

**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**



**Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación**

*Estudio de estabilidad y confiabilidad ante la integración de la generación distribuida agrícola y acuícola en la CNEL EP - Unidad de Negocios Santa Elena.*

**PROYECTO INTEGRADOR**

Previo la obtención del Título de:

**Ingeniero en Electricidad**

Presentado por:

Gary Zacarias Yagual Yépez

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2022

## DEDICATORIA

El sincero agradecimiento a mi esposa por ausentarme durante la preparación de este proyecto, a mis hijos por regalarme una sonrisa que anima, a mi madre que vale por dos al estar también y fundamentar al hombre que ahora soy y los seres queridos que hoy ya no están físicamente y que Dios los tiene a su lado mirando siempre a los que estamos.

## **AGRADECIMIENTOS**

    Mi padre celestial por haberme dado a la familia que hoy tengo, a mi compañera de vida por sus consejos y su entendimiento para culminar esta Programa de uso comercial de mi vida, al Ing. Gabriel Quimis, y a la corporación nacional de electricidad CNEL EP – UNIDAD DE NEGOCIOS SANTA ELENA por facilitarme la experiencia e información profesional para el presente estudio.

## DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, me corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; *Gary Zacarias Yagual Yépez* y doy mi consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”

---

**Autor**

## EVALUADORES

.....  
**PhD. Ángel Andrés Recalde Lino**

PROFESOR DE LA MATERIA

.....  
**PhD. Jorge Aragundi R.**

PROFESOR TUTOR

## RESUMEN

Ante la constante variable de las demandas eléctricas dentro del área concesión y el despunte del sector camaronero y agrícola como parte fundamental en el desarrollo del país en tal sentido dar la permanencia de operación, abastecimiento y confiabilidad de la red, por ello se hace necesario el estudio del impacto a las nuevas normativas vigentes y la afectación de estos en la red de distribución.

El presente trabajo establece un modelo de implementación y su optimización mediante la red usando PVsyst y de un programa de uso comercial como complemento de estudio, teniendo en cuenta la calidad de energía como son las variables eléctricas e índice de la estabilidad de voltaje del sistema y las pérdidas de potencia activa pérdidas de energía por alta demanda pico en sistema eléctrico de distribución e indexación de precálculo de mejora ante la integración de generación fotovoltaica en el actual sistema y sus cargas más altas en las barras existentes dentro del área de concesión por la empresa pública estratégica Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP - Unidad de Negocios Santa Elena.

Este estudio está basado en el sistema eléctrico división Playas previa autorización de CNEL EP – UNIDAD DE NEGOCIOS SANTA ELENA.

**Palabras Clave:** Estabilidad de voltaje, Técnicas de optimización, Generación fotovoltaica, optimización de flujos de potencia, normativas legales existentes.

## **ABSTRACT**

*Given the constant variable of electrical demands within the concession area and the emergence of the shrimp and agricultural sector as a fundamental part of the country's development in this sense to provide the permanence of operation supply and reliability of the network, for this reason it is necessary to Study of the impact of the new regulations in force and their effect on the distribution network.*

*The present work establishes an implementation model and its optimization through the network using PVSyst and a program for commercial use as a study complement, taking into account the quality of energy such as electrical variables and system voltage stability index and Losses of active power Losses of energy due to high peak demand in the electrical distribution system and indexation of pre-calculation of improvement due to the integration of photovoltaic generation in the current system and its highest loads in the existing bars within the concession area by the company strategic public National Electricity Corporation CNEL EP - Santa Elena Business Unit.*

*This study is based on the system of CNEL EP – SANTA ELENA BUSINESS UNIT.*

**Keywords:** *Voltage stability, optimization techniques, photovoltaic generation, optimization of power flows, existing legal regulations.*

# ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	I
ABSTRACT .....	II
ÍNDICE GENERAL .....	III
ABREVIATURAS.....	VI
SIMBOLOGÍA.....	VII
ÍNDICE DE FIGURAS .....	IX
ÍNDICE DE TABLAS.....	XII
CAPITULO 1.....	1
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Descripción del problema .....	2
1.2 Justificación del problema .....	3
1.3 Objetivos .....	3
1.3.1 Objetivo general.....	3
1.3.2 Objetivos específicos .....	4
1.4 Alcance del proyecto .....	4
CAPÍTULO 2.....	5
2. MARCO TEÓRICO .....	5
2.1 Conceptos básicos y definiciones.....	5
2.2 Generación de electricidad a partir de la energía solar. ....	6
2.3 Movimiento de la tierra alrededor del sol.....	8
2.4 Radiación solar sobre la superficie.....	9
2.4.1 Constante solar.....	9
2.4.2 Angulo de incidencia sobre una superficie orientada.....	10
2.4.3 Tablas de irradiación.....	11
2.4.4 Componentes de la instalación.....	12



2.5	Impacto de la generación distribuida en la estabilidad de los sistemas eléctricos	12
2.5.1	Incurrir en explotación de las energías fósiles sobre las personas. ....	13
2.5.2	Impacto de las energías renovables. ....	14
2.6	Impacto de la generación distribuida fotovoltaica en los sistemas eléctricos.	15
2.6.1	Ventajas de la Generación Distribuida. ....	15
CAPÍTULO 3.....		16
3.	METODOLOGÍA .....	16
3.1	Unifilar del área de concesión de la distribuidora, empresa pública estratégica Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP – Unidad de Negocios Santa Elena.	16
3.2	Sector Productivo. ....	18
3.2.1	Sector Camaronero análisis de demanda. ....	18
3.2.2	Identificación de las camaroneras y su cercanía a las redes eléctricas.	19
3.3	Normativas legales aplicables para cambio de matriz energética. ....	20
3.4	Factibilidad del sistema bajo análisis de implementación.....	21
3.5	Parámetros de funcionamiento de una célula solar.....	21
3.6	Factor de forma y eficiencia para células del silicio.....	24
3.7	Introducción en PVsyst.....	26
3.8	Introducción Google earth. ....	27
3.9	Introducción en PROGRAMA DE USO COMERCIAL. ....	28
CAPÍTULO 4.....		30
4.	RESULTADOS Y ANÁLISIS.....	30
4.1	Posibilidades de localizaciones de la central Fotovoltaica. ....	30
4.2	Elección de la zona .....	36
4.3	Ordenación y usos de territorio. ....	38
4.4	Impacto y protecciones medio ambiental. ....	39
4.5	Radiación solar de la zona. ....	39
4.6	Planteamiento del esquema eléctrico a implementar bajo el software PVsyst.	43

4.6.1	Cálculo aproximado de cantidades abstractas de los elementos que componen la generación hasta el inversor.....	45
4.6.2	Producción energética anual .....	65
4.6.3	Dimensiones del panel fotovoltaico escogido.....	66
4.7	Inversor de la granja fotovoltaica.....	70
4.7.1	Elección de inversor.....	70
4.8	Análisis mediante el programa de uso comercial.....	75
4.8.1	Panel Fotovoltaico.....	76
4.9	Simulación del sistema base en la plataforma PROGRAMA DE USO COMERCIAL.....	76
4.9.1	Escenario 1. Estado nominal la red.....	78
4.9.2	Escenario 2. Inyectar la potencia activa de la generación de la granja fotovoltaica .....	83
4.9.3	Escenario 3. Incrementar en un 20% las cargas en los alimentadores específicos en la cual se conectan en la actualidad varias piscinas acuícolas .....	85
4.10	Propuesta CAPÍTULO 5.....	86
	CAPITULO 5.....	88
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	88
5.1	Conclusiones.....	88
5.2	Recomendaciones.....	90
	BIBLIOGRAFÍA.....	91
	APÉNDICES.....	93
	Anexos.....	94
	Anexo 1 .....	94
	Anexo 2 .....	96
	Anexo 3 .....	100

## ABREVIATURAS

CNEL	Corporación Nacional de Electricidad
EP	Empresa Publica
GD	Generación Distribuida
MAGAP	Ministerio de agricultura, acuicultura y pesca
CENACE	Centro Nacional de Electricidad
ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de Electricidad
CONELC	Consejo Nacional de Electricidad
MEER	Ministerio de Electricidad y Energías Renovables
CELEC	Corporación Eléctrica del Ecuador
S.N.I.	Sistema Nacional Interconectado
SNT	Sistema Nacional de Transmisión.
IEEE	International

## SIMBOLOGÍA

V	Voltaje
I	Corriente
Z	Impedancia
Y	Admitancia
P	Potencia
$SI_k$	Índice de Estabilidad en el nodo k.
$V_i$	Voltaje en el nodo i.
$P_k$	Potencia activa en el nodo k.
$Q_k$	Resistencia de la línea entre i y k.
$X_{ik}$	Reactancia de la línea entre i y k.
$P_t$	Potencia teórica de la bomba de achique
$P_{Real}$	Potencia real.
$\alpha$	Angulo de orientación de un generador fotovoltaico.
STC	Pruebas en condiciones estándar.
AC	Alternancia de corriente.
DC	Corriente directa.
$A_G$	área de un generador fotovoltaico.
BT	baja tensión.
CC	Corriente Continua.
$\cos(\phi)$	Factor de potencia.
$D_{ef}$	irradiancia difusa incidente en un generador.
SF	Sistema fotovoltaico.
FV	Fotovoltaico.
$\beta_{opt}$	Angulo de inclinación que optimiza el funcionamiento de un SF.
$d_{min}$	Distancia mínima entre hileras de un generador para evitar el sombreado.
$\Delta V_{dc}$	Caída de tensión de circuito de continua.
$\Delta V_{1ac}$	Caída de tensión de circuito de corriente alterna monofásica.
$\Delta V_{3ac}$	Caída de tensión de circuito de corriente alterna trifásica.
$dV_{oc}/dT_c$	Variación de tensión de circuito abierto con la temperatura de la célula.
$E_{ac}$	Energía entregada a la salida de un inversor.

$E_{ac0}$	Energía entregada a la salida de un inversor sin considerar las pérdidas de sombreado.
$E_{acS}$	Energía entregada a la salida de un inversor considerando las pérdidas de sombreado.
$E_{def}$	Energía no suministrada a un sistema autónomo.
$\eta$	Eficiencia de una célula.

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Diagrama del funcionamiento global del ciclo del carbono.[4, p. 3].....	6
Figura 2. Orbita descrita por la tierra en su movimiento alrededor del sol. [4, p. 13].....	8
Figura 3. Inclinación del eje de la Tierra respecto al plano eclíptica.[4, p. 14].....	8
Figura 4. En el solsticio de invierno, los rayos del sol inciden de modo más directo y perpendicular al hemisferio sur.[4, p. 15].....	9
Figura 5. Tipos de radiación solar que se producen cuando la radiación atraviesa la atmosfera terrestre.[4] .....	9
Figura 6. Datos extraídos de la agencia PVGIS para nuestro ejemplo.[5].....	10
Figura 7. Gráfico de barras de irradiación expresada en meses. [5] .....	11
Figura 8. Esquema de componentes de una instalación FV. Introducción - [3, p. 45]...	12
Figura 9. Clasificación de las tecnologías de aprovechamiento de energía solar.[7, p. 165] .....	13
Figura 10. Diagrama unifilar del área de concesión la unidad de negocios. [8, p. 56]...	17
Figura 11. Esquema de energía en bornes de generación y barras de subestación de entrega. [9] .....	18
Figura 12. Piscinas y camaroneras ubicadas en el golfo de guayaquil. [9, p. 16/35].....	18
Figura 13. Gráfico de demanda de las camaroneras y el nuevo pico de demanda a modificar. [9].....	19
Figura 14. Característica Corriente voltaje de una célula FV.[7, p. 271].....	22
Figura 15. Clasificación de estudio.....	24
Figura 16. Circuito equivalente de una célula solar fotovoltaica. [7, p. 276] .....	24
Figura 17. Esquema SFCR – Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red. [1, p. 28].	25
Figura 18. Sombras mutuas en conjunto.[3].....	26
Figura 19. Característica I-V de una celda FV. [7, p. 271].....	26
Figura 20. Plataforma Google earth. [14] .....	27
Figura 21. Área bajo a análisis de instalación cuadrado de color negro. [14].....	28
Figura 22. Subestación Central Posorja - [14].....	30
Figura 23. Esquema a nivel 69KV aguas arriba desde la subestación Chongón.[9] .....	31
Figura 24. Zona 1 de Playas – Comuna el Morro. [14] .....	32
Figura 25. Análisis de irradiancia de la zona 1. [15] .....	33
Figura 26. Zona 2 de frontal a la posibilidad #1.....	33
Figura 27. Análisis de irradiancia de la zona 2.[15] .....	34

Figura 28. Distancia entre posibilidades es de aproximadamente 11.6Km. [14] .....	34
Figura 29. Zona3 Data de Posorja – Parroquia Posorja. [14] .....	35
Figura 30. Irradiancia de la zona 3. [15] .....	36
Figura 31. Área con cercanía la subestación de la parroquia Posorja. [14].....	37
Figura 32. desde otro enfoque la zona3. ....	37
Figura 33. Irradiación solar Global horizontal – Anual. [16, p. 13] .....	40
Figura 34. Irradiación solar directa normal - Anual. [16, p. 14] .....	40
Figura 35. Irradiación Solar Difusa Horizontal – Anual. [16, p. 15] .....	41
Figura 36. Resultados de irradiación solar del área bajo análisis. [15].....	41
Figura 37. Resultado anual de la plataforma Global Solar Atlas. [15] .....	42
Figura 38. Logo de Pvsyst versión utilizada 7.2.16 .....	43
Figura 39. Periodo de licencia estudiantil Pvsyst.....	43
Figura 40. Información de programadores y desarrolladores del software PVsyst.....	44
Figura 41. Mapa y ubicación geográfica del sitio escogido. ....	44
Figura 42. Datos del inversor obtenido en la simulación del PVSYST. ....	47
Figura 43. Parámetros de simulación. ....	47
Figura 44. Panel fotovoltaico escogido resumen de especificaciones.....	48
Figura 45. INFORME DE PVSYST - 1/13.....	49
Figura 46. INFORME DE PVSYST - 2/13.....	50
Figura 47. INFORME DE PVSYST - 3/8.....	51
Figura 48. INFORME DE PVSYST - 4/13.....	52
Figura 49. INFORME DE PVSYST – 5/13.....	53
Figura 50. INFORME DE PVSYST – 6/13.....	54
Figura 51. INFORME DE PVSYST – 7/13.....	55
Figura 52. INFORME DE PVSYST - 8/13.....	57
Figura 53. INFORME DE PVSYST – 9/13.....	58
Figura 54. INFORME DE PVSYST - 10/13.....	59
Figura 55. Informe de PVSYST – 11/13 .....	60
Figura 56. Informe de PVSYST - 12/13 .....	62
Figura 57. Informe de PVSYST – 13/13 .....	63
Figura 58. Resultados de configuración de los paneles fotovoltaicos. ....	64
Figura 59. Potencia anual generada es de 140.000 MWh/año.....	65
Figura 60. Límites geográficos de la granja fotovoltaica.....	66
Figura 61. Dimensiones de panel FV TSM-DE14A (II) - (unidad: mm) .....	67

Figura 62. Panel escogido TSM-370-de14A (II) .....	67
Figura 63. Datos de placa del panel fotovoltaico NOCT.....	68
Figura 64. Datos mecánicos del Panel FV. ....	68
Figura 65.orientación de los módulos.....	69
Figura 66. Esquema Simplificado.[17].....	69
Figura 67. Inversor DUAL SUN 1800TL B690 entrada DC.....	72
Figura 68. Inversor DUAL SUN 1800TL B690 salida AC.....	72
Figura 69. Esquema de conexión de la granja FV.....	73
Figura 70. Esquema eléctrico del bloque del inversor Ingeteam 1800TL B690.....	73
Figura 71. Inversor DUAL INGECON SUN 1800TL B690. ....	74
Figura 72. Dimensiones físicas del inversor .....	75
Figura 73. Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico a implementar en programa de uso comercial. ....	75
Figura 74. Unifilar del sistema Playas. ....	77
Figura 76. Implementación en la red de subtransmisión de la granja fotovoltaica.....	78
Figura 77. Ramal de la subestación Playas de distribución .....	79
Figura 78. Ramal del sistema eléctrico de la subestación Posorja.....	80
Figura 79. Ramal de la subestación San Lorenzo del Mate con la derivación de la subestación Cerecita. ....	82
Figura 80.inyectando generación fotovoltaica en el sistema eléctrico. ....	83
Figura 81. Los niveles de voltaje se nivelan al iniciar la generación fotovoltaica.....	84
Figura 82. En los alimentadores más incidentes favorece la generación inyectada FV.	85
Figura 83. El alimentador más largo del sistema alimentador cerecita EMEPE. ....	86



## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Perspectiva de las características medias de las células de silicio. [3].....	7
Tabla 2. Efecto de la altitud sobre el mar. [3] .....	11
Tabla 3. Emisión de contaminantes durante la generación eléctrica. [7, p. 132].....	14
Tabla 4. Camaroneras y redes eléctricas. - capítulo 6 [9, p. 17].....	20
Tabla 5. Descripción de la variable de la potencia instalada y tipo de generación de energía. [12, p. 147] .....	23
Tabla 6. Resumen de resultados por zona.....	36
Tabla 7. Datos de ubicación de generadora fotovoltaica.....	43
Tabla 8. Coordenadas de sitio seleccionado.....	45
Tabla 9. Cuadro comparativo de inversores.....	70
Tabla 10. Datos del inversor. ANEXO .....	72

# CAPITULO 1

## 1. INTRODUCCIÓN

El sistema nacional interconectado y los sistemas eléctricos de distribución están bajo constantes cambios de demanda, experimentan consumos de usuarios a diferentes actividades que inciden en el crecimiento de la demanda en los sistemas de distribución y los avances tecnológicos hacen elevar la dependencia de equipos electrónicos de control por su fácil acceso y manipulación, a su vez en el área existen mayor afluencia de practica acuícola y agricultura por lo cual el uso de motores tanto para riego como bombas de agua hace que existan picos de demanda.

En el presente proyecto se va a diseñar e implementar una central de generación fotovoltaica con el sustento directo de incremento de demanda, a su vez se va a analizar los aspectos económicos y territoriales e impacto en la red eléctrica al suministrar energía. Por lo anteriormente mencionado y con el crecimiento de demanda en las redes de distribución y dada su capacidad de operación con las limitantes de voltaje hacen que se produzca un incremento de perdidas.

Se pretende generar electricidad mediante energía solar, teniendo en cuenta que el presente proyecto no se realizara mediante generación distribuida (GD) ya que el análisis se realizara dentro de los parámetros de potencia y voltaje de 10 MVA (Ó. Perpiñán., 2012) y 69Kv, de esta manera se establece en condición de estable la inyección de la generación fotovoltaica a nivel 69Kv.

## **1.1 Descripción del problema**

Ante el auge de carga e implementación de varios sectores productivos del Ecuador y la flexibilidad acorde a las necesidades de incrementar el PIB del país en sector con puertos marítimos internacionales hace del sector acuícola y agrícola un punto bastante promisorio para la elaboración y adecuación de productos terminados los cuales necesitan procesamiento que en consecuencia se reflejara en la demanda de los sistemas eléctricos circundantes en el Sistema Nacional Interconectado - SIN, la estabilidad del sistema y la confiabilidad se verán afectadas en caso fortuito de variación de voltaje, inestabilidad producida en el sector donde se distribuye a grandes industrias que se están suministrando energía a niveles de subtransmisión 69Kv. Dada la incertidumbre del sitio donde se instalará la planta de generación se analizará donde ocurre el menor costo o adecuación del terreno asumiendo el área de instalación fotovoltaica para cubrir con aproximación la demanda agrícola y acuícola del sector

La total dependencia de la generación externa dentro del Sistema Nacional Interconectado – SIN, en la actual red y teniendo en cuenta los costos en dólares americanos del KWH versus a los costos de combustibles actuales han sufrido incrementos estimados en un 65% adicional y conociendo que los generadores comúnmente encontrados en el mercado ecuatoriano son de funcionamiento de quema combustible fósil, con la consecuente contaminación de CO<sub>2</sub> y dado el incremento de solicitudes de nuevos proyectos agrícolas en el sector camaronero se establece un ahorro considerable ante cambios del tipo de bombas de riego y bombas aerógenas todas estas de consumo eléctrico, siendo estos últimos, dentro del grupo productivo del país favorecidos con las nuevas leyes beneficiando emprendimientos dentro del área comercial de la corporación nacional de electricidad unidad de negocios Santa Elena. Teniendo en cuenta la inclusión de nuevas normativas de los entes de control y el impacto ambiental para usar generación fotovoltaica, se realiza en este trabajo el estudio de inclusión de generación fotovoltaica en la red eléctrica, establecida dentro del área de concesión en la cual se debe realizar un respectivo análisis de cambio en la red ante la inclusión de la generación fotovoltaica la cual cubrirá la nueva demanda del área.

## **1.2 Justificación del problema**

El perfil costero ecuatoriano cuenta con recursos energéticos naturales renovables los cuales son poco aprovechados como lo es la marea oceánica, sol y viento.

El área geográfica es idónea por sus planicies extensas para grandes instalaciones ya sean estas fotovoltaicas, eólica, térmica.

El sector de la producción tiene una gran dependencia establecida por los generadores a diésel de hecho muy contaminantes con el medio ambiente y bastante costosos.

También es importante que la energía fotovoltaica está bajando los precios de implementación conforme a sus dimensiones al comparar con su rentabilidad luego de su puesta en funcionamiento las retribuciones con el medio ambiente son bastante más limpio y sostenible con un 0% de emisión de CO<sub>2</sub>. [1]

Pará el presente proyecto nos enfocaremos en cubrir la demanda diferenciada en el sistema por medio de generación fotovoltaica que incluye optimización de la eficiencia en los niveles de voltaje, reduciendo perdidas por variación ante la inclusión de la carga estimada y estabilidad del sistema para hallar los dimensionamientos de área del terreno en la cual se instalara la planta de generación, se hará hacer un análisis de área mediante una plataforma de meteorológica donde podemos observar los flujos óptimos de operatividad del sistema en el software PVsyst.

Al hallar los dimensionamientos de la planta generadora fotovoltaica el estudio se simulará el balance de las líneas y las potencias activas y reactivas del sistema que el cual será implementado o modelado en el software de nombre PROGRAMA DE USO COMERCIAL.

## **1.3 Objetivos**

### **1.3.1 Objetivo general**

Analizar y fundamentar la importancia del estudio de estabilidad y confiabilidad ante la integración de generación fotovoltaica para el sector agrícola y acuícola dentro del área de concesión en la CNEL EP.- UNIDAD DE NEGOCIOS SANTA ELENA, para incrementar la confiabilidad y estabilidad de la red eléctrica antes mencionada.

### **1.3.2 Objetivos específicos**

Diagnosticar la inclusión de estabilidad y confiabilidad ante la integración de generación fotovoltaica para el sector agrícola y acuícola dentro del área de concesión en la CNEL EP.- UNIDAD DE NEGOCIOS SANTA ELENA. Establecer el análisis de la implementación y el comportamiento de la red ante los cambios por las nuevas demandas de carga instaladas producto de los nuevos consumos de clientes de altos requerimientos de energía.

### **1.4 Alcance del proyecto**

Se planifica inyectar a la red del sistema nacional interconectado 100 MW, producto de la irradiación solar que será procesada con la implementación de una planta de generación fotovoltaica la cual dará estabilidad requerida. Al implementada en la red, la inversión se estima sea de bajo costo y cubierta la misma por la empresa privada para luego ponerla a concesión, posteriormente devolver bajo consumo de los demandantes a los inversores, en este caso el productor agrícola y acuícola, apegado a las normativas establecidas por entes reguladores estatales de tal manera que se beneficien ambas partes del sistema consumidor y distribuidor.

# CAPÍTULO 2

## 2. MARCO TEÓRICO

### 2.1 Conceptos básicos y definiciones.

La estabilidad del sistema eléctrico de potencia puede definirse ampliamente como aquella propiedad del sistema de potencia que le permite permanecer en un estado de equilibrio operativo después de haber sido sometido a una perturbación. [2, p. 17]

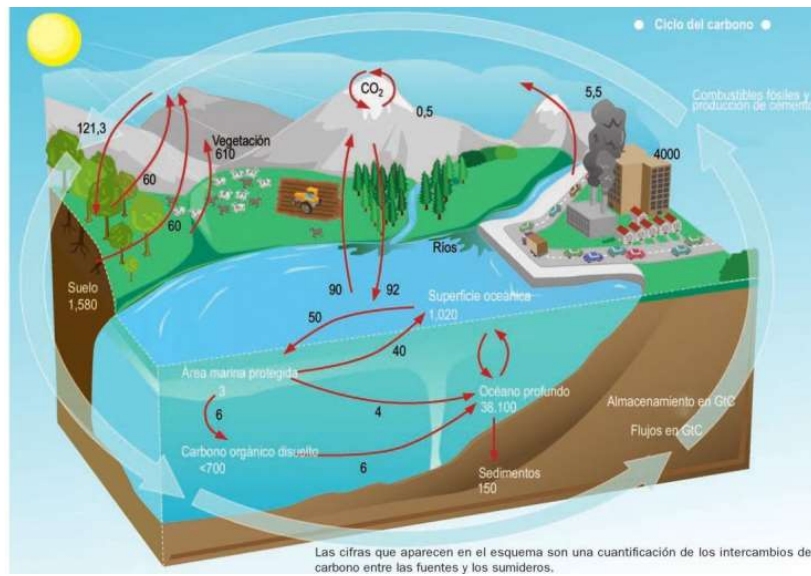
Inestabilidad en un sistema de energía puede manifestarse de varias maneras diferentes entre sí todo depende de la configuración de del sistema y el modo de funcionamiento.[2, p. 18]

Tradicionalmente el problema de estabilidad ha sido el de mantener el funcionamiento sincrónico. Dado que los sistemas de potencia dependen de máquinas sincrónicas para la generación de energía eléctrica, una condición necesaria para un funcionamiento satisfactorio del sistema en que todas las máquinas eléctricas permanezcan en sincronismo o coloquialmente “en paso” este aspecto de estabilidad esta influenciado por la dinámica de los ángulos del rotor del generador y las relaciones del ángulo de potencia. [2, p. 18]

Es conveniente distinguir los conceptos fuente y vector energéticos. El primero se refiere a aquello que puede utilizarse para obtener energía, mientras el segundo se aplica a aquello que puede utilizarse para transportar la energía de un punto a otro. Así el petróleo, el agua en un embalse, el sol, etc. Son fuentes energéticas mientras la electricidad, el aire comprimido, el vapor de agua, etc. Son vectores energéticos.[3, p. 1]

## 2.2 Generación de electricidad a partir de la energía solar.

Existen dos métodos principales para generar electricidad por medio de la energía radiada del sol. Primero: conversión indirecta pasando por la producción de calor. Segundo: conversión directa. (Jutglar Banyeres, 2012, p. 1)



**Figura 1. Diagrama del funcionamiento global del ciclo del carbono.[4, p. 3]**

Ventajas de los generadores de electricidad fotovoltaicos.

- Fuente de energía inagotable: la energía solar no contamina, es silenciosa, no tiene emisiones de CO<sub>2</sub> como observamos en la Figura 1, los residuos son mínimos (obsolescencia por envejecimiento) y es gratuita.
- Generan vector energético confiable: su transmisión es por un medio muy simple (cable eléctrico), permite transportar gran cantidad de energía con pérdidas mínimas, muy versátil puesto que se puede aplicar a la producción de trabajo, procesos químicos, iluminación.

Con el fin de obtener una orientación aproximada sobre las distintas capacidades de los sistemas fotovoltaicos específicamente los paneles y su estructura receptora con que material esta hecho podemos obtener la tabla 1.

Material	Eficiencia de la célula (%)	Eficiencia del sistema (%)	Generación Anual (kWh/m <sup>2</sup> )
Monocristalinas	17	13.5	85-90

Policristalinas	15	12	80-85
Capa fina	8	6.5	50-60
Nota: La generación anual se refiere a la superficie total ocupada por el sistema no a la superficie estricta de paneles.			

**Tabla 1. Perspectiva de las características medias de las células de silicio. [3]**

Clasificación de instalaciones fotovoltaicas.

- Autónomas: llamadas islas, no tienen ningún tipo de conexión con la red pública, normalmente son de potencia doméstica, señalización terrestre situadas en zonas no electrificadas. [1]
- Conectadas: Se establece a aquellas que están conectadas a la red pública son instalaciones de potencia considerables se subclasifican en dos grandes grupos: edificios solares, y las llamadas granjas solares las cuales consisten en grandes superficies de terreno cubiertas de paneles fotovoltaicos. [3]
- Paralelas: la demanda eléctrica del consumidor esta alimentada por la red pública y por el equipo fotovoltaico propio. [3]
- Asistidas: conectadas a la red pública solo cuando la generación propia es insuficiente.[3]

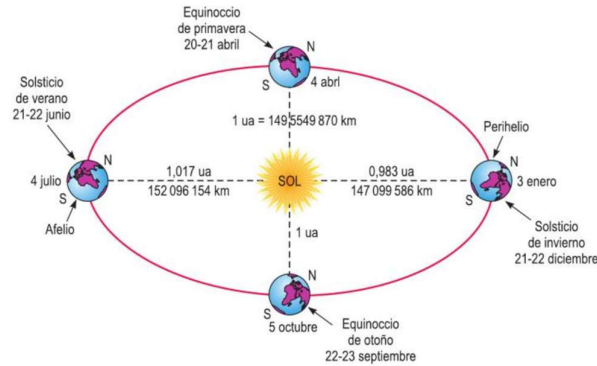
Tomando en cuenta al seguimiento solar y área receptora pueden agruparse de las siguientes maneras:

- Fija sobre una estructura de soporte independiente: se instalan sobre soporte con inclinación u orientación fija, indistintamente del lugar donde están ubicados. [3, p. 4]
- Fijas e Integradas en un edificio o construcción: Suelen ser sobre techos de edificios, fachadas, sustituyen los elementos usualmente utilizados.[3, p. 4]
- Orientables: los módulos se instalan sobre los soportes que se mueven siguiendo la posición del sol a lo largo del día su objetivo es mantenerse perpendicular a los rayos solares.[3, p. 4]



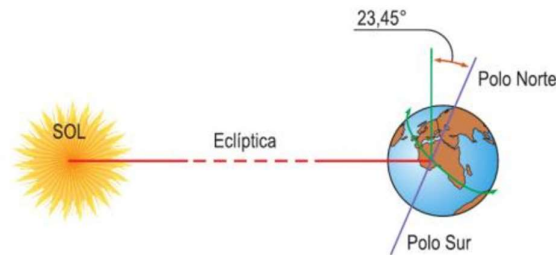
### 2.3 Movimiento de la tierra alrededor del sol.

El planeta esta animada por un movimiento complejo y resultado de este comportamiento tenemos movimientos simples: traslación, rotación, nutación. Como podemos observar en la Figura 2.



**Figura 2. Órbita descrita por la tierra en su movimiento alrededor del sol. [4, p. 13]**

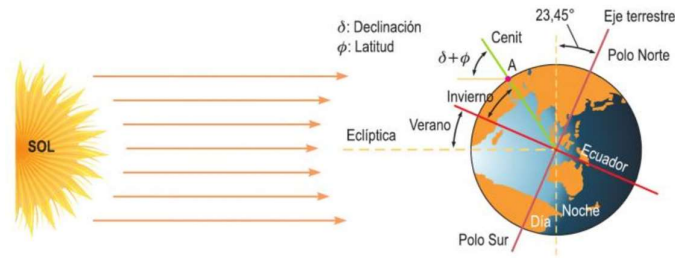
Dejando los parámetros la energía que incide sobre la superficie de la Tierra, el sol sale por el este y el ocaso por el oeste, siguiendo una trayectoria que depende del día del año y de la latitud del lugar. Una forma cómoda de calcular el posicionamiento solar consiste en utilizar coordenadas angulares que se describe a continuación.



