

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS

FACULTAD DE INGENIERÍA

CARRERA INGENIERÍA ELÉCTRICA



PROYECTO DE GRADO

TÍTULO DEL PROYECTO

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACION DE UNA PLANTA
SOLAR FOTOVOLTAICA DE 20 MW EN EL INTERIOR DEL SALAR DE UYUNI**

PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

INGENIERO ELÉCTRICO

PRESENTADO POR:

JUAN CLEMENTE MAMANI ROBLES

ASESOR: ING. VÍCTOR HUGO CHOQUE CRUZ

LA PAZ, SEPTIEMBRE 2020



**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERIA**



LA FACULTAD DE INGENIERIA DE LA UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS AUTORIZA EL USO DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTE DOCUMENTO SI LOS PROPÓSITOS SON ESTRICTAMENTE ACADÉMICOS.

LICENCIA DE USO

El usuario está autorizado a:

- a) Visualizar el documento mediante el uso de un ordenador o dispositivo móvil.
- b) Copiar, almacenar o imprimir si ha de ser de uso exclusivamente personal y privado.
- c) Copiar textualmente parte(s) de su contenido mencionando la fuente y/o haciendo la cita o referencia correspondiente en apego a las normas de redacción e investigación.

El usuario no puede publicar, distribuir o realizar emisión o exhibición alguna de este material, sin la autorización correspondiente.

TODOS LOS DERECHOS RESERVADOS. EL USO NO AUTORIZADO DE LOS CONTENIDOS PUBLICADOS EN ESTE SITIO DERIVARA EN EL INICIO DE ACCIONES LEGALES CONTEMPLADAS EN LA LEY DE DERECHOS DE AUTOR.

DEDICATORIA

En primer lugar agradecer a “Dios” por guiarme en esta travesía y mantenerme siempre firme en los tiempos buenos y malos. A mi “Sra. Madre ” que con todas sus enseñanzas y dedicación siempre recibí un apoyo incondicional de su parte. A una persona muy especial en mi vida la Srta. Yhazmine Arancibia que gracias a su desprendida colaboración pude terminar mi proyecto. Agradecer también a mi tutor Víctor Hugo Choque que me facilito gran información y apoyo en el desarrollo de mi proyecto.

Para concluir terminar agradeciendo a los docentes de la carrera de INGENIERIA ELECTRICA de la Universidad Mayor de San Andrés (UMSA) que gracias a sus enseñanzas y guía en todo el tiempo de estudio puedo dar los primeros pasos para desenvolverme en mi campo laboral.

RESUMEN

En Bolivia, la utilización de energía solar se ha convertido en una fuente alternativa de generación útil para nuestro entorno ya que la demanda interna es de 1.472 Megavatios. Considerando el marco del plan de Desarrollo Económico y Social PDES 2016-2020 referido al “Fortalecimiento de los procesos de industrialización y transformación en armonía y equilibrio en la madre tierra” viene encarando el proceso de industrialización de recursos Evaporíticos en el salar de Uyuni. Para este cometido a través de la empresa Y.L.B. (Yacimientos de Litio de Bolivia), ha puesto en marcha varios proyectos que merecerán demandas considerables de energía eléctrica, suponiendo así la intervención de energías alternativas y/o renovables para la optimización de la cadena de producción. En este entendido cuenta con una planta de litio ubicado en el salar de Uyuni del Departamento de Potosí, que demanda una potencia de 6060 KW/mes de energía eléctrica siendo esta un servicio que le brinda ENDE (Empresa Nacional de Electricidad) facturando un aproximado de 1.489.109,55 Bs/mes (Dato del mes de marzo de 2019 facilitado por la empresa YLB- Yacimientos de Litio Bolivianos). La empresa YLB ha propuesto el presente proyecto denominado **ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 20MW EN EL SALAR DE UYUNI**, que pretende reducir dichos costos erogados mensualmente.

Se realizó un diseño experimental realizando pruebas de simulación en el programa PV syst para una planta solar fotovoltaica con una capacidad de 20 MW, considerando una superficie de 105 Ha y un total de paneles solares de 79200 y la radiación solar en Uyuni que oscila entre 9.35 KW/m²día - 9.40KW/m²día, considerando que un sistema abierto, es decir que depende de la línea que pasa por el sector para su funcionamiento

Se proyectaron los datos obtenidos y se realizó un estudio económico obteniendo un Valor Actual Neto (VAN) de \$US 59.812.460,97 y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 18,11%, ambos positivos, esto quiere decir que el proyecto es viable y también rentable, con un periodo de recuperación de la inversión de 6 años, después de la cual a partir del séptimo año se pueden ver los primeros ingresos para los inversionistas y la empresa YLB.

ÍNDICE

CAPITULO I	1
GENERALIDADES	1
1.1. INTRODUCCION	1
1.2. IDENTIFICACIÓN Y PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	4
1.3. DATOS INICIALES Y REQUISITOS PLANTEADOS POR LA EMPRESA YACIMIENTOS DE LITIO BOLIVIANOS (YLB)	7
1.4. OBJETIVOS	7
1.5. JUSTIFICACIÓN	8
1.6. ALCANCE DEL PROYECTO	8
CAPITULO II	9
MARCO TEORICO	9
-¿QUE ES UNA ENERGIA ALTERNATIVA?	9
2.1. TIPOS DE ENERGÍA	9
2.1.2. DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA	12
2.1.3. INSTALACIONES EÓLICAS	13
2.2. INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	15
2.2.1. Elementos y componentes	16
2.3. DESCRIPCIÓN DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA INTERNAMENTE	18
2.3.1. Descripción de los elementos de la instalación con conexión a la red	19
2.3.2. Puesta a tierra	22
2.3.3. Inversor	22
CAPITULO III	24
3.1. LA RADIACIÓN SOLAR	24
3.1.1. La constante solar	24
3.1.2. Distancia sol-tierra	24
3.2. LA PRODUCCIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	25
3.2.1. Pérdidas en un sistema fotovoltaico (performance ratio PR)-(Rendimiento proporcional)	25
3.3. HORAS EQUIVALENTE DE SOL (HES) Y PERFORMANCE RATIO (PR)-(RENDIMIENTO PROPORCIONAL)	27
3.4. CÁLCULOS ELÉCTRICOS	28
3.4.1. Orientación e inclinación de los módulos.	28
3.4.2. Producción anual en función del ángulo de inclinación de los paneles	30
3.5. CÁLCULO DE LAS SOMBRAS ENTRE PANELES	30
3.6. DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN	33
3.6.1. Módulos	33
3.6.2. Inversores	33
3.7. DIMENSIONAMIENTO FINAL	39
3.7.1. Dimensionamiento de transformadores	39

3.8 PRIMERA CONCLUSIÓN	48
3.9. CÁLCULO DE LOS DIFERENTES CABLEADOS PARA LOS PANELES FOTVOLTAICOS	49
3.10 CÁLCULO CABLEADO PANELES–“COMBINER BOX”(CAJA DE CONEXIONES)	50
3.10.1 Criterio térmico.	50
3.10.2 Criterio de la caída de tensión.	51
3.11 CÁLCULO CABLEADO “COMBINER-BOX”/ INVERSOR	52
3.11.1 Criterio térmico.	52
3.11.2 Criterio de la caída de tensión.	53
3.11.3 Criterio de agrupamiento	54
3.11.4 Secciones y tipo de cable seleccionados para línea de CC.	55
3.12 CÁLCULO DE PÉRDIDAS EN EL CABLEADO DC	56
3.13 CÁLCULO DEL CABLEADO ELÉCTRICO DE AC.	56
3.13.1. Inversores-Transformador	56
3.13.2 Caída de tensión	56
3.13.3 Por intensidad	57
3.13.4 Criterio de cortocircuito	58
3.13.5 Selección del cable de conexión inversor-transformador.	58
3.14 LÍNEA DE M.T. (MEDIA TENSIÓN).INTERIOR	59
3.14.1 Criterio de calentamiento	61
3.14.2 Criterio de cortocircuito	61
3.14.3 Criterio de la caída de tensión (c.d.t.)	62
3.14.4 Criterio de calentamiento	63
3.14.5 Criterio de Cortocircuito	64
3.14.6 Criterio de caída de tensión (c.d.t.)	65
3.15 SECCIONES Y TIPO DE CABLE SELECCIONADOS PARA LA LÍNEA DE M.T. INTERIOR	65
3.15.1 Cálculos de pérdidas en corriente alterna	67
3.16. LÍNEA DE EVACUACIÓN. CENTRO DE SECCIONAMIENTO-SUBESTACIÓN	68
3.16.1Opción 1: conductores de cobre	68
3.17 OPCIÓN 2: CONDUCTORES DE ALUMINIO	70
3.17.1 Criterio de caída de tensión	70
3.18. SECCIONES Y TIPO DE CABLES SELECCIONADOS PARA LA LÍNEA DE AC DEL CENTRO DE SECCIONAMIENTO HASTA LA SUBESTACIÓN DE ENDE	71
3.19 CALCULO DE PÉRDIDAS EN CORRIENTE ALTERNA	72
3.20 SELECCIÓN DE LA APARAMENTA ELÉCTRICA	73
3.20.1 Aparamenta de corriente continúa	73
3.21 APARENTA DE CORRIENTE ALTERNA	74
3.21.1 Protección del transformador	74

3.22 PROTECCIÓN CELDAS	75
3.22.1 Celdas de línea	75
3.23 RED Y PUESTAS A TIERRA	75
3.24 TENSIONES DE PASO Y DE CONTACTO MÁXIMAS ADMISIBLES	76
3.25 RED DE TIERRAS	77
3.26 CONFIGURACIÓN DEL ELECTRODO	77
3.27 PUESTA A TIERRA DEL NEUTRO DE LOS TRANSFORMADORES	80
3.28 SERVICIOS AUXILIARES (SSAA)	81
CAPITULO IV	85
ESTUDIO FINANCIERO	85
4.1 INTRODUCCIÓN	85
4.5. RENTABILIDAD FINANCIERA	85
4.5.1. VALOR ACTUAL NETO (VAN)	86
4.5.2. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	86
4.5.3. PERIODO DE RECUPERACIÓN (PRD)	87
4.6. ESCENARIOS DEL PROYECTO Y ANÁLISIS DE FLUJOS DE CAJA	87
4.6.1. ENERGÍA TÉRMICA	87
4.6.2. ENERGÍA FOTOVOLTAICA	89
4.6.3. ENERGIA EÓLICA	91
4.6.4. Flujo de Caja de la Línea de 115 KV	92
4.7. CONCLUSIÓN DEL ANÁLISIS	94
4.1.1 Obra civil	94
4.1.2 Lindes de parcela	94
4.1.3. Adecuación del terreno	94
4.1.4. Canalizaciones	94
4.1.5. Edificaciones	95
4.1.6. Estructura	95
4.1.7 Cimentación	96
4.2. INGRESOS POR VENTA DE PRODUCCIÓN ELÉCTRICA	96
4.3. PRESUPUESTO	97
4.3.1. CAPACITACIÓN DEL PERSONAL QUE SE ENCARGARA DEL FUNCIONAMIENTO DE LA INSTALACION	100
4.4. FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO	101
4.8. ESCENARIOS TÉCNICOS	101
4.8.1. ESCENARIO 1. Sistema fotovoltaico con baterías, aislado y por unidad de bloque	101
4.8.2. ESCENARIO 2. Sistema fotovoltaico con baterías, conectado a la red de distribución y por unidad de bloque	101
4.8.3. ESCENARIO 3. Sistema fotovoltaico con baterías, conectados a la red de distribución por nodo.	102

4.9. IMPACTO AMBIENTAL	103
CAPITULO V	104
PLIEGO DE CONDICIONES	104
5.1. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS Y PARTICULARES	104
5.1.1. Objeto	104
5.1.2. Interconexión de la planta a red	106
CAPITULO VI	107
MARCO LEGAL Y POLÍTICAS PÚBLICAS PARA ENERGÍAS RENOVABLES	107
CAPITULO VII	109
CONCLUSIONES y recomendaciones	109
CONCLUSIONES	109
RECOMENDACIONES	110
BIBLIOGRAFÍA	112
ANEXOS	115
ANEXOS I: SIMULACIÓN PVSYST	116
ANEXO I-C	118
ANEXO II: DATOS METEOROLÓGICOS DE LA ZONA	119
A-II.1 Parámetros para el dimensionamiento de paneles solares	119
A-II.2 Geometría Solar	120
A-II. 3 Parámetros para paneles solares inclinados	122
A-II. 5 Meteorología (Temperatura)	123
A-II.6 Meteorología (Viento)	124
A-II.7 Meteorología Otros	126
A-II.8 Información Adicional	127
ANEXO III. CATÁLOGOS	128
A-III.1 Módulos Solares	128
A-III.2 Inversores	130
ANEXO IV: LISTA DE SERVICIOS AUXILIARES	131
ANEXO V. ESTIMACIÓN DE INGRESOS POR VENTA DE ELECTRICIDAD.	132
ANEXO VI: FLUJO DE CAJA ESCENARIO 1	133
ANEXO VII: VENTA EXCEDENTE DE ENERGÍA MENSUAL EN EL HORARIO DE SOL CON EL SISTEMA FOTOVOLTAICO	134
ANEXO VIII. FACTURAS DE YLB POR CONSUMO DE ENERGÍA	135
ANEXO IX. PLANOS	137

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla I. Recopilación de datos energéticos capacidad instalada	3
Tabla III. Pagos facturados de YLB a ENDE por consumo de electricidad	5
Tabla II. Recopilación de datos energéticos de la demanda (YLB)	6
Tabla IV. Datos de radiación solar promedio mensual en el Salar de Uyuni	7
Tabla V. Cantidad de agua requerida por módulo	12
Tabla VI. Alternativas para la compra de termas. Costo de los proveedores	12
Tabla VII. Aerogenerador clase III	13
Tabla VIII. Temperatura y pérdidas mensuales para el cálculo del rendimiento	28
Tabla IX. Producción anual en función del ángulo de inclinación	29
Tabla IX. Porcentaje de diferencias para sombras entre paneles	32
Tabla X. Identificación del número de paneles en serie	35
Tabla XI. Datos de temperatura del lugar donde se localizara planta	41
Tabla XII. Datos de simulación con PVSyst	41
Tabla XIII. Curva de funcionamiento del transformador	42
Tabla XIV. Datos de Carga (y) vs. Tiempo(x)	44
Tabla XV. Valores horarios de carga del transformador	45
Tabla XVI. Datos de Carga pico para el funcionamiento de 2 horas	45
Tabla XVII. Datos para Curva equivalente para un pico de 2 horas en el día más desfavorable	46
Tabla XVIII. Comparación Transformadores 750 KVA y 1000 KVA	48
Tabla XIX. Características del transformador	48
Tabla XX. Pérdidas y caídas de tensión de los módulos combiner box	52
Tabla XXI. Criterio de caída de tensión en los combiner box	53
Tabla XXII. Características del cable utilizado	58
Tabla XXIII. Reparto de corriente en 5 anillos de 4MW	60
Tabla XXIV. Reparto de corrientes en 4 anillos de 5 MW (MT)	63
Tabla XXV. Comparación de datos obtenido en los anillos opción 1 y 2	66
Tabla XXVI. Pérdidas de potencia en los anillos	66
Tabla XXVII. Comparación económica entre anillos 1	67
Tabla XXVIII. Comparación económica entre anillos 2	67
Tabla XXIX. Comparativa opciones anillos en MT	72
Tabla XXX. Comparativa opciones anillos MT	72
Tabla XXXI. Datos obtenidos de los equipos utilizados	83
Tabla XXXIV. Análisis Financiero Energía Térmica.	88
Tabla XXXV. Análisis Financiero Energía Solar Fotovoltaica.	90
Tabla XXXVI. Análisis Financiero Energía Eólica.	91
Tabla XXXVII. Análisis Financiero Transporte de la energía de la Línea de 115KV.	92

Tabla XXXVIII. Resumen del Flujo de Caja para Energía Térmica, Energía Fotovoltaica Energía Eólica y la Línea de 115 KV	93
Tabla XXXII. Presupuesto Costos por Unidad	97
Tabla XXXIII. Presupuesto de sueldos del personal	100
Tabla XXXI. Datos obtenidos de los equipos utilizados	109
Tabla XXXVII. Análisis Financiero VAN y TIR de energía fotovoltaica.	109
TablasXXXIX. Utilizadas para cálculos del proyecto	119
Tabla XL Datos generales del tiempo solar	120
Tablas XLI. Indicadores para paneles solares inclinados	122
Tabla XLII. Superficie mínima y máxima en el salar de Uyuni	122
Tabla XLIII. Datos de nubosidad en Uyuni	122
Tabla XLIV. Temperaturas en Uyuni	123
Tabla XLV. Vientos producidos en Uyuni	124
Tabla XLVI. Meteorología de Uyuni	126
Tabla XLVII. Insolación promedio en Uyuni	127

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Diagrama Unifilar de Uyuni, con la planta piloto de litio.....	4
Figura 2. Radiación de energía solar en Uyuni. Año 2016.....	6
Figura 3. Curva de potencia V100-2MW	14
Figura 4. Tablas de temperatura en el Salar de Uyuni.....	15
Figura 5. Esquemático de una planta Fotovoltaica ideal	16
Figura 6. Estructura atómica células solares	19
Figura 7. Tipos de células de silicio monocristalinos, fotos proveídos por el fabricante.....	20
Figura 8. Estructura de los módulos fotovoltaicos	21
Figura 9. Localización del Sur Geográfico.....	29
Figura 10. Producción anual en función del ángulo de inclinación.....	30
Figura 11. Inclinación de Paneles.....	30
Figura 12. Distancia entre paneles.....	31
Figura 2. Carta Solar de Potosí. Año 2016.....	31
Figura 2. Ubicación de las sombras entre paneles.....	32
Figura 13. Efecto de la temperatura en la tensión y la corriente de los paneles proporcionada por el fabricante de los paneles solares	33
Figura 14. Corriente fotogenerada y corriente de diodo en una célula solar	34
Figura 15. Disposición de los paneles sobre la estructura de soporte	37
Figura 16. Estructura soporte de los paneles	37
Figura 17. Diseño del bloque modular 1MW	38
Figura 18. Curva de funcionamiento del transformador día más desfavorable.....	43
Figura 19. Ejemplo de una curva característica de un transformador	44

Figura 20. Carga vs. Tiempo	44
Figura 21. Valores horarios de carga del transformador para un pico de 8 horas	45
Figura 22. Curva equivalente para un pico de 2 horas en el día más desfavorable	46
Figura 23. Diagrama de conexionado de los paneles solares	50
Figura 24. Terna de cables unipolares enterrados bajo tubo	57
Figura 25. Configuración de canalización para 6 conductores por fase enterrados bajo tubo (RS-T en cada tubo).....	57
Figura 26. Configuración de canalización para 3 conductores monopolares enterrados bajo tubo	61
Figura 27. Configuración para dos circuitos de cables monopolares directamente enterrados	69
Figura 28. Intensidad de corriente transportada	69
Figura 29. Puesta a tierra del neutro de los transformadores.	80
Figura 30. Diagrama vectorial de potencias.	82
Figura 1. Diagrama Unifilar de Uyuni, con implementación de 3 plantas piloto.....	84
Figura 31. Suministro de precios de disposición y emisiones (Crecimiento Anual).....	97
Figura 32. Sistema fotovoltaico aislado	101
Figura 33. Sistema fotovoltaico conectado a la red.....	102
Figura 34. Sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución por nodo.....	102

ABREVIATURAS

AM	Amplitud de la onda reflejada en un metal
ANSi	abrev. inglés American National Standards Institute
BT	Baja Tensión
CEC	abrev. inglés California Energy Emmission Efficiency
ENDE	Empresa Nacional de Electricidad
Fac	(abrev. inglés Alternating current) Factor de Corriente Alterna
Fang	Factor de Ángulo
F. Con	Factor de Conexionado
Fdc	(abrev. inglés Direct current) Factor de Corriente Continua
Finv	Factor de Inversor
FS	Factor de Suciedad
FT	Factor de Temperatura
Ftrf	Factor de Transformador
Ha	Hectárea
HES	Horas equivalentes de sol
IEEE	Instituto de Energía Eléctrica y Electrónica
ISC	Corriente de corto circuito
MT	Media Tensión
NASA	abrev. inglés National Aeronautics and Space Administration. Administración Nacional de la Aeronáutica y del Espacio
NEC	abrev. inglés National Electrical Code
Np	Número de paneles en paralelo
Ns	Número de paneles en serie
ONAN	abrev. inglés Oil Natural Air Natural. Aceite de refrigeración natural
P-n	Unión de materiales semiconductores con distintas cargas
PR	Abrev. inglés Performance Ratio. Magnitud de Rendimiento
PRD	Periodo de retorno
PV Syst	Programa de ordenador para diseño de instalaciones fotovoltaicas
SENAMHI	Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología
SD	Sobre dimensionamiento
SSAA	Servicios Auxiliares
STC	Condiciones estándar
VMpp	Tensión de máxima potencia
YLB	Yacimientos de Litio Bolivianos
YR	Productividad de referencia en horas

CAPITULO I

GENERALIDADES

1.1. INTRODUCCION

La energía eléctrica es la capacidad que tiene la materia de producir trabajo en forma de movimiento, luz y calor. Esta es considerada una herramienta fundamental en el desarrollo de la humanidad, para el mejoramiento de la calidad de vida de la sociedad. Ya que es impulsadora en el funcionamiento de electrodomésticos, equipos de música y en las grandes industrias de producción masiva para dar movimiento a las diferentes entornos de producción.

“En Bolivia, la utilización de energía solar se ha convertido en una necesidad para modificar la matriz energética y hacerla sostenible”(BIRHUETT, 2016, p15).

Como se sabe la energía solar es una fuente renovable obtenida a partir del aprovechamiento de la radiación electromagnética procedente del sol. La radiación solar que alcanza la tierra ha sido aprovechada por el ser humano desde la antigüedad mediante diferentes tecnologías que han evolucionado. Hoy en día los rayos de luz del sol pueden aprovecharse por medio de diversos captadores como células fotoeléctricas, heliostatos o colectores solares pudiendo transformarse en energía eléctrica o térmica.

Por otro lado, las energías renovables presentan limitaciones tanto como fuentes primarias de energías como en su transformación a electricidad muchas de ellas son intermitentes y dependen de las condiciones meteorológicas y estacionales; por lo tanto están determinadas por los regímenes de lluvia, viento y sol.

A continuación podemos ver los tipos de energías más usadas en Bolivia, que serán factor de estudio de este proyecto.

-¿Qué es una Central Hidroeléctrica y para qué sirve?

“Una central hidroeléctrica es aquel lugar o estructura donde se produce energía eléctrica. Esta instalación que aprovecha fuentes de energía que se genera por movimiento del agua y la transforma en energía eléctrica. Esto se logra construyendo represas o diques con un salto de agua por lo general modificando algún curso de agua”(Energética.Org.Bo 2016 p300).

Es importante señalar que las centrales hidroeléctricas son una fuente renovable, de energía independientemente de su tamaño y tienen la gran ventaja de poder asegurar la potencia firme que requiere cualquier sistema eléctrico, inclusive cuando el recurso hídrico es escaso en las épocas secas. Sin embargo, estas centrales no poseen la suficiente flexibilidad para poder funcionar sin carecer de algunas dificultades, por ello, estas fuentes requieren complementarse con centrales de generación flexibles, las que utilizan por lo general gas natural o diesel.

Entre las ventajas de una central hidroeléctrica tenemos que no requieren combustible, no es contaminante, los costos de mantenimiento son bajos, la turbina hidráulica es sencilla de manejar.

Las desventajas los costos por kilovatio son altos su emplazamiento puede estar alejado lo que genera mayor inversión, su construcción lleva un largo tiempo, la energía depende de las estaciones del año, algunas veces puede ocasionar cambios naturales porque provoca inundaciones.

-¿Qué es una Central Termoeléctrica y para qué sirve?

Una central termoeléctrica es una instalación donde la energía mecánica necesita mover el rotor del generador, y por tanto obtener la energía eléctrica, que se obtiene a partir del vapor formado al hervir el agua en una caldera. El vapor generado tiene una gran presión, y se hace llegar a las turbinas para que en su expansión sea capaz de mover los alabes de las mismas.

Las centrales termoeléctricas consumen carbón, gas natural. En dichas centrales la energía de la combustión del carbón, gas natural se emplea para hacer la transformación de agua a vapor.

Una central termoeléctrica se compone de una caldera y de una turbina que mueve el generador eléctrico. La caldera es el elemento fundamental, y en ella se produce la combustión del carbón o gas natural.

-¿Qué es una Central Eólica y para qué sirve?

Una central eólica es una instalación donde la energía cinética del aire al moverse se puede transformar en energía mecánica de rotación. Para ello se instala una torre en cuya parte superior existe un rotor con múltiples palas, orientadas en la dirección del viento. Las palas o hélices giran alrededor de un eje horizontal que actúa sobre un generador de

electricidad. A pesar de que un 1% de la energía solar que recibe la tierra se transforma en movimiento atmosférico, esta energía no se distribuye uniformemente, lo que limita su aprovechamiento.

-¿Qué es una Central Solar y para qué sirve?

Una central solar es aquella instalación en la que se aprovecha la radiación solar para producir energía eléctrica. Este proceso puede realizarse mediante la utilización de un proceso fototérmico o de un proceso fotovoltaico. En las centrales solares que emplean el proceso fototérmico, el calor de la radiación solar calienta un fluido y produce vapor que se dirige hacia la turbina produciendo luego Energía Eléctrica. El proceso de captación y concentración de la radiación solar se efectúa en unos dispositivos llamados heliostatos, que actúan automáticamente para seguir la variación de la orientación del sol respecto a la tierra. Existen diversos tipos de centrales solares de tipo térmico, pero las más comunes son las de tipo torre. De forma general se ha demostrado que aquellas matrices energéticas que contienen un alto grado de participación de las energías renovables pueden resistir de mejor manera los impactos externos debido a la variación de los precios del petróleo, del carbón o del gas natural. En este tipo de matrices energéticas es posible estabilizar de una manera sencilla los precios de la electricidad, sobre todo en el largo plazo. [1]

En la Tabla I se muestra la participación de las diferentes energías utilizadas en Bolivia en estos 4 años.

Tabla I. Recopilación de datos energéticos capacidad instalada

Año	Cogeneración (MW)	Eólica (%)	Hidráulica (%)	Solar (%)	Termoeléctrica (%)
2014	54,9	18,4	51,9	63,4	80,5
2015	55	18,4	53,3	63,4	80,6
2016	57	18,5	59,1	73,5	85,4
2017	66	18,7	56,0	83,6	88,6

Fuente: www.Autoridaddefiscalizaciónycontrolsocialdeelectricidad.A.E.com

Como se puede apreciar en la tabla mostrada, se observa un incremento en el uso de energía fotovoltaica como una fuente alternativa de generación.

Es en este aspecto que la empresa YLB (Yacimientos de Litio Bolivianos) propone como proyecto la generación de energía con paneles fotovoltaicos, para poder aminorar gastos de producción en la empresa. Tomando en cuenta preservar siempre el medio ambiente ya que es una energía no contaminante.

1.2 IDENTIFICACIÓN Y PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

-SITUACIÓN ACTUAL

Actualmente la planta Piloto YLB Uyuni, funciona gracias al suministro de energía de Grupos Electrónicos a diesel, y otra parte es cubierta mediante la extensión de la “Línea de Alta Tensión Litio – Salar en 115 kV” construida por la Empresa Ende Corporación. Que consta de dos etapas 40 Km aéreo y 22 Km subterráneo dando un total de 62 Km con una inversión de 35 millones de dólares, como se puede apreciar en el diagrama unifilar de la figura 1.

El transformador de Media Tensión es de 3F 100KVA 24,9/038 KV.

La demanda de punta de la planta es de 6.070,00(KW), que va en aumento considerando la producción interna.

