eléctrica producida depende directamente de la cantidad de radiación incidente sobre el material semiconductor.

1.4.2.3 La célula fotovoltaica.

La célula fotovoltaica está fabricada de material semiconductor ya que es debido a las propiedades de los semiconductores que se lleva a cabo el efecto fotovoltaico.

Gráfico 1.26 La Célula solar fotovoltaica.



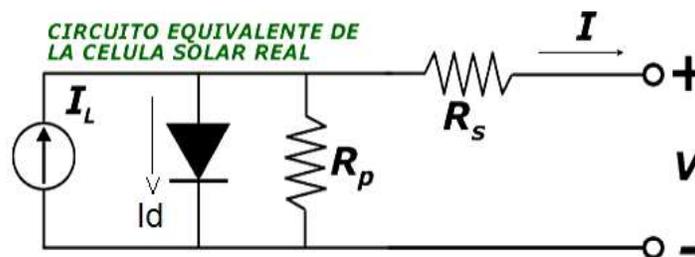
Fuente: Universidad de Jaen España

Como se puede ver en el gráfico tenemos: semiconductor tipo N y tipo P con su respectiva unión PN y una capa de recubrimiento anti-reflexiva en su cara iluminada esto con la finalidad de que la mayor cantidad de luz solar sea absorbida por el material semiconductor tipo N, también se observa que en sus caras tenemos un contacto metálico posterior, así como también una rejilla metálica que son donde se unen los terminales para su respectivo circuito externo.

1.4.2.3.1 Circuito equivalente.

La célula fotovoltaica está construida con material semiconductor con su unión PN por lo tanto podemos representarla con la ayuda de un diodo y otros elementos adicionales.

Gráfico 1.27 Circuito equivalente de la célula solar.



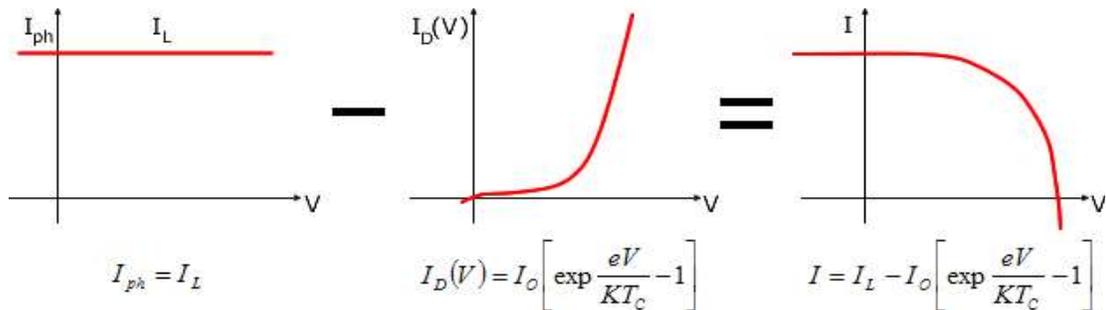
Fuente: Universidad de Jaen España.

1.4.2.3.2 Parámetros de funcionamiento.

Existen varios parámetros que influyen en el funcionamiento de la célula fotovoltaica pero los más importantes son el nivel de radiación y la temperatura de funcionamiento de la célula fotovoltaica.

Radiación: En este caso el nivel de radiación óptimo para el funcionamiento de la célula es de 800Wm^2 y su curva característica de funcionamiento típico es la que se presenta a continuación

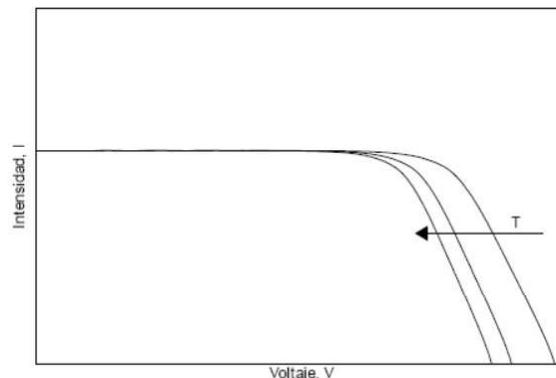
Gráfico 1.28 Curva I – V característica de la célula fotovoltaica.



Fuente: Universidad de Jaen España

Temperatura: Este es el otro parámetro que tiene gran influencia sobre el funcionamiento de la célula fotovoltaica ya que el rendimiento de la célula decrece conforme aumente la temperatura, las pérdidas de potencia por incremento de temperatura son alrededor de 4% por cada 10°C de incremento de temperatura.

Gráfico 1.29 Característica I-V del generador fotovoltaico al variar la temperatura manteniendo la irradiancia constante.



Fuente: Julio Fernández Ferichola, "Caracterización de módulos fotovoltaicos con dispositivo portátil", Universidad Carlos III de Madrid, España

1.4.2.4 Elementos de un sistema fotovoltaico.

Como se observó en el gráfico 1.21 las partes más importantes de un sistema fotovoltaico son las que se numera a continuación: Panel fotovoltaico, Regulador,

Banco de baterías, Inversor. Claro está que no siempre van a estar todos estos elementos en un sistema puesto que depende del tipo de sistema a implementarse.

1.4.2.4.1 Panel Fotovoltaico.

Un panel fotovoltaico no es más que un arreglo de varias células fotovoltaicas con sus respectivas conexiones y protecciones tanto eléctricas como físicas-mecánicas.

Este es el elemento principal de todo sistema fotovoltaico.

1.4.2.4.2 Regulador de carga.

Este elemento ayuda a controlar la sobrecarga de las baterías, en la actualidad pueden tener muchas funcionalidades como fusible, protección contra descarga profunda, establecer un nivel de voltaje adecuado. Está claro que este elemento ayuda a cuidar la vida útil de las baterías principalmente.

1.4.2.4.3 Almacenamiento o Banco de baterías.

Las baterías son indispensables si se desea diseñar un sistema autónomo o aislado de red, en este caso hay que hacer un análisis de cuantas baterías se necesitan de acuerdo a la carga y la potencia de los paneles fotovoltaicos. En la actualidad existen varios tipos de baterías las cuales tienen diferentes características dependiendo del tipo de material de que estén fabricadas.

1.4.2.4.4 Conversor DC-AC o Inversor.

Este equipo convierte el voltaje de DC a voltaje de AC, según la aplicación que necesitemos estos equipos pueden entregar el voltaje deseado a una determinada frecuencia, para nuestro caso por lo general va a ser de 60Hz. El inversor para los sistemas fotovoltaicos conectados a la red debe tener sincronismo tanto en voltaje como en frecuencia y secuencia de fases, es decir que la energía de la red y la del sistema fotovoltaico deben estar en fase. Como dato adicional es el inversor el que nos dará la curva de capacidad de todo el sistema.

1.4.2.5 Tipos de sistemas fotovoltaicos

Los sistemas fotovoltaicos se clasifican de acuerdo con la funcionalidad y tipo de operación de los mismos por lo que estos pueden ser: sistema fotovoltaico

conectado a la red eléctrica y sistemas fotovoltaicos aislados de las redes eléctricas o autónomos.

De acuerdo con la clasificación anterior se hará una breve descripción de dichos sistemas.

1.4.2.5.1 Sistemas fotovoltaicos aislados de red o autónomos.

Estos sistemas no se conectan a la red eléctrica por lo que también se los denomina autónomos, este tipo de sistema se emplea principalmente en regiones rurales o alejadas de la red eléctrica. En estos sistemas tenemos algunas variantes que dependen del tipo de carga que vayan a alimentar.

- **Sistema fotovoltaico autónomo directamente acoplado.** Como su nombre lo dice en este caso el panel o generador fotovoltaico se acopla directamente a una carga de DC, se emplea para pequeñas cargas no críticas puesto que no se tiene confiabilidad por falta de fuentes de respaldo para almacenar energía, por lo tanto tiene su funcionamiento solo durante el día (podría utilizarse para alimentar un pequeño ventilador).
- **Sistema fotovoltaico autónomo de DC con almacenamiento.** En este caso ya se incluye un sistema de almacenamiento de energía o banco de baterías lo que ayudaría para alimentar a la carga en la noche o en horas con poca luz solar (sería de utilidad para alimentar equipos de comunicación). En este caso se debe incluir un regulador de carga para las baterías.
- **Sistema fotovoltaico autónomo de AC.** Este sistema además del regulador de carga y del banco de baterías se debe incluir un convertor DC/AC o llamado también inversor, este sistema vendría a sustituir a la red eléctrica ya que se podría conectar cualquier tipo de carga incluso pequeñas aplicaciones industriales acorde con la potencia del generador o arreglo fotovoltaico.

Debido a que estos sistemas son poco confiables pues dependen del clima se suelen utilizar sistemas de respaldo como generadores Diesel, todo esto depende de la importancia de la carga a alimentar.

1.4.2.5.2 Sistemas conectados a la red.

Estos sistemas tienen siempre alimentada la carga ya sea por el sistema fotovoltaico o por la red de suministro, su manera de operación depende principalmente del clima ya que la potencia que genera el sistema fotovoltaico es variable, por lo tanto, cuando hay baja generación del sistema fotovoltaico la carga se alimenta también de la red de suministro, cuando hay alta generación del sistema fotovoltaico a más de abastecer a la carga puede entregar energía a la red de suministro.

El principal elemento es el conversor DC–AC o también llamado inversor el cual como su nombre lo dice es el encargado de transformar el voltaje DC en AC, este elemento por ser un equipo electrónico tiene un alto rendimiento, estos inversores incluyen un dispositivo sensor que sigue el punto de máxima potencia (MPPT, Maximun Power Point Tracking) por lo que fácilmente se adapta a las exigencias de la carga.

1.4.2.6 Estudios realizados a sistemas fotovoltaicos.

Los estudios realizados a sistemas fotovoltaicos son de dos tipos: estáticos y dinámicos.

1.4.2.6.1 Estudios estáticos.

Comprenden todo lo relacionado con aspectos básicos de estudios eléctricos, estos son: armado del circuito equivalente en software, flujos de carga, corto circuitos, calidad de energía. No vamos a profundizar sobre esto ya que todos estos serán realizados en los siguientes capítulos.

1.4.2.6.2 Estudios dinámicos.

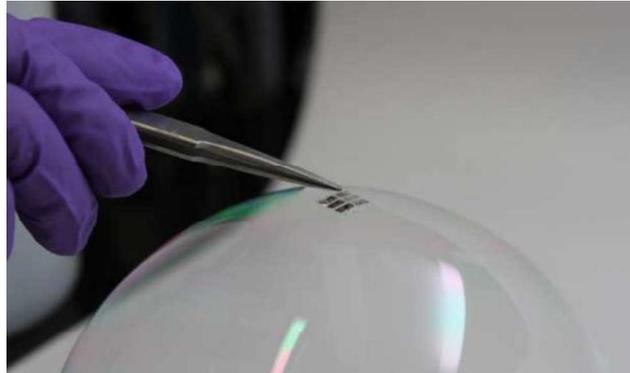
Estos son estudios más avanzados sobre el comportamiento del sistema diseñado ante perturbaciones y su respectiva respuesta, por lo general estos estudios se los realiza para sistemas fotovoltaicos de potencia mayor de 1MW.

1.4.3 ÚLTIMOS AVANCES EN TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.

En estos últimos años se han hecho grandes avances en la tecnología solar fotovoltaica, tal es así que actualmente hay paneles solares mucho más flexibles,

de película mucha más delgada y ligera, tal es el caso de una celda solar que presento el M.I.T.

Grafico 1.30 Celda solar flexible y película ligera presentada por el M.I.T.



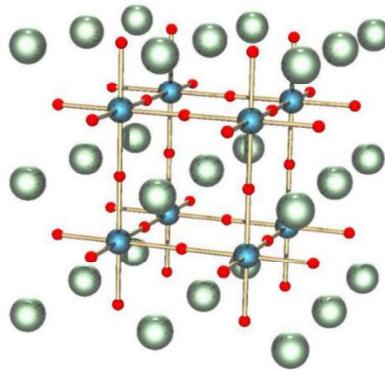
Fuente: <http://news.mit.edu/2016/ultrathin-flexible-solar-cells-0226>

Como se muestra, la celda solar se la coloca en una burbuja sin que esta se rompa, esto permitirá poder ser implementado en una gran variedad de implementos y equipos como smartphones, laptops e incluso en camisetas.

Aunque es una gran innovación también tienen sus limitaciones, en este caso tenemos, por ejemplo, que la radiación en las partes con curvatura es menor ya que los rayos solares no inciden perpendicularmente, también tenemos, que al estar colocado directamente sobre una superficie aumenta su temperatura pues no tiene ventilación adecuada, por las dos observaciones anteriores tenemos que disminuye la eficiencia del panel.

Otro avance, que se ha dado en la tecnología de los paneles solares, es en cuanto a nuevos materiales, esto se debe principalmente al afán de reducir los costos en su fabricación, puesto que sus elevados costos dificultan su masificación a nivel tanto de usuarios residenciales como comerciales. En la actualidad el principal componente que sigue en investigación es el grupo de cristales de **Perovskita**, este nombre se le ha dado a un conjunto de elementos que tienen forma cristalina ortorrómbica, y su fórmula general es $(A B O_3)$ en la que A y B son cationes de diferentes tamaños.

Grafico 1.31 Estructura de la Perovskita.



Fuente: www.oxfordpv.com

Las esferas rojas son átomos de oxígeno, las azul oscuro son los pequeños cationes del metal B, y las verdes son los cationes metálicos A más voluminosos.

En la actualidad la eficiencia de la célula fotovoltaica de Perovskita está alrededor del 20.1%⁸, valor incluso mayor a las células fotovoltaicas de otros materiales más tradicionales.

1.5 DETERMINACIÓN DE LA CARGA.

El sistema fotovoltaico que se va a diseñar es para el área de oficinas y talleres de la Empresa Publica Metropolitana de Transporte de Pasajeros de Quito (EPMTPQ) ubicada en la Av. Maldonado y Miguel Carrión (Sector El Recreo) cuyo suministro es el No. 90002048-1. Se empleará la información disponible del consumo de las planillas de facturación de la Empresa Eléctrica Quito y también con la ayuda de un analizador de carga que dispone la E.P.M.T.P.Q. con lo cual se podrá tener un valor aproximado de la potencia del generador fotovoltaico a diseñarse.

⁸ <http://www.oxfordpv.com:80/Technology>

1.5.1 DATOS DE FACTURACIÓN DE ENERGÍA SEGÚN LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO.

Según las planillas de facturación de la Empresa Eléctrica Quito el consumo de energía eléctrica en la cámara de transformación que alimenta a la parte de oficinas y taller son los que se presentan a continuación:

Tabla 1.4 Histórico consumo de energía eléctrica del suministro No. 90002048-1

Histórico consumo Suministro No. 90002048-1 correspondiente al Taller de la E.P.M.T.P.Q.					
Año	Mes	Consumo kWh (07h00-22h00)	Consumo kWh (22h00-07h00)	Total Consumo kWh	Valor Servicio Eléctrico Usd.
2016	Junio	26290	12432	38722	3165.06
	Julio	23757	11938	35695	3250.04
	Agosto	25555	13142	38697	3517.30
	Septiembre	25689	12991	38680	3521.03
	Octubre	25553	12559	38112	3509.76
	Noviembre	27871	14166	42037	3855.52
	Diciembre	24996	13398	38394	3477.66
2017	Enero	27134	14159	41293	3748.35
	Febrero	26866	14336	41202	3745.52

Fuente: Facturación E.E.Q.

1.5.2 DATOS OBTENIDOS CON EL ANALIZADOR DE CARGA AEMC 8335PowerPad.

Para obtener un valor referencial del consumo diario se realizó mediciones con el analizador de energía AEMC 8335PowerPad de propiedad de la E.P.M.T.P.Q.

La toma de datos se realizó a la salida del tablero de transferencia que se tiene en el taller ya que desde este tablero se distribuye a 5 tableros secundarios para diferentes áreas. Estos datos se los tomo en un lapso de 7 días para poder diferenciar los días laborables de los días de descanso, con estos datos se realizará una curva de demanda promedio aproximada de la carga que se tiene instalada en el taller de la E.P.M.T.P.Q.

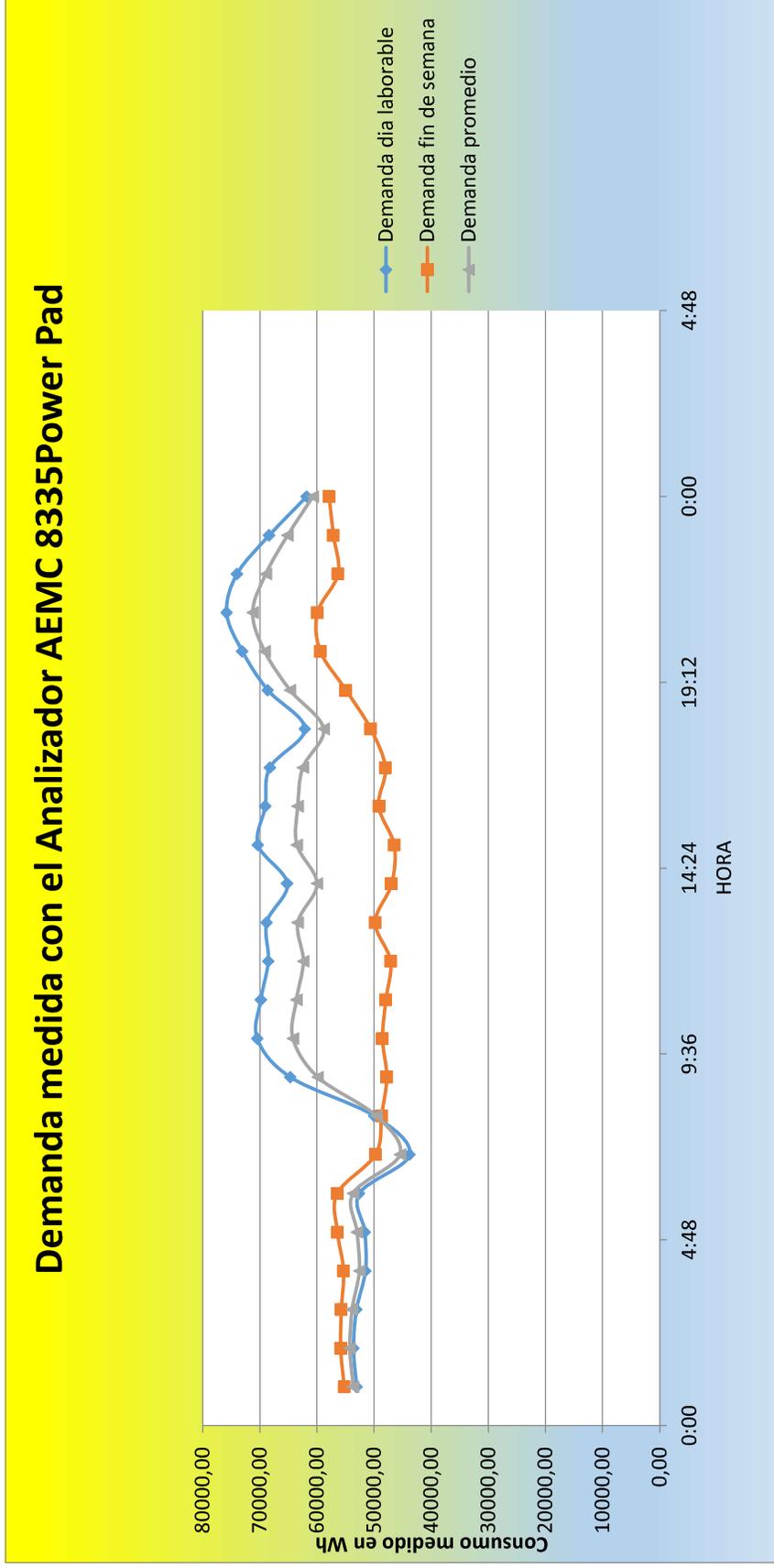
Tabla 1.6 Valores obtenidos con el analizador de carga AEMC 8335 Power Pad

Datos Medidos de Demanda con el analizador AEMC 8335 Power Pad (Wh)											
Hora	Dia 1	Dia 2	Dia 3	Dia 4	Dia 5	Dia 6	Dia 7	Promedio (Día laborable)	Promedio (Fin semana)	Promedio total	
1:00	56627,85	57181,21	42637,36	54060,49	54636,31	54575,27	55872,99	53028,64	55224,13	53655,93	
2:00	55644,87	57812,10	44765,48	54686,13	55072,33	55002,18	56693,36	53596,18	55847,77	54239,49	
3:00	55779,02	58280,96	43983,08	54684,43	52735,91	54546,22	56873,68	53092,68	55709,95	53840,47	
4:00	56589,87	58875,06	42669,73	53882,59	45413,02	54446,66	56211,90	51486,05	55329,28	52584,12	
5:00	58183,43	58574,47	42565,44	53586,35	45111,07	54930,16	57882,66	51604,15	56406,41	52976,23	
6:00	53383,52	58678,45	49459,40	53886,60	47531,21	55206,59	57669,74	52587,84	56438,17	53687,93	
7:00	44545,14	48655,03	32873,33	44867,47	47930,32	50156,98	49303,60	43774,26	49730,29	45475,98	
8:00	48780,62	54300,26	42277,83	48747,43	55666,26	48497,77	48860,14	49954,48	48678,96	49590,04	
9:00	63015,58	66430,68	57167,54	65801,74	71007,51	48453,34	47111,68	64684,61	47782,51	59855,44	
10:00	66202,56	79278,65	66794,45	70396,21	69570,88	45303,19	51717,74	70448,55	48510,47	64180,53	
11:00	67637,18	74901,46	68311,99	69475,07	68797,94	47291,92	48585,48	69824,73	47938,70	63571,58	
12:00	67001,40	73583,30	66638,90	69586,79	65675,72	47861,67	46317,02	68497,22	47089,35	62380,69	
13:00	65109,87	69986,26	68307,30	70674,26	69803,35	51854,79	47723,95	68776,21	49789,37	63351,40	
14:00	59721,08	65686,19	66728,49	66172,79	67655,43	45889,55	47955,48	65192,80	46922,52	59972,72	
15:00	69013,80	69269,91	68237,24	73676,38	71435,20	46271,04	46662,99	70326,51	46467,01	63509,51	
16:00	65235,36	67111,99	67901,91	72324,62	72597,17	52667,75	45674,50	69034,21	49171,13	63359,04	
17:00	67862,32	67826,18	65979,92	71074,34	68426,94	53651,79	42384,36	68233,94	48018,07	62457,98	
18:00	63898,21	57198,29	62987,33	63249,70	63249,70	52239,45	48950,98	62116,65	50595,22	58824,81	
19:00	66865,21	67666,43	66315,81	71090,54	71090,54	55293,87	54543,62	68605,71	54918,75	64695,15	
20:00	72903,19	73077,26	71905,22	73683,85	73683,85	60027,37	58750,63	73050,67	59389,00	69147,34	
21:00	76735,17	72035,51	71926,26	79146,52	79146,52	60505,54	59328,81	75798,00	59917,18	71260,62	
22:00	75324,87	71940,26	70950,90	75845,06	75845,06	57156,70	55432,88	73981,23	56294,79	68927,96	
23:00	69953,60	63395,45	65052,00	71656,63	71656,63	55890,65	58341,54	68342,86	57116,10	65135,21	
0:00	53554,34	61622,19	58732,53	67514,44	67514,44	55610,42	60110,72	61787,59	57860,57	60665,58	
Total Wh/Día	1499568,06	1553367,55	1405169,44	1549770,43	1531253,31	1263330,87	1258960,45	1507825,76	1261145,66	1437345,73	

Fuente: Propia.

En la tabla anterior los días 1 a 5 corresponden a días laborables y los días 6 y 7 a fin de semana, según estas medidas realizadas se observa que los fines de semana presentan una reducción del 16,36% en el consumo de energía con respecto a los días laborables (Lunes a Viernes). Con lo que se puede obtener la energía promedio diaria del taller de la E.P.M.T.P.Q es de 1,437 MWh/día.

Grafico 1.32 Demanda promedio diaria del taller de la E.P.M.T.P.Q.



Fuente: Propia

1.5.3 DETERMINACIÓN DE LA CARGA Y DEMANDA DE DISEÑO PARA EL SISTEMA.

Se puede ver que la carga total del taller tiene un consumo alto; para poder abastecer con un sistema fotovoltaico la E.P.M.T.P.Q debería tener un área muy amplia para colocar todos los elementos del sistema de energía fotovoltaica, principalmente los paneles fotovoltaicos, algo que no lo tiene, por lo que se determinó realizar el sistema fotovoltaico para la carga que representa la iluminación de la nave del taller de acuerdo con los horarios de turnos de trabajo de las diferentes áreas de la Gerencia de Mantenimiento, obteniendo la información que se presenta a continuación en la siguiente tabla.

Tabla 1.7 Potencia instalada teórica de Iluminación.

Iluminacion Taller (Lunes-Viernes)			
	Techo (2x32W)	Fosas(2x40W)	Fosas(2x32W)
No. Lámparas	176	60	80
Potencia consumo balastos(W)*	72	78	72
Potencia Instalada (W)	12672W(220V)	4680	5760
Total potencia instalada teórica (W)	21948,5W(120V)+23112W(120V) = 32388,5W		
*Fabricante : Inelba (Advantage balastos 2x32W y 2x40W respectivamente)			

Fuente: Propia.

Como se observa en la tabla anterior según los datos del fabricante deberíamos tener una potencia instalada teórica de 32388,5W pero en realidad debido a pérdidas tanto en los balastos como en el cableado por caída de voltaje se realizó mediciones de la corriente que entrega a la salida de los diferentes tableros eléctricos obteniendo un total de 81,3A para el techo que como se dijo anteriormente funciona a 220V, y 69,1A para las fosas que funcionan a 120V, lo que nos da potencias de 30,97kW/110V para el techo y 8,3kW/120V para las fosas, dando un total de 39,27kW/120V de potencia instalada real de iluminación del taller. Como se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 1.8 Carga de iluminación Real.

Corriente medida Iluminacion	
	Corriente (A)
Techo (220v)	15,6
	14,1
	12,9
	10,2
	10
	9,3
	9,2
Total techo	81,3
Potencia Techo W(/210V)	17886
Fosa1	12,6
Fosa2A	12,5
Fosa2B	12,5
Fosa4A	8
Fosa4B	7,8
Fosa5A	7,8
Fosa5B	7,9
Total Fosas	69,1
Potencia Fosas W(/120V)	8292
Total Potencia W(/120V)	39271,46074

Fuente : Propia (Mediciones en el taller)

Como es de conocimiento las empresas públicas de servicios no pueden paralizarse, es decir operan los 365 días del año por lo que en este caso también existen jornadas de trabajo de fin de semana, por lo tanto, este consumo es para todos los 7 días de la semana.