**Figura 3. Inclinación del eje de la Tierra respecto al plano eclíptica.[4, p. 14]**

La posición del sol con respecto a un punto P se identifica mediante los dos siguientes ángulos:

- Azimut solar ( $\alpha$ ): Es el ángulo que forma la proyección, sobre el plano horizontal que une el sol con el punto P la dirección NORTE-SUR. En cuanto a su valor es cero al medio día negativo para la mañana y positivo para la tarde. [1]
- Altitud o altura ( $\beta$ ): ES el ángulo que forma la recta que une el punto P sobre el sol y su proyección sobre el plano horizontal.[1]

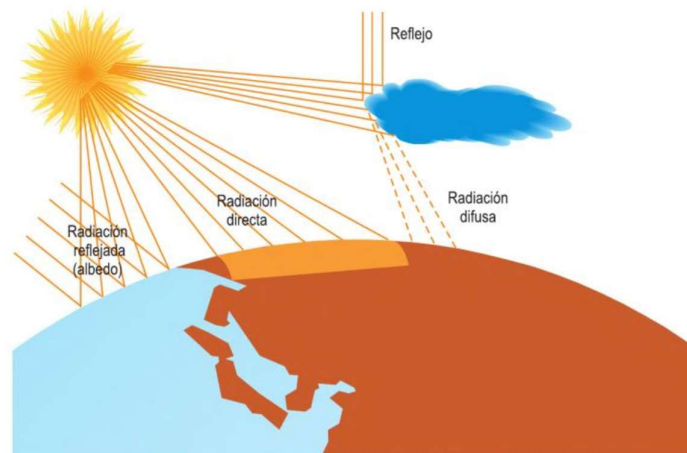


**Figura 4. En el solsticio de invierno, los rayos del sol inciden de modo más directo y perpendicular al hemisferio sur.[4, p. 15]**

## 2.4 Radiación solar sobre la superficie.

### 2.4.1 Constante solar

El sol es una estrella que emite energía radiante, una parte muy pequeña la cual llega a la superficie terrestre, debido a la gran distancia entre el sol y la tierra, el sol puede considerarse como un foco emisor puntual en consecuencia, la cantidad de energía que llega la tierra, por unidad de tiempo y superficie (irradiancia), depende del cuadrado de la distancia.[3, p. 12]



**Figura 5. Tipos de radiación solar que se producen cuando la radiación atraviesa la atmósfera terrestre.[4]**

Radiación solar debajo de la atmósfera.

Cuando la radiación atraviesa la atmósfera ocurren tres fenómenos:

- Reflexión: Parte de la radiación que llega del espacio es reflejada y el resto
- atraviesa la atmósfera. Como podemos observar en la Figura 5.
- Difusión: La radiación incide sobre las partículas líquidas y sólidas en suspensión del aire y se desvía de la línea recta, de tal forma que una parte

de la radiación solar llega a la superficie terrestre en cualquier dirección. [3, p. 13]

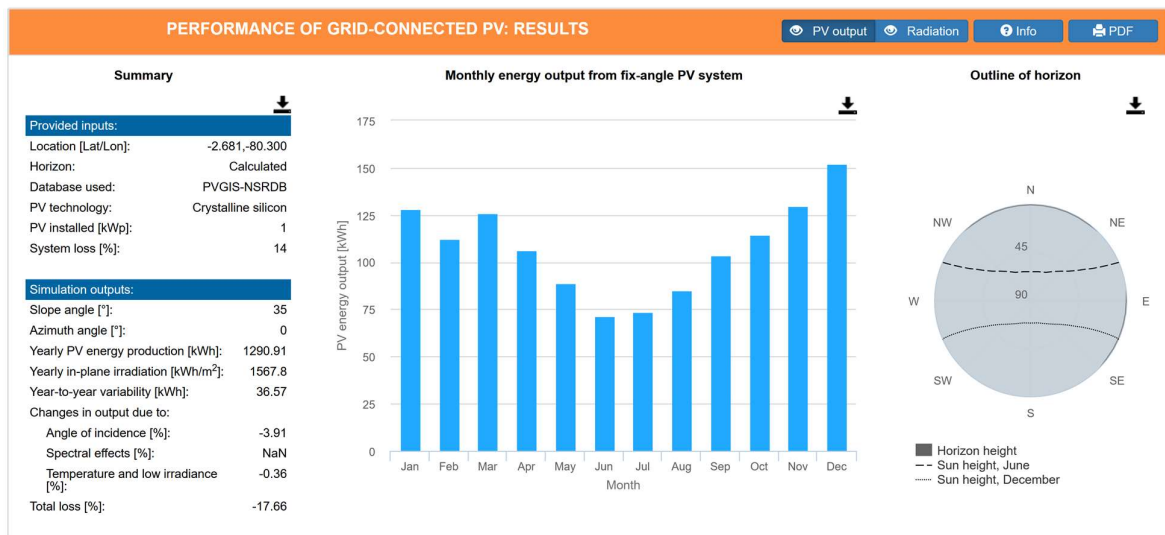
- Absorción: Los gases de la atmosfera absorben de forma selectiva parte de la radiación que se transforma en calor y no llega a la superficie. Las partículas en suspensión también participan, pero en menor grado. [3, p. 13]

El resultado de estos fenómenos podemos observarlos bajo la atmosfera en la Figura 5, donde vemos las derivaciones de radiación y su observación física de este análisis.

### 2.4.2 Angulo de incidencia sobre una superficie orientada.

La orientación de una superficie es fijada por la inclinación respecto al plano horizontal ( $\beta$ ), y su azimut ( $\alpha$ ), la cual se define como el ángulo que forma la proyección normal a la superficie, sobre el plano horizontal, con la dirección sur, estableciendo ( $\gamma$ ) como ángulo de incidencia.[3, p. 14]

Cuando los captadores de energía solar tienen una orientación fija que es lo utilizaremos para este análisis utilizamos la dirección de inclinación correspondiente a la media anual.



**Figura 6. Datos extraídos de la agencia PVGIS para nuestro ejemplo.[5]**

Al obtener la latitud y longitud de un punto específico el sitio del PVGIS facilita un histograma de capacidades de KWh durante el periodo anual de generación como podemos ver en la figura 6, anteriormente visualizada los resultados.

### 2.4.3 Tablas de irradiación

Se define como la energía que incide sobre una superficie de un metro cuadrado durante un intervalo de tiempo determinado, así su valor fuera de la atmosfera vendrá dado por:

$$G = \int l_n * \cos(\gamma) dt$$

La radiación solar como se ha dicho antes al penetrar en la atmosfera hace que esta llegue en menor intensidad y que además se descomponga en directa, difusa y albedo. Normalmente el cálculo de la energía es que es capaz de generar una instalación solar se realiza en base a la irradiación global que es la suma directa más la difusa y que depende más es del ángulo de incidencia de la radiación solar al penetrar en la atmosfera.[3, p. 15]

Altitud sobre el nivel del mar	0	900	1500	2250	3000
Irradiancia (W/m2)	950	1050	1100	1150	1190

Tabla 2. Efecto de la altitud sobre el mar. [3]

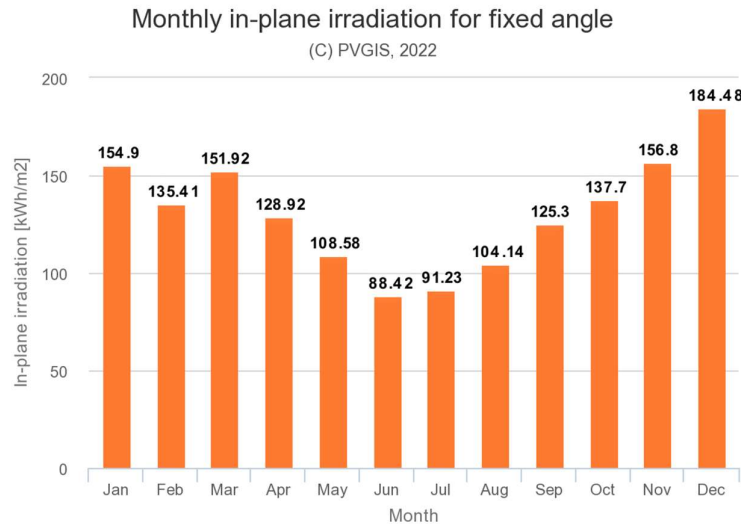


Figura 7. Gráfico de barras de irradiación expresada en meses. [5]

#### 2.4.4 Componentes de la instalación.

En líneas generales de una instalación fotovoltaica de una granja generadora de electricidad está formada por el campo de paneles fotovoltaicos y un conjunto de equipos destinados a proteger la instalación y asegurar su correcto funcionamiento, desde el punto de vista eléctrico, definimos los componentes básicos.

- **Campo de paneles o módulos FV:** su objetivo como ya se ha expuesto su función es convertir la energía solar en energía eléctrica.[3, p. 45]
- **Acumulador:** como la demanda de energía eléctrica no coincide en el tiempo ni en la potencia, con la producción, debe instalarse un elemento que almacene energía cuando la potencia generada es mayor que la demanda y la descargue en caso contrario en caso contrario. Normalmente el acumulador está formado por uno o más baterías. Las conexiones que están conectadas a la red pueden prescindir de esta componente. [3, p. 45]
- **Regulador:** Es el documento de enlace entre los paneles y el acumulador y la demanda y su objetivo es regular las operaciones de carga y descarga del acumulador a fin de evitar situaciones que pongan en peligro su correcto funcionamiento, estados de sobrecarga, sobre descarga y tensión.
- **Inversor:** su función es convertir la corriente continua generada por los paneles. en corriente alterna que tenga la cantidad exigida por la demanda.[3, p. 45]

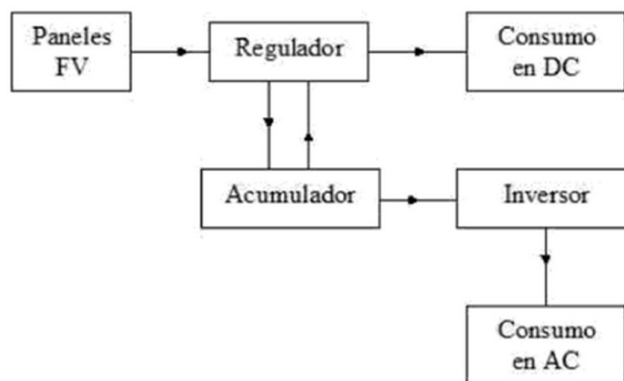


Figura 8. Esquema de componentes de una instalación FV. Introducción - [3, p. 45]

### 2.5 Impacto de la generación distribuida en la estabilidad de los sistemas eléctricos

El análisis estadístico es herramienta fundamental para el estudio de las posibilidades de cambio como se lee en el presente trabajo de titulación de referencia: “Para predecir de forma estadística y confiable el impacto sobre comportamiento en estado estable de la masificación de Sistemas Fotovoltaicos Conectados a una Red de Distribución SFVCR de baja tensión, la cual puede ser aplicable a cualquier tipo de ubicación geográfica y topología de red. Esta metodología puede ser implementada ya sea en un software de programación común o en uno de simulación de sistemas eléctricos comercial”. [6, p. 364]

Cabe indicar que los sistemas fotovoltaicos instalados a gran escala sobreponen un análisis posicional de área donde será instalada y además tener en cuenta los fenómenos dependen de su tipo de construcción como se analiza en el siguiente artículo:

Tecnología actual que se utiliza de forma directa para convertir la energía solar en manera eficiente se ha desarrollado en dos direcciones como muestra la figura: [7, p. 165]

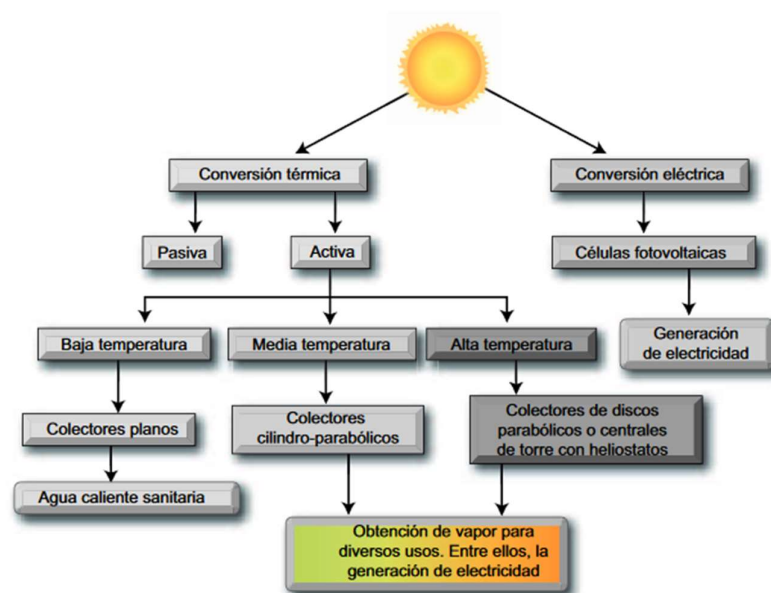


Figura 9. Clasificación de las tecnologías de aprovechamiento de energía solar. [7, p. 165]

### 2.5.1 Incurrir en explotación de las energías fósiles sobre las personas.

El uso de las fuentes de energía existentes partiendo desde el punto de elaboración hasta su utilización pasando por todos los cambios intermedios para obtener finalmente energía tiene consecuencias sobre las personas por la explotación de energías fósiles.

Directamente el efecto invernadero sobre la atmosfera, la biosfera y el medio ambiente, son siempre perjudiciales y con efectos negativos.

Pero no todas las fuentes de energía tienen consecuencias negativas como lo es el caso de las energías renovables. Cómo una opción de elección para la extracción de energía limpia.

### 2.5.2 Impacto de las energías renovables.

Específicamente su impacto es mínimo sobre el medio ambiente, exceptuando la energía hidráulica la cual se debe construir grandes pantanos los cual pueden presentar efectos negativos sobre la escala local).

En este contexto donde se producen los mayores impactos de las energías renovables son bastante bajos con respecto a la de energías no renovables por las mismas causas.

En la tabla 3 muestra la emisión de los contaminantes (Tn/GWh) en la generación de energía eléctrica por diferentes métodos, considerando el ciclo total de la generación.

Fuente de energía	CO <sub>2</sub>	NO <sub>2</sub>	SO <sub>2</sub>	TSP	CO	HC	NU	Total
Carbón	1.058,2	2,986	2,971	1,626	0,267	0,102	NA	1.066,1
Gas natural	824	0,251	0,336	1,176	TR	TR	NA	825,8
Nuclear	8,6	0,034	0,029	0,003	0,018	0,001	3,641	12,3
Fotovoltaica	5,9	0,008	0,023	0,017	0,003	0,002	NA	5,9
Biomasa	0 (*)	0,614	0,154	0,512	11,361	0,768	NA	13,4
Geotérmica	56,8	TR	TR	TR	TR	TR	NA	56,8
Eólica	7,4	TR	TR	TR	TR	TR	NA	7,4
Solar térmica	3,5	TR	TR	TR	TR	TR	NA	3,6
Hidráulica	6,6	TR	TR	TR	TR	TR	NA	6,6

TSP: Partículas suspendidas totales.

NA: No aplicable.

TR: Trazas de elementos.

HC: Hidrocarburos.

NU: Nuclear.

(\*) Suponiendo cerrado el ciclo de carbono.

**Tabla 3. Emisión de contaminantes durante la generación eléctrica. [7, p. 132]**

En tal caso podemos observar que las menos contaminante y aplicable por su mínimo impacto de ciclo es la energía fotovoltaica indicando las perturbaciones producidas por

la aplicación de sistema eléctrico fotovoltaico prevalece el menor impacto en el medio ambiente de sistema antes mencionado.

## **2.6 Impacto de la generación distribuida fotovoltaica en los sistemas eléctricos.**

La necesidad del crecimiento poblacional y sostenible hace que la demanda crezca año a año. La Generación Distribuida es la clave en este sentido, al ser esta un modelo de generación de energía eléctrica fundamentada en la cogeneración, la eficiencia energética en conjunto con la distribución establece un cambio gigantesco frente a otras propuestas. Para nuestro caso la generación distribuida es conocida también como generación in-situ tienen tres funciones : abastecer la demanda de energía de los centros de consumo cercanos, disminuir la pérdida en la red de transporte y hacer frente al déficit de energía eléctrica en zonas con alta densidad de demanda.

### **2.6.1 Ventajas de la Generación Distribuida.**

Las ventajas de la implementación de este tipo de generación podemos mencionar algunas de ellas:

1. Aumenta la seguridad del sistema eléctrico gracias a la integración y complementa con la central de generación.
2. Disminuye la pérdida de energía eléctrica en la red de subtransmisión haciendo más eficiente la capacidad instalada de los equipos en el lugar.
3. Beneficia a la conservación del medio ambiente por el uso de las energías renovables que no contaminan sitio circundante.
4. Potencia la calidad de energía, específicamente lo que respecta a la distribución optimización mayor periodicidad el nominal del sistema.
5. Reduce la pérdida de la red transmisión por el no uso de banco de capacitores para la red eléctrica en manifiesto.

El sistema eléctrico de nuestro país no debe de depender de una sola forma de generación o producción de energía. La potencia debe estar disponible en función de las condiciones accesibles de cada territorio para obtener fiabilidad de la red y confiabilidad de un sistema eléctrico.



# CAPÍTULO 3

## 3. METODOLOGÍA

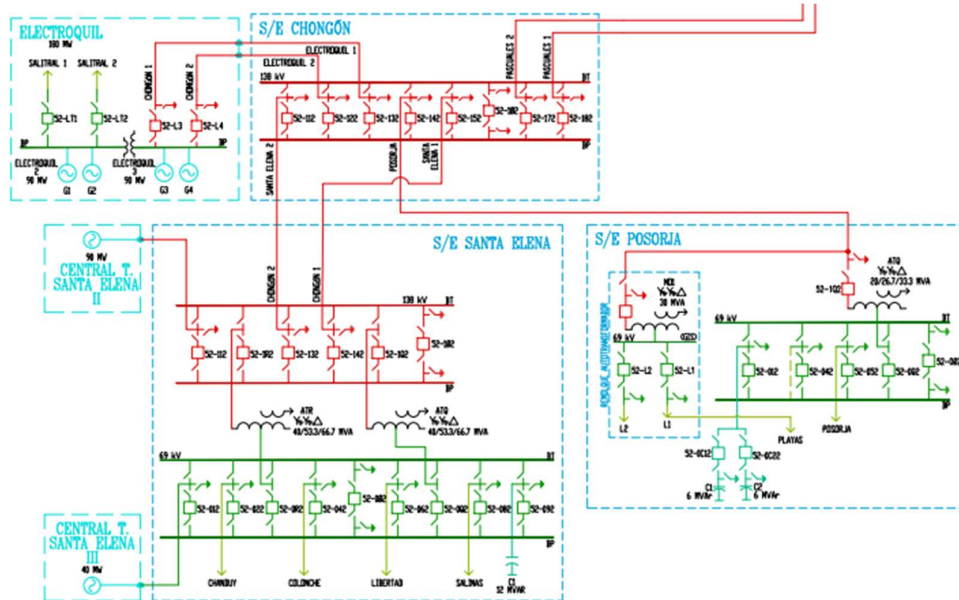
El sistema eléctrico y las cargas dinámicas a las cuales están expuestas hacen de una red tenga constantes cambios para mantener su confiabilidad y estabilidad del sistema eléctrico en el presente proyecto realizamos un enfoque con la participación de la empresa privada, sector de la producción del sector costero del país en la cual existe.

El dinamismo de las cargas tiene como resultado variaciones en la estabilidad del sistema de subtransmisión y a su vez reflejadas mediante los transformadores presentes en la red los niveles de voltaje nominales establecidos en los casos de análisis a niveles de 69Kv y 13.8 Kv para subtransmisión y distribución respectivamente dentro del área de concesión.

### **3.1 Unifilar del área de concesión de la distribuidora, empresa pública estratégica Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP – Unidad de Negocios Santa Elena.**

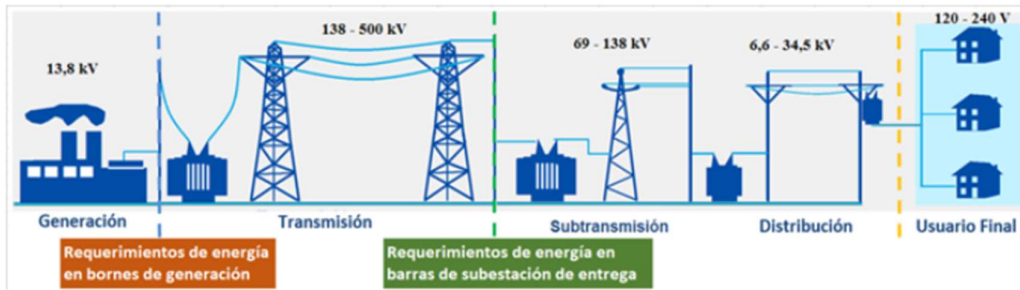
Las instalaciones del sistema nacional de transmisión se muestran el diagrama unifilar en la cual enfocaremos el situacional de la unidad de CNEL EP – Unidad de Negocios Santa Elena -Ubicada en la zona suroccidental que es alimentada la red desde la subestación Pascuales con el primario a 230KV y deriva en el secundario del transformador principal a 138 Kv hacia la subestación Chongón, la misma que alimenta mediante el sistema de transmisión ecuatoriano a la subestación Santa Elena 1 y acuerdo con las necesidades del sector establece la demanda como vemos en la figura 12.

La Subestación Santa Elena 2 con el otro ramal de la línea de transmisión alimenta a la subestación Central Posorja.



**Figura 10. Diagrama unifilar del área de concesión la unidad de negocios. [8, p. 56]**

Es importante señalar que para mejorar las condiciones de calidad y seguridad del sistema nacional interconectado - SNI - es indispensable mantener un adecuado perfil de voltaje (dentro de la banda  $+7\%/-5\%$  de su estándar nominal) en todo anillo y troncal de transmisión de 230 KV. [8, p. 60] – para la barra de voltaje nominal a 69KV el perfil de voltaje debe oscilar (dentro de la banda  $+4\%/-3\%$  de su estándar nominal), en la actualidad existe estudio pertinente de demanda mínima de la red, el estudio realizado de expansión del sistema de red eléctrica se analizó con la demanda mínima y niveles de voltaje establecidos para este comportamiento de demanda, al modificar un leve incremento de demanda el sistema es bastante susceptible a decrementos de niveles de voltaje de calidad del sistema nacional interconectado como podemos observar en la figura 10.



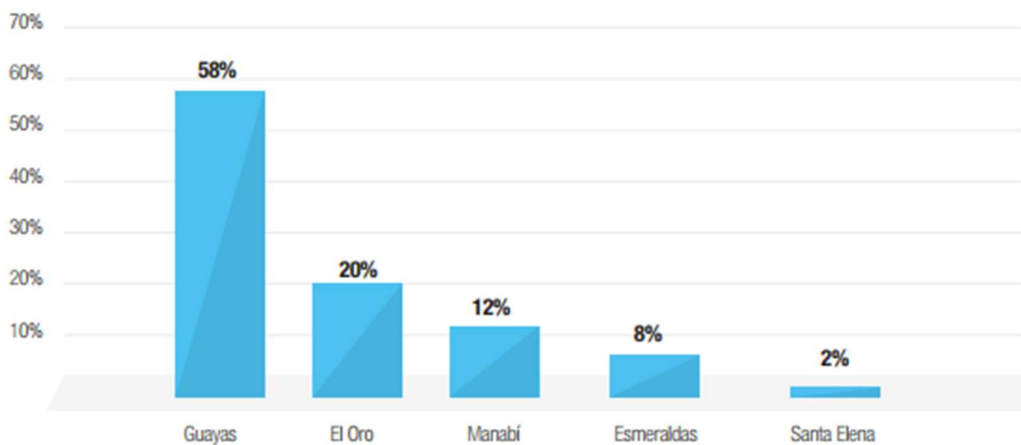
**Figura 11. Esquema de energía en bornes de generación y barras de subestación de entrega. [9]**

### 3.2 Sector Productivo.

Visualizar las variaciones en los resultados y en los requerimientos de demanda de potencia y energía en el periodo de estudio considerando escenarios de crecimiento macroeconómico (PIB) medio, mayor y menor del sector productivo bajo análisis sector acuícola y agrícola.

#### 3.2.1 Sector Camaronero análisis de demanda.

En el Ecuador existen aproximadamente 3.500 fincas camaroneras de estas 2.828 tiene la autorización para su operación, mientras que la diferencia de esta se encuentra en proceso de legalidad de su implementación. [9]



**Figura Nro. 6-6: Distribución por provincias de Granjas Camaroneras en el Ecuador.**

**Figura 12. Piscinas y camaroneras ubicadas en el golfo de guayaquil. [9, p. 16/35]**

El estudio de prefactibilidad, contratado por el MAP, refleja que la incorporación de los sistemas de bombeo de las camaroneras, impulsado por electricidad, generaría un

incremento en la demanda nacional de aproximadamente 671 MW y considerando que a lo largo del año la ocurrencia del punto más alto de la marea se desplaza desde alrededor de las 15h00, hasta las 24h00, esto afectaría el valor de la demanda máxima a mediados de año meses de julio y agosto. Ver Figura 6-7. [9]

El análisis de prefactibilidad el ministerio de Acuicultura y Pesca – MAP; establece que la incorporación de las camaroneras con cambios de consumo en horas específicas de acuerdo con el grafico mostrado en la figura 13. Donde se visualiza los picos de carga y demanda del sector productivo circundante. [9]

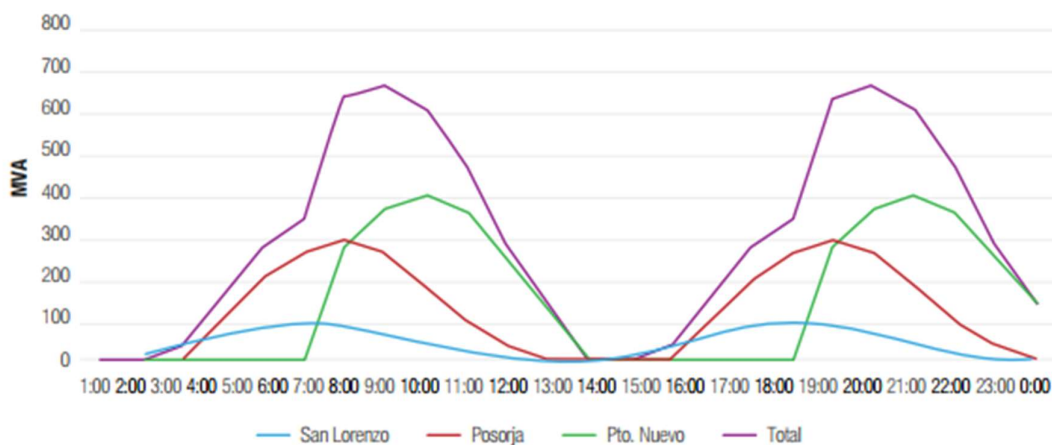


Figura Nro. 6-7: Curva de demanda de las Camaroneras.

**Figura 13. Gráfico de demanda de las camaroneras y el nuevo pico de demanda a modificar. [9]**

### 3.2.2 Identificación de las camaroneras y su cercanía a las redes eléctricas.

Se obtuvo un inventario de camaroneras que se encuentran alejadas de las redes eléctricas en la cual se indica que 1.724 camaroneras se encuentran alejadas de las redes de distribución.[9]

Provincias	Total de camaronerías		Con acceso a servicio monofásico de MV			Con acceso a servicio trifásico de MV			Total camaronerías con acceso a servicio eléctrico		
	Total	Área (ha)	Cantidad	Área (ha)	Demanda (kVA)	Cantidad	Área (ha)	Demanda (kVA)	Cantidad	Área (ha)	Demanda (kVA)
EL ORO	847	31.857	243	10.424	70.883	146	10.294	69.999	389	20.718	140.882
ESMERALDAS	309	8.794	79	1.753	11.920	33	3.251	22.107	112	5.004	34.027
<b>GUAYAS</b>	<b>1.091</b>	<b>90.947</b>	<b>214</b>	<b>20.124</b>	<b>136.843</b>	<b>92</b>	<b>17.057</b>	<b>115.988</b>	<b>306</b>	<b>37.181</b>	<b>252.831</b>
MANABI	567	13.044	200	4.925	33.490	87	2.731	18.571	287	7.656	52.061
SANTA ELENA	14	2.915	3	1.063	7.228	7	1.462	9.942	10	2.525	17.170
<b>TOTAL</b>	<b>2.828</b>	<b>147.557</b>	<b>739</b>	<b>38.289</b>	<b>260.365</b>	<b>365</b>	<b>34.795</b>	<b>236.606</b>	<b>1.104</b>	<b>73.084</b>	<b>496.971</b>

Tabla Nro. 6-11: Camaroneras y redes eléctricas.

**Tabla 4. Camaroneras y redes eléctricas. - capítulo 6 [9, p. 17]**

Como podemos apreciar en los datos suministrados los distintos accesos que existen y la cantidad de camaronerías antes mencionadas con acceso a servicio trifásico y objetivamente se pueda dar ampliación de demanda de estos sectores estratégicos de la producción.

La empresa pública estratégica de electricidad Corporación Nacional de Electricidad CNEL – Unidad de Negocios Santa Elena considera la demanda del sector camaronero y realizaron los estudios integrales que permitan atender este requerimiento conforme a su expansión y cambios de demanda. [10]

El Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables – MERNNR gestiona para cumplir el programa de eficiencia energética puesto que el sector camaronero promoverá el cambio de motores a diésel comúnmente (contaminantes, CO<sub>2</sub>, quema de combustible fósil) a motores eléctricos para implementar en el sector productivo camaronero.

Cabe indicar que la Agencia de regulación y control – ARCONEL – gestionó a su vez un pliego tarifario en enero-2018, para el bombeo de agua tanto en bajo, medio y alto voltaje

para uso agrícola y piscícola del sector camaronero, lo cual implica un precio medio del kWh de 6,4 centavos de dólar. [9]

### **3.3 Normativas legales aplicables para cambio de matriz energética.**

*“Art. 19. - De la participación de empresas públicas y mixtas.- El Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables podrá autorizar la participación en la actividad de*

*generación a las empresas públicas creadas por la Función Ejecutiva que tengan dentro de su objeto social único la generación de energía eléctrica.” [10, p. 10]*

*“Art. 20. - De la participación privada y de la economía popular y solidaria. - El Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, podrá delegar a empresas privadas y empresas de economía popular y solidaria, la participación en las actividades del sector eléctrico, así como en los proyectos o bloques de generación previstos en el PME, cuando se cumplan las condiciones establecidas en el Art. 25 numerales 1 y 2 de la LOSPEE” [10, p. 10]*

*“Art 21. - Los generadores que resulten adjudicados, recibirán por la energía generada, el precio de venta de su energía que se establezca en el Proceso Público de Selección durante el período de concesión, a través de contratos de largo plazo y tendrán condiciones de despacho preferente según lo disponga la regulación emitida por la ARCONEL.” [10, p. 11]*

Cabe indicar que ante lo ante expuestos se encuentran las leyes vigentes dan una legalización a la ejecución del el presente estudio y la viabilidad de acuerdo con los Art.19, Art. 20, Art 21. De las presentes normativas de ARCONEL.[11, p. 10,11]

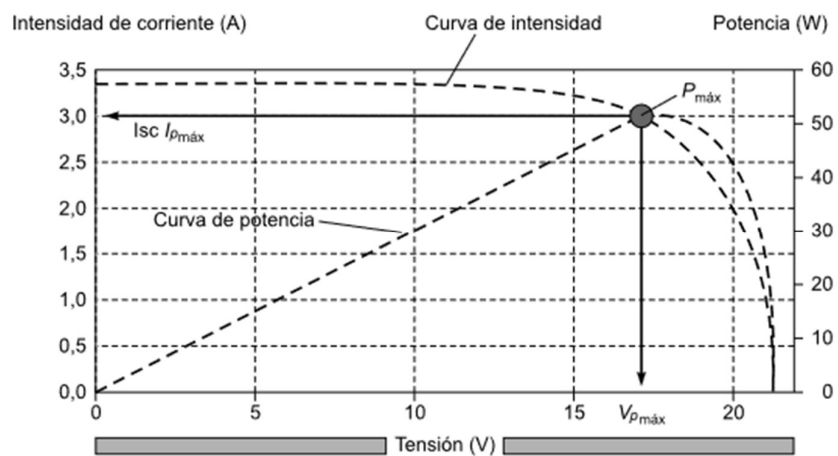
Se debe tener en cuenta que la distribuidora tiene la potestad de enlazar acuerdos de devolución de inversión mediante energía del sistema nacional interconectado a una tarifa preferencial conforme a lo establecido y que se cumpla la parte del monto invertido.