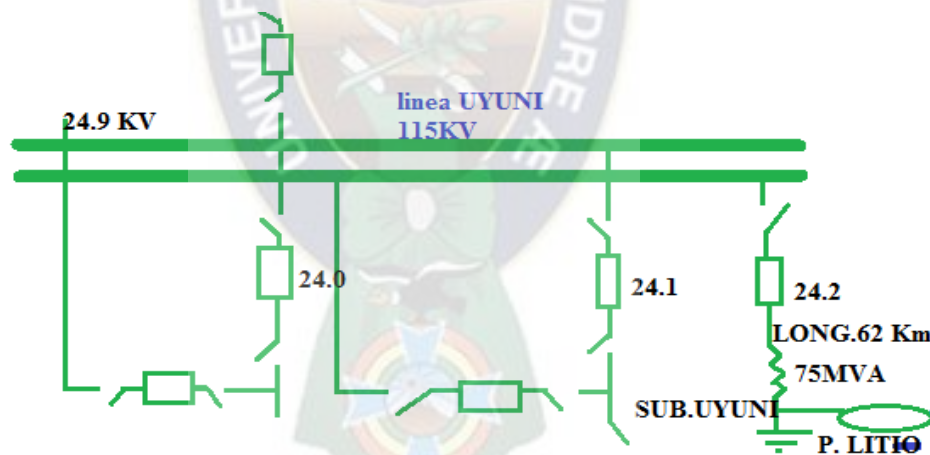


Figura 1. Diagrama Unifilar de Uyuni, con la planta piloto de litio.

Elaboración propia

Los montos de erogación por concepto del uso de fuentes convencionales como los grupos electrónicos a diesel que consumen cerca de 10 millones de litros al mes que significan entre 1 millón a 1.6 millones Bs/mes, además del costo que implica responder a una demanda de energía de 6 MVA que se suministra mediante una línea de alta tensión de 115KV, procedente de la localidad de Uyuni, que a partir de la subestación

UYUNI se distribuye a toda la planta representando un valor aproximado de 1millon Bs/KVA, Que significan costos de consideración tomando en cuenta que la planta piloto de Litio esta en un proceso de crecimiento.

El costo facturado por mes puede apreciarse en la Tabla II donde se estiman los pagos por consumo de energía eléctrica de los últimos meses (Energía por Potencia), cuyos montos por mes son excesivos y están sujetos a la fluctuación del dólar que por lo general tiene una tendencia de incremento.

Tabla II. Pagos facturados de YLB a ENDE por consumo de electricidad

Mes	Importe Facturado (Bs) E(KWh)-P(KW).
ago-18	1.032.805,96
sep-18	1.082.104,46
oct-18	1.271.582,37
nov-18	1.389.333,01
dic-18	1.518.722,61
ene-19	1.387.018,42
feb-19	1.357.275,29
mar-19	1.489.109,55
Total	10.527.951,67

Fuente: Yacimientos de Litio Bolivianos. 2019

Son estas las razones por las cuales el presente proyecto pretende hacer un aporte mediante el estudio de prefactibilidad técnica y económica. Para este estudio se realizará un estudio de las diferentes energías alternativas que puedan ser aprovechadas en la localidad de Uyuni. Además que satisfaga la demanda de 20MW

1.2.1. DEMANDAS ESTABLECIDAS

La empresa YLB, recientemente constituida, viene ejecutando importantes proyectos de carácter productivo cuyo emplazamiento, es precisamente el interior del Salar de Uyuni, ya que en este se ubicaran tres futuras plantas industriales de carácter productivo, no obstante, es importante resaltar que los proyectos ejecutados y por ejecutar de esta empresa comprenden la cadena productiva del litio, hasta la obtención de las Baterías de Litio, en este contexto podemos citar los siguientes proyectos:

1. Planta de Sales de Potasio (Ubicación interior del Salar de Uyuni).
2. Planta de Carbonato de Litio (Ubicación interior del Salar de Uyuni).
3. Planta de Hidróxido de Litio (Ubicación en el interior del Salar de Uyuni)

4. Plantas Piloto de Sales de Potasio y Carbonato de Litio (Ubicación en el interior del Salar de Uyuni).
5. Instalaciones de campamentos.

Las demandas establecidas están en función a la producción y funcionamiento de las plantas y son:

Tabla III. Recopilación de datos energéticos de la demanda (YLB)

DEMANDAS ESTABLECIDAS		
1	Planta Industrial de Cloruro de Potasio	6 MVA
2	Planta Industrial de Carbonato de Litio	7 MVA
3	Planta Industrial de Hidróxido de Litio	5 MVA
4	Demanda de Pozos y Piscinas	2 MVA
Total		20 MVA

Fuente: Empresa Y.L.B.

Uyuni es una zona especialmente atractiva para el emplazamiento de instalaciones que tienen como fuente las energías alternativas. Entre las cuales podemos citar la energía eólica, la energía hídrica, energía térmica y la energía solar.

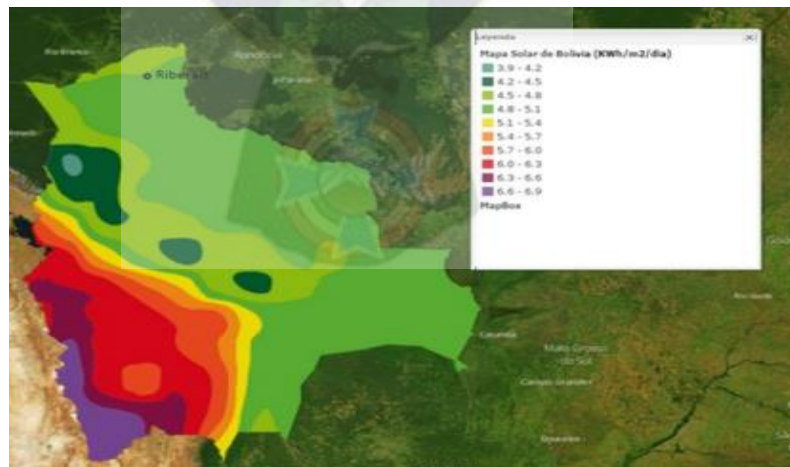


Figura 2. Radiación de energía solar en Uyuni. Año 2016

Fuente: www.power.larc.nasa.gov

En esta zona la energía solar y eólica tienen las características de ser más intensas así lo demuestran los datos climáticos obtenidos (véase Tabla III).

Tabla IV. Datos de radiación solar promedio mensual en el Salar de Uyuni

Mes	En	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ag	Sep	Oct	Nov	Dic
T (°C)	13.1	13.4	13.2	10.0	5.3	-1.9	-2.0	5.3	7.3	10.2	12.1	13.7
P min/máx.	66.9	45.7	39.2	20.0	18.9	10.9	15.8	18.9	37.5	22.2	36.2	70.2
Día c/lluvia	11.0	9.0	6.0	1.0	0.4	0.4	0.1	1.0	1.0	0.2	1.0	7.0
KW/m ² día	11.5	11.0	10.0	8.5	7.7	6.7	6.8	7.9	9.3	10.0	11.3	11.6
P _v (mmhg)	11.3	11.5	11.4	9.2	6.7	5.3	5.3	6.7	7.7	9.3	10.6	11.7
E _{vap} (mm/día)	1.0	1.0	1.0	0.8	0.6	0.5	0.4	0.6	0.7	0.9	1.0	1.1

Fuente: <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse>

El tamaño del terreno disponible para la implementación del proyecto es de 105 Ha, área que no pertenece a los municipios colindantes, sino más bien, es una propiedad del estado Boliviano.

1.3 DATOS INICIALES Y REQUISITOS PLANTEADOS POR LA EMPRESA YACIMIENTOS DE LITIO BOLIVIANOS (YLB)

Entre los requisitos técnicos, económicos y comerciales se tienen:

- La potencia generada debe ser de 20MW
- La instalación debe ser en el entorno municipal del Salar de Uyuni (Bolivia)
- Se pretende que la instalación se la realice buscando la reducción de costos y una alta rentabilidad de la instalación.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1. Objetivo general

Estudio de Pre factibilidad Técnica y Económica para la implementación de una planta Solar de 20MW en el interior del Salar de Uyuni, para consumo local de las plantas industriales de YLB.

1.4.2. Objetivos específicos

- Esquematizar una planta de energía eléctrica mediante paneles solares.
- Realizar un análisis económico para establecer pre-factibilidad del proyecto.

- Hacer una proyección futura de la energía producida.
- Mostrar ventajas de implementar la planta solar.
- Analizar la viabilidad del uso de energías alternativas en el sector de emplazamiento del proyecto.

1.5 JUSTIFICACIÓN

-Justificación Académica.

Realizar un aporte de investigación a los alumnos de la universidad, con todo lo aprendido en clases y llevarlo a la práctica tomando en cuenta siempre que todos los datos recolectados y obtenidos pueden ser mejorados.

-Justificación Gubernamental

Realizar un aporte de la Universidad al Estado ya que empresa YLB pertenece al gobierno por tanto se considera de razón social.

-Justificación Ambiental

El proyecto se llevará a cabo con energías alternativas los cuales no son agresivos con el medio ambiente.

1.6 ALCANCE DEL PROYECTO

El alcance del proyecto consiste:

- Dimensionar una planta fotovoltaica.
- Realizar el estudio de Prefactibilidad
- Análisis costo/beneficio en la implementación del sistema
- Realizar una comparación con otras energías.

CAPITULO II

MARCO TEORICO

-¿QUE ES UNA ENERGIA ALTERNATIVA?

Son todas las fuentes de energía que no implican la quema de combustibles fósiles(carbón, gas y petróleo). Estas están ampliamente disponibles y se desarrollan con el fin de poder cuidar el medio ambiente.

2.1. TIPOS DE ENERGÍA

A continuación se muestra algunas de las energías más utilizadas en Bolivia pudiendo apreciar sus ventajas y desventajas.

Energía Solar

BOLIVIA es uno de los países que mayor radiación solar recibe en el mundo. Dos terceras partes de BOLIVIA cuentan con uno de los mayores niveles de intensidad solar del planeta. Considerando que estamos cerca a la línea del Ecuador a 4000 m.s.n.m. el aprovechamiento de los rayos de sol es más beneficioso

Ventajas

- Es una energía renovable muy viable.
- Es limpia y no contaminante.
- Previene la emisión de gases de efecto invernadero.
- Se puede utilizar en reemplazo de combustibles fósiles.
- Puede brindar electricidad a lugares alejados donde no se pueda llevar energía eléctrica.
- Los costos están disminuyendo con el paso del tiempo.

Desventajas

- Actualmente requiere de una inversión inicial moderada.
- Su producción depende de las condiciones climáticas.
- Es rentable solo ante condiciones climáticas favorables.
- No se cuenta con una forma de reciclar los paneles, una vez cumplida su vida útil.

EnergíaHídrica

En Bolivia la generación hidroeléctrica tiene un costo elevado por su infraestructura, el tiempo que demanda la construcción de las represas y el fuerte impacto que ellas causarían

a las comunidades aledañas y al medio ambiente en general, continúan siendo desafíos importantes que deberá encarar la hidroeléctrica en el país. Actualmente existen 55 hidroeléctricas en el país.

Ventajas

- Es renovable no se puede agotar.
- No es contaminante
- Es una fuente de energía muy estable, hay muy poca fluctuación en términos de producción.
- Mediante el ajuste de flujo de agua se puede producir más o menos electricidad según la demanda.
- Es mucho muy segura por utilizar como fuente de materia prima el agua.

Desventajas

- Existen menos lugares apropiados para la construcción de centrales hidroeléctricas.
- Su construcción afecta a la naturaleza a los flujos naturales de agua y la construcción de carreteras y líneas eléctricas.
- La puesta en marcha no es sencilla es cara.
- _la generación de electricidad y los precios de la energía están directamente afectados por la cantidad de agua embalsada, las sequías por supuesto podrían afectar la producción.

Energía Eólica

5 años transcurrieron desde que en enero de 2014 ENDE CORPORACION pone en funcionamiento el parque Eólico en BOLIVIA con una potencia instalada de 3MW, esto a consecuencia de no conocer cómo gestionar el proyecto y el transporte del equipo a emplear, ya que son de dimensiones considerables.

Ventajas

- Es un recurso renovable ilimitado.
- La energía eléctrica producida a través del viento no implica ninguna forma de emisión de gases.
- No afecta el suelo porque los aerogeneradores no ocupan demasiado espacio.
- Se la puede utilizar en viviendas pequeñas con aerogeneradores pequeños.

Desventajas

- Dado que el viento no puede ser controlado, depende de las condiciones atmosféricas.
- El viento no es un medio que pueda ser almacenado de alguna manera, para ser utilizado cuando haga falta.
- Presentan algunos problemas en los sistemas eléctricos de potencia, particularmente en su estabilidad por los cambios drásticos del viento.
- provocan la migración de aves las cuales modifican sus rutas migratorias debido a la existencia de grandes parques.
- Existe una contaminación auditiva por el sonido que emiten.

Energía Térmica

En BOLIVIA es una de las energías más usadas actualmente se cuentan con 56 unidades generadoras, ubicadas en 7 de los 9 departamentos conectadas al SIN.

Ventajas

- Son las centrales más baratas de construir (teniendo en cuenta el precio por megavatio).
- Las centrales de ciclo combinado son mucho más baratas, alcanzan el 50% de una termoeléctrica.
- La energía térmica se puede aprovechar en un motor térmico.

Desventajas

- El uso de combustibles calientes genera emisiones de gases de efecto invernadero y de lluvia ácida.
- Al ser los combustibles fósiles una fuente de energía finita, su uso está limitado a la duración de las reservas.
- Sus emisiones térmicas de vapor pueden alterar el microclima.
- Afectan negativamente a los ecosistemas fluviales debido a los vertidos de agua caliente.
- Existe un nivel de radiación que fluctúa de una zona a otra.

2.1.1. INSTALACIONES TÉRMICAS (TURBINAS A VAPOR)

El sistema que se utilizará para el funcionamiento de la instalación térmica es directa, esto quiere decir que serán colocadas a una altura mayor a los colectores solares, lo cual permitirá que no se requiera de una bomba, asimismo no se utilizará refrigerante, el agua que será consumida circulará por los colectores para ser calentada.

2.1.2. DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA

2.1.2.1. Componentes del sistema para agua caliente

Para la instalación de las termas se investigaron diferentes proveedores, que contaban con termas con capacidades de hasta 200 litros, para de esta forma abastecer la energía necesaria. Para esto el requerimiento se muestra a continuación.

Tabla V. Cantidad de agua requerida por módulo

Capacidad de Ambientes	Cantidad Requerida (l)	Capacidad de Turbina a Vapor Caudal de vapor t/h	Cantidad
Modulo 1	446,000	5000	250
Modulo 2	659,000	5000	250
Modulo 3	185,400	5000	250
Modulo 4	305,000	5000	250
Total	1595400	2000	1000

Fuente. Elaboración propia

El costo de cada terma se detalla a continuación con tres diferentes proveedores.

Tabla VI .Alternativas para la compra de termas. Costo de los proveedores

Costo del Proveedor			
Cantidad de Terma	Delta Volt	Termonoix	Eco.Bras.
1000	75,000.00 \$US	120,000.00 \$US	200,000.00 \$US

Fuente. Elaboración Propia

2.1.2.2. Transporte y Distribución

Con referente al costo de transporte se consulto a empresas de transporte pasada, contando con camiones con una capacidad de 90m³, con una resistencia de peso de 30 toneladas como máximo el costo por camión es de \$US 4000 estos camiones se encargaran de transportar el equipo necesario para la instalación de las termas, el costo total del transporte será 15,000 \$US.

2.1.3. INSTALACIONES EÓLICAS

2.1.3.1 Elección de un aerogenerador

Se realiza una búsqueda de aerogeneradores de 2MW de diferentes casas comerciales. Se fija la potencia unitaria de 2MW, ya que un incremento de la potencia implicaría un aumento del costo del aerogenerador y no implicaría un incremento similar en la producción de energía.

El primer paso para seleccionar un aerogenerador adecuado a la zona de emplazamiento es seleccionar la clase de aerogenerador, para ello se utiliza la norma IEC 61400 esta norma proporciona una relación entre la clase del aerogenerador y la velocidad del viento en el diseño y análisis de alternativas de un parque eólico de 20MW.

La zona seleccionada se divide en dos subzonas por la variación del intervalo de velocidades de entre 5 y 7 m/s, mientras que en la zona 2 las velocidades llegan a los 9,5m/s, la velocidad de referencia se calcula con la formula siguiente:

$$V_{ref} = \frac{V_{media\ anual}}{0,2}$$

Para la subzona 1 la velocidad de referencia no supera los 37 m/s, por lo tanto en esta subzona los aerogeneradores deben ser de clase 3. Por otra parte, en la subzona 2 la velocidad de referencia es de unos 45 m/s por lo cual en esta subzona los aerogeneradores serán de clase 2.

Tabla VII. Aerogenerador clase III

Marca	Altura (m)	Marca
LTW90-2.0MW	97,5	Leitwind

Fuente. Elaboración Propia



Figura 3. Curva de potencia V100-2MW
Fuente:INE

Una vez identificado la zona de estudio para realizar el emplazamiento del parque eólico se realiza el estudio de los vientos en el sector.

Con el mallado de puntos a cada 100 m de Atlas eólico se obtienen todos los datos necesarios para la caracterización. Se obtiene los valores de velocidad media anual a 100 m de altura, rugosidad así como los parámetros de Weibul C y K, factor de escala y de forma, respectivamente y las coordenadas UTM de cada punto. Una vez encontrados todos los puntos se realiza una serie de graficas para analizar a más detalle la zona seleccionada es decir se realiza un zoom del área roja de la figura.

En la figura se muestra el perfil de velocidades en altura. Esta gráfica relaciona la altura con la velocidad siguiendo la ecuación:

Ecuación 1. Ecuación para el cálculo de viento en la zona

$$\frac{v}{v_1} = \left(\frac{z}{z_1}\right)^n$$

$$n = 0,096 \log z_0 + 0,016 * (\log z_0)^2 + 0,24$$

Siendo v_1 y z_1 velocidad y altura conocidos y n el parámetro dependiente de la rugosidad del terreno z_0 .

2.1.3.2. DATOS DE TEMPERATURA MEDIA EN UYUNI

En Uyuni, los veranos son largos, pero parcialmente nublados y los inviernos son cortos, fríos, secos y mayormente despejados la temperatura varía según la tabla que se aprecia a continuación.

Esto nos muestra que en épocas de baja temperatura tenemos un viento que no es constante, además se debe tomar en cuenta las épocas de las estaciones para poder proveer que más sería más apto para el aprovechamiento de los vientos.

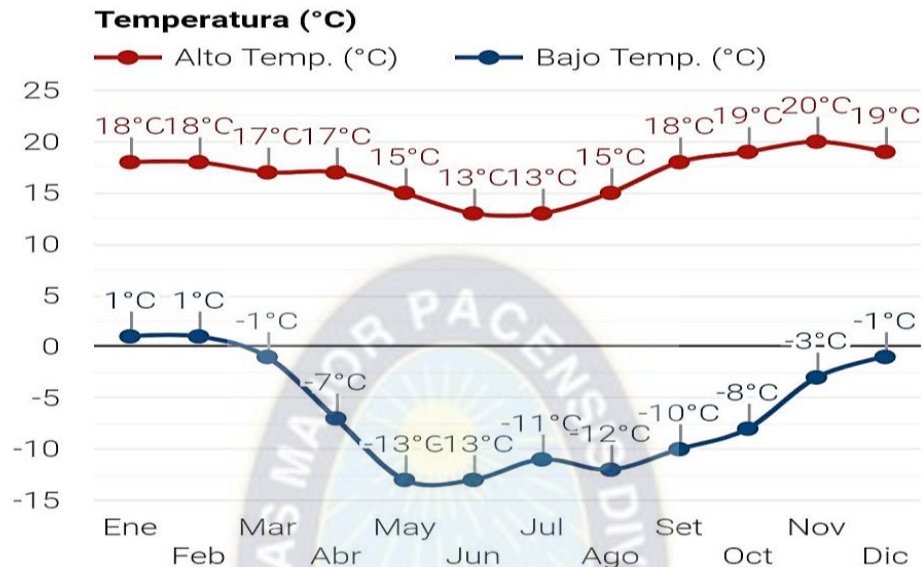


Figura 4. Tablas de temperatura en el Salar de Uyuni
Fuente: Elaboración Propia según datos obtenidos del SENAMHI

2.2. INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

Este tipo de instalaciones trata de satisfacer un consumo interno, siempre y cuando la instalación tenga capacidad suficiente. A mayor número de paneles mayor potencia instalada, más coste y mayor venta de energía. (WILES, 2010, p43)

Algunas ventajas de implementarla en el Salar de Uyuni es:

- La Radiación solar es óptima ya que UYUNI se encuentra a 4000 m.s.n.m.
- Ventajas en su geometría solar (Carta Solar).
- El terreno con que se cuenta es plano.
- El salar como es un terreno de color Blanco es un reflejo de luz óptima.

La elección de la potencia dependerá de la capacidad de evacuación, de la superficie disponible y de la rentabilidad del proyecto entre otras condicionantes.

El objetivo principal es verificar la rentabilidad económica y pre factibilidad de la planta fotovoltaica que tomara como un caso de estudio preliminar

2.2.1. Elementos y componentes

Los componentes de un sistema fotovoltaico dependen del tipo de aplicación que se considere y de las características de la instalación. El esquema general de la instalación se presenta a continuación:

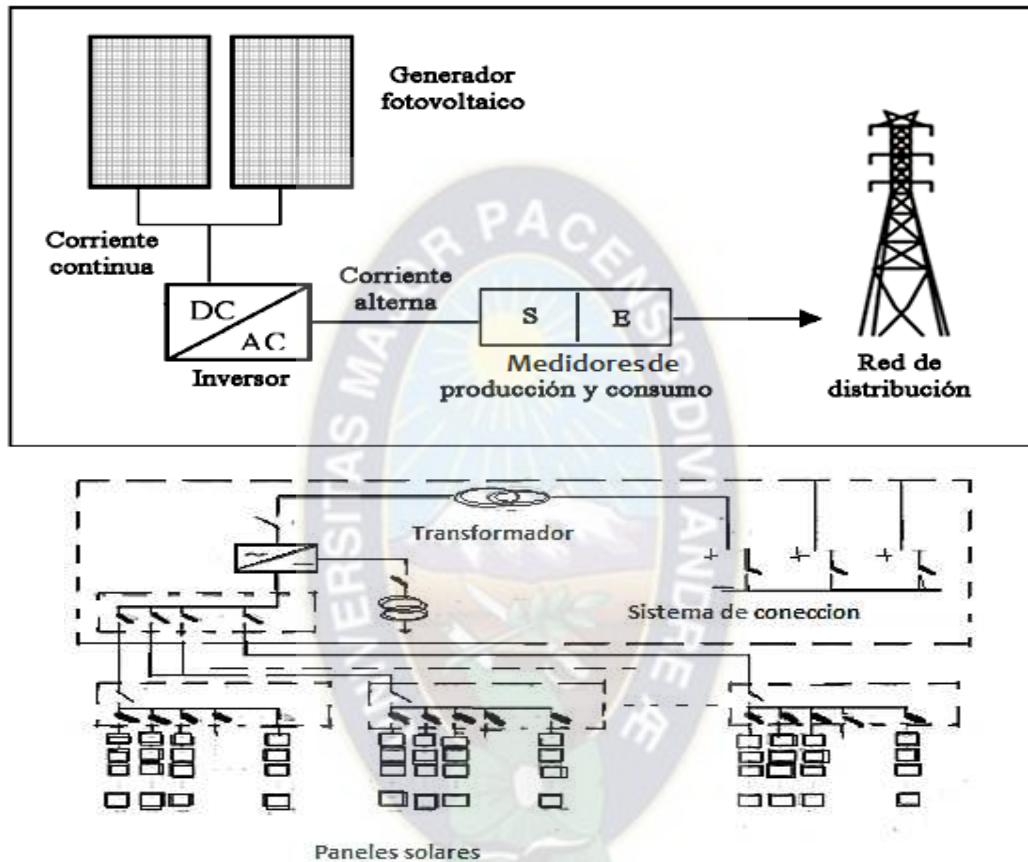


Figura 5. Esquemático de una planta Fotovoltaica ideal
Fuente: www.solaris.net.com

La potencia de salida del módulo fotovoltaico estará determinado por los siguientes cuatro factores: el rendimiento de sus células fotovoltaicas, la resistencia en el punto de trabajo en la curva I-V, la irradiación solar y la temperatura de las células.

Los módulos fotovoltaicos generan electricidad durante todo el año, mientras llegue radiación solar. Normalmente en verano se genera más electricidad debido a la mayor duración del tiempo soleado.

Los veranos son largos, cómodos y parcialmente nublados y los inviernos son cortos, muy frío, y secos y mayormente despejados. Durante el transcurso del año, la temperatura generalmente varía de -3C a 21C y rara vez baja a menos de -5C o sube a más de 23C.

La temporada templada dura 5 meses, del 20 de octubre al 21 de marzo, y la temperatura máxima promedio diaria es más de 19C. El día más caluroso del año es el 9 de diciembre, con una temperatura máxima promedio de 21C y una temperatura mínima promedio de 4C. La temporada fría dura 2,5 meses, del 24 de mayo al 9 de agosto, y la temperatura máxima promedio diaria es menos de 13C. Los días más fríos del año oscilan entre el 19 y 24 de Julio con una temperatura mínima promedio de -3C y máxima promedio de 12C.

En los días nublados también se genera electricidad, aunque la producción energética se reduce proporcionalmente a la reducción de la intensidad de la radiación. Los generadores fotovoltaicos funcionan más eficientemente a más bajas temperaturas, dentro de unos límites

Además como la generación de electricidad es a partir de la intensidad de la radiación solar y no del calor, el frío no representa ningún problema para el aprovechamiento fotovoltaico. De hecho, como la mayoría de los dispositivos electrónicos, los generadores Fotovoltaicos funcionan más eficientemente a más bajas temperaturas, dentro de unos límites. Respecto al campo generador, la intensidad I_G y la tensión V_G con las que trabaja vienen dadas por:

$$I_G = N_P * I_{Panel}$$
$$V_G = N_S * V_{Panel}$$

Donde:

I_{Panel} y V_{Panel} . corriente y tensión de un panel
 N_S : número de paneles conectados en serie
 N_P : número de ramas conectada en paralelo

Ecuación 2: intensidad I_G y tensión V_G con que trabajan los paneles

Así la potencia del generador $P_{nom.G}$ expresada en Wp, se puede determinar mediante:

$$P_{nom.G} = N_S * N_P * P_{nom.Panel} = N_{Paneles} * P_{nom.Panel}$$

Ecuación 3: Potencia Generada por los paneles

Como referencia, puede estimarse que para latitudes como el Salar de Uyuni se obtiene una mejora en la recepción solar entre un 25% y 40% anual respecto a la posición fija con una inclinación 30° y orientación sur.

Esto a consecuencia de la altitud a la que se encuentra el salar, teniendo la ventaja de poder llegar a elevadas temperaturas a ciertas horas del día.

2.3. DESCRIPCIÓN DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA INTERNAMENTE

La transformación de energía de las radiaciones ópticas en energía eléctrica es un fenómeno físico conocido como el efecto fotovoltaico. Cuando la luz solar incide sobre ciertos materiales denominados semiconductores, los fotones¹ son capaces de transmitir su energía a los electrones de valencia del semiconductor, para que rompan el enlace que les mantiene ligados a los átomos respectivos, quedando un electrón libre para circular dentro del sólido por cada enlace roto.

La falta de electrón en el enlace roto, que se denomina hueco², también puede desplazarse libremente por el interior de sólido, transfiriéndose de un átomo al otro debido al desplazamiento del resto de los electrones de los enlaces. Los huecos se comportan en muchos aspectos como partículas con carga positiva igual a la del electrón. El movimiento de los huecos y los electrones en direcciones opuestas generan una corriente eléctrica en el semiconductor capaz de circular por un circuito externo. Para separar los electrones de los huecos y así impedir que restablezcan el enlace, se utiliza un campo eléctrico que provoca su circulación en direcciones opuestas, dando lugar a la citada corriente eléctrica. En las células solares este campo eléctrico se logra en la unión de dos regiones de un cristal semiconductor de conductividades de distinto tipo. Para células solares de Silicio, una de las regiones (región tipo “n”) se impurifica con fósforo. El procedimiento se realiza sustituyendo algunos átomos de Silicio por átomos de fósforo. El Silicio como elemento químico cuenta con 14 electrones de los que 4 son de valencia, quedando disponibles para unirse con los electrones de valencia de otros átomos. El fósforo cuenta con 5 electrones de valencia. Así 4 de ellos serán utilizados para llevar a cabo los enlaces químicos con átomos

¹ Fotones, partícula mínima de energía luminosa que se produce transmite y absorbe.