A esta carga por iluminación debemos sumarle la carga crítica que está dada por el data-center del sistema de video cámaras, telefonía IP y servidores del sistema que funciona en dicho lugar y que da servicio a todas las terminales, estaciones y paradas de los corredores de transporte a cargo de la E.P.M.T.P.Q ; cabe recalcar que estos equipos están alimentados por un UPS cuya carga constante es de 3,5kW las 24 horas del día todo el año, por lo que le sumaremos a la carga de iluminación obteniendo así nuestra carga para diseño del sistema solar fotovoltaico. La demanda fue determinada por el área eléctrica de la empresa en base a un estudio de campo y fue la siguiente:

De 06:00 am a 07:00 am funciona media hora solo iluminación del techo, es decir, 15,45kW/h.

De 07:00 am a 09:00 am funciona fosas y techo, es decir, 39,27kW/h.

De 09:00 am a 10:00 am funciona media hora techo y fosas, es decir, 19,64kW/h.

De 10:00 am a 13:00 pm funciona fosas, es decir, 8,29kW/h.

De 13:00 pm a 14:00 pm funciona media hora de fosas, es decir, 4,14kW/h.

De 14:00 pm a 16:00 pm funciona fosas, es decir, 8,29W/h.

De 16:00 pm a 19:00 pm funciona fosas y techo, es decir 39,27kW/h.

De 19:00 pm a 20:00 pm funciona media hora fosas y techo, es decir, 19,63kW/h.

De 20:00 pm a 23:00 pm funciona fosas y techo, es decir 39,27kW/h.

De 23:00 pm a 24:00 pm funciona techo y media hora fosas, es decir, 35,13kW/h.

Esto sumado a la carga de 3,5kW las 24 horas tenemos la siguiente tabla.

Tabla 1.9 Carga horaria de diseño del sistema solar fotovoltaico.

Hora	Carga (W)
1:00	3,5
2:00	3,5
3:00	3,5
4:00	3,5
5:00	3,5
6:00	3,5
7:00	18,95
8:00	42,77
9:00	42,77
10:00	23,14
11:00	11,79
12:00	11,79
13:00	11,79
14:00	7,64
15:00	11,79
16:00	11,79
17:00	42,77
18:00	42,77
19:00	42,77
20:00	23,13
21:00	42,77
22:00	42,77
23:00	42,77
0:00	38,63
Total (kWh/día)	533,6

Fuente: Departamento de eléctrica E.P.M.T.PQ.

Gráfico 1.34 Carga horaria de diseño del sistema solar fotovoltaico.



Fuente: Departamento de eléctrica E.P.M.T.P.Q.

Este será entonces el valor de carga de diseño del sistema 533,6kWh/día que se ocupará para los cálculos respectivos.

1.6 RADIACIÓN EN EL LUGAR DE IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.

Para esto nos ayudamos con los datos de radiación solar promedio diaria para la ubicación exacta del taller, según la NASA los valores promedio de radiación son los que se presentan en el siguiente gráfico.

Gráfico 1.35 Datos de radiación diaria solar sobre superficie horizontal para los datos de ubicación del taller.



NASA Surface meteorology and Solar Energy: [REIScreen Data](#)

Latitude **-0.15** / Longitude **-78.31** was chosen.

Climate data location

	Unit
Latitude	°N
Longitude	°E
Elevation	m
Heating design temperature	°C
Cooling design temperature	°C
Earth temperature amplitude	°C
Frost days at site	day

-0.15
-78.31
1686
12.61
23.09
10.87
0

Month	Air temperature °C	Relative humidity %	Daily solar radiation - horizontal kWh/m ² /d	Atmospheric pressure kPa	Wind speed m/s	Earth temperature °C	Heating degree-days °C-d	Cooling degree-days °C-d
January	17.5	80.2%	4.14	83.3	1.7	19.2	21	232
February	17.6	80.3%	4.35	83.3	1.5	19.2	16	217
March	18.0	78.7%	4.55	83.3	1.4	19.8	10	250
April	17.9	76.6%	4.33	83.3	1.5	19.8	12	239
May	17.8	70.9%	4.12	83.4	1.7	19.8	14	243
June	17.3	66.8%	4.02	83.5	2.1	19.2	26	218
July	17.5	57.8%	4.27	83.5	2.3	19.9	24	233
August	18.6	51.4%	4.46	83.5	2.3	21.8	8	264
September	19.3	53.8%	4.27	83.4	2.1	22.9	4	276
October	19.3	60.3%	4.24	83.3	1.9	23.1	4	288
November	18.3	71.2%	4.30	83.3	1.9	21.3	10	251
December	17.6	79.8%	3.98	83.3	1.8	19.6	17	237
Annual	18.0	69.0%	4.25	83.4	1.9	20.5	166	2948
Measured at (m)					10.0	0.0		

Fuente: Página web NASA [https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/retscreen.cgi?email=rdufo%40unizar.es&step=1&lat=-](https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/retscreen.cgi?email=rdufo%40unizar.es&step=1&lat=-0.15&lon=-78.00&submit=Submit)

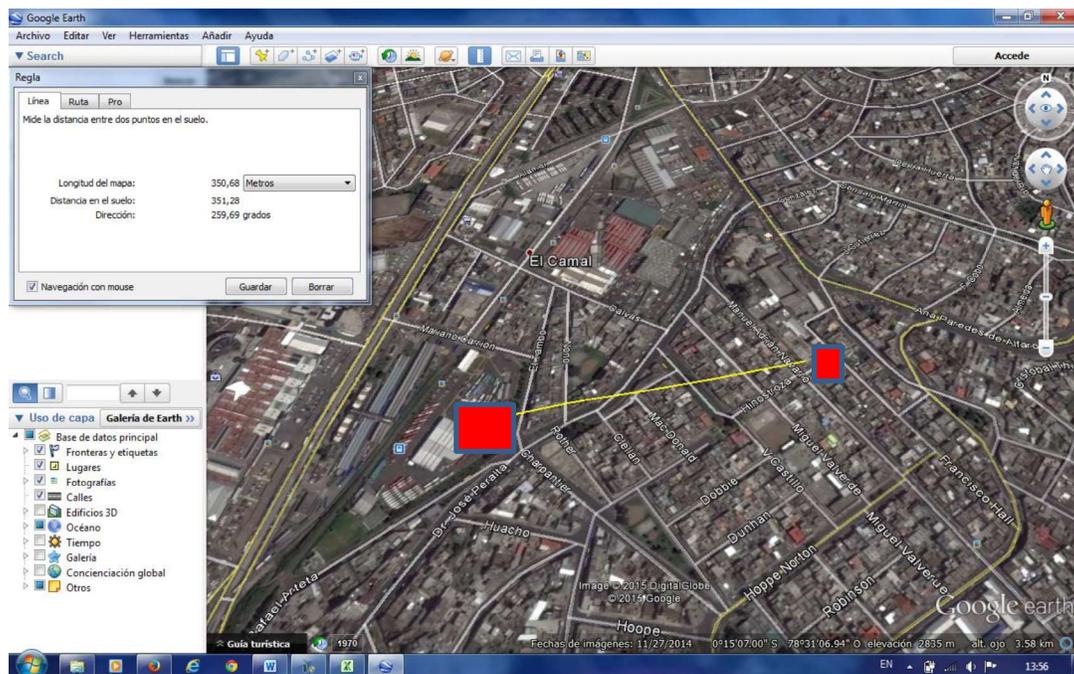
[0.15&lon=-78.00&submit=Submit](#)

Como se puede observar en dicha página de la NASA se tiene un promedio al año de $4,25\text{kWh/m}^2/\text{día}$.

Estos valores se los puede utilizar como referencia para la realización de determinados proyectos y cuando no exista una toma de medidas de radiación en el sitio.

Para la realización de este proyecto se tomará las mediciones de la Estación meteorológica El Camal de la Secretaria de Ambiente del Municipio del D.M de Quito que se encuentra ubicada en la terraza del Hospital Patronato Municipal San José Sur en las calles Adrián Navarro 1660 e Hinostraza, a una altura de 2840m.s.n.m , y a una distancia de 350m aproximadamente del Taller de la E.P.M.T.P.Q como se observa en el gráfico obtenido con la ayuda de Google Earth.

Gráfico 1.36 Distancia desde estación meteorológica El Camal hasta el taller de la E.P.M.T.P.Q ubicada en El Recreo.



Fuente: Google Earth

Los datos de medición de la radiación solar se los ha procesado desde el mes de Junio de 2009 hasta Septiembre de 2016 con lo cual se tiene un histórico lo suficientemente confiable para poder utilizar estos valores obtenidos.

Tabla 1.10 Promedio de radiación solar tabulada por años.

Año	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Promedio
Hora									
1:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6:00	0	0	0	0	0	0	0	0,6	0,08
7:00	27,26	21,35	22,21	21,55	20,83	21,11	21,63	34,37	23,79
8:00	194,18	163,65	172,91	178,77	171,85	176,73	190,08	213,28	182,68
9:00	415,71	364,09	379,34	399,37	391,26	386,96	409,89	422,91	396,19
10:00	608,93	551,70	583,51	598,80	591,49	595,15	625,00	622,74	597,16
11:00	713,87	661,66	716,80	727,13	716,15	733,71	763,18	739,09	721,45
12:00	700,06	676,07	738,54	737,49	760,04	735,33	776,87	741,90	733,29
13:00	609,27	571,06	649,09	650,04	666,38	666,79	712,29	635,95	645,11
14:00	509,75	469,96	550,29	560,05	569,76	571,10	612,94	549,37	549,15
15:00	394,45	366,71	423,52	430,90	462,61	454,27	474,61	443,11	431,27
16:00	252,92	238,52	297,72	301,66	328,31	329,45	322,66	305,07	297,04
17:00	140,13	132,09	160,09	167,91	186,33	193,30	185,32	161,69	165,86
18:00	43,20	37,86	47,41	52,20	54,53	62,83	63,43	48,35	51,23
19:00	0,45	0,66	0,81	1,12	0,73	1,18	1,80	0,70	0,93
20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Wh/m2/día	4610,20	4255,37	4742,24	4826,99	4920,27	4927,88	5159,70	4919,19	4795,23

Fuente: Datos Estación Meteorológica El Camal de la Secretaria de Ambiente del Municipio del D.M de Quito.

Estos valores tabulados se los puede utilizar como referencia para los cálculos siguientes necesarios para el diseño del sistema solar fotovoltaico, también se puede observar que en los últimos años se ha tenido un incremento en la radiación solar expresada en kWh/m²/día.

Para el diseño se necesita tener valores de radiación solar por mes, para esto se procesó los datos del periodo mencionado por mes y se presenta a continuación en la siguiente tabla:

Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Promedio
1:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6:00	0	0,83	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0	0,07
7:00	12,22	24,62	19,58	18,88	21,58	17,45	14,48	38,65	34,47	46,66	43,19	22,13	26,16
8:00	147,82	150,85	128,67	162,23	158,40	157,69	164,24	189,87	253,20	243,68	227,02	182,27	180,50
9:00	362,26	330,51	334,74	363,48	353,65	355,89	367,60	423,88	490,47	473,09	465,36	400,35	393,44
10:00	563,76	548,38	543,58	555,53	540,11	530,56	562,57	637,31	694,25	679,47	673,79	612,16	595,12
11:00	715,19	667,29	690,13	673,33	657,00	655,75	693,12	767,24	801,32	788,86	789,69	751,79	720,89
12:00	768,25	695,87	724,72	683,74	691,79	697,97	736,77	751,61	783,94	775,62	750,80	753,11	734,52
13:00	684,58	582,10	642,04	604,27	612,12	647,25	708,60	674,43	703,91	644,91	603,43	641,21	645,74
14:00	604,78	500,23	524,43	470,79	493,34	555,17	609,22	595,58	611,97	523,46	548,00	555,86	549,40
15:00	488,27	400,36	425,20	349,92	383,42	429,57	480,39	470,81	462,31	414,65	438,24	436,49	431,64
16:00	365,53	293,57	317,81	239,07	257,49	295,58	331,41	334,14	303,73	259,85	282,80	300,58	298,46
17:00	202,39	179,16	185,42	145,16	137,71	170,31	194,11	190,52	164,58	137,30	136,39	159,39	166,87
18:00	68,38	67,26	67,67	42,88	36,02	55,47	63,67	64,35	48,46	27,46	30,23	45,95	51,48
19:00	2,49	2,92	2,12	0,53	0,40	0,69	1,11	0,90	0,20	0,02	0,02	0,37	0,98
20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Wh/m2/dia	4985,93	4443,94	4606,11	4309,81	4343,03	4569,35	4927,30	5139,30	5352,82	5015,02	4988,96	4861,68	4795,27

Tabla1.11 Promedio de radiación solar tabulada por meses desde Junio de 2008 hasta Septiembre de 2015.

Fuente: Datos Estación Meteorológica El Camal de la Secretaria de Ambiente del Municipio del D.M de Quito.

La tabla anterior ayuda para determinar el promedio anual de radiación que se debe tomar en cuenta para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico con un promedio de $4795,27\text{Wh/m}^2/\text{día}$.

2 FASE DISEÑO.

Una vez que se ha obtenido la demanda y la carga de iluminación del taller vamos a realizar el diseño mismo del sistema fotovoltaico para lo cual iniciaremos con la ubicación del taller de la E.P.M.T.P.Q

2.1 UBICACIÓN DEL TALLER.

El taller está ubicado en el sector del Recreo al sur de la ciudad (a una altura de 2828 m.s.n.m), cuya dirección es Miguel Carrión y Av. Maldonado, con ayuda del GPS es la siguiente:

Punto Nor Oriente: $0^{\circ}15'07.20''S$ $78^{\circ}31'11.23''O$

Punto Nor Occidente: $0^{\circ}15'05.07''S$ $78^{\circ}31'16.78''O$

Punto Oriente: $0^{\circ}15'10.77''S$ $78^{\circ}31'11.59''O$

Punto Sur Occidente: $0^{\circ}15'14.75''S$ $78^{\circ}31'19.29''O$

Punto Sur Oriente: $0^{\circ}15'15.21''S$ $78^{\circ}31'18.10''O$

Con la ayuda de Google Earth veremos de mejor manera dichos puntos.

Gráfico 2.1 Ubicación del taller y estación EL Recreo de la E.P.M.T.P.



Fuente: Google Earth

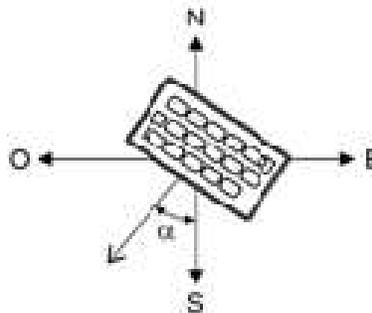
2.2 ÁNGULO DE AZIMUT E INCLINACIÓN DE LOS PANALES.

2.2.1 ÁNGULO DE AZIMUT (α).

La definición dice lo siguiente “**Ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar**”⁹.

Para sistemas solares de acuerdo con la norma este ángulo es de 180° para módulos orientados al norte en países del hemisferio sur y 0° para módulos orientados al sur.

Gráfico 2.2 Ángulo de azimut.



Fuente: IDAE Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica. PCT – C – REV Julio 2011, Madrid, España.

2.2.2 ÁNGULO DE INCLINACIÓN (β).

Por estar en la línea ecuatorial los rayos solares caen perpendicularmente sobre casi todo el país, en nuestro caso el taller tiene su ubicación en:

Latitud: $0^\circ 15' 10''$ S

Longitud: $78^\circ 31' 11''$ O

Se debe entender por ángulo de inclinación al que se forma entre la superficie del módulo fotovoltaico y la superficie del plano horizontal.

⁹ IDAE, Instalaciones de energía solar fotovoltaica. PCT-C-REV Julio 2011, Madrid, España.

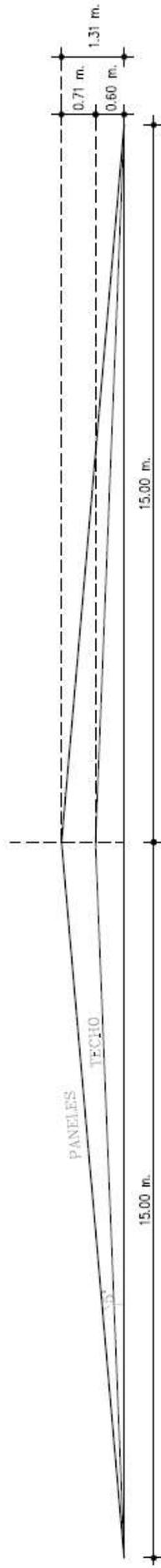
Lo más óptimo sería que los paneles se ubiquen horizontalmente es decir con un ángulo de inclinación de 0° pero esto no es factible por aspectos como la lluvia y polvo, es decir por aspectos de mantenimiento de los paneles, por lo que la norma establece que la inclinación de los paneles fotovoltaicos depende de la latitud a la que se encuentra el sitio más un recomendado de 10° .

$$\beta_{\text{óptimo}} = \phi + 10^\circ$$

donde ϕ = Latitud del lugar

por lo que para nuestro caso sería un $\beta_{\text{óptimo}} = 9^\circ 44' 50''$ de inclinación, pero debido a la inclinación existente del techo, se optará por tomar una inclinación de 5° con lo cual nuestra estructura soporte de los paneles en su punto más alto debería tener una altura de 1,31m (es decir adicional sobre el techo debería tener una altura de 0,71m en su punto más alto), esto se lo puede ver en el Gráfico 2.3 . Este ángulo se lo adoptó debido a estudios que indican que el ángulo óptimo de inclinación para obtener el máximo de radiación esta entre los 2° a 5° , también debido a aspectos estructurales de la infraestructura existente en dicho taller, como son el peso y resistencia de la estructura adicional de soporte de los paneles fotovoltaicos que debemos colocar sobre el techo.

Grafico 2.3 Estructura techo.



Fuente: Propia.

2.3 DETERMINACIÓN DE LA RADIACIÓN SOBRE LOS PANELES CON EL ÁNGULO DE INCLINACIÓN.

Con estos valores de ángulos de Azimut e inclinación es posible determinar el valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/m²/día.

Es importante tomar en cuenta que el valor de radiación sobre superficie horizontal es diferente del valor de radiación sobre superficie inclinada, para determinar esta radiación sobre superficie inclinada nos ayudamos en la norma española “Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red”¹⁰ que nos da la fórmula siguiente:

$$G_{dm}(\alpha, \beta) = G_{dm}(0) * K * FI * FS$$

Donde:

$G_{dm}(\alpha, \beta)$ = Valor medio anual de la irradiación diaria sobre el plano de generador orientado de forma óptima (α, β) en kWh/m²/día.

$G_{dm}(0)$ = Valor medio anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal en kWh/m²/día.

FI = Factor de irradiación.

FS = Factor de sombreado.

k = constante

de los datos anteriores es necesario obtener el factor de irradiación el cual se lo puede obtener con la fórmula siguiente que establece la norma española

$$FI = 1 - \left[1.2 * 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2 \right] \quad \text{para } \beta \leq 15^\circ$$

Para realizar el cálculo vamos a ocupar los siguientes datos

¹⁰ En adelante cuando se haga referencia a la norma española se referirá a la norma antes indicada.

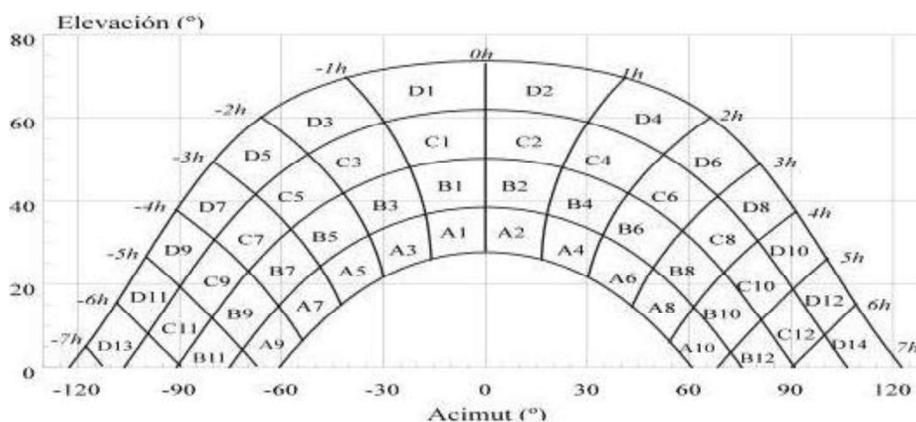
Tabla 2.1 Datos para cálculo de FI.

Parámetro	Valor
Ángulo de inclinación (β)	5°
Latitud del lugar (ϕ)	0° 15' 10" S

Fuente: Propia

con lo cual se obtiene un valor de FI = 0.997. Este valor y otros presentados en la tabla siguiente los utilizamos para determinar la radiación sobre los paneles inclinados.

Para el factor de sombras se toma en cuenta el procedimiento establecido en la norma, el cual establece el uso del diagrama de trayectoria solar y elevación de los obstáculos que causan sombra a nuestro proyecto.

Gráfico 2.4 Diagrama de trayectoria solar.

Fuente: PCT Instalaciones conectadas a red.

Sin embargo, en este proyecto no hay ningún tipo de edificaciones que puedan hacer sombra a nuestra instalación, por lo tanto el factor de sombreado es ≈ 1 .

A continuación se presenta la tabla que según la norma da los siguientes valores:

Tabla 2.2 Valores de inclinación óptima del generador y K.

Período de diseño	$\beta_{\text{ópt}}$	K
Diciembre	$\Phi + 10$	1,7

Julio	Φ -20	1
Anual	Φ -10	1,15

Fuente: PCT Instalaciones Aisladas de red.

Tabla 2.2 Datos para cálculo de $G_{dm}(\alpha, \beta)$

Parámetro	Valor
Factor de Irradiación (FI)	0.997
Factor de Sombra (FS)	1
Constante K	1.15
$G_{dm}(0)$ en kWh/m ² /día (Sec.Ambiente Municipio)	4.795

Fuente: Propia.

Donde los valores de las constantes se obtienen así : FI calculado, FS (explicado anteriormente),K (tabla según norma), $G_{dm}(0)$ Sec. Ambiente Municipio.

Al realizar los cálculos correspondientes con los datos de la tabla anterior se obtiene que

$$G_{dm}(\alpha, \beta) = 5,498 \text{ kWh/m}^2/\text{día.}$$

2.4 POTENCIA DEL GENERADOR EN BASE AL RENDIMIENTO ENERGÉTICO.

Ahora vamos a calcular la potencia del generador con el rendimiento energético obtenido anteriormente, según la norma española

$$PR = \frac{E_D * G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) P_{mp}}$$

en la ecuación anterior tenemos los siguientes parámetros:

E_D = Consumo de energía en kWh/día

G_{CEM} = 1 kWh/m²/día

$G_{dm}(\alpha, \beta)$ = Irradiación sobre paneles inclinados.

P_{mp} = Potencia del generador

PR = Rendimiento energético.

Ya que el rendimiento energético depende del tipo de sistema es necesario hacer el cálculo tanto para sistema aislado como para sistema conectado a red.

Según la norma española los valores típicos son:

PR = 0,7 para sistemas con inversor, y

PR = 0,6 para sistemas con inversor y baterías.

Entonces se tomara el valor de 0,6.

2.4.1 CASO 1. POTENCIA DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO SISTEMA AISLADO DE RED.

El sistema fotovoltaico tiene diferentes componentes dependiendo del tipo de sistema, a continuación, vamos a elegir dichos componentes.

2.4.1.1 Paneles fotovoltaicos.

Con el valor de la radiación sobre los paneles con inclinación se puede determinar el número de paneles necesarios, así como el respectivo arreglo serie-paralelo del mismo.

No existe un método a seguir para la elección del panel fotovoltaico por lo tanto se puede realizar una elección de acuerdo con determinados criterios como: costo, peso, potencia del parque y panel, por lo tanto, se presenta varias opciones de paneles de diferentes potencias.

De los datos de fabricantes se observa que los monocristalinos tienen una mayor eficiencia lo que los hace ideales para instalaciones fijas sin seguidor solar; en cambio los policristalinos tienen un costo más bajo, como deficiencia de estos se tiene que su rendimiento es ligeramente menor que los monocristalinos, por lo que se realizara el siguiente análisis con paneles policristalinos.

Tabla 2.3 Diferentes relaciones para elección del tipo de panel.

Potencia (W)	Peso (kg)	Dimensiones		Costo (\$)	Relación Costo/Potencia (\$/W)	Relación Peso/Área (kg/m ²)	Relación Potencia/Área (W/m ²)
		Largo (m)	Ancho (m)				
Policristalinos							
140	14	1,482	0,676	160	1,14	13,974	139,744
150	12	1,482	0,676	180	1,6	11,978	149,726
190	13,5	1,58	0,808	300	1,579	10,575	148,828
230	19,1	1,64	0,992	280	1,21	11,74	141,375
250	19,1	1,64	0,992	300	1,2	11,74	152,67
300	22,5	1,956	0,992	330	1,1	11,596	154,611

Fuente: Propia.

De la tabla anterior se determinó que la mejor opción es el panel de 300W ya que este presenta un índice menor a los otros paneles en cuanto a Costo/Potencia, un índice semejante en la relación Peso/Área (importante para el menor costo en reforzamiento de la estructura del techo en donde se colocaran los paneles) y además tiene un mayor índice Potencia/Área que es algo en lo que también debemos fijarnos en sitios con espacio reducido.

Tabla 2.4 Características panel 300W.

Panel solar fotovoltaico Simax SP672-300		
Tecnología Célula	Policristalino	
No. de células	72(6x12)	
Características Estructura.		
Dimensiones(LxAxh)m	1956x992x40	
Peso(kg)	22,5	
Características Eléctricas	STC	NOCT
Potencia pico (W)	300	226
Tensión circuito abierto(V)	45	45,8
Tensión punto máxima potencia(V)	36,3	38
Corriente cortocircuito(A)	8,93	6,25
Corriente punto máxima potencia(A)	8,26	5,95

Fuente: Datasheet SIMAX SP672-300.

Con este panel ya se puede determinar el número de paneles necesarios, así como el respectivo arreglo serie-paralelo del mismo.