### **3.4 Factibilidad del sistema bajo análisis de implementación.**

Se modela el sistema con los datos meteorológicos los análisis del inversor los cuales se establecen de acuerdo con el sistema. Definiendo un sistema fotovoltaico como un conjunto de equipos eléctricos y electrónicos que producen energía a través de la radiación solar.[1] Como podemos observar la tabla 5 – donde ubicamos el uso del panel solar es bien escaso.

### **3.5 Parámetros de funcionamiento de una célula solar.**

La figura 14 nos indica representativamente la corriente en función a la tensión en la célula solar. Podemos observar los parámetros de funcionamiento de la célula solar, también podemos apreciar la curva de potencia de la célula, para tener una idea de cómo evoluciona la misma con los dos parámetros bajo el análisis.



**Figura 14. Característica Corriente voltaje de una célula FV.[7, p. 271]**

Los parámetros de una célula solar se detallan a continuación.

- **Corriente de cortocircuito,  $I_{SC}$ .** Es la corriente que se obtiene con la tensión de los bornes es de cero voltios; y a la máxima corriente que se puede obtener de la célula.
- **Tensión de circuito abierto,  $V_{OC}$ .** Es la tensión en la cual los procesos de recombinación igualan a la generación por mismo podemos concluir que la corriente que se extrae de la célula es nula. En las células de silicio de tipo medio en manufactura es del orden de 0.6 V mientras que en las de GaAs es de un 1V.
- **Potencia Máxima,  $P_{max}$ .** Es el producto de la tensión por la corriente. Tanto como en cortocircuito como en circuito abierto es cero. Por lo tanto, abra un valor entre 0 y  $V_{OC}$  para el que la potencia será máxima y vale  $P_{max} = V_{m,ax} \cdot I_{max}$ .
- **Factor de forma  $F_F$ .** Que se relaciona con la potencia máxima. La tensión con circuito abierto y la corriente de cortocircuito por la Ecuación 3.1, obsérvese que el máximo valor puede tomar  $F_F = 1$ ; así cuando más próximo sea el numero a la unidad mejor es la célula.

$$P_{max} = I_{SC} \cdot V_{OC} \cdot F_F \quad 3.1$$

- **Eficiencia,  $\eta$ .** Valor siempre expresado en %. Es el parámetro que por excelencia define el funcionamiento de la célula solar. Representa la relación entre la potencia que obtenemos de la célula y la potencia de luz que incide sobre el área de la célula.

$$\eta = \frac{I_{sc} \cdot V_{oc} \cdot F_F}{A \cdot P_{sol}} \cdot 100 \quad 3.2$$

Donde  $P_{sol}$  es la potencia luminosa por unidad de área que se recibe del sol en forma de fotones ( En condiciones estándar, 100 MW/cm<sup>2</sup>) y A es el área de la célula.

Procedencia de luz eléctrica	Condición de ocupación de la vivienda	Cobertura
	Ocupada con personas presentes	
Red de empresa eléctrica de servicio público	864.024	91,85 %
Panel Solar	2.685	0,29 %
Generador de luz (Planta eléctrica)	8.403	0,89 %
Otro	22.499	2,39 %
No tiene	43.101	4,58 %
<b>Total</b>	<b>940.712</b>	<b>100,00 %</b>

**Fuente:** Instituto Nacional de Estadística y Censos INEC – Censo Poblacional de Vivienda año 2010

**Elaborado por:** Dirección Provincial de Planificación Institucional de la Prefectura del Guayas

**Tabla 5. Descripción de la variable de la potencia instalada y tipo de generación de energía. [12, p. 147]**

Los sistemas FV conectados a la red como podemos ver en la figura 16. Estableciendo sistemas que producen energía eléctrica de corriente continua para luego ser transformada a corriente alterna y esta a su vez inyectada al sistema nacional interconectado - SIN.

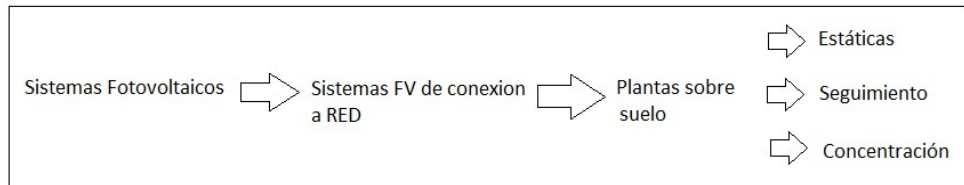
Por ello definimos nuestro estudio con un sistema fotovoltaico conectado a la red, el principal componente para este estudio son las células capaces de receptor la energía luminosa incidente dentro del área establecida a corriente continua.

Ponemos a continuación la aplicación de nuestro sistema y un esquemático en la cual analizaremos los costos de implementación en esquema porcentual de participación.

Al incorporar un grupo electrógeno y su respectivo análisis a los aspectos más importantes para su normal desempeño se da vialidad a la confiabilidad del sistema optimizando costos de instalación porcentual y mantenimiento el cual es super bajo

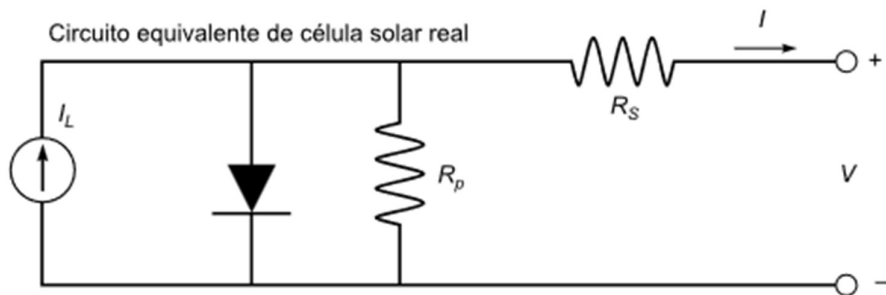


para nuestro sistema FV la conexión será sobre una planta sobre él suelo o también llamada granja FV del tipo estática como observamos en la Figura 15.



**Figura 15. Clasificación de estudio**

Resistencia en serie, resistencia en paralelo y factor de forma. El comportamiento de un panel puede asimilarse al de un circuito equivalente formado por un generador, diodo y dos resistencias como se muestra en la figura 16.

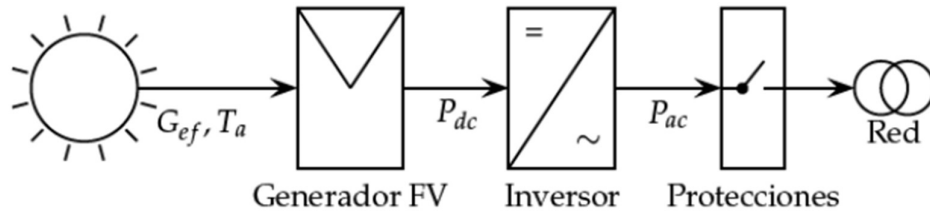


**Figura 16. Circuito equivalente de una célula solar fotovoltaica. [7, p. 276]**

### 3.6 Factor de forma y eficiencia para células del silicio.

Donde se representa la potencia luminosa incidente en la célula fotovoltaica como sabemos las potencias de silicio ofrecen una eficiencia entre 13% y el 17%, respectivamente.[13]

A continuación, observamos el diagrama esquemático del sistema a implementarse en la Figura 17. De un sistema solar fotovoltaico conectado a la red – SFCR.

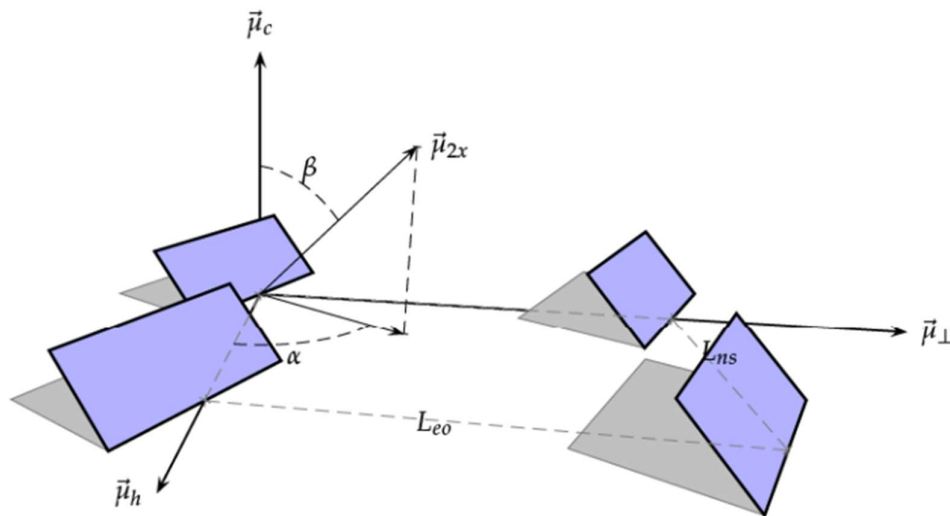


**Figura 17. Esquema SFCR – Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red. [1, p. 28]**

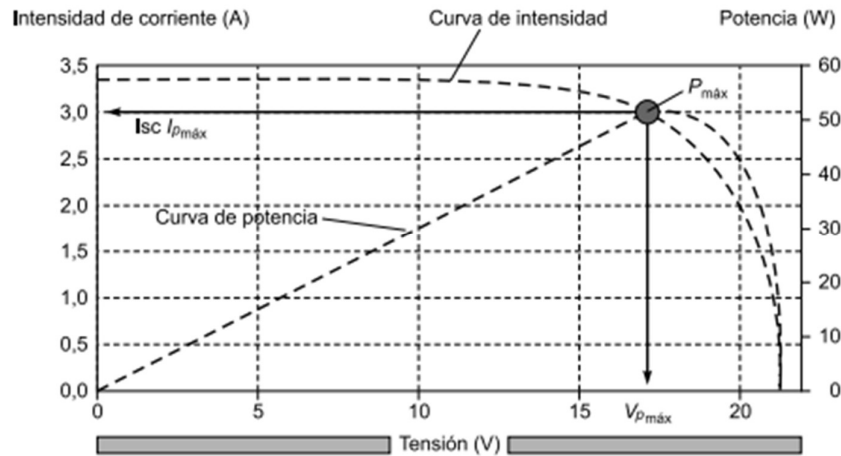
Las filas que componen un generador arrojan sombras unas con otras en determinados momentos del día y del año. Como recomendación general se establece

Numero de ramas en paralelo.

De acuerdo con la simulación en PVsyst analizamos los resultados emitidos para calcular a su vez valores superiores al umbral estimado.



**Figura 18. Sombras mutuas en conjunto.[3]**



**Figura 19. Característica I-V de una celda FV. [7, p. 271]**

### 3.7 Introducción en PVsyst.

PVsyst - es un software de dimensionamiento de instalaciones fotovoltaicas las cuales trabajan en conjunto con plataformas meteorológicas para dimensionamiento de instalaciones de baja escala y gran escala lo usaremos nuestro ejemplo implícito una granja fotovoltaica para ramal del sistema nacional interconectado.

Resultados a obtener:

1. Área geográfica para la implementación.
2. Análisis Meteorológico del área establecida.
3. Análisis de costos porcentuales de la implantación.
4. Enfoque de ajustes de los equipos y análisis de recuperación de capital de implementación.

Puesto que el coste de una instalación de una granja fotovoltaica es una aproximación proporcional (salvo en casos singulares) a la cantidad y tamaño de los paneles instalados, se comprende la importancia del presente estudio:

1. La necesidad de realizar un exhaustivo estudio previo para analizar las necesidades energéticas reales bajo demanda, el primer paso es conocer si la instalación fotovoltaica es o no viable, en función del presupuesto disponible.

2. Dimensionar la instalación, y particularmente la potencia nominal del campo de paneles su dimensionamiento y área donde se instalará, siguiendo un método de cálculo riguroso y fiable, con el fin de lograr un equilibrio entre la lógica pretensión de la demanda y de minimizar los costes. la confianza, hasta un límite razonable, en que la instalación cumplirá los requerimientos exigidos incluso en períodos no favorables.

El dimensionamiento se lo realizara en el programa PVsyst el cual nos brindara el dimensionamiento del área a utilizar para la instalación de la granja fotovoltaica los inversores y tipo de conexión en la cual el proyecto se realiza el correspondiente análisis.

### 3.8 Introducción Google earth.

Es un sistema en línea de acceso general en la cual podemos analizar áreas de nuestro globo terráqueo como también ubicaciones exactas de cada punto de nuestro planeta. A su vez dar la observación fotográfica del terreno tiene cartografía múltiple. Como podemos observar la Figura a continuación el medio interactivo mostrado del sitio web. [14]

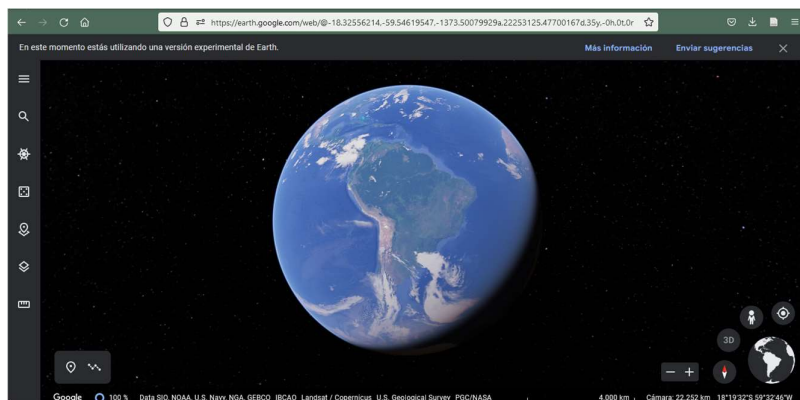


Figura 20. Plataforma Google earth. [14]

Las posibilidades analizadas establecida es dentro del área de concesión dentro del área del Ecuador en la provincia del Guayas a su vez por su cercanía a las redes de subtransmisión se analiza geográficamente las posibilidades de lugar de instalación de la granja fotovoltaica como podemos ver en la figura 21.



**Figura 21. Área bajo a análisis de instalación cuadrado de color negro. [14]**

### **3.9 Introducción en PROGRAMA DE USO COMERCIAL.**

PROGRAMA DE USO COMERCIAL es la plataforma para el estudio y análisis de variedad de cambios de red en la cual podemos interpretar mediante escenarios posibles los distintos comportamientos ante las modificaciones establecidas y mostradas en sistema eléctrico bajo estudio.

Se detallan los cambios bajo análisis de los escenarios a estudiar.

1. Establecer la red básica sin cambios, pero con cargas nominales establecidas, la red será implementada desde la parte de transmisión desde los niveles de 138KV hasta los niveles de subtransmisión 13,8KV pasando por 69KV durante el trayecto de cambio.
2. El escenario de inyección de la carga estimada para el ramal de 100MW a la red e inyectada en la barra de 69KV del sistema.
3. Incrementar la carga o demanda del sistema y analizar el comportamiento de la red con este incremento.

Cada uno de los componentes del Estudio de estabilidad y confiabilidad ante la integración de generación fotovoltaica para el sector agrícola y acuícola dentro del área de concesión en la CNEL EP.- UNIDAD DE NEGOCIOS SANTA ELENA, por lo cual cada seudocódigo de los programas utilizados en este proyecto como los es Google Earth, PVsyst, y de un programa de uso comercial. emite un resultado participativo para

la implementación del presente estudio y establecer principios fundamentales para la creación de la planta generadora fotovoltaica o también llamada granja fotovoltaica.

# CAPÍTULO 4

## 4. RESULTADOS Y ANÁLISIS

Para realizar el diseño de la granja solar fotovoltaica para la producción de energía eléctrica con 100 MW mediante el uso de generación fotovoltaica se realiza un análisis de ubicaciones para la justificación de los aspectos territoriales y medioambientales que serán tomados en cuenta.

### 4.1 Posibilidades de localizaciones de la central Fotovoltaica.

Los resultados al iniciar el proceso de ubicación del área donde podría instalarse la granja fotovoltaica utilizando la herramienta Google Earth de acceso general y por las ubicaciones de las barras de sistema eléctrico nacional interconectado de la subestación administrada por TRANSELECTRIC donde se podría implantar por colindar con la barra de distribución como podemos observar en la Figura 22.

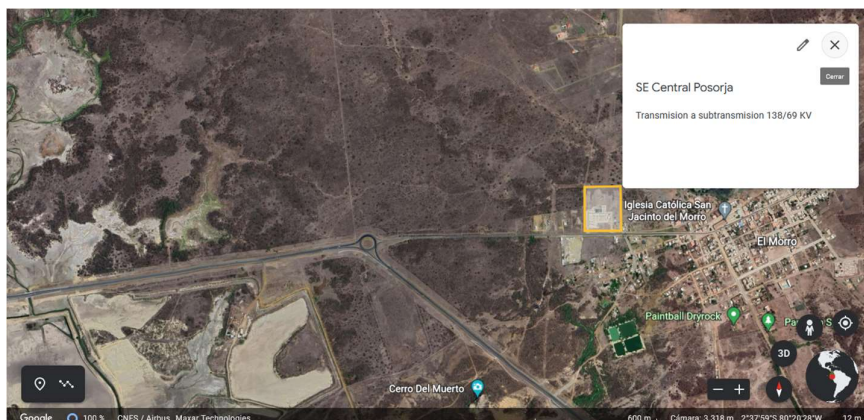


Figura 22. Subestación Central Posorja - [14]



**Figura 23. Esquema a nivel 69KV aguas arriba desde la subestación Chongón.[9]**

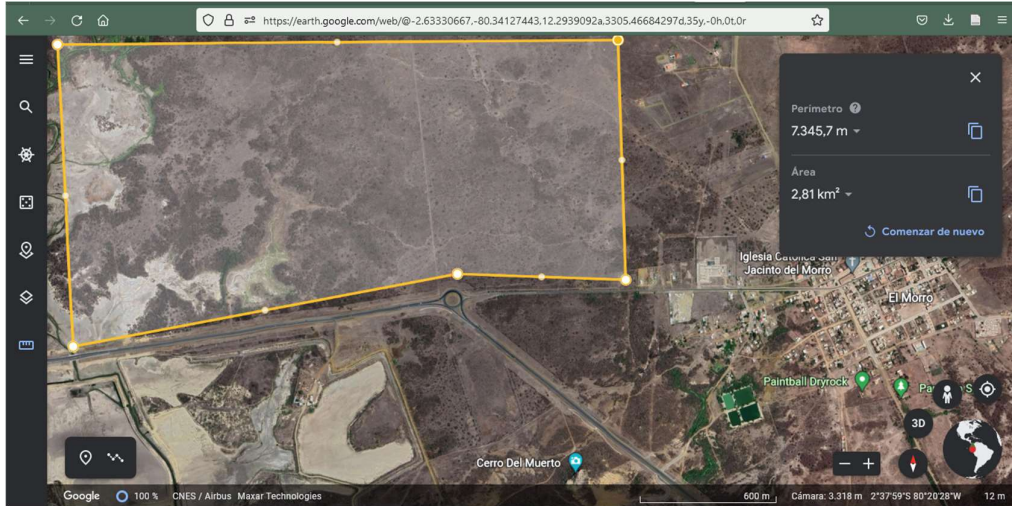
La zona de distribución del sistema eléctrico Playas cuenta con áreas bastante idóneas por lo llano del terreno y semidesértico en sectores periféricos del cantón y colindan con la Parroquia Posorja y la comuna del Morro.

Para iniciar, se hará un cálculo necesario para el aproximado de la granja solar fotovoltaica con los datos de placa de la celda solar tenemos unos 5m<sup>2</sup> por cada uno de los paneles a utilizar con potencia nominal pico Wp igual a 370Wp por placa solar y la potencia objetivo de 100MW.

$$Paneles Solares = \frac{100 \times 10^6 Wp}{370 \frac{Wp}{placa}} \times 5 \frac{m^2}{placa} = 1'351.351,35 m^2 \equiv 1.35 Km^2$$

La granja fotovoltaica estará situada entre la Parroquia Posorja perteneciente a la provincia del Guayas y el cantón Playas. Mediante Google earth dimensionamos áreas totalmente desérticas y planas con un área de 2,81 km<sup>2</sup>.



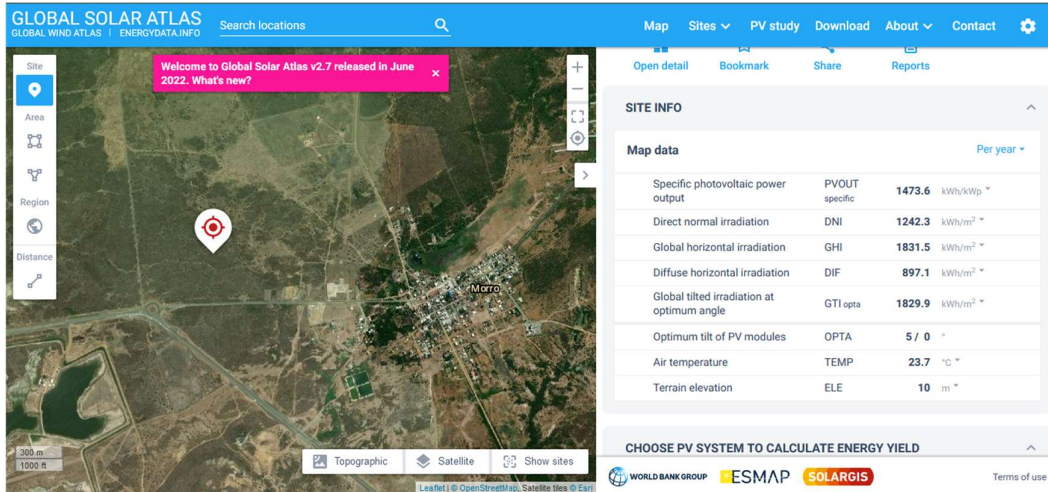


**Figura 24. Zona 1 de Playas – Comuna el Morro. [14]**

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Colinda con la subestación TRANSELECTRIC.</li> <li>• La conexión directa a la subestación emisora es más corta.</li> <li>• Área plana sin montañas que provoquen sombreado en el área.</li> <li>• Terreno blanquecino por el cloruro de sodio en el área húmedo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El área geográfica del cual el 100% pertenecen a la comuna Morro se realiza una mediación para obtención de permisos correspondientes.</li> </ul>

Cabe indicar que en la zona de la Figura 24 – que tiene 2,81 Km<sup>2</sup> los cuales no existe construcción alguna dentro del perímetro expuesto a su vez al colindar con la barra de TRANSELECTRIC la inversión de conexión es mínima pero la radiación es menos conforme su cercanía al perfil costero de Posorja, por lo cual se expone las siguientes posibilidades de instalación.

Análisis de irradiancia de la zona 1.- En la cual la plataforma atlas solar nos da un estimado de irradiancia y datos específicos del área bajo análisis de ubicación de la granja FV.



**Figura 25. Análisis de irradiancia de la zona 1. [15]**

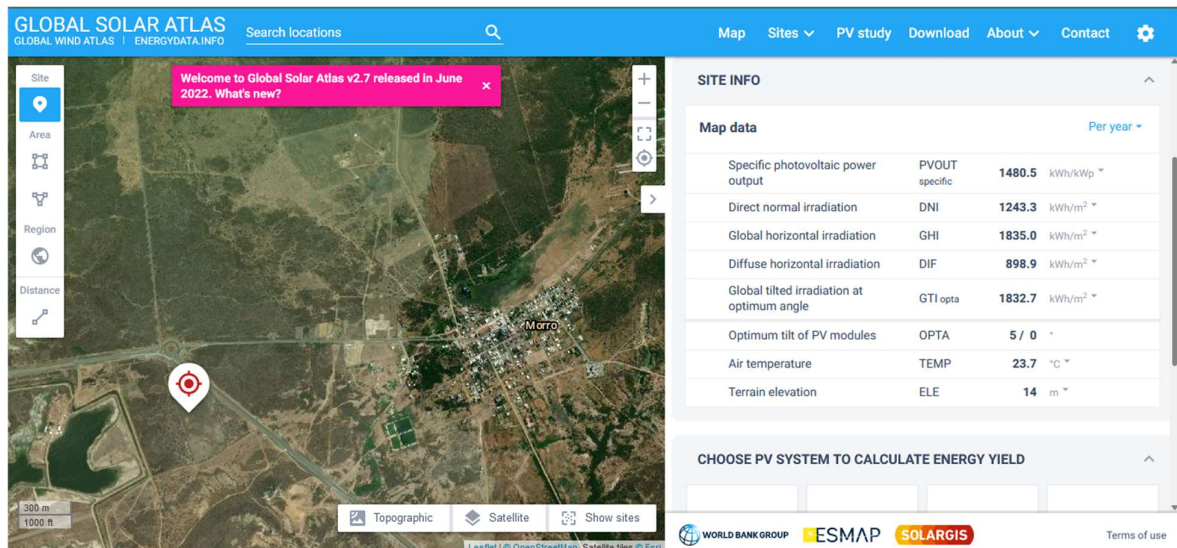
La siguiente posibilidad demuestra cercanía del área de la Figura 25, y de otra dividida únicamente por la autopista como muestra la Figura 26, a una distancia de 40m una de otra tenemos la posibilidad en la Figura 28.



**Figura 26. Zona 2 de frontal a la posibilidad #1.**

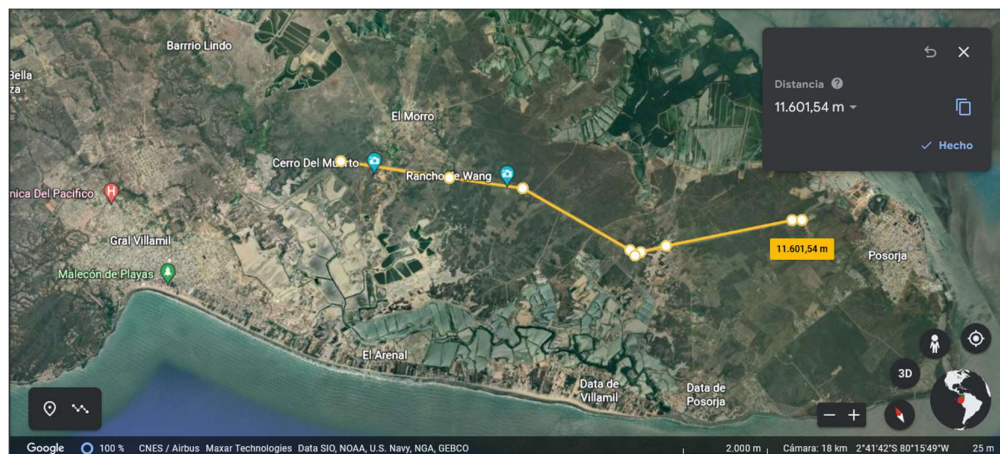
Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> <li>Área con piscina camaroneras abandonadas por afectaciones a la crianza de camarón.</li> <li>Zona bastante extensa y plana la adecuación es mínima 1.87Km<sup>2</sup></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Las líneas de subtransmisión a nivel 69 quedan al frente pasando la autopista DP World – Puerto de Aguas Profundas.</li> <li>Colinda con un cerro el cual podría colocar afectaciones de sombra.</li> </ul>

El análisis de irradiancia del área es como vemos en la figura a continuación.

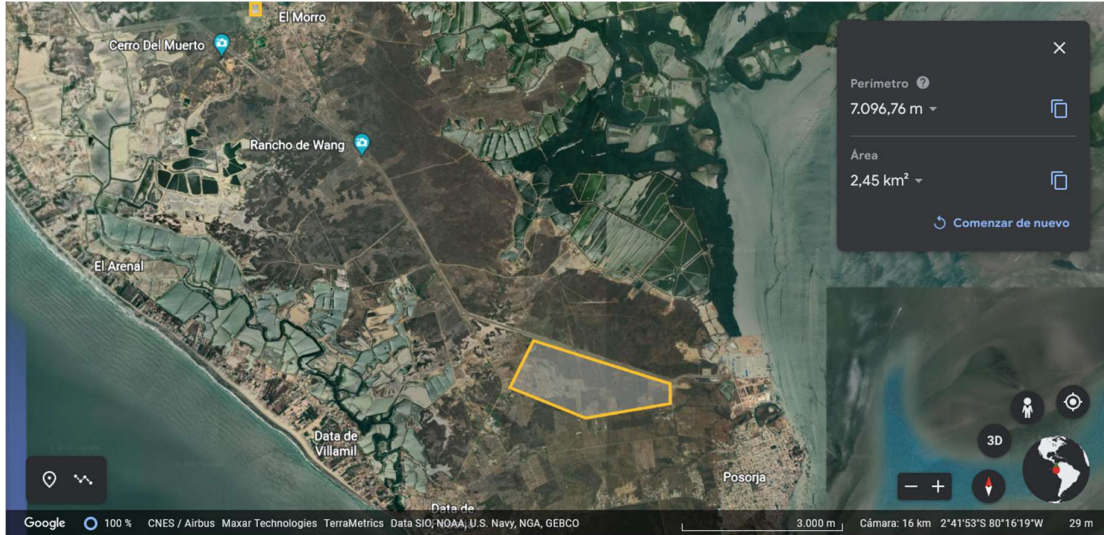


**Figura 27. Análisis de irradiancia de la zona 2.[15]**

Distancia de la subestación de Posorja de TRANSELECTRIC como observamos en la Figura 28.



**Figura 28. Distancia entre posibilidades es de aproximadamente 11.6Km. [14]**



**Figura 29. Zona3 Data de Posorja – Parroquia Posorja. [14]**

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Area despejada plana</li> <li>• Por el área pasan las líneas 69KV</li> <li>• Líneas que alimentan a las siguientes barras: subestación Posorja, NIRSA, Proposorja, Sálica, DP World Posorja.</li> <li>• Proximidad al parque industrial</li> <li>• La zona la irradiancia es mejor que las otras dos posibilidades.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zona de jurisdicción de la Parroquia de Posorja perteneciente al cantón Guayaquil.</li> <li>• Sembríos instalados por temporada no es de constante cultivo.</li> </ul>

Análisis de irradiancia de la zona 3. Como vemos en la siguiente figura.

La zona 3 está ubicada en cerca de la parroquia Posorja a aproximadamente 16Km de distancia en carretera del Cantón Playas y 7 Km de distancia de la comuna del Morro. La parroquia Posorja y la comuna el Morro ambas pertenecen al cantón Guayaquil por lo cual implícitamente es parte dentro de los tramites de legalización de terrenos a usar para la granja fotovoltaica.