² Hueco, fuerzas de combinación donde una carga deja un hueco para facilitar el transporte de energía.

adyacentes de Silicio, mientras que el quinto podrá separarse del átomo mediante una estimulación aportada por una fuente externa de energía.

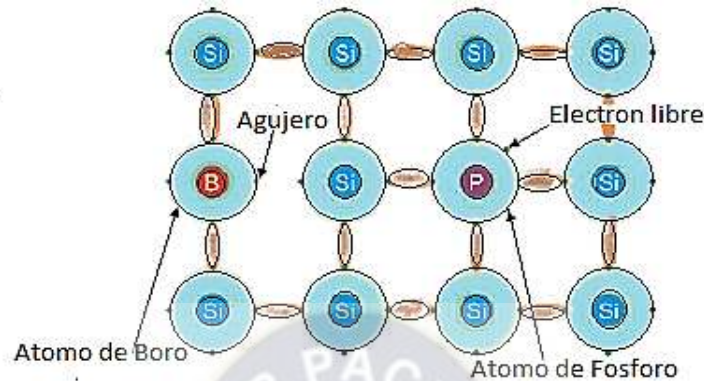


Figura 6. Estructura atómica células solares

Fuente: Orellana Sistemas Fotovoltaicos

La otra región (región tipo “p”) se impurifica con boro, que tiene 3 electrones de valencia, por lo que quedara una región con mayor cantidad de huecos que de electrones.

De este modo aparece un campo eléctrico dirigido de la región “p” a la región “n” debido a las diferencias de concentraciones de huecos y electrones.

2.3.1. Descripción de los elementos de la instalación con conexión a la red

2.3.1.1. Módulos fotovoltaicos

Son unidades proporcionales al soporte para un número de células fotovoltaicas conectadas eléctricamente. La elección de los mismos va a condicionar en gran medida la producción final de la instalación. Por ello se realizara una vista a los mismos.

2.3.1.2. Células Fotovoltaicas

Estos están conformados por un conjunto de células fotovoltaicas conectadas eléctricamente que producen corriente eléctrica a partir del efecto fotovoltaico. Las células solares se fabrican a partir de materiales semiconductores. Cuando la luz incide en los mismos, los fotones son capaces de transmitir su energía a los electrones de valencia para que rompan el enlace que les mantiene ligados a los átomos respectivos. Por cada enlace roto queda un electrón libre, que se mueve libremente por el interior del semiconductor. Y a su vez queda en el enlace roto, con la ausencia del electrón. El movimiento de estas partículas genera una corriente eléctrica en el semiconductor. Para evitar que el enlace roto se regenere de nuevo es necesaria la creación de un campo eléctrico que dirija las partículas

de la forma deseada. Esto se consigue mediante las uniones p-n³ porque es un dispositivo de unión y además es de multi-unión simple

2.3.1.3 Célula Policristalino

Células de Silicio procesada como un único cristal. La Buena eficiencia (de las células de Silicio es la que tiene una eficiencia mayor) por la elevada pureza a la gran cantidad de silicio.

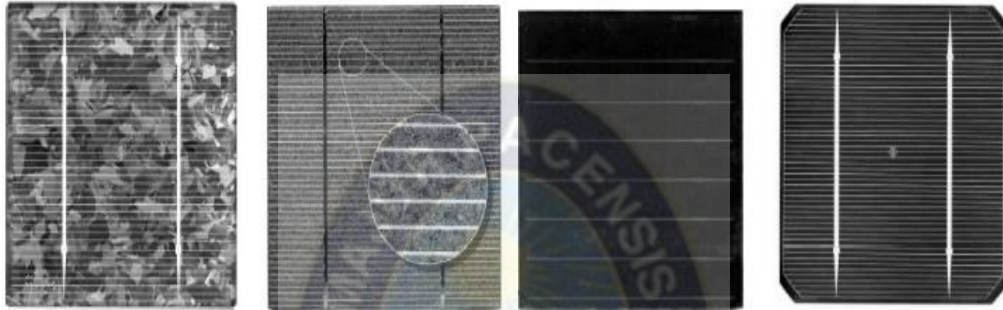


Figura 7. Tipos de células de silicio monocristalinos, fotos proveídos por el fabricante
Fuente:Stp290-24/Vd (Suntech)

2.3.1.4. Estructura del dispositivo

Son dispositivos tándem o en cascada: combinación de dos o más células en una misma estructura con el fin de aprovechar el mayor rango posible del espectro solar. Rendimientos superiores puestos en funcionamiento.

2.3.1.5. Tipo de aplicación

Células para aplicaciones terrestres sin concentración: o llamadas también de panel plano.

2.3.1.6. Módulos fotovoltaicos

Estos actúan como base soporte de las células fotovoltaicas, además de otorgarles la protección necesaria mediante el encapsulamiento adecuado. La estructura de los módulos puede observarse en la Figura 5.

³P-n Unión de materiales semiconductores con distintas cargas estas uniones generan un campo eléctrico

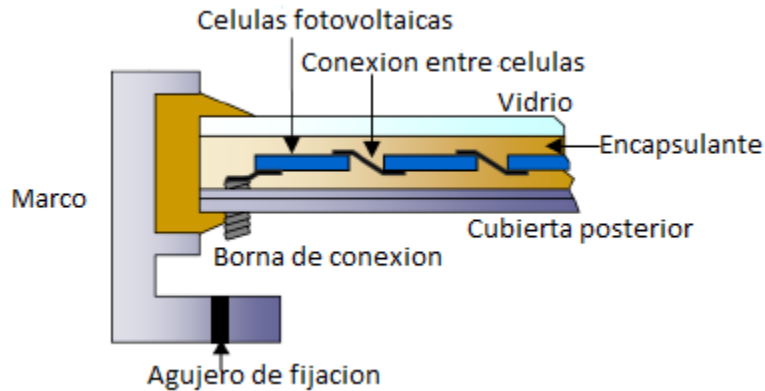


Figura 8. Estructura de los módulos fotovoltaicos
Fuente: proveedor Stp290-24/Vd (Suntech)

La cubierta frontal ha de poseer una elevada transmisión en el rango de longitudes de onda y una baja reflexión de la superficie frontal para aprovechar el máximo de energía solar incidente. A parte, el material ha de ser impermeable, tener buena resistencia y una baja resistividad térmica además de ser estable a la exposición prolongada de rayos UV.

2.3.1.7. Reguladores de Carga

Este es un dispositivo encargado de controlar constantemente el estado de carga de las baterías así como de regular la intensidad de carga con el fin de alargar la vida útil de las baterías. Controla la entrada de la corriente y del panel solar evitando que se produzcan sobrecargas y sobre descargas profundas en la batería

2.3.1.8 Baterías fotovoltaicas

Las baterías en un sistema de energía solar fotovoltaico cumplen la función de acumular la energía producida por los paneles fotovoltaicos durante las horas de sol para poderla utilizar durante la noche o en días nublados. Las baterías constan de acumuladores de 2V integrados dentro del mismo, poseen corriente continua de 12V, 24V, o 48V, almacenan energía a través de un proceso electroquímico.

Como la planta de litio ubicada en el salar de Uyuni comenzó la producción de baterías de litio, esto será aprovechado para que la energía producida por los paneles solares sean almacenadas en las baterías producidas.

Como se mencionó las baterías tienen la función de aportar Energía Eléctrica en el sistema en el momento en que los paneles fotovoltaicos no generen la Electricidad necesaria.

2.3.2 Puesta a tierra

Todas las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una red de tierra garantizando el valor normalizado de resistencia de puesta a tierra de acuerdo a la NB 777 (pág. 74 - 80) para Baja Tensión, así como de las masas del resto del suministro.

Esta red de tierra será independiente de la del neutro de centro de transformación, asegurándose que no produzcan transferencias de defectos a la red de distribución para lo que se aislara el conductor de puesta a tierra del neutro del transformador y se guardaran las distancias necesarias con la puesta a tierra del parque fotovoltaico.

La red de tierra se efectúa a través de una barra de cobre con una sección mínima de 16mm². La configuración de las mismas debe ser redonda y de alta resistencia, asegurando una máxima rigidez para facilitar su introducción en el terreno y una resistencia de puesta a tierra lo más baja posible.

La línea principal de tierra formara un anillo general alrededor del generador y se conectarán las partes metálicas de los soportes de los generadores y caja de conexión y la electrónica de la central (inversor). Para la conexión de los dispositivos al circuito de puesta a tierra, será necesario disponer de bornes o elementos de conexión que garanticen una unión perfecta, teniendo en cuenta los esfuerzos dinámicos y términos que se producen en caso de cortocircuito.

2.3.3 Inversor

El generador fotovoltaico entrega potencia eléctrica continua. Toda instalación en conexión a red debe incluir, por tanto, inversores que se encarguen de transformar la electricidad generada a alterna, con las condiciones de tensión y frecuencia requeridas por la red eléctrica a conectar ya sea de alta, media o baja tensión.

El funcionamiento de los inversores es totalmente automático. A partir de lo que los módulos solares generan potencia suficiente, la electrónica de potencia implementada en el inversor supervisa la tensión, la frecuencia de red y la producción de energía. A partir de que esta es suficiente, el inversor comienza inyectar a la red.

Es así que los inversores trabajan de forma que toman la máxima potencia posible de los módulos solares. Cuando la radiación solar que incide sobre los paneles no es suficiente para suministrar corriente a la red, el inversor deja de funcionar puesto que la energía que consume la electrónica procede de los paneles solares, por la noche el inversor solo consume una pequeña cantidad de energía procedente de la red de distribución. La

potencia nominal del inversor suele dimensionarse a un valor inferior a la potencia del generador fotovoltaico. De esta forma, al tener en cuenta la inferior potencia real del generador (por irradiación y temperatura), el inversor trabajara con frecuencia de 50Hz en su potencia nominal.

En algunos casos los fabricantes de los inversores ofrecen una recomendación sobre la potencia del generador para asociar al inversor estableciéndose un límite mínimo de potencia nominal del inversor en un 80% de la potencia nominal del generador.

Entre las características a considerar para el uso de inversores para conexión a la red son:

- Incorporar las protecciones adecuadas para la conexión a la red. Esto se hace mediante un cuadro de baja tensión.
- Encontrar el punto de máxima potencia. Se trata de dar la máxima potencia posible a partir de la recibida por el generador fotovoltaico.
- Tener el mayor rendimiento posible y por tanto las menores perdidas en la conversión de la energía. Desde el punto de vista energético, la influencia más inmediata de la presencia del inversor sobre el conjunto de la instalación es la pérdida de energía que Introduce al realizar su función.

Una vez concluido el estudio y haciendo una comparación económica y productiva de las diferentes energías alternativas disponibles que se verán en el capítulo de análisis financiero la YLB decide optar por la implementación de una planta solar fotovoltaica.

Algunas de las razones por las cuales se toma esta decisión son:

- El lugar donde se realizará el proyecto goza de una radiación solar óptima.
- Se encuentra a una altura de 3600 m.s.n.m que prácticamente está libre de nubosidad y de contaminación.
- Por ser el salar de color blanquecino es considerado como un espejo reflector que permite aun más el aprovechamiento de los rayos de luz solar.
- El terreno es prácticamente plano, una ventaja porque no se realizara movimiento de tierras en exceso.
- Reduce emisiones contaminantes como dióxido de carbono.

CAPITULO III

ESTUDIO TÉCNICO

Este capítulo está enfocado a un análisis del comportamiento solar. Cuando mayor sea el conocimiento de esta fuente inagotable de energía, mayor será el aprovechamiento que podrá realizarse de la misma.

3.1. LA RADIACIÓN SOLAR

3.1.1. La constante solar

La constante solar es una magnitud definida para determinar el flujo de energía recibido por unidad de superficie perpendicular a la radiación solar, a una distancia media de la Tierra al Sol, y situado fuera de cualquier atmosfera. La distancia Tierra –Sol es variable debido a la órbita elíptica que realiza la tierra, por lo que para el cálculo de la constante solar ha de considerarse una distancia promedio. La cual se considera 1353W/m²(Dato aceptado por la NASA 1971). (Fernández, 08, p54)

Se puede considerar que el sol es una fuente de energía constante, ya que diversos estudios han demostrados que la variación de la energía procedente del sol a lo largo de un ciclo solar (aproximadamente 22 años) es menor al 1%. Estas variaciones, en pequeños lapsos de tiempo afectan al diseño de una instalación fotovoltaica, puede decirse que se ven afectadas en mayor parte por el efecto de las variaciones meteorológicas en vez de ciclos solares.

La irradiación a la cual se encuentra el salar de Uyuni puede considerarse igual a 9.35 KW/m²dia - 9.40 KW/ m²dia (dato aceptado por la NASA en el año 2016).

3.1.2 Distancia sol-tierra

Como se comentó, la distancia entre el sol y la tierra es variable a lo largo del año debido a la órbita elíptica que realiza la Tierra. La excentricidad de esta elíptica puede ser calculada como:

$$\epsilon_0 = \frac{r_0^2}{1 + 0.033 \cos \frac{2\pi * dn}{365}}$$

Donde:

ϵ_0 = distancia sol tierra en km

$dn =$ el día del año ($1 \leq dn \leq 365$)

$$r_0^2 = 149.600.000 \text{ KmUnidadastronomica}$$

Ecuación 4: Distancia Tierra sol según Duffie y Beckman (1991)

Esta distancia es muy importante puesto que cuando se tiene una fuente luminosa que emite en todas las direcciones, el flujo de energía varía inversamente proporcional al cuadrado de la distancia a la fuente emisora.

3.2. LA PRODUCCIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

3.2.1. Pérdidas en un sistema fotovoltaico (performance ratio PR)- (Rendimiento proporcional)

A la hora de dimensionar un sistema fotovoltaico es necesario analizar las diferentes pérdidas energéticas que se producirá en el mismo. (FERNANDEZ, 08, p12)

3.2.1.1 Pérdidas por temperatura

En los módulos fotovoltaicos se producen pérdidas de potencia del orden de 0,4%-0,5% por cada 1°C de aumento de temperatura que varíe de la temperatura estándar de 25°C para el módulo STP290-24/Vd, SUNTECH, el valor de ese coeficiente de pérdidas es de -0,44%/°C dato facilitado por el fabricante.

El rendimiento por pérdidas por temperatura es menor durante los meses de verano que durante los meses de invierno.

$$FT = -0,44 \% / ^\circ\text{C}$$

Para el cálculo de estas pérdidas para cada mes se aplicará:

$$FT_i = 1 + \frac{-0,44}{100} (T_i - 25)$$

Dónde: T_i : Es la temperatura promedio del lugar

Ecuación 5: Factor de Temperatura Del lugar De emplazamiento del proyecto

3.2.1.2 Pérdidas por conexionado

Las pérdidas por conexionado son las pérdidas causadas al realizar la conexión entre módulos de distinto valor de potencia.

Al realizar la conexión en serie de los módulos, el panel que disponga de menor potencia de todos limitará la corriente que circule por la serie al no poder permitir la circulación de más corriente que el máximo que pueda dar.

En cuanto a la conexión en paralelo, el módulo con menor potencia limitará la tensión máxima del conjunto. Las pérdidas por conexionado se encuentran por lo general en el rango de 1% a 4%. En nuestro caso (ver simulación PVsyst, Anexo1: $F_{con} = -2,1\%$).

Donde: $1 - 0,021 = 0,98$

3.2.1.3 Pérdidas por polvo y suciedad

Estas pérdidas por polvo y suciedad dependen del lugar de la instalación y de la frecuencia de lluvias. Valores típicos anuales son inferiores al 4% para superficies con alto grado de suciedad $F_S = -2\%$.

Donde: $1 - 0,02 = 0,98$

3.2.1.4 Pérdidas angulares

La potencia nominal de un módulo fotovoltaico viene determinado por el fabricante en relación a las condiciones estándares de medida (irradiación de 1000 W/m^2 , temperatura ambiente de 25°C , $AM=1,5$) y para ángulo de incidencia de los rayos solares perpendicular al módulo.

El que la radiación solar no incida perpendicularmente sobre el panel implica unas pérdidas que serán mayores cuanto más se aleje el ángulo de incidencia de la perpendicular en nuestro caso: $F_{ang} = -2,7\%$.

Donde $1 - 0,027 = 0,97$

3.2.1.5 Pérdidas por el rendimiento del inversor

Los inversores son uno de los elementos fundamentales en la producción de energía de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red. El rendimiento del inversor es sin duda un factor muy importante. Este se ve afectado por la presencia interna de un transformador, que hace que las pérdidas disminuyan: En este caso concreto, el inversor *500HE-US, SMA*, carece de transformador interno y su rendimiento tiene un valor de $\eta = 98\%$. $F_{inv} = -2\%$.

3.2.1.6 Pérdidas por caídas óhmicas en el cableado

Tanto en la parte de continua como alterna se producirán pérdidas como consecuencia de la resistencia de los conductores. Para ello es necesario el correcto dimensionado de la instalación y la adecuada elección de las secciones y longitudes de los cables.

Las pérdidas óhmicas no deberán ser superiores al 2.5% para la zona de continua, y al 2% para la zona de alterna.

$$F_{DC} = -0,2999\% \text{ (ver apartado 3.12)}$$

$$1-0,002999=0,99$$

$$F.AC = -0,573 \% \text{ (ver apartado 3.15.1)}$$

$$1-0,00573=1$$

3.2.1.7 Pérdidas en el transformador

El transformador tiene un rendimiento de 99,3% $F_{tr}=0,7\%$.

3.3. HORAS EQUIVALENTE DE SOL (HES) Y PERFORMANCE RATIO⁴ (PR)-(RENDIMIENTO PROPORCIONAL)

Para normalizar la energía producida respecto de la potencia nominal de la instalación en condiciones estándar STC, es necesario definir una relación entre los KWh producidos anualmente por cada KW pico instalado.

Esta relaciones “Horas Equivalentes de Sol (HES)”, que se define como el cociente de la energía inyectada a la red eléctrica entre la potencia pico total instalada.

$$HES = \frac{E. \text{ Inyectada}}{P_p} = \frac{40,259.760 \text{ KWh} * Fac * F_{trf}}{22.968 \text{ KW}} = 1727.24h$$

Ecuación 6: Horas equivalentes de sol

Energía obtenida de la simulación con el programa PVSyst (Ver Anexo I-c).

La energía que la simulación del programa muestra es el punto inmediatamente posterior al inversor, por lo que hay que multiplicarla por los factores F.AC. y por F_{trf} : para obtener el valor de la energía inyectada a la red. Este valor será de:

$$E. \text{ Inyectada} = 39,671,310.87 \text{ KWh}$$

Potencia pico instalada según el apartado 3.7

La productividad de referencia (denominada Y_R) está definido como el cociente entre la irradiación solar anual incidente en el plano de los módulos fotovoltaicos (R_{Anual} en KWh/m^2) y la radiación nominal de referencia en las condiciones estándar $R=1000\text{W/m}^2$.

$$Y_R = \frac{R_{\text{anual}}}{R} = \frac{1878 \text{ KWh/m}^2}{1000 \text{ W/m}^2} = 1878h$$

Ecuación 7: Productividad de referencia en horas

R_{anual} obtenida a partir de la simulación con el programa PVSyst. (Ver Anexo I-b).

El Performance Ratio o factor de rendimiento global del sistema se calcula como el cociente entre las horas equivalentes de sol y la productividad de referencia.

⁴ Performance ratio (PR), Magnitud de rendimiento que independiente del lugar de ubicación Es un factor de calidad de aprovechamiento de energía.

$$PR = \frac{HES}{YR} = \frac{1727,24}{1878} = 0,9198$$

Ecuación 8: Performance Ratio (PR) Rendimiento

Este también puede ser calculado en función de las pérdidas definidas en el apartado 3.2.1

Tabla VIII. Temperatura y pérdidas mensuales para el cálculo del rendimiento

MES	TEMP	FT	F _{pnom}	F _{con}	FS	F _{ang}	F _{inv}	F _{AC}	F _{DC}	F _{trf}
ENERO	13,1	1,05	1	0,98	0,98	0,97	0,98	0,99	1	0,99
FEBRERO	13,4	1,05	1	0,98	0,98	0,97	0,98	0,99	1	0,99
MARZO	13,2	1,05	1	0,98	0,98	0,97	0,98	0,99	1	0,99
ABRIL	10	1,07	1	0,98	0,98	0,97	0,98	0,99	1	0,99
MAYO	5,3	1,09	1	0,98	0,98	0,97	0,98	0,99	1	0,99
JUNIO	1,9	1,1	1	0,98	0,98	0,97	0,98	0,99	1	0,99
JULIO	2	1,1	1	0,98	0,98	0,97	0,98	0,99	1	0,99
AGOSTO	5,3	1,09	1	0,98	0,98	0,97	0,98	0,99	1	0,99
SEPTIEMBRE	7,3	1,08	1	0,98	0,98	0,97	0,98	0,99	1	0,99
OCTUBRE	10,2	1,07	1	0,98	0,98	0,97	0,98	0,99	1	0,99
NOVIEMBRE	12,1	1,06	1	0,98	0,98	0,97	0,98	0,99	1	0,99
DICIEMBRE	13,7	1,05	1	0,98	0,98	0,97	0,98	0,99	1	0,99
ANUAL	8,96	1,07	1	0,98	0,98	0,97	0,98	0,99	1	0,99

Fuente: <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse>

3.4. CÁLCULOS ELÉCTRICOS

3.4.1 Orientación e inclinación de los módulos.

Por tratarse de una instalación de estructura fija, y de situarse en el hemisferio Sur, la orientación óptima de los paneles solares es hacia el Norte geográfico, el cual no coincide con el Norte magnético.

El modo de localizarlo es observando la dirección de la sombra proyectada por una varilla vertical a medio día es decir 12:00 pm, que es cuando el sol está en su punto máximo de su trayectoria diaria.

Para ello faltando dos o tres horas para el medio día, se marcara el punto A, indicando en la figura 6, en el extremo de la sombra de la varilla y se dibuja en el suelo una circunferencia alrededor de la varilla de radio OA, igual al de su sombra. Por la tarde, cuando la sombra de la varilla alcance la misma longitud se marca el punto B.

La recta que une los puntos A y B estará orientada exactamente en la dirección del paralelo terrestre y trazando una perpendicular a dicha recta, indicara la dirección Sur-Norte.

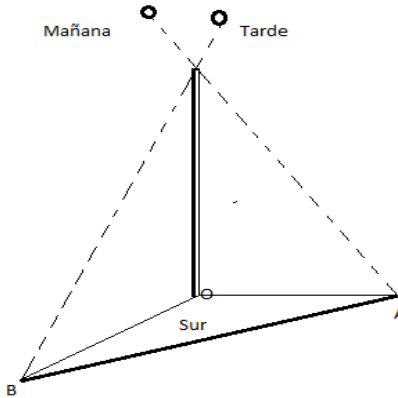


Figura 9. Localización del Sur Geográfico

Fuente: Elaboración propia

La inclinación de los módulos se calcula con la finalidad de maximizar la captación anual de irradiación, en vez de maximizar la captación de energía durante la época de menor radiación, porque se obtendría una curva de producción más homogénea a lo largo de todo el año. Para obtener la máxima producción anual se puede llevar a cabo una primera aproximación. (LORENZO, 94, p56). Por lo cual, para obtener el máximo de producción anual en una instalación con estructura fija, los paneles han de tener una inclinación de:

$$\text{Inclinación} = \text{Latitud} + 10^\circ = 15,948^\circ + 10 = 25,948^\circ$$

Ecuación 9: inclinación para los paneles fotovoltaicos

Con este dato tomaremos un intervalo entre los valores 20° y $35,948^\circ$. Se realizara cálculos para diferentes valores de ángulo de inclinación, obteniéndose los siguientes valores de producción anual para el módulo de 1MW:

Tabla IX. Producción anual en función del ángulo de inclinación

INCLINACION (GRADOS)	PRODUCCION /MW (MWh/Año)
20	2020
22	2018
23	2018
24	2015
25	2011
26	2008
27	2004
30	1990
35	1948

Fuente: Elaboración Propia

El ángulo de inclinación óptimo es 23° , para el cual se obtiene una producción anual de 2,013MWh/año para cada bloque modular de 1MW

3.4.2. Producción anual en función del ángulo de inclinación de los paneles

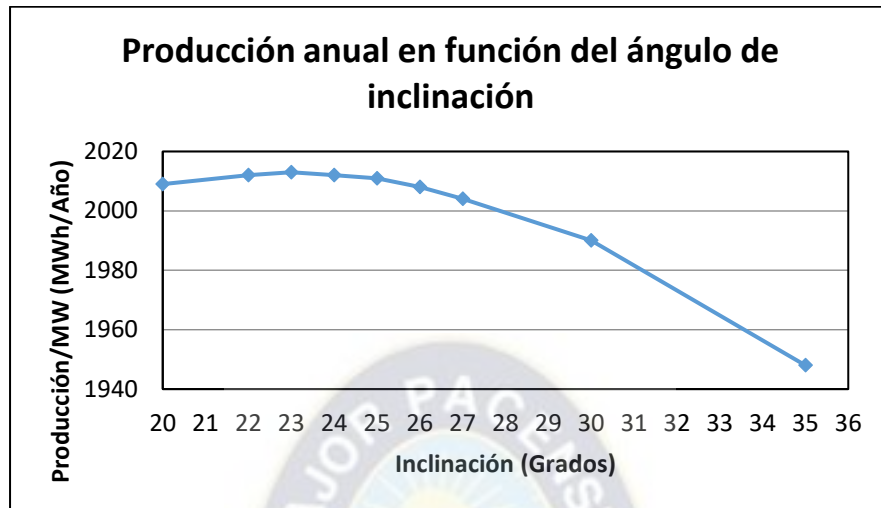


Figura 10. Producción anual en función del ángulo de inclinación
Fuente: Elaboración Propia

Por lo tanto, la inclinación más óptima de los paneles será de 23°

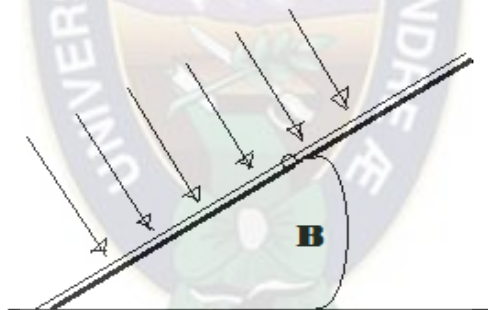


Figura 11. Inclinación de Paneles
Fuente: Elaboración Propia

3.5 CÁLCULO DE LAS SOMBRAS ENTRE PANELES

-PRIMERA FORMA

La distancia mínima entre paneles para evitar el sombreado de una fila sobre la siguiente se realiza a partir de los siguientes cálculos:

$$h_o = (90 - \varphi) + \delta = (90 - 35.9843) + 23.45 = 30.5657$$

Ecuación 10: Cálculo de sombras entre paneles

Donde:

φ : Es el ángulo de inclinación del panel solar.

$\delta = -23.45^\circ$ (Valor empleado en el hemisferio Sur en el día más desfavorable).

El día más desfavorable, en el que dicha declinación es mínima, corresponde al solsticio de invierno en el hemisferio Sur 21-22 de julio

$$d = d_1 + d_2 = \frac{Z}{\text{Tang}h_0} + \frac{Z}{\text{Tang}\beta}$$

Donde se obtiene:

$$d = 5.268 \text{ m} \quad d_1 = 2.604 \text{ m} \quad d_2 = 2.664 \text{ m}$$

Ecuación 11: día más desfavorable del año

d_2 : Es calculado a partir del ángulo de inclinación por trigonometría, tomando la distancia del panel como la hipotenusa.

d_1 : Se calcula a partir de la diferencia de ángulos para h_0 , y por trigonometría se conoce Z , con esto se puede calcular d_1 .

Entonces la distancia entre comienzo de un panel y el otro será de 5.3m.

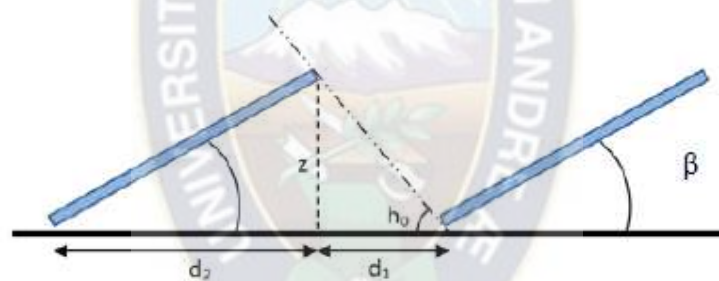


Figura 12. Distancia entre paneles
Fuente: Elaboración Propia

-SEGUNDA FORMA (CARTA SOLAR).