Para un sistema aislado de Red, a los datos anteriores, además de los que ya se calcularon hay que añadir el valor de PR= 0,6 para sistemas con inversor y batería según la norma PCT, con lo cual se obtiene:

$$P_{mp,min} = \frac{E_D * G_{CEM}}{G_{dm(\alpha,\beta)} * PR} = \frac{\frac{533,6kWh}{día} * \frac{1kW}{m^2}}{\frac{5,49kWh}{m^2 * día} * 0.6}$$

$$P_{mp,min} = 161,75kW$$

Según la norma la potencia nominal del generador fotovoltaico no puede exceder en más del 20% de la $P_{mp,min}$

Con el panel que entrega una potencia de 300W considerando una radiación promedio de $1000W/m^2$, pero como la radiación promedio medida para el mes de Abril que es el de menor radiación es de $4309Wh/m^2/día$ podemos decir que la energía mínima promedio diaria que proporciona cada panel sería:

Con condiciones STC es decir para radiación $1000W/m^2$, $25^\circ C$ y viento de $0m/s$.

$$P_{PR} = \frac{300W \times 4,309kWh/m^2/día}{1kW/m^2} = 1292,7Wh/día$$

Con condiciones NOCT es decir para radiación $800W/m^2$, $20^\circ C$ y viento de $1m/s$, según el fabricante tenemos que el panel fotovoltaico entrega una potencia de 226W

$$P_{PR} = \frac{226W \times 4,309kWh/m^2/día}{1kW/m^2} = 973,8Wh/día$$

Con el valor obtenido anteriormente de demanda y el valor que entregaría cada panel se puede obtener el número de paneles necesarios para satisfacer dicha demanda, el cálculo es el siguiente:

$$\# \text{ Paneles} = \frac{E_D}{P_{PR}}$$

$$\# \text{Paneles} = \frac{533,6 \text{ kWh} / \text{día}}{973,8 \text{ Wh} / \text{día}}$$

$$\# \text{Paneles} = 547,9$$

Entonces por aproximación y simetría se colocara un total de 560 paneles de 300W, con lo cual no se excede en el valor máximo de potencia del campo fotovoltaico

Para definir el arreglo fotovoltaico necesitamos el número de paneles en serie y paralelo, para esto debemos tener los datos del inversor que se va a utilizar.

Tabla 2.5 Datos inversor

Solectria PVI 75 kVA		
Voltaje output AC		208,240,480,600 VAC (3,4 wire optional)
Continuos output power		75kW
Peak Efficiency		97,3%
Continuos output current	208VAC	208A.
	240VAC	180A.
	480VAC	90A.
	600VAC	72A.
Maximun Operating Input Current		264A.
Absolute Maximun Input Voltaje		600VDC
Maximun Power Input Voltaje Range (MPPT)		300-500VDC
MPPT Input Voltaje Range – Low Voltaje Range		285-500VDC
Power Factor		Adjustable -0,9 to 0,9 factory set at 1.

Total Harmonic Distortion	<3%
Ambient Temperature Range (Full Power)	-40°C to 55°C
Weigth	851kg

Fuente: Fabricante.

$$\#Paneles_{serie\ minimo} = \frac{V_{inversor\ minimo}}{V_{panel}}$$

$$\#Paneles_{serie\ minimo} = \frac{208V}{24V}$$

$$\#Paneles_{serie\ minimo} = 8,6 \approx 9$$

$$\#Paneles_{serie\ maximo} = \frac{V_{inversor\ maximo}}{V_{panel}}$$

$$\#Paneles_{serie\ maximo} = \frac{600V}{24V}$$

$$\#Paneles_{serie\ maximo} = 25$$

Entonces nuestro arreglo fotovoltaico tendrá entre 9 y 25 paneles en serie.

Ahora calculando el número de paneles en paralelo el mismo que se determina con la siguiente formula:

$$\#Paneles_{paralelo,min} = \frac{I_{inversor}}{I_{panel\ SCT}}$$

$$\#Paneles_{paralelo,min} = \frac{72A}{8,93A}$$

$$\#Paneles_{paralelo,min} = 8,06 \approx 8$$

Con estos cálculos anteriores se puede determinar el arreglo fotovoltaico adecuado. Para este caso se optará por dividir el generador fotovoltaico en dos arreglos fotovoltaicos más pequeños, con lo cual se facilitará la instalación y determinación de los componentes del sistema. Por lo tanto, el arreglo se lo realizará de la siguiente manera:

Arreglo A.

Paneles serie: 20

Paneles paralelo: 14

Total Arreglo 280 paneles/480v/115,64A.

Arreglo B.

Paneles serie: 20

Paneles paralelo: 14

Total Arreglo 280 paneles/480v/115,64A.

Al colocar estos dos grandes arreglos en paralelo obtenemos un total de 560 paneles/480V/231,28A como parámetros de entrada del inversor.

2.4.1.2 Acumulador

Según la norma se establece que las baterías deben ser de preferencia de Plomo-Ácido de placa tubular y estacionaria. El P.C.T (Pliego de condiciones técnicas) además establece ciertos parámetros como son:

- La autonomía mínima será de 3 días.
- Como caso general, la capacidad nominal de la batería no excederá en 25 veces la corriente de cortocircuito en Condiciones Estándar de Medida (en adelante CEM) del generador fotovoltaico ($C_{20} / I_{cc}) \leq 25$

En este caso para sistema aislado de red es necesario calcular el tamaño del acumulador de baterías que se necesita para alimentar el sistema de iluminación especialmente durante las horas nocturnas por lo que debemos calcular dicho consumo.

De los datos anteriores de consumo se obtiene que el consumo para 2 días de autonomía es de (533,6 kWh/día) * 2días, aplicando la formula según la norma

$$A = \frac{C_{20} * PD_{max}}{L_D} * \eta_{inv} * \eta_{rb}$$

Donde:

A = días de autonomía

C₂₀ = Capacidad nominal del acumulador en Ah

PD_{max} = Profundidad de descarga máxima permitida por el regulador.

η_{inv} = Rendimiento energético del inversor

η_{rb} = Rendimiento energético regulador-acumulador

L_D = Consumo diario de la carga en Ah

Para obtener la capacidad nominal del acumulador debemos antes obtener el consumo diario de la carga..

$$L_D = \frac{E_D}{V_N}$$

En la ecuación anterior

E_D = Consumo carga (Wh/día)

V_N = Voltaje nominal (V)

Con los datos de consumo y un V_n del inversor de 480V se obtiene que

$$L_D = \frac{533,6 \text{ kWh/día}}{480V}$$

$$L_D = 1111,67 \text{ Ah/día}$$

Con este valor se realiza el cálculo para la obtención del acumulador, tomando en cuenta 2 día de autonomía (no se tomara los 3 días que dice la norma) ya que en caso de una falta de radiación solar prolongada la carga puede ser alimentada desde la red.

El rendimiento del inversor así como del regulador de baterías se los puede obtener de la hoja de datos del fabricante, pero además la norma da valores mínimos de estos 2 equipos y son:

$$\eta_{inv} = 0,85 \approx 85\%$$

$$\eta_{rb} = 0,80 \approx 80\%$$

$$P_{Dmax} = 0,8 \approx 80\%$$

Reemplazando los valores ya calculados se obtiene que:

$$C_{20} = \frac{A * L_D}{P_{Dmax} * \eta_{inv} * \eta_{rb}} = \frac{2 * 1111,67}{0,8 * 0,8 * 0,85} = 4087,02Ah$$

Ahora se comprueba que $\frac{C_{20}}{I_{cc}} \leq 25$ para lo que necesitamos la corriente de cortocircuito del arreglo fotovoltaico.

El generador fotovoltaico está compuesto de 2 arreglos, se determina la corriente de corto circuito de cada arreglo individual y luego la total.

Arreglo A.

$$I_{cc} = (I_{cc\text{-panel}}) \times (\# \text{ filas en paralelo})$$

$$I_{cc} = 8,93A * 14 = 125,02A.$$

Arreglo B.

$$I_{cc} = (I_{cc\text{-panel}}) \times (\# \text{ filas en paralelo})$$

$$I_{cc} = 8,93A * 14 = 125,02A.$$

Al colocar los dos arreglos en paralelo se tiene que la corriente de corto circuito del generador fotovoltaico es de $I_{cctotal} = 250,04A$.

Se realiza la comprobación

$$\frac{C_{20}}{I_{cc}} \leq 25$$

$$\frac{4087,02}{250,04} \leq 25$$

$$16,35 \leq 25$$

Esto quiere decir se necesitan de 16,35 horas pico solares para que se cargue la batería, por lo que esta correcto el cálculo para evitar sulfatación.

Con este valor se puede escoger la batería que más se ajuste a las especificaciones del sistema y así poder determinar el respectivo arreglo serie paralelo del banco de baterías.

Tabla 2.6 Datos batería BAE.

BAE 7 PVS 1050	
Capacity	1160Ah(C100)
Volts	2V.
Weigth	61,5kg.
Charge Voltage at cyclic operation	Restricted from 2,3V to 2,4V per cell.
Float Voltaje/non cyclic voltaje	2,23V/cell
Depth of Discharge	Max 80%(Ue = 1,91V/cell for discharge times>10h; 1,74V/cell for 1h)
Battery temperatura	-20°C to 55°C.
Recommended Temperature Range.	10°C to 30°C.
Self Discharge	Approx. 3% per month at 20°C.

Fuente: Ficha técnica del Fabricante (BAE)

Como se ve en la hoja de datos del fabricante del **ANEXO 1** esta batería entrega 872Ah en C20 y 2V por lo tanto al realizar el cálculo se tiene:

$$\#Baterías = \frac{4087,04Ah}{1116Ah} = 3,7$$

$$\# Baterías = 4$$

Esto es a 2V, por lo que se necesita un arreglo para llegar a los 480V, esto sería con un arreglo 240 baterías en serie y 4 ramas en paralelo, con lo que da un total de 960 baterías es decir 4464Ah/480V, que es suficiente para satisfacer 2 días de consumo de la carga.

2.4.1.3 Regulador/Inversor

Este dispositivo ayuda a regular el estado de carga de las baterías, así también el inversor ayuda a mantener un voltaje adecuado a la salida para la carga, los dos aspectos importantes para alargar la vida útil de las baterías por lo que debe escogerse adecuadamente.

Hay dos parámetros que deben determinarse adecuadamente para el regulador y son:

- 1) El voltaje de entrada al regulador será el mismo que el banco de baterías.
- 2) La corriente máxima que puede controlar; en este caso se tiene dos valores, la corriente de los paneles al regulador y la corriente de las baterías hacia la carga, además es aconsejable que soporte una sobrecarga del 25% de estos valores de corriente, especialmente en la corriente de entrada, es decir, la corriente de los paneles al regulador.

$$a. I_{ent.} > 1,25 * I_{cc.T}$$

Donde:

$I_{ent.}$ = Corriente de entrada al regulador.

$I_{cc.T}$ = Corriente de cortocircuito total del generador fotovoltaico.

Entonces: $I_{ent.} > 1,25 * 250,04A$.

$$I_{ent.} = 312,55A$$

$$b. I_{sal.} > 1,25 * I_{carga.}$$

Donde:

$I_{sal.}$ = Corriente de salida hacia la carga.

I_{carga} = Corriente de la carga (Dato medido)

Entonces: $I_{sal.} > 1,25 * 150,4A$

$$I_{sal.} = 188A$$

En resumen:

Tabla 2.7 Parámetros para escoger el regulador de baterías.

Parámetro.	Valor.
Voltaje (V)	480V
Corriente de entrada (I_{ent})	312,55A.
Corriente de salida (I_{sal})	188A.

Fuente: Propia.

Con estos datos se puede ver la necesidad de dividir en ramas paralelo para disminuir la corriente que manejan los reguladores, por lo que se coloca un regulador por cada rama de baterías en paralelo es decir 4 reguladores, cada regulador debería tener los parámetros siguientes:

Corriente de entrada: $312,55A/4 = 78,14A$.

Corriente de salida: $188A/4 = 47A$.

Para la selección de los parámetros del inversor debemos tomar en cuenta las recomendaciones del pliego de condiciones técnicas que establece los parámetros de eficiencia del inversor como lo muestra la tabla siguiente.

Tabla 2.8 Rendimiento del inversor con cargas resistivas.

Tipo de inversor.		Rendimiento al 20% de la potencia nominal.	Rendimiento a potencia nominal.
Onda senoidal (*)	$P_{NOM} \leq 500VA$	>85%	>75%
	$P_{NOM} \geq 500VA$	>90%	>85%
Onda no senoidal		>90%	>85%

Fuente: Pliego de condiciones técnicas de instalaciones aisladas de red.

Con la información anterior se escoge un regulador/inversor de las siguientes características:

Tabla 2.9 Datos técnicos inversor.

Inversor Yaskawa Solectria Solar PVI 50TL		
Voltaje output AC	208,240,480,600 VAC (3,4 wire optional)	
Continuos output power	50kW	
Peak Efficiency	96,5%	
Continuos output current	208VAC	139A.
	240VAC	120A.
	480VAC	60A.
	600VAC	48A.
Maximun Operating Input Current	176A.	
Absolute Maximun Input Voltaje	600VDC	
Maximun Power Input Voltaje Range (MPPT)	300-500VDC	
MPPT Input Voltaje Range – Low Voltaje Range	285-500VDC	
Output Frecuency Range	57,0 – 60,5 Hz	
CEC Efficiency	96%	
Power Factor	Adjustable -0,9 to 0,9 factory set at 1.	
Total Harmonic Distortion	<3%	
Ambient Temperature Range (Full Power)	-40°C to 55°C	
Weigth	658kg	

Fuente: Ficha técnica del Fabricante (Yaskawa Solectria Solar)

2.4.1.4 Elección de cables para la instalación.

Para la elección de los cables es importante tomar en cuenta el tramo entre que dispositivos se va a conectar, ya que difiere los voltajes y corrientes entre diferentes dispositivos.

2.4.1.4.1 Tipo de cable.

Debe cumplir con lo establecido en el P.C.T (ANEXO). Separando los tramos como se dijo anteriormente tenemos los siguientes valores de voltaje y corriente.

2.4.1.4.1.1 Tramo Paneles Solares-Tablero 480Vdc.

Vamos hacer el cálculo para cada arreglo fotovoltaico y luego realizaremos la conexión entre los dos.

Arreglo 1.

En la conexión de la rama de 20 paneles en serie necesitamos dos cables de 24m (Positivo rojo, negativo negro) que soporte los 480V/8,93A (por rama en serie), es decir necesitamos (24m techo) *14 = 336m de cable rojo(positivo) y 336m de cable negro(negativo) con las características mencionadas.

Para la conexión de ramas en paralelo necesitamos un cable de 60m (50m techo +6m baja a planta alta +4m conexión tablero) de cable rojo (positivo) y 60m de cable negro(negativo), tomando en cuenta separaciones para ingreso de iluminación natural para el taller; que soporte los 480V/133,95A.

Arreglo 2.

Para la conexión de las ramas de 20 paneles en serie se necesita 25m de cable rojo (positivo) y 25m de cable negro(negativo); tomando en cuenta 1m adicional para caja de conexiones y los espacios necesarios para ingreso de luz natural al taller; que soporte los 480V/8,93A , es decir para 15 ramas necesitamos (25m)*15 =375m de cable rojo(positivo) y 375m de cable negro(negativo) que soporte las características anteriores.

En la conexión de ramas en paralelo necesitamos un cable de 42m (34m techo + 6m baja planta alta +4m conexión caja) de cable rojo(positivo) y 42m de cable

negro(negativo); tomando en cuenta 2m adicional para caja de conexiones; que soporte los 480V/133,95A.

2.4.1.4.1.2 Tramo Caja de conexión-Regulador.

Para conectar desde la caja de conexión del campo solar hasta el regulador se necesita 10m de cable rojo(positivo) y 10m de cable negro(negativo) por cada rama de baterías (4 ramas), es decir en total se necesita 40m de cable rojo y 40m de cable negro.

2.4.1.4.1.3 Tramo Regulador-Banco de baterías.

Para conectar del banco de baterías hasta el regulador se necesita un total de 8m de cable rojo(positivo) y 8m de cable negro(negativo) por rama(4ramas), es decir necesitamos 32m de cable rojo y 32m de cable negro.

2.4.1.4.1.4 Tramo Regulador-Inversor.

En este caso se necesita la misma cantidad que del banco de baterías al regulador es decir 32m de cable rojo y 32m de cable negro(negativo).

2.4.1.4.1.5 Tramo Inversor-Carga.

Debido a la ubicación del armario de distribución de la carga se necesita un total de 16m.

En resumen presentamos la siguiente tabla.

Tabla 2.10 Resumen longitud de cables por tramos.

Tramo	Longitud(*)
Paneles Solares-Caja de conexión	Arreglo 1. V Serie: 360m 480V/8,93A Paralelo: 60m 480V/133,95A Arreglo 2. Serie: 375m 480V/8,93A Paralelo: 42m 480V/133,95 ^a

Caja de conexión-Regulador	80m (4 reguladores)
Regulador-Banco de Baterías	64m (4 reguladores)
Banco de baterías-Inversor	64m ()
Inversor-Carga	16m por fase.

Fuente: Propia. (* Las longitudes mostradas son para cable positivo y la misma longitud para cable negativo)

2.4.1.4.2 Sección.

Como se realizó los cálculos en los puntos anteriores los cables deben soportar un 25% adicional de la corriente máxima del generador y adicionalmente la parte de CC debe presentar una caída de tensión máxima de 1,5% (Según el PCT), por lo tanto vamos a realizar dicho cálculo para los tramos anteriores, Para lo cual se utilizara la siguiente fórmula de caída de tensión para DC.

$$S = \frac{2 \cdot \rho \cdot L \cdot P}{V \cdot \Delta V}$$

Al pasar a términos de corriente y caída de tensión en % para corriente continua se tiene:

$$S = \frac{200 \cdot \rho \cdot L \cdot I}{V \cdot \Delta V}$$

Donde:

L = Longitud del cable (m).

I = Corriente (A).

V = Voltaje (V).

ΔV = Caída de voltaje máxima permitida (%).

ρ . = Coeficiente de resistividad a 70°C es 0,02 Ω mm²/m.

Al aplicar la fórmula en las longitudes de cable de la tabla anterior, tenemos los resultados de la sección de cada tramo del sistema en la tabla 2.11

Tabla 2.11 Cálculo de la sección del cable para los diferentes tramos del sistema.

Tramo	Longitud (m)	I _{cc} (A)	1,25*I _{cc}	Caída de tensión (%)	Voltaje (V)	Resistividad a 70°C (Ωmm/m)	Sección (mm)	Sección Comercial	Sección AWG ó kcmil
A1 Serie	24	8,93	11,1625	0,2	480	0,02	8,93	10	8 AWG
A1 Paralelo	60	133,95	167,4375	0,2	480	0,02	334,875	2x185	2x350 kcmil
A2 Serie	25	8,93	11,1625	0,2	480	0,02	9,302083333	10	8 AWG
A2 Paralelo	42	133,95	167,4375	0,2	480	0,02	234,4125	300	500 kcmil
Caja-Regulador	10	267,9	334,875	0,2	480	0,02	111,625	120	4/0 AWG
Regulador-Baterías	8	267,9	334,875	0,2	480	0,02	89,3	95	3/0 AWG
Baterías-Inversor	8	134,9	168,625	0,2	480	0,02	44,96666667	50	1 AWG
Inversor-Carga	16	134,9	168,625	0,2	220	0,02	186,4072727		400 kcmil

Fuente : Propia.

La distribución en el taller se la puede ver en el plano **ANEXO**.

2.4.2 CASO 2. GENERADOR FOTOVOLTAICO SISTEMA CONECTADO A LA RED.

Como antecedente tenemos los valores tanto de ángulo óptimo de inclinación de los paneles y el valor de la constante k de acuerdo como lo establece la norma.

$\beta_{\text{óptimo}} = 9^\circ 44' 50''$, (en nuestro caso el ángulo de inclinación de los paneles es de 5°).

PR= 0,7 (sistema con inversor, recomendado IDAE)

Según la norma de referencia para este caso hay que tomar en cuenta los siguientes aspectos:

2.4.2.1 Pérdidas por orientación y sombras.

Los valores admisibles por pérdidas son los que se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 2.12 Pérdidas por orientación y sombras.

	Orientación e inclinación	Sombras	TOTAL (OI + S)
General	10%	10%	15%
Superposición	20%	15%	30%
Integración arquitectónica	40%	20%	50%

Fuente: Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a la red. IDAE.2011.

En todos los casos debe cumplirse las tres condiciones cuyos valores deben ser inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos.

2.4.2.2 Cálculo de la producción anual esperada.

Se debe incluir los cálculos de la producción mensual máxima teórica, los cuales están en función de los siguientes parámetros.

2.4.2.2.1 $G_{dm}(0)$.

Se lo puede obtener de algunas maneras, tenemos de información en puntos anteriores dicho valor.

$$G_{dm}(0) = 4,79527 \text{ kWh/m}^2/\text{día.}$$

2.4.2.2.2 $G_{dm}(\alpha,\beta)$.

De cálculos anteriores tenemos el valor para el azimut e inclinación de nuestro caso

$$G_{dm}(\alpha,\beta) = 5,498 \text{ kWh/m}^2/\text{día.}$$

2.4.2.2.3 Rendimiento energético de la instalación.

Existen métodos para calcular específicamente el rendimiento, en el que se incluyen todos los elementos que pueden provocar pérdidas como son sombras, cableado, polvo, temperatura, eficiencia del inversor e incluso por reflectancia de la luz. ¹¹

$$PR(\%) = (100 - A - P_{temp}) * B * C * D * E * F .$$

Donde:

$$A = 100 * (A1 + A2 + A3 + A4)$$

y cada elemento se detalla a continuación:

Tabla 2.13 Datos referencia IDAE para cálculo de PR .

	Explicación y valores.	Valor aproximado.	
		Media Anual.	Día despejado.
A1	Dispersión de los parámetros entre los módulos.	0,02(IDAE)	
A2	Polvo y suciedad.	0,03(IDAE)	
A3	Reflectancia angular y espectral.	0,03(IDAE)	0,01(IDAE)
A4	Factor de sombras.	Inferior al 10%	

¹¹ CASA Miguel, "INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS", Editorial ALFAOMEGA-MARCOMBO, Primera Edición, México 2017.

Tc	Temperatura de trabajo de las células.		45 ⁰ (IDAE)
P _{temp}	Pérdidas anuales por temperatura células.	0,08(IDAE)	
B	Coeficiente por pérdidas de cableado y protecciones continua.	0,985 – 0,99	
C	Coeficiente por pérdidas de cableado alterna.	C = 0,98 – 0,99	
D	Coeficiente por pérdidas por paradas de la instalación.	D = 0,95	
E	Eficiencia del inversor.	Superior al 0,9	
F	Coeficiente por la pérdida del punto de máxima potencia y arranque del inversor.	Entre el 0,9 y 0,95	

Fuente: CASA Miguel, "Instalaciones Solares Fotovoltaicas", Editorial Alfaomega-Marcombo, México, 2017.

Una vez mostrados los valores recomendados vamos a hacer el cálculo correspondiente.

$$A = 100*(A1 + A2 + A3 + A4)$$

$$A = 100*(0,02+0,04+0,02+0,08) = 16\%$$

Ahora calculamos el valor de PR.

$$PR(\%) = (100 - A - P_{temp}) * B * C * D * E * F.$$

$$PR(\%) = (100 - 12 - 6) * 0,985 * 0,985 * 0,95 * 0,9 * 0,9$$

$$PR(\%) = 61,22 \%$$

2.4.2.2.4 Dimensionado del sistema.

Para el sistema conectado a red solo se necesita el campo fotovoltaico conectado a través de un inversor a la red, por lo que el tamaño del campo fotovoltaico está limitado por el espacio físico del lugar donde estaría localizado el campo. Una vez hecha esta aclaración la dimensión del campo fotovoltaico sería dos arreglos de 24 paneles en serie por 16 paneles paralelo, lo que da un

total de 768 paneles, dando una potencia instalada de campo fotovoltaico de 230,4kW/576Vl.

2.4.2.2.5 Cálculo de la producción anual esperada.

La norma nos da la siguiente fórmula para obtener la producción diaria, luego podemos hacerla mensual y anual.

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) * P_{mp} * PR}{G_{CEM}} \frac{kWh}{día}$$

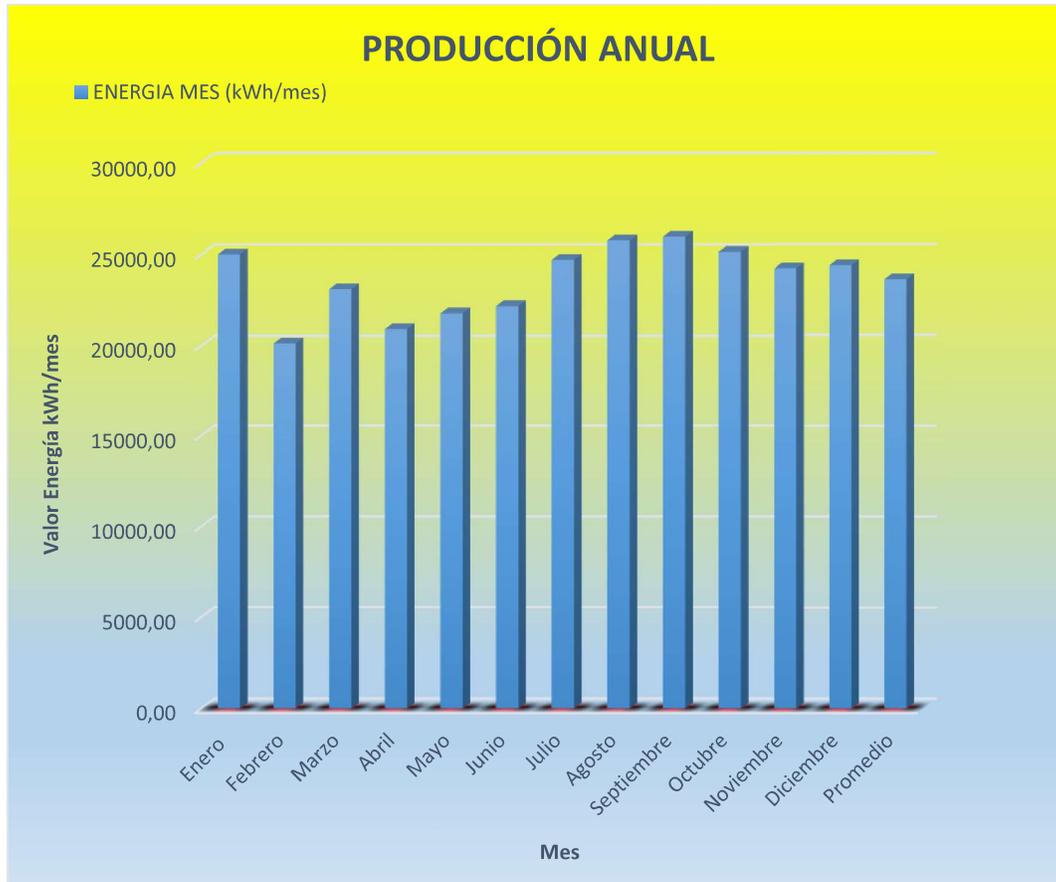
En el literal anterior se determinó que la potencia del campo sería de 230,4kW así como otras variables que se detalla en la siguiente tabla

Tabla 2.14 Producción anual esperada.