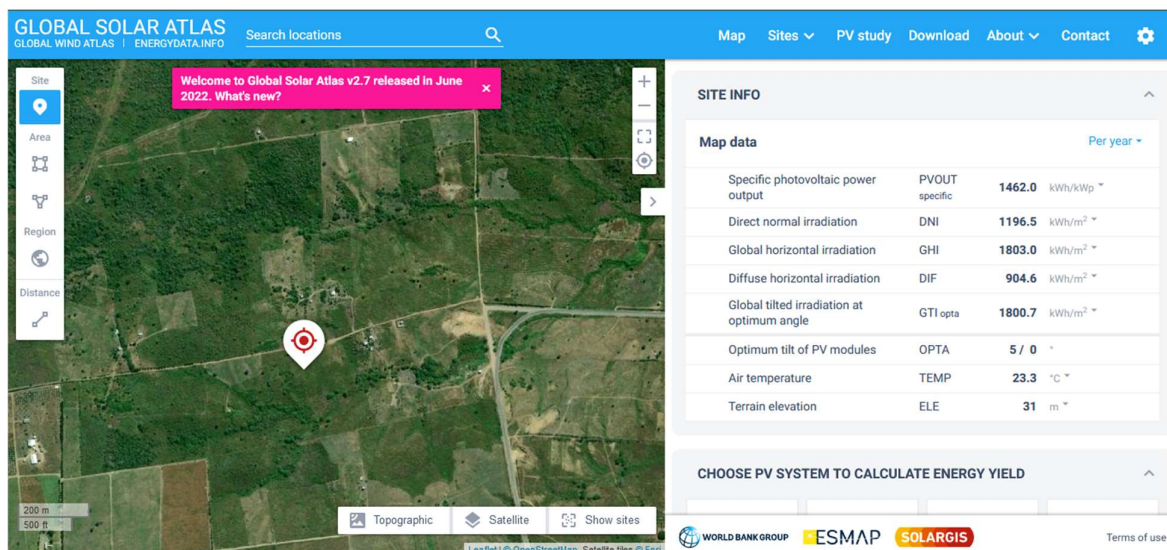


Figura 30. Irradiancia de la zona 3. [15]

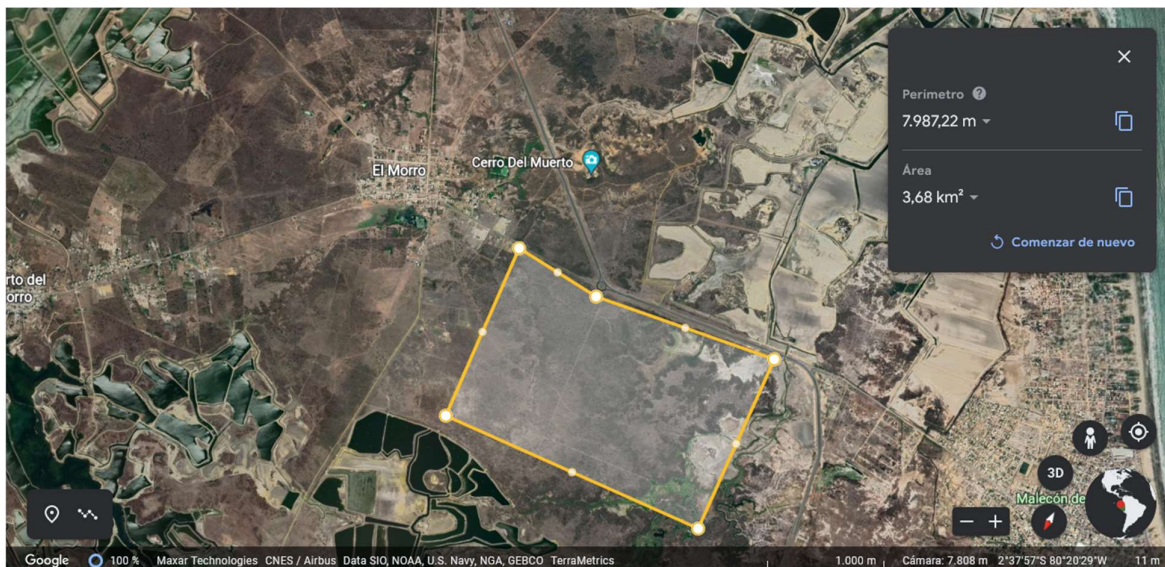
## 4.2 Elección de la zona

Las zonas con más probabilidad para la colocación de la central fotovoltaica es la que tiene cercanía con la Comuna del Morro, perteneciente al municipio del cantón Guayaquil, las diferencias entre sus ventajas no son muchas, pero en el caso directo de la Figura 25, la más idónea es exactamente la zona 1, mientras que en la Figura 27 – zona 2, el efecto sombra del cerro del Muerto sobre la granja hace menos favorable que sea la elegida para el proyecto, en la Figura 26 la erradicación solar es menor con respecto a las otras dos posibilidades como observamos en la tabla 6.

Cuadro comparativo por zonas los datos de irradiancia respectivamente.

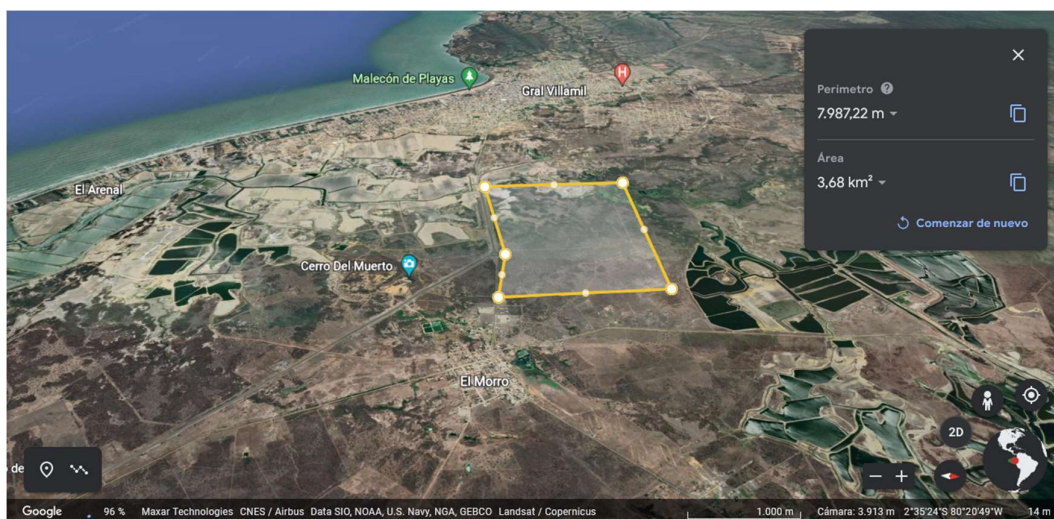
	Potencia especifica de salida PVout KWh/KWp	Irradiación directa Norma DNI KWh/m <sup>2</sup>	Irradiación Global Horizontal GHI KWh/m <sup>2</sup>	Irradiación Difusa horizontal KWh/m <sup>2</sup>	Irradiación inclinada global en ángulo óptimo. KWh/m <sup>2</sup>
Zona1	1473.6	1242.3	1831.5	897.1	1829.9
Zona2	1480.5	1243.3	1835.0	898.9	1832.7
Zona3	1462	1196.5	904.6	1803.0	1800.7

Tabla 6. Resumen de resultados por zona.



**Figura 31. Área con cercanía la subestación de la parroquia Posorja. [14]**

En la zona 2 existe mayor área, pero está protegido por ser patrimonio cultural del sector y por ello no podría estar situada en la zona antes mencionada.



**Figura 32. desde otro enfoque la zona3.**

En conclusión, se elige ubicación final la zona más cercana a la comuna del Morro.

- Se encuentra accesibilidad frontal.
- Se encuentra cerca de la subestación eléctrica de Posorja administrada por la Transelectric.
- Área geográfica llana con relieves escasos.
- Sin actividad actual con ordenamiento compatible para nuestro proyecto.
- Ambiente bastante favorable.

- Hay espacio suficiente para ampliación.

A continuación, se analizará los ordenamientos de usos de territorio y las protecciones medioambientales que podría sufrir al instalar el proyecto.

#### **4.3 Ordenación y usos de territorio.**

Se realiza la consultoría directa desde la prefectura de la provincia del Guayas la investigación nos orienta hacia los gobiernos autónomos descentralizados para nuestro caso Guayaquil con cantón y la comuna del Morro implícitamente son las llamadas a realizar la respectiva evaluación de los respectivos permisos para la ejecución del presente proyecto.

Para ello nos apegamos al régimen de gobiernos autónomos descentralizados.

**QUE,** el artículo 238 de la Constitución de la República del Ecuador indica: **“Art. 238.-** *Los gobiernos autónomos descentralizados gozarán de autonomía política, administrativa y financiera, y se regirán por los principios de solidaridad, subsidiariedad, equidad interterritorial, integración y participación ciudadana. En ningún caso el ejercicio de la autonomía permitirá la secesión del territorio nacional. Constituyen gobiernos autónomos descentralizados las juntas parroquiales rurales, los concejos municipales, los concejos metropolitanos, los concejos provinciales y los concejos regionales.”*

**QUE,** el artículo 239 de la Constitución de la República del Ecuador indica: **“Art. 239.-** *El régimen de gobiernos autónomos descentralizados se regirá por la ley correspondiente, que establecerá un sistema nacional de competencias de carácter obligatorio y progresivo y definirá las políticas y mecanismos para compensar los desequilibrios territoriales en el proceso de desarrollo.”*

**QUE,** el artículo 240 de la Constitución de la República del Ecuador indica: **“Art. 240.-** *Los gobiernos autónomos descentralizados de las regiones, distritos metropolitanos, provincias y cantones tendrán facultades legislativas en el ámbito de sus competencias y jurisdicciones territoriales. Las juntas parroquiales rurales tendrán facultades reglamentarias. Todos los gobiernos autónomos descentralizados ejercerán facultades ejecutivas en el ámbito de sus competencias y jurisdicciones territoriales.”*

Los cuales indican que la permisión radicara mediante la Constitución de la Republica del Ecuador con base a los artículos antes mencionados pertenecen a los gobiernos autónomos descentralizados específicamente los cantones de la provincia.

#### **4.4 Impacto y protecciones medio ambiental.**

Teniendo en cuenta la contaminación ambiental existente, originada por los diferentes enfoques realizados por el hombre se implementa la obligatoriedad de implementar estrategias que permitan determinar el nivel de daño al ambiente y la población, con el propósito de prevenir y disminuir esos efectos (impactos) ambientales negativos al medio circundante.

Bajo revisión de los gobiernos autónomos la obligatoriedad de escoger el análisis de impacto ambiental por un tercero y bajo costos de la persona natural, entidad pública, privada que este bajo el interés del antes mencionado estudio el cual no se profundizara el análisis porque este proyecto es un análisis de confiabilidad y estabilidad del sistema eléctrico en concesión de la unidad de Negocios.

#### **4.5 Radiación solar de la zona.**

En el mapa solar de la página web debido a la situación geografía del Ecuador se encuentra sobre la línea ecuatorial, el recurso energético extraído por la radiación solares casi constante durante los años. Este puede ser una ventaja al evitar excesivas acumulaciones de energía o utilizar equipos auxiliares para cubrir la variabilidad del recurso energético por periodo anual.

Por lo tanto, de forma general la generación horizontal de irradiación anual sobre el Ecuador varía desde 2.9KWh/m<sup>2</sup> día a 6.3 KWh/m<sup>2</sup> día.

Para la obtención de los diferentes datos de la radiación por zona consultamos tres bases de datos:

- Mapa Solar del Ecuador
- PVGIS
- Global Solar Atlas



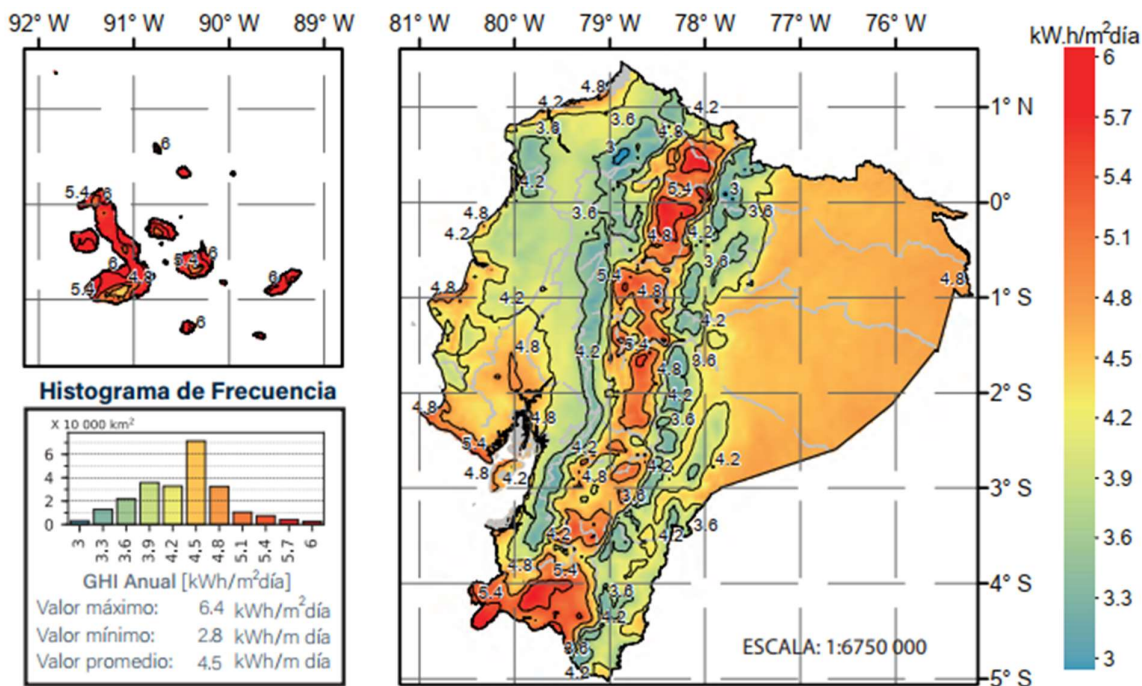


Figura 33. Irradiación solar Global horizontal – Anual. [16, p. 13]

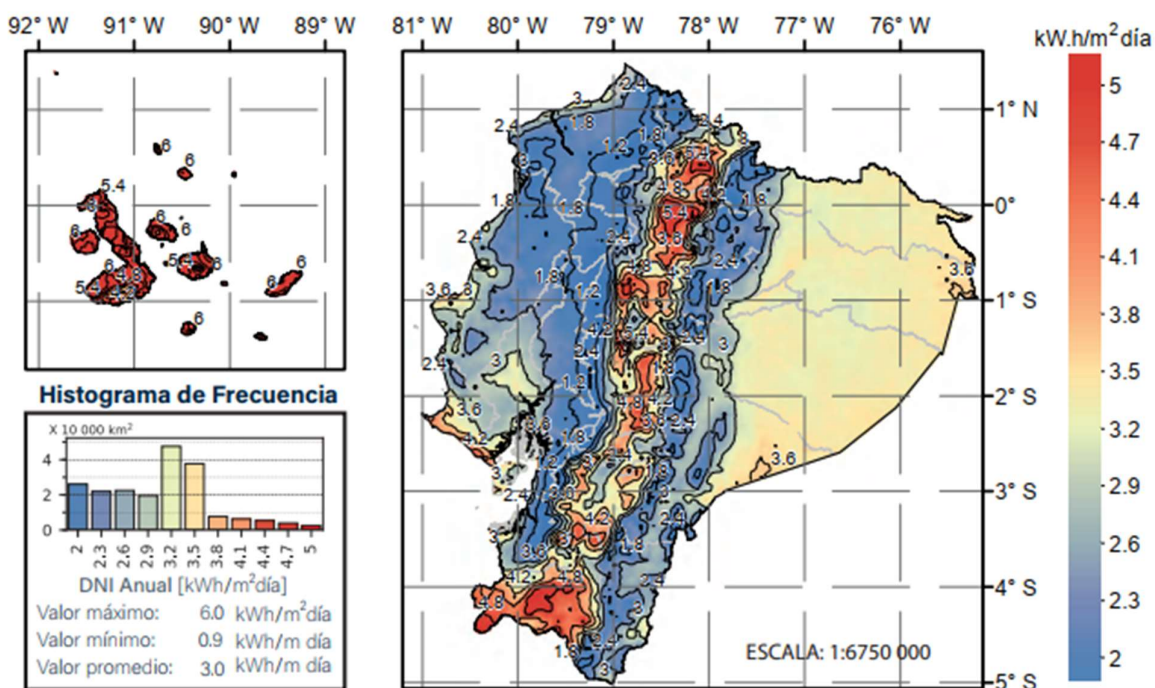


Figura 34. Irradiación solar directa normal - Anual. [16, p. 14]

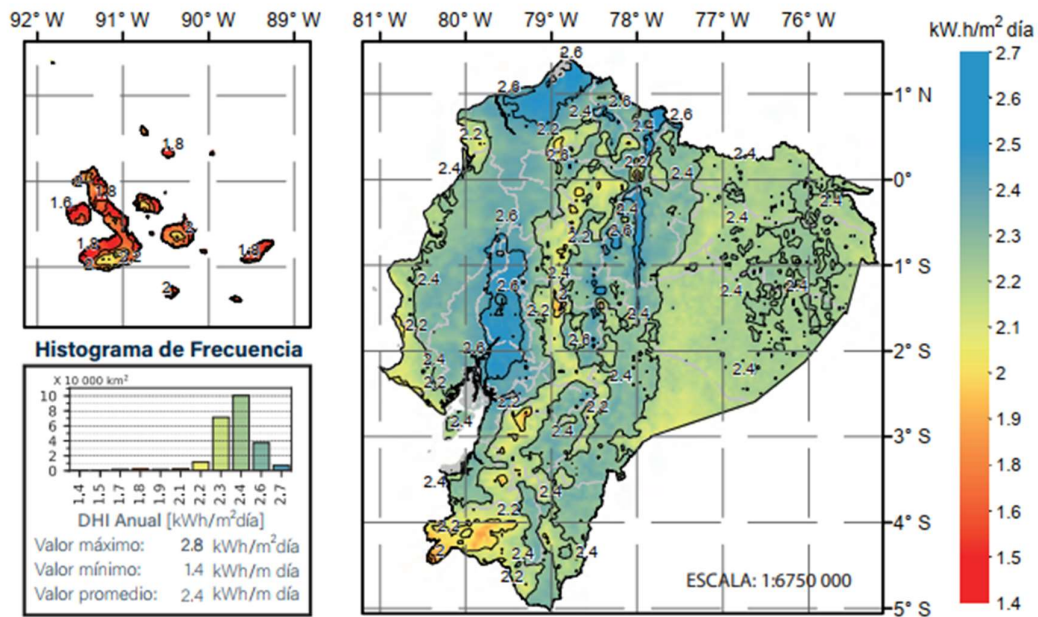


Figura 35. Irradiación Solar Difusa Horizontal – Anual. [16, p. 15]

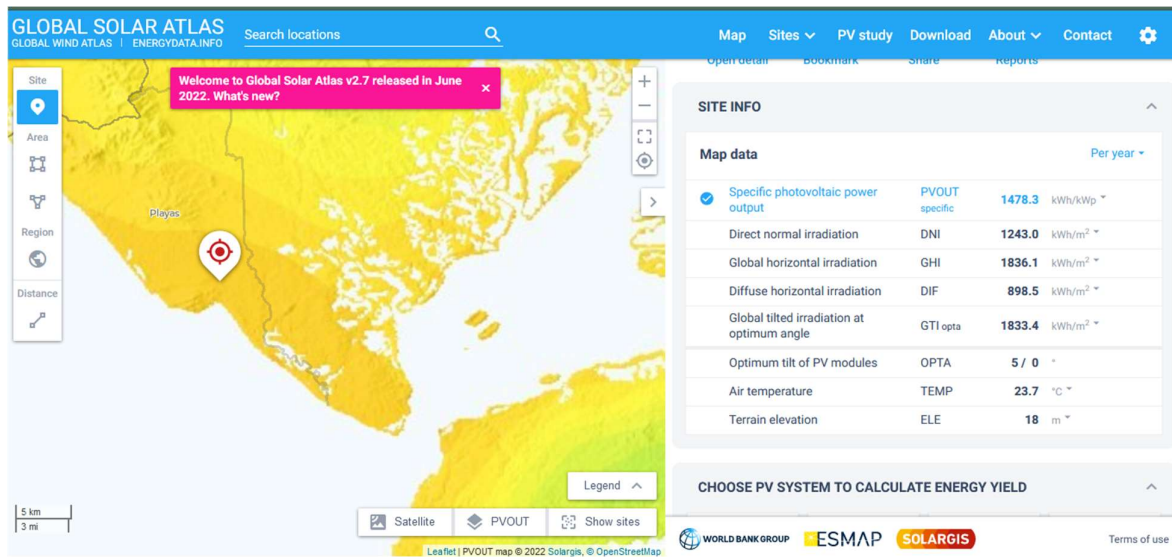
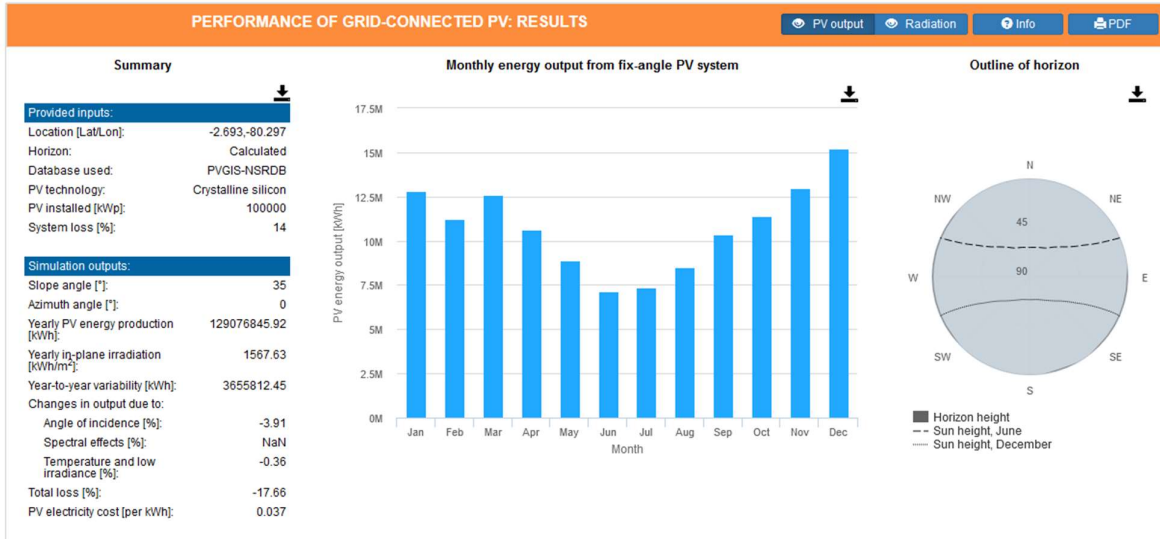


Figura 36. Resultados de irradiación solar del área bajo análisis. [15]

En resumen, de características establecidas de la fuente GLOBAL SOLAR su base de datos consultado. Obtenemos



**Figura 37. Resultado anual de la plataforma Global Solar Atlas. [15]**

<b>País</b>	Ecuador
<b>Provincia</b>	Guayas
<b>Ciudad</b>	Guayaquil
<b>Parroquia</b>	El Morro
<b>Dirección</b>	Colinda con la subestación Posorja administrada por Transelectric. Entre el Morro y el Cantón Playas Km 3.
<b>Coordenadas UTM</b>	Huso: 17M
	X: 573121.527924 m E
	Y: 9708964.103190586 m S
<b>Coordenadas Geográficas (grados, minutos y segundos)</b>	Latitud: -2.6329°
	Longitud: -80.3422°
<b>Coordenadas Geográficas (grados decimales)</b>	2°37'59" S
	80°20'28" O
<b>Hemisferio</b>	Sur
<b>Altura</b>	5 msnm

**Tabla 7. Datos de ubicación de generadora fotovoltaica**

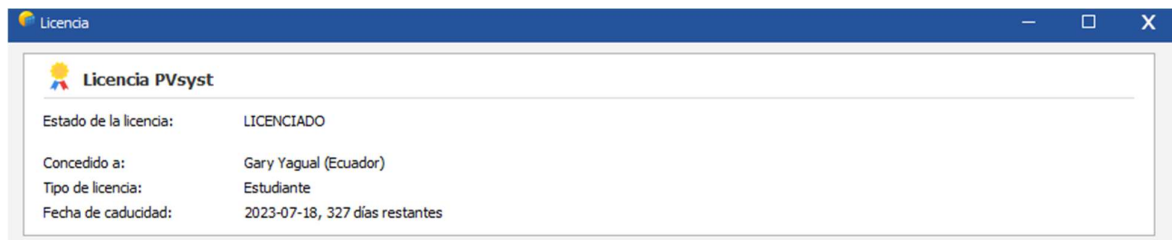
#### **4.6 Planteamiento del esquema eléctrico a implementar bajo el software PVsyst.**

En los siguientes parámetros justificara el número de elementos dentro de una herramienta que calcula los parámetros indicados de acuerdo con los datos ingresados para su simulación y proyección de gasto del proyecto a pequeña o gran escala.



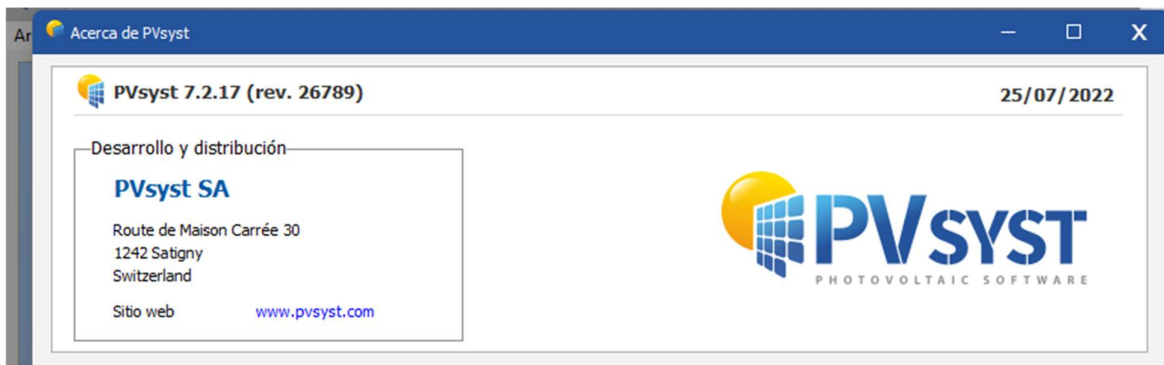
**Figura 38. Logo de Pvsyst versión utilizada 7.2.16**

La versión utilizada en el presente estudio es estudiantil, pero de carácter obligatorio el pago mínimo se realizó, y obteniendo una licencia aprobada como observamos en la figura 39.



**Figura 39. Periodo de licencia estudiantil Pvsyst.**

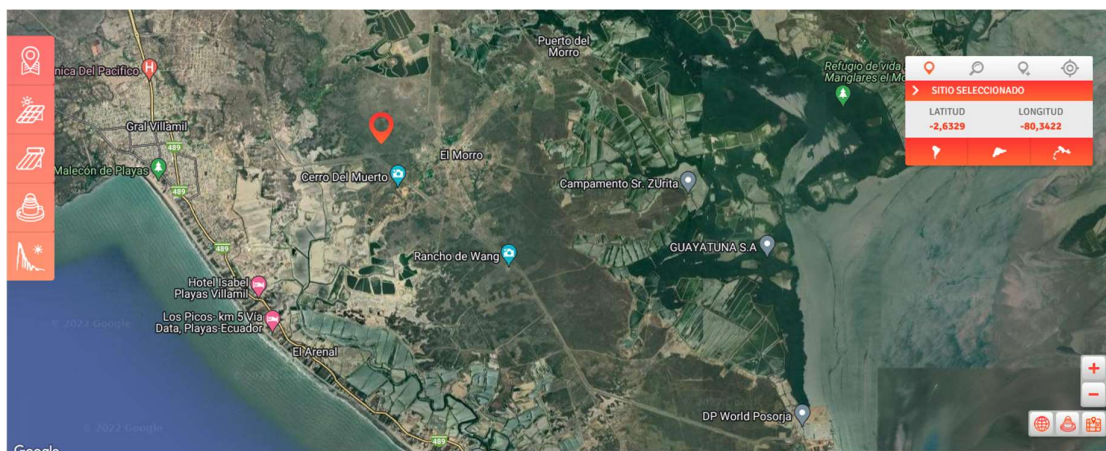
Cabe indicar que la plataforma tiene responsabilidad de compra y sus datos en el software conforme se adjunta la captura de pantalla realizada una actualización como vemos en la figura 40.



**Figura 40. Información de programadores y desarrolladores del software PVsyst.**

Cabe indicar que la plataforma PVsyst nos va a dimensionar de manera aproximada las dimensiones de la granja fotovoltaica del sistema y a su vez nos proporciona un análisis económico del mismo. Realizando los siguientes pasos expuestos a continuación.

1. Ubicación de la granja solar fotovoltaica
2. Ingreso de la dimensión en Wp del módulo fotovoltaico.
3. Ingreso del inversor establecido para la corriente y voltaje DC que el inversor transformara a corriente y voltaje alterno.
4. Establece idoneidad de equipo modular e inversor
5. Informe evaluativo de sitio bajo análisis.



**Figura 41. Mapa y ubicación geográfica del sitio escogido.**

Sitio Seleccionado (coordenadas)	
Longitud	-80.3422

Latitud	-2.6329
---------	---------

**Tabla 8. Coordenadas de sitio seleccionado.**

#### 4.6.1 Cálculo aproximado de cantidades abstractas de los elementos que componen la generación hasta el inversor.

En la ecuación 4.1. Podemos realizar una estimación de números de paneles totales para la granja tomando en cuenta el  $W_p$  mínimo de la célula solar fotovoltaica.

$$\# \text{Paneles} = \frac{\text{Potencia objetivo}}{P_{\min FV}} = \frac{100 \times 10^6 W_p}{370 W_p} = 270.270,2702 \text{ paneles} \cong 270.270 \text{ paneles} \quad 4.1$$

Realizamos una estimación del número máximo de paneles que se conectarán en serie teniendo en cuenta el voltaje máximo del inversor en el punto de máxima potencia.

$$\# \text{ de Panles en serie} = \frac{V_{MPP-INVESOR}}{V_{MPP-PANEL FV}} = \frac{1300 V}{39,7 V} = 32.746 \text{ paneles}_{\text{serie}} \cong 32 \text{ paneles}_{\text{serie}} \quad 4.2$$

Con la ecuación 4.2 tomamos en cuenta que para ese inversor el máximo de paneles en serie es 32 paneles.

Bajo análisis y las limitantes de los equipos implicados no sufran desperfectos, comprobamos el inversor para condiciones de mínima temperatura e irradiancia, luego recalculamos este valor obtenido como podemos observar en la ecuación 4.3.

$$T_{C \min} = T_{a \min} + \frac{NOCT - T_{(STC)}}{G_{NOCT-modulo}} \times G_{STC-modulo} \quad 4.3$$

$$T_{C \min} = 17.7 + \frac{46^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C}}{800 \frac{W}{m^2}} \times 193 \frac{W}{m^2}$$

$$T_{C \min} = 22.77^\circ\text{C}$$

La ecuación 4.3 nos da una temperatura de celda de  $22.77^\circ\text{C}$  en las condiciones más no favorecidas. Luego procedemos a calcular el voltaje a circuito abierto para esta temperatura mínima de celda con la ecuación 4.4.

$$V_{OC}(T_{c\ min}) = V_{OC(STC)} + \frac{TempCoeff_{voc}}{100\%} \times V_{OC(STC)} \times (T_{c\ min} - T_{(STC)}) \quad 4.4$$

$$V_{OC}(T_{c\ min}) = 48.3V + \frac{-0.29\ \frac{\%}{^{\circ}C}}{100\%} \times 48.3V \times (22.77^{\circ}C - 25^{\circ}C)$$

$$V_{OC}(T_{c\ min}) = 48.61V$$

De la ecuación 4.4 obtenemos para el voltaje en condiciones no favorables de 48.61V. Con este dato obtenido de tensión de vacío podemos determinar el número de paneles en serie que no supere la tensión máxima del inversor obtenemos la ecuación 4.5.

$$\# \text{Paneles}_{serie} = 26 \text{ paneles} \times 48.61 \frac{V}{panel} = 1263.9213 V \cong 1264 V \text{ 4.5}$$

Inverter	
Manufacturer	Generic
Model	Ingecon Sun 3600TL C480 Preliminary (Original PVsyst database)
Unit Nom. Power	2245 kWac
Number of inverters	35 units
Total power	78575 kWac
Operating voltage	686-1300 V
Max. power (=>30°C)	2494 kWac
Pnom ratio (DC:AC)	1.27
<b>Total inverter power</b>	
Total power	78575 kWac
Number of inverters	35 units
Pnom ratio	1.27

Figura 42. Datos del inversor obtenido en la simulación del PVSYST.