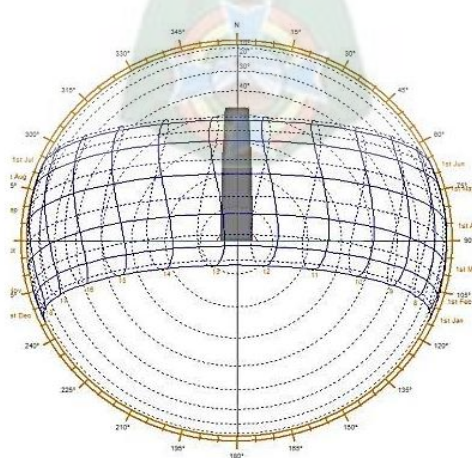


Figura 13. Carta Solar de Potosí. Año 2016
Fuente: Facultad de Arquitectura UMSA.

La carta solar es una representación gráfica en planta, que nos permite obtener la posición del sol en el cielo con respecto a nuestra ubicación, considerando una latitud específica. Eligiendo una fecha y hora, podemos obtener en ángulo solar y azimut correspondiente. Latitud de la planta de litio (Uyuni) -20.40 hemisferio Sur.

Acimut: 170°

Fecha: 8 de Marzo

Hora: 11 AM

Angulo Solar: 21.5°

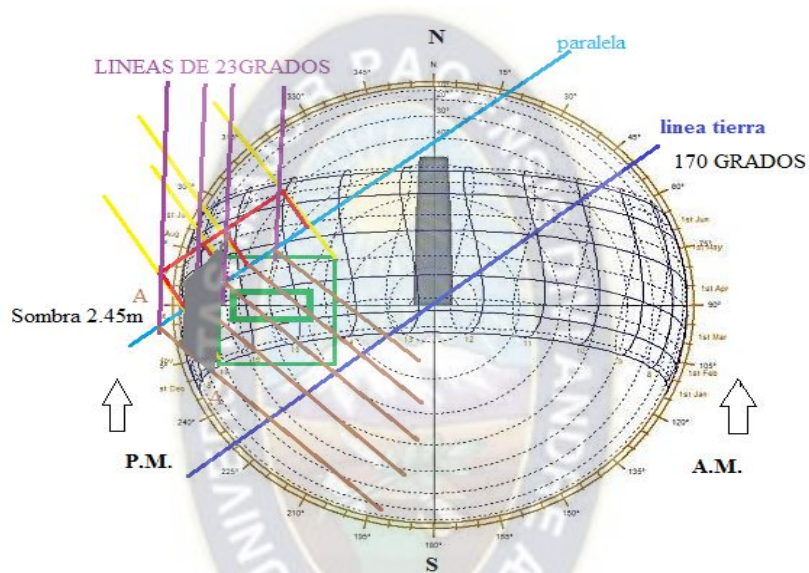


Figura 14. Ubicación de las sombras entre paneles
Fuente: Elaboración propia.

Haciendo uso de la carta solar se pudo determinar las sombras entre paneles para poder tener el máximo de aprovechamiento. La distancia entre paneles es de 2.45m tomando un ángulo solar de 21.5°.

Tabla X. Porcentaje de diferencias para sombras entre paneles

Datos	Primera Forma	Segunda Forma	% de diferencia
Ángulo	23.45°	21.5°	8.32
Distancia Entre Paneles Solares	2.45m	2.604m	5.71

Fuente: Elaboración Propia

3.6 DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

Tomando en cuenta las características eléctricas de los módulos (*STP290-24/Vd, Suntech*) y los inversores (*Sunny Central 500HE-US, SMA*) que se especifican en el apartado 2.2.1, se calcula el número de paneles e inversores necesarios para que la planta tenga una potencia de 20MW. Los módulos como los inversores, imponen una serie de condiciones a la hora de realizar los cálculos. Las condiciones que debemos tomar en cuenta para el dimensionamiento de la planta son:

3.6.1 Módulos

- $V_{MP} = 35.6V$: tensión óptima de operación en las condiciones estándar STC (Temperatura de módulos fotovoltaico $25^{\circ}C$, Irradiación $1000W/m^2$, AM=1,5).
- $V_{oc} = 45.0V$: tensión de circuito abierto.
- $I_{sc} = 8.42A$: Corriente de corto circuito.
- $\alpha = -0.33\%/^{\circ}C$: Coeficiente de temperatura de V_{oc} de los módulos fotovoltaicos (*STP290-24/Vd, Suntech*).

3.6.2 Inversores

- $I_{sc}(T_{Max}) = 1600A$: máxima corriente admisible por el inversor Sunny Central 500HE-US, SMA.
- Rango de tensiones: $V_{MPP} = 330-600V$.
- Tensión máxima en corriente continua: 600V.

La tensión y la corriente en los módulos fotovoltaicos se ven afectados por la temperatura, tal como se indica en la figura 10.

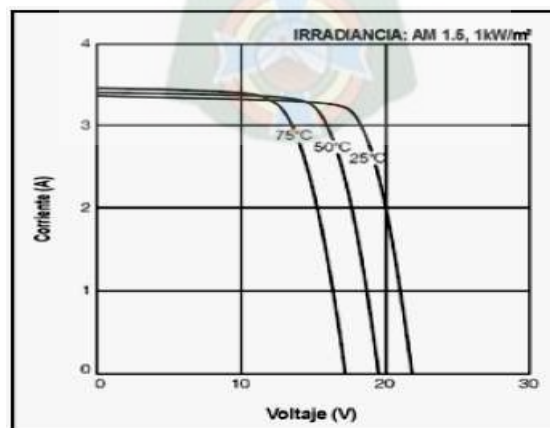


Figura 15. Efecto de la temperatura en la tensión y la corriente de los paneles proporcionada por el fabricante de los paneles solares

Fuente: Catálogo STP290-24/Vd, Suntech

En la gráfica se puede apreciar que al aumentar la temperatura, la corriente de corto circuito (I_{sc}) aumenta mientras que la tensión del circuito abierto disminuye (V_{oc}), según los coeficientes de temperatura que especifica cada fabricante en el catálogo de paneles solares. Tal como define el libro de “electricidad solar” (LORENZO, 94, p15) la corriente suministrada por una célula solar viene definida por la ecuación de Shockley:

$$I = I_L + I_D(V) = I_L - I_0 \left(\exp \frac{eV}{mkt} - 1 \right)$$

Ecuación 12: Corriente Suministrada por una Célula o Panel Solar

Donde:

$e = 1,602 \times 10^{-19} \text{C}$: Carga del electrón.

V = Voltaje en bornes de la célula.

$m = 1$ para tensiones de bajas ($\leq 0.4 \text{V}$), $m = 2$ para tensiones altas ($> 0.4 \text{V}$).

$K = 1,381 \times 10^{-23} \text{JK}^{-1}$: constante de Boltzman.

T : temperatura absoluta.

I_L define la corriente de línea fotogenerada.

I_D denominada corriente de diodo o de oscuridad.

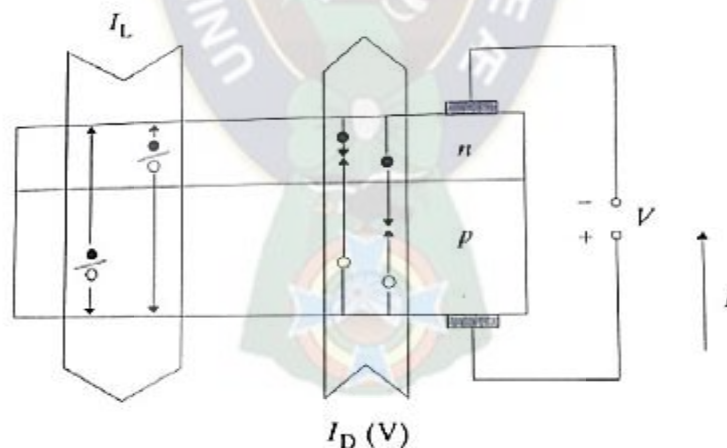


Figura 16. Corriente fotogenerada y corriente de diodo en una célula solar
Fuente: GARCÍA BIRHUETT, E., Instalación de Energías Fotovoltaicas.2017.

La corriente I_L define la corriente fotogenerada debido a la generación de portadores que provoca iluminación de la célula. La corriente I_D , denominada corriente de diodo o de oscuridad, es debida a la recombinación de los portadores, por lo tanto su sentido es opuesto al de I_L . Pero la variación de las características de la célula se manifiesta más

destacadamente en el término de la corriente de diodo, la cual disminuye al aumentar la temperatura, haciendo aumentar la corriente generada por la célula.

En cuanto a la tensión de circuito abierto, esta viene definida por la ecuación:

$$V_{OC}(T) = \frac{E_{GO}}{e} - \frac{KT}{e} \ln \frac{KT^3}{I_L}$$

Ecuación 13: tensión de circuito abierto

Donde:

K y E_{GO} (ancho de la banda prohibida a 0°K) dos constantes aproximadamente independientes de la temperatura. Observando esta ecuación se verifica que la tensión de circuito abierto disminuye ante el aumento de la temperatura.

Entre las características del inversor encuentra el rango de tensiones de máxima potencia ($V_{MPP}=330-600V$), y la tensión en corriente continua máxima (Max.DC voltaje =600V). La tensión generada por los módulos en serie debe de situarse dentro de esos márgenes ya que el inversor realiza el seguimiento del punto de máxima potencia. Por tanto para calcular el número de paneles en serie (N_s), Hay que realizar tres comprobaciones:

$$\begin{aligned} V_{Max}(T_{min}) &= V_{mp}N_s (1 + \alpha(T_{min} - T_{amb})) \\ V_{Max}(T_{max}) &= V_{mp}N_s (1 + \alpha(T_{max} - T_{amb})) \\ V_{OC}(T_{min}) &= V_{OC}N_s (1 + \alpha(T_{min} - T_{amb})) \end{aligned}$$

Donde:

$T_{min} = -5^\circ C$: temperatura mínima de los paneles.

$T_{max} = 60^\circ C$: temperatura máxima de los paneles.

$T_{amb} = 18^\circ C$ Temperatura ambiente de los paneles en condiciones estándar.

Ecuación 14: Comprobación para cálculo de paneles en serie

Por norma de seguridad se establecerán unos márgenes más acotados, reduciendo 10V el rango de tensiones (340-590 V). Se obtendrá la tabla siguiente en función del número de módulos en serie:

Tabla XI. Identificación del número de paneles en serie

N.-Paneles Serie	$V_{max}(T_{min})$	$V_{max}(T_{max})$	$V_{OC}(T_{min})$	Acceptable
1	39,1	31,5	49,5	NO
2	78,2	63	98,9	NO
3	117	94,5	148	NO
4	156	126	198	NO
5	196	157	247	NO
6	235	189	297	NO

7	274	220	346	NO
8	313	252	396	NO
9	352	283	445	NO
10	391	315	495	NO
11	430	346	544	SI
12	469	378	593	NO
13	509	409	643	NO
14	548	441	692	NO
15	587	472	742	NO
16	626	504	791	NO
17	665	535	841	NO
18	704	567	890	NO
19	743	598	940	NO
20	782	630	989	NO

Fuente: Elaboración Propia

Para establecer el número de módulos en serie N_S , debe cumplir el rango de tensión Establecido que es (340 V-590 V). Haciendo los respectivos cálculos se obtuvo $(N_S)N$ de módulos serie = 11.

Para el cálculo del número de módulos en paralelo ($N_{P_{MAX}}$), se tomará en cuenta a la temperatura. En este caso la restricción viene dada por la corriente continua máxima admisible por el inversor (1600 A).

$$I_{SC}(T_{max}) = I_{SC}N_{P_{max}} (1 + \beta(T_{max} - T_{amb}))$$

Ecuación 15: cálculo del número de paneles en paralelo

El margen de seguridad establecido es de 10 A [por lo que $I_{SC}(T_{max})$] debe ser menor a 1590 A). Para ese valor de corriente, el número de módulos máximo en paralelo es $N_{P_{max}}=185$. El sobredimensionamiento (SD) que admite el inversor Sunny Central 500HE-US se calcula a partir de la máxima potencia en corriente continua = 565 KWp (para condiciones por debajo de las estándar STC).

$$SD = \frac{P_{max} - P_{nom}}{P_{nom}} = \frac{560 - 500}{500} = 0,13$$

Ecuación 16: Sobredimensionamiento para el inversor

Entonces el inversor admite un 13% de sobredimensionamiento, lo cual genera otra restricción para el cálculo del número de módulos fotovoltaicos conectados en paralelo:

$$N_P = \frac{P_{max_{cc}}}{N_S * P_{Pico/Modulo}} = \frac{565KW}{11,290Wp} = 177 \text{ (Para SD = 13\%)}$$

Ecuación 17: Calculo de paneles en paralelo

Con los valores obtenidos hasta el momento ($N_S=11$, $N_P<185$ y $N_P=177$ para SD), se procederá a realizar un primer dimensionamiento de la planta.

La disposición de los módulos solares sobre la estructura se observa en la figura 12:

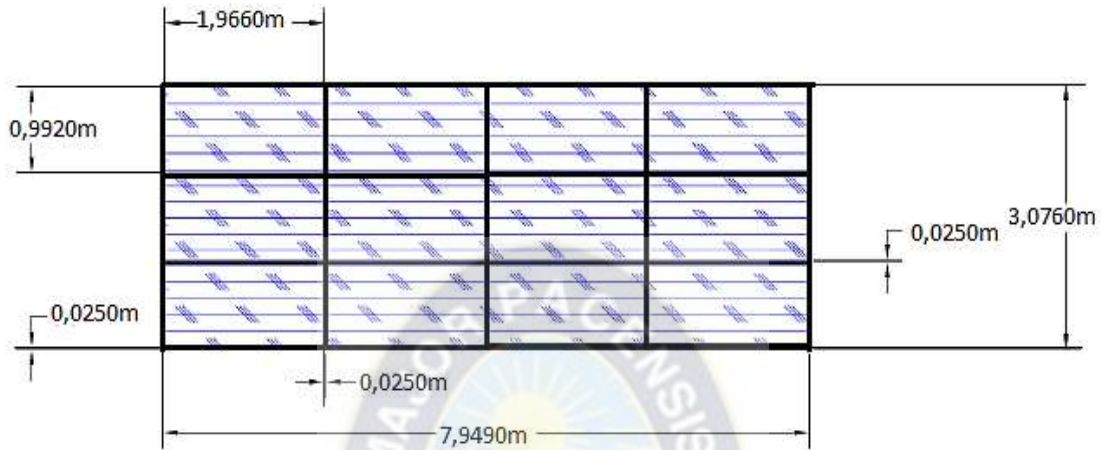


Figura 17. Disposición de los paneles sobre la estructura de soporte

Fuente: Elaboración Propia

- Número de módulos fotovoltaicos conectados en serie por rama o “strings⁵”: 11 módulos/string. cantidades de paneles solares
- Mesa de 4 módulos fotovoltaicos o strings situado en serie y paralelamente a 3 alturas, lo que supone 12 strings/mesa, por lo tanto $11 \times 12 = 132$ módulos fotovoltaicos/mesa (Ver Plano 4). Como soportes estructurales serán necesarias 11 estructuras como las de la figura

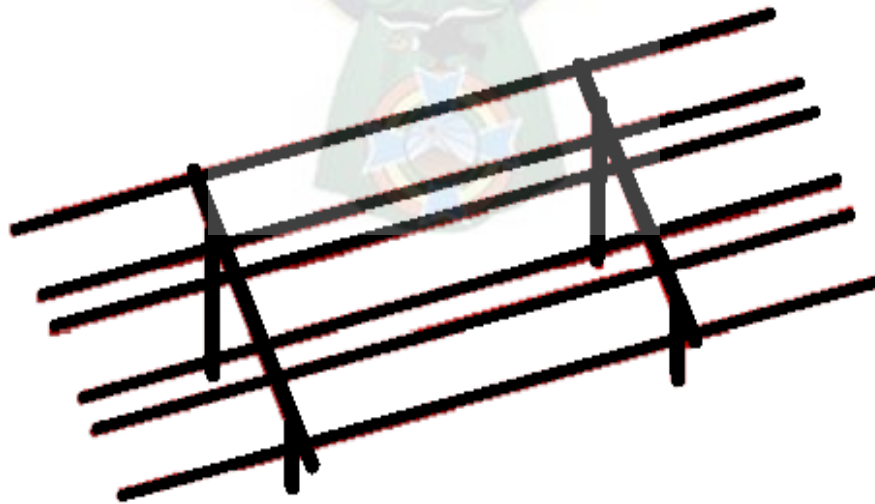


Figura 18. Estructura soporte de los paneles

⁵ Strings, Cantidad de módulos fotovoltaicos que están conectados en serie.

Fuente: Saclimafotovoltaica.com

Para determinar el número de mesas necesario para que la planta tenga una potencia de 20MW es necesario tener un equilibrio entre el diseño y organización de las mesas y equipos.

Este equilibrio se realizará en función de los corredores necesarios que permitan el acceso a todos los equipos, las distancias entre mesas para evitar sombras y así reducir pérdidas al transportar por los cables la energía generada, la capacidad de los equipos instalados (para no utilizarlos a altos regímenes de funcionamiento que pudieran dañar dichos equipos) y el coste de los materiales y la obra civil (SILES, 2012, p25).

En función de los resultados obtenidos previamente, se aportan diferentes disposiciones de los módulos fotovoltaicos para el bloque de 1 MW

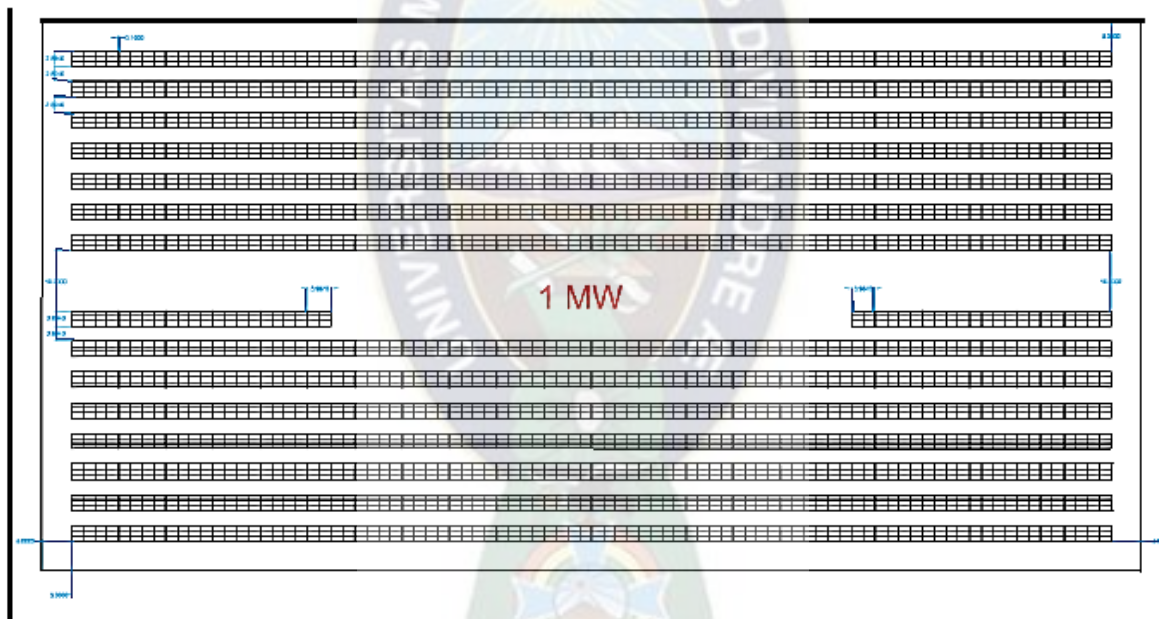


Figura 19. Diseño del bloque modular 1MW
Fuente: Elaboración Propia

Se procura que el megavatio tipo sea lo más simétrico posible para que los inversores por cada megavatio reciban la misma cantidad de energía y se produzcan las mismas pérdidas en el transporte de la potencia hasta los mismos. Esta disposición se obtiene con 3828 módulos fotovoltaicos, organizados formando 28 mesas de 12 strings y 2 mesas de 6 strings. De tal modo que $N_S=11$ y $N_P=174$ por inversor (el número total de strings o ramas en paralelo por megavatio es de 348). La potencia instalada será de 1110,12 KWp, y el

sobredimensionamiento que tendrá cada inversor (dos inversores por cada Megavatio MW) será de $SD=11\%$.

El número de entradas que permite cada inversor Sunny Central 500HE-US es de 12-18, según el catalogo del fabricante (SMA). Se deciden emplear “combiner boxes”⁶ de 6 y de 12 entradas (los “combiner boxes” disponibles del mismo fabricante SMA que los inversores de 6,12,28 y 52 entradas: SBCB-6, SCCB-12, SCCB-28 y SCCB-52), de tal manera que el número de cables que llevaran a cada uno de los inversores serán 14 provenientes de los “combiner boxes” de 12 entradas, y uno proveniente de un “combiner box” de 6 entradas (necesario para cada mesa central del megavatio tipo formada únicamente por 6 strings). De este modo se consigue utilizar al 100% cada uno de los “combiner ” al no quedar ninguna entrada sin ocupar.

3.7 DIMENSIONAMIENTO FINAL

Con el diseño escogidos para la configuración de los módulos fotovoltaicos que son de 1980 módulos de 290 Wp por cada inversor de 500 KW, llegando al inversor 180 ramas o strings en paralelo formadas por 11 módulos conectados en serie. El número de combiner box o cajas de conexión a emplear será 30, todo del modelo SCCB-12, SMA, quedando ocupadas todas las entradas de cada uno de ellos. Y para conseguir la potencia nominal objetivo de 20 MW se dispondrá en la planta de 40 inversores de 500 KW, por lo tanto 79200 módulos fotovoltaicos en total, teniendo una potencia instalada de 22,968 KW, y obteniendo una producción anual de **39,67GWh/año**.

3.7.1. Dimensionamiento de transformadores

La planta fotovoltaica dispondrá de un total de 20 transformadores de potencia, uno por cada bloque modular de 1MW. Estos transformadores tienen la finalidad de elevar la Baja Tensión a Media Tensión, para realizar el transporte de energía por la planta disminuyendo al máximo las pérdidas.

Como primera aproximación, será recomendable para este proyecto elegir transformadores de 1MVA por cada bloque modular de 1MW. En este apartado se realizara un estudio para comprobar que sobrecarga permite el transformador, teniendo en cuenta la temperatura y siendo limitada por los efectos a corto plazo que tiene sobre el transformador, el estudio se

⁶Combiner boxes, son arreglos o combinaciones entre paneles solares a fin de alcanzar voltajes y amperajes necesarios para que el inversor trabaje.

realizara siguiendo la norma **ANSI/IEEE C57.92-1981** “Guide for loading mineral-oil immersed power transformers up to and including 100 MVA with 55°C or 65°C average winding rise”. La temperatura cobra una importancia destacable en el funcionamiento de los transformadores. Existen diversos factores que afectan a la duración de la vida de un transformador. Esta duración depende mucho de acontecimientos extraordinarios, como pueden ser sobretensiones, cortocircuitos en la red y sobrecargas de emergencia. La esperanza de vida normal está definida por un servicio continuo ininterrumpido a la temperatura ambiente de referencia y en las condiciones de funcionamiento asignadas. Si la carga aplicada supera las definidas en la placa de características y/o la temperatura ambiente superior al valor asignado, esto implica un riesgo y una aceleración del envejecimiento del transformador. El sobrecargar un transformador por encima de los valores asignados acarrea diversas consecuencias, entre las que se encuentran:

- La densidad del flujo de dispersión fuera del circuito magnético aumenta y provoca un incremento de calentamiento por corrientes de Foucault⁷ en las partes metálicas atravesadas por el flujo.
- Las temperaturas de los arrollamientos, piezas de apriete, conexiones, aislamientos y del aceite, aumentan y pueden alcanzar valores inaceptables.
- Los bornes, cambiadores de tomas, terminales de cable y los transformadores de intensidad se verán también expuestos a condiciones más severas reduciendo sus posibilidades de utilización.
- Las variaciones de temperatura implican modificaciones en el contenido de humedad y gases, en los aislamientos y en el aceite.

El efecto sobre el transformador de la temperatura puede ser tanto a corto como a largo plazo. Como efecto a corto plazo se tienen: las temperaturas elevadas provocan un deterioro temporal de las propiedades mecánicas con la consecuente reducción de la capacidad de soportar esfuerzos de corto circuito; si la temperatura de aislamiento excede la temperatura crítica, se puede producir acumulación de gases en los pasatapas o una expansión de aceite que provoque un desbordamiento del mismo en el depósito conservador.

⁷ Corrientes de Foucault, son corrientes inducidas en el cuerpo conductor por variación en el flujo magnético el resultado aparición de una f.e.m. que hace circular una corriente en el material conductor.

Como efectos a largo plazo se puede destacar: se producirá una aceleración de la degradación térmica acumulativa del aislamiento de los conductores, al igual que de otros materiales aislantes, partes estructurales y los conductores mismos; las juntas del transformador pueden volverse más frágiles a altas temperaturas (Norma NEC, 15, p20 11, "Guía de carga para transformadores de potencia sumergidos en aceite").

Por tanto los transformadores localizados en zonas geográficas con temperaturas ambientales más bajas que en las zonas cálidas, pueden trabajar con una mayor capacidad de carga. En zonas donde las temperaturas ambientes no son altas los transformadores pueden trabajar en sobrecarga sin disminuir su vida útil. Es necesario analizar los días en los que se produce la máxima cantidad de energía respecto del año, y estudiar el caso más desfavorable, esto, es el día en el que la temperatura sea mayor ya que el transformador reducirá su capacidad de carga.

Tabla XII. Datos de temperatura del lugar donde se localizara planta

Media mensual de la temperatura del aire a 10m sobre la superficie terrestre (°C)													
Lat35.98 Lon120.1	Ene	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Med Anual
Media 22años	10.9	11.2	12.3	14.3	16.6	9.1	11.3	11.4	20.3	18.0	13.8	11.0	15.9
Min.	7.23	7.31	8.01	9.49	11.4	3.5	5.6	6.0	15.5	13.5	9.90	7.44	11.2
Max.	15.4	15.7	17.3	19.3	21.6	24.4	26.7	27.0	27.0	23.0	18.4	15.2	24.8

Fuente: Datos procedentes de la NASA (<http://eosweb.larc.nasa.gov/sse>)

Según datos proporcionados por SENAMHI (Servicio Nacional de Meteorología e hidrología). Los días en los que la producción es mayor (por cada bloque modular de 1MW) son los especificados en la tabla 8:

Tabla XIII. Datos de simulación con PVSyst

Mes	Dia	Hr	Corr A	Ten(V)	Pot(KW)	Tem(°C)	Pot.Inv	Pot*Ren	Pot.ApTraf(KVA)
Mar	12	12	1370.55	391.06	535.97	13.01	1071.94	1050.50	1167.22
Sep	9	12	1390.78	383.98	534.03	18.26	1068.05	1046.69	1162.99
Nov	2	10	1367.00	388.77	531.45	15.79	1062.91	1041.65	1157.39
Mar	2	13	1451.05	365.74	530.71	19.60	1061.41	1040.19	1155.77
Oct	11	11	1430.86	370.87	530.66	22.22	1061.32	1040.10	1155.66
Sep	9	11	1364.41	387.18	528.27	16.84	1056.54	1035.40	1150.45
Nov	2	11	1351.57	388.94	525.68	16.02	1051.35	1030.33	1144.81
Mar	12	11	1321.28	397.55	525.28	11.72	1050.56	1029.55	1143.94
Mar	15	12	1429.04	367.50	525.17	18.62	1050.34	1029.33	1143.70
Mar	16	11	1429.11	366.64	523.97	19.02	1047.93	1026.97	1141.08

May	6	12	1448.51	348.69	519.57	22.45	1039.14	1018.35	1131.50
Mar	12	10	1305.92	396.78	518.16	10.00	1036.33	1015.60	1128.45
Mar	8	11	1322.06	391.08	517.03	10.04	1034.07	1013.38	1125.98
Mar	15	11	1387.22	372.45	516.67	16.42	1033.35	1012.68	1125.20
Sep	29	12	1352.48	381.27	515.66	17.42	1031.32	1010.70	1123.00
Sep	29	11	1333.15	386.36	515.08	17.14	1030.15	1009.55	1121.72
Sep	1	12	1387.99	368.60	511.61	25.28	1023.22	1002.76	1114.18
Ago	7	12	1407.39	363.20	511.16	24.84	1022.32	1001.87	1113.19
Oct	11	12	1375.40	371.40	510.83	23.45	1021.65	1001.22	1112.47
Ago	20	11	1413.21	361.17	510.41	25.64	1020.83	1000.41	1111.57

Fuente: Elaboración Propia

La columna de “POTENCIA” se refiere a la potencia en (KW) que recibe cada uno de los inversores como los bloques modulares son simétricos y equivalentes de cara a los inversores, la potencia activa que recibirá el transformador será el doble de la potencia de los inversores y multiplicada por el rendimiento de los mismos (98% CEC: California Energy Commission Efficiency). Finalmente, la potencia aparente que verá el transformador será la potencia anteriormente calculada (“POT*Rend”) entre el factor de potencias más desfavorable del inversor ($\cos\phi=0,9$ para SUNNY CENTRAL 500HE-US).