Mes	Gdm(0) (kWh/(m2.día))	Gdm(α,β) (kWh/(m2.día))	PR	Ep (kWh/día)	Energía mensual (kWh/mes)
Enero	4,99	5,72	0,61	806,62	25005,10
Febrero	4,44	5,10	0,61	718,93	20130,15
Marzo	4,61	5,28	0,61	745,17	23100,26
Abril	4,31	4,94	0,61	697,23	20917,04
Mayo	4,34	4,98	0,61	702,61	21780,87
Junio	4,57	5,24	0,61	739,22	22176,68
Julio	4,93	5,65	0,61	797,13	24711,07
Agosto	5,14	5,89	0,61	831,43	25774,27
Septiembre	5,35	6,14	0,61	865,97	25979,14
Octubre	5,02	5,75	0,61	811,32	25150,99
Noviembre	4,99	5,72	0,61	807,11	24213,19
Diciembre	4,86	5,58	0,61	786,52	24381,97
Promedio	4,80	5,50	0,61	775,77	23610,06
				Total kWh/año	283320,74

Fuente: Propia.

De la tabla anterior podemos ver que el promedio diario es de 775,77kWh/día y el promedio mensual es de 23610,06kWh/mes como se observa en el gráfico, esto abastecería el promedio de la demanda diaria de 533,6kWh/día.

Grafico 2.2 Producción anual esperada.

Fuente: Propia.

2.4.2.2.6 Inversor

Para este sistema con conexión directa a red debemos escoger un inversor que sea capaz de evacuar toda la potencia que produce en campo fotovoltaico, es decir, debemos seleccionar un inversor o conjunto de inversores que soporte los 230,4kW/208V/1107,7A que corresponde a la corriente del campo fotovoltaico.

Tabla 2.15 Datos del inversor.

Solectria PVI 85 kVA		
Voltaje output AC	208,240,480,600 VAC (3,4 wire optional)	
Continuos output power	85kW	
Peak Efficiency	96,6%	
	208VAC	236A.
	240VAC	205A.

Continuos output current	480VAC	102A.
	600VAC	82A.
Maximun Input Current	Operating	299A.
Absolute Maximun Input Voltaje		600VDC
Maximun Power Input Voltaje Range (MPPT)		300-500VDC
MPPT Input Voltaje Range – Low Voltaje Raange		285-500VDC
Power Factor		Adjustable -0,9 to 0,9 factory set at 1.
Total Harmonic Distortion		<3%
Ambient Temperature Range (Full Power)		-40°C to 55°C

Fuente: Datos técnicos fabricante.

Al colocar en paralelo tres inversores de las características anteriores es suficiente para evacuar la potencia del campo fotovoltaico.

3 FASE SIMULACIÓN.

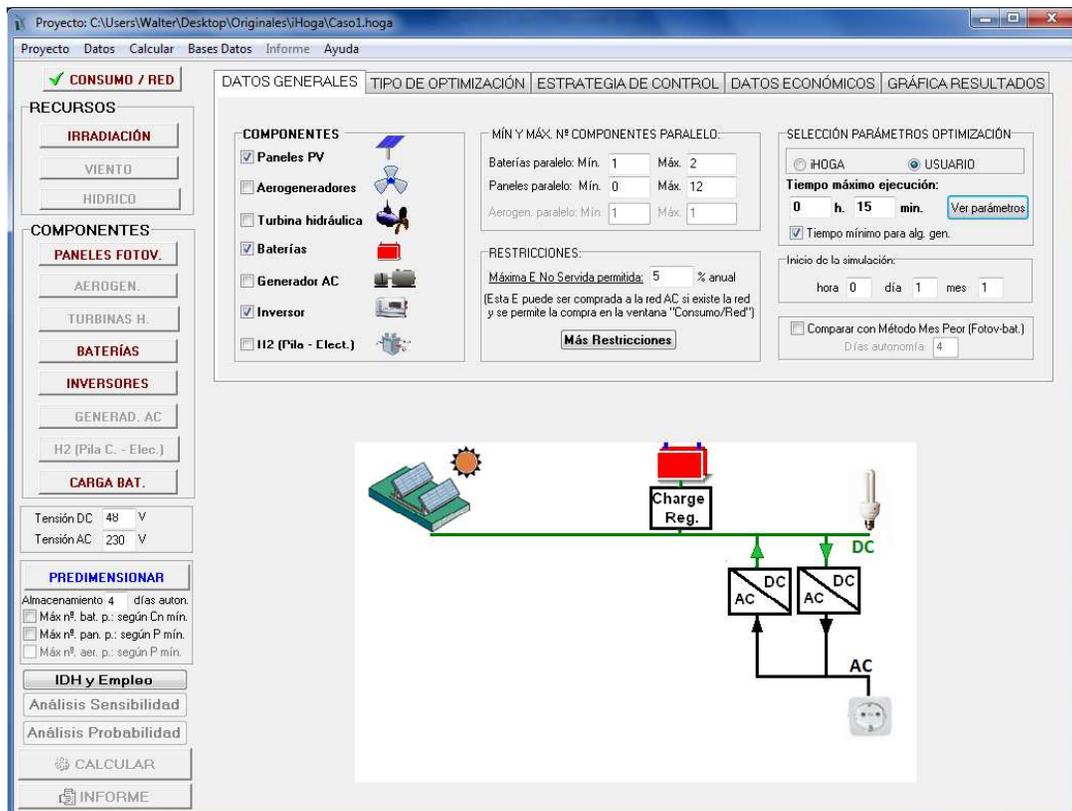
En esta sección se realizara las simulaciones en software iHOGA así como la modelación estática en el software Digsilent.

3.1 SIMULACIÓN EN SOFTWARE iHOGA.

Vamos a realizar una introducción al software para luego realizar las simulaciones de los diferentes tipos de sistemas fotovoltaicos.

Iniciaremos con la ventana principal del software, en esta ventana están las pestañas de datos generales, tipo de optimización, estrategia de control, datos económicos y gráfica resultados, estos parámetros se los completará y escogerá los mejores valores y opciones para nuestro sistema fotovoltaico. Además, están las pestañas de consumo y otros componentes del sistema los cuales vamos a proceder con su elección y determinación de parámetros.

Gráfico 3.1 Ventana principal del software.



Fuente: Propia (Software iHoga).

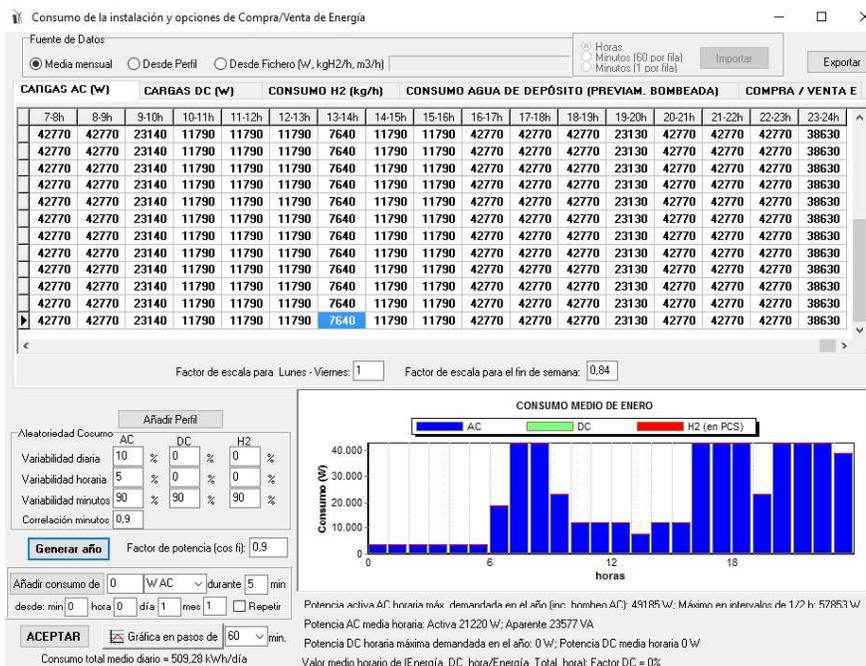
3.1.1 SIMULACIÓN SISTEMA AISLADO (1ro.HOGA).

Vamos a realizar el ingreso de datos necesarios para realizar la simulación y obtención de los resultados respectivos.

3.1.1.1 Consumo

Ingresamos los datos de consumo obtenido anteriormente en la fase teórica con una variabilidad diaria del 10% y factor de potencia de 0,9 según datos fabricante.

Gráfico 3.2 Datos de consumo diario.

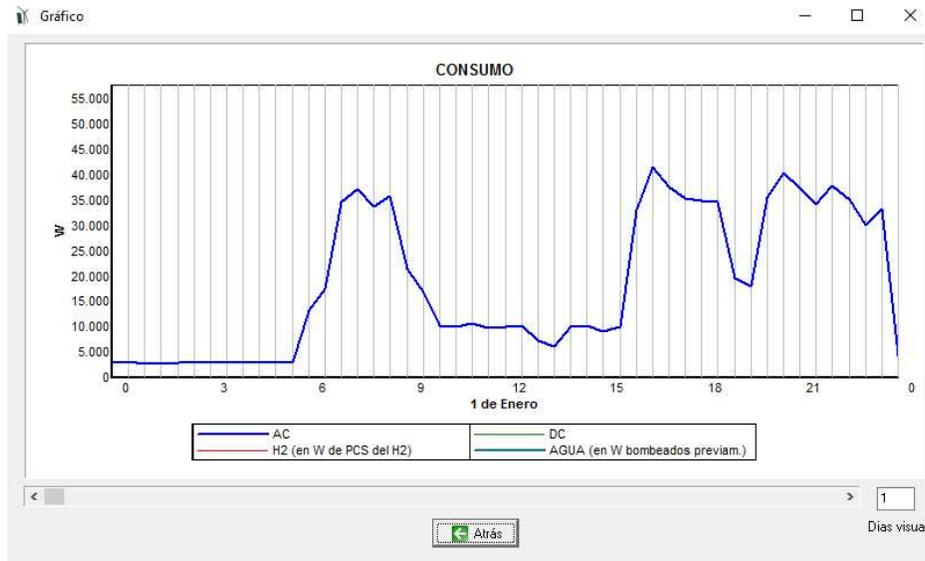


Fuente: Propia (Software iHoga).

Al generarlo para todo el año se tiene un consumo de potencia activa máxima pico de 33536W y un total de potencia aparente máxima de 38899VA lo que nos da una demanda total medio diario de 418,87kWh/día.

El gráfico siguiente muestra la curva diaria de demanda, en la cual está ya incluida la variabilidad diaria y la variabilidad horaria.

Gráfico 3.3 Gráfica de los datos de consumo diario.



Fuente: Propia (Software iHoga).

3.1.1.2 Irradiación horaria para todos los días del año y ángulo de inclinación de los paneles.

Como se mencionó anteriormente los datos de radiación se los obtuvo de la Secretaria de Ambiente del municipio, a estos datos se los tabulo e ingreso a iHoga mediante un archivo llamado DatosRadiacionkWhm2.txt

Del software se obtuvo un ángulo óptimo de 0° de inclinación según la simulación de iHoga con las coordenadas del taller ($-0,15^{\circ}$ S y $-78,31^{\circ}$ O), pero se asignara un ángulo de inclinación de 5° y se realiza nuevamente dicha simulación obteniéndose los siguientes resultados.

Gráfico 3.4 Ingreso de datos de radiación.1

RECURSO SOLAR

Latitud (°) (+N, -S): -0,15 Abrir web NASA datos meteo.
 Longitud (°) (+E, -O): -78,31 Descargar datos NASA

Inclinación paneles (°) 5 Azimut paneles (°) 180
 Inclinación óptima Reflectividad suelo: 0,2

Optimizar inclinación paneles simultáneamente con la optimización del sistema

Fuente de Datos:
 Media mensual Desde Fichero: DatosRadiacionKWhm2.txt

Formato datos irradiación diaria media mensual: Irradiación superf. horiz (kWh/m²)
 Horas (sup. horiz. en kWh/m²)
 Minutos: 60 por fila (sup. inc. en kWh/m²) Importar
 Minutos: 1 por fila (sup. inc. en kWh/m²)

Método cálculo irradiación horaria:
 Liu y Jordan Erbs et al
 Collares-Pereira y Rabl Graham

	Irradiación med. horiz.	Irradiación med. sup. inc.
Enero	1,88	4,95 kWh/m ²
Febrero	3,02	4,45 kWh/m ²
Marzo	4,32	4,67 kWh/m ²
Abril	5,19	4,43 kWh/m ²
Mayo	5,96	4,54 kWh/m ²
Junio	6,69	4,84 kWh/m ²
Julio	6,76	5,19 kWh/m ²
Agosto	5,8	5,29 kWh/m ²
Septiembre	4,53	5,4 kWh/m ²
Octubre	3,02	4,95 kWh/m ²
Noviembre	2,05	4,86 kWh/m ²
Diciembre	1,59	4,76 kWh/m ²

Seguimiento solar: Sin seguimiento

Horario de verano:
 Hora oficial adelanta: n h la hora solar
 Desde el día: 30 del mes 3
 Hasta el día: 26 del mes 10

Horario de invierno:
 Hora oficial adelanta: 0 h la hora solar

Forzar: 0 días seguidos nublados (solo irradiación difusa) en el mes de: Enero

SOMBREADO Irradiación media diaria sup. horizontal: 4,79 kWh/m² Irradiación media diaria sup. inclinada: 4,86 kWh/m²
 Irradiación total anual sup. horizontal: 1751,3 kWh/m² Irradiación total anual sup. inclinada: 1776,8 kWh/m²

Factor de escala: 1 Variabilidad minutos: factor correlación: 0,9 ; dev. típica: 0,2

ACEPTAR Calcular Gráfica en pasos de: 60 min. Exportar Ginc. Exportar Ghoriz.

Fuente: Propia (Software iHoga).

Como se puede observar con la inclinación de los paneles de 5° se obtienen resultados casi idénticos a los que se obtuvo con el ángulo de 0° de inclinación.

Tabla 3.5 Resultados ingreso datos radiación.

		kWh/m ² (superficie horizontal)	kWh/m ² (superficie inclinada 5°)
Irradiación media diaria		4,79	4,86
Irradiación total anual		1751,3	1776,8

Fuente: Propia (Software iHoga).

De acuerdo con la tabla anterior el ángulo óptimo de inclinación es de 5° y no de 0° (obtenido de la simulación del software iHOGA).

“Los valores de beta óptimo en Ecuador van teniendo cierta tendencia hacia 0° sin embargo no llegan a este sino aproximadamente a 3° pero el colocar aquí el autor recomienda no usar esa inclinación sino más bien dejarla entre 5° y 10° como máximo por motivo de limpieza de los módulos, lo cual va depender también de las precipitaciones y las condiciones climáticas del lugar de emplazamiento (Guarderas & Caamaño, 2013) ”.¹²

3.1.1.3 Sombras.

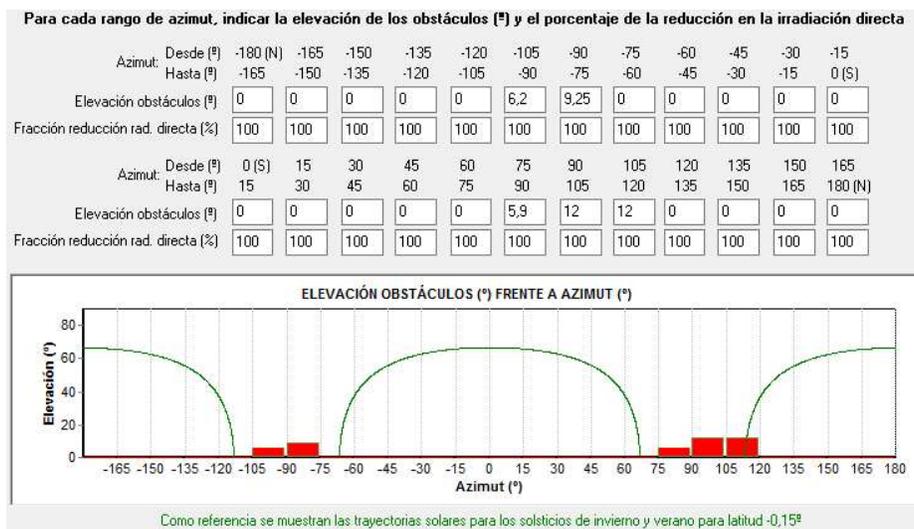
Tomando en cuenta la geografía alrededor del taller se tiene lo siguiente:

Este: San Isidro de Puengasí, la Forestal Media (3125m.s.n.m.) con un obstáculo (loma) en su punto más alto de 295m a una distancia de 1830m lo que nos da un ángulo de elevación de dicho obstáculo de 9,23°.

Oeste: Volcán Guagua Pichincha (4776m.s.n.m) con un obstáculo en su punto más alto de 1948m a una distancia de 8966m lo que nos da un ángulo de elevación de dicho obstáculo de 12,2°.

Esto se representa de la siguiente manera.

Tabla 3.6 Ingreso datos sombras cercanas.

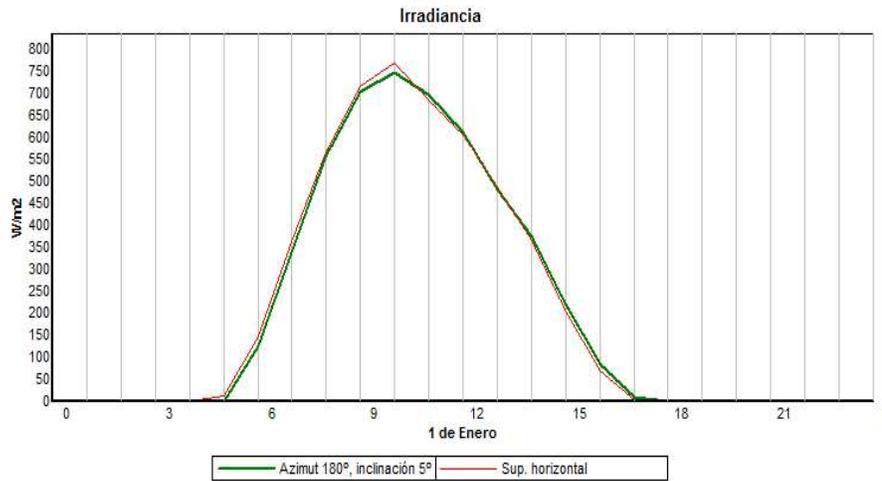


Fuente: Propia (Software iHoga).

¹²D. ALVAREZ, “EVALUACIÓN DE LA ORIENTACIÓN Y EL ÁNGULO DE INCLINACIÓN ÓPTIMO DE UNA SUPERFICIE PLANA PARA MAXIMIZAR LA CAPTACIÓN DE IRRADIACIÓN SOLAR EN CUENCA-ECUADOR”, Trabajo de titulación previo a la obtención del título de Ingeniera Ambiental, Universidad Politécnica Salesiana, Cuenca, 2017, página 74.

Al ejecutar el cálculo se produce la siguiente gráfica en la cual se muestra los niveles de radiación tanto en superficie horizontal como en la superficie con 5° de inclinación.

Gráfico 3.7 Gráfica irradiación sobre superficie horizontal y superficie con inclinación.



Fuente:

Propia (Software iHoga).

Como lo indica la gráfica con este ángulo de inclinación la diferencia es muy pequeña entre la radiación sobre superficie horizontal y sobre superficie inclinada 5°.

3.1.1.4 Paneles Fotovoltaicos.

En esta ventana se escoge el tipo de panel, este puede ser de los existentes en la base de datos del programa o se puede también ingresar datos de un determinado panel según los datos del fabricante.

Gráfico 3.8 Ventana paneles fotovoltaicos.

MÓDULOS FOTOVOLTAICOS / GENERADORES FOTOVOLTAICOS

Añadir Panel Individual: SP24-Atersa: A180P
 Añadir Familia Paneles: SP24-Schott

Nombre	Tensión nominal [V]	Intens. cortoc. [A]	Potencia nominal [Wp]	Coste de adquisición [\$]	Coste O&M unitario [\$/\$año]	Vida esperada [años]	TONC [°C]	Coef. T ¹ [%/°C]	Emisiones CO2 fabricación y resc. [kgCO2 equiv./kWh]	Peso [kg]
SP24-Atersa: A180P	24	5,4	180	230	3	25	47	-0,43	800	14,8
Simax SP660-300	24	8,93	300	300	3,98	25	45	-0,45	800	20

Coste Fijo de Operación y Manten.: 20 \$/año

Hay que aplicar un factor de seguridad que tenga en cuenta el sombreado, errores en la orientación, suciedad en paneles...
 El factor de seguridad suele ser del orden de 1.1 a 1.3 Factor de seguridad elegido: 1,2

Los reguladores e inversores incluyen sistema de seguimiento de máxima potencia, Maximum Power Point Tracking

Calcular el número de paneles en serie según: $V_{bus_dc} / V_{max_p_panel}$ (sistemas conexión a red). Dato necesario: Relación $V_{max_p_panel} / V_{nominal_panel} = 1,475$

Considerar el efecto de la Temperatura (Solo se tendrá en cuenta esta opción si el regulador es MPPT)

Datos de Temperatura Ambiente (°C)
 Medios mensuales Eibs model
 Desde archivo 8760 valores horarios

E [17,5] F [17,8] M [18] A [17,9] M [17,8] J [17,3] J [17,5] A [18,6] S [19,3] O [19,3] N [18,3] D [517]

El generador fotovoltaico está conectado al bus AC (a través de su propio inversor) -> Número paneles en serie: 20 Datos inversor fotovoltaico

Inflación anual esperada del precio de los Paneles, para calcular sus precios de reposición (cuando acaba su vida útil): 5 %
 Límite de modificación de precios respecto a los actuales (acumulado, + si incrementan, - si decrementan, p. ej., si creemos que los costes van a bajar hasta un 30% de los actuales, es decir, que se decrementarán 70%; por menos -70%): 70 %
 Se llega al límite en 23,5 años

ACEPTAR

Fuente: Propia (Software iHOGA)

Como se puede ver adicional a los datos del panel existe datos adicionales que se debe ingresar como son: factor de seguridad (1,2 máximo permitido según pliego de condiciones técnicas para instalaciones aisladas de red), efecto de temperatura, número de paneles serie.

3.1.1.5 Baterías.

Se ingresa los datos obtenidos del fabricante en dicha ventana.

Grafico 3.9 Ingreso datos batería.

BATERÍAS / BANCOS DE BATERÍAS

Añadir Batería individual: Zero
 Añadir Familia Baterías: OPZS-Hawker

Nombre	[Ah]	[V]	Coste Adquis. [\$]	C. O&M unitario [\$/\$año]	SDC min.	Coef. Autod. [% mes]	Efic. glob. [%]	Vida flot. [años]	Ciclos de Vida en función de la Profundidad de Descarga										TIPO	PESO[kg]
Rolls T12 250 S 4000	210	12	480	5,4	20	3	40	85	15	3000	2400	2000	1700	1400	1250	1100	900	750	Pb	61,5

Modelo de Baterías:
 Ah Li tiempo Ah
 KB&M (Marwell-McGowan 1993)
 Copetti 1994
 Schiffer 2007

Coste fijo Operación y Mantenimiento: 455 \$/año Emisiones CO2 equiv. (en fabricación): 55 kg CO2 equiv. / kWh capacidad
 SOC inicio simulación: 80 % de SOCmax

Temp. E [18] F [18] M [20] A [20] M [20] J [22] Media (°C)
 Bat. (°C) J [22] A [22] S [22] O [20] N [18] D [18] 20
 En modelos distintos a Schiffer, considerar Tmedia > T vida flot

Modelo vida baterías Plomo Modelo vida baterías Lito
 Rainflow (conteo de ciclos) Modificado
 Ciclos equivalentes

Si existe generador, cada 14 días o 8 ciclos completos equiv. carga las baterías hasta mínimo al 95 %

Inflación anual esperada del precio de las Baterías, para calcular sus precios de reposición (cuando acaba su vida útil): 4 %
 Límite de modificación de precios respecto a los actuales (acumulado, + si incrementan, - si decrementan, p. ej., si cree que los costes van a bajar hasta un 60% de los actuales, es decir, que se decrementarán 40%; por menos -40%): 60 %
 Se llega al límite en 22,4 años

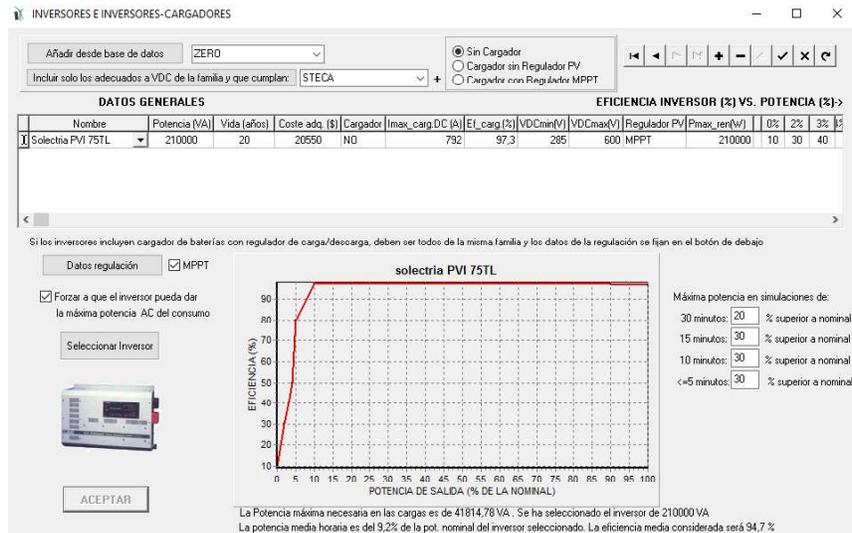
ACEPTAR

Fuente: Propia (Software iHOGA).

3.1.1.6 Inversor.

Aquí se ingresa los datos obtenidos del fabricante.

Gráfico 3.10 Datos inversor.

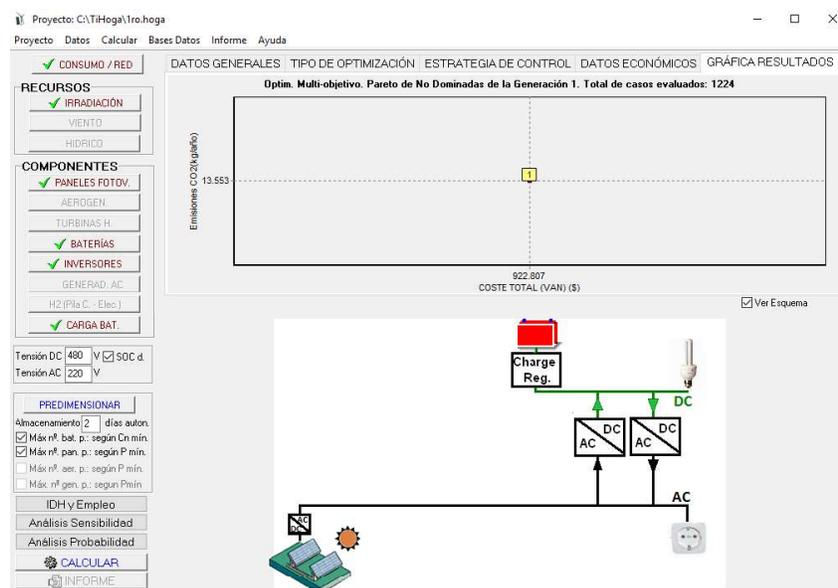


Fuente: Propia (Software iHOGA).