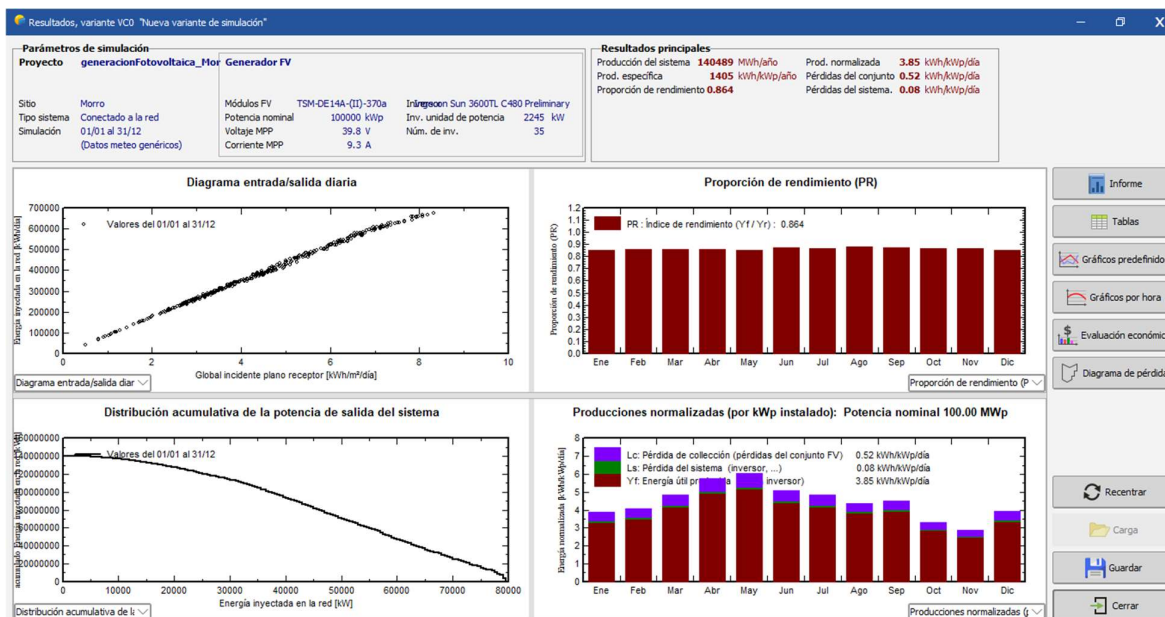


Figura 43. Parámetros de simulación.

Informes de la instalación de granja fotovoltaica. Cabe indicar que al momento de dimensionar el simulador presentaba inversor sobredimensionado e emitió error. A su vez conforme se evalúa el simulador el resultado obtenido nos permite apreciar de manera directa la elección de la célula solar fotovoltaica y su inversor.

Conforme podemos visualizar en el Informe PVSYS – 13/13 el resultado final del software PVsyst y emitir los resultados generales.



## Módulo solar

### Fabricante

Trina Solar

### Modelo

TSM-370DE14A(II)



### Características

Tipo	si-mono
Pmpp	370 W
Vmpp	39,2 V
Voc	47,5 V
Imp	9,44 A
Isc	9,96 A
Coef. de temperatura Pmpp	-0,39 %/°C
Coef. de temperatura Voc	-0,24 %/°C
Coef. de temperatura Isc	0,05 %/°C
Coef. de temperatura Vmpp	0 %/°C
<b>Tensión máxima del sistema (IEC)</b>	<b>1500 V</b>
Efficiency	19,07 %

NOTA: Tensión máxima del sistema (IEC) 1500 V

Figura 44. Panel fotovoltaico escogido resumen de especificaciones.



Version 7.2.17

## PVsyst - Simulation report

### Grid-Connected System

Project: generacionFotovoltaica\_Morro

Variant: granja FV MORRO

No 3D scene defined, no shadings

System power: 100.4 MWp

Morro - Ecuador

#### Author

Gary Yagual (Ecuador)  
Av. 15 de Agosto entre asiscló Garay y P.  
Playas  
Ecuador

**Figura 45. INFORME DE PVSYST - 1/13**



**PVsyst V7.2.17**  
 VCO, Simulation date:  
 31/08/22 01:12  
 with v7.2.17

Project: generacionFotovoltaica\_Morro

Variant: granja FV MORRO

Gary Yagual (Ecuador)

Project summary			
<b>Geographical Site</b>	<b>Situation</b>	<b>Project settings</b>	
<b>Morro</b>	Latitude	-2.63 °S	Albedo
Ecuador	Longitude	-80.34 °W	0.20
	Altitude	6 m	
	Time zone	UTC-5	
<b>Meteo data</b>			
Morro			
Meteonorm 8.0 (2010-2014), Sat=100% - Sintético			

System summary			
<b>Grid-Connected System</b>	<b>No 3D scene defined, no shadings</b>		
<b>PV Field Orientation</b>	<b>Near Shadings</b>	<b>User's needs</b>	
Fixed plane	No Shadings	Unlimited load (grid)	
Tilt/Azimuth	30 / 0 °		
<b>System information</b>			
<b>PV Array</b>			
Nb. of modules	271296 units	<b>Inverters</b>	Nb. of units
Pnom total	100.4 MWp		32 units
		Pnom total	59.20 MWac
		Pnom ratio	1.696

Results summary					
Produced Energy	134 GWh/year	Specific production	1337 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	82.28 %

Table of contents	
Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	10
Loss diagram	11
Special graphs	12
CO <sub>2</sub> Emission Balance	13

Figura 46. INFORME DE PVSYST - 2/13



Project: generacionFotovoltaica\_Morro

Variant: granja FV MORRO

Gary Yagual (Ecuador)

PVsyst V7.2.17

VC0, Simulation date:  
31/08/22 01:12  
with v7.2.17

**General parameters**

<b>Grid-Connected System</b>		<b>No 3D scene defined, no shadings</b>	
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Sheds configuration</b>	<b>Models used</b>
Orientation		No 3D scene defined	Transposition Perez
Fixed plane			Diffuse Perez, Meteororm
Tilt/Azimuth	30 / 0 °		Circumsolar separate
<b>Horizon</b>		<b>Near Shadings</b>	<b>User's needs</b>
Free Horizon		No Shadings	Unlimited load (grid)

**PV Array Characteristics**

<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	TSM-DE14A-(II)-370	Model	Ingecon Sun 1800TL U B690 IP54 H3281
(Original PVsyst database)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	370 Wp	Unit Nom. Power	1850 kWac
Number of PV modules	271296 units	Number of inverters	32 units
Nominal (STC)	100.4 MWp	Total power	59200 kWac
<b>Array #1 - Generador FV</b>		<b>Array #1 - Generador FV</b>	
Number of PV modules	8478 units	Number of inverters	2 * MPPT 50% 1 unit
Nominal (STC)	3137 kWp	Total power	1850 kWac
Modules	314 Strings x 27 In series	Operating voltage	994-1300 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Max. power (=>30°C)	3586 kWac
Pmpp	2833 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.70
U mpp	966 V		
I mpp	2933 A		
<b>Array #2 - Subconjunto #2</b>		<b>Array #2 - Subconjunto #2</b>	
Number of PV modules	8478 units	Number of inverters	2 * MPPT 50% 1 unit
Nominal (STC)	3137 kWp	Total power	1850 kWac
Modules	314 Strings x 27 In series	Operating voltage	994-1300 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Max. power (=>30°C)	3586 kWac
Pmpp	2833 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.70
U mpp	966 V		
I mpp	2933 A		
<b>Array #3 - Subconjunto #3</b>		<b>Array #3 - Subconjunto #3</b>	
Number of PV modules	8478 units	Number of inverters	2 * MPPT 50% 1 unit
Nominal (STC)	3137 kWp	Total power	1850 kWac
Modules	314 Strings x 27 In series	Operating voltage	994-1300 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Max. power (=>30°C)	3586 kWac
Pmpp	2833 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.70
U mpp	966 V		
I mpp	2933 A		
<b>Array #4 - Subconjunto #4</b>		<b>Array #4 - Subconjunto #4</b>	
Number of PV modules	8478 units	Number of inverters	2 * MPPT 50% 1 unit
Nominal (STC)	3137 kWp	Total power	1850 kWac
Modules	314 Strings x 27 In series	Operating voltage	994-1300 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Max. power (=>30°C)	3586 kWac
Pmpp	2833 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.70
U mpp	966 V		
I mpp	2933 A		

Figura 47. INFORME DE PVSYST - 3/8



**PVsyst V7.2.17**  
 VCO, Simulation date:  
 31/08/22 01:12  
 with v7.2.17

Project: generacionFotovoltaica\_Morro

Variant: granja FV MORRO

Gary Yagual (Ecuador)

**PV Array Characteristics**

<b>Array #5 - Subconjunto #5</b>			
Number of PV modules	8478 units	Number of inverters	2 * MPPT 50% 1 unit
Nominal (STC)	3137 kWp	Total power	1850 kWac
Modules	314 Strings x 27 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	2833 kWp	Operating voltage	994-1300 V
U mpp	966 V	Max. power (=>30°C)	3586 kWac
I mpp	2933 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.70
<b>Array #6 - Subconjunto #6</b>			
Number of PV modules	8478 units	Number of inverters	2 * MPPT 50% 1 unit
Nominal (STC)	3137 kWp	Total power	1850 kWac
Modules	314 Strings x 27 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	2833 kWp	Operating voltage	994-1300 V
U mpp	966 V	Max. power (=>30°C)	3586 kWac
I mpp	2933 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.70
<b>Array #7 - Subconjunto #7</b>			
Number of PV modules	8478 units	Number of inverters	2 * MPPT 50% 1 unit
Nominal (STC)	3137 kWp	Total power	1850 kWac
Modules	314 Strings x 27 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	2833 kWp	Operating voltage	994-1300 V
U mpp	966 V	Max. power (=>30°C)	3586 kWac
I mpp	2933 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.70
<b>Array #8 - Subconjunto #8</b>			
Number of PV modules	8478 units	Number of inverters	2 * MPPT 50% 1 unit
Nominal (STC)	3137 kWp	Total power	1850 kWac
Modules	314 Strings x 27 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	2833 kWp	Operating voltage	994-1300 V
U mpp	966 V	Max. power (=>30°C)	3586 kWac
I mpp	2933 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.70
<b>Array #9 - Subconjunto #9</b>			
Number of PV modules	8478 units	Number of inverters	2 * MPPT 50% 1 unit
Nominal (STC)	3137 kWp	Total power	1850 kWac
Modules	314 Strings x 27 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	2833 kWp	Operating voltage	994-1300 V
U mpp	966 V	Max. power (=>30°C)	3586 kWac
I mpp	2933 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.70
<b>Array #10 - Subconjunto #10</b>			
Number of PV modules	8478 units	Number of inverters	2 * MPPT 50% 1 unit
Nominal (STC)	3137 kWp	Total power	1850 kWac
Modules	314 Strings x 27 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	2833 kWp	Operating voltage	994-1300 V
U mpp	966 V	Max. power (=>30°C)	3586 kWac
I mpp	2933 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.70



**PVsyst V7.2.17**  
 VCO, Simulation date:  
 31/08/22 01:12  
 with v7.2.17

Project: generacionFotovoltaica\_Morro

Variant: granja FV MORRO

Gary Yagual (Ecuador)

**PV Array Characteristics**

<b>Array #11 - Subconjunto #11</b>			
Number of PV modules	8478 units	Number of inverters	2 * MPPT 50% 1 unit
Nominal (STC)	3137 kWp	Total power	1850 kWac
Modules	314 Strings x 27 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	2833 kWp	Operating voltage	994-1300 V
U mpp	966 V	Max. power (=>30°C)	3586 kWac
I mpp	2933 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.70
<b>Array #12 - Subconjunto #12</b>			
Number of PV modules	8478 units	Number of inverters	2 * MPPT 50% 1 unit
Nominal (STC)	3137 kWp	Total power	1850 kWac
Modules	314 Strings x 27 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	2833 kWp	Operating voltage	994-1300 V
U mpp	966 V	Max. power (=>30°C)	3586 kWac
I mpp	2933 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.70
<b>Array #13 - Subconjunto #13</b>			
Number of PV modules	8478 units	Number of inverters	2 * MPPT 50% 1 unit
Nominal (STC)	3137 kWp	Total power	1850 kWac
Modules	314 Strings x 27 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	2833 kWp	Operating voltage	994-1300 V
U mpp	966 V	Max. power (=>30°C)	3586 kWac
I mpp	2933 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.70
<b>Array #14 - Subconjunto #14</b>			
Number of PV modules	8478 units	Number of inverters	2 * MPPT 50% 1 unit
Nominal (STC)	3137 kWp	Total power	1850 kWac
Modules	314 Strings x 27 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	2833 kWp	Operating voltage	994-1300 V
U mpp	966 V	Max. power (=>30°C)	3586 kWac
I mpp	2933 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.70
<b>Array #15 - Subconjunto #15</b>			
Number of PV modules	8478 units	Number of inverters	2 * MPPT 50% 1 unit
Nominal (STC)	3137 kWp	Total power	1850 kWac
Modules	314 Strings x 27 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	2833 kWp	Operating voltage	994-1300 V
U mpp	966 V	Max. power (=>30°C)	3586 kWac
I mpp	2933 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.70
<b>Array #16 - Subconjunto #16</b>			
Number of PV modules	8478 units	Number of inverters	2 * MPPT 50% 1 unit
Nominal (STC)	3137 kWp	Total power	1850 kWac
Modules	314 Strings x 27 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	2833 kWp	Operating voltage	994-1300 V
U mpp	966 V	Max. power (=>30°C)	3586 kWac
I mpp	2933 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.70



**PVsyst V7.2.17**  
 VCO, Simulation date:  
 31/08/22 01:12  
 with v7.2.17

Project: generacionFotovoltaica\_Morro

Variant: granja FV MORRO

Gary Yagual (Ecuador)

**PV Array Characteristics**

<b>Array #17 - Subconjunto #17</b>			
Number of PV modules	8478 units	Number of inverters	2 * MPPT 50% 1 unit
Nominal (STC)	3137 kWp	Total power	1850 kWac
Modules	314 Strings x 27 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	2833 kWp	Operating voltage	994-1300 V
U mpp	966 V	Max. power (=>30°C)	3586 kWac
I mpp	2933 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.70
<b>Array #18 - Subconjunto #18</b>			
Number of PV modules	8478 units	Number of inverters	2 * MPPT 50% 1 unit
Nominal (STC)	3137 kWp	Total power	1850 kWac
Modules	314 Strings x 27 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	2833 kWp	Operating voltage	994-1300 V
U mpp	966 V	Max. power (=>30°C)	3586 kWac
I mpp	2933 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.70
<b>Array #19 - Subconjunto #19</b>			
Number of PV modules	8478 units	Number of inverters	2 * MPPT 50% 1 unit
Nominal (STC)	3137 kWp	Total power	1850 kWac
Modules	314 Strings x 27 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	2833 kWp	Operating voltage	994-1300 V
U mpp	966 V	Max. power (=>30°C)	3586 kWac
I mpp	2933 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.70
<b>Array #20 - Subconjunto #20</b>			
Number of PV modules	8478 units	Number of inverters	2 * MPPT 50% 1 unit
Nominal (STC)	3137 kWp	Total power	1850 kWac
Modules	314 Strings x 27 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	2833 kWp	Operating voltage	994-1300 V
U mpp	966 V	Max. power (=>30°C)	3586 kWac
I mpp	2933 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.70
<b>Array #21 - Subconjunto #21</b>			
Number of PV modules	8478 units	Number of inverters	2 * MPPT 50% 1 unit
Nominal (STC)	3137 kWp	Total power	1850 kWac
Modules	314 Strings x 27 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	2833 kWp	Operating voltage	994-1300 V
U mpp	966 V	Max. power (=>30°C)	3586 kWac
I mpp	2933 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.70
<b>Array #22 - Subconjunto #22</b>			
Number of PV modules	8478 units	Number of inverters	2 * MPPT 50% 1 unit
Nominal (STC)	3137 kWp	Total power	1850 kWac
Modules	314 Strings x 27 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	2833 kWp	Operating voltage	994-1300 V
U mpp	966 V	Max. power (=>30°C)	3586 kWac
I mpp	2933 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.70



## PV Array Characteristics

<b>Array #23 - Subconjunto #23</b>			
Number of PV modules	8478 units	Number of inverters	2 * MPPT 50% 1 unit
Nominal (STC)	3137 kWp	Total power	1850 kWac
Modules	314 Strings x 27 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	2833 kWp	Operating voltage	994-1300 V
U mpp	966 V	Max. power (=>30°C)	3586 kWac
I mpp	2933 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.70
<b>Array #24 - Subconjunto #24</b>			
Number of PV modules	8478 units	Number of inverters	2 * MPPT 50% 1 unit
Nominal (STC)	3137 kWp	Total power	1850 kWac
Modules	314 Strings x 27 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	2833 kWp	Operating voltage	994-1300 V
U mpp	966 V	Max. power (=>30°C)	3586 kWac
I mpp	2933 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.70
<b>Array #25 - Subconjunto #25</b>			
Number of PV modules	8478 units	Number of inverters	2 * MPPT 50% 1 unit
Nominal (STC)	3137 kWp	Total power	1850 kWac
Modules	314 Strings x 27 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	2833 kWp	Operating voltage	994-1300 V
U mpp	966 V	Max. power (=>30°C)	3586 kWac
I mpp	2933 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.70
<b>Array #26 - Subconjunto #26</b>			
Number of PV modules	8478 units	Number of inverters	2 * MPPT 50% 1 unit
Nominal (STC)	3137 kWp	Total power	1850 kWac
Modules	314 Strings x 27 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	2833 kWp	Operating voltage	994-1300 V
U mpp	966 V	Max. power (=>30°C)	3586 kWac
I mpp	2933 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.70
<b>Array #27 - Subconjunto #27</b>			
Number of PV modules	8478 units	Number of inverters	2 * MPPT 50% 1 unit
Nominal (STC)	3137 kWp	Total power	1850 kWac
Modules	314 Strings x 27 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	2833 kWp	Operating voltage	994-1300 V
U mpp	966 V	Max. power (=>30°C)	3586 kWac
I mpp	2933 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.70
<b>Array #28 - Subconjunto #28</b>			
Number of PV modules	8478 units	Number of inverters	2 * MPPT 50% 1 unit
Nominal (STC)	3137 kWp	Total power	1850 kWac
Modules	314 Strings x 27 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	2833 kWp	Operating voltage	994-1300 V
U mpp	966 V	Max. power (=>30°C)	3586 kWac
I mpp	2933 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.70







**PV Array Characteristics**

<b>Array #29 - Subconjunto #29</b>			
Number of PV modules	8478 units	Number of inverters	2 * MPPT 50% 1 unit
Nominal (STC)	3137 kWp	Total power	1850 kWac
Modules	314 Strings x 27 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	2833 kWp	Operating voltage	994-1300 V
U mpp	966 V	Max. power (=>30°C)	3586 kWac
I mpp	2933 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.70
<b>Array #30 - Subconjunto #30</b>			
Number of PV modules	8478 units	Number of inverters	2 * MPPT 50% 1 unit
Nominal (STC)	3137 kWp	Total power	1850 kWac
Modules	314 Strings x 27 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	2833 kWp	Operating voltage	994-1300 V
U mpp	966 V	Max. power (=>30°C)	3586 kWac
I mpp	2933 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.70
<b>Array #31 - Subconjunto #31</b>			
Number of PV modules	8478 units	Number of inverters	2 * MPPT 50% 1 unit
Nominal (STC)	3137 kWp	Total power	1850 kWac
Modules	314 Strings x 27 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	2833 kWp	Operating voltage	994-1300 V
U mpp	966 V	Max. power (=>30°C)	3586 kWac
I mpp	2933 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.70
<b>Array #32 - Subconjunto #32</b>			
Number of PV modules	8478 units	Number of inverters	2 * MPPT 50% 1 unit
Nominal (STC)	3137 kWp	Total power	1850 kWac
Modules	314 Strings x 27 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	2833 kWp	Operating voltage	994-1300 V
U mpp	966 V	Max. power (=>30°C)	3586 kWac
I mpp	2933 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.70
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	100380 kWp	Total power	59200 kWac
Total	271296 modules	Number of inverters	32 units
Module area	527486 m <sup>2</sup>	Pnom ratio	1.70
Cell area	474659 m <sup>2</sup>		

**Array losses**

<b>Array Soiling Losses</b>												
Average loss Fraction												0.5 %
Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	
1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	1.0%	1.0%	
<b>Thermal Loss factor</b>				<b>DC wiring losses</b>				<b>Module Quality Loss</b>				
Module temperature according to irradiance				Global array res.				Loss Fraction				
Uc (const) 29.0 W/m <sup>2</sup> K				Global wiring resistance				-0.8 %				
Uv (wind) 0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s				Loss Fraction				1.5 % at STC				
<b>Module mismatch losses</b>						<b>Strings Mismatch loss</b>						
Loss Fraction 2.0 % at MPP						Loss Fraction 0.1 %						

**Figura 52. INFORME DE PVSYST - 8/13**



Project: generacionFotovoltaica\_Morro

Variant: granja FV MORRO

Gary Yagual (Ecuador)

PVsyst V7.2.17

VC0, Simulation date:  
31/08/22 01:12  
with v7.2.17

#### Array losses

##### IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

#### System losses

##### Auxiliaries loss

constant (fans) 64.0 kW  
13504.0 kW from Power thresh.



Project: generacionFotovoltaica\_Morro

Variante: granja FV MORRO

Gary Yagual (Ecuador)

PVsyst V7.2.17

VC0, Simulation date:  
31/08/22 01:12  
with v7.2.17

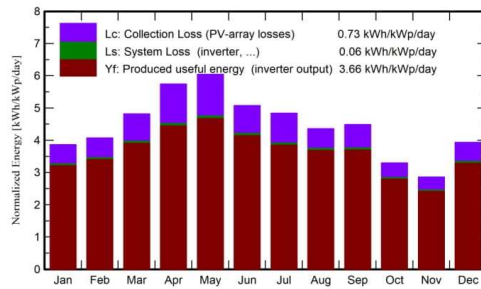
Main results

System Production

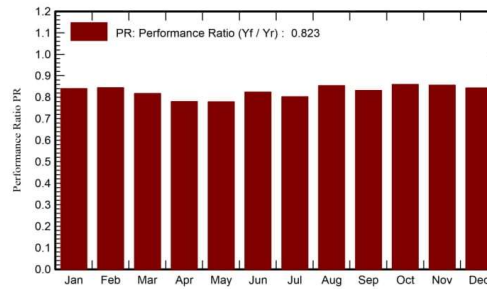
Produced Energy 134 GWh/year

Specific production 1337 kWh/kWp/year  
Performance Ratio PR 82.28 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	158.7	83.90	26.69	119.9	113.5	10.29	10.12	0.840
February	136.8	84.39	26.65	114.1	108.9	9.84	9.67	0.845
March	163.8	90.61	27.06	149.5	144.1	12.48	12.27	0.818
April	169.8	70.58	26.70	172.3	167.2	13.73	13.50	0.780
May	168.9	67.28	26.41	187.5	184.6	14.90	14.65	0.779
June	134.6	68.71	24.78	152.3	149.8	12.81	12.59	0.824
July	136.3	69.24	24.20	150.1	147.5	12.30	12.09	0.803
August	133.1	87.31	23.92	135.1	132.4	11.78	11.58	0.854
September	141.5	78.94	23.77	134.8	131.5	11.44	11.24	0.831
October	117.3	79.50	24.20	102.1	98.7	8.97	8.81	0.860
November	105.2	73.16	24.39	85.8	81.6	7.51	7.37	0.857
December	166.0	84.69	26.22	122.1	115.3	10.52	10.34	0.844
Year	1732.0	938.32	25.41	1625.4	1575.1	136.58	134.25	0.823

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

Figura 54. INFORME DE PVSYST - 10/13



**PVsyst V7.2.17**  
VC0, Simulation date:  
31/08/22 01:12  
with v7.2.17

Project: generacionFotovoltaica\_Morro

Variant: granja FV MORRO

Gary Yagual (Ecuador)

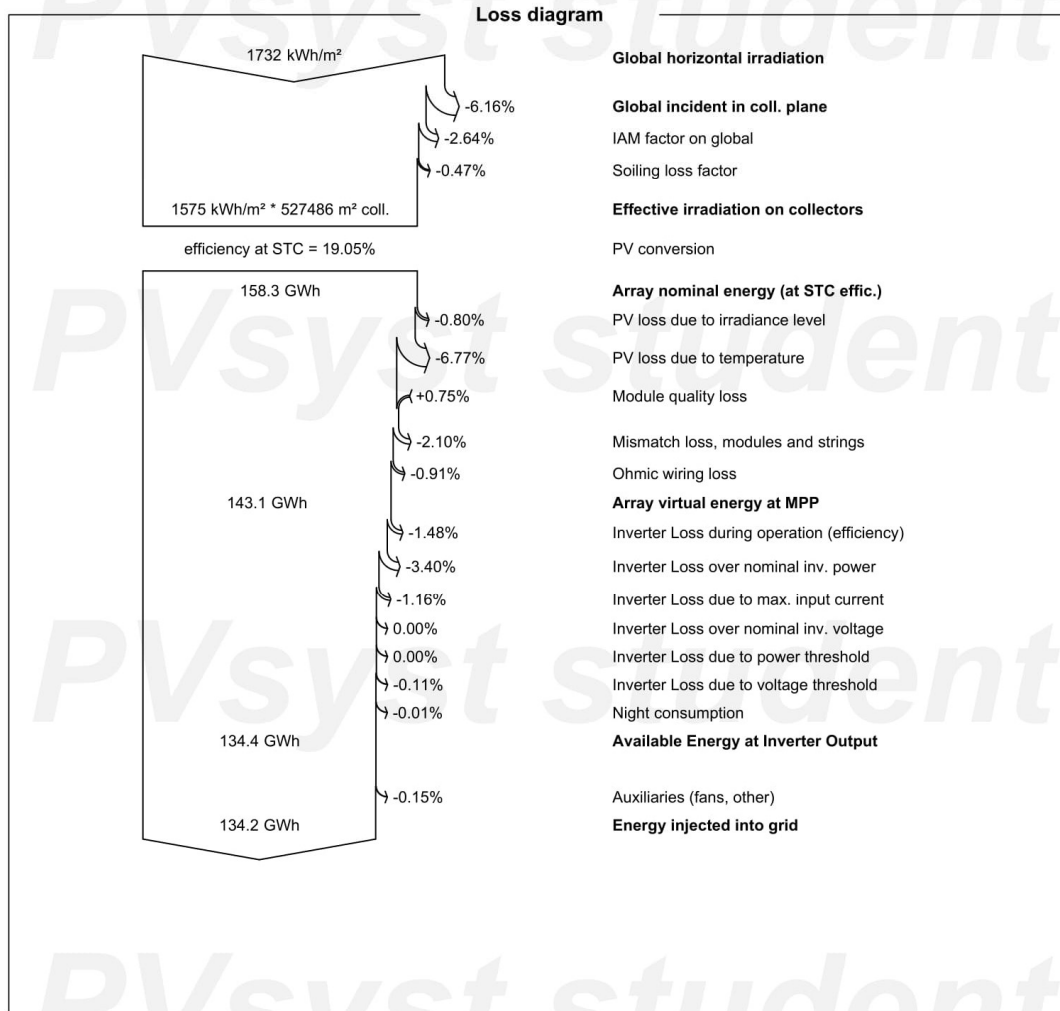


Figura 55. Informe de PVSYST – 11/13



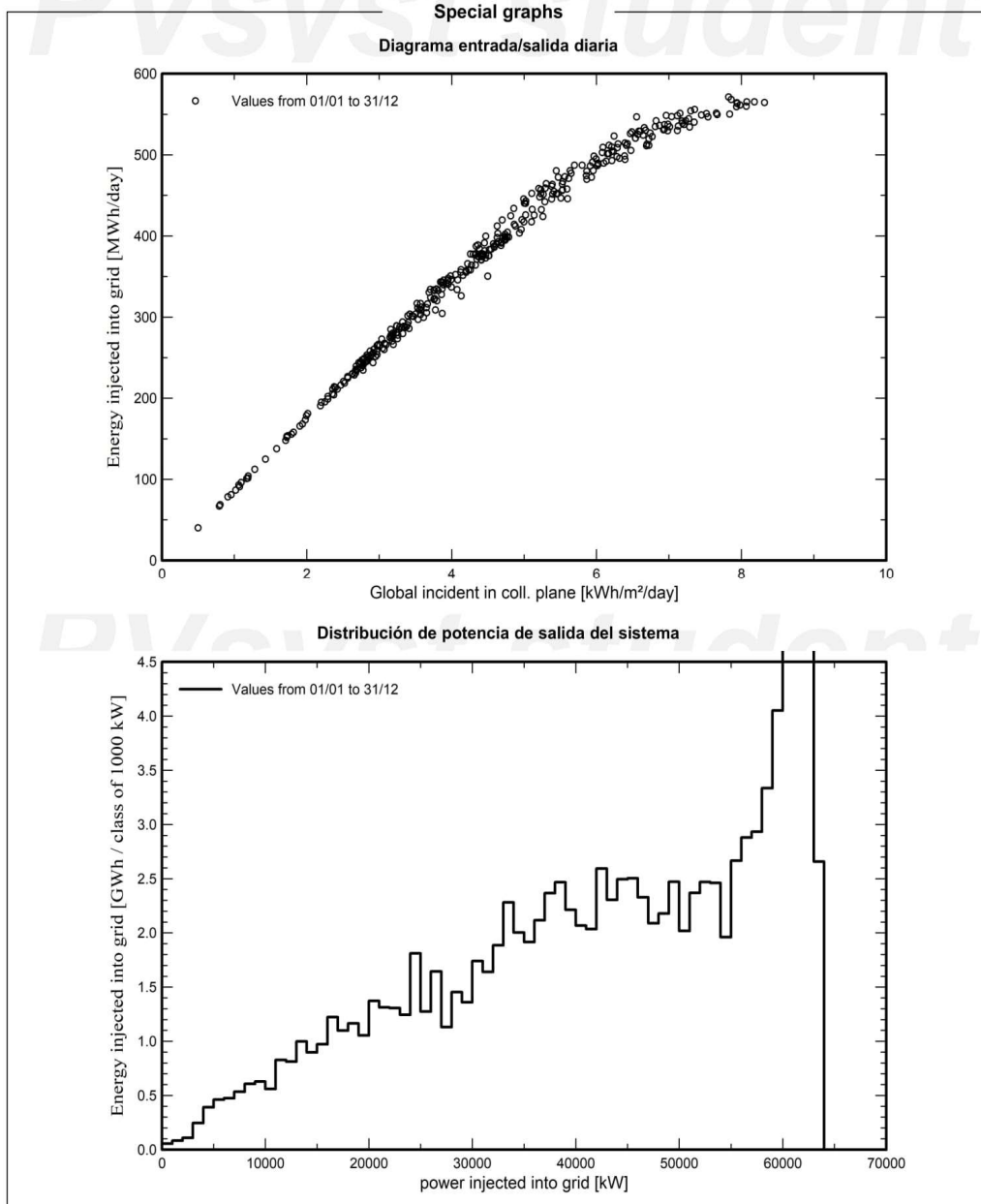


**PVsyst V7.2.17**  
VC0, Simulation date:  
31/08/22 01:12  
with v7.2.17

Project: generacionFotovoltaica\_Morro

Variant: granja FV MORRO

Gary Yagual (Ecuador)



**Figura 56. Informe de PVSYST - 12/13**



**CO<sub>2</sub> Emission Balance**

Total: 935535.3 tCO<sub>2</sub>

**Generated emissions**

Total: 179179.90 tCO<sub>2</sub>

Source: Detailed calculation from table below:

**Replaced Emissions**

Total: 1284729.4 tCO<sub>2</sub>

System production: 134245.49 MWh/yr

Grid Lifecycle Emissions: 319 gCO<sub>2</sub>/kWh

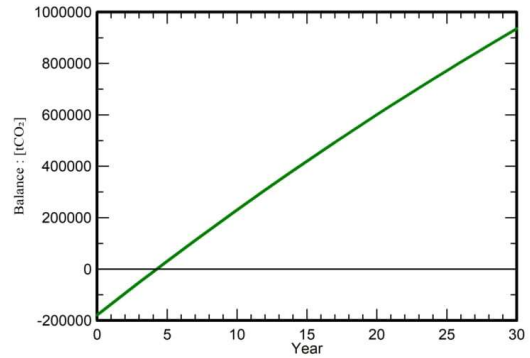
Source: IEA List

Country: Ecuador

Lifetime: 30 years

Annual degradation: 1.0 %

**Saved CO<sub>2</sub> Emission vs. Time**



**System Lifecycle Emissions Details**

Item	LCE	Quantity	Subtotal [kgCO <sub>2</sub> ]
Modules	1713 kgCO <sub>2</sub> /kWp	100000 kWp	171271829
Supports	2.13 kgCO <sub>2</sub> /kg	2702700 kg	5750616
Concrete	177 kgCO <sub>2</sub> /m <sup>3</sup>	1570 m <sup>3</sup>	277890
Inverters	211 kgCO <sub>2</sub> /units	35.0 units	7378
Wiring	7.44 kgCO <sub>2</sub> /kg	251550 kg	1872186

**Figura 57. Informe de PVSYST – 13/13**



Al cumplir con el requerimiento antes indicado podemos observar el ajuste del cálculo y el simulado.