Una vez calculada esta potencia aparente, se eligen los 20 días en los que la potencia a la que trabaja el transformador es mayor, tal y como indica la norma, y de los que se obtiene la tabla anteriormente citada. El día más desfavorable es aquel en el que la temperatura es mayor.

En este caso y para un año tipo, ese día corresponde con el **20 de agosto**. Se procede a analizar este día y la curva de funcionamiento del transformador para realizar el dimensionamiento del mismo en el día más desfavorable del año.

Tabla XIV. Curva de funcionamiento del transformador

X ₁	0	2	4	5.3	6.1	6.8	7.5	8.8	10.6
Y	0	0	0	200	400	600	800	100	1120
X ₂	23	21	17	15.8	14.9	14.3	13.4	12	10.4

Fuente: Elaboración Propia

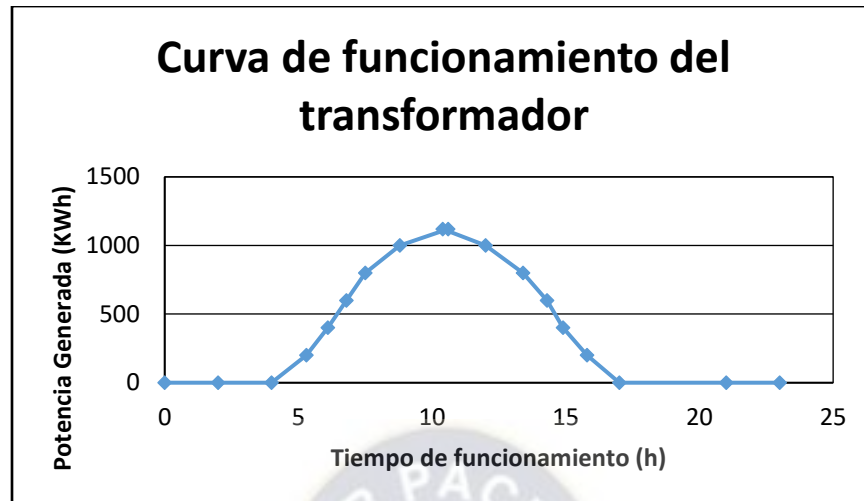


Figura 20. Curva de funcionamiento del transformador día más desfavorable
Fuente: Elaboración Propia

En primer lugar es necesario elegir el aislamiento del transformador y el fabricante. El transformador será de COOPER INDUSTRIES. Tendrá refrigeración natural y estará inmerso en aceite (aislamiento ONAN: Oil Natural Air Natural, o “Selfcooled, Liquidfilled”). Será un transformador “Pad –mount”, transformador exterior con carcasa metálica. Este tipo de transformador es el más empleado en Estados Unidos en proyectos similares al presente, por las ventajas que tiene al que sea de exterior (se favorece la refrigeración del mismo) y porque de este modo no es necesaria la implantación de un edificio fabricado para albergar este equipo.

Esto último supone un gran ahorro para una instalación de 20MW ya que se evita instalar 20 edificios prefabricados, evitando tanto los gastos de compra y transporte como de obra civil de las cimentaciones de los mismos. Como previamente se ha mencionado, el estudio se realiza siguiendo la norma ANSI/IEEE C57.92-1981: “**Guide for loading mineral-oil-immersed power transformers up to and including 100MVA with 55°C or 65°C average winding rise**”.

Según la norma, el ciclo de carga diario de un transformador se puede modelar mediante una curva compuesta de dos escalones que simbolizan la carga inicial y la carga pico. El escalón correspondiente a la carga pico puede ser definido para 0.5, 1, 4, 8 y 24 hrs, en función de la curva de funcionamiento real del transformador que se tenga y de lo conservador que se quiera ser.

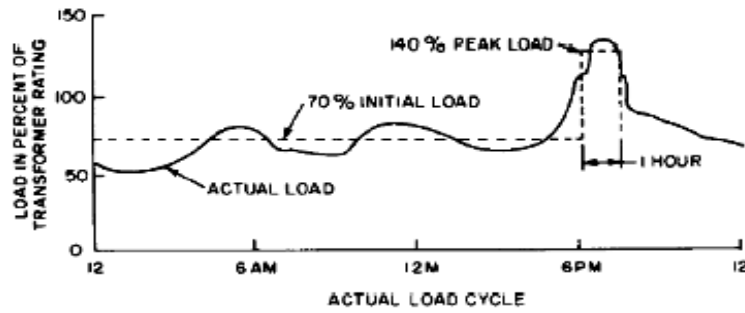


Figura 21. Ejemplo de una curva característica de un transformador
Fuente: Catálogo COOPER INDUSTRIES

Esta equivalencia es posible ya que un transformador que alimenta una carga fluctuante tiene unas pérdidas igualmente fluctuantes, pero que son equivalentes a una carga intermedia constante mantenida durante el mismo periodo de tiempo. Esto es debido a las características de almacenamiento térmico de los materiales del transformador. Por tanto, en la figura 17 se representa la carga en (KVA) en cada hora del día 20 de agosto que se ha definido como el más desfavorable del año.

Tabla XV. Datos de Carga (y) vs. Tiempo(x)

X	5.5	6.5	7.5	8.5	9.5	10.5	11.5	12.5	13.5	14.5	15.5	16.5	17.5
Y	100	108.75	361.27	654.07	886.43	1030.69	1111.57	1102.78	1016.73	867.49	674.07	403.96	135.68

Fuente: Elaboración Propia

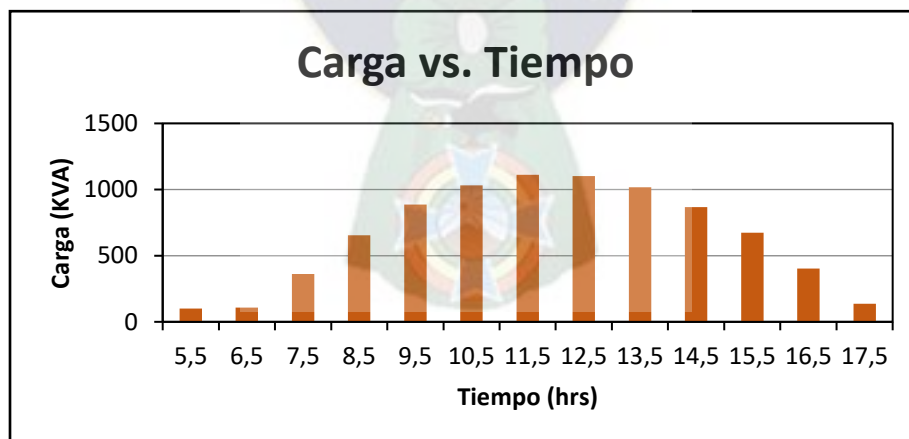


Figura 22. Carga vs. Tiempo
Fuente: Elaboración Propia

La carga equivalente se calcula a partir de la ecuación siguiente, definida por la norma ANSI/IEEE C57-2011:

$$\text{Equivalente load or rms value} = \sqrt{\frac{L_1^2 * t_1 + L_2^2 * t_2 + L_3^2 * t_3 \dots \dots L_{24}^2 * t_{24}}{t_1 + t_1 + \dots \dots t_{24}}} = 551,217 \text{ KVA}$$

Tomando en cuenta que L_{i+1} representa la carga en (KVA) de cada hora i

Ecuación 18: Carga equivalente del Transformador

Tabla XVI. Valores horarios de carga del transformador

L1 (00:00)	0,00	L13 (13:00)	1016,73
L2 (01:00)	0,00	L14 (14:00)	867,49
L3 (02:00)	0,00	L15 (15:00)	674,07
L4 (03:00)	0,00	L16 (16:00)	403,96
L5 (04:00)	0,00	L17 (17:00)	135,68
L6 (05:00)	108,75	L18 (18:00)	0,00
L7 (06:00)	361,27	L19 (19:00)	0,00
L8 (07:00)	654,07	L20 (20:00)	0,00
L9 (08:00)	886,43	L21 (21:00)	0,00
L10 (09:00)	1030,69	L22 (22:00)	0,00
L11 (10:00)	1111,57	L23 (23:00)	0,00
L12 (11:00)	1102,78	L24 (24:00)	0,00

Fuente: Elaboración Propia en función a datos obtenidos por fórmula

APLICACIÓN DE LA NORMA ANSI/IEEE C57.92-1981 (pico 2 horas)

Se calcula la carga equivalente inicial y la carga equivalente del pico, mediante las ecuaciones definidas por la norma ANSI/IEEE C557-1981. El periodo de 2 horas se corresponde con el funcionamiento del transformador entre las 10:00 y 12:00 horas.

Tabla XVII. Datos de Carga pico para el funcionamiento de 2 horas

X	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Y	100	380	620	840	1080	1150	1140	1100	840	635	405	180

Fuente: Elaboración Propia

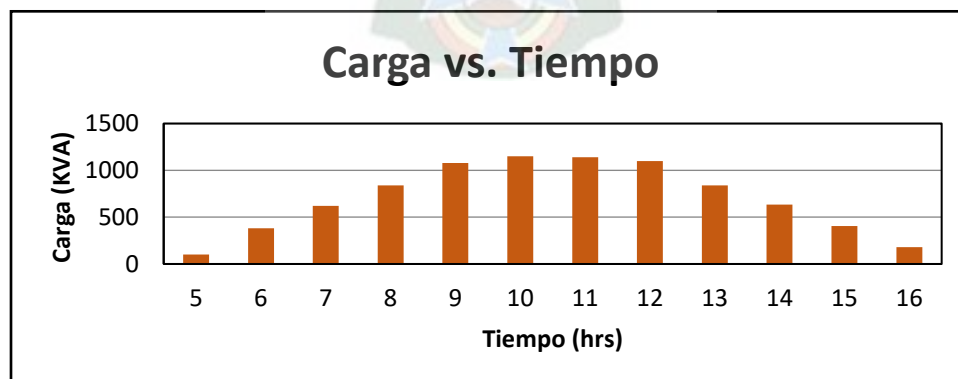


Figura 23. Valores horarios de carga del transformador para un pico de 8 horas

Fuente: Elaboración Propia

$$\begin{aligned} \text{Equivalente inicial de la Carga} &= 0,29 \sqrt{L_{10}^2 + L_9^2 + L_8^2 + L_7^2 + L_6^2 + L_5^2 + L_4^2 + L_3^2 + L_2^2 + L_1^2 + L_{24}^2 + L_{23}^2} \\ &= 450,969 \text{ KVA} \end{aligned}$$

$$\text{Equivalente pico de la carga} = \sqrt{\frac{L_{11}^2 * t_{11} + L_{12}^2 * t_{12}}{t_{11} + t_{12}}} = 1107,18 \text{ KVA}$$

Ecuación 19: Carga del transformador

Para el cálculo de la carga equivalente inicial se han de tomar las cargas de las 12 horas previas al inicio del pico de la carga. En cuanto a la carga equivalente pico, esta no debe ser menor que el 90% de la media hora donde se produzca la carga máxima. Esta carga máxima corresponde al periodo entre 11:00 12:00, y tiene un valor de 1111,57 KVA.

$$0,9 * 1111,57 = 1000,413 < 1107,18 \text{ (equivalente pico de la carga)}$$

Habiendo definido estos valores, la curva equivalente del funcionamiento del transformador en el día más desfavorable del año tendrá la forma (Figura 19)

Tabla XVIII. Datos para Curva equivalente para un pico de 2 horas en el día más desfavorable

X	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	10	11	12
Y	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	1100	1100	1100
X	13	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Y	1100	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450

Fuente: Elaboración Propia



Figura 24. Curva equivalente para un pico de 2 horas en el día más desfavorable

Fuente: Elaboración Propia

Para poder entrar en las tablas que aparecen en la norma ANSI/IEEE C57.92_1981 y ver la sobrecarga que admite el transformador, son necesarios los siguientes datos:

- Incremento de la temperatura: 65°C.
- Refrigeración del transformador: ONAN.
- Porcentaje de carga equivalente inicial respecto de la carga nominal. Únicamente hay tablas para un porcentaje de la carga equivalente respecto de la carga pico para 50%, 70%, 90% y 100%.
- Temperatura ambiente media del mes más desfavorable (agosto): 21,4°C. las tablas están definidas para 20°C o 30°C. La norma indica que para ser más conservadores se sumen 5°C a la temperatura media obtenida. Se entrara en tablas para una temperatura de 30°C.

-Carga inicial de 50% de la nominal.

Para un porcentaje de la carga equivalente inicial respecto de la nominal de un 50% se obtiene que la potencia nominal del transformador será de:

$$\frac{450,969}{S_{nom}} = 0,5 \rightarrow 901,938 \text{ KVA}$$

Según las tablas de la norma ANSI/ C57.92-1981, para que el transformador tenga una disminución de la expectativa de vida normal para estas condiciones, la carga pico por unidad a la que puede sobrecargarse el transformador durante 2 horas es de 1,57pu por lo tanto:

$$S_{pico} = 1,57 * S_{nom} = 1,57 * 901,938 = 1416,04 \text{ KVA}$$
$$> 1107,18 \text{ KVA equivalente pico de la carga}$$

La sobrecarga que se le está aplicando al transformador (1107,18 KVA) no supera la carga pico permitida para que no haya una disminución más pronunciada de la expectativa de vida del transformador de 901,938 KVA o superior (potencia normalizada: 1000 KVA).

De este modo se podría emplear un transformador de potencia nominal que oscile entre 950,000 KVA y 650,000 KVA, donde la vida útil de un transformador de este tipo es de 30 años.

Tabla XIX. Comparación Transformadores 750 KVA y 1000 KVA

Potencia Transformador	Precio Unitario	Costo Total	Vida Útil	Costo Diario	Costo /KW Instalado
750 KVA	10,90\$US /Ud..	218,000\$US	29,925 años	19,958\$US día	9,491 \$US/KW
1000 KVA	13,500\$US /Ud.	270,000\$US	30. años	24,658\$US día	11,755\$US KW
Diferencia	2,600\$US /Ud.	52,000\$US	0,075 años	4,7 \$US día	2,264\$US KW

Fuente: Elaboración Propia en base a datos obtenidos de catálogo COOPER INDUSTRIES

El precio de un transformador de 1000 KVA, del fabricante, es de 13.5000\$US. El costo de instalación de 20 transformadores para la planta fotovoltaica asciende a: 270.000\$US

El precio de un transformador de 750 KVA, del fabricante COOPER INDUSTRIES, es de 10.900\$US. El costo total de 20 transformadores para la planta fotovoltaica asciende a 218.000\$US. En la tabla VI puede observarse que el ahorro de instalar transformadores de 750 KVA en lugar de transformadores de 1000 KVA es lo suficiente considerable para optar por la primera opción. El ahorro diario de emplear dicho transformador es 4,7 \$US /día.

Tomando en cuenta el ahorro económico anteriormente visto, también se tendrá un menor valor de la pérdida durante el funcionamiento de la instalación ya que los valores de las pérdidas en vacío (P_0) y las pérdidas a plena carga son menores (P_f)

3.8 PRIMERA CONCLUSIÓN

La potencia de los transformadores a emplear será de 750 KVA (potencia normalizada), según se ha establecido en el apartado 3.7.1

El transformador estará regulado en la primera toma (-5%): para lograr 21 KV en el lado de Media Tensión a partir de la relación $115 / 24,6 \text{ KV} = 22860 \times (1-0,05)$.

Tabla XX. Características del transformador

Potencia nominal	750 KVA
Tensión primario	22860 V
Tensión secundario	208 V
Nivel de aislamiento primario	125 KV
Nivel de aislamiento secundario	30 KV
Grupo de conexión	YN
Tomas de regulación	+/- 5% +/- 2,5%
Temperatura de aislamiento	120°C
Normativa	IEEE C57.12.00, IEEE C57.12.34, IEEE C57.12.28, IEEE C57.12.70, IEE C57.12.80, IEEE C57.12.90, IEEE C57.13, ANSI/IEEE 386 NEMA AB1, NEMA TR1

Aumento de la temperatura devanados	65°C
Refrigeración	ONAN
Rendimiento	99,3%
Perdidas en vacío	880 W
Perdidas en plena carga	7530 W
Nivel de ruido	61 Db
Dimensiones	64" x 89" x 57" (1,625m x 2,261m x 1,448m)

Fuente: Catálogo COOPER INDUSTRIES. Características del transformador 3.9 Cálculo del cableado eléctrico de CC.
(Corriente Continua)

3.9. CÁLCULO DE LOS DIFERENTES CABLEADOS PARA LOS PANELES FOTOVOLTAICOS

A continuación se detalla los cálculos de las secciones del cableado en CC. El cable de conexión representa el componente indispensable para que el transporte de la energía eléctrica entre los diferentes elementos de un sistema fotovoltaico.

El cálculo de las secciones de los conductores se realizará de acuerdo a la normativa aplicable del National Electric Code (NEC), capítulo 3 (Wiring Methods and Materials). Los criterios a cumplir para conductores empleados son:

-Criterio térmico: el conductor ha de ser capaz de disipar el calor generado por la intensidad que circula por el mismo durante el régimen permanente, teniendo en cuenta los factores de corrección por temperatura, profundidad, resistividad del terreno y agrupamiento.

-Criterio de caída de tensión: la caída de tensión debe ser menor que las especificadas por las condiciones de diseño.

-Criterio de corto circuito.

El criterio más restrictivo es el que determinara la sección del conductor. Se realizaran los cálculos para el bloque modular de 1MW. Dicho bloque se compone de 15 mesas, formadas por 24 strings cada una, con 11 módulos en serie en cada string(Ver Planos 2-3-4). El total de la potencia instalada es de 1148,4 KWp. Se emplearan dos inversores de 500 KW cada uno a los que llegaran 30 conductores provenientes de las mesas a cada uno, 15 del polo positivo y 15 del polo negativo (se ocuparan 15 entradas, de las 18 permitidas, en cada inversor). Estos conductores tienen su origen en los "combiner-box SCCB-12, SMA", cada uno de los cuales agrupa 12 strings para reducir el número de conductores que llegan al inversor. El tipo de cable a emplear es de cobre, unipolar y preparado para ser enterrado en canalizaciones de hormigón.

Se calcularán por un lado los conductores necesarios de cada uno de los strings a los “combiner-box, y por otro lado los conductores de los “combiner” a los inversores (que serán de mayor sección al tener que transportar una corriente mayor). Los módulos fotovoltaicos están interconectados en serie formando los strings, del borne positivo de uno al borne negativo del siguiente, por medio de cables que vienen de fábrica junto con los paneles los cuales incorporan unos conectores machembrados. La sección de dichos conductores aportados por el fabricante es de 4mm^2 . Cada uno de estos strings llevara un cable desde sus bornes positivo y negativo hasta el “combiner” correspondiente. Finalmente de cada “combiner” saldrá dos cables, el positivo y el negativo, que se conectarán al inversor adecuado.

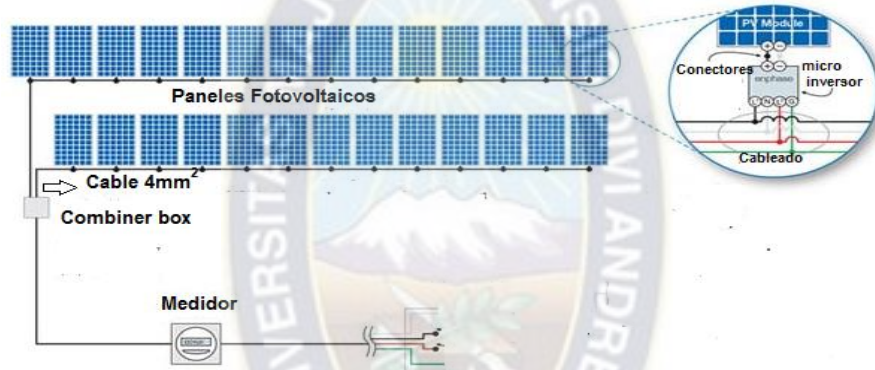


Figura 25. Diagrama de conexión de los paneles solares
Fuente: SUNTECH (Proveedor)

3.10 CÁLCULO CABLEADO PANELES–“COMBINER BOX”(CAJA DE CONEXIONES)

Los conductores empleados en instalaciones fotovoltaicas tienen la restricción, según el artículo NEC-690.8 [1], de que la máxima corriente que pueda transportar sea el 80% de la máxima capacidad de la corriente que pudiera circular por los mismos.

3.10.1 Criterio térmico.

Según los requisitos establecidos en el artículo NEC-690.8 (1), la corriente máxima debe ser la suma de las corrientes de los strings conectados en paralelo multiplicada por 125%.

$$I_{max} = 1,25 * I_{cc} = 1,25 * 8,42 = 10,525A$$

Ecuación 20: Corrientes máximas que pasan por los strings
Siendo I_{cc} la corriente de corto circuito de los módulos fotovoltaicos. No es necesario aplicar factores de corrección.

La sección del cable que cumple dicha condición, según el artículo NEC-240.4 (D)(3) es de 2,08 mm² lo que equivale a 14 AWG (15 A).

Esta sección es menor a la que utiliza el fabricante para interconectarlos en serie (4mm²/12 AWG) por lo que se decide elegir, para este criterio, dicha sección de **(4mm²)12 AWG**.

3.10.2 Criterio de la caída de tensión.

Se debe de cumplir que la caída de tensión desde el panel fotovoltaico más alejado del inversor hasta dicho inversor, no supera el 1,5%. Para aplicar este criterio es necesario calcular por un lado la caída de tensión en los cables desde los módulos hasta los “combiner”, y posteriormente desde los “combiner” hasta el inversor.

Eligiendo un cable unipolar, de cobre, con una conductividad de 44 ohm.mm²/m, y una sección de 10 AWG (6 mm²), la máxima tensión que se produce es:

$$\Delta U(\%)_{\max} = 0,583\%$$

El método de cálculo empleado es:

$$\Delta U(V) = 2 * I * R = 2 * I * \rho \frac{L}{S} = 2 * I * \frac{1}{\gamma} * \frac{L}{S}$$

Donde:

$$I = I_{MPP} = 8, 15 \text{ A.}$$

$$\gamma = 44 \text{ m / ohm.mm}^2: \text{ Conductividad del cobre.}$$

$$L = 37 \text{ m: Longitud máxima desde el modulo fotovoltaico más lejano a su "combiner box" correspondiente.}$$

$$S = 6 \text{ mm}^2: \text{ sección del conductor.}$$

$$\Delta U(\%) = \frac{\Delta U}{U_{String}} * 100$$

Ecuación 21: Tensión máxima producida en un cable conductor

Siendo:

$U_{String} = 11 \times 35,6 \text{ V} = 391,6 \text{ V}$: Tensión de los 11 módulos en serie que configuran un string o ramal. Tomando los datos de referencia se utilizara un cable de sección **10 AWG (6 mm²)**.

Tabla XXI. Pérdidas y caídas de tensión de los módulos combiner box

Cable módulos pv- combiner box (por mesa) (10 AWG Cu)						
String	Metros de Cable	Corriente [I]-(I_{mpp}):	Sección (mm^2)	Caída de Tensión (%)	Perdidas (W)	Perdidas (%)
String 1a	35	8,15	6	0,55183	8,80601	0,27605
String 1b	36	8,15	6	0,5676	9,05761	0,28394
String 1c	37	8,15	6	0,58337	9,30921	0,29182
String 2a	13	8,15	6	0,20497	3,2708	0,10253
String 2b	14	8,15	6	0,22073	3,52241	0,11042
String 2c	15	8,15	6	0,2365	3,77401	0,11831
String 3a	35	8,15	6	0,55183	8,80601	0,27605
String 3b	36	8,15	6	0,5676	9,05761	0,28394
String 3c	37	8,15	6	0,58337	9,30921	0,29182
String 4a	13	8,15	6	0,20497	3,2708	0,10253
String 4b	14	8,15	6	0,22073	3,52241	0,11042
String 4c	15	8,15	6	0,2365	3,77401	0,11831
Total (MW)	18000				75,48011	0,19718

Fuente: Elaboración Propia

3.11 CÁLCULO CABLEADO “COMBINER-BOX”/ INVERSOR

Se emplea cable unipolar de aluminio, para reducir los costos de instalación.

3.11.1 Criterio térmico.

Siguiendo los requisitos establecidos en el artículo NEC-690.8(2), la corriente admisible de los cables debe soportar un valor de corriente igual a la suma de corrientes por cada uno de los strings en paralelo (12 Strings por “combiner- box”)

$$I_{Max} = 12 * (1,25 * I_{cc}) = 12 * 1,25 * 8,42 = 126,3 A$$

Siendo I_{cc} la corriente de cortocircuito de los módulos fotovoltaicos.

Ecuación 22: Calculo de las corrientes admisibles en los strings

No es necesario aplicar un factor corrector por temperatura puesto que la temperatura ambiente es menor de 30°C (temperatura del medio ambiente anual: 15.9°C).

El dispositivo contra sobre intensidades debe tener una capacidad del 125% de la corriente determinada en el cálculo anterior. Esto es para impedir que los dispositivos contra sobre intensidades funcionen a más del 80% de su capacidad por lo tanto los cables han de ser dimensionados para que soporten ese 125% de la intensidad calculada, para asegurar el

funcionamiento correcto de los dispositivos contra sobre intensidades conectados. Por lo tanto los cables se dimensionaran para una intensidad de:

$$I = (1,25 * I_{max}) = 1,25 * 126,3 = 157,875 A$$

Según la tabla NEC-310.16, para una temperatura de 90°C, el tamaño de cable a utilizar será 3/0 AWG (85,01 mm²), cuya capacidad es de 175 A.

3.11.2 Criterio de la caída de tensión.

Se debe cumplir que la caída de tensión desde el panel fotovoltaico más alejado del inversor, no supera el 1,5%.