3.1.1.7 Resultados.

Se puede ver que hay varios resultados en orden desde el más óptimo hacia el menos óptimo.

Gráfico 3.11 Resultados de la simulación.



Fuente: Propia (Software iHOGA).

Al seleccionar en el primer resultado es decir el más óptimo, se obtiene la siguiente información.

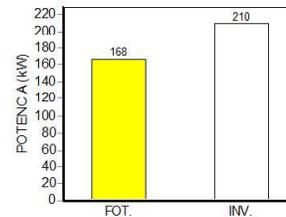
Gráfico 3.12 Resultados 1ro.hoga.

Proyecto: 1ro.hoga. Config. n° 1

Tensión DC: 480 V. Tensión AC: 220 V

COMPONENTES

Paneles PV Simax SP660-300 (300 Wp): 20 serie x 28 par. Ptotal = 168 kWp, 5° inc.
 Baterías BAE 8PVS 1200 (Cn=996 A-h): 240 s. x 4 p. Etotal = 1912,3 kWh (2,3 d.año)
 Sin Aerogeneradores
 Sin Turbina Hid.
 Sin Generador AC
 Sin Pila Comb.
 Sin Electroizador
 Inversor Solectria PVI 75kVA, pot. nominal 210000 VA
 Regulador carga bat. incluido en inversor //
 Rectificador cargador bat. (convertor AC/DC) de 82121 W



ESTRATEGIA DE CONTROL:

SEGUIMIENTO DE LA DEMANDA. SOC mín. baterías = 20 %

SI LA POTENCIA PRODUCIDA POR LAS FUENTES RENOVABLES ES SUPERIOR AL CONSUMO. CARGA

Se cargan las Baterías con la potencia sobrante

SI LA POTENCIA PRODUCIDA POR LAS FUENTES RENOVABLES ES INFERIOR AL CONSUMO. DESCARGA

Toda la potencia que falta deben suministrarla las baterías. Si no pueden, como no tienen apoyo, la energía que falte será Energía No Suministrada.

No existe Generador AC

No existe Pila de Combustible

Coste inicial de la inversión: 720500 \$. Préstamo del 0 %, cuota anual: 0 \$. Coste combust. gen. AC 1º año: 0 \$

COSTES PERIODO ESTUDIO (25 años) (VAN): (frente a caso de solo RED AC, 185889kWh/año, C.total (VAN) de 458507 \$)

Coste Total del sistema (VAN): 922806,9 \$. Coste actualizado de la energía suministrada: 0,2 \$/kWh

Coste Grupo Fotovoltaico (VAN): 228187 \$

Coste Banco Baterías (VAN): 628234 \$

BALANCE DE ENERGÍAS DEL SISTEMA A LO LARGO DE 1 AÑO:

Energía Total Demandada: 185888 kWh/año. Cubierta por ren.100%

Energía No Servida: 0 kWh/año (0 % de la demandada)

Energía producida en Exceso: 16919 kWh/año

Energía generada por los Paneles Fotov.: 229660 kWh/año

Energía generada por los Aerogeneradores: 0 kWh/año

Energía generada por la Turbina Hid.: 0 kWh/año

Energía generada por el Generador AC: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento del Generador AC: 0 h/año

Energía generada por la Pila de Combustible: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento de la Pila de Comb.: 0 h/año

Energía consumida por el Electroizador: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento del Electroizador: 0 h/año

Energía cargada en las baterías: 126413 kWh/año

Energía descargada desde las baterías: 121905 kWh/año

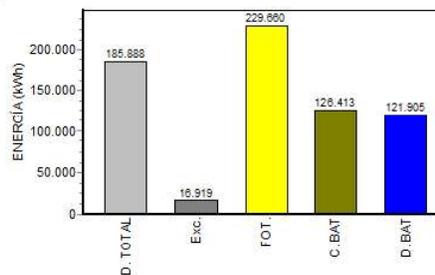
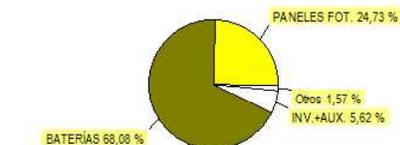
Vida de las baterías: 15 años

E. Eléctrica Vendida a Red AC: 0 kWh/año

E. Eléctrica Comprada a Red AC: 0 kWh/año

Emissiones totales de CO₂: 13553 kg CO₂/año; Emissiones solo del generador AC(debidas al consumo de 0 litro/año): 0 kg CO₂/año

H₂ vendido anual: 0 kg H₂/año // IDH: 0,9973. Empleos creados durante vida sistema: 0,504



Fuente: Propia (Software iHOGA).

Dichos resultados los colocaremos en la siguiente tabla.

Tabla 3.7 Resultados simulación 1ro.hoga

Tensión DC	480 v.
Tensión AC	220 v.
N. Paneles	20 serie x 28 paralelo (168 kWp)
N. Baterías	240 serie x 4 paralelo (1674,2 kWh)
Costo inicial de la inversión	\$720500
Costo total del sistema (VAN)	\$922806
Costo grupo fotovoltaico (VAN)	\$228187
Costo banco baterías (VAN)	\$628234
Costo auxiliares (VAN)	\$28269
Costo inversor (VAN)	\$23622
Energía total demandada	185888 kWh/año
Energía producida en exceso	16919 kWh/año
Energía generada por los paneles	229660 kWh/año
Energía cargada en las baterías	126413 kWh/año
Energía descargada desde las baterías	121905 kWh/año
Vida de las baterías	15 años

Fuente: Propia (Resultados software iHOGA)

3.1.2 SIMULACIÓN SISTEMA CONECTADO A RED (2do.HOGA)

En este caso no hay carga ya que está directamente conectado a la red, el campo fotovoltaico será el mismo que el calculado en los literales anteriores, e irá conectado a la red a través de un inversor que pueda entregar toda la energía captada por los paneles solares. Entonces para este sistema se tiene: un arreglo total de 768 paneles de 300W a 576V en condiciones STC es decir cuando hay una radiación de 1000Wh/m^2 , esto es en dos arreglos de 20 paneles en serie por 32 paneles en paralelo.

Gráfico 3.13 Sistema conectado a red.

The screenshot shows the iHOGA software interface for a grid-connected system. The main window is titled 'Proyecto: C:\TiHoga\2do.hoga'. The interface is divided into several sections:

- RECURSOS:** Includes 'IRRADIACIÓN' (checked), 'VIENTO', and 'HIDRICO'.
- COMPONENTES:** Includes 'PANELES FOTOV.' (checked), 'AEROGEN.', 'TURBINAS H.', 'BATERÍAS', 'INVERSORES' (checked), 'GENERAD. AC', 'H2 (Pila C. - Elec.)', and 'CARGA BAT.' (checked).
- COMPONENTES (Configuración):**
 - MIN Y MÁX. N° COMPONENTES PARALELO:**
 - Baterías paralelo: Mín. 1, Máx. 17
 - Paneles paralelo: Mín. 30, Máx. 30
 - Aerogén. paralelo: Mín. 1, Máx. 1
 - Gen. AC paralelo: Mín. 1, Máx. 1
 - RESTRICCIONES:**
 - Máxima E.No Servida permitida: 100 % anual
 - La Energía no servida se refiere a:
 - E. no servida por el sistema autónomo
 - E. no servida por el sist. autónomo ni la red AC
- SELECCIÓN PARÁMETROS OPTIMIZACIÓN:**
 - HOGA, USUARIO
 - Tiempo máximo ejecución: 0 h, 15 min.
 - Tiempo mínimo para alg. gen.
- Simulación:**
 - Paso (minutos): 60
 - Inicio simulación: hora 0, día 1, mes 1
 - Comparar con Método Mes Peor (Fotov.bat.)
 - Días autonomía: 1

At the bottom, there is a table with the following data:

Nº	C. total [VAN](\$)	Emisión (kgCO2/año)	ENS(kWh/año)	ENS(%)	D. aut.	Cr(Ah)/(Icc+Iacc)(A)	Rien(%)	CosteE(\$/kWh)	Simular	Informe	Gi
0	-877973,1	5760	0	0,5772,4			0	100	-3511892568,72	SIMULAR...	INFORME...CT

Below the table, the components are listed: 'COMPONENTES: Paneles PV Simax SP672-300 (300 Wp); 20s. x 30p. (inc. 5P) // Inversor Solectria PVI 60kVA de 180000 VA // E no servida = 0 % // Coste total (VAN) = -877973 \$ (-3511892480 \$/kWh)'. The strategy is 'ESTRATEGIA: CARGA CÍCLICA'.

Fuente: Propia (Software iHOGA).

Para el inversor debemos tomar en cuenta entonces el voltaje y corriente producida por dicho campo fotovoltaico.

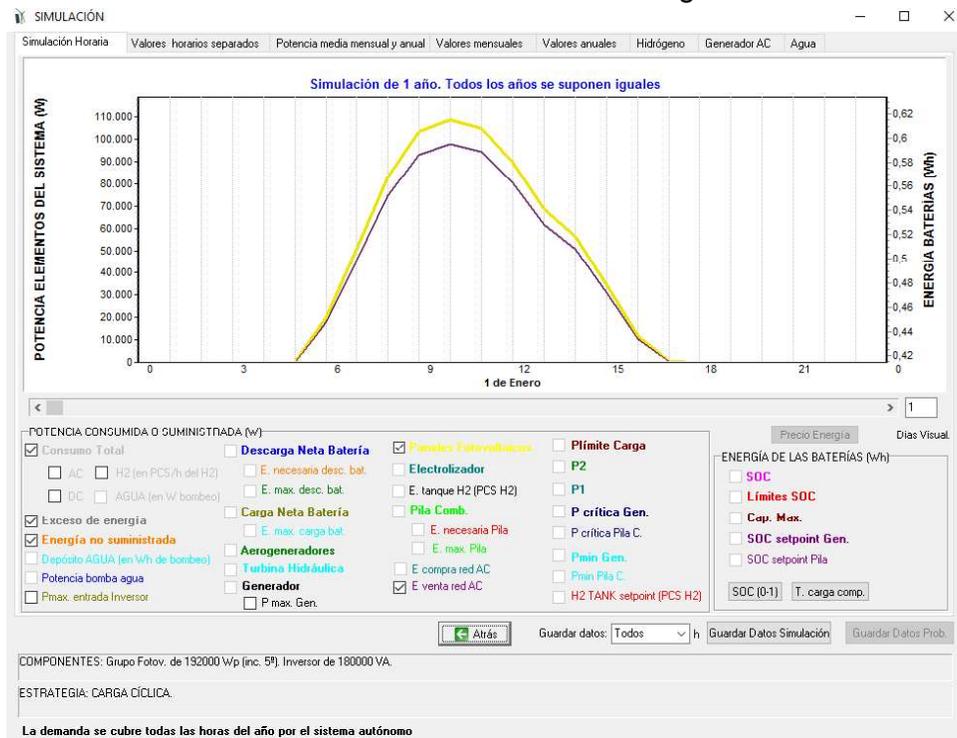
$$V_{DC} = 480V.$$

$$I_{input} = 267,9A. * 1,25 = 334,875A.$$

$$V_{AC} = 220V.$$

Para esto utilizamos el inversor del sistema calculado con lo cual tenemos los siguientes resultados de la simulación del software iHOGA.

Gráfico 3.14 Resultado 2do.hoga



Fuente: Propia (Software iHOGA).

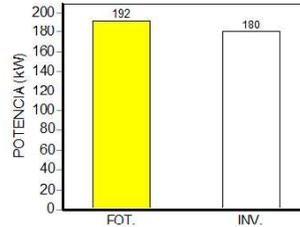
Gráfico 3.15 Resultados 2do.hoga

Proyecto: 2do.hoga. Config. nº 0

Tensión DC: 576 V. Tensión AC: 220 V

COMPONENTES

- Paneles PV Sinax SP872-300 (300 Wp). 20 serie x 32 par. Ptotal = 192 kWp, 5º inc.
- Sin Baterías
- Sin Aerogeneradores
- Sin Turbina Hid.
- Sin Generador AC
- Sin Pila Comb.
- Sin Electrolizador
- Inversor Solectria PVI 60kVA, pot. nominal 180000 VA



Sin Rectificador-cargador baterías

ESTRATEGIA DE CONTROL:

SI LA POTENCIA PRODUCIDA POR LAS FUENTES RENOVABLES ES SUPERIOR AL CONSUMO: CARGA

Al no haber baterías ni electrolizador la potencia sobrante se pierde o se vende a la red

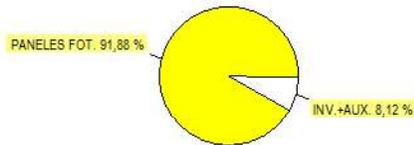
SI LA POTENCIA PRODUCIDA POR LAS FUENTES RENOVABLES ES INFERIOR AL CONSUMO: DESCARGA

Coste inicial de la inversión: 236199 \$. Préstamo del 0 %, cuota anual: 0 \$. Coste combust. gen. AC 1º año: 0 \$

COSTES PERIODO ESTUDIO (25 años) (VAN): (frente a caso de solo RED AC, 0kWh/año, C.total (VAN) de 5458 \$)

Coste Total del sistema (VAN): -938445,9 \$. Coste actualizado de la energía suministrada: 0 \$/kWh

Coste Grupo Fotovoltaico (VAN): 260051 \$



Coste Inversor (VAN): 22989 \$

Compra/Venta E. Gastos: Compra E. Elect(VAN): 0 \$. Ingresos: Venta E.Elect. (VAN): -1226486 \$. Venta H2 (VAN): 0 \$.

BALANCE DE ENERGÍAS DEL SISTEMA A LO LARGO DE 1 AÑO:

Energía Total Demandada: 0 kWh/año. Cubierta por ren. 100%

Energía No Servida: 0 kWh/año (0 % de la demandada)

Energía producida en Exceso: 236184 kWh/año

Energía generada por los Paneles Fotov.: 262427 kWh/año

Energía generada por los Aerogeneradores: 0 kWh/año

Energía generada por la Turbina Hid.: 0 kWh/año

Energía generada por el Generador AC: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento del Generador AC: 0 h/año

Energía generada por la Pila de Combustible: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento de la Pila de Comb.: 0 h/año

Energía consumida por el Electrolizador: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento del Electrolizador: 0 h/año

Energía cargada en las baterías: 0 kWh/año

Energía descargada desde las baterías: 0 kWh/año

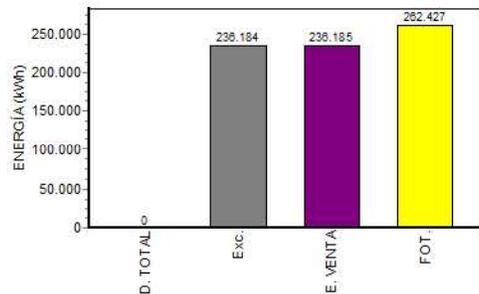
Vida de las baterías: 12 años

E. Eléctrica Vendida a Red AC: 236185 kWh/año

E. Eléctrica Comprada a Red AC: 0 kWh/año

Emissiones totales de CO2 : 6144 kg CO2/año; Emisiones solo del generador AC(debidas al consumo de 0 litro/año): 0 kg CO2/año

H2 vendido anual: 0 kg H2/año /// IDH: 1. Empleos creados durante vida sistema: 0,576



Fuente: Propia (Software iHOGA).



Tabla 3.7 Resultados 2do.hoga

Tensión DC	480 v.
Tensión AC	220 v.
N. Paneles	20 serie x 32 paralelo (192 kWp)
Costo inicial de la inversión	\$236199
Costo total del sistema (VAN)	\$-938445,9
Costo grupo fotovoltaico (VAN)	\$260051
Costo inversor (VAN)	\$22989
Ingresos Venta energía eléctrica (VAN)	\$-1226486
Energía producida en exceso	236184 kWh/año
Energía generada por los paneles	262427 kWh/año
Energía eléctrica vendida a la red AC	236185 kWh/año

Fuente: Propia (Resultados software iHOGA).

3.2 MODELACIÓN ESTÁTICA DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO DISEÑADO.

En esta sección vamos a realizar las simulaciones en régimen permanente del sistema aislado, así como del sistema conectado a la red.

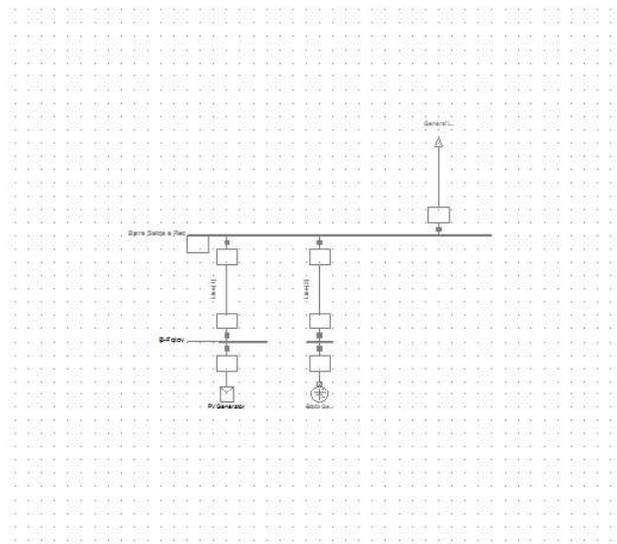
3.2.1 ARMADO DEL SISTEMA EN DIGSILENT.

A continuación se procede a armar el sistema fotovoltaico en Digsilent POWER FACTORY con los elementos calculados en el capítulo anterior.

3.2.1.1 Sistema aislado.

El template se representa como el campo fotovoltaico por lo que debemos adicionar los demás elementos como son el banco de baterías y carga.

Grafico 3.16 Armado del sistema fotovoltaico en Digsilent.



Fuente: Propia (Software Digsilent)

El detalle completo del armado en Digsilent lo encuentra en el ANEXO.

Gráfico 3.17 Ingreso de datos en el Template.

Composite Model - Grid\Photovoltaic System(1).ElmComp

Name: Photovoltaic System(1)

Frame: ... 5MVA\Library\Fram PV System

Out of Service

Slot Definition:

Slots	Blk.Slot	Net Elements	Elm".Sta".Int.Ref
4	Controller	<input checked="" type="checkbox"/>	Controller
5	PowerMeasurement	<input checked="" type="checkbox"/>	PQ Measurement
6	AC Voltage	<input checked="" type="checkbox"/>	Voltage Measurement
7	PhaseMeasurement	<input checked="" type="checkbox"/>	Phase Measurement Device PL
8	ActivePowerReduction	<input checked="" type="checkbox"/>	ActivePowerReduction
9	Slow Frequ Measurement	<input checked="" type="checkbox"/>	Slow PLL
10	Solar Radiation	<input checked="" type="checkbox"/>	Ramp E
11	Temperature	<input checked="" type="checkbox"/>	Ramp Temperature

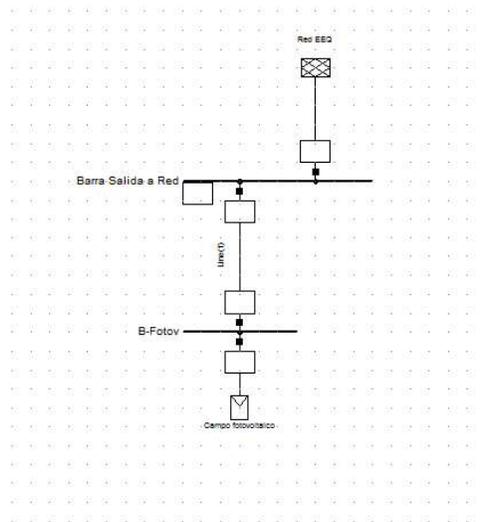
Slot Update Step Response Test

Fuente: Propia (Software Digsilent)

3.2.1.2 Sistema conectado a red.

Para el sistema conectado a red debemos incluir el bloque de una red externa además del respectivo inversor.

Gráfico 3.18 Armado del sistema fotovoltaico en DIGSILENT



Fuente: Propia (Software Digsilent)

El detalle completo del armado del sistema lo encuentra en el ANEXO.

Gráfico 3.19 Ingreso de datos en el arreglo fotovoltaico en el template.

Parameter	Value
U ₀ Open-circuit Voltage (STC) of Module [V]	43.8
U _{mp0} MPP Voltage (STC) of Module [V]	24.
I _{mp0} MPP Current (STC) of Module [A]	4.58
I _{k0} Short-circuit Current (STC) of Module [A]	8.93
a _v Temperature correction factor (voltage) [1/K]	-0.0039
a _i Temperature correction factor (current) [1/K]	0.0004
n _{Serial} Modules Number	20.
n _{Parallel} Modules Number	38.
T _r Time Constant of Module [s]	0.

Fuente: Propia (Software Digsilent).

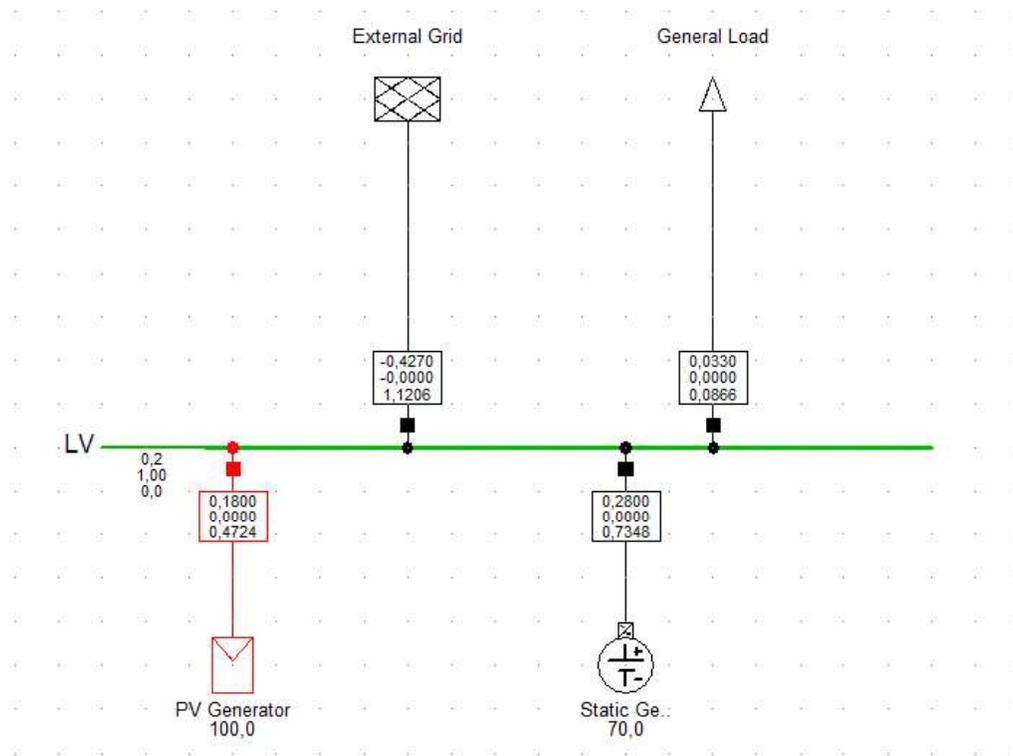
3.2.2 FLUJOS DE POTENCIA.

Una vez armados los sistemas procedemos a realizar los cálculos respectivos de flujo de potencia.

3.2.2.1 Sistema aislado.

Para el cálculo de flujos de potencia se debe verificar que los datos ingresados a los componentes del template sean los correctos.

Gráfico 3.20 Flujo de potencia sistema aislado.

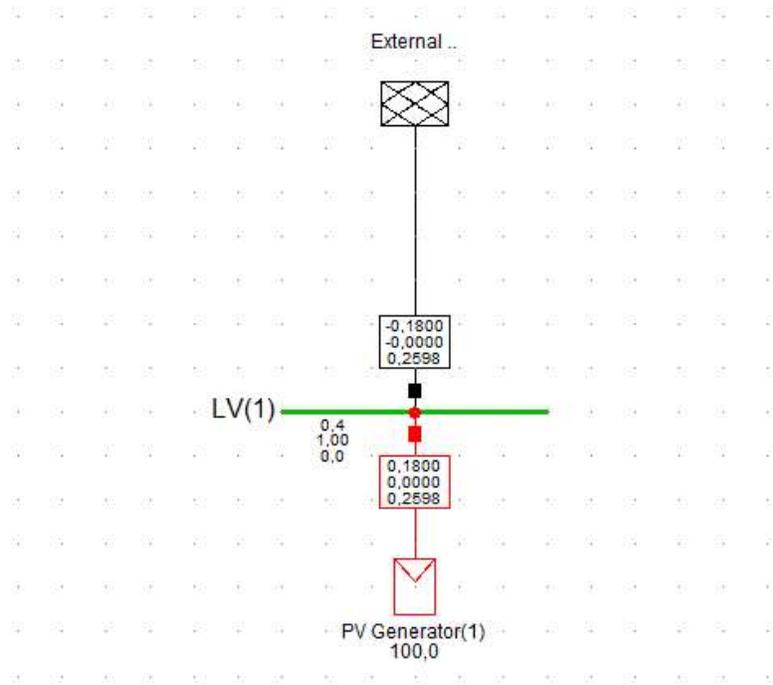


Fuente: Propia (Software Digsilent).

El detalle completo de los flujos de potencia lo encuentra en el ANEXO.