En la simulación nos indica que tenemos ya establecido el número de módulos en serie con un total de 26 paneles limitado por la capacidad de entrada del inversor en el siguiente calculo hallaremos el número de STRINGS o el número de ramales en paralelo de los ramales en serie ya calculados. Al observar la ecuación 4.6. y del resultado de la ecuación 4.1. tenemos.

$$270.270 \text{ paneles total}$$

$$\# \text{ STRINGS} = \frac{\# \text{ paneles totales}}{\# \text{ paneles en serie}}$$

$$\# \text{ STRINGS} = \frac{270.270 \text{ paneles}}{26 \text{ paneles}} = 10.395 \text{ STRINGS}$$

<b>PV module</b>	
Manufacturer	Generic
Model	TSM-DE14A-(II)-370a
(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	370 Wp
Number of PV modules	270270 units
Nominal (STC)	100.00 MWp
Modules	10395 Strings x 26 In series
<b>At operating cond. (50°C)</b>	
Pmpp	90.32 MWp
U mpp	930 V
I mpp	97095 A
<b>Total PV power</b>	
Nominal (STC)	100000 kWp
Total	270270 modules
Module area	525491 m <sup>2</sup>
Cell area	472864 m <sup>2</sup>

**Figura 58. Resultados de configuración de los paneles fotovoltaicos.**

Comprobamos que la intensidad máxima del inversor será compatible con esta configuración en la ecuación 4.6. Y el amperaje de cada inversor debe soportar en la ecuación 4.7

$$I_{\text{max todos inversores}} = \# \text{ STRINGS} \times I_{\text{de inversor}} \quad \mathbf{4.6}$$

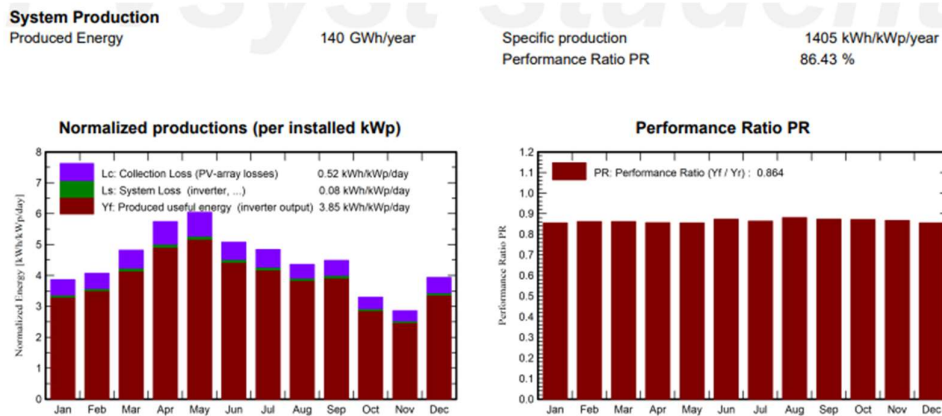
$$I_{\text{max todos inversores}} = 10.395 \times 9.33A = 96.985,35A$$

$$I_{max\ x\ inversor} = 96985,35 / \# \text{ de inversores } 4.7$$

$$I_{max\ x\ inversor} = 96985,35 / 35 = 297A$$

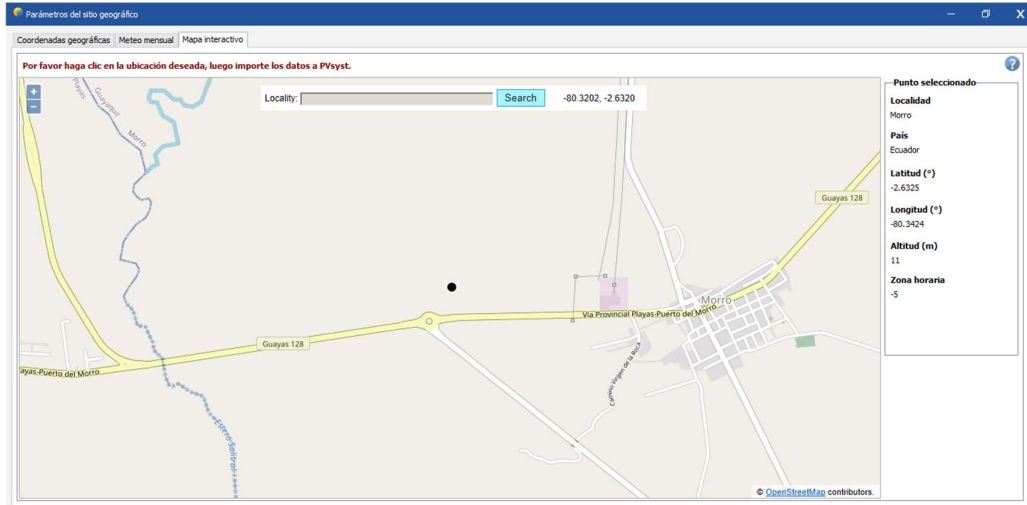
#### 4.6.2 Producción energética anual

De la simulación obtenida la potencia nominal de la granja generadora fotovoltaica también obtenemos la energía que será producida durante un año por nuestra planta, como se muestra en la figura 58.



**Figura 59. Potencia anual generada es de 140.000 MWh/año.**

La captura de pantalla de la producción energética para estas condiciones será de 140.000 MWh anual. Este cálculo nos da una referencia de lo que la central fotovoltaica puede producir en condiciones normales, pero no se ha considerado el factor de pérdidas por sombreado porque el área de ubicación de la granja fotovoltaica es despejada, así como su área y periféricos de las ciudades colindantes. Como observamos en la figura 54.



**Figura 60. Límites geográficos de la granja fotovoltaica.**

#### **4.6.3 Dimensiones del panel fotovoltaico escogido.**

Tipo de fotocélula a utilizar de acuerdo con el esquema simulado en el PVSYSYD Datos técnicos del panel fotovoltaico – DATASHEET. El fabricante del panel fotovoltaico escogido, en la figura 61 se observa los datos de placa completos para la granja fotovoltaica.

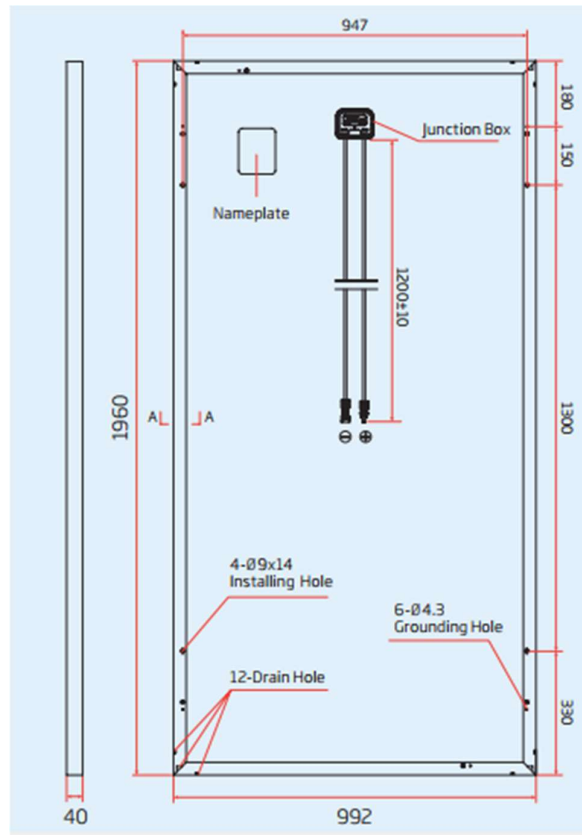


Figura 61. Dimensiones de panel FV TSM-DE14A (II) - (unidad: mm) .

ELECTRICAL DATA @ STC	TSM-340	TSM-345	TSM-350	TSM-355	TSM-360	TSM-365	TSM-370	TSM-375
Peak Power Watts- $P_{MAX}$ (Wp)*	340	345	350	355	360	365	370	375
Power Output Tolerance- $P_{MAX}$ (W)	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	38.2	38.5	38.7	38.8	39.0	39.3	39.7	40.0
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	8.90	8.96	9.04	9.14	9.24	9.30	9.33	9.37
Open Circuit Voltage- $V_{OC}$ (V)	46.2	46.7	47.0	47.4	47.7	48.0	48.3	48.5
Short Circuit Current- $I_{SC}$ (A)	9.50	9.55	9.60	9.65	9.70	9.77	9.83	9.88
Module Efficiency $\eta_m$ (%)	17.5	17.7	18.0	18.3	18.5	18.8	19.0	19.3

STC: Irradiance 1000 W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25 °C, Air Mass AM1.5  
 \* Measuring tolerance: ±3%

Figura 62. Panel escogido TSM-370-de14A (II)

<b>ELECTRICAL DATA @ NOCT</b>	<b>TSM-340</b>	<b>TSM-345</b>	<b>TSM-350</b>	<b>TSM-355</b>	<b>TSM-360</b>	<b>TSM-365</b>	<b>TSM-370</b>	<b>TSM-375</b>
Maximum Power- $P_{MAX}$ (Wp)	253	257	261	264	268	272	276	279
Maximum Power Voltage- $U_{MPP}$ (V)	35.4	35.7	35.9	36.0	36.2	36.4	36.8	37.1
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	7.15	7.20	7.26	7.34	7.42	7.47	7.50	7.53
Open Circuit Voltage- $U_{OC}$ (V)	42.9	43.4	43.7	44.1	44.3	44.6	44.9	45.1
Short Circuit Current- $I_{SC}$ (A)	7.67	7.71	7.75	7.79	7.83	7.89	7.94	7.98

NOCT: Irradiance at 800 W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20 °C, Wind Speed 1 m/s.

**Figura 63. Datos de placa del panel fotovoltaico NOCT.**

<b>MECHANICAL DATA</b>	
Solar Cells	Monocrystalline 156.75 × 156.75 mm
Cell Orientation	72 cells (6 x 12)
Module Dimensions	1960 × 992 × 40 mm
Weight	26.0 kg with 4.0 mm glass; 22.5 kg with 3.2 mm glass
Glass	4.0 mm for PERC Mono; 3.2 mm for Std Mono, high transparency, AR coated and heat tempered solar glass
Backsheet	White
Frame	Silver Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 67 or IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm <sup>2</sup> , 1200 mm
Connector	MC4 EVO2/UTX/TS4

**Figura 64. Datos mecánicos del Panel FV.**

Más especificaciones del Módulo solar se puede encontrar en anexo 1. Donde se dan mayores detalles en los cuales muestran características de protección ya incluidas dentro de las especificaciones técnicas.

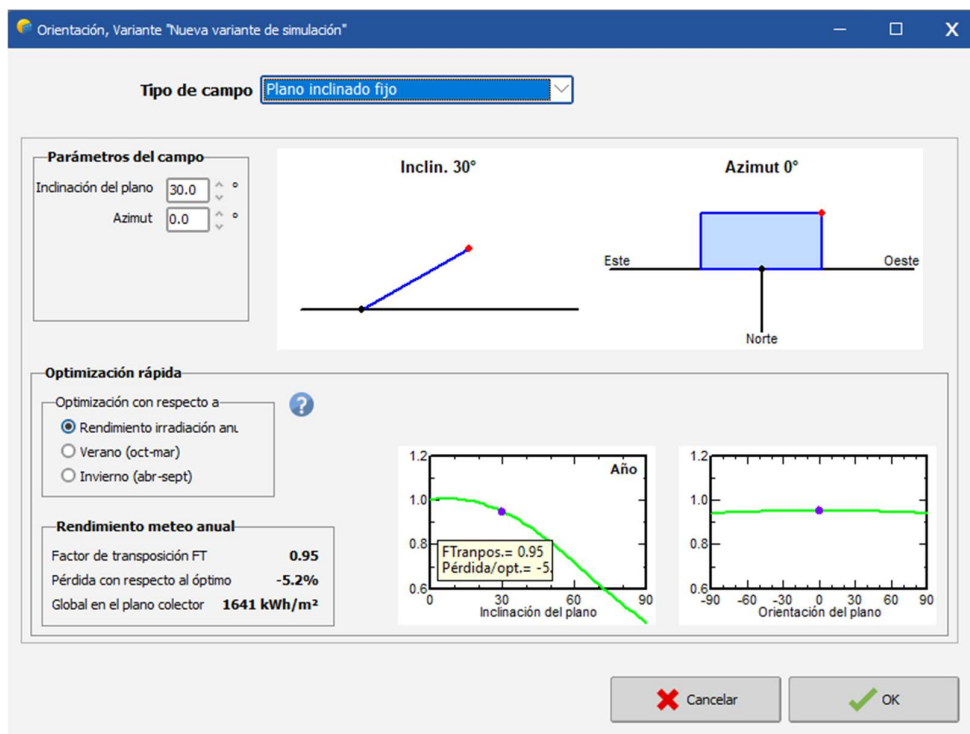


Figura 65.orientación de los módulos

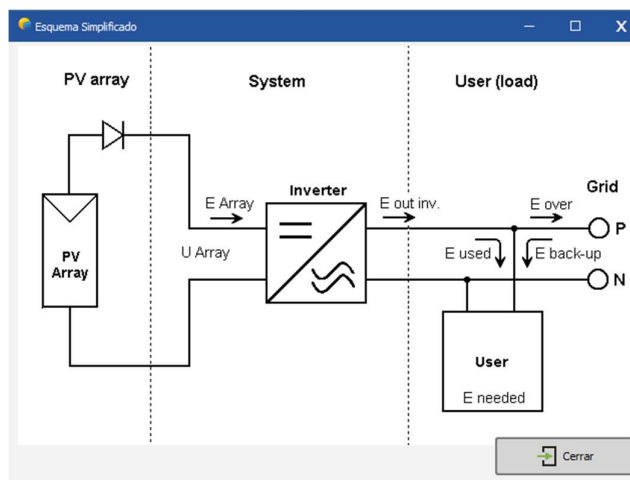


Figura 66. Esquema Simplificado.[17]

Se realizamos un estimado por sectores en los cuales han solicitado servicio de energía específicamente a nuevos clientes de la unidad de negocios.

El análisis de carga que se realizara mediante proyectos ya ejecutados y las permisiones establecidas por la distribuidora para la alimentación de energía con

un factor de incremento de carga en las distintas posiciones del sistema eléctrico Playas involucrado bajo análisis.

Para la parte de transformadores con los datos generados del software PVSYST realizamos los cálculos correspondientes.

## 4.7 Inversor de la granja fotovoltaica

### 4.7.1 Elección de inversor

En la búsqueda de un inversor de gran capacidad se obtuvo variedad de dos constructores con diferentes tipos de inversores dentro de su manufactura como se puede apreciar en Ingeteam y Schneider Electric.

Especificaciones	Schneider Electric	Ingeteam
POTENCIA de salida (MW) A 25°C	1.8/2/2.2/	2.34 – 3.6
POTENCIA de salida (MW) A 50°C	1.8/2/2.06/	2.1 - 3.2
Tensión STC de Salida AC. (V)	585	450-690 (solicita especificar modelo)
Rango de Tensión de entrada FV para mppt DC (V)	865/905-1500	x-1300 (varía según modelo e incrementa con la potencia nominal)
Tensión de entrada maxima (V)	1500	1500
Volumen del inversor (m3)	8.58	11
Rendimiento (%)	98.5	98.5
Observaciones	Poca manufactura de capacidades	Variedad en manufactura de capacidades

**Tabla 9. Cuadro comparativo de inversores.**

Teniendo en cuenta de que la tensión saliente dentro de nuestro simulado es de 1264V resultado expuesto por la ecuación 4.5 anteriormente descrita en DC y el informe de PVSYST se procederá a escoger de la marca INGETEAM el inversor para la granja fotovoltaica.

<b>DUAL INGECON SUN 3825TL C600</b>	
<b>Entrada campo FV (DC)</b>	
Potencia del campo FV recomendada (KWp)	3550 – 4660
Rango de voltaje MPP (V)	994 – 1300
Tensión máxima (V)	1500
Corriente máxima (Amperios por bloque)	1850
Nº de entradas con porta fusible	15 por bloque
Dimensiones del fusible	63 – 500 A / 1500V
Tipo de conexión	Barras de cobre
Nº de bloques de potencia	2
MPPT	2
<b>Valores de Salida (AC)</b>	
Potencia IP56 @ 30°C / 50°C (KVA)	3586 / 3174
Corriente IP56 @ 30°C / 50°C (A)	3000 / 2656
Tensión de salida	690 V esquema IT
Frecuencia	50/60 Hz
Factor de potencia	1
Ajuste de factor de potencia	Sí, S <sub>máx</sub> = 3589 kVA
THD	< 3%
<b>Protecciones de salida</b>	
Sobretensiones tipo II (más detalles en los Datos de Placa – anexo)	
Apertura en carga motorizada, tanto AC como DC	
Hasta 15 pares de fusibles en el lado de DC	
Interruptor automático para cortocircuitos y sobrecargas en AC	
Monitorización de fallos de aislamiento	
Protección anti-isla (apertura automática)	
Botón de paro de emergencia	
<b>Prestaciones</b>	
Eficiencia máxima (%)	98.9
Temperatura de funcionamiento	-20°C a + 65°C



**Tabla 10. Datos del inversor. ANEXO**

La opción ideal ya evaluada en la plataforma PVSYST podemos observar la tabla 9.

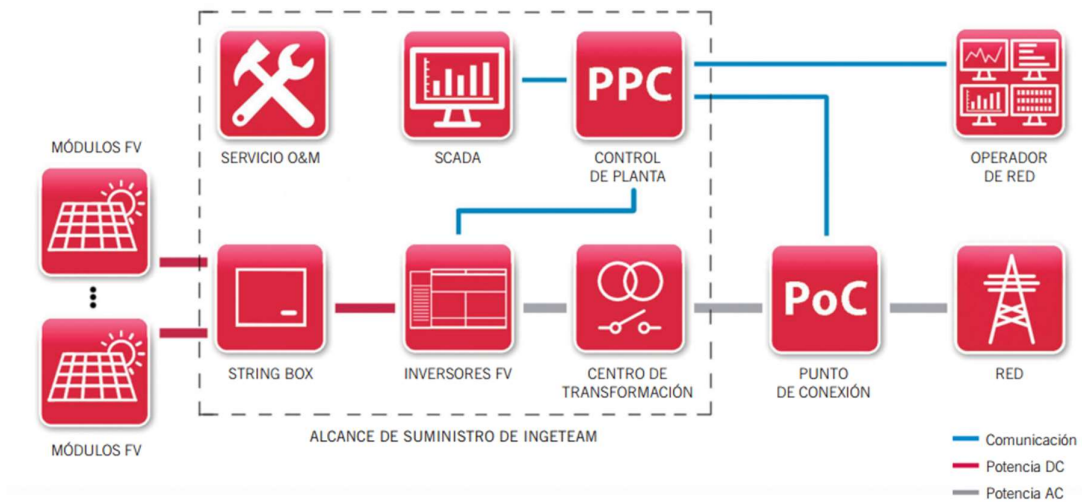
Es también importante dentro de la hoja de características del inversor que ante mayor la densidad de potencia de este inversor solar (único en su categoría) alcanza 492KVA/m3.

	<b>3280 kVA</b> DUAL INGECON® SUN 1640TL B630	<b>3330 kVA</b> DUAL INGECON® SUN 1665TL B640	<b>3380 kVA</b> DUAL INGECON® SUN 1690TL B650	<b>3480 kVA</b> DUAL INGECON® SUN 1740TL B670	<b>3600 kVA</b> DUAL INGECON® SUN 1800TL B690
<b>Input (DC)</b>					
Recommended PV array power range <sup>(1)</sup>	3,240 - 4,256 kWp	3,292 - 4,324 kWp	3,344 - 4,392 kWp	3,446 - 4,526 kWp	3,550 - 4,660 kWp
Voltage Range MPP <sup>(2)</sup>	910 - 1,300 V	922 - 1,300 V	937 - 1,300 V	965 - 1,300 V	994 - 1,300 V
Maximum voltage <sup>(3)</sup>	1,500 V				
Maximum current	1,850 A per power block				
N° inputs with fuse-holders	6 up to 15 per power block (up to 12 with the combiner box)				
Fuse dimensions	63 A / 1,500 V to 500 A / 1,500 V fuses (optional)				
Type of connection	Connection to copper bars				
Power blocks	2				
MPPT	2				

**Figura 67. Inversor DUAL SUN 1800TL B690 entrada DC.**

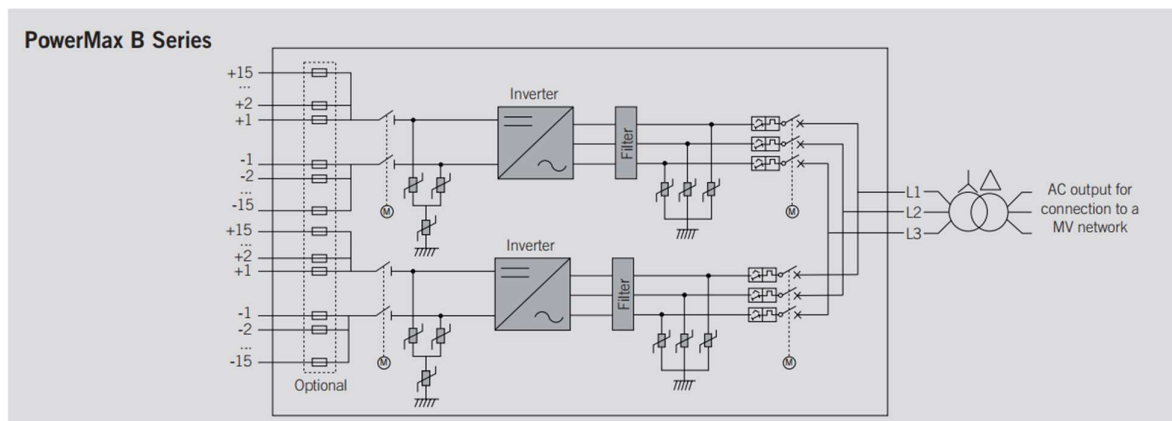
<b>Output (AC)</b>					
Power IP54 @30 °C / @50 °C	3,274 kVA / 2,496 kVA	3,326 kVA / 2,993 kVA	3,378 kVA / 3,040 kVA	3,482 kVA / 3,134 kVA	3,586 kVA / 3,226 kVA
Current IP54 @30 °C / @50 °C	3,000 A / 2,700 A				
Power IP56 @27°C / @50°C <sup>(4)</sup>	3,274 kVA / 2,898 kVA	3,326 kVA / 2,944 kVA	3,378 kVA / 2,990 kVA	3,482 kVA / 3,082 kVA	3,586 kVA / 3,174 kVA
Current IP56 @27°C / @50°C <sup>(4)</sup>	3,000 A / 2,656 A				
Rated voltage <sup>(5)</sup>	630 V IT System	640 V IT System	650 V IT System	670 V IT System	690 V IT System
Frequency	50 / 60 Hz				
Power Factor <sup>(6)</sup>	1				
Power Factor adjustable	Yes. Smax=3,274 kVA	Yes. Smax=3,326 kVA	Yes. Smax=3,378 kVA	Yes. Smax=3,482 kVA	Yes. Smax=3,589 kVA
THD (Total Harmonic Distortion) <sup>(7)</sup>	<3%				

**Figura 68. Inversor DUAL SUN 1800TL B690 salida AC**



**Figura 69. Esquema de conexión de la granja FV**

En la figura 69, muestra el esquema eléctrico del inversor recomendado por el fabricante con las conexiones y equipos previo de medición y control del sistema fotovoltaico, pero el presente proyecto es de análisis de confiabilidad y calidad de energía durante la integración de la generación a la red eléctrica del sistema bajo análisis.



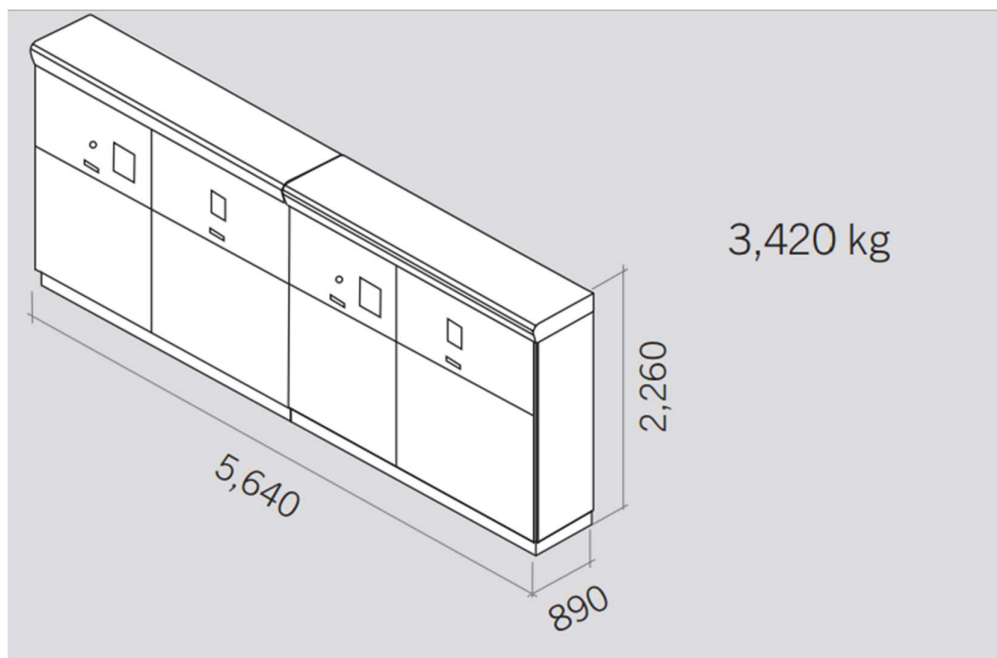
**Figura 70. Esquema eléctrico del bloque del inversor Ingeteam 1800TL B690.**

Se compone el esquema mostrado en la figura 70, se compone de un bloque con el inversor en serie con 15 entradas y salidas, posee protecciones antes mencionadas tanto en el lado de corriente continua y en la salida con corriente alterna.

En cuanto a las dimensiones del bloque podemos observarlas en la figura 72 y la presentación física en la figura 71, son las siguientes:



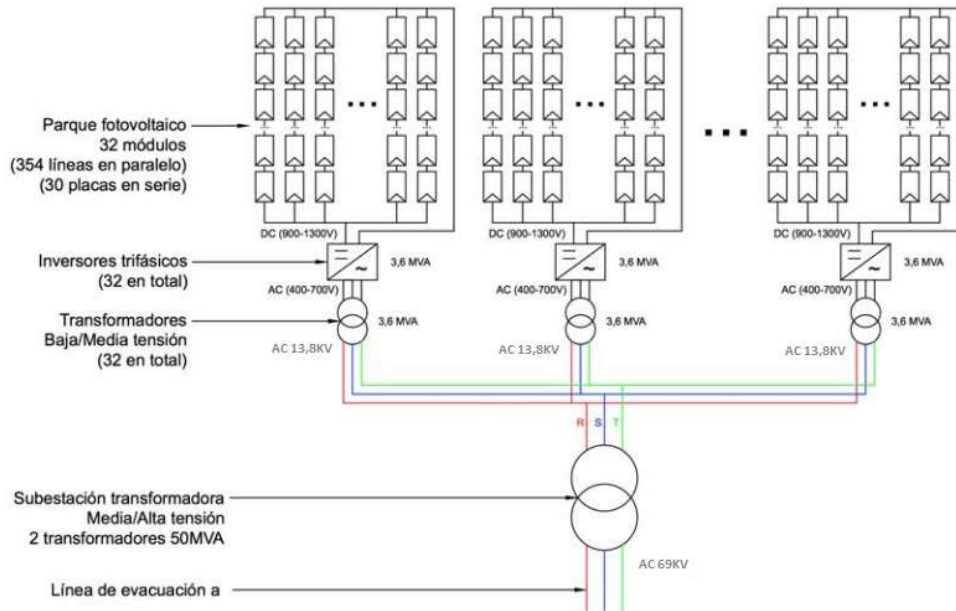
**Figura 71. Inversor DUAL INGECON SUN 1800TL B690.**



**Figura 72. Dimensiones físicas del inversor**

#### **4.8 Análisis mediante el programa de uso comercial.**

A continuación, en la Figura 73, podemos observar el esquema básico a desarrollar.



**Figura 73. Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico a implementar en programa de uso comercial.**

La granja fotovoltaica contará de parques fotovoltaicos cada uno con salida de corriente continua la cual se transformará con inversores a una red trifásica a la salida de cada inversor estarán colocados los transformadores elevadores de la tensión a 13.8 KV. La potencia de los inversores se elegirá teniendo en cuenta la necesidad de que este requiera que sea alta por ejemplo para reducir el número de módulos fotovoltaicos a requeridos.

La salida a 13.8KV de los transformadores de manera lineal o en serie se tendrá la conexión del lado primario de un transformador elevador de la subestación central. Esta subestación elevará la tensión del sistema hasta 69KV para la evacuación de la energía generada. La línea de inyección se conectará preferentemente a una subestación de distribución, o conectada directamente a la red de transporte

Establecemos la red en la cual se implementará el sistema fotovoltaico sin las protecciones puesto que el análisis se encamina en la mejora de la red con respecto a los niveles de voltaje en sus ramales más extremos del sistema eléctrico.

Cabe indicar que en la red de análisis colocamos la carga máxima que cada alimentador de la red circundante del sistema Playas cubre.