Eligiendo un cable unipolar de cobre, con una conductividad de 28 ohm.mm²/m, y una sección de 500 Kcmil (253,4 mm²), la máxima tensión que se produce es:

$$\Delta U(\%)_{max} = 0,4595\%$$

El método de cálculo empleado ha sido:

$$\Delta U(V) = 2 * I * R = 2 * I * \rho * \frac{L}{S} = 2 * I * \frac{1}{\gamma} * \frac{L}{S}$$

Siendo:

- $I=12.I_{MPP}=97,8 A$.
- $\Gamma=28m / ohm.mm^2$: conductividad del aluminio.
- $L= 65,27 m$: Longitud máxima desde el “combiner” más lejano al inversor correspondiente (se elige el caso más desfavorable).
- $S= 253,4 mm^2$: sección del conductor.

$$\Delta U(\%) = \frac{\Delta U(V)}{U_{String}} * 100$$

Ecuación 23: Máxima tensión producida en un cable unipolar

Siendo:

$$U_{String} = 11x35,6 = 391,6 V.$$

Tensión de los 11 módulos en serie que configuran un string o ramal

Tabla XXII. Criterio de caída de tensión en los combiner box

Cable combiner box inversor (500 Kcmil Al)							
Combiner-box	Núm. Cal	Metros de cable (m)	Intensidad [I]	Sección (mm ²)	Caída de Tensión (%)	Perdidas (W)	Perdidas (%)

1	7	65,272	9,78	253,4	0,4595	55,9945	0,14628
2	6	60,004	9,78	253,4	0,42242	51,47527	0,13447
3	5	54,736	9,78	253,4	0,38533	46,95604	0,12266
4	4	49,468	9,78	253,4	0,34825	42,43681	0,11086
5	3	44,200	9,78	253,4	0,31116	37,91759	0,09905
6	2	38,932	9,78	253,4	0,27407	33,39836	0,08725
7	1	33,664	9,78	253,4	0,23699	28,87913	0,07544
8	1	24,200	9,78	253,4	0,17036	20,76031	0,05423
9	2	29,468	9,78	253,4	0,20745	25,27954	0,06604
10	3	34,736	9,78	253,4	0,24454	29,79876	0,07784
11	4	40,004	9,78	253,4	0,28162	34,31799	0,08965
12	5	45,272	9,78	253,4	0,31871	38,83722	0,10146
13	6	50,540	9,78	253,4	0,35579	43,35644	0,11326
14	7	55,808	9,78	253,4	0,39288	47,87567	0,12507
15	8	61,076	9,78	253,4	0,42996	52,3949	0,13687
Total por MW	2749,52					589,6785	0,1027

Fuente: Elaboración Propia

Tomando en cuenta este criterio se elige un cable de sección de **500McM (253.4 mm²)**. De este modo, la caída de tensión máxima se produce en corriente continua, (teniendo en cuenta la caída de tensión calculada en el apartado 3.10es:

$$\Delta U(\%)_{max} = \Delta U(\%)_{max_1} + \Delta U(\%)_{max_2} = 0,583 + 0,4595 = 1,04\%$$

3.11.3 Criterio de agrupamiento

En las canaletas de hormigón prefabricado por las que se transportan los cables que llegan al inversor, se agruparan un máximo de 15 circuitos. Para este valor hay que aplicar los factores de agrupamiento que se obtienen de la tabla NEC-B.310.11. Para una agrupación de 10 a 85 cables, el cálculo de la corriente máxima se calcula mediante la fórmula siguiente:

$$A_2 = \sqrt{\frac{0,5 * N}{E}} * A_1$$

Ecuación 24: Calculo de corrientes máximas al inversor

A₂: ampacidad desde tablas 310,16; 310,18; B.310.6 y B.310.7, multiplicada por el adecuado factor de tabla B.310.11.

N: número total de conductores usados para obtener el factor multiplicador de Tabla B.310.11.

E: número de conductores deseados en la canalización o cable.

A_1 : ampacidad límite de los conductores que llevan corriente en la canalización o cable (NEC08).

$$A_2 = \sqrt{\frac{0,5 * N}{E}} * A_1 = \sqrt{\frac{0,5 * 24}{15}} * 175 * 0,7 = 109,57 A$$

Para cumplir los requisitos de este criterio se puede emplear un cable de sección **1 AWG (53,5 mm²)**.

3.11.4 Secciones y tipo de cable seleccionados para línea de CC.

Para la conexión módulos fotovoltaicos “combiner box”:

Según los distintos criterios de selección del conductor, obtenemos que las secciones para cada uno de ellos son:

Térmico 10 AWG (6mm²)

Caída de tensión 10 AWG (6mm²)

Ya que se pretenden obtener una instalación energéticamente eficiente, la sección seleccionada es de **10 AWG (6mm²)**, cumpliendo con todos los criterios de cálculo y consiguiendo así un mejor rendimiento de la instalación.

CABLE TECSUN (UL)-PV Wire, Cu,(PRYSMIAN), /6.0mm²/10 AWG código 20025136.

Para la conexión “combiner-box” –inversor:

Según los distintos criterios de selección del conductor, obtenemos que las secciones para cada uno de ellos serán:

Térmico (85,01 mm²) 3/0 AWG

Caída de tensión 500 MCM (253,4 mm²)

Agrupamiento (53,5 mm²) 1 AWG

Cumpliendo con todos los criterios de cálculo y consiguiendo así un mejor rendimiento de la instalación.

-CABLE SUPERFLEXXLPE, (PRYSMIAN), Al,1x500 MCM/253.4 mm², 600 V, código Q0W300A. El cable ira en zanja debajo de una capa de hormigón de 50 mm de espesor o equivalente. Según la tabla NEC 300.5, la profundidad a establecer los conductores es de 300 mm.

Cumpliendo así los requisitos de cableado de conexión al inversor, cuya sección debe de ser inferior 600 Kcmil para poder realizar la conexión correctamente a los conectores.

(Ver plano 11 Canalizaciones).

3.12 CÁLCULO DE PÉRDIDAS EN EL CABLEADO DC

Se analizará las pérdidas totales de potencia en corriente continua que se darán en la instalación.

“combiner box”-Paneles:

Tomando el valor del apartado 3.10.

$$P(\%) = 0,1972\%$$

“Combiner “box-Inversor:

Tomando el valor del apartado 3.10.

$$P(\%) = 0,1027\%$$

Total

$$P(\%) = 0,1972 + 0,1027 = 0,2999\%$$

3.13 CÁLCULO DEL CABLEADO ELÉCTRICO DE AC.

3.13.1. Inversores-Transformador

Entre los requisitos establecidos por el fabricante de inversores, SMA, se encuentra la condición de que la longitud del cable será de cobre, trifásico y sin neutro (requisito del fabricante de inversores).e. Será cable unipolar enterrado bajo tubo.

Se procede a calcular la sección del cable por los métodos de:

3.13.2 Caída de tensión

$$\Delta U(\%) = \frac{100}{U} \sqrt{3} * I * (r * L * \cos \varphi + x * L * \sin \varphi)$$

Para cable unipolar, con 6 conductores de fase, de sección 500 Kcmil (253,354 mm²):

- $r = 0,02699 \text{ ohm} / 1000\text{ft} (0,0885 \text{ mohm} / \text{m})$
- $x = 0,0288 \text{ ohm} / 1000\text{ft} (0,0945 \text{ mohm} / \text{m})$
- $L = 5,5 \text{ m}$: Longitud máxima de cable
- $I = 1470 / 6 \text{ A} = 245 \text{ A}$: (siendo 1470 A la máxima corriente en AC para 200 V del inversor)
- $U = 200 \text{ V}$
- $\text{Phi} = 25,84$

Ecuación 25: Cálculo de la caída de tensión de las secciones.

La caída de tensión que se produce es $\Delta V(\%) = 0,14\%$.

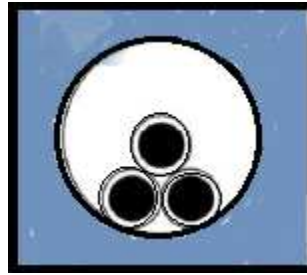


Figura 26. Terna de cables unipolares enterrados bajo tubo
Fuente: Catálogo PRISMIAN

El cable escogido es de cobre aislado unipolar de 500 MCM (253,354 mm²) con 6 conductores por fase, enterrado en 6 ductos eléctricos no metálicos. Figuras 20 y 21.

3.13.3 Por intensidad

La intensidad que portaran los conductores considerando que los inversores están trabajando a su máxima potencia será:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} * U} = \frac{\frac{P}{\cos \varphi}}{\sqrt{3} * U} = \frac{\frac{500Kw}{0,9}}{\sqrt{3} * 200 V} = 1603,75 A$$

Ecuación 26: Corrientes que portan los conductores

La corriente máxima permitida que puede aportar el inversor es 1470 A a 200 V.

Se decide que se van a emplear 6 conductores por fase enterrados bajo tubo, como se observa en la Figura 10.

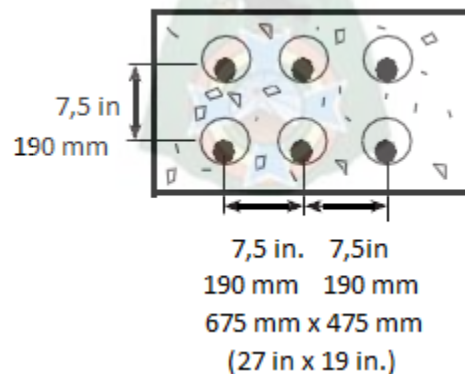


Figura 27. Configuración de canalización para 6 conductores por fase enterrados bajo tubo (RS-T en cada tubo)

Fuente: Catálogo Electrical duct bank

Según la tabla B.310.7 (NEC), para cable monopolar con 6 conductores por fase enterrados en ducto eléctrico, la sección del conductor es de 500 Kcmil (253,354 mm²). No es necesario aplicar factores de corrección.

3.13.4 Criterio de cortocircuito

Dado que la línea conectara con el transformador elevador de relación 24.9 / 115 KV, y este estará conectado a la red, el cortocircuito más desfavorables se da en bornes del transformador. Por tanto, y conociendo que la impedancia de cortocircuito del transformador es de un 5,75%, se obtiene que la corriente de cortocircuito es:

$$I_{cc} = \frac{1}{U_{cc}} * I_{base} = \frac{1}{0,0575} * \frac{750 \text{ KVA}}{\sqrt{3} * 200 \text{ V}} = 37,65 \text{ KA}$$

Para esta corriente de corto circuito, la sección del cable se calcula a partir de la siguiente fórmula:

$$\frac{I_{cc}}{K} = \frac{S}{\sqrt{t}}$$

Ecuación 27: Corriente de cortocircuito en los cables

Donde K= 142 A/ mm², para conductor de cobre, aislamiento de XLPE(ITC-BT-0,7 del reglamento electrotécnico de Baja Tensión, RBET), Para un tiempo de defecto de 500 ms la sección obtenida a partir de este cálculo es de 187,5 mm².

Por lo tanto la sección es de (202,683 mm²) 400MCM.

3.13.5 Selección del cable de conexión inversor-transformador.

Según distintos criterios de selección del conductor, obtenemos que las secciones para cada uno de ellos son:

Tabla XXIII. Características del cable utilizado

Caída de tensión	6x3x(1x500 Kcmil) (253,354 mm ²)
Por intensidad	6x3x(1x500 Kcmil) (253,354 mm ²)
Criterio de cortocircuito	3x(1x400 Kcmil): (202,683 mm ²)

Fuente: Catálogo Electrical duct bank

Los métodos más restrictivos son los dos primeros, primando el de intensidad admisible. Por lo que la sección seleccionada será de 500 MCM, 6 conductores por fase, aislados, unipolares de cobre, enterrados en 6 ductos.

-Cable 2KV OKOGUARD-OKOLON, RHH o RHW-2 (Okonite), 6x3x (1x500 MCM), Cu, código 113-24-2531 se instalaran en tubos PVC (HDPE) de ø_{im}=78mm según la tabla5 del capítulo 9 de NEC, y la tabla 10 de NEC, y a una profundidad de 600mm,

según la tabla 300.5 de NEC, y separación según la Figura 10. El radio de curvatura no será menor 330,2 mm (tabla 2 capítulo 9 NEC). (Ver Plano 11).

3.14 LÍNEA DE M.T. (MEDIA TENSIÓN).INTERIOR

La línea que transporta la energía generada por el interior de la planta hasta el centro de seccionamiento es de 21 KV. Esta puede ser diseñada en rama o anillo. Las ventajas de ser diseñada en ramas en lugar de anillos es que la longitud de cable necesaria para la instalación es mucho menor. Otra ventaja es que la sección de dicho cable también será inferior que el empleado en el anillo, puesto que en el caso del anillo el cable ha de ser capaz de transportar toda la energía generada por todo el anillo en caso de fallo de algún elemento de instalación. Pero como inconvenientes cabe destacar que en el caso de fallo de alguno de dichos elementos, la disposición en ramas dejaría fuera de servicio todos los centros de transformación conectados a la misma al no poder evacuar la energía por un camino secundario. Todo esto se resume en:

-Rama

Menor longitud de cable, menor sección del conductor. Por tanto menor costo.

Imposibilidad de evacuar la energía por un camino secundario en caso de fallo. Pérdidas económicas al no poder evacuar la energía generada.

-Anillo

Mayor fiabilidad. Posibilidad de evacuar la energía generada por un camino secundario en caso de fallo de alguno de los elementos de instalación. No dejaría ninguna parte de la instalación fuera de servicio.

Mayor longitud de cable, mayor sección del conductor. Costo más elevado en la opción en rama. Se decide emplear la disposición en anillo, por la fiabilidad, y para asegurarnos que ante fallo en alguno de los equipos o demás elementos, no perdamos gran parte de la producción de energía sino que esta sigue pudiéndose aportar a la red de distribución con total normalidad se procede a analizar dos opciones distintas para la disposición en anillos, para posteriormente elegir la más adecuada.

- Opción 1:5 anillos de 4 MW cada uno
- Opción 2:4anillos de 5 MW cada uno

Opción 1:5 anillos de 4 MW

Reparto de corrientes en los anillos interiores

Tabla XXIV. Reparto de corriente en 5 anillos de 4MW

No. Anillo	Tramo	Longitud	Long. Acum.	Intensidad
Anillo 1	CS-CT1	137,761	137,761	102,06623
	CT1-CT2	186,978	324,739	71,518602
	CT2-CT3	186,978	511,717	40,970968
	CT3-CT4	186,978	698,695	10,423335
	CT4-CS	698,695	1397,39	-20,1243
	TOTAL	1397,39	3070,302	204,85484
Anillo 2	CS-CT1	231,573	231,573	94,559852
	CT1-CT2	186,978	418,551	64,012218
	CT2-CT3	186,978	605,529	33,464585
	CT3-CT4	186,978	792,507	2,9169518
	CT4-CS	792,507	1585,014	-27,63068
	TOTAL	1585,014	3633,174	167,32293
Anillo 3	CS-CT1	325,385	325,385	89,378092
	CT1-CT2	186,978	512,363	58,830458
	CT2-CT3	186,978	699,341	28,282825
	CT3-CT4	186,978	886,319	-2,264808
	CT4-CS	886,319	1772,638	-32,81244
	TOTAL	1772,638	4196,046	141,41413
Anillo 4	CS-CT1	419,197	419,197	85,585888
	CT1-CT2	186,978	606,175	55,038255
	CT2-CT3	186,978	793,153	24,490621
	CT3-CT4	186,978	980,131	-6,057012
	CT4-CS	980,131	1960,292	-36,60465
	TOTAL	1960,262	4758,948	122,45311
Anillo 5	CS-CT1	513,009	513,009	82,690382
	CT1-CT2	186,978	699,987	52,142749
	CT2-CT3	186,978	886,965	21,595116
	CT3-CT4	186,978	1073,943	-8,952517
	CT4-CS	1073,943	2147,886	-39,50015
	TOTAL	2147,886	5321,79	107,97558
Longitud Total		8863,19	20980,26	744,02058

Fuente. Elaboración Propia

3.14.1 Criterio de calentamiento

Teniendo en cuenta que los anillos interiores se encuentran a una tensión de 21 KV, y que la potencia máxima de cada uno de los anillos es:

Potencia máxima = 4MW.

Obtenemos que la potencia máxima que circulara por cada uno de los anillos para un factor de potencia de 0,9 será:

$$I_{max} = \frac{S}{\sqrt{3} * U_n * \cos \varphi} = 122,191 A$$

Ecuación 28: Corriente máxima que circula por cada anillo

El reparto de corrientes para cada uno de los tramos se ha visto en el apartado anterior, y la sección debería estar dimensionada para las corrientes máximas reflejadas en las tablas. Pero existe la posibilidad de que, debido a un fallo en el sistema, el anillo quede abierto y deba evacuar toda la potencia generada por un único extremo.

El factor de agrupamiento: a la llegada del centro de seccionamiento se agruparan por una distancia mayor de 15 metros, los circuitos de entrada y salida de los 5 anillos, por lo tanto, 10 circuitos. Para 10 circuitos el factor de agrupamiento es 0,49.

Por tanto, la sección mínima según establece la norma en la tabla 310.78 para un circuito de tres conductores monopolares de aluminio enterrado bajo tubo será de (126,68 mm²) **250 MCM**, tipo MV-90.



Figura 28. Configuración de canalización para 3 conductores monopolares enterrados bajo tubo
Fuente Electrical duct bank, One electrical duct.

La intensidad admisible que soporta un cable de esta sección (250 A), aplicando los factores de corrección es:

$$0,40 * 250 = 122,5 A > 122,191 A$$

3.14.2 Criterio de cortocircuito

En caso de corto circuito, la energía que se considera nociva para la instalación es la que proviene de la red de distribución, ya que la energía aportada por la instalación es

despreciable frente a la potencia de corto circuito que parte de la red. Para una potencia de cortocircuito establecida que es 299 MVA, la corriente de corto circuito será:

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} * U_n} = \frac{299 * 10^6}{\sqrt{3} * 21000} = 8220,37 A$$

La protección destinada a proteger el anillo es un interruptor automático al cual se le estima un tiempo máximo de apertura de 100ms. Por tanto la sección mínima será:

$$\frac{I_{cc}}{K} = \frac{S}{\sqrt{t}}$$

$K = 94 A/mm^2$, para conductor de aluminio, aislamiento de EPR (tabla 26, ITC-LAT-06 del reglamento Eléctrico de Alta Tensión).

Por tanto la sección es de $(33,6281 mm^2)$ **2 AWG**.

3.14.3 Criterio de la caída de tensión (c.d.t.)

En condiciones normales de funcionamiento el anillo estará totalmente conectado, es decir, no será interrumpido el paso de corriente por ninguno de sus tramos. Para las secciones definidas se producen las siguientes caídas de tensión en los anillos:

$$\Delta U(\%) = \frac{100}{U} * \sqrt{3} * I * (r * L * \cos \varphi + x * L * \sin \varphi)$$

Anillo 1:

Para $S=1/0 AWG (42,40 mm^2)$

$$\Delta U(\%) = 0,037 \%$$

Anillo 2:

Para $S=1/0 AWG (42,40 mm^2)$

$$\Delta U(\%) = 0,058 \%$$

Anillo 3:

Para $S=1/0 AWG (42,40 mm^2)$

$$\Delta U(\%) = 0,077 \%$$

Anillo 4:

Para $S=1/0 AWG (42,40 mm^2)$

$$\Delta U(\%) = 0,095 \%$$

Anillo 5:

Para $S=1/0 AWG (42,40 mm^2)$

$$\Delta U(\%) = 0,112 \%$$

Opción 2: 4 anillos de 5 MW

Reparto de corrientes en los anillos interiores

Tabla XXV. Reparto de corrientes en 4 anillos de 5 MW (MT)

Nro. Anillo	Tramo	Longitud (m)	Long. Acum. (m)	Intensidad (A)
ANILLO 1	CS-CT1	137,761	137,761	102,0662349
	CT1-CT2	186,978	324,739	71,5186016
	CT2-CT3	186,978	511,717	40,9709683
	CT3-CT4	186,978	698,695	10,42333501
	CT4-CS	698,695	1397,39	-20,1242983
	TOTAL		1397,39	3070,302
ANILLO 2	CS-CT1	231,573	231,573	94,55985164
	CT1-CT2	186,978	418,551	64,01221835
	CT2-CT3	186,978	605,529	33,46458506
	CT3-CT4	186,978	792,507	2,916951766
	CT4-CS	792,507	1585,014	-27,6306815
	TOTAL		1585,014	3633,174
ANILLO 3	CS-CT1	325,385	325,385	89,37809165
	CT1-CT2	186,978	512,363	58,83045836
	CT2-CT3	186,978	699,341	28,28282507
	CT3-CT4	186,978	886,319	-2,26480822
	CT4-CS	886,319	1772,638	-32,8124415
	TOTAL		1772,638	4196,046
ANILLO 4	CS-CT1	419,197	419,197	85,58588798
	CT1-CT2	186,978	606,175	55,03825469
	CT2-CT3	186,978	793,153	24,4906214
	CT3-CT4	186,978	980,131	-6,05701189
	CT4-CS	980,131	1960,292	-36,6046452
	TOTAL		1960,262	4758,948
ANILLO 5	CS-CT1	513,009	513,009	82,69038242
	CT1-CT2	186,978	699,987	52,14274913
	CT2-CT3	186,978	886,965	21,59511583
	CT3-CT4	186,978	1073,943	-8,95251746
	CT4-CS	1073,943	2147,886	-39,5001508
	TOTAL		2147,886	5321,79
SUMA TOTAL		17726,38	41960,52	1488,041157

Fuente: Elaboración Propia

3.14.4 Criterio de calentamiento

Teniendo en cuenta que los anillos interiores son 21 KV, y que la potencia máxima de cada uno de los anillos es:

Potencia máxima = 5 MW.

Obtenemos que la corriente máxima que circulara por cada uno de los anillos para un factor de potencia de 0,9 será:

$$I_{max} = \frac{S}{\sqrt{3} * U_n * \cos \varphi} = 152,738 A$$

El reparto de corrientes para cada uno de los tramos se ha visto en el apartado anterior, la sección debería estar dimensionada para las corrientes máximas reflejadas en las tablas. Pero existe la posibilidad de que, debido a un fallo en el sistema, el anillo quede abierto y deba evacuar toda la potencia generada por un único extremo.

Factores de corrección:

- No es necesario aplicar factor de profundidad por establecerse a la profundidad especificada por la norma NEC (>600 mm) para lo cual no se ha de aplicar factores de corrección.
- Resistividad del terreno: no se ve afectada.
- Factor de agrupamiento: a la llegada del centro de seccionamiento se agruparan por una distancia mayor de 15 metros, los circuitos de entrada y salida de los 4 anillos, por lo tanto, 8 circuitos el factor de agrupamiento es 0,52.

Por tanto, la sección mínima según establece la norma NEC en la tabla 310.78 para un circuito que tiene, 3 conductores monopolares de aluminio enterrado bajo tubo será de (177,35 mm²)350 MCM, tipo MV-90. Ver figura 10.

La intensidad admisible que soporta un cable de esta sección (305 A), aplicando los factores de corrección es:

$$0,52 * 305 = 158,6 A > 152,738 A$$

3.14.5 Criterio de Cortocircuito

En caso de cortocircuito, la energía que se considera nociva para la instalación es la que proviene de la red de distribución, ya que la energía aportada por la instalación es despreciable frente a la potencia de cortocircuito que parte de la red. Para una potencia de cortocircuito establecida por la compañía Ende transmisión de 299MVA, la corriente de corto circuito será:

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} * U_n} = \frac{299 * 10^6}{\sqrt{3} * 21000} = 8220,37 A$$

La protección destinada a proteger el anillo es un interruptor automático el cual se le estima un tiempo máximo de apertura de 100 ms. Por tanto la sección mínima será:

$$\frac{I_{cc}}{K} = \frac{S}{\sqrt{t}}$$

$K = 94 \text{ A/mm}^2$, Para conductor de aluminio aislamiento de EPR (tabla 26, ITC-LAT-06 del reglamento eléctrico de Alta Tensión). Por lo tanto la sección es de $(33,6281 \text{ mm}^2)2\text{AWG}$.

3.14.6 Criterio de caída de tensión (c.d.t.)

En condiciones normales de funcionamiento el anillo estará totalmente conectado, es decir, no será interrumpido el paso de corriente por ninguno de sus tramos. Para las secciones definidas se producen las siguientes caídas de tensión en los anillos:

$$\Delta U(\%) = \frac{100}{U} * \sqrt{3} * I * (r * L * \cos \varphi + x * L * \sin \varphi)$$

Anillo 1:

Para $S = 2/0 \text{ AWG}$ ($67,43 \text{ mm}^2$)

$$\Delta U(\%) = 0,035 \%$$

Anillo 2:

Para $S = (67,43 \text{ mm}^2)2/0 \text{ AWG}$

$$\Delta U(\%) = 0,071 \%$$

Anillo 3:

Para $S = (42,40 \text{ mm}^2)2/0 \text{ AWG}$

$$\Delta U(\%) = 0,103 \%$$

Anillo 4:

Para $S = (42,40 \text{ mm}^2)2/0 \text{ AWG}$

$$\Delta U(\%) = 0,135 \%$$

3.15 SECCIONES Y TIPO DE CABLE SELECCIONADOS PARA LA LÍNEA DE M.T. INTERIOR

Según los distintos criterios de selección del conductor, obtenemos que las secciones para cada uno de ellos son:

Opción 1

5 anillos de 4 MW.

- Criterio de calentamiento $3 \times (1 \times 250 \text{ Kcmil})$ ($126,677 \text{ mm}^2$).
- Criterio de cortocircuito $3 \times (1 \times 2 \text{ AWG})$ ($33,6281 \text{ mm}^2$).

- Caída de Tensión 3 x (1 x 1/0 AWG) (53,47).

Opción 2:

- 4 anillos de 5 MW.

Criterio de calentamiento 3 x (1 x 350 Kcmil) (177.348 mm²).

Criterio de cortocircuito 3 x (1 x 2/0 AWG) (67 425 mm²)

Tabla XXVI. Comparación de datos obtenido en los anillos opción 1 y 2

Detalle	Opción 1	Opción 2
Cable a emplear	3 x (1 x 250 Kcmil)	3 x (1 x 350 Kcmil)
Código de cable	Q9U420A	Q9V420A
Fabricante	PRYSMIAN	PRYSMIAN
Longitud total	26589,57	28018,368
Caída de tensión (%)	0,11%	0,14%
Sección cable (mm ²)	126,677	177,348
Costo unitario cable (\$/m)	14,27	15,91
Costo cable total (\$)	379,467,16 \$	445.818,57 \$
Costo unitario del tubo (\$/m)	5 \$US	5 \$US
Costo total de tubo (\$)	44.315,95 \$US	46.697,28 \$US
N.- de celdas en C.S.	10	8
Costo de celdas (\$)	130.000 \$US	104.000 \$US
COSTO TOTAL (\$)	553.783,11 \$US	596.515,85 \$US
Costo por KW instalado	24,11 \$US / KW	25,97 \$US / KW
Diferencia entre opciones (\$)		42.732,75 \$US

Fuente: Elaboración propia

Analizando las pérdidas de potencia que se producen en los anillos por efecto Joule:

Tabla XXVII. Pérdidas de potencia en los anillos

Detalle	Opción 1 (5 anillos-4MW)		Opción 2 (4 anillos-5MW)	
Caída de tensión máxima (%)	0,11%		0,13%	
Pérdidas (%)	Anillo 1	0,05%	Anillo 1	0,06%
	Anillo 2	0,06%	Anillo 2	0,07%
	Anillo 3	0,07%	Anillo 3	0,09%
	Anillo 4	0,09%	Anillo 4	0,11%
	Anillo 5	0,10%	-	-
	TOTAL	0,09%	TOTAL	0,08%

Fuente: Elaboración propia

Tomando en cuenta que:

- Las horas equivalentes de instalación son 1727,24 horas/año, como se calculó en el apartado 3.3.

Tabla XXVIII. Comparación económica entre anillos 1

DETALLE	Opción 1	Opción 2
Perdidas (%)	0,09%	0,08%
Perdidas (MWh/año)	35,65 MWh/año	28,33 MWh/año
Pérdidas Totales (GWh)	0,813 GWh	0,5665 GWh
Pérdidas económicas \$US	199.998,00 \$US	139.367,54 \$US
Diferencia entre opciones \$US		36.030,46 \$US

Fuente: Elaboración propia

Comparando los costos de compra de material e instalación, con las pérdidas económicas que se producen durante el tiempo que esté operando la planta, se decide que se va a emplear la opción 2 porque aunque la inversión inicial sea superior, las pérdidas económicas producidas por perdidas en los cables son mayores en la opción 1.

Tabla XXIX. Comparación económica entre anillos 2

DETALLE	Opción 1	Opción 2
Costo de instalación	553.783,11 \$US	596.515,85 \$US
Perdidas 30 años	199.998,00 \$US	139.367,54 \$US
Total	753.781,11 \$US	735.883,39 \$US
Diferencia entre opciones		17.897,72 \$US

Fuente: Elaboración propia

Se decide emplear la **opción 2** por presentar un costo inferior a la opción 1.

- Cable Okoguard URO-J,25kV EPR, (Okonite), 3 x (1 x 350 MCM), Al, código 160-23-4090. Se instalaran en tubos de PVC (HDPE) de $\phi_{int}=103\text{mm}$ según la tabla 5 del capítulo 9 de la norma NEC, y la tabla C.10 de NEC. A una profundidad mínima de 450 mm según la tabla 300.50 de NEC. El radio de curvatura no será menor de 406,4 mm (tabla 2, capítulo 9 NEC). (Ver Plano 11).**

3.15.1 Cálculos de pérdidas en corriente alterna

Se procede analizar las pérdidas totales de potencia en corriente alterna que se darán en la instalación.