3.2.2.2 Sistema conectado a red.

Gráfico 3.21 Flujo de potencia sistema conectado a Red



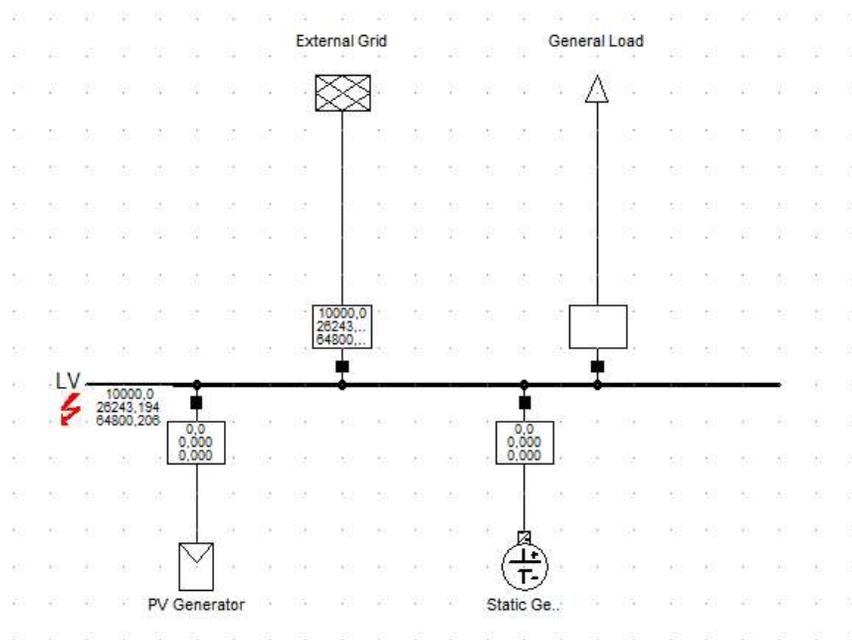
Fuente: Propia (Software Digsilent)

El detalle completo del flujo de potencia lo encuentra en el ANEXO.

3.2.3 CÁLCULO DE CORTOCIRCUITOS.

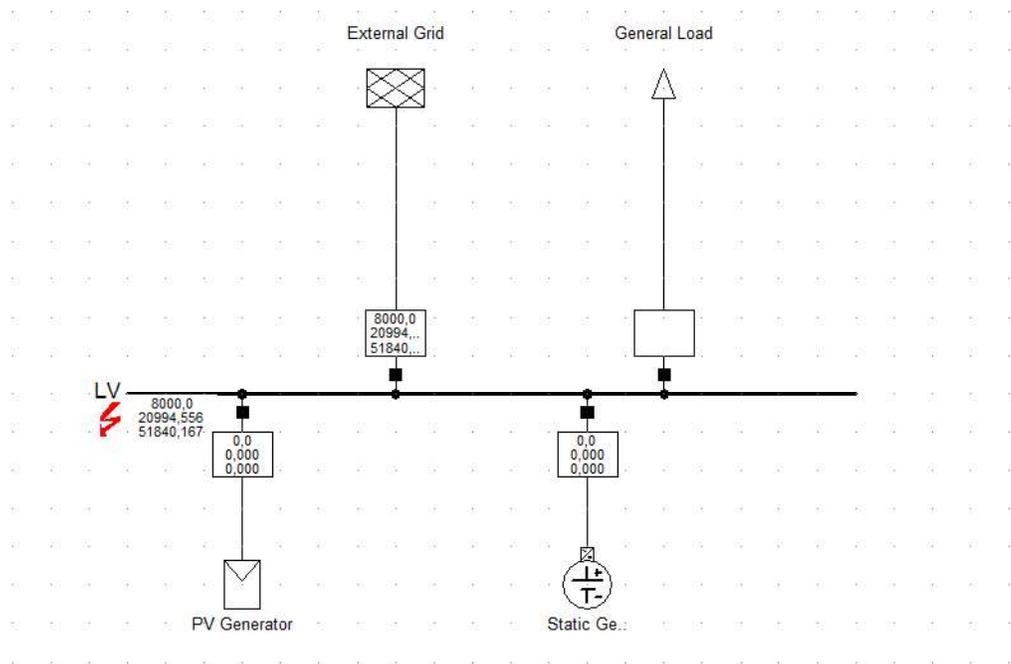
3.2.3.1 Sistema aislado.

Gráfico 3.22 Cortocircuito sistema aislado en máxima.



Fuente: Propia (Software Digsilent)

Gráfico 3.22 Cortocircuito sistema aislado en mínima.

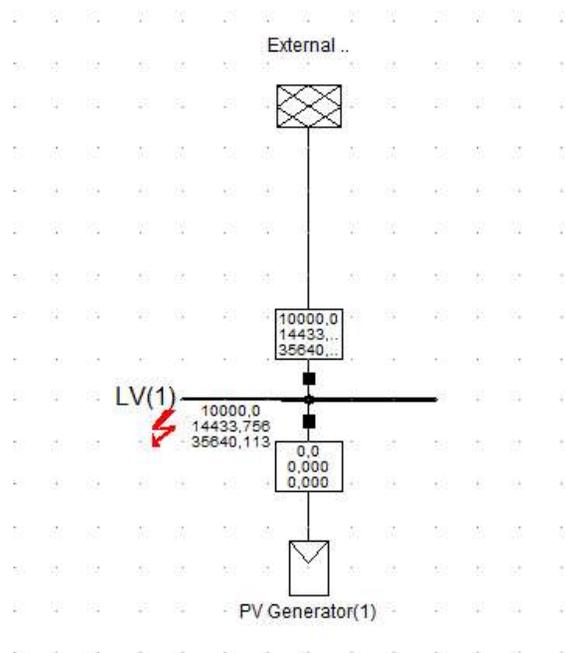


Fuente: Propia (Software Digsilent)

El detalle completo del flujo de potencia lo encuentra en el ANEXO.

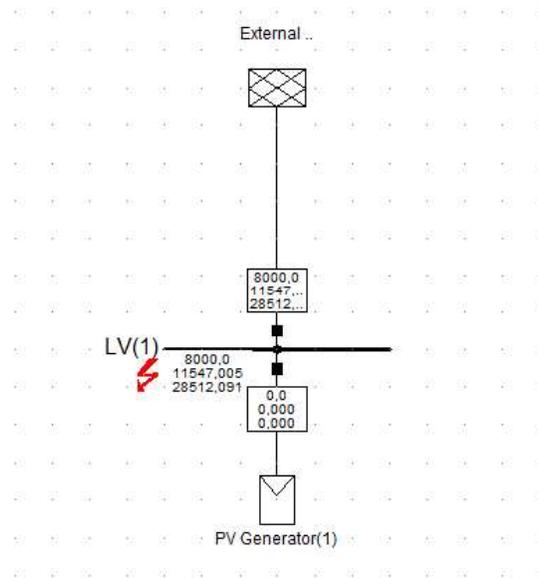
3.2.3.2 Sistema conectado a red.

Gráfico 3.23 Cortocircuito sistema conectado a red en máxima.



Fuente: Propia (Software Digsilent).

Gráfico 3.23 Cortocircuito sistema conectado a red en mínima.



Fuente: Propia (Software Digsilent).

El detalle completo del flujo de potencia lo encuentra en el ANEXO.

4 FASE ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 PRESUPUESTO REFERENCIAL DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO DISEÑADO.

Para esto vamos a distinguir los dos sistemas diseñados puesto que hay diferencia en los elementos que se emplean en cada uno de ellos.

4.1.1 SISTEMA AISLADO.

Es indispensable establecer un resumen de todos los elementos calculados que se ocuparan en la instalación de este sistema.

Tabla 5.1 Costos material para sistema aislado.

N o	Elemento	Unidades	Cantidad	Precio U (\$).	Precio Total
1	Paneles Solares (300w)	Unidad	560	330	184800
2	Estructura soporte sobre cubierta metalica (instalada)	Unidad	560	120	67200
3	Cable (16mm)	M	64	4,09	261,76
4	Cable (185mm)	M	200	29,02	5804
5	Cable (10mm)	M	50	2,65	132,5
6	Cable(150mm)	M	168	25,06	4210,08
7	Cable(25mm)	M	96	1,83	943,68
8	Cable(300mm)	M	40	48,7	1948
9	Cable (240mm)	M	30	40,8	1224
10	Cable (95mm)	M	30	17,95	538,5
11	Cable (120mm)	M	20	18,75	375
12	Inversor (75kW)	Unidad	1	16560	16560
13	Baterías (996Ah@C20)	Unidad	960	500	480000
14	Terminales	Unidad	2880	1,5	4320
15	Caja de conexiones	Unidad	38	6	228
	Total				768546

Fuente: Fabricantes y proveedores.

4.1.2 SISTEMA CONECTADO A RED.

Para el sistema conectado a red vamos a tener que cambiar el inversor y eliminar el banco de baterías.

Tabla 5.2 Costos material para sistema conectado a red.

No	Elemento	Unidades	Cantidad	Precio U (\$).	Precio Total
1	Paneles Solares (300w)	Unidad	768	330	250800
2	Estructura soporte sobre cubierta metálica (instalada)	Unidad	768	120	91200
3	Cable (16mm)	M	64	4,09	261,76
4	Cable (185mm)	M	200	29,02	5804
5	Cable (10mm)	M	50	2,65	132,5
6	Cable(150mm)	M	168	25,06	4210,08
7	Cable(25mm)	M	96	9,83	943,68
8	Cable(300mm)	M	40	48,7	1948
9	Cable (240mm)	M	30	40,8	1224
10	Cable (95mm)	M	30	17,95	538,5
11	Cable (120mm)	M	20	18,75	375
12	Inversor (85kW)	Unidad	3	16560	49680
13	Terminales	Unidad	2880	1,5	4320
14	Caja de conexiones	Unidad	38	6	228
	Total				407342

Fuente: Fabricantes

Se puede observar que el sistema aislado es mucho más costoso que el conectado a red, por cuanto en este sistema conectado a red se evita el banco de baterías que es un porcentaje representativo de la inversión del proyecto.

Los costos de instalación tanto de paneles como de baterías los vemos en el **ANEXO**, estos valores son muy reales por lo que los tomamos como referencia y solo le añadimos el porcentaje de inflación anual.

Los costos de operación y mantenimiento tanto de paneles como de baterías los vemos en el **ANEXO**, estos valores son muy reales por lo que los tomamos como referencia y solo le añadimos el porcentaje de inflación anual

4.2 CONCLUSIONES.

- Por las altas mediciones de consumo obtenidas con el analizador AEMC 8335Power Pad alrededor de 1,50782576 MWh/día se decidió conjuntamente con los encargados del área eléctrica de la empresa el diseño del sistema fotovoltaico únicamente para el sistema de iluminación de la nave del taller por la poca factibilidad de espacio libre disponible y por el alto costo que representaría un sistema para satisfacer esa alta demanda de energía.

- Los datos de radiación difieren dependiendo de la fuente a la que se haya referido. Como se presentó en su respectiva sección, se ha tomado por lo tanto las mediciones de radiación de la Secretaria de Ambiente del municipio ya que son mediciones de campo, en este caso a unos 350m del sitio de implementación del proyecto, por lo que están sujetas a un error menor en su medición.
- De las mediciones realizadas de la carga se puede observar que por ser esta una empresa pública de servicios existe gran demanda de energía puesto que en la sección de mantenimiento laboran las 18 horas diarias repartidas en 3 turnos de trabajo desde las 6:00 am hasta las 24:00 pm, por lo que su demanda de energía es muy alta incluso solo para iluminación.
- Del sistema aislado se puede ver que el 62,5% de la inversión del proyecto se lo hace en la adquisición de las baterías, esto se debe a que el banco de baterías debe ser capaz de almacenar la energía para dos días de autonomía.
- Se observa de acuerdo al resultado de la simulación en el software iHOGA que el valor presentado en el presupuesto de \$921685 ,que para el sistema aislado no se recupera la inversión realizada en el tiempo de vida del proyecto, sin embargo, conociendo esto la empresa está decidida en su implementación con el propósito de dar una buena imagen e impulsar el uso de las energías alternativas limpias a la ciudadanía.
- Con los resultados de la simulación se observa que el sistema fotovoltaico diseñado con la norma es similar al obtenido con el software iHOGA, por lo que nos da valores de potencia del campo fotovoltaico es similar en cuanto a la producción de energía, esto se debe a que se tomó en cuenta el valor real de radiación,
- La razón por la que se sobredimensionó un pequeño margen el sistema aislado es por que este abastecerá la carga critica ubicada en sistemas como son los servidores de telefonía, video vigilancia, correo, web, etc ; que como se puede predecir no puede quedarse sin energía .
- No existe un método para la selección de los paneles solares por lo que se tomó en cuenta aspectos que no están relacionados con la parte

eléctrica, como son el peso y dimensiones de los paneles, así como también el costo, en la decisión por monocristalino o policristalino.

- Luego de ver la inversión necesaria para la implementación del sistema conectado a red a través de un inversor, se puede decir que este sistema es mejor desde el punto de vista financiero, se puede vender energía a la red que según el software representa un valor por Venta E. Eléctrica (VAN) \$-1149817, que este resultado sea negativo significa “más ingresos por venta de electricidad que gastos por componentes”.
- Un dato importante es el ángulo de inclinación de los paneles puesto que por estar ubicados en la mitad del mundo el mejor ángulo de inclinación de los paneles es de cero grados, también hay que tomar en consideración la recomendación de un ángulo mínimo de 10 grados por mantenimiento del campo solar, debido al tipo de instalación, debido al espacio disponible para la instalación del campo fotovoltaico que es en el techo del taller se optó por un ángulo de inclinación de 5 grados, con este ángulo de inclinación se obtiene una radiación sobre superficie inclinada incluso mayor a que fuese sobre superficie horizontal y en el software se obtiene incluso una radiación ligeramente superior, a su vez esto nos evita tener una estructura de soporte para los paneles extremadamente pesada ya que con los 10 grados de inclinación tendríamos una altura en los extremos de 2,46m lo que la haría muy pesada y costosa, al hacerlo con el ángulo de 5 grados tenemos una estructura de 0,71m (en su lado más alto) adicional al desnivel del techo.
- El sistema diseñado satisface la condición de demanda de la carga en el mes de menor radiación que es abril, por lo que se puede decir que está garantizado el abastecimiento de la carga para el resto del año y esto se lo confirma con los resultados de la simulación en el software iHOGA.

4.3 RECOMENDACIONES.

- Como principal recomendación sería el rediseño del sistema de iluminación para la nave del taller, ya que este no es el óptimo para el tipo de trabajo que se realiza, puesto que el sistema de iluminación en techo y fosas de trabajo es con lámparas de tubo fluorescente a 220V ubicados a una altura de 7m del piso, que lo hace poco eficiente.

- Por la facilidad de implementación y su bajo costo se recomienda la implementación del sistema conectado directamente a red, este dejaría ganancias de cerca de 1 millón de dólares en el tiempo de vida del proyecto según la simulación en el software iHOGA.
- Se recomienda a la empresa realizar un estudio de eficiencia energética en todas sus instalaciones del taller ya que de lo observado se puede determinar muchas falencias en su sistema de iluminación, esto debería ser acompañado de un programa de reasignación de turnos de trabajo.
- Se recomienda a la empresa realizar un estudio para la automatización del sistema de iluminación puesto que esto nos ayudaría ahorrar energía y disminuir el consumo, puesto que hay ocasiones en las que las luminarias están encendidas por horas incluso cuando no hay nadie realizando algún trabajo.
- Se recomienda a la empresa que la implementación de dicho proyecto fotovoltaico se lo haga directamente por parte del personal de planta de la empresa ya que esto se vería reflejado en la disminución del costo de instalación de la estructura, así como en el montaje de los paneles y demás elementos, esto es perfectamente realizable ya que cuenta con personal para montaje de estructura así como para la instalación eléctrica.
- Es aconsejable que se implemente el proyecto desde el punto de vista social, ambiental y publicitario que brinda buena imagen, tanto para la empresa como para el municipio, puesto que ayudaría a proyectar una mejor imagen hacia la ciudadanía, de que las autoridades se preocupan por el medio ambiente, con lo cual se estaría ayudando a descontaminar la ciudad.
- Se recomienda también la posibilidad de implementación de pequeños sistemas fotovoltaicos en la parte superior de las paradas y estaciones de todos los corredores del sistema metropolitano de transporte, que sean capaces de autoabastecer su consumo.

BIBLIOGRAFÍA.

- [1]. J. Carta, J. Calero, "Centrales de energías renovables, Generación eléctrica con energías renovables", 1ra Edición, Madrid: Editorial Pearson Educación, 2009.
- [2]. M. Casa, M. Barrio, "Instalaciones solares Fotovoltaicas", Primera Edición, México: Editorial Alfaomega, 2017.
- [3]. E. Esteire, A. Madrid, "Energías renovables manual técnico", 1ra Edición, Madrid: AMV Ediciones, 2010.
- [4]. E. Harper, "Tecnologías de generación de energía eléctrica", 1ra Edición, México: Editorial Limusa, 2011.
- [5]. M. Ibanez, J. Rosell, "Tecnología solar", 1ra Edición, Madrid: Ediciones Mundi-Prensa, 2005.
- [6]. A. Jha, "Solar Cell Technology and Applications", First Edition, U.S.A: CRC Press, 2010.
- [7]. M. Sánchez, "Energía Solar Fotovoltaica", 1ra Edición, México, Editorial Limusa, 2011.
- [8]. B. Revelo, "Factibilidad técnica y económica de un sistema híbrido aislado de red para la estación Cotopaxi del Instituto Espacial Ecuatoriano (IEE)", Tesis previa a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico, Escuela Politécnica Nacional, Quito: 2015.
- [9]. CIEMAT, "Tecnologías Energéticas e impacto ambiental", 1ra Edición, España: McGraw-Hill, 2001.
- [10]. R. Dufo, "Manual de usuario: iHOGA PRO+Versión 2.4", Universidad de Zaragoza, España: 2017.
- [11]. MEER, "PLAN MAESTRO DE ELECTRICIDAD 2016-2025", Quito: 2017.
- [12]. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red, PCT-A-REV-2009, España.
- [13]. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red, PCT-C-REV-2011, España.

INTERNET

- [1]. <NASA> ,<https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/retscreen.cgi?email=rdufo%40unizar.es&step=1&lat=-0.15&lon=-78.00&submit=Submit>.
- [2]. <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/paneles-solares-de-alto-rendimiento-tecnologia-celulas-perc/>
- [3]. <http://www.censolar.org/articu04.htm>
- [4]. http://www.abengoasolar.com/web/en/nuestras_plantas/plantas_para_terceros/chile/index.html
- [5]. <http://www.energias.bienescomunes.org/2012/10/12/que-es-la-energia-undimotriz/>
- [6]. <https://www.oilandgasmagazine.com.mx/2017/05/nuevas-tecnologias-en-paneles-solares/>

ANEXO 1.

Datasheet panel.

SIMAX 156 SP672-280W-285W-290W-295W-300W-305W-310W



Product Features



- 

Positive tolerance
Guaranteed tolerance +3%
Reliable power output
- 

High module efficiency
Module efficiency up to 15.7%
Cells efficiency up to 17.8%
- 

Strong compressive strength
Certified to withstand high wind of 2400Pa
and snow loads of 5400Pa
- 

High manufacture standards
certified to high standards by the
most reputable labs According to
IEC:61215: IEC:61730-1/2
- 

International Management System
Manufactured and certified according
to ISO9001, Quality management system
- 

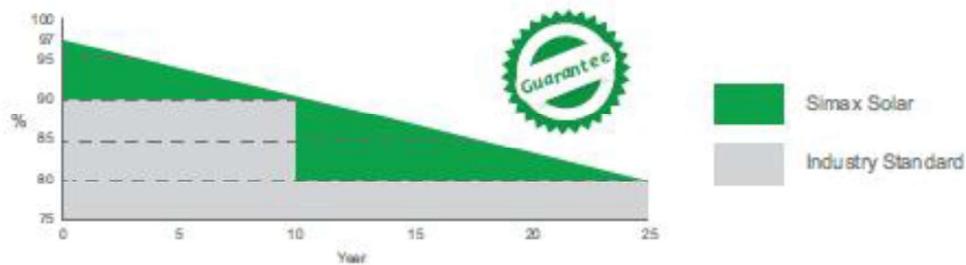
Fire test approved
Application class A, Safety Class II, Fire Rating C
- 

Excellent performance under extreme condition
High salt mist and ammonia resistance
- 

Reliable quality forever
Without potential induced
degradation(PID-free)

Leading Warranty in PV Industry

- 25 year transferrable power output warranty: 10 years / 90%, 25 years / 80%
- Linear performance warranty from SIMAX Power
- 12 year material and workmanship warranty



* Please refer to Simax Solar Product Warranty for details.



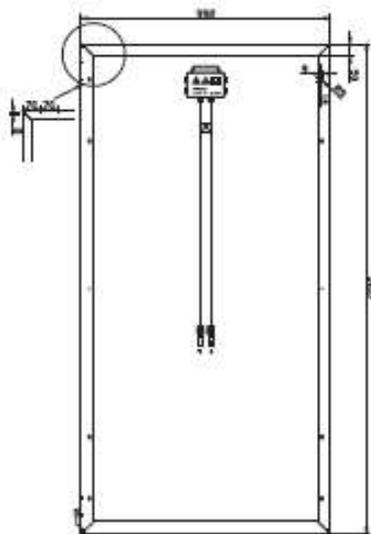
SIMAX 156 SP672-280W-285W-290W-295W-300W-305W-310W



Electrical Characteristics

Parameters	SP672-280		SP672-285		SP672-290		SP672-295		SP672-300		SP672-305		SP672-310	
	STC	NOCT												
Peak power [Wp] P_{mp}	280W	308W	285W	312W	290W	319W	295W	324W	300W	329W	305W	334W	310W	339W
Open circuit voltage [V] V_{oc}	44.4	44.7	44.4	45.0	44.4	45.3	45.0	45.5	45.0	45.8	45.2	45.8	45.5	45.8
Maximum Power Voltage [V] (V_{mp})	29.5	31.2	35.8	37.4	35.8	37.4	36.3	37.8	36.3	38.0	36.5	38.0	36.8	38.0
Maximum Power Current [A] (I_{mp})	7.82	5.59	7.96	5.65	8.10	5.76	8.13	5.79	8.26	5.95	8.35	5.91	8.42	6.05
Short circuit Current [A] (I_{sc})	8.45	5.94	8.60	5.99	8.71	6.06	8.76	6.12	8.89	6.25	8.95	6.29	9.01	7.21
Power Tolerance	0→+3%		0→+3%		0→+3%		0→+3%		0→+3%		0→+3%		0→+3%	
Module Efficiency (%)	14.5%		14.7%		14.9%		15.3%		15.5%		15.7%		16.0%	

STC: Irradiance: 1000 W/m^2 ; Spectrum AM 1.5; Cell temperature: 25°C; Wind 0 m/s
 NOCT: Irradiance: 800 W/m^2 ; Spectrum AM 1.5; ambient temperature 20°C; wind speed 1 m/s



Mechanical Characteristics

Solar Cell	Polycrystalline silicon 156 x 156 (mm)
No. of Cells	72 (6 x 12)
Dimensions	1956 x 992 x 40 mm
Weight	22.5 kg
Front Glass	3.2mm (0.13 inches) tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy

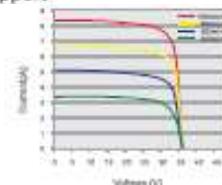
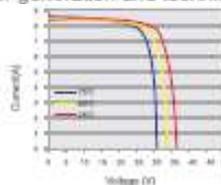
Output

Cable Type	$\varnothing = 4 \text{ mm}^2$
Lengths	L = 900 mm
Junction Box	PV - JB001 MC4

Temperature Coefficients

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45 ± 2°C
Temperature Coefficient of (P_{max})	-0.39% / °C
Temperature Coefficient of (V_{oc})	-0.34% / °C
Temperature Coefficient of (I_{sc})	0.035% / °C

- Provide the best solutions for photovoltaic power generation and technical support
- Provide Cost-effective products
- Provide 12 Years Quality Warranty
- Power out $\geq 90\%$ in 10 years
- Power out $\geq 80\%$ in 25 years



Global standby to ensure response within 24 hours
 Australia and Europe office were established to give better services to customers

Simax Green New Energy (Europe) GmbH
 Mergenthaler Allee 21 / 25
 85760 Eschborn / Germany
 Tel.: +49 6 195 97 39 525
 Fax: +49 6 195 99 29 694
 info@simax.de
 www.simax.de



Simax (Australia) Green New Energy Pty Ltd
 5 / 78 Frankston Gardens Drive,
 Geelong Downs, VIC 3210
 Tel: +61 3 9708 2400
 Fax: +61 3 9708 2402
 info@simax.com.au
 www.simax.com.au



ANEXO 2.

Datasheet batería.

BAE SECURA PVS solar

Technical Specification for Vented Lead-Acid Batteries (VLA)

1. Application

BAE SECURA PVS solar batteries need only low maintenance and are used to store electric energy in medium and large solar photovoltaic installations.

Due to the robust tubular plate design BAE PVS batteries are excellent suited for highest requirements regarding cycling ability and long life-time.



2. Technical data (Reference temperature 20 °C)

Type	C_{1h} Ah	C_{10h} Ah	C_{20h} Ah	C_{25h} Ah	C_{30h} Ah	C_{40h} Ah	C_{50h} Ah	R_i mΩ	I_{sc} kA	Length (L) mm	Width (W) mm	Height (H) mm	Weight dry kg	Weight filled kg
2 PVS 140	63	111	127	141	143	144	148	1.52	1.37	105	208	420	9.1	14.5
3 PVS 210	95	167	191	211	215	217	222	1.06	1.96	105	208	420	11.2	16.4
4 PVS 280	127	223	254	282	287	289	295	0.84	2.46	105	208	420	12.8	18.0
5 PVS 350	159	279	318	352	359	361	369	0.70	2.98	126	208	420	15.3	21.7
6 PVS 420	191	334	382	424	431	434	444	0.60	3.47	147	208	420	18.1	25.7
5 PVS 550	223	389	432	486	496	500	513	0.57	3.61	126	208	535	20.0	28.8
6 PVS 660	267	467	518	583	595	601	616	0.49	4.18	147	208	535	23.5	34.0
7 PVS 770	310	544	604	681	694	700	720	0.44	4.69	168	208	535	26.8	39.1
6 PVS 900	352	665	748	856	877	888	916	0.47	4.41	147	208	710	33.0	47.4
7 PVS 1050	415	777	872	993	1,020	1,033	1,065	0.36	5.66	215	193	710	42.1	61.5
8 PVS 1200	473	886	996	1,137	1,160	1,178	1,216	0.32	6.36	215	193	710	46.6	65.4
9 PVS 1350	522	992	1,116	1,274	1,300	1,320	1,365	0.33	6.20	215	235	710	51.4	75.4
10 PVS 1500	585	1,100	1,240	1,418	1,450	1,464	1,516	0.28	7.25	215	235	710	56.0	79.4
11 PVS 1650	635	1,210	1,362	1,555	1,590	1,608	1,665	0.28	7.36	215	277	710	61.0	89.6
12 PVS 1800	698	1,320	1,486	1,699	1,740	1,752	1,816	0.24	8.41	215	277	710	65.4	93.4
11 PVS 2090	790	1,470	1,636	1,836	1,870	1,884	1,941	0.24	8.38	215	277	855	72.7	105.9
12 PVS 2280	869	1,600	1,784	2,001	2,040	2,052	2,116	0.22	9.48	215	277	855	77.4	110.4
13 PVS 2470	978	1,740	1,938	2,174	2,210	2,232	2,292	0.16	13.03	215	400	815	90.8	137.8
14 PVS 2660	1,051	1,880	2,080	2,332	2,380	2,400	2,448	0.15	13.82	215	400	815	95.3	142.4
15 PVS 2850	1,123	2,010	2,220	2,498	2,550	2,568	2,640	0.14	14.43	215	400	815	100.2	146.9
16 PVS 3040	1,195	2,140	2,380	2,664	2,710	2,736	2,808	0.13	15.20	215	400	815	105.4	151.6
17 PVS 3230	1,280	2,290	2,540	2,858	2,910	2,940	3,000	0.12	16.91	215	490	815	117.7	175.1
18 PVS 3420	1,352	2,420	2,680	3,024	3,080	3,108	3,192	0.11	17.55	215	490	815	121.9	179.1
19 PVS 3610	1,425	2,560	2,840	3,189	3,250	3,276	3,360	0.11	18.36	215	490	815	126.8	183.6
20 PVS 3800	1,496	2,690	2,980	3,355	3,420	3,444	3,528	0.11	18.92	215	490	815	132.0	188.3
22 PVS 4180	1,635	2,950	3,280	3,686	3,750	3,780	3,888	0.10	19.92	215	580	815	145.4	213.9
24 PVS 4560	1,777	3,220	3,560	4,010	4,090	4,128	4,224	0.09	21.26	215	580	815	155.2	223.0
26 PVS 4940	1,917	3,480	3,860	4,341	4,420	4,464	4,584	0.09	22.49	215	580	815	165.0	232.0

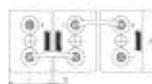
1, 2) Internal resistance R_i and short circuit current I_{sc} according to IEC 60896-11

Height (H) is the maximum height between container bottom and top of the bolts in assembled condition.