#### **4.8.1 Panel Fotovoltaico.**

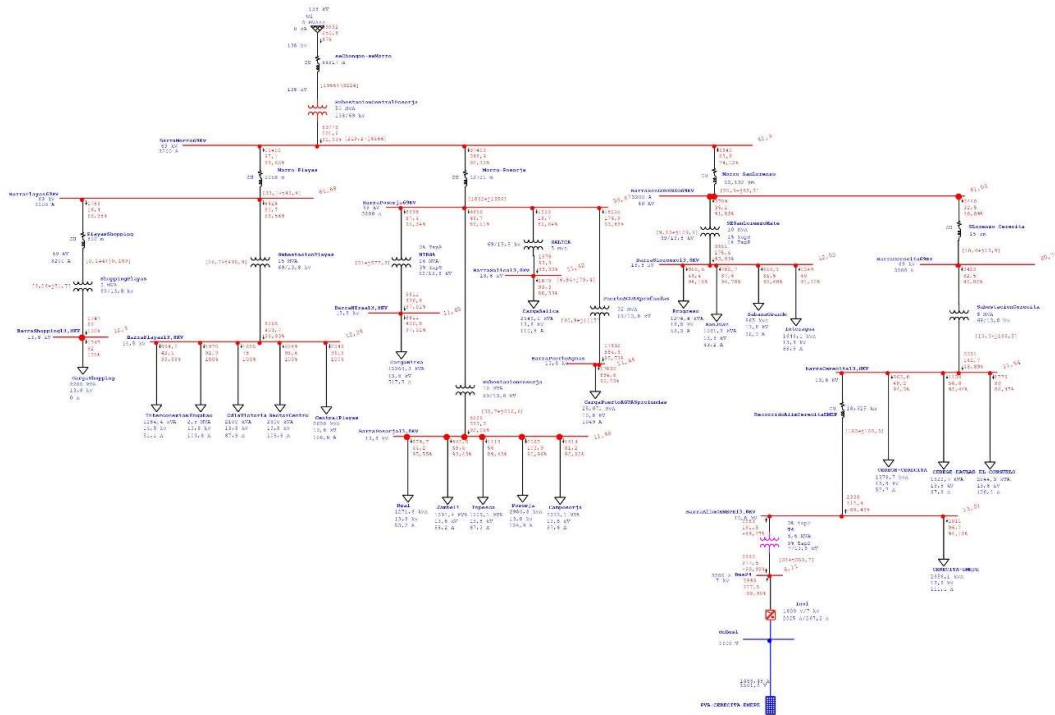
Unos de los grandes retos de la simulación fue especificar el módulo debido a que la licencia estudiantil, la librería de paneles no viene preinstalada por lo cual se tuvo que ingresar de forma manual cada aspecto y característica del panel fotovoltaico escogido.

Los aspectos para considerar son los siguientes:

- Potencia unitaria del módulo, media alta – MA. (340 ~+/-30%)
- Tensión de trabajo elevada de (1000V -1500V) DC.
- Datos específicos de los datos de placa del módulo facilitado por el constructor.

#### **4.9 Simulación del sistema base en la plataforma PROGRAMA DE USO COMERCIAL.**

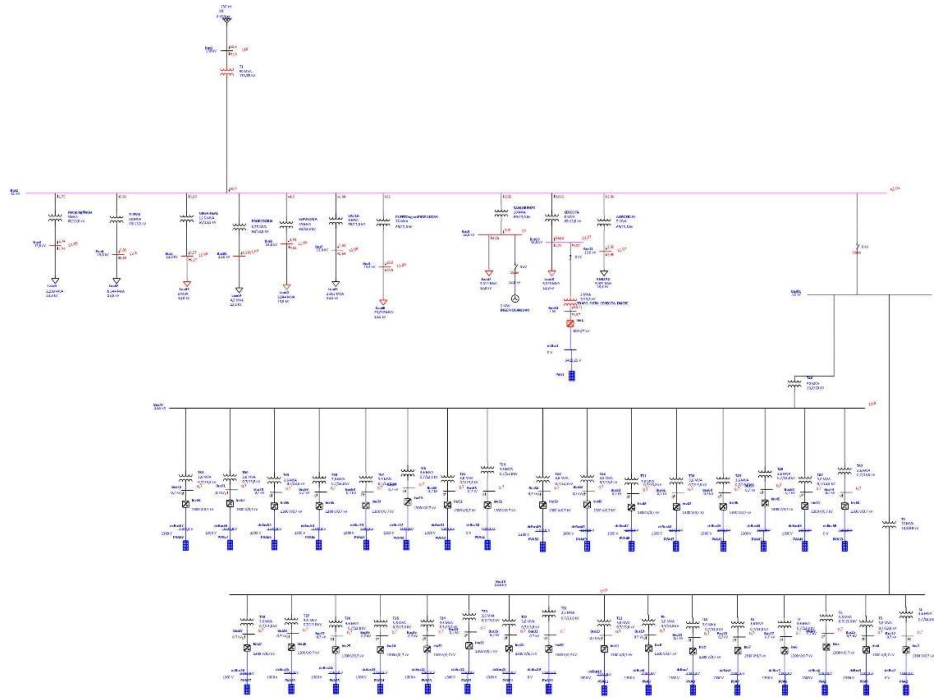
Cabe recalcar que existen limitaciones de barras para la implementación de la simulación por tener disponible programa de uso comercial.



**Figura 74. Unifilar del sistema Playas.**

Al simular el esquema de modelación tomando como base el sistema eléctrico las cargas pico de cada alimentador con los datos facilitado por la distribuidora de energía, obtenemos la figura 74.

Tomando en cuenta en la figura 74. Podemos observar las redes eléctricas del sistema de distribución eléctrico de Playas por motivos de limitantes de barras exponemos un sistema más simplificado disminución de barras de media tensión en la figura 76. A su vez podemos observar que la granja conectada a la red e inyectar potencia activa a la red de subtransmisión.



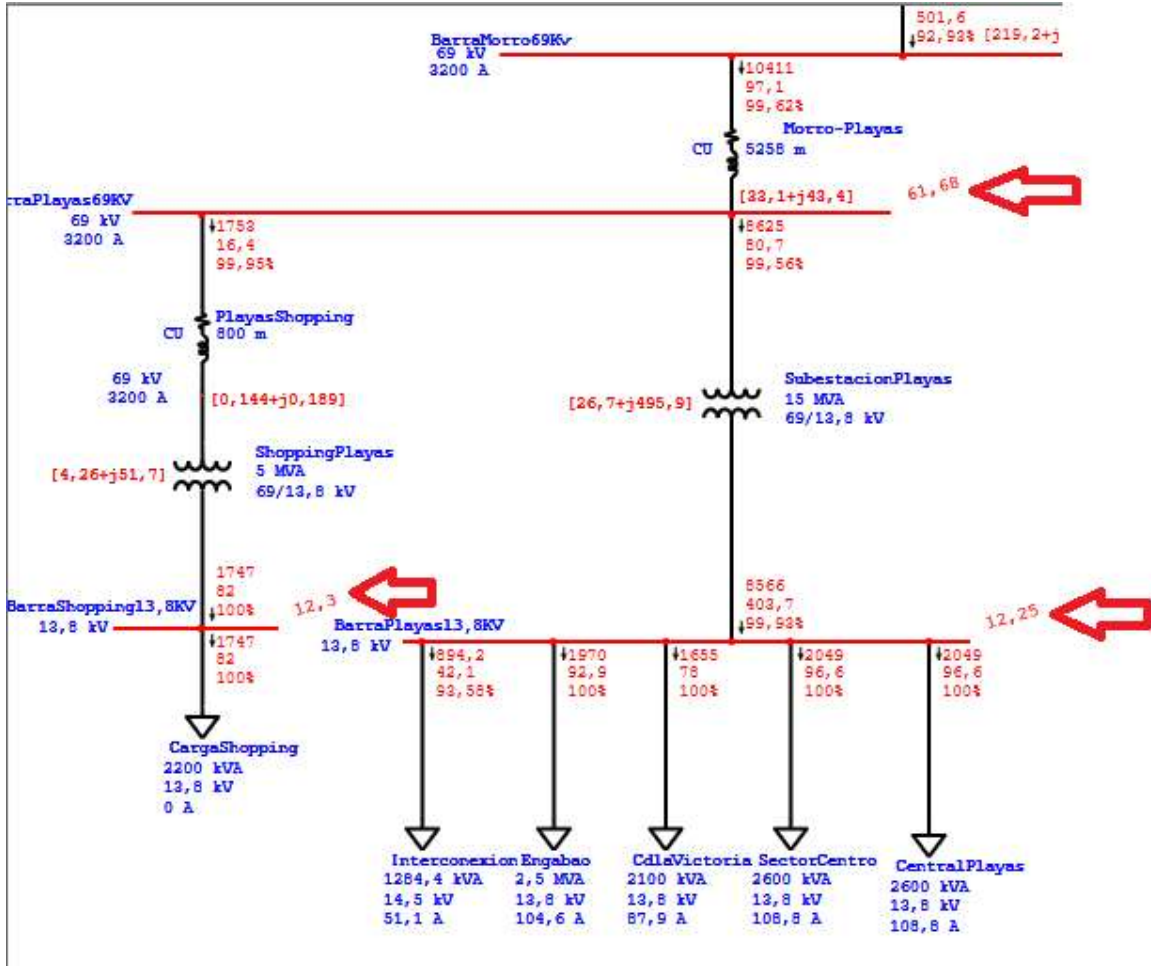
**Figura 75. Implementación en la red de subtransmisión de la granja fotovoltaica.**

A continuación, analizar tres escenarios específicos de los cambios expuestos, de esta manera los siguientes escenarios en la plataforma de un programa de consumo comercial se describen las modificaciones hechas en el sistema.

- En estado nominal la red se expone varias observaciones en la cual analizaremos conforme se establece.
- Con carga nominal e inyectar potencia activa de la generación de la granja fotovoltaica y consecuentemente se tiene el comportamiento del sistema aguas arriba y aguas abajo.
- Incrementar la carga nominal

#### **4.9.1 Escenario 1. Estado nominal la red.**

Al tener acceso al área de distribución de la empresa pública estratégica Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP - Unidad de Negocios Santa Elena se maneja de manera óptima las cargas y demandas de cada alimentador dentro de la red de distribución así mismo los recorridos de cada barra de transformación existente.



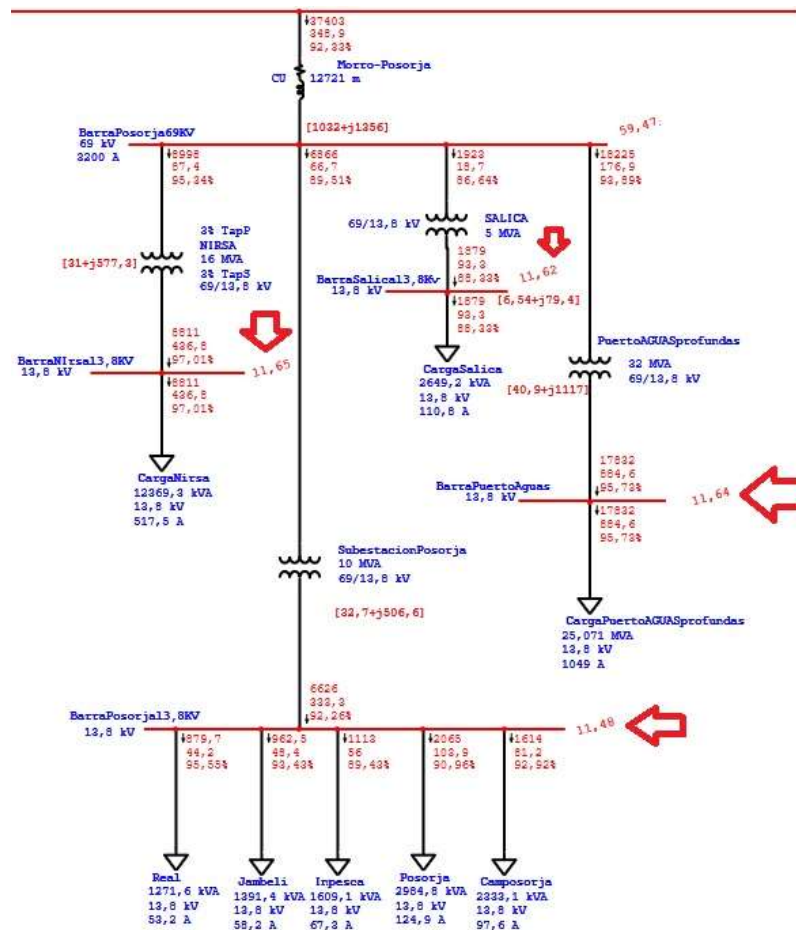
**Figura 76. Ramal de la subestación Playas de distribución**

En la figura 77 se obtuvo como resultado fuertes caídas de tensión y comúnmente muy por debajo de lo permitido del nominal con flechas rojas adjunto la barra de nombre BarraPlayas13.8KV tenemos 12.25Kv con el uso de los datos nominales de cada alimentador de las subestaciones involucradas en específico la subestación Playas dentro del sistema se prevee.

Deficiencias de las cuales con las flechas rojas denotarán voltajes muy inferiores al nominal de distribución en otro ramal indicado por las flechas rojas podrán observar más, donde sus extremos más lejanos de la barra principal, como podemos observar en la figura 77. Donde se tiene los alimentadores de la subestación Playas fuertes fallas de calidad de energía inferioridad de voltaje al nominal de 13.8KV con pérdidas mayores al 5% y la confiabilidad de abastecimiento de energía en la red puede provocar accionamientos fallidos de las diferentes protecciones esto indica que al



colocar las cargas pico dentro del sistema antes mencionado, el sistema colapsa con bajos voltajes, cabe reiterar que el sistema eléctrico está sometido a demanda pico actuales los cuales implican directamente al usuario final. de estos alimentadores bajo análisis como los alimentadores Posorja y Camposorja que tienen demanda del sector agrícola y acuícola del sistema en aproximadamente 30% de su carga, que es cubierta por el recorrido de los alimentadores antes mencionados. Las barras demandantes como lo es nirsa, sálica y puertos de aguas profundas son demandas de producción pesquera industrial y son consumidores o en términos comerciales grandes clientes por el consumo de energía del sistema nacional interconectado – SIN.



**Figura 77. Ramal del sistema eléctrico de la subestación Posorja.**

El presente esquema hemos tomado en cuenta solo los nominales del histórico de la subestación Posorja y a su vez también de las derivaciones a nivel 69kV que existe dentro del área de distribución de la subestación.

Con nuevas demandas como lo es el Puerto de aguas profundas y conectado a nivel 69KV con la misma línea que alimenta a la posición Posorja como observamos en la figura 77.

En la figura 78 observaremos la subestación San Lorenzo del Mate así mismo una subestación con mayor distancia que las dos antes mencionadas se observa caídas de voltaje dentro de su sistema eléctrico.

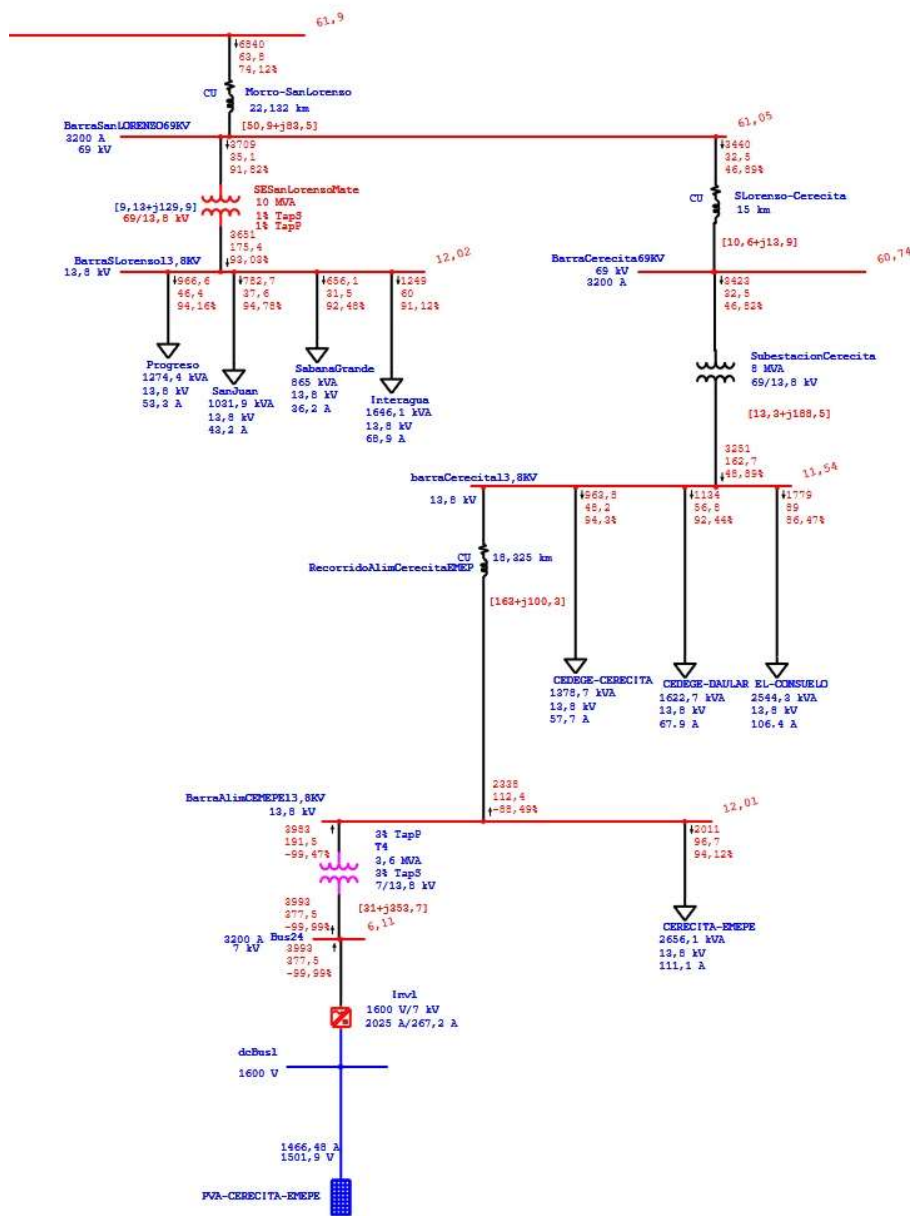


Figura 78. Ramal de la subestación San Lorenzo del Mate con la derivación de la subestación Cerecita.

En la figura 78 dentro de la subestación Cerecita la generación distribuida a nivel 13.8KV dentro del sistema eléctrico con inyección de potencia activa de aproximadamente 3MW del nominal de planta generadora y conectada en la barra del

alimentador Cerecita EMEPE estableciendo generación distribuida a media tensión para este alimentador y contribuyendo para red de distribución.

#### 4.9.2 Escenario 2. Inyectar la potencia activa de la generación de la granja fotovoltaica

Las demandas son variables día a día, pero se tomó el límite superior de cada alimentador para el diseño de esta red mostrada en la siguiente figura 79.

Nuestra granja fotovoltaica esta básicamente diseñada por varias unidades de parques fotovoltaicos a un inversor y de ahí a un centro de transformación a 13.8Kv como podemos observar puesto que los trasformadores son regulables hasta 36KV nosotros fijaremos a media tensión 13.8Kv para luego elevar mediante dos transformadores convencionales a 69KV e inyectar la generación a la barra de distribución a nivel 69KV.

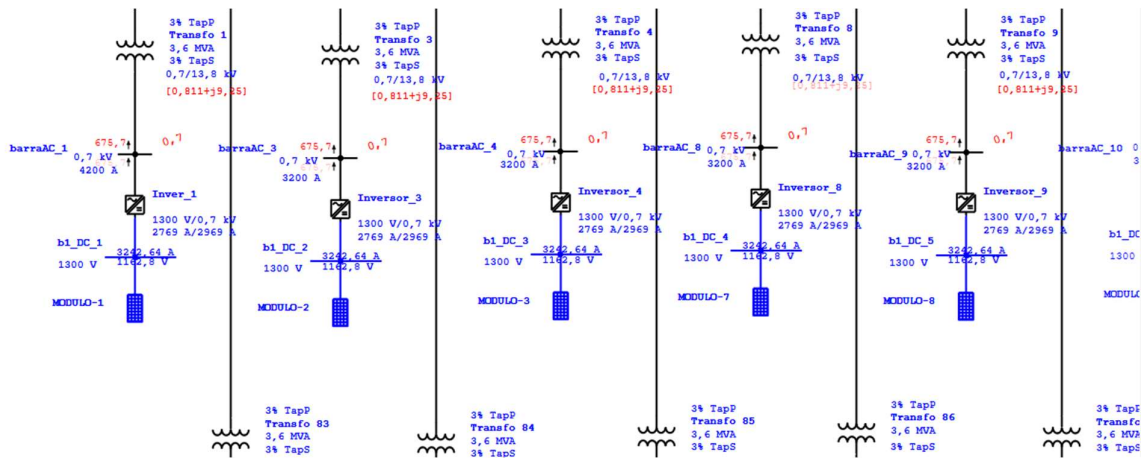
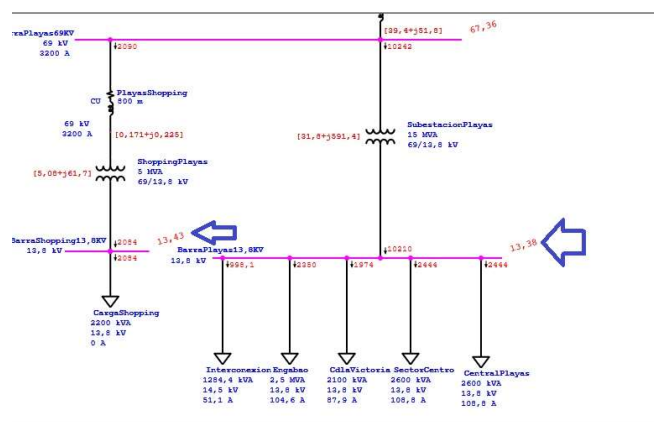


Figura 79. inyectando generación fotovoltaica en el sistema eléctrico.

Y los nominales de cada ramal del sistema se nivela con la inyección de potencia activa al sistema eléctrico como podemos observar en la figura.80.

La captura de pantalla es parcial puesto que el programa de uso comercial no tiene para string — supone las llegadas del inversor si este número de string incrementa las cadenas en paralelo también incrementan y serian doble string, dentro de los inversores por lo cual se coloca de manera independiente un inversor para dos o más

módulos dependiendo del tipo de inversor y si tiene el número de entradas drásticamente le número de inversores.



**Figura 80. Los niveles de voltaje se nivelan al iniciar la generación fotovoltaica**

La incidencia de la generación distribuida a la fecha ya alcanza niveles de 69KV puesto que hay lugares del sistema eléctrico donde el consumidor final se conecta directamente al sistema nacional interconectado específicamente si tomamos de manera grupal la demanda del sector agrícola del sector dentro del sistema eléctrico bajo análisis que implica necesariamente el estudio de la estabilidad de los niveles de voltaje como podemos apreciar en la figura 80 de la red eléctrica.

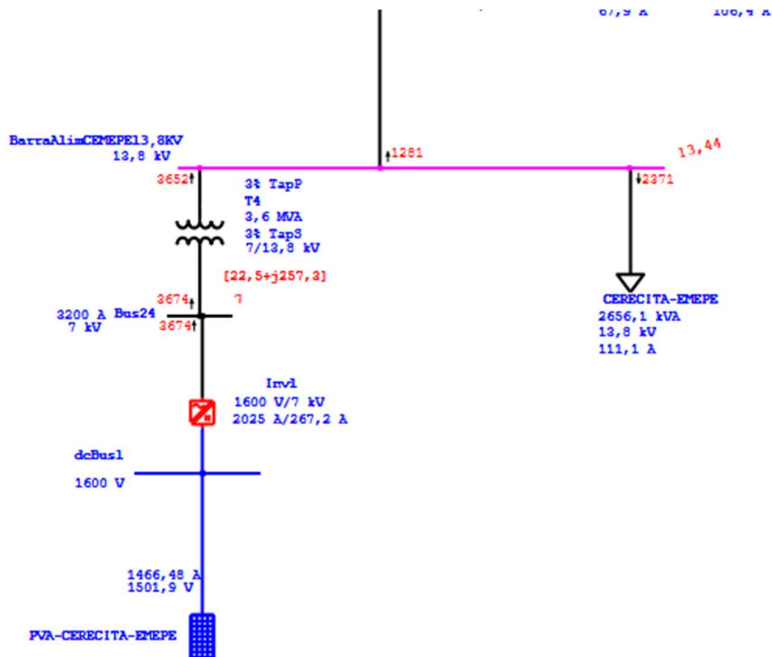
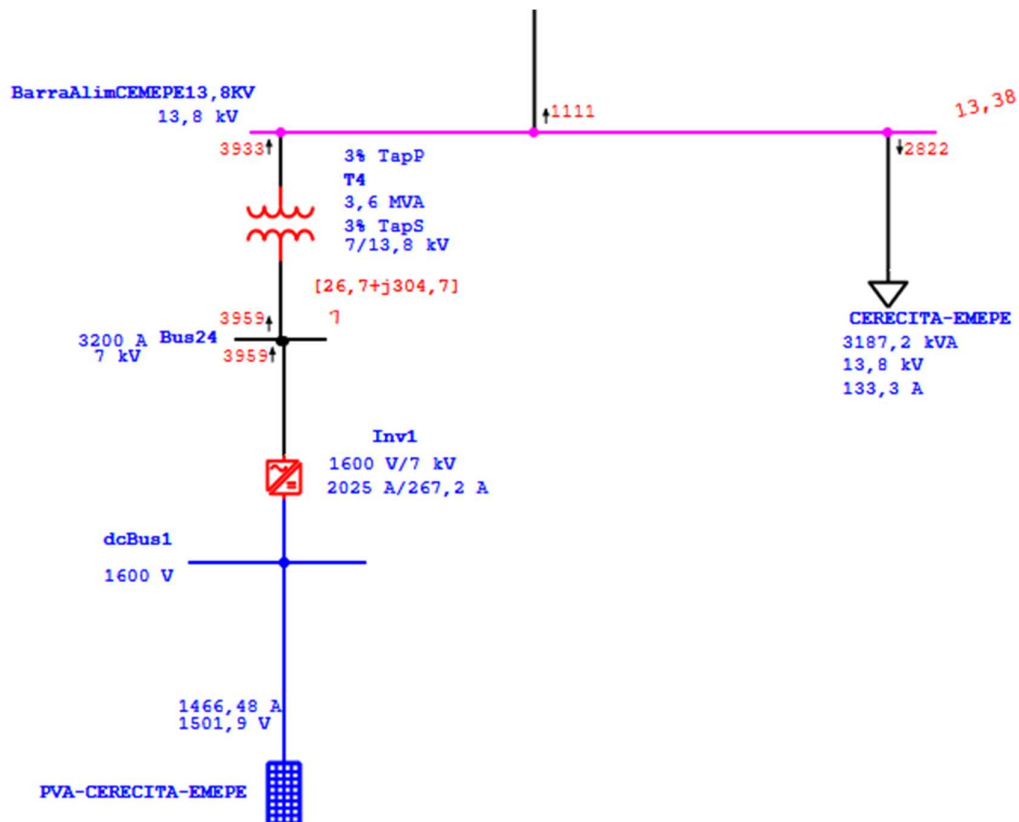


Figura 81. En los alimentadores más incidentes favorece la generación inyectada FV.

#### 4.9.3 Escenario 3. Incrementar en un 20% las cargas en los alimentadores específicos en la cual se conectan en la actualidad varias piscinas acuícolas

El comportamiento de la red es muy importante ante cambios de demandad puesto que los niveles de confiabilidad y calidad de la energía decremantan conforme se expone en la siguiente figura.



**Figura 82. El alimentador más largo del sistema alimentador cercita EMEPE.**

El cual al incrementar la demanda un 20% en perspectiva a la anterior carga está dentro del nominal permisivo de distribución como podemos observar en la figura 82.

#### 4.10 Propuesta CAPÍTULO 5

Al ver los cambios de carga en los distintos ramales ya se encuentran en el extremo de consumo de demandas de carga actualizados y facilitados por la distribuidora corporación empresa pública estratégica corporación nacional de electricidad CNEL EP - Unidad de negocios Santa Elena.

Es relevante comentar que el inversor especifica dos potencias por lo cual el string del sistema no se había considerado por cual se diseñó para esta simulación con inversores independientes con la misma capacidad de cambio. Además de los transformadores para el diseño se ubica transformadores de regulación de tensión para mantener la confiabilidad que inserta al sistema de transformación elevador de alta tensión.

Dada las características del sistema eléctrico ecuatoriano también se intenta regular la integración de los sistemas renovables en funcionamiento de red e infraestructura del sistema planificado.

Las complicaciones que puedan presentarse durante la generación fotovoltaica tienen la variabilidad y dependencia de agentes externos y no controlables como lo es el viento, la nubosidad, y temporadas donde el medio ambiente no favorece.

El Ecuador se está alcanzando un cambio de modelo energético basado en las energías renovables que son más amigables con el medio ambiente y su entorno, esto hace favorable por la disponibilidad de recursos y plenitud de energías del medio ambiente, se ha analizado en el presente proyecto y se evidencia la calidad del suministro energético en este proyecto presente la extracción de las energías y viabilidad del proceso de implementación para los parques fotovoltaicos y si es de mayor escala como se implementa en el presente análisis granjas fotovoltaicas para cubrir demandas específicas del sistema nacional interconectado.



# CAPITULO 5

## 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 5.1 Conclusiones

- Es viable para la empresa pública estratégica corporación nacional de electricidad CNEL EP – Unidad de Negocios Santa Elena un proyecto de esta magnitud dentro de su área de concesión por diferentes razones iniciando por el hecho de la Matriz Energética del Ecuador.
- Ya que la producción total de energía disponible en el Sistema Nacional Interconectado para el consumo nacional buscar incrementar las energías renovables es importante colocar una granja solar para la empresa pública estratégica Nacional de Electricidad CNEL EP – Unidad de Negocios Santa Elena.
- El módulo de flujos de Carga del software que se implementa para calcular tensiones eléctricas de las barras utilizadas en la red eléctrica circundante como lo es los factores de potencia, corrientes y flujos de potencia en todo el sistema eléctrico mostrados son mediciones tomadas del sistema y define significativamente la inmediatez de generación dentro del área de concesión y tomado en cuenta la ubicación dentro del área geográfica de la nación tener privilegiada radicación solar.
- Mediante la redacción del presente proyecto se ha conseguido justificar la viabilidad de la central fotovoltaica de grandes dimensiones en las costas ecuatorianas que permita diversificar los casos de generación para esta área de concesión aliviando un poco a la generación externa del sistema eléctrico nacional.
- Otro beneficio que soporta implementar una granja solar de grandes dimensiones de generación estimable es para la unidad de negocios Santa Elena, una fuente de ingreso alterna a lo habitual, gracias a la venta de energía la adquisición de nuevas instancias de ganancia, a su vez la experiencia al adquirir este tipo de tecnologías hará que el sistema eléctrico tenga un futuro promisorio dentro de la red bajo concesión de la unidad de negocios.