Inversor – Transformador

Tomando datos del apartado 3.13.1

$$P = 3I^2R = 3 * 6 * (245^2) * 0.085 * 10^{-3} * 5.5 = 525,909 \text{ W}$$

$$r = 0,02699 \frac{ohm}{1000ft} \left(0,0885 \frac{mohm}{m} \right)$$

$L = 5,5m$: Longitud maxima de cable

$$I = \frac{1470}{6} A = 245 A : (\text{siendo } 1470 \text{ A la máxima corriente en AC para } 200 \text{ V del inversor})$$

$$P(\%) = 2 * \frac{525,909}{1MW} * 100 = 0,1052\%$$

Ecuación 29: Pérdidas de potencia

Anillos MT (Media Tensión)

$P_{20MW}(\%) = 0,082\%$ Ver tabla XXII (opción 2)

Línea de Evacuación

$$P_{20MW}(\%) = 0,386 \%$$

Total:

$$P(\%) = 0,1052 + 0,082 + 0,386 = 0,573 (\%)$$

3.16. LÍNEA DE EVACUACIÓN. CENTRO DE SECCIONAMIENTO-SUBESTACIÓN

En este apartado se realizará la elección del cable a emplear en la conexión de la instalación a la red de distribución. Este tramo conecta al centro de seccionamiento con la subestación más cercana.

Se procede a analizar los diferentes métodos para la selección de la sección del cable, empleando conductor de aluminio y de cobre, para posteriormente hacer la comparativa económica entre ambos:

3.16.1 Opción 1: conductores de cobre

3.16.1.1 Criterio de caída de tensión.

Empleando los cables anteriormente definidos en el tramo inversor-transformador y en los anillos de M.T: interiores, la caída de tensión que se producía en dicho tramo era menor o igual a 0,5%. Para que en el conjunto de la red de Media Tensión se produzca una caída de tensión máxima de 1%, la caída de tensión máxima que ha de producirse en la línea de evacuación es de 0,5%.

Para un cable de sección $(380,031 \text{ mm}^2)$ 750 MCM:

$$\Delta V(\%) = \frac{100}{U} * \sqrt{3} * I * (r * L * \cos \varphi + x * L * \sin \varphi)$$

Siendo:

- $r = 31\mu\Omega/\text{ft}$ (0,1017 m Ω/m): resistencia por unidad de longitud.
- $X = 71\mu\Omega/\text{ft}$ (0,2329 m Ω/m): reactancia por unidad de longitud.
- $L = 600\text{m}$.
- $\theta = 25,84^\circ$.
- $U = 21\text{KV}$.
- $I = 610,953/2\text{ A} = 305,477\text{ A}$ por cada conductor de fase (2 circuitos como se ve en la Figura 20).

Para estas condiciones se obtiene que la caída de tensión que se produce es de 0,292%. Por lo que se decide que se instalaran 2 circuitos de cable monopolar de cobre de sección de conductor de 380,031 mm² (750 MCM), ya que los circuitos constituidos por agrupación de cables unipolares soportan mayor intensidad admisible que si se utilizara cable multiconductor, como se observa en la Figura 20.

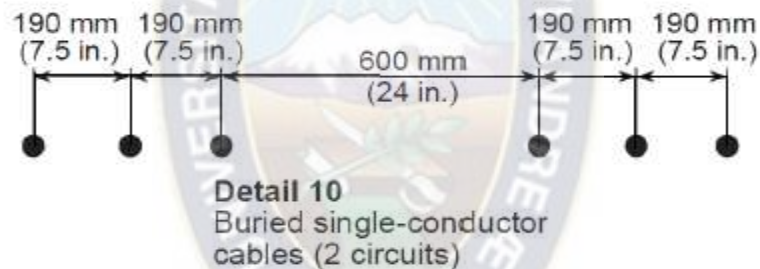


Figura 29. Configuración para dos circuitos de cables monopolares directamente enterrados

Fuente: Elaboración propia acorde a la norma establecida

3.16.1.2 Criterio de calentamiento.

La intensidad que ha de transportar la línea es de 610,953 A. Recurriendo a la tabla 310.81 (NEC) se muestra que puede ser empleado un circuito de 3 cables monopolares de cobre MV-90 enterrados directamente, como se indica en la Figura 24, de una sección de 500 Kcmil.

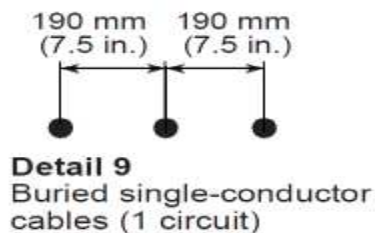


Figura 30. Intensidad de corriente transportada

Fuente: Elaboración propia acorde a la norma establecida

3.16.1.3 Criterio de cortocircuito.

En caso de cortocircuito, la energía que se considera nociva para la instalación es la que proviene de la red de distribución, ya que la energía aportada por la instalación es despreciable frente a la potencia de cortocircuito que parte de la red. Para una potencia de cortocircuito establecida que es de 299 MVA, la corriente de cortocircuito será:

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} * U_n} = \frac{299 * 10^6}{\sqrt{3} * 21000} = 8220,37 A$$

La protección destinada a proteger el anillo es un interruptor automático el cual se le estima un tiempo máximo de apertura de 100 ms. Por tanto la sección mínima será:

$$\frac{I_{cc}}{K} = \frac{S}{\sqrt{t}}$$

$K = 143 A/mm^2$, Para conductor de cobre aislamiento de EPR (tabla 25, ITC-LAT-06 del reglamento eléctrico de Alta Tensión). Por lo tanto la sección es de 4 AWG (21,149 mm²).

3.17 OPCIÓN 2: CONDUCTORES DE ALUMINIO

3.17.1 Criterio de caída de tensión

Para que el conjunto de la red de Media Tensión se produzca una caída de tensión máxima de 1%, la caída de tensión máxima que ha de producirse en la línea de evacuación es de 0,5%. Para un cable de sección (506,708 mm²)1000 MCM:

$$\Delta V(\%) = \frac{100}{U} * \sqrt{3} * I * (r * L * \cos \varphi + x * L * \sin \varphi)$$

Siendo:

- $r = 35 \mu\Omega/ft$ (0,1148 m Ω/m): resistencia por unidad de longitud.
- $X = 68 \mu\Omega/ft$ (0,2231 m Ω/m): reactancia por unidad de longitud.
- $L = 600m$.
- $\varnothing = 25,84^\circ$.
- $U = 21 KV$.
- $I = 610,953:2 A = 305,477 A$ por cada conductor de fase (2 circuitos como se ve en la Figura 12).

Para estas condiciones se obtiene que la caída de tensión que se produce sea de 0,303%. Por lo que se decide que se instalaran 2 circuitos de cable monopolar de cobre de sección de conductor de 506,708 mm² (1000 MCM), como se observa en la figura 20.

3.17.1.1 Criterio de calentamiento.

La intensidad que ha de transportar la línea es de 610,95 A. Recurriendo a la tabla 310.82 (NEC) se demuestra que puede ser empleado un circuito de 3 cables monopolares de aluminio MV-90 enterrados directamente, como se indica en la Figura 21, de una sección de 750 MCM.

3.17.1.2 Criterio de cortocircuito.

En caso de cortocircuito, la energía que se considera nociva para la instalación es la que proviene de la red de distribución, ya que la energía aportada por la instalación es despreciable frente a la potencia de cortocircuito que parte de la red. Para una potencia de cortocircuito establecida que es de 299 MVA, la corriente de corto circuito será:

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} * U_n} = \frac{299 * 10^6}{\sqrt{3} * 21000} = 8220,37 A$$

La protección destinada a proteger el anillo es un interruptor automático el cual se le estima un tiempo máximo de apertura de 100 ms. Por tanto la sección mínima será:

$$\frac{I_{cc}}{K} = \frac{S}{\sqrt{t}}$$

$K = 94 A/mm^2$, Para conductor aluminio aislamiento de XLPE (tabla 26, ITC-LAT-06 del reglamento eléctrico de Alta Tensión). Por lo tanto la sección es de $(26,667 mm^2)3 AWG$.

3.18. SECCIONES Y TIPO DE CABLES SELECCIONADOS PARA LA LÍNEA DE AC DEL CENTRO DE SECCIONAMIENTO HASTA LA SUBESTACIÓN DE ENDE

Según los distintos criterios de selección del conductor, obtenemos que las secciones para cada uno de ellos son:

Opción 1:

	Caída de tensión	$(380,031 mm^2)2x3x (1x750) MCM$
Cobre	Por intensidad	$(253,031 mm^2)3x (1x1500) MCM$
	Criterio de cortocircuito	$(21,149 mm^2) 3x (1x4) AWG$

Opción 2:

	Caída de tensión	$(506,708 mm^2)2x3x (1x1000) MCM$
Aluminio	Por intensidad	$(380,031 mm^2)3x (1x1500) MCM$
	Criterio de cortocircuito	$(26,668 mm^2)3x (1x3) AWG$

Se procede a realizar un análisis como se realizó en el apartado 3.15.

Tabla XXX. Comparativa opciones anillos en MT

DETALLE	Opción 1	Opción 2
Perdidas (%)	0,34%	0,39%
Perdidas (GWh/año)	0,1336 % GWh/año	0,1518 GWh/año
Pérdidas totales 30 años (GWh)	4,008GWh/año	4,523 GWh
Pérdidas económicas en (\$)	985.968,00 \$US	1.112,658,00 \$US
Diferencia entre opciones (\$)		126.690,00 \$US

Fuente: Elaboración propia

Tabla XXXI. Comparativa opciones anillos MT

DETALLE	Opción 1	Opción 2
Cable a emplear	2x3x(1x750) Kcmil, Cu	2x3x(1x1000) Kcmil, Al
Código de cable	Q9F120A	Q9Y120A
Fabricante	PRYSMIAN	PRYSMIAN
Longitud total	3600	3600
Sección de cable (mm ²)	380,031	506,708
Caída de tensión (%)	0,29%	0,30%
Costo unitario cable (\$/m)	88,56	50,04
COSTO TOTAL (\$)	318.816,00 \$	180.144,00 \$
Costo por KW instalado	13,88 \$US/KWi	7,84 \$US/Wi
Diferencia entre opciones (\$)		138.672,00 \$

Fuente: Elaboración propia

Se decide por tanto emplear cable de aluminio (opción 2). El cable seleccionado será:

-Cable Okoguard URO-J, 25KV EPR, (Okonite) 2x3x(1x1000 MCM), Al, código 160-23-5099. Enterrados directamente a una profundidad mínima de 750mm según la tabla 300.50 de NEC. El radio de curvatura no será menor de 12 veces el diámetro exterior del cable (artículo 300.34 de NEC). (Ver Plano 11)

3.19 CALCULO DE PÉRDIDAS EN CORRIENTE ALTERNA

Se procede a analizar las pérdidas totales de potencia en corriente alterna que se adran en la instalación.

- Inversor-transformador:

Para la potencia del transformador se tiene:

$$P = 3 * I^2 * R = 3 * 6 * 245^2 * 0,0885 \times 10^{-3} * 5,5 = 525,909W$$

r = 0,02699 ohm/1000ft (0,0885 mohm / m).

$L = 5,5 \text{ m}$:

Longitud máxima de cable.

$I = 1470 / 6 \text{ A} = 245 \text{ A}$, siendo 1470 A la máxima corriente en AC para 200 V del inversor)

$$P(\%) = \frac{2 * 525,909W}{1 \text{ MW}} * 100 = 0,1052 \%$$

Anillos MT:

$$P_{20MW}(\%) = 0,082 \%$$

-Línea de evacuación

$$P_{20MW}(\%) = 0,386 \%$$

Total.

$$P(\%) = 0,1052 + 0,082 + 0,386 = 0,573 \%$$

3.20 SELECCIÓN DE LA APARAMENTA ELÉCTRICA

En este apartado se detallarán los dispositivos encargados de medir, proteger, maniobrar y regular el sistema eléctrico del campo solar tanto de la parte continua como de la parte de alterna, dispositivos fundamentales para la correcta explotación de la instalación. De este modo se garantizara la continuidad y la calidad del servicio.

3.20.1 Aparamenta⁸ de corriente continúa

En el campo generador, el cortocircuito no representa una condición de peligro para las personas por tratarse de corrientes de falta de valores próximos a la corriente nominal de la instalación (para un panel fotovoltaico $I_{nom} = 8,15 \text{ A}$; $I_{cc} = 8,42 \text{ A}$). No ocurre lo mismo en el inversor, donde las corrientes de cortocircuito alcanzan valores de 1600 A.

Como medio de protección se incluirán fusibles en el polo positivo, siendo necesarios en el polo negativo al ir conectado a tierra, como se define en el apartado 3.26 y tal como establecen los artículos 690.41 y 250.4[1] de NEC. Los fusibles se localizaran en el interior de los “combiner box o caja de conexiones”, y deben estar dimensionados para intensidades superiores al 125% (según artículo 690.8 (B de NEC) de las máximas corrientes calculadas por medio del artículo 690.8[1]. Esto es:

$$\begin{aligned} I_{fusible} &= 1,25 * (I_{art \ 190.8(A)}) = 1,25 * (1,25 * I_{cc \ modulo}) = 1,25 * (1,25 * 8,42) \\ &= 13,16 \text{ A} \end{aligned}$$

⁸ Aparamenta, conjunto de aparatos de maniobra de regulación y control de medida.

Por ello se selecciona fusibles de 15 A (valor estándar). (Ver unifilar de Baja Tensión, Plano 7).

Las características de los fusibles serán:

- Fusibles cilíndricos KTK-R Cooper industries Bussmann.
- Tensión nominal: 600 V_{cc}.
- Corriente nominal: 15 A
- Poder de corte: 200 KA.

El polo positivo se protegerá de las sobretensiones provocadas por causas atmosféricas o por sobretensiones provenientes del inversor, por medio de un descargador que se ubica en el interior de los “combiner box o caja de conexiones”, Ver Plano 7.

- Descargador de tensión para aplicaciones fotovoltaicas, Cooper Industries.
- Tensión nominal: $\leq 2,5$ KV.
- Nivel voltaje de protección: 12,5 KA.
- Corriente de descarga máxima: 25 KA.

3.21 APARENTA DE CORRIENTE ALTERNA

3.21.1 Protección del transformador

Interruptor –seccionador en carga (800-65, cooper power systems):

- $I_{nom} = 400$ A
- $I_{corta\ duraci3n\ (1s)} = 12$ KA
- $U_{nom\ fase-fase} = 23$ KV
- $U_{non\ fase-tierra} = 15,6$ KV
- $U_{impulso\ (1,2/50\ \mu s)} = 200$ KV

Interruptor cooper power systems magnextm:

Este interruptor combina la funcionalidad de 3 fusibles y 3 interruptores de seccionamiento en carga. Debe disponerse en serie con fusibles ELSP (Cooper Industries) de 50 KA de capacidad de corte:

- $U_{nom} = 23$ KV
- $I_{nom} = 500$ A
- $I_{nom\ fusible\ (ELSP)} = 100$ A (especificado por el fabricante)
- Equipado con sensor: E40

Fusible ELSP:

En serie con el interruptor Magnex. Adaptado para trabajar en transformadores con aislamiento en aceite:

- $I_{nom} = 100 \text{ A}$
- $U_{nom} = 23 \text{ KV}$
- Máximo poder de corte = 50 KA
- Mínimo poder de corte = 400 A

Sensor E40:

Tiempo de actuación ante cortocircuito: $t_{icc} = 8,22 \text{ KA} = 12,5 \text{ ms}$

Relé Buchhols (63B)

Protección de sobrecargas térmicas (49)

3.22 PROTECCIÓN CELDAS

3.22.1 Celdas de línea

Como se vio en la descripción de las mismas, estas celdas estarán equipadas con un interruptor-seccionador en carga con fusible, protegiendo a los transformadores de la instalación ante posibles fallas.

3.23 RED Y PUESTAS A TIERRA

En este apartado se detallara la instalación de puesta a tierra de tal modo que las masas o elementos metálicos que se interconectan tengan el mismo potencial en todo momento. Se especificaran las conexiones y dispositivos necesarios para poner las tierras a masa.

La función de la puesta a tierra (p.a.t) es de forzar la derivación al terreno de las intensidades de corriente de cualquier naturaleza que se puede originar, ya se trata de corrientes de defecto, bajo la frecuencia industrial, o debida a las descargas atmosféricas, logrando de este modo:

-Limitar la diferencia de potencial que se un momento dado puede presentarse entre estructuras metálicas y tierra.

-Posibilitar la detección de defectos a tierra y asegurar la actuación y coordinación de las protecciones, eliminando o disminuyendo de esta forma el riesgo que supone una avería para el material utilizado y las personas.

-Limitar sobretensiones internas que puedan aparecer en la red eléctrica en determinadas condiciones de explotación.

Por tanto, las funciones principales que toda p.a.t. ha de cumplir son:

- Seguridad de las personas
- Protección de las instalaciones
- Mejora de la calidad de servicio.

-Establecimiento y permanencia de un potencial de referencia

3.24 TENSIONES DE PASO Y DE CONTACTO MÁXIMAS ADMISIBLES

Para la determinación de los valores máximos admisibles de la tensión de paso en la zona que rodea los inversores y transformador, y la tensión de contacto, se emplearan las expresiones conforme a lo indicado en la norma IEEE Std 80-200.

Aplicando esta norma para una persona de peso medio de 70 Kg, se obtiene:

$$U_{p adm 70Kg} = (1000 + 6 * C_s * \rho_s * \frac{0,157}{\sqrt{t_s}})$$
$$U_{c adm 70Kg} = (1000 + 1,5 * C_s * \rho_s * \frac{0,157}{\sqrt{t_s}})$$

Donde:

$U_{P adm}$: tensión de paso admisible para una persona de 70 Kg (voltios)

$U_{c adm}$: tensión máxima de contacto admisible para una persona de 70 Kg (voltios)

T_s : duración de la falta (0,5 segundos)

ρ_s : resistividad superficial del terreno (ohm.m)

Si no se dispone de una capa superficial protectora, como ocurre en este caso, entonces:

$C_s=1$

$\rho_s=p= 20$ ohm.m (dato aportado por el cliente, correspondiente al suelo compuesto de 90%sal y 10% limo).

De donde se obtiene:

$$U_{P adm} = 248,68 V$$

$$U_{C adm} = 228,69 V$$

Ecuación 30: Tensiones y corrientes de paso admisibles

3.25 RED DE TIERRAS

A dicha red de tierras se conectan todas las envolventes metálicas de los equipos presentes en la instalación: los marcos metálicos de las estructuras soporte de los paneles, los “combiner box o caja de conexiones”, los inversores, los transformadores, etc. De este modo, y en caso de falla, se evitara sobretensiones en dichos equipos que son peligrosas para las personas o animales que entren en contacto con ellos accidentalmente.

La Red de tierra se dimensionara de tal modo que asegure el funcionamiento de las protecciones destinadas a proteger a las personas en caso de falla a tierra, y de tal forma que la tensión de contacto no supere la tensión de contacto admisible y como se ha calculado en el apartado 1.2.4.1. De tal modo la instalación de puesta a tierra se considera como un circuito independiente paralelo a la instalación eléctrica con la finalidad de proteger a las personas y animales que puedan entrar en contacto con masas que puedan estar sometidas momentáneamente a tensión.

3.26 CONFIGURACIÓN DEL ELECTRODO

La disposición de la red de tierras se realizara de forma que los conductores directamente enterrados sea la configuración elegida. Estos conductores serán de grafito por ser un material altamente resistente a los efectos corrosivos de la sal, y conformaran una malla que se extenderá por toda la instalación, como se puede ver en los planos n.-11 y n.-13.este anillo de cobre desnudo tendrá una sección tal y como establece el reglamento NEC en los artículos 250.52[1] y 250.53(F), Este anillo de grafito no tendrá una sección menor que $(33,63 \text{ mm}^2)$ 2 AWG, no tendrá una longitud menor de 6m, y no será enterrado a una profundidad menor de 750 mm.

Esta configuración no requiere de picas de tierra, y por tanto, si el valor obtenido de resistencia de puesta a tierra asegura el correcto funcionamiento de los elementos de protección, se considera esta configuración como correcta.

La resistividad del terreno equivale a la resistencia que ofrece el paso de la corriente un cubo de terreno de 1 m de arista. La resistividad del terreno donde esta será instalada la red de tierras es de $\rho = 20 \text{ ohm.m}$ correspondiente a suelo compuesto de sal y limo.

La longitud total de cable enterrado en cada la instalación se estima en 9926 metros. La resistencia de puesta a tierra para un conductor enterrado horizontalmente (según IEEE 80-2000) formando una malla es:

$$R_g = \rho \left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20 A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h * \sqrt{20/A}} \right) \right]$$

Donde:

- $h = 1$ m: profundidad de la malla en metros.
- $L_T = 9926$ m: longitud total del conductor enterrado en metros.
- $A = 350.816,05\text{m}^2$ área ocupada por la malla de tierra en metros cuadrados.
- $\rho = 20\text{ohm.m}$: resistividad del terreno en ohm.m.

Luego:

$$R_g = 0,01706 \text{ ohm}$$

Ecuación 31: Resistividad del terreno

Valor reducido debido a la baja resistencia del terreno y elevada longitud.

A esta red de tierras se conectarán:

- ✓ Las envolturas metálicas de los inversores y los transformadores
- ✓ Las estructuras metálicas que sustentan los paneles fotovoltaicos
- ✓ Los combiner-box “caja de conexión”.
- ✓ El polo negativo de los conductores de los módulos fotovoltaicos ha de ser conectado a tierra. Esta conexión se realiza en el inversor, a través de un sistema de monitorización denominado GFDI (Ground Fault Detection Interruption) consistente en un interruptor que actuara si detecta corrientes de falla a tierra mayores de 5 A. (Ver plano 7).

En caso de falla la tensión que recibiría una persona que entrase en contacto con alguna parte metálica de un equipo puesto en tensión, sería:

$$V_{cont} = I_D * R_g = 1000 \text{ A} * 0,01706 \Omega = 170,6 \text{ V} \leq U_{cadm} = 228,69 \text{ V}$$

Comprobando la tensión de paso (según IEEE 80-2000):

$$V_{paso} = \frac{\rho * K_s * K_i * I_D}{L_s}$$

Ecuación 32: Voltaje de paso admisible

Los diferentes elementos de la ecuación son:

$$\rho = 20 \text{ ohm.m}$$

-Resistividad del terreno

$$L_s = 0,75 * L_s + 0,85 * L_R = 0,75 * 9926 = 7444,5 \text{ m}$$

- Longitud efectiva de L_c+L_R para la tensión de paso (m)
- L_c : longitud total del conductor de malla (m)
- L_R : longitud total de las picas (en este caso no aplica) (m)

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2 * h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{D} (1 - 0,5^{n-2}) \right]$$

$$n_a = \frac{2 * L_c}{L_p} = \frac{2 * 9926}{2433,95} = 8,1563$$

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4\sqrt{A}}} = \sqrt{\frac{2433,95}{4\sqrt{350.816,2023}}} = 1,0136$$

$n_c = 1$ para mallas rectangulares o cuadradas

$n_d = 1$ para mallas rectangulares

$$n = n_a + n_b + n_c + n_d = 8,1563 * 1,0136 * 1 * 1 = 8,267$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2 * 1} + \frac{1}{88,52 + 1} + \frac{1}{88,52} (1 - 0,5^{8,267-2}) \right] = 0,1663$$

- H : profundidad de malla (m)
- D : espacio entre los conductores paralelos (m)
- N : factor de geometría compuesto por factores n_a , n_b , n_c y n_d
- L_P : longitud del perímetro de malla (m)
- A : área encerrada por el perímetro de malla (m^2)

$$K_i = 0,664 + 0,148 * n = 0,664 + 0,148 * 8,267 = 1,8875$$

Con estos datos el valor de la tensión de paso calculada es:

$$V_{paso} = \frac{\rho * K_s * K_i * I_D}{L_s} = \frac{20 * 0,1663 * 1,8875 * 1000}{7444,5} = 0,8433 V < U_{Padm}$$

$$= 248,68 V$$

Por lo tanto:

$$U_{Contactocalculado} = 170,6 V < U_{Contactoadmisibile} = 228,69 V$$

$$U_{Pasocalculado} = 0,8433 V < U_{Contactoadmisibile} = 228,68 V$$

Se cumplen los requisitos establecidos de tensión de paso y de contacto admisible. La sección del conductor se calculara para máxima corriente de cortocircuito que se dé en el lado de Baja Tensión. Una falla en la red no afectara al lado de la baja por la conexión

YNy0y0 de los transformadores. Al estar en estrella el lado de baja del transformador, pero con neutro aislado, una falla a tierra en la red no pasara a esa zona.,

La corriente máxima que puede darse en el lado de baja viene definida por la máxima corriente admisible por el inversor (1600 A), la cual es superior a la corriente de cortocircuito de los módulos fotovoltaicos (8,42 A x 1515,6 A).

Siendo la densidad de corriente del cobre de 160 A/mm² para conductor desnudo subterráneo y teniendo en cuenta que la sección del conductor no debe ser menor de 2 AWG (33,63 mm²). Como establece el artículo 250.52[1](4) de NEC, la sección será:

$$\frac{I_{cc}}{S} = \frac{K}{\sqrt{t}} = \frac{1600 A}{s} = \frac{160}{\sqrt{1}}$$

$$S=10 \text{ mm}^2$$

Se empleara una sección de 1 AWG (42,4 mm²). Al ser menor que la tensión de paso máxima admisibles se demuestra la validez de la puesta a tierra.

3.27 PUESTA A TIERRA DEL NEUTRO DE LOS TRANSFORMADORES

La configuración de puesta a tierra que se empleara para el neutro de los transformadores elevadores de la planta, consistirá en la instalación de dos barras enterradas, siguiendo las especificaciones adecuadas de la norma NEC.

Figura X, correspondiéndose el número (3) con las barras, y el (2) con el conductor aislado de puesta a tierra.

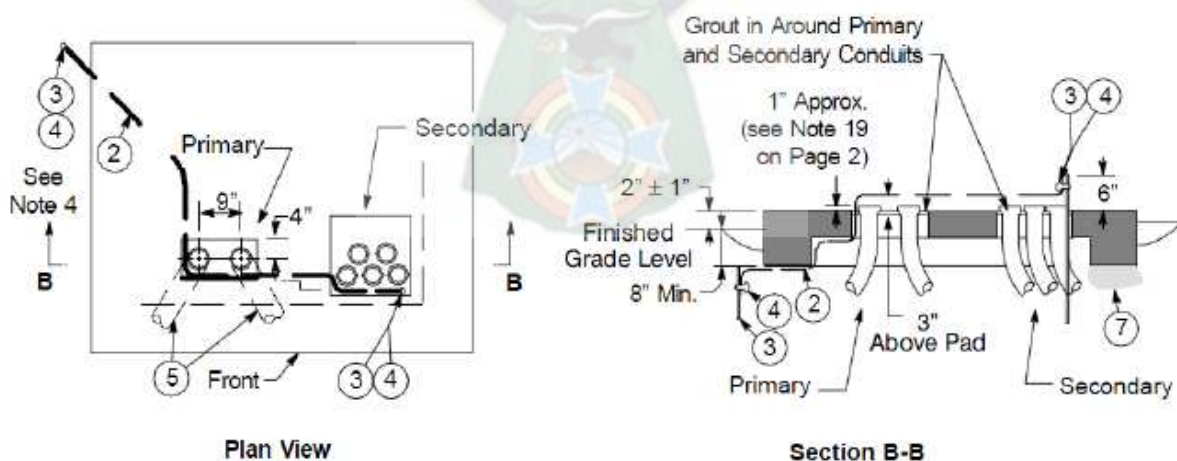


Figura 31. Puesta a tierra del neutro de los transformadores.
Fuente: COOPER INDUSTRIES Fabricante.

Las jabalinas, siguiendo los artículos 250.52[1] y 250.53 de NEC, serán, como mínimo, de 8' de longitud (2,44 m), con un diámetro de 5/8" (15,87 mm) y no se ubicaran a una distancia menor de 6' (1,83 m).