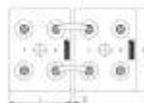
BAE SECURA PVS solar batteries are also available as dry pre-charged version. They are filled with additional "TG", e.g. 4 PVS 290 TG.

All values given in the table correspond to 100 % DOD without voltage drop of connectors. Please consider item 7.

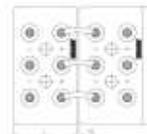
3. Terminal positions



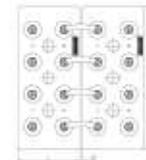
2 PVS 140 to 6 PVS 900



7 PVS 1050 to 12 PVS 2280



13 PVS 2470 to 16 PVS 3040



17 PVS 3230 to 26 PVS 4940

Terminals are designed as female poles with brass inlay M10 for flexible insulated copper cables with cross-section 25, 35, 50, 70, 95 or 120 mm² or insulated solid copper connectors with cross-section 90, 150 or 300 mm².



Technical Specification for BAE *SECURA PVS solar*

4. Design

Positive electrode	tubular-plate with a woven polyester gauntlet and solid grids in a corrosion-resistant PbSbSnSe-low antimony alloy
Negative electrode	grid-plate in a low antimony alloy with long-life expander material
Separation	microporous separator
Electrolyte	sulphuric acid with a density of 1.24 kg/l at 20 °C (68 °F)
Container	high impact, transparent SAN (Styrol-Acrylic-Nitrile), UL-94 rating: HB
Lid	high impact SAN in dark grey colour (colour may vary slightly from given image), UL-94 rating: HB
Plugs	labyrinth plugs for arresting aerosols, optional ceramic plugs or ceramic funnel plugs according to DIN 40740
Pole-bushing	100 % gas- and electrolyte-tight, sliding, plastic-coated "Panzerpol"
Kind of protection	IP 25 regarding EN 60529, touch protected according to VBG 4

5. Installation

BAE *SECURA PVS solar* batteries are designed for indoor applications. For outdoor applications please contact BAE.

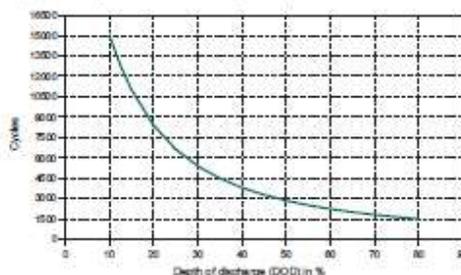
6. Maintenance

Every 6 months	check battery voltage, pilot cell voltages, temperatures
Every 12 months	check connections, record battery voltage, cell voltages and temperatures
Every 3 years	average water-refilling interval (depending on utilization and ambient temperature)

7. Operational data

Depth of discharge (DOD)	max. 80 % ($U_n = 1.91$ V/cell for discharge times >10 h; 1.74 V/cell for 1 h) deep discharges of more than 80 % DOD have to be avoided
Initial charge current (I or bulk phase)	unlimited, the minimal charge current has to be 5 A/100 Ah C_{10}
Charge voltage at cyclic operation	restricted from 2.30 V to 2.40 V per cell, operating instruction is to be observed
Float voltage/non cyclic voltage	2.23 V/cell
Adjustment of charge voltage	no adjustment necessary if battery temperature is between 10 °C and 30 °C (50 °F and 86 °F) in the monthly average, otherwise $\Delta U/\Delta T = -0.003$ V/cell per K within a period of 1 up to 4 weeks
Recharge to 100 %	3,150 (A+B) at 40 °C (104 °F)
IEC 61427 cycles	-20 °C to 55 °C (-4 °F to 131 °F), recommended temperature range 10 °C to 30 °C (50 °F to 86 °F)
Battery temperature	approx. 3 % per month at 20 °C (68 °F)
Self-discharge	

8. Number of cycles as function of Depth of discharge



9. Transport

Batteries are not subject to ADR (road transport), if the conditions of Special Provision 598 (Chapter 3.3) are observed. These cells/batteries are dangerous goods on sea transport. Declaration and packaging must comply with the requirements of IMDG-Codes.

10. Standards

Test standards	IEC 60896-11, IEC 61427
Safety standard, ventilation	EN 50272-2

BAE Batterien GmbH
Wilhelminenhofstraße 69/70
12459 Berlin
Germany

Tel.: +49 (0)30 53001-661
Fax: +49 (0)30 53001-667
E-Mail: info@bae-berlin.de
www.bae-berlin.de


Energy from Batteries

ANEXO 3.

Datasheet inversor.

YASKAWA
SOLECTRIA SOLAR

COMMERCIAL INVERTERS



PVI 50TL
PVI 60TL
PVI 75TL
PVI 85TL
PVI 100TL

FEATURES

- Compliant with NEC 2014 690.11 & 690.12 arc fault and rapid shutdown requirements when coupled with ARCCOM combiner
- Highest peak and CEC efficiencies
- Modbus communications
- User-interactive LCD
- Real power curtailment

OPTIONS

- Rapid shutdown (NEC 2014 690.12 compliant)
- Fuse or breaker subcombiner options
- Dust filter
- Forward facing disconnects
- Stainless steel enclosure
- Web-based monitoring
- Built-in cellular connectivity
- Sub-array monitoring

SOLECTRIA.COM

COMMERCIAL INVERTERS

The PVI 50-100KW inverters are compliant with NEC 2014 690.11 & 690.12 requirement when ordered with rapid shutdown option and the ARCCOM combiner. The most customizable full line of commercial grid-tied PV inverters available today, the PVI 50-100KW series has been utilized in projects ranging from 50KW to multi-megawatt solar farms, including a 30MW solar farm. This series of Inverters is capable of operating at 208 VAC, 240 VAC, 480 VAC, and 600 VAC and comes standard with AC and DC disconnects, transformer isolation, LCD, and monitoring gateway. They also contain a lightweight power stage making it easily serviceable. Options include premium efficient models, integrated fuse or breaker subcombiners, forward facing disconnects, stainless steel enclosure, web-based monitoring and sub-array monitoring, built-in cellular connectivity, and a dust filter. AC voltage and frequency settings may be customized according to utility specification.



SPECIFICATIONS		PVI 50KW	PVI 60KW	PVI 75KW	PVI 85KW	PVI 100KW
DC Input						
Absolute Maximum Input Voltage						600 VDC
Max Power Input Voltage Range (MPPT)*						300-500 VDC
MPPT Input Voltage Range - Low Voltage Option						285-500 VDC
Maximum Operating Input Current		176 A	211 A	264 A	299 A	351 A
Maximum Operating Input Current - Low Voltage Option		185 A	222 A	278 A	314 A	370 A
Strike Voltage						400 V
Strike Voltage - Low Voltage Option						380 V
AC Output						
Nominal Output Voltage		208, 240, 480 or 600 VAC, 3-Ph (3-wire standard, 4-wire optional)				
AC Voltage Range (Standard)		-12%/+10%				
Continuous Output Power		50 kW	60 kW	75 kW	85 kW	100 kW
Continuous Output Current	208 VAC	139 A	167 A	208 A	236 A	278 A
	240 VAC	120 A	144 A	180 A	205 A	240 A
	480 VAC	60 A	72 A	90 A	102 A	120 A
	600 VAC	48 A	58 A	72 A	82 A	96 A
Maximum Backfeed Current		0 A				
Nominal Output Frequency		60 Hz				
Output Frequency Range		57.0-60.5 Hz				
Power Factor		Adjustable - 0.9 to +0.9, factory set at 1				
Total Harmonic Distortion (THD) @ Rated Load		<3%				
Efficiency						
Peak Efficiency	208 VAC	96.7%	96.7%	97.1%	96.6%	96.5%
	240 VAC	97.7%	97.8%	97.1%	96.7%	96.9%
	480 or 600 VAC	96.5%	96.5%	97.2%	96.9%	96.9%
CEC Efficiency	208 VAC	96.0%	96.0%	97.0%	96.0%	96.0%
	240 VAC	97.0%	97.0%	96.0%	96.0%	96.0%
	480 VAC	96.0%	96.0%	97.0%	96.5%	96.5%
Tare Loss		< 3 W				
Subcombiner Options						
Fuses or Breakers		2-8 positions, 40-300 A				
Temperature						
Ambient Temperature Range (full power)		-40°F to +131°F (-40°C to +55°C)				
Storage Temperature Range		-40°F to +131°F (-40°C to +55°C)				
Relative Humidity (non-condensing)		0-95%				
Data Monitoring						
Optional SolerView Web-based Monitoring		Integrated				
Optional Revenue Grade Monitoring		External				
Optional SolZone™ Sub-Array Monitoring (DC Current)		2-8 zones				
Optional Cellular Communication		SolerView AIR				
External Communication Interface		RS-485 SunSpec Modbus RTU				
Certifications						
Safety Listings & Certifications		UL 1741/IEEE 1547, CSA C22.2#107.1, FCC part 15 B				
Certification Agency		ETL				
Warranty						
Standard		5 year				
Optional		10, 15, 20 year; extended service agreement; uptime guarantee				
Enclosure						
dBA (Decibel) Rating		< 62 dBA @ 3 m				
Transformer		Standard, fully-integrated (Internal)				
AC/DC Disconnects		Standard, fully-integrated				
Dimensions - Side Facing Disconnects (H x W x D)		78.2 in. x 50-53 in. x 33 in. (1987 mm x 1270-1347 mm x 839 mm)**				
Dimensions - Forward Facing Disconnects (H x W x D)		78.2 in. x 79-88 in. x 33 in. (1987 mm x 2007-2236 mm x 839 mm)**				
Weight		1450 lbs (658 kg)		1875 lbs (851 kg)		
Enclosure Rating		Type 3R				
Enclosure Finish		Polyester powder coated steel; Optional 316 stainless steel				

Copyright © Yaskawa - SolerView Solar. All information subject to change without notice. November 10, 2015 (DC-E-100-3A0-1)



www.solertrie.com | inverters@solertrie.com | 978.683.9700



*At nominal AC voltage
**Width dependent upon rating of disconnect chosen

ANEXO 4.

Datos radiación secretaria ambiente.

Datos de radiación promedio mensual por horas obtenidos de la secretaria de ambiente.**Enero**

Hora	Wh/m ²
1:00	0
2:00	0
3:00	0
4:00	0
5:00	0
6:00	0
7:00	12,22
8:00	147,82
9:00	362,26
10:00	563,76
11:00	715,19
12:00	768,25
13:00	684,58
14:00	604,78
15:00	488,27
16:00	365,53
17:00	202,39
18:00	68,38
19:00	2,49
20:00	0
21:00	0
22:00	0
23:00	0
0:00	0

Febrero

Hora	Wh/m²
1:00	0
2:00	0
3:00	0
4:00	0
5:00	0
6:00	0,83
7:00	24,62
8:00	150,85
9:00	330,51
10:00	548,38
11:00	667,29
12:00	695,87
13:00	582,10
14:00	500,23
15:00	400,36
16:00	293,57
17:00	179,16
18:00	67,26
19:00	2,92
20:00	0
21:00	0
22:00	0
23:00	0
0:00	0

Marzo.

Hora	Wh/m ²
1:00	0
2:00	0
3:00	0
4:00	0
5:00	0
6:00	0
7:00	19,58
8:00	128,67
9:00	334,74
10:00	543,58
11:00	690,13
12:00	724,72
13:00	642,04
14:00	524,43
15:00	425,20
16:00	317,81
17:00	185,42
18:00	67,67
19:00	2,12
20:00	0
21:00	0
22:00	0
23:00	0
0:00	0

Abril.

Hora	Wh/m²
1:00	0
2:00	0
3:00	0
4:00	0
5:00	0
6:00	0
7:00	18,88
8:00	162,23
9:00	363,48
10:00	555,53
11:00	673,33
12:00	683,74
13:00	604,27
14:00	470,79
15:00	349,92
16:00	239,07
17:00	145,16
18:00	42,88
19:00	0,53
20:00	0
21:00	0
22:00	0
23:00	0
0:00	0

Mayo.

Hora	Wh/m²
1:00	0
2:00	0
3:00	0
4:00	0
5:00	0
6:00	0
7:00	21,58
8:00	158,40
9:00	353,65
10:00	540,11
11:00	657,00
12:00	691,79
13:00	612,12
14:00	493,34
15:00	383,42
16:00	257,49
17:00	137,71
18:00	36,02
19:00	0,40
20:00	0
21:00	0
22:00	0
23:00	0
0:00	0

Junio.

Hora	Wh/m²
1:00	0
2:00	0
3:00	0
4:00	0
5:00	0
6:00	0
7:00	17,45
8:00	157,69
9:00	355,89
10:00	530,56
11:00	655,75
12:00	697,97
13:00	647,25
14:00	555,17
15:00	429,57
16:00	295,58
17:00	170,31
18:00	55,47
19:00	0,69
20:00	0
21:00	0
22:00	0
23:00	0
0:00	0

Julio.

Hora	Wh/m²
1:00	0
2:00	0
3:00	0
4:00	0
5:00	0
6:00	0
7:00	14,48
8:00	164,24
9:00	367,60
10:00	562,57
11:00	693,12
12:00	736,77
13:00	708,60
14:00	609,22
15:00	480,39
16:00	331,41
17:00	194,11
18:00	63,67
19:00	1,11
20:00	0
21:00	0
22:00	0
23:00	0
0:00	0

Agosto.

Hora	Wh/m²
1:00	0
2:00	0
3:00	0
4:00	0
5:00	0
6:00	0
7:00	38,65
8:00	189,87
9:00	423,88
10:00	637,31
11:00	767,24
12:00	751,61
13:00	674,43
14:00	595,58
15:00	470,81
16:00	334,14
17:00	190,52
18:00	64,35
19:00	0,90
20:00	0
21:00	0
22:00	0
23:00	0
0:00	0

Septiembre.

Hora	Wh/m²
1:00	0
2:00	0
3:00	0
4:00	0
5:00	0
6:00	0
7:00	34,47
8:00	253,20
9:00	490,47
10:00	694,25
11:00	801,32
12:00	783,94
13:00	703,91
14:00	611,97
15:00	462,31
16:00	303,73
17:00	164,58
18:00	48,46
19:00	0,20
20:00	0
21:00	0
22:00	0
23:00	0
0:00	0

Octubre.

Hora	Wh/m²
1:00	0
2:00	0
3:00	0
4:00	0
5:00	0
6:00	0,00
7:00	46,66
8:00	243,68
9:00	473,09
10:00	679,47
11:00	788,86
12:00	775,62
13:00	644,91
14:00	523,46
15:00	414,65
16:00	259,85
17:00	137,30
18:00	27,46
19:00	0,02
20:00	0
21:00	0
22:00	0
23:00	0
0:00	0

Noviembre.

Hora	Wh/m²
1:00	0
2:00	0
3:00	0
4:00	0
5:00	0
6:00	0,00
7:00	43,19
8:00	227,02
9:00	465,36
10:00	673,79
11:00	789,69
12:00	750,80
13:00	603,43
14:00	548,00
15:00	438,24
16:00	282,80
17:00	136,39
18:00	30,23
19:00	0,02
20:00	0
21:00	0
22:00	0
23:00	0
0:00	0

Diciembre.

Hora	Wh/m²
1:00	0
2:00	0
3:00	0
4:00	0
5:00	0
6:00	0
7:00	22,13
8:00	182,27
9:00	400,35
10:00	612,16
11:00	751,79
12:00	753,11
13:00	641,21
14:00	555,86
15:00	436,49
16:00	300,58
17:00	159,39
18:00	45,95
19:00	0,37
20:00	0
21:00	0
22:00	0
23:00	0
0:00	0

ANEXO 5.

Esquemas del campo fotovoltaico.

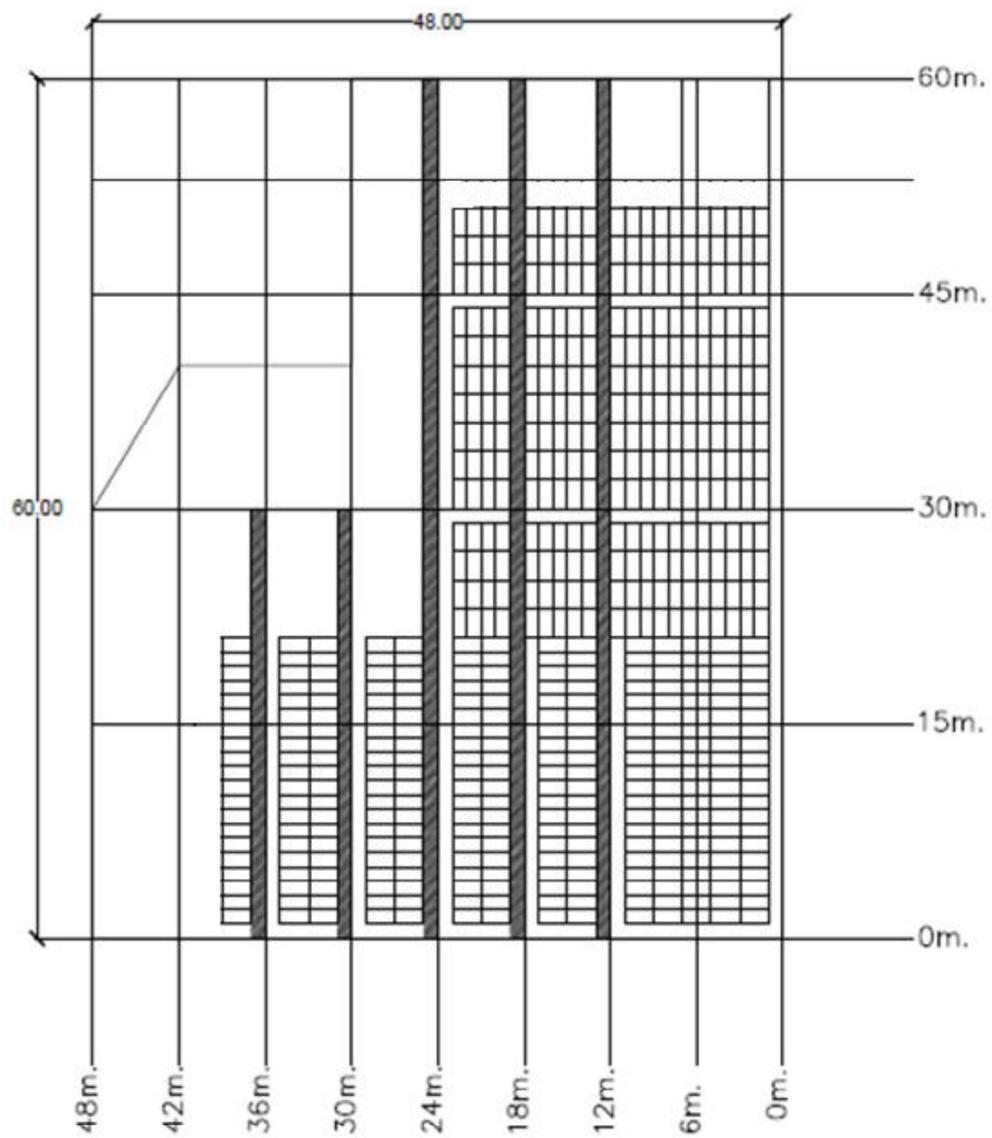
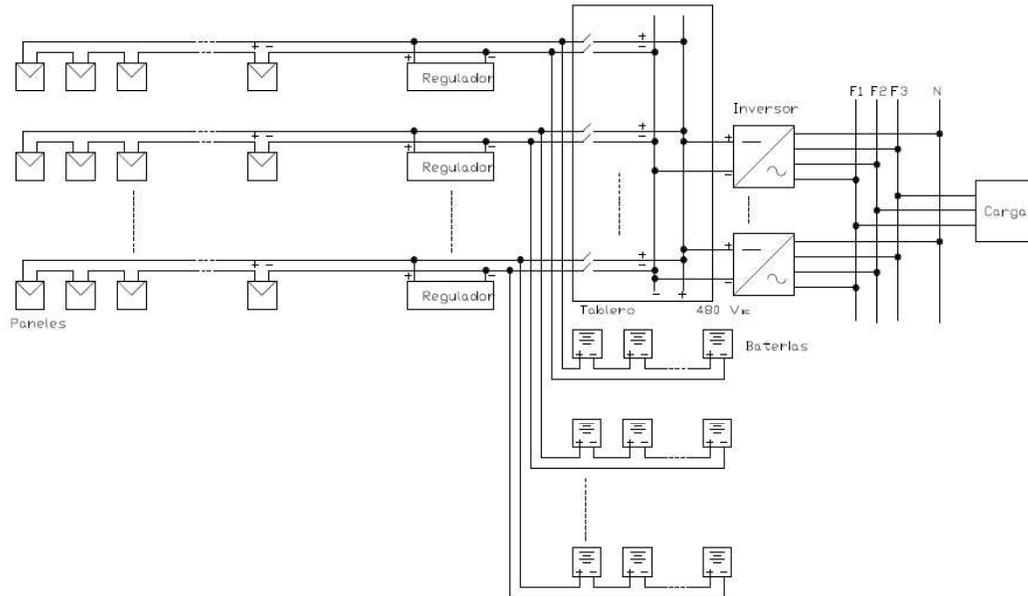
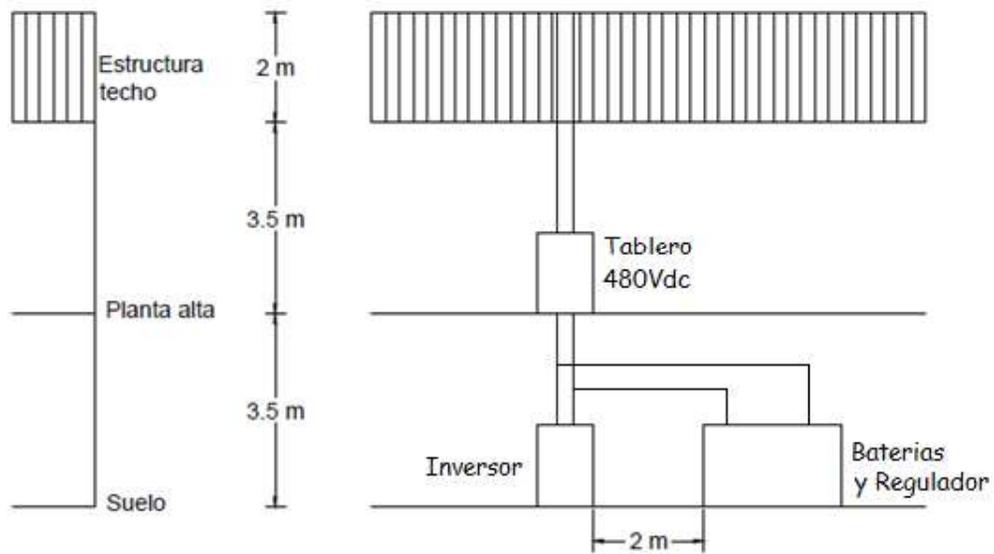
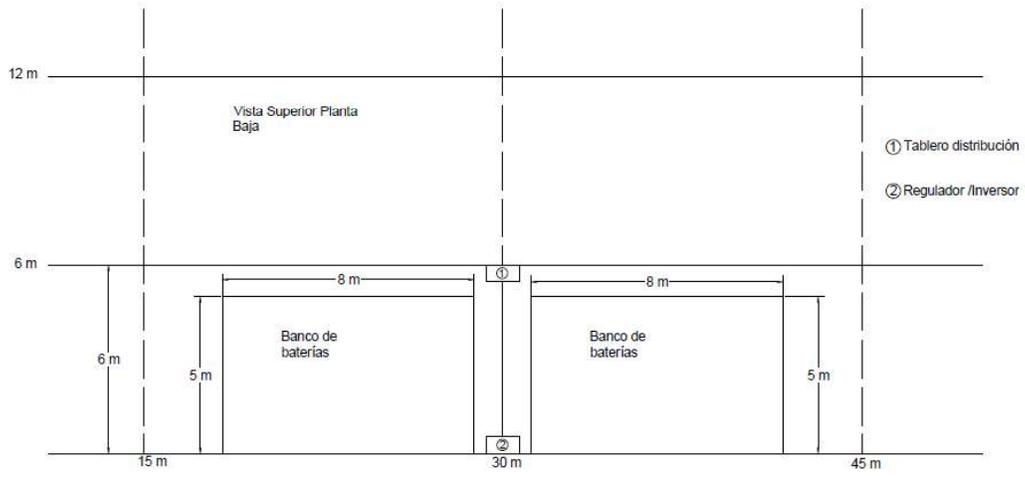
Representación gráfica del campo fotovoltaico, sistema aislado de red.