- Los conceptos más importantes que se deben tener en cuenta para este trabajo son como realizar el estudio de confiabilidad y estabilidad del sistema eléctrico para este tipo de proyectos inicialmente se tiene estudio de expansión del sistema de transmisión y distribución y realizan un análisis de demanda eléctrica enfocado al aparato productivo de la costa el cual se tiene un análisis de demanda eléctrica el cual permite visualizar el consumo actual de la red eléctrica y variaciones demanda de energía lo cual resulta a determinar cuanta energía eléctrica será para consumo interno y cuanta será excedente para otros rede circundantes.
- Se debe conocer que este tipo de proyectos tiene una vida útil de 25 años, tiempo suficiente para crear otras subdivisiones o maneras de aprovechar esta energía cambiando de conexión puntual a multipunto dentro de la red eléctrica si el caso lo requiera.
- En Ecuador aún estamos en fase de desarrollo de esta tecnología para lo que se necesita mano de obra calificada para esta nueva fuente de energía poco explotada por cual abre muchas oportunidades laborables dando camino a la alta demanda por cubrir y poca oferta de especialistas como lo es los ingenieros eléctricos especializados en este tema con futuro energético para contribuir con el desarrollo del país.

## 5.2 Recomendaciones

- Para resultados de análisis más exactos se recomienda de manera primordial la instalación de una medición de radiación solar por un periodo de un año en el lugar donde se estima se realizará la construcción esto da como resultado que a la hora de hacer cálculos de aproximación y respectivas simulaciones podamos contar con datos más reales acordes para obtener un proyecto más apegado a la realidad.
- Para futuros trabajos, una mejora podría darse en estandarizar conectores puesto que el fabricante usa conectores distintos cada uno específicos para el uso de sus módulos fotovoltaicos al estar estandarizados mejorando notablemente su distribución complementando espacios con nuevas medidas.

# BIBLIOGRAFÍA

- [1] Ó. Perpiñan Lamigueiro, A. Colmenar Santos, y M.-A. Castro Gil, *Diseño de sistemas fotovoltaicos*. Mairena del Aljarafe, Sevilla: PROGENSA, 2012.
- [2] K. Prabha, *Power System Stability*, EPRI ED. Palo Alto, California: McGraw-Hill, Inc., 1994.
- [3] L. Jutglar Banyeres, *GENERACIÓN DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA*, Primera Edición. Gra Via de les Corts Catalanes, 594, España: MARCOMBO, 2012. [En línea]. Disponible en: [www.marcombo.com](http://www.marcombo.com)
- [4] M. V. MIGUEL, *Instalaciones solares fotovoltaicas*. Editorial Paraninfo, 2010.
- [5] U. European Commission, «JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission», *(PVGIS) - European Commission*, 2022. [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/) (accedido 8 de agosto de 2022).
- [6] L. H. Berrío y C. Zuluaga, «Smart Grid y la energía solar fotovoltaica para la generación distribuida: unarevisión en el contexto energético mundial», *Ing. Desarro.*, vol. 32, n.º 2, pp. 369-396, 2014.
- [7] J. A. Carta González, R. Calero Pérez, y M. G. A. C., *Centrales de energías renovables*. Madrid: Pearson, Prentice Hall, 2009.
- [8] D. S. Flores Herrera, «Evaluación técnica del plan de expansión de transmisión (PET) 2010-2020», 2010.
- [9] M. Ministerio de Energia y recursos naturales no renovables, «Plan maestro de electricidad», p. 35, 2018.
- [10] L. M. Garcés, *Decreto Ejecutivo 856 Registro Oficial Suplemento 21 de 20-ago.-2019 Estado: Vigente*. 2019, p. 61.
- [11] A. Agencia de Regulacion y Control de, «RESOLUCIÓN Nro. ARCONEL-004/2020». 2020.
- [12] D. prefectura Guayas, «Plan de desarrollo y ordenamiento territorial de la provincia del Guayas», Guayas, 2021.
- [13] H. Ramos Lopez y R. Luna Puente, «DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO INTEGRADO A LA RED PARA EL AREA DE ESTACIONAMIENTO DE LA UNIVERSIDAD TECNOLOGICA DE SALAMANCA», Universidad Tecnologica de Salamanca, Chihuahua, Mexico, 2014.
- [14] «Google Earth». <https://earth.google.com/web/@-18.32556214,-59.54619547,-1373.50079929a,22253125.47700167d,35y,-0h,0t,0r> (accedido 15 de agosto de 2022).

- [15] «Global Solar Atlas». <https://globalsolaratlas.info/map?c=-2.642991,-80.303192,11&s=-2.621384,-80.394516&m=site> (accedido 17 de agosto de 2022).
- [16] E. Escuela Politecnica Nacional y R. in alternative energy SCINERGY, *Mapa Solar del Ecuador*. Ecuador, 2019.
- [17] «pvsyst».

# APÉNDICES

## APÉNDICE A

### Licencia de PVSYST factura de compra

**PVsyst SA**

Route de la Maison-Carrée 30  
1242 Satigny  
Switzerland

Tel. +41 (0)22 753 08 01  
E-mail : admin@pvsyst.com  
VAT N° : CHE-394.452.084

**INVOICE**

Gary Yagual  
Central Av.  
Playas  
Ecuador

Customer ID : 72070801  
Invoice N° : 92070207

Geneva, July 8, 2022

Item	Quantity	Unit price	Amount
<b>PVsyst 7 Student yearly subscription, machine #1</b>	1	25.00 CHF	25.00 CHF

Manufacturers mentioned as generic in the report

VAT exonerated

**Total : 25.00 CHF**

**Paid on 18.07.2022 by credit card**

**Bank name** : UBS Switzerland AG  
**Bank address** : Postfach, CH-8098 Zürich  
**Beneficiary** : PVsyst SA  
**Benef. address** : 1242 Satigny  
**IBAN** : CH92 0024 0240 1229 5401 C  
**Swift code / BIC** : UBSWCHZ80A

*Important:*  
*Please mention this reference*  
*with your payment: 92070207*

# Anexos.

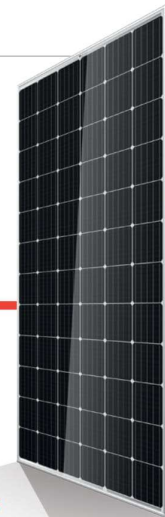
## ANEXO 1

Datos de placa de panel fotovoltaico.

**Mono** Multi Solutions

**TALLMAX<sup>M</sup> PLUS<sup>+</sup>**  
TSM-DE14A (II)

**THE FRAMED  
72-CELL MODULE  
(1500V)**



**72 CELL**  
MONOCRYSTALLINE MODULE

**340-375W**  
POWER OUTPUT RANGE

**19.3%**  
MAXIMUM EFFICIENCY

**0/+5W**  
POSITIVE POWER TOLERANCE

Founded in 1997, Trina Solar is the world's leading comprehensive solutions provider for solar energy. We believe close cooperation with our partners is critical to success. Trina Solar now distributes its PV products to over 60 countries all over the world. Trina Solar is able to provide exceptional service to each customer in each market and supplement our innovative, reliable products with the backing of Trina Solar as a strong, bankable partner. We are committed to building strategic, mutually beneficial collaboration with installers, developers, distributors and other partners.

### Comprehensive Product And System Certificates

IEC61215/IEC61730/UL1703/IEC61701/IEC62716  
ISO 9001: Quality Management System  
ISO 14001: Environmental Management System  
ISO14064: Greenhouse Gas Emissions Verification  
OHSAS18001: Occupational Health and Safety Management System



**TrinaSolar**



### Ideal for large scale installations

- High power footprint reduces installation time & BOS costs
- Reduce BOS cost by connecting more modules in a string
- 1500V UL/1500V IEC certified



### Excellent low light performance on cloudy days, mornings and evenings

- Advanced surface texturing
- Back surface field
- Selective emitter



### Maximize Limited Space with high efficiency

- Up to 193 W/m<sup>2</sup> power density
- Low thermal coefficients for greater energy production at high operating temperatures



### Highly reliable due to stringent quality control

- All modules have to pass electroluminescence (EL) inspection
- Over 30 in-house tests (UV, TC, HF, and many more)
- In-house testing goes well beyond certification requirements
- PID resistant



### Certified to withstand challenging environmental conditions

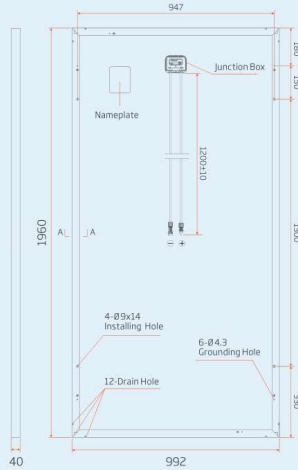
- Module coating resistant to sand, acid, and alkali
- 2400 Pa wind load
- 5400 Pa snow load
- 35 mm hail stones at 97 km/h

### LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

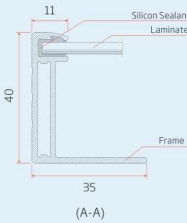
10 Year Product Warranty - 25 Year Linear Power Warranty



**DIMENSIONS OF PV MODULE  
TSM-DE14A (II)  
(unit: mm)**

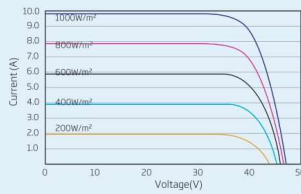


Back View

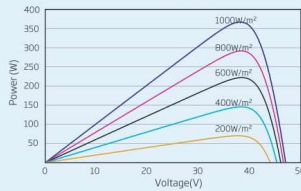


(A-A)

**I-V CURVES OF PV MODULE (365W)**



**P-V CURVES OF PV MODULE (365W)**



ELECTRICAL DATA @ STC	TSM-340	TSM-345	TSM-350	TSM-355	TSM-360	TSM-365	TSM-370	TSM-375
Peak Power Watts- $P_{MAX}$ (Wp)*	340	345	350	355	360	365	370	375
Power Output Tolerance- $P_{MAX}$ (W)	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	38.2	38.5	38.7	38.8	39.0	39.3	39.7	40.0
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	8.90	8.96	9.04	9.14	9.24	9.30	9.33	9.37
Open Circuit Voltage- $V_{OC}$ (V)	46.2	46.7	47.0	47.4	47.7	48.0	48.3	48.5
Short Circuit Current- $I_{SC}$ (A)	9.50	9.55	9.60	9.65	9.70	9.77	9.83	9.88
Module Efficiency $\eta_m$ (%)	17.5	17.7	18.0	18.3	18.5	18.8	19.0	19.3

STC: Irradiance 1000 W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25 °C, Air Mass AM1.5  
\* Measuring tolerance: ±3%

ELECTRICAL DATA @ NOCT	TSM-340	TSM-345	TSM-350	TSM-355	TSM-360	TSM-365	TSM-370	TSM-375
Maximum Power- $P_{MAX}$ (Wp)	253	257	261	264	268	272	276	279
Maximum Power Voltage- $U_{MPP}$ (V)	35.4	35.7	35.9	36.0	36.2	36.4	36.8	37.1
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	7.15	7.20	7.26	7.34	7.42	7.47	7.50	7.53
Open Circuit Voltage- $U_{OC}$ (V)	42.9	43.4	43.7	44.1	44.3	44.6	44.9	45.1
Short Circuit Current- $I_{SC}$ (A)	7.67	7.71	7.75	7.79	7.83	7.89	7.94	7.98

NOCT: Irradiance at 800 W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20 °C, Wind Speed 1 m/s.

**MECHANICAL DATA**

Solar Cells	Monocrystalline 156.75 × 156.75 mm
Cell Orientation	72 cells (6 × 12)
Module Dimensions	1960 × 992 × 40 mm
Weight	26.0 kg with 4.0 mm glass; 22.5 kg with 3.2 mm glass
Glass	4.0 mm for PERC Mono; 3.2 mm for Std Mono, high transparency, AR coated and heat tempered solar glass
Backsheet	White
Frame	Silver Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 67 or IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm <sup>2</sup> , 1200 mm
Connector	MC4 EVO2/UTX/TS4

**TEMPERATURE RATINGS**

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	44°C (±2K)
Temperature Coefficient of $P_{MAX}$	-0.39%/K
Temperature Coefficient of $V_{OC}$	-0.29%/K
Temperature Coefficient of $I_{SC}$	0.05%/K

**WARRANTY**

10 year Product Workmanship Warranty

25 year Linear Performance Warranty

(Please refer to product warranty for details)

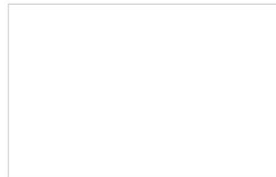
**PACKAGING CONFIGURATION**

Modules per box:	27 pieces
Modules per 40' container:	648 pieces

**MAXIMUM RATINGS**

Operational Temperature	-40 to +85°C
Maximum System Voltage	1000V DC (IEC) 1000V DC (UL)
Max Series Fuse Rating*	15 A (Power ≤ 350 W) 20 A (Power ≥ 355 W)
Mechanical Load	5400 Pa
Wind Load	2400 Pa

\*DO NOT connect fuse in combiner box with two or more strings in parallel connection



TSM\_EN\_2017.B



# Anexo 2

Datos de placa del inversor detalles completos facilitados por el constructor.

**INGECON**

**SUN**

PowerMax Dual B Series  
1,500 V<sub>dc</sub>

## TRANSFORMERLESS DUAL SOLUTION WITH TWO B SERIES INVERTERS

### Up to 3.6 MVA at 1500 V

#### Maximum power density

These PV central inverters feature more power per cubic foot. Thanks to the use of high-quality components, this inverter series performs at the highest possible level.

#### Latest generation electronics

The B Series inverters integrate an innovative control unit that runs faster and performs a more efficient and sophisticated inverter control, as it uses a last-generation digital signal processor. Furthermore, the hardware of the control unit allows some more accurate measurements and very reliable protections.

These inverters feature a low voltage ride-through capability and also a lower power consumption thanks to a more efficient power supply electronic board.

#### Integrated AC connections

The output connections are integrated into the same cabinet, facilitating close-coupled connection with the MV transformer, as well as maintenance and repair work.

#### Maximum protection

These PV inverters can guarantee the maximum protection thanks to their motorized DC switch to decouple the PV generator from the inverter.

Moreover, they are also supplied with a motorized AC circuit breaker. Optionally, they can be supplied with DC fuses, grounding kit and input current monitoring.

#### Maximum efficiency values

Through the use of innovative electronic conversion topologies, efficiency values of up to 98.9% can be achieved.

#### Enhanced functionality

This new INGECON® SUN PowerMax range features a revamped, improved enclosure which, together with its innovative air cooling system, makes it possible to increase the ambient operating temperature.



[www.ingeteam.com](http://www.ingeteam.com)  
[solar.energy@ingeteam.com](mailto:solar.energy@ingeteam.com)

**Ingeteam**

**Long-lasting design**

These inverters have been designed to guarantee a long life expectancy. Standard 5 year warranty, extendable for up to 25 years.

**Grid support**

The INGECON® SUN PowerMax B Series has been designed to comply with the grid connection requirements, contributing to the quality and stability of the electric system. These inverters therefore feature a low voltage ride-through capability, and can deliver reactive power and control the active power delivered to the grid. Moreover, they can operate in weak power grids with a low SCR.

**Ease of maintenance**

All the elements can be removed or replaced directly from the inverter's front side, thanks to its new design.

**Easy to operate**

The INGECON® SUN PowerMax inverters feature an LCD screen for the simple and convenient monitoring of the inverter status and a range of internal variables. The display also includes a number of LEDs to show the inverter operating status with warning lights to indicate any incidents. All this helps to simplify and facilitate maintenance tasks.

**Monitoring and communication**

Ethernet communications supplied as standard. The following applications are included at no extra cost: INGECON® SUN Manager, INGECON® SUN Monitor and its Smartphone version Web Monitor, available on the App Store. These applications are used for monitoring and recording the inverter's internal operating variables through the Internet (alarms, real time production, etc.), in addition to the historical production data.

Two communication ports available for each inverter (one for monitoring and one for plant controlling), allowing fast and simultaneous plant control.

**PROTECTIONS**

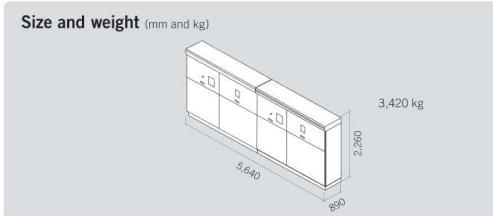
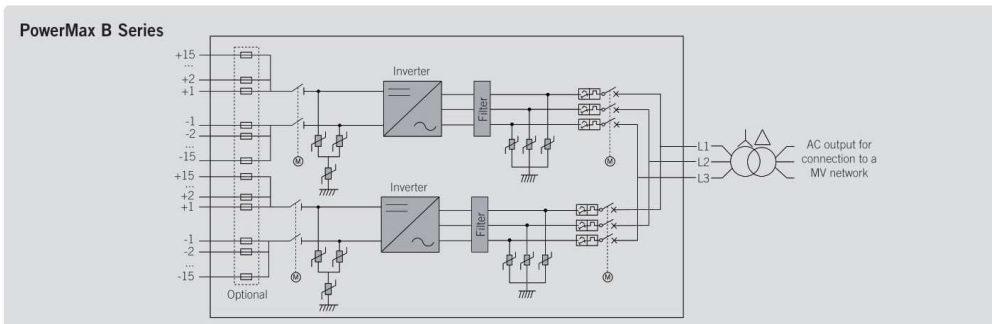
- DC Reverse polarity.
- Short-circuits and overloads at the output.
- Anti-islanding with automatic disconnection.
- Insulation failure DC.
- Up to 15 pairs of fuse-holders per power block.
- Lightning induced DC and AC surge arresters, type II.
- Motorized DC switch to automatically disconnect the inverter from the PV array.
- Low voltage ride-through capability.
- Motorized AC circuit breaker.
- Hardware protection via firmware.
- Additional protection for the power stack, as it is air-cooled by a closed loop.

**OPTIONAL ACCESSORIES**

- Insulation failure AC.
- Grounding kit.
- Heating kit, for operating at an ambient temperature of down to -30 °C.
- DC surge arresters type I+II.
- DC fuses.
- Monitoring of the group currents at the DC input.
- PID prevention kit (PID: Potential Induced Degradation).
- Night time reactive power injection.
- Sand trap kit.
- Integrated DC combiner box.

**ADVANTAGES OF THE B SERIES**

- Higher power density.
- Latest generation electronics.
- More efficient electronic protection.
- Night time supply to communicate with the inverter at night.
- Enhanced performance.
- Easier maintenance thanks to its new design and enclosure.
- Lightweight spares.
- It allows to ground the PV array.
- Components easily replaceable.



	2340 kVA DUAL INGECON® SUN 1170TL B450	2800 kVA DUAL INGECON® SUN 1400TL B540	3000 kVA DUAL INGECON® SUN 1500TL B578	3120 kVA DUAL INGECON® SUN 1560TL B600	3200 kVA DUAL INGECON® SUN 1600TL B615
<b>Input (DC)</b>					
Recommended PV array power range <sup>(1)</sup>	2,314 - 3,040 kWp	2,778 - 3,648 kWp	2,974 - 3,904 kWp	3,086 - 4,054 kWp	3,164 - 4,154 kWp
Voltage Range MPP <sup>(2)</sup>	655 - 1,300 V	783 - 1,300 V	837 - 1,300 V	868 - 1,300 V	889 - 1,300 V
Maximum voltage <sup>(3)</sup>	1,500 V				
Maximum current	1,850 A per power block				
N° inputs with fuse-holders	6 up to 15 per power block (up to 12 with the combiner box)				
Fuse dimensions	63 A / 1,500 V to 500 A / 1,500 V fuses (optional)				
Type of connection	Connection to copper bars				
Power blocks	2				
MPPT	2				
<b>Input protections</b>					
Overvoltage protections	Type II surge arresters (type I-II optional)				
DC switch	Motorized DC load break disconnect				
Other protections	Up to 15 pairs of DC fuses (optional) / Reverse polarity / Insulation failure monitoring / Anti-islanding protection / Emergency pushbutton				
<b>Output (AC)</b>					
Power IP54 @30 °C / @50 °C	2,338 kVA / 2,104 kVA	2,806 kVA / 2,525 kVA	3,004 kVA / 2,703 kVA	3,118 kVA / 2,806 kVA	3,196 kVA / 2,876 kVA
Current IP54 @30 °C / @50 °C	3,000 A / 2,700 A				
Power IP56 @27°C / @50°C <sup>(4)</sup>	2,338 kVA / 2,070 kVA	2,806 kVA / 2,484 kVA	3,004 kVA / 2,660 kVA	3,118 kVA / 2,760 kVA	3,196 kVA / 2,830 kVA
Current IP56 @27°C / @50°C <sup>(4)</sup>	3,000 A / 2,656 A				
Rated voltage <sup>(5)</sup>	450 V IT System	540 V IT System	578 V IT System	600 V IT System	615 V IT System
Frequency	50 / 60 Hz				
Power Factor <sup>(6)</sup>	1				
Power Factor adjustable	Yes. S <sub>max</sub> =2,338 kVA	Yes. S <sub>max</sub> =2,806 kVA	Yes. S <sub>max</sub> =2,004 kVA	Yes. S <sub>max</sub> =3,118 kVA	Yes. S <sub>max</sub> =3,196 kVA
THD (Total Harmonic Distortion) <sup>(7)</sup>	<3%				
<b>Output protections</b>					
Overvoltage protections	Type II surge arresters				
AC breaker	Motorized AC circuit breaker with door control				
Anti-islanding protection	Yes, with automatic disconnection				
Other protections	AC short-circuits and overloads				
<b>Features</b>					
Operating efficiency	98.9%				
CEC	98.5%				
Max. consumption aux. services	8,500 W				
Stand-by or night consumption <sup>(8)</sup>	< 180 W				
Average power consumption per day	4,000 W				
<b>General Information</b>					
PV inverters included	Two units of the INGECON® SUN 1170TL B450	Two units of the INGECON® SUN 1400 B450	Two units of the INGECON® SUN 1500TL B578	Two units of the INGECON® SUN 1560TL B600	Two units of the INGECON® SUN 1600TL B615
Ambient temperature	-20 °C to +60 °C				
Relative humidity (non-condensing)	0-100% (Outdoor)				
Protection class	IP54 (IP56 with the sand trap kit)				
Maximum altitude	4,500 m (for installations beyond 1,000 m, please contact Ingeteam's solar sales department)				
Cooling system	Air forced with temperature control (230 V phase+ neutral power supply)				
Air flow range	0 - 7,800 m <sup>3</sup> /h per power block				
Average air flow	2 x 4,200 m <sup>3</sup> /h				
Acoustic emission (100% / 50% load)	<66 dB(A) at 10m / <54.5 dB(A) at 10m				
Marking	CE				
EMC and security standards	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 62109-1, EN 62109-2, IEC62103, EN 50178, FCC Part 15, AS3100				
Grid connection standards	IEC 62116, Arrêté 23-04-2008, CEI 0-16 Ed. III, Terna A68, G59/2, BDEW-Mittelspannungsrichtlinie:2011, P.O.12.3, South African Grid code (ver 2.6), Chilean Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruan Grid code, Thailand PEA requirements, IEC61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, IEEE 1547, IEEE1547.1, GGC&CGC China, DEWA (Dubai) Grid code, Jordan Grid Code				

**Notes:** <sup>(1)</sup> Depending on the type of installation and geographical location. Data for STC conditions <sup>(2)</sup> V<sub>mpp,min</sub> is for rated conditions (V<sub>ac</sub>=1 p.u. and Power Factor=1) <sup>(3)</sup> Consider the voltage increase of the 'V<sub>oc</sub>' at low temperatures <sup>(4)</sup> With the sand trap kit <sup>(5)</sup> Other AC voltages and powers available upon request <sup>(6)</sup> For P<sub>ac</sub>>25% of the rated power <sup>(7)</sup> For P<sub>ac</sub>>25% of the rated power and voltage in accordance with IEC 61000-3-4 <sup>(8)</sup> Consumption from PV field when there is PV power available.

	3280 kVA DUAL INGECON® SUN 1640TL B630	3330 kVA DUAL INGECON® SUN 1665TL B640	3380 kVA DUAL INGECON® SUN 1690TL B650	3480 kVA DUAL INGECON® SUN 1740TL B670	3600 kVA DUAL INGECON® SUN 1800TL B690
<b>Input (DC)</b>					
Recommended PV array power range <sup>(1)</sup>	3,240 - 4,256 kWp	3,292 - 4,324 kWp	3,344 - 4,392 kWp	3,446 - 4,526 kWp	3,550 - 4,660 kWp
Voltage Range MPP <sup>(2)</sup>	910 - 1,300 V	922 - 1,300 V	937 - 1,300 V	965 - 1,300 V	994 - 1,300 V
Maximum voltage <sup>(3)</sup>	1,500 V				
Maximum current	1,850 A per power block				
N° inputs with fuse-holders	6 up to 15 per power block (up to 12 with the combiner box)				
Fuse dimensions	63 A / 1,500 V to 500 A / 1,500 V fuses (optional)				
Type of connection	Connection to copper bars				
Power blocks	2				
MPPT	2				
<b>Input protections</b>					
Overvoltage protections	Type II surge arresters (type I-II optional)				
DC switch	Motorized DC load break disconnect				
Other protections	Up to 15 pairs of DC fuses (optional) / Reverse polarity / Insulation failure monitoring / Anti-islanding protection / Emergency pushbutton				
<b>Output (AC)</b>					
Power IP54 @30 °C / @50 °C	3,274 kVA / 2,496 kVA	3,326 kVA / 2,993 kVA	3,378 kVA / 3,040 kVA	3,482 kVA / 3,134 kVA	3,586 kVA / 3,226 kVA
Current IP54 @30 °C / @50 °C	3,000 A / 2,700 A				
Power IP56 @27°C / @50°C <sup>(4)</sup>	3,274 kVA / 2,898 kVA	3,326 kVA / 2,944 kVA	3,378 kVA / 2,990 kVA	3,482 kVA / 3,082 kVA	3,586 kVA / 3,174 kVA
Current IP56 @27°C / @50°C <sup>(4)</sup>	3,000 A / 2,656 A				
Rated voltage <sup>(5)</sup>	630 V IT System	640 V IT System	650 V IT System	670 V IT System	690 V IT System
Frequency	50 / 60 Hz				
Power Factor <sup>(6)</sup>	1				
Power Factor adjustable	Yes. S <sub>max</sub> =3,274 kVA	Yes. S <sub>max</sub> =3,326 kVA	Yes. S <sub>max</sub> =3,378 kVA	Yes. S <sub>max</sub> =3,482 kVA	Yes. S <sub>max</sub> =3,589 kVA
THD (Total Harmonic Distortion) <sup>(7)</sup>	<3%				
<b>Output protections</b>					
Overvoltage protections	Type II surge arresters				
AC breaker	Motorized AC circuit breaker with door control				
Anti-islanding protection	Yes, with automatic disconnection				
Other protections	AC short-circuits and overloads				
<b>Features</b>					
Operating efficiency	98.9%				
CEC	98.5%				
Max. consumption aux. services	8,500 W				
Stand-by or night consumption <sup>(8)</sup>	< 180 W				
Average power consumption per day	4,000 W				
<b>General Information</b>					
PV inverters included	Two units of the INGECON® SUN 1640TL B630	Two units of the INGECON® SUN 1665TL B640	Two units of the INGECON® SUN 1690TL B650	Two units of the INGECON® SUN 1740TL B670	Two units of the INGECON® SUN 1800TL B690
Ambient temperature	-20 °C to +60 °C				
Relative humidity (non-condensing)	0-100% (Outdoor)				
Protection class	IP54 (IP56 with the sand trap kit)				
Maximum altitude	4,500 m (for installations beyond 1,000 m, please contact Ingeteam's solar sales department)				
Cooling system	Air forced with temperature control (230 V phase+ neutral power supply)				
Air flow range	0 - 7,800 m <sup>3</sup> /h per power block				
Average air flow	2 x 4,200 m <sup>3</sup> /h				
Acoustic emission (100% / 50% load)	<66 dB(A) at 10m / <54.5 dB(A) at 10m				
Marking	CE				
EMC and security standards	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 62109-1, EN 62109-2, IEC62103, EN 50178, FCC Part 15, AS3100				
Grid connection standards	IEC 62116, Arrêté 23-04-2008, CEI 0-16 Ed. III, Terna A68, G59/2, BDEW-Mittelspannungsrichtlinie:2011, P.O.12.3, South African Grid code (ver 2.6), Chilean Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruan Grid code, Thailand PEA requirements, IEC61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, IEEE 1547, IEEE1547.1, GGC&CGC China, DEWA (Dubai) Grid code, Jordan Grid Code				

**Notes:** <sup>(1)</sup> Depending on the type of installation and geographical location. Data for STC conditions. <sup>(2)</sup> V<sub>mp</sub>.min is for rated conditions (V<sub>ac</sub>=1 p.u. and Power Factor=1). <sup>(3)</sup> Consider the voltage increase of the 'V<sub>oc</sub>' at low temperatures. <sup>(4)</sup> With the sand trap kit. <sup>(5)</sup> Other AC voltages and powers available upon request. <sup>(6)</sup> For P<sub>ac</sub>>25% of the rated power. <sup>(7)</sup> For P<sub>ac</sub>>25% of the rated power and voltage in accordance with IEC 61000-3-4. <sup>(8)</sup> Consumption from PV field when there is PV power available.

# Anexo 3

Solicitud de datos a la empresa pública estratégica CNEL EP – Unidad de Negocios Santa Elena



Memorando Nro. CNEL-STE-AP-2022-0138-M

Playas, 29 de agosto de 2022

**PARA:** Sr. Ing. Gabriel Alfonso Quimis Castro  
Especialista de Planificación Técnica-Económica, Subrogante - STE

**ASUNTO:** Uso de datos de carga del Sistema Playas

De mi consideración:

La presente es para solicitar el uso de los datos obtenidos de las posiciones Playas, Posorja, San Lorenzo del Mate y Cerecita como lo es el pico de carga (KW, KVAR, FP) de las subestaciones antes mencionadas del sistema Playas, para fines análisis de estabilidad y confiabilidad de inclusión de una granja de generación fotovoltaica dentro del sistema de concesión Playas por motivos de temas de tesis de grado de la Escuela Superior Politécnica del Litoral previo obtención del título de Ingeniero en Electricidad.

En espera de una favorable respuesta me despido.

Con sentimientos de distinguida consideración.

Atentamente,

*Documento firmado electrónicamente*

Sr. Gary Zacarias Yagual Yopez  
TABLERISTA - STE

CNEL EP - Unidad de Negocio Santa Elena  
Dirección: Barrio General Enríquez Gallo, Av. 12 S/N Intersección 33 y 35  
La Libertad - Ecuador. Teléfono: (04) 371 2828  
www.cnelép.gob.ec



1/1

Documento firmado electrónicamente por Quijux

Autorización de recolección de datos de las subestaciones que componen el Sistema Playas.



**Memorando Nro. CNEL-STE-PLA-2022-0157-M**

**La Libertad, 31 de agosto de 2022**

**PARA:** Sr. Gary Zacarias Yagual Yepez  
**Tablerista - STE**

**ASUNTO:** Uso de datos de carga del Sistema Playas

De mi consideración:

En respuesta al memorando Nro. CNEL-STE-AP-2022-0138-M, donde se solicita datos técnica de las subestaciones Playas, San Lorenzo del Mate, Cerecita y Posorja al respecto, el Área de Planificación de CNEL EP Unidad de Negocio Santa Elena, dispone a usted la información solicitada para fines académicos reposada en la base de datos.

Con sentimientos de distinguida consideración.

Atentamente,

*Documento firmado electrónicamente*

Ing. Gabriel Alfonso Quimis Castro  
**ESPECIALISTA DE PLANIFICACIÓN TÉCNICA-ECONÓMICA,  
SUBROGANTE - STE**

Referencias:  
- CNEL-STE-AP-2022-0138-M



Firmado electrónicamente por:  
**GABRIEL  
ALFONSO QUIMIS  
CASTRO**

**CNEL EP - Unidad de Negocio Santa Elena**  
Dirección: Barrio General Enriquez Gallo, Av. 12 S/N Intersección 33 y 35  
La Libertad - Ecuador. Teléfono: (04) 371 2828  
www.cnel.ep.gob.ec

\* Documento firmado electrónicamente por Quijux



1/1