Para 2 jabalinas en hilera unidas por un conductor horizontal, con una separación entre jabalinas de 20' (6 m), y con una longitud de jabalina de 13' (4 m), se obtiene el coeficiente de $K_r = 0,110$.

Por tanto la puesta a tierra ha de ser menor a 10 ohm:

$$R_{pat} = K_r * \rho = 0,110 * 2 = 2,2 \text{ ohm} < 10 \text{ ohm}$$

3.28 SERVICIOS AUXILIARES (SSAA)

Los servicios auxiliares de la instalación están compuestos por todos aquellos elementos de la instalación que consumen energía. La lista de servicios auxiliares viene definida en el anexo 7.3.4

La potencia aparente total consumida por estos elementos tiene un valor de 126,6476 KVA. Para esta potencia se decide emplear un transformador de 150 KVA, que alimente los equipos a partir del barramiento del centro de seccionamiento por lo tanto en la instalación, todos aquellos elementos que consuman energía obtendrán el suministro de la generación de la instalación (durante la noche la planta consumirá potencia de la red al no haber producción de energía).

Es necesario compensar la potencia reactiva consumida por los servicios auxiliares para lo cual se instalará una batería de condensadores. Y se definirá un umbral de factor de potencia por debajo del cual se habrá de pagar una cuota anual en función de la diferencia con el factor establecido. Sin embargo, aquellos generadores que trabajen con un factor de potencia superior al umbral establecido por la compañía serán remunerados, en función igualmente de la diferencia con el factor establecido. Dicho factor de potencia umbral es de un 85%.

Para consumos inferiores a los 400 KW no es necesario corregir el factor de potencia, pero se considera oportuna su corrección para tener una operación más eficiente.

El cálculo que se realizó para ver la penalización que ha de imponer a pagar es de:

- Para una instalación con un factor de potencia $\cos \phi$ inferior al 85%:

$$\text{Penalización} = [85 - (100 - \cos \phi)] * 0,06\% * \frac{0,075\$}{KWh} * \text{Produccionannual}(KWh)$$

- Para una instalación con un factor de potencia $\cos \phi$ superior al 85%:

$$Prima = [(100 - \cos \phi) - 85] * 0,06\% * \frac{0,075\$}{KWh} * Produccionannual(KWh)$$

El factor de potencia objetivo será del 95% para los servicios auxiliares. Para el cálculo de la batería de condensadores se ha de tener en cuenta:

- Potencia aparente consumida por los servicios auxiliares
- Potencia reactiva consumida por el transformador (esta no es despreciable, puede ser del orden de 5%). Para el transformador de 150 KVA, la potencia consumida en vacío es de 3,7 KVAR; y en carga de 6,4 KVAR. Luego la potencia reactiva consumida en vacío es de 3,7 KVAR; y en carga de 6,4 KVAR. Luego la potencia reactiva consumida por el transformador es $Q_{transf}=10,1$ KVAR.

Con estos datos se procede a calcular la potencia de la batería de condensadores mediante un diagrama vectorial de potencia:

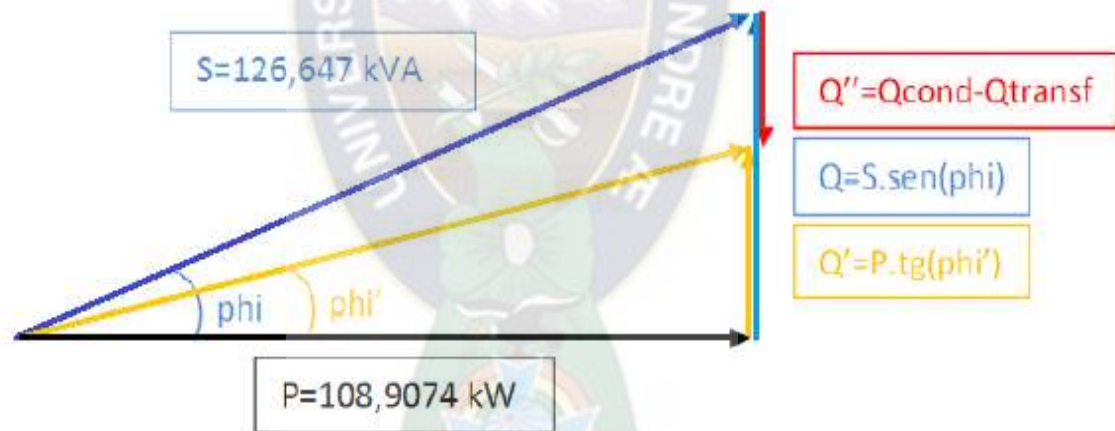


Figura 32. Diagrama vectorial de potencias.

Fuente: SCHAUM, Edminister. 1979. Tercera edición

El color azul representa los valores del consumo de potencia aparente y reactiva sin tener en cuenta la batería de condensadores de ($\cos \phi = 0,86$). En la instalación naranja aparecen los valores de consumo de potencia aparente y reactiva deseados que se obtienen con una batería de condensadores ($\cos \phi = 0,95$).

“Q” no corresponde al valor de la batería de condensadores (Q_{cond}) necesarios para compensar la potencia reactiva, puesto que hay que tomar en cuenta el consumo de la potencia reactiva por parte del transformador (Q_{transf}).

Realizando los cálculos respectivos se obtiene:

$$Q_{cond} = 38,93 \text{ KVAr}$$

Por lo que se decide emplear una batería de condensadores de 40 KVAr (Valor Normalizado).

TABLA DE RESUMEN

Tabla XXXII. Datos obtenidos de los equipos utilizados

EQUIPO	MARCA Y TIPO	N.-DE EQUIPOS
Paneles Solares Fotovoltaicos	Stp290-24/Vd (Suntech)	79200 Paneles
Estructura Soporte mesas	Metallic Company	Acero Galvanizado 4 mod-3 Alturas 4000 unidades
Cajas de Campo	800-65 Cooper Power	15 por anillo
Cajas Centrales	KTK-R Cooper	Depende de las Cajas.
Inversor	SUNNY CENTRAL 500HE-US	40 de 500Kw
Transformador	Cooper Industries	20 Transformadores 750 KVA
Celdas de Media Tensión	UniMix-P2 (ABB)	3 de 125KV
Casetas de inversores CT y CS	Industries Bussman	Por definir

Fuente: Elaboración propia

-PROYECCIÓN A FUTURO

La implementación de la planta solar coadyuvará a la disminución de los costos que implican el consumo de energía que se factura mensualmente a la empresa ENDE, en un porcentaje mayor al 20% resultando beneficioso para la empresa YLB, permitiendo que dicho ahorro pueda ser utilizado en otras áreas de vital importancia como el mantenimiento, implementación de normas, pero por sobretodo permitirá alcanzar un incremento en la producción de baterías de litio así como el uso de energía de manera bidireccional, es decir que la producción interna de energía servirá para el autoconsumo pero cuando las operaciones de las tres plantas que se proyectan construir se establezcan, la energía remanente generada podrá venderse a la red del STI (Sistema Troncal Interconectado) que resulta de la diferencia entre la generación bruta menos el consumo propio y las pérdidas en líneas de transmisión asociadas a la generación.

Las condiciones de horas de sol y de radiación recibida en Uyuni permiten asegurar altos rendimientos de producción energética. La instalación masiva de paneles no tendrá ningún impacto medioambiental, esto contribuirá a mejorar la rentabilidad de la inversión que se realice. (Ver PLANO 1).

A la planta existente se adicionarán 3 plantas piloto cuyas demandas serían de 7, 5 y 2 MVA que sumadas a la primera planta resultan un total de 20 MVA. Se consideró la construcción de las líneas que alimentaran dichas plantas que suman un total 4 Km, ya que las distancias de la planta a la subestación de UYUNI son: la primera a un kilómetro y las otras dos a un kilómetro y medio.

El costo de la construcción de las líneas en Media Tensión es de 38.500 \$us/Km que tendrán de cable conductor (Suministro tendido y flechado de cable ACSR 1/0 AWG Raven-ACSR 2 AWG Sparrow). Por donde circulara 465 Amperios.

Estos costos fueron incluidos más a detalle en la parte financiera para sacar costos totales.

El diagrama unifilar de la planta y sus adherentes se detallan a continuación:

- DIAGRAMA UNIFILAR

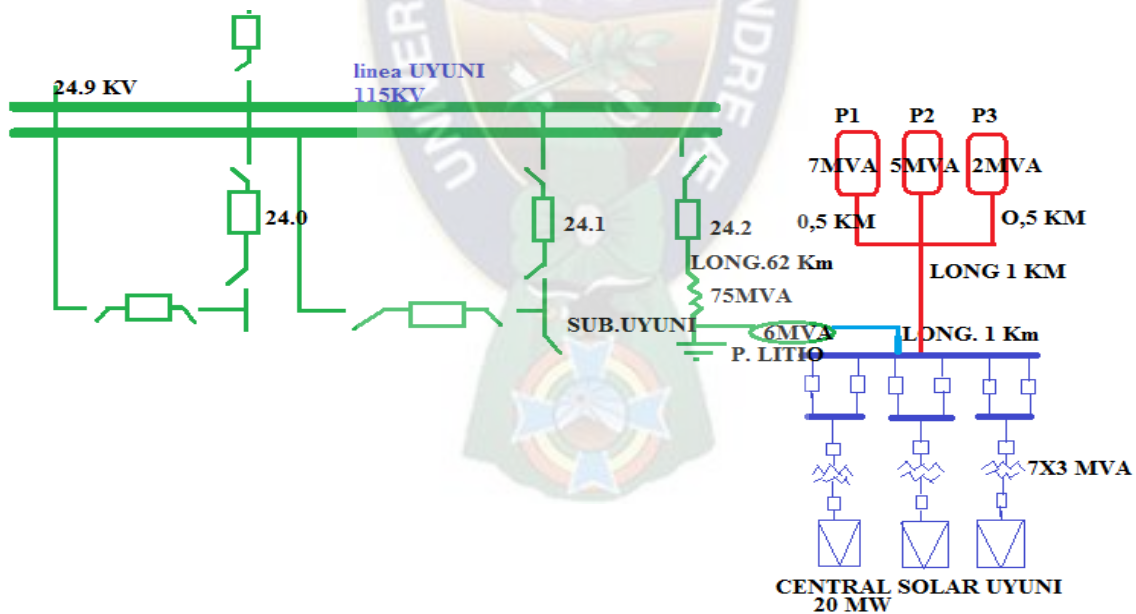


Figura 33. Diagrama Unifilar de Uyuni, con implementación de 3 plantas piloto.

Elaboración propia

CAPITULO IV

ESTUDIO FINANCIERO

4.1 INTRODUCCIÓN

Se realizó el análisis financiero para calcular la rentabilidad del proyecto, tanto para la implementación de energía térmica, energía eólica, el análisis de la línea de 115 KV, y la energía fotovoltaica, de acuerdo a ello se determinó el valor actual neto, el periodo de retorno de la inversión y la tasa interna de retorno, con el fin de optar con la mejor alternativa. El análisis financiero a detalle se encuentra a continuación.

Para esto se tomaron en cuenta todos los costos de inversión a realizar, calculados y previstos, directos e indirectos, capitales disponibles, la productividad de las posibles alternativas, los ingresos de capitales por venta de la energía, amortizaciones de la inversión realizada, tasas a pagar por los beneficios, gastos (especialmente de operación y mantenimiento).

Con el objeto de disponer de datos financieros que permitan tener una información confiable que aporten al inversor una estimación previa de la rentabilidad de la instalación, útiles para la toma de decisiones, se hizo uso de índices de rentabilidad normalizados.

Para estimar el presupuesto de ejecución material se consideraron los siguientes aspectos:

- Terreno o superficie a utilizar no se tomara en cuenta porque se cuenta con terreno propio
- Obra civil se considera el enmallado del terreno, nivelado del terreno, el montaje de las estructuras soportes, las correspondientes cimentaciones y las casetas de control y centros de inversión-transformación.
- Instalaciones: en esta parte se reflejan los presupuestos de cada alternativa en módulos fotovoltaicos, inversores, cableados, y demás aparamenta (conjunto de accesorios maniobra, control, regulación y medida) necesaria en la instalación.
- También, se considerará gastos relativos de alumbrado perimetral e interior, seguridad y video vigilancia.

4.5. RENTABILIDAD FINANCIERA

Todo proyecto se crea con la finalidad de generar valor, para poder cuantificar este valor económico se necesita uso de los indicadores de rentabilidad, que en este caso serán el

VAN (Valor Actual Neto), el TIR (Tas Interna de Retorno) y el PRD (Periodo de Recuperación).

4.5.1. VALOR ACTUAL NETO (VAN)

Es un criterio para evaluar la rentabilidad de una inversión teniendo en cuenta el valor temporal del dinero. Consiste en calcular el valor presente de los flujos de caja futuros que genera el proyecto, descontando una tasa de actualización, y compararlos con el importe inicial de la inversión.

Si la sumatoria de los flujos de caja actualizados en el horizonte temporal elegido para evaluar el proyecto, resulta mayor que la inversión inicial, entonces el proyecto está en situación de ser elegido, ya que será rentable en términos netos.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{BN_t}{(1+i)^t} - I_0$$

Donde:

BN_t : Es el beneficio neto de flujo en el periodo t, este puede tomar valores positivos o negativos.

i: Tasa de descuento.

n : Representa el número de periodos sobre el cual se requiere capitalizar la inversión inicial.

I_0 : Inversión inicial en el momento cero.

4.5.2. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

Es la tasa de rentabilidad promedio anual que el proyecto paga a los inversionistas por invertir sus fondos. La fórmula es la siguiente:

$$TIR = \sum_{t=1}^n \frac{BN_t}{(1+r)^t} - I_0$$

Donde:

BN_t : Es el beneficio neto de flujo en el periodo t , este puede tomar valores positivos o negativos.

r : Tasa interna de retorno o Tasa de descuento (TIR).

n : Representa el número de periodos sobre el cual se requiere capitalizar la inversión inicial.

I_0 : Inversión inicial en el momento cero.

Se considera la tasa de descuento como el costo de oportunidad de poner el monto de la inversión en una cuenta a plazo fijo para persona jurídica la cual es de 4,4% según la Superintendencia de Banca de Bolivia.

4.5.3. PERIODO DE RECUPERACIÓN (PRD)

Este expresa el número de periodos necesarios para recuperar la inversión inicial, donde cada flujo descontado con una tasa de interés que representa el costo de oportunidad del inversor.

$$PR \rightarrow \sum_{t=1}^n \frac{BN_t}{(1+r)^t} = I_0$$

Donde:

BN_t : Es el beneficio neto de flujo en el periodo t , este puede tomar valores positivos o negativos.

r : Tasa interna de retorno o Tasa de descuento (TIR).

n : Representa el número de periodos sobre el cual se requiere capitalizar la inversión inicial.

I_0 : Inversión inicial en el momento cero.

4.6. ESCENARIOS DEL PROYECTO Y ANÁLISIS DE FLUJOS DE CAJA

Se han analizado tres diferentes escenarios: Base, Optimista y Pesimista, esto nos permite realizar modificaciones en más de una variable, con el fin de ver como se afecta la rentabilidad del proyecto.

4.6.1. ENERGÍA TÉRMICA

Escenario Base Energía Térmica

El escenario base es la estimación que se considera que se dará con mayor probabilidad a lo largo de la vida del proyecto. Para este escenario se considera una probabilidad de ocurrencia del 60%

Escenario Optimista Energía Térmica

Para este escenario se considera una probabilidad de ocurrencia del 25% y se han considerado las siguientes variaciones, tomando:

-Incremento de la eficiencia del sistema a un 97% considerando que las condiciones climatológicas son las adecuadas.

-Incremento en el consumo eléctrico en un 20%.

Escenario Pesimista Energía Térmica

Se considera una probabilidad de ocurrencia del 15%, considerando las siguientes variaciones:

-Decremento de la eficiencia del sistema a un 90%, considerando que las condiciones climatológicas no son las esperadas.

-Disminuye en el consumo eléctrico en un 20%

Flujo de Caja del Proyecto de Energía Térmica

Tabla XXXIII. Análisis Financiero Energía Térmica.

Probabilidad de Ocurrencia	Escenarios		
	60%	25%	15%
	Base	Optimista	Pesimista
INGRESOS			
Ahorro consumo eléctrico	\$US 285.79496	\$US 175.203,68	\$US 106.260,01
Ahorro Mantenimiento	\$US 5.000,00	\$US 5.000,00	\$US 5.000,00
EGRESOS			
Ahorro consumo eléctrico	\$US 285.79496	\$US 175.203,68	\$US 106.260,01

Costo de calefactores eléctricos	\$US 77.800,21	\$US 95.505,36	\$US 13.876,21
Termas	\$US 583.112,05	\$US 446.325,67	\$US 598.480,00
Sistema de calefacción	\$US 970.450,45	\$US 765.400,00	\$US 802.000,00
Transporte	\$US 36.000,00	\$US 30.000,00	\$US 38.000,00
Mano de Obra	\$US 86.377,64	\$US 55.564,43	\$US 95.201,77
Soporte de Termas	\$US 448.000,00	\$US 480.342,00	\$US 500.110,00
Equipos de computo	\$US 30.000,00	\$US 30.000,00	\$US 41.000,00
Utilería de Escritorio	\$US 500,00	\$US 400,00	\$US 580,00
Mantenimiento	\$US 18.890,20	\$US 18.890,20	\$US 18.890,20
VAN	\$US 0.926,70	\$US -54.916,39	\$US -102.423,20
TIR	7%	-4%	-2%
PRD (Años)	13	19	23

Fuente Elaboración Propia.

Después de haber determinado los flujos de caja considerando un periodo de 15 años, debido a la vida útil de las termas y los calefactores, se ha procedido a determinar el VAN, el TIR y el PRD del proyecto. Con esto se concluye que el proyecto es económicamente rentable para el primer escenarios Base, Pero con un bajo ahorro económico, sin embargo el TIR salió por debajo de la tasa de porcentaje que es un 8% lo que implicaría hacer una evaluación si será factible el proyecto sin embargo para el escenario optimista, y pesimista no resulta viable, puesto que su VAN Y TIR son negativos.

4.6.2. ENERGÍA FOTOVOLTAICA

Escenario Base Energía Fotovoltaica

El escenario base es la estimación que se considera que se dará con mayor probabilidad a lo largo de la vida del proyecto. Para este escenario se considera una probabilidad de ocurrencia del 60%.

Escenario Optimista Energía Fotovoltaica

Se considera una probabilidad de ocurrencia del 25%, considerando:

-Incremento del consumo eléctrico en un 20%

-Aumento en el costo de mantenimiento en un 20%

Escenario Pesimista Energía Fotovoltaica

Para este escenario se considera una probabilidad de ocurrencia del 15%, considerando:

-Disminuye el consumo eléctrico en un 20%.

-Disminuye en el costo de mantenimiento en 20%

Flujo de Caja del Proyecto de Energía Fotovoltaica

Tabla XXXIV. Análisis Financiero Energía Solar Fotovoltaica.

Probabilidad de Ocurrencia	Escenarios		
	60%	25%	15%
	Base	Optimista	Pesimista
INGRESOS			
Ahorro consumo eléctrico	\$US 885.834,94	\$US 675.203,68	\$US 536.260,01
Ahorro Mantenimiento	\$US 15.000,00	\$US 15.000,00	\$US 15.000,00
EGRESOS			
Paneles Fotovoltaicos	\$US 241.164,00	\$US 241.164,00	\$US 241.164,00
Transporte	\$US 56.000,00	\$US 48.000,00	\$US 58.000,00
Mano de Obra	\$US 185.627,64	\$US 165.774,93	\$US 196.271,33
Soporte de Paneles	\$US 3.102.000,00	\$US 4.321.100,00	\$US 6.456.500,00
Mantenimiento	\$US 38.670,50	\$US 38.670,50	\$US 38.670,50
VAN	\$US 521.446,20	\$US 642.746,19	\$US -231.653,90
TIR	8%	9,5%	-3%
PRD (Años)	10	13	21

Fuente Elaboración Propia.

En este análisis se puede apreciar que para el escenario Base y para el escenario Optimista son rentables y resultan atractivos para realizar una inversión posible, empero el tercer

escenario nos da un VAN y TIR negativos lo que nos lleva a concluir que no se podría optar por este escenario.

4.6.3. ENERGIA EÓLICA

Escenario Base Energía Eólica

El escenario base es la estimación que se considera que se dará con mayor probabilidad a lo largo de la vida del proyecto. Para este escenario se considera una probabilidad de ocurrencia del 60%.

Escenario Optimista Energía Eólica

Se considera una probabilidad de ocurrencia del 25%, considerando:

- Incremento del consumo eléctrico en un 20%
- Aumento en el costo de mantenimiento en un 20%

Escenario Pesimista Energía Eólica

Para este escenario se considera una probabilidad de ocurrencia del 15%, considerando:

- Disminuye el consumo eléctrico en un 20%.
- Disminuye en el costo de mantenimiento en 20%

Flujo de Caja del Proyecto de Energía Eólica

Tabla XXXV. Análisis Financiero Energía Eólica.

Probabilidad de Ocurrencia	Escenarios		
	60%	25%	15%
	Base	Optimista	Pesimista
INGRESOS			
Ahorro consumo eléctrico	\$US 18.432,00	\$US 10.254,32	\$US -596.890,01
Ahorro Mantenimiento	\$US 7.000,00	\$US 7.000,00	\$US 7.000,00
EGRESOS			
Transformadores	\$US 78.800,21	\$US 98.685,37	\$US 99.656,00

Turbinas Generadoras	\$US\$ 765.435,87	\$US\$ 846.325,67	\$US\$ 898.480,00
Caja de control y Bateria	\$US\$ 5.674.411,33	\$US\$ 5.674.411,33	\$US\$ 5.674.411,33
Transporte	\$US\$ 38.000,00	\$US\$ 385.000,00	\$US\$ 39.000,00
Mano de Obra	\$US\$ 90.876,32	\$US\$ 90.876,32	\$US\$ 90.876,32
Transformadores	\$US\$ 878.450,00	\$US\$ 878.450,33	\$US\$ 878.450,56
Equipos de computo	\$US\$ 25.000,00	\$US\$ 30.000,00	\$US\$ 41.000,00
Mantenimiento	\$US\$ 15.450,20	\$US\$ 15.450,20	\$US\$ 15.450,20
VAN	\$US\$ -0.00,70	\$US\$ -34.976,39	\$US\$ -92.653,20
TIR	-10%	-5%	-7%
PRD (Años)	-13	-22	-24

Fuente Elaboración Propia

En estos escenarios podemos apreciar que el primero es el VAN es negativo lo que hace pensar que no sería un proyecto rentable , En cuanto al TIR es negativo lo que representaría que no sería una buena inversión lo cual no es nada atractivo para hacer una inversión .

4.6.4. Flujo de Caja de la Línea de 115 KV

Tabla XXXVI. Análisis Financiero Transporte de la energía de la Línea de 115KV.

Probabilidad de Ocurrencia	Escenarios		
	60%	25%	15%
	Base	Optimista	Pesimista
INGRESOS			
Ahorro consumo eléctrico	\$US\$ 455.764,84	\$US\$ 385.753,00	\$US\$ 500.870,11
Ahorro Mantenimiento	\$US\$ 16.000,00	\$US\$ 16.000,00	\$US\$ 16.000,00
EGRESOS			
Transporte de la Energía	\$US\$ 543.986,87	\$US\$ 671.164,00	\$US\$ 698.438,80

Mano de Obra	\$US\$ 445.435,98	\$US\$ 445.435,98	\$US\$ 445.435,98
Mantenimiento	\$US\$ 93.965,88	\$US\$ 98.430,00	\$US\$ 98.980,87
VAN	\$US\$ 621.446,20	\$US\$ -124.886,59	\$US\$ -231.653,90
TIR	8,5%	-6%	-3%
PRD (Años)	13	-21	-25

Fuente: Elaboración Propia.

Este escenario se tomó en cuenta la distancia de la línea que pasa por el salar de Uyuni hasta donde se realizará el proyecto, siendo está a 62Km de distancia y la cual tendría un monto de construcción de 30,383,275.49 \$US\$ (treinta millones trescientos ochenta y tres mil doscientos setenta y cinco dólares). Dato de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.

Tabla XXXVII. Resumen del Flujo de Caja para Energía Térmica, Energía Fotovoltaica Energía Eólica y la Línea de 115 KV

Tipos de Energías	ESCENARIOS		
	60%	25%	15%
	Base	Optimista	Pesimista
INGRESOS			
Energía Térmica	788.273,62	590.365,49	268.792,26
Energía Fotovoltaica	900.834,94	690.203,68	551.260,01
Energía Eólica	825.670,64	716.482,58	712.933,87
Línea de 115KV	471.764,84	401.753,00	516.870,11
EGRESOS			
Energía Térmica	2.173.330,34	1.826.922,30	2.094.261,97
Energía Fotovoltaica	3.623.462,14	4.648.934,50	6.990.605,83
Energía Eólica	7.487.623,72	7.920.513,85	7.637.668,41
Línea de 115KV	1.083.388,73	1.215.029,98	1.242.855,65

% de Utilidad

E. Térmica 1,1% E. Eólica -0,3% E. Fotovoltaica 8% E. línea3%

Siendo el más beneficioso la energía fotovoltaica.

4.7. CONCLUSIÓN DEL ANÁLISIS

Al analizar en conjunto la implementación de energía térmica, energía fotovoltaica, energía eólica y la línea de 115KV se obtiene como resultado que el proyecto más rentables son el escenario base de la Energía Térmica con un VAN de \$US 0,926.70 y un TIR 9% además tiene un periodo de retorno de 12 años, por otro lado para la Energía Fotovoltaica se presentan dos escenarios favorables, el primero escenario base con un VAN de \$US 1.446,20 y un TIR de 8%, cuenta con un periodo de retorno de 10 años.

El segundo escenario favorable es el optimista que tiene un VAN de \$US 2.746,19 y un TIR de 10%, cuenta con un periodo de retorno de 13 años.

La alternativa de la Energía Eólica no muestra una inversión atractiva ya que sus tres escenarios tanto VAN y TIR salieron negativos, esto se debería a que el clima hace cambiante los tiempos de viento que puede afectar la producción de esta.

Para la línea de 115KV se puede apreciar que el escenario base es la más rentable ya que su VAN y su TIR son positivos pero se toma en cuenta el monto erogado para su construcción a la planta.

4.1.1 Obra civil

La obra civil comprende aspectos, como el acondicionamiento y nivelación del terreno para el montaje de las estructuras apertura y cerrado de zanjas para las canalizaciones.

4.1.2 Lindes de parcela

La superficie utilizada para la instalación de los módulos fotovoltaicos, casetas de transformadores e inversores y transformadores quedará vallada en todo su perímetro; además, la valla quedará separada de los elementos de la planta por una distancia de tres metros (3m) para permitir el paso de un vehículo y realizar labores de mantenimiento.

La valla podrá montarse justo en el linde cuando este esa una separación entre parcelas privadas. En los planos se pueden apreciar la colocación y ubicación de la valla perimetral.

4.1.3. Adecuación del terreno

Se realizarán trabajos de desbroce, nivelación y preparación del terreno para el soporte de las estructuras de los paneles fotovoltaicos, afectando lo menos posible a la topografía actual.

4.1.4. Canalizaciones

Las canalizaciones del cableado de la planta se efectuarán mediante zanjas adecuadas al número y tipo de tubos que deberán albergar.

En los casos en que exista un cruce, los tubos podrán ir colocados en uno dos o tres planos. La profundidad de la zanja dependerá del número de tubos, pero será suficiente para que los situados en el plano superior queden a una profundidad mínima de 0,60 m, tomada desde la rasante del terreno a la parte inferior del tubo.

La distancia mínima entre un cable de baja tensión y otros cables de energía eléctrica será de 0,25 m con cables de alta tensión y de 0,10 m con cables de baja tensión, siendo la distancia del punto de cruce a los empalmes superior a 1 m.(Ver Plano 11-12)

Los cables de baja tensión podrán instalarse paralelamente a otros de baja o alta tensión manteniendo entre ellos una distancia mínima de 0,10 m con los de baja tensión y de 0,25 m con los de media tensión. Las líneas de media tensión irán siempre en tubos de PE (Tubo de Polietileno