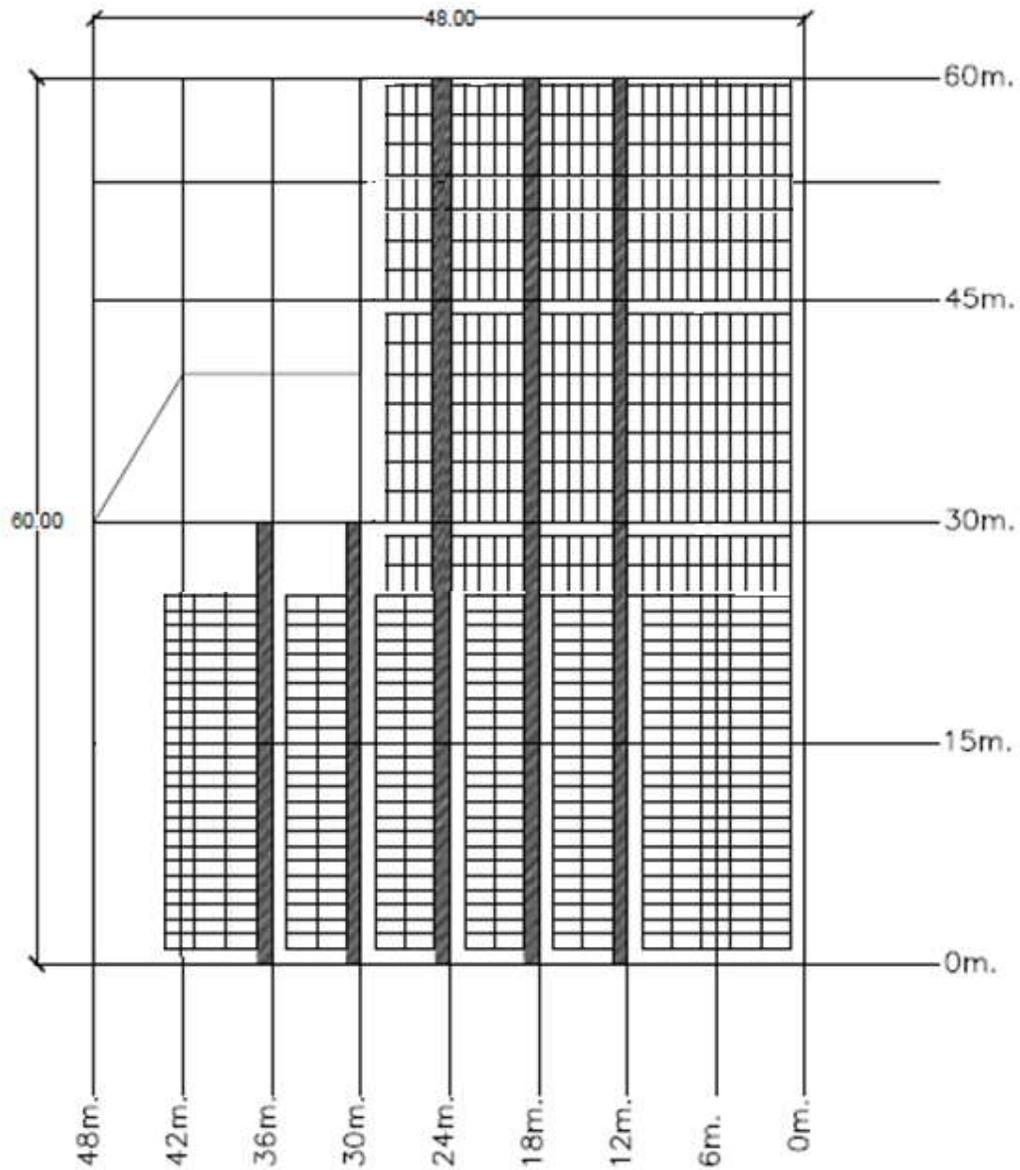
Diagrama de conexiones



Corte vista lateral.



Corte vista superior.

Representación gráfica del campo fotovoltaico, sistema conectado a red.

ANEXO 6.

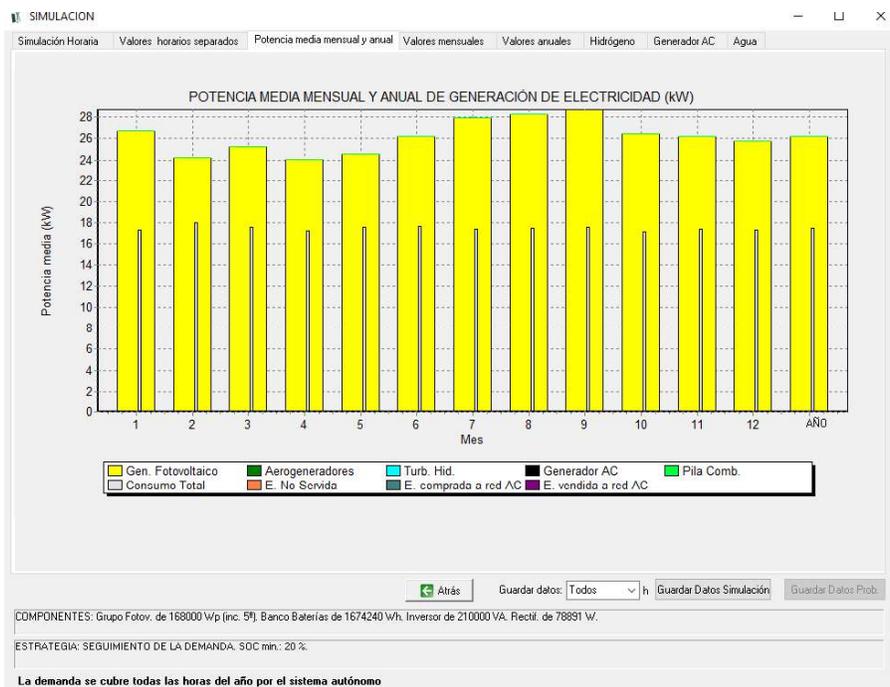
Resultados iHOGA

Sistema Aislado.

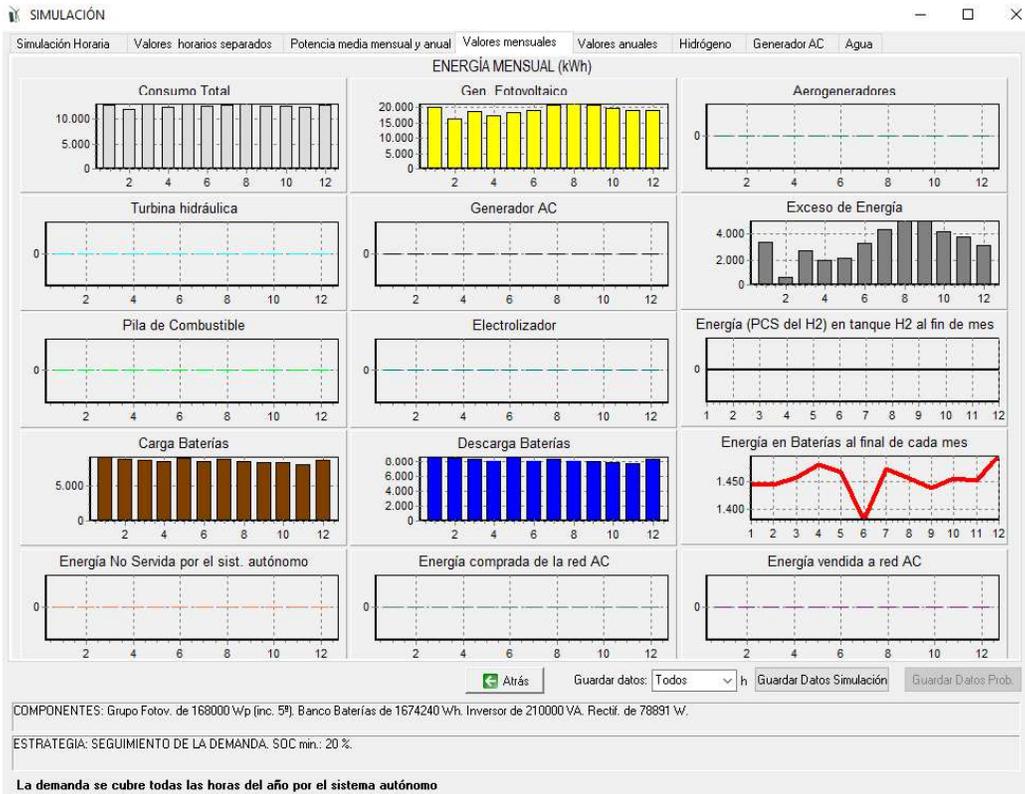
Simulación horaria.



Potencia media mensual y anual.

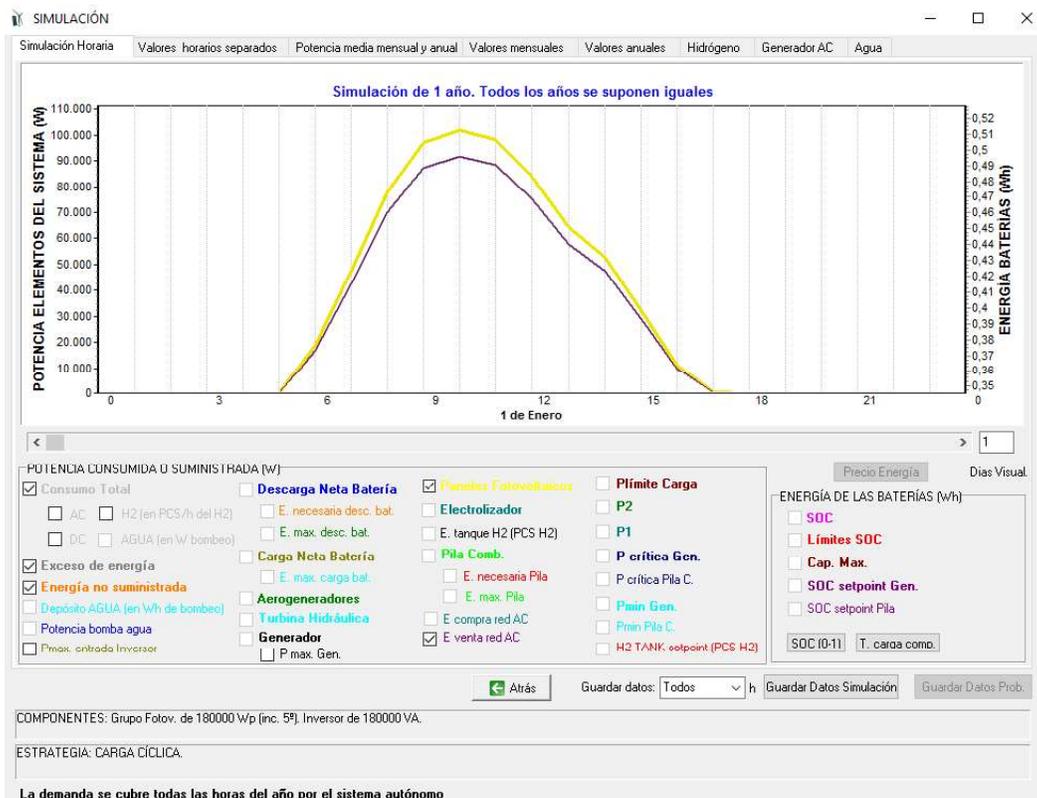


Valores mensuales.

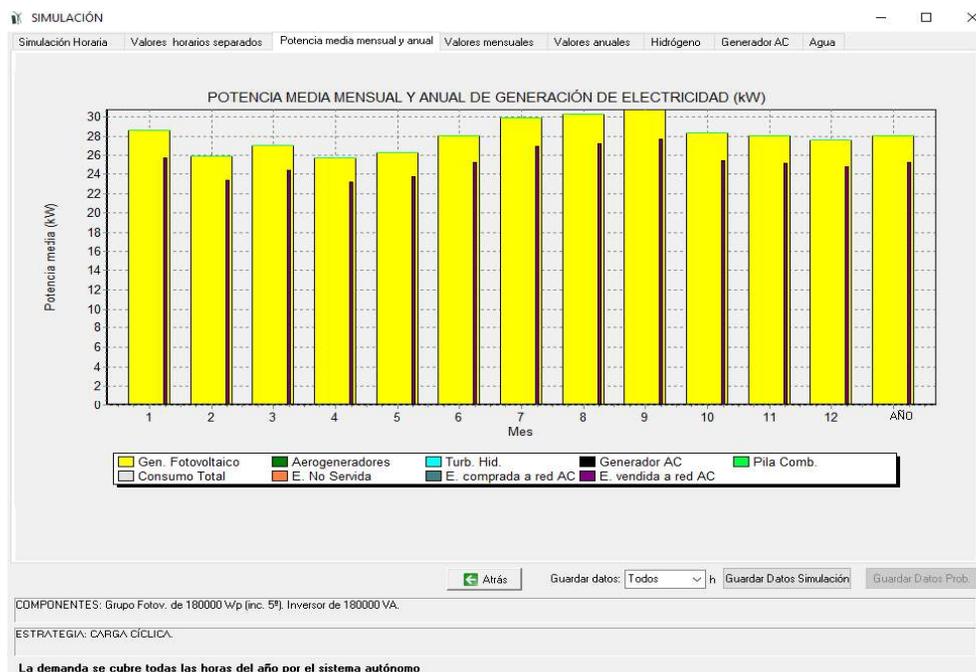


Sistema Conectado a Red.

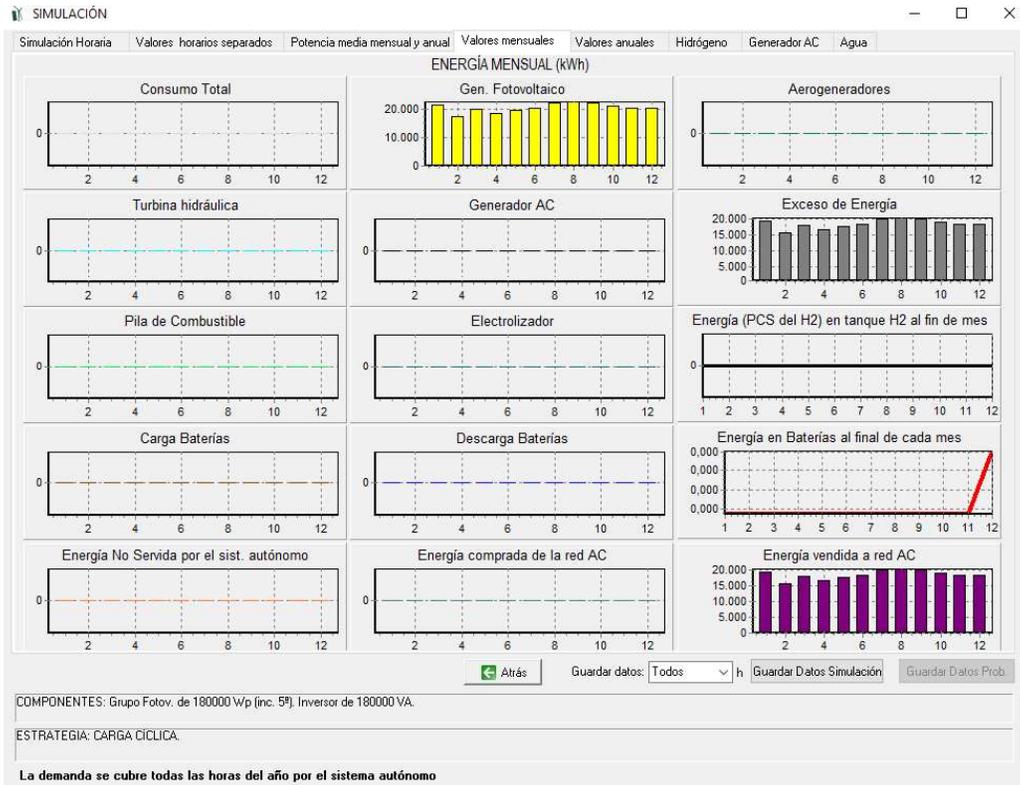
Simulación horaria.



Potencia media mensual y anual.



Valores mensuales.



ANEXO 7.

Resultados Flujos de potencia y Cortocircuitos.

| | | | DIGSILENT | Project: |

| | | | PowerFactory |-----

| | | | 15.1.2 | Date: 7/31/2018 |

| Load Flow Calculation | Complete System Report: Voltage Profiles, Grid Interchange |

| AC Load Flow, balanced, positive sequence | Automatic Model Adaptation for Convergence | No |

| Automatic Tap Adjust of Transformers | No | Max. Acceptable Load Flow Error for |

| Consider Reactive Power Limits | No | Nodes | 1,00 kVA |

| | | | Model Equations | 0,10 % |

| Grid: Grid | System Stage: Grid | Study Case: Study Case | Annex: / 2 |

Volt. Generation	Motor	Load	Compen-	External	Power	Total	Load	NoLoad
Level	Load	sation	ation	Infeed	Interchange	Losses	Losses	Losses
	[MW]/	[MW]/	[MW]/	[MW]/	Interchange	Losses	Losses	Losses
	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	to	[MW]/	[MW]/	[MW]/
	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]

0,22	0,46	0,00	0,03	0,00	-0,43	0,00	0,00	0,00
------	------	------	------	------	-------	------	------	------

	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

Total:	0,46	0,00	0,03	0,00	-0,43	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

 | | | | DIGSILENT | Project: |
 | | | | PowerFactory |-----
 | | | | 15.1.1.2 | Date: 7/31/2018 |

 | Load Flow Calculation | Complete System Report: Voltage Profiles, Grid Interchange |

AC Load Flow, balanced, positive sequence	Automatic Model Adaptation for Convergence	No		
Automatic Tap Adjust of Transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error for		
Consider Reactive Power Limits	No	Nodes	1,00 kVA	
			Model Equations	0,10 %

 | Total System Summary | Study Case: Study Case | Annex: / 3 |

	Generation	Motor	Load	Compen-	External	Inter Area	Total	Load	NoLoad
		Load	sation	tion	Infeed	Flow	Losses	Losses	Losses
	[MW]/	[MW]/	[MW]/	[MW]/	[MW]/	[MW]/	[MW]/	[MW]/	[MW]/
	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]

\Walter\TlroHOGA\Network Model\Network Data\Grid

	0,46	0,00	0,03	0,00	-0,43	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

Total:											
	0,46	0,00	0,03	0,00	-0,43	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

Flujo Sistema Conectado Red.

				DIGSILENT		Project:	
				PowerFactory			
				15.1.2		Date: 7/31/2018	

Complete System Report: Voltage Profiles, Grid Interchange

	Load Flow Calculation						
	AC Load Flow, balanced, positive sequence		Automatic Model Adaptation for Convergence	No			
	Automatic Tap Adjust of Transformers	No		Max. Acceptable Load Flow Error for			
	Consider Reactive Power Limits	No		Nodes		1,00 kVA	
				Model Equations		0,10 %	

	Grid: Grid		System Stage: Grid		Study Case: Study Case		Annex:		/ 1
--	------------	--	--------------------	--	------------------------	--	--------	--	-----

	rtd.V	Bus - voltage				Voltage - Deviation [%]				
	[kV]	[p.u.]	[kV]	[deg]		-10	-5	0	+5	+10

ILV(1)

	0,40	1,000	0,40	0,00			
--	------	-------	------	------	--	--	--

 | | | | DIGSILENT | Project: |
 | | | | PowerFactory |-----
 | | | | 15.1.2 | Date: 7/31/2018 |

 | Load Flow Calculation | Complete System Report: Voltage Profiles, Grid Interchange |

AC Load Flow, balanced, positive sequence	Automatic Model Adaptation for Convergence	No		
Automatic Tap Adjust of Transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error for		
Consider Reactive Power Limits	No	Nodes	1,00 kVA	
			Model Equations	0,10 %

 | Grid: Grid | System Stage: Grid | Study Case: Study Case | Annex: / 2 |

	Volt. Generation	Motor Load	Load	Compen-	External	Power	Total	Load	NoLoad
Level	[MW]/	[MW]/	[MW]/	sation	Infeed	Interchange	Losses	Losses	Losses
[kV]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[MW]/	to	[MW]/	[MW]/	[MW]/
					[Mvar]		[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]
0,40	0,18	0,00	0,00	0,00	-0,18		0,00	0,00	0,00

	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

Total:	0,18	0,00	0,00	0,00	-0,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

| | | DIGSILENT | Project: |

| | | PowerFactory |-----

| | | 15.1.1.2 | Date: 7/31/2018 |

| Load Flow Calculation | Complete System Report: Voltage Profiles, Grid Interchange |

| AC Load Flow, balanced, positive sequence | Automatic Model Adaptation for Convergence | No |

| Automatic Tap Adjust of Transformers | No | Max. Acceptable Load Flow Error for |

| Consider Reactive Power Limits | No | Nodes | 1,00 kVA |

| | | | Model Equations | 0,10 % |

| Total System Summary | Study Case: Study Case | Annex: / 3 |

	Generation	Motor	Load	Compen-	External	Inter Area	Total	Load	NoLoad
		Load	sation	tion	Infeed	Flow	Losses	Losses	Losses
	[MW]/	[MW]/	[MW]/	[MW]/	[MW]/	[MW]/	[MW]/	[MW]/	[MW]/
	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]

| \\Walter\2doHOGA\Network Model\Network Data\Grid |

	0,18	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

Total:												
	0,18	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

Corto Circuito Sistema Aislado (Máxima).

 | | DIGSILENT | Project: |
 | | PowerFactory | -----
 | | 15.1.1.2 | Date: 7/31/2018 |

 | Fault Locations with Feeders

| Short-Circuit Calculation / Method : VDE 0102 | 3-Phase Short-Circuit / Max. Short-Circuit Currents |

Asynchronous Motors	Grid Identification	Short-Circuit Duration	
Always Considered	Automatic	Break Time	0,10 s
		Fault Clearing Time (Ith)	1,00 s
Decaying Aperiodic Component (idc)	Conductor Temperature	c-Voltage Factor	
Using Method B	User Defined No	User Defined No	

 | Grid: Grid | System Stage: Grid | Annex: / 1 |

 | rtd.v. Voltage c- Sk" Ik" ip Ib Sb Ith |
 | [kV] [kV] [deg] Factor [MVA/MVA] [kA/kA] [deg] [kA] [kA] [kA] [kA] |

Corto Circuito Sistema Aislado (Mínima).

			DIGSILENT		Project:	
			PowerFactory			
			15.1.2		Date: 7/31/2018	

| Fault Locations with Feeders

| Short-Circuit Calculation / Method : VDE 0102 3-Phase Short-Circuit / Min. Short-Circuit Currents |

	Asynchronous Motors		Grid Identification		Short-Circuit Duration	
	Always Considered		Automatic		Break Time	0,10 s
					Fault Clearing Time (Ith)	1,00 s
	Decaying Aperiodic Component (idc)		Conductor Temperature		c-Voltage Factor	
	Using Method	B	User Defined	No	User Defined	No

| Grid: Grid System Stage: Grid | Annex: / 1 |

	rtd.v.	Voltage	c-	Sk"	Ik"	ip	Ib	Sb	Ik	Ith	
	[kV]	[kV]	[deg]	Factor	[MVA/MVA]	[kA/kA]	[kA]	[MVA]	[kA]	[kA]	

Corto Circuito Sistema Conectado Red (Máxima).

			DIGSILENT		Project:	
			PowerFactory			
			15.1.2		Date: 7/31/2018	

| Fault Locations with Feeders

| Short-Circuit Calculation / Method : VDE 0102 3-Phase Short-Circuit / Max. Short-Circuit Currents |

	Asynchronous Motors		Grid Identification		Short-Circuit Duration	
	Always Considered		Automatic		Break Time	0,10 s
	Decaying Aperiodic Component (idc)		Conductor Temperature		Fault Clearing Time (Ith)	1,00 s
	Using Method	B	User Defined	No	User Defined	No

| Grid: Grid System Stage: Grid | Annex: / 1 |

	rtd.v.	Voltage	c-	Sk"	Ik"	ip	Ib	Sb	Ik	Ith	
	[kV]	[kV]	[deg]	Factor	[MVA/MVA]	[kA/kA]	[kA]	[MVA]	[kA]	[kA]	[kA]

	ILV(1)	0,40	0,00	0,00	1,05	10000,00	MVA	14433,76	kA	-84,29	35640,11	kA	14433,76	10000,00	14433,76	14433,76	14433,76	14433,76	14433,76	14433,76	
						0,00	MVA	0,00	kA	0,00	0,00	0,00	kA								
						10000,00	MVA	14433,76	kA	-84,29	35640,11	kA									

Corto Circuito Sistema Conectado Red (Mínima).

			DIGSILENT		Project:	
			PowerFactory			
			15.1.2		Date: 7/31/2018	

| Fault Locations with Feeders

| Short-Circuit Calculation / Method : VDE 0102 3-Phase Short-Circuit / Min. Short-Circuit Currents |

	Asynchronous Motors		Grid Identification		Short-Circuit Duration	
	Always Considered		Automatic		Break Time	0,10 s
	Decaying Aperiodic Component (idc)		Conductor Temperature		Fault Clearing Time (Ith)	1,00 s
	Using Method	B	User Defined	No	User Defined	No

| Grid: Grid System Stage: Grid | Annex: / 1 |

	rtd.v.	Voltage	c-	Sk"	Ik"	ip	Ib	Sb	Ik	Ith	
	[kV]	[kV]	[deg]	Factor	[MVA/MVA]	[kA/kA]	[kA]	[MVA]	[kA]	[kA]	[kA]

ANEXO 8.

Costos fijos de operación/mantenimiento.

Costos de operación/mantenimiento generador fotovoltaico.

Ítem	COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO GENERADOR FOTOVOLTAICO	Cant	unidad	Costo unitario HORA	costo /semestre	costo anual	total año
1	Limpieza de paneles	20	horas hombre	2.95	59	118	396
2	Comprobación de elementos de protección	10	horas hombre	2.95	29.5	59	
3	Inspección y verificación de conexiones	10	horas hombre	2.95	29.5	59	
4	Insumos de limpieza	1	u	60	60	120	
5	Gastos de transporte	1	u	10	10	20	
6	Provisión de equipos de seguridad	1	u	10	10	20	
TOTAL							396

Fuente: Revelo Rosalia, "Factibilidad técnica y económica de un sistema híbrido aislado de red para la estación Cotopaxi del Instituto Espacial Ecuatoriano", EPN, Quito 2015.

Costos de operación/mantenimiento banco de baterías.

Ítem	COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL BANCO DE BATERÍAS	Cant	unidad	Costo unitario HORA	costo /semestre	costo anual	total año
1	Limpieza del banco de baterías	10	horas hombre	2.95	29.5	59	495
2	Verificación del estado de densidad del electrolito	10	horas hombre	2.95	29.5	59	
3	Mediciones de voltaje de cada Bateria y del banco de baterías	10	horas hombre	2.95	29.5	59	
4	Ecuilización banco de baterías	10	horas hombre	2.95	29.5	59	
5	Inspección y verificación de conexiones	10	horas hombre	2.95	29.5	59	
6	Insumos de limpieza	1	u	40	40	80	
7	Gastos de transporte	1	u	20	20	40	
8	Provisión de equipos de seguridad	1	u	40	40	80	
TOTAL							495

Fuente: Revelo Rosalia, "Factibilidad técnica y económica de un sistema híbrido aislado de red para la estación Cotopaxi del Instituto Espacial Ecuatoriano", EPN, Quito 2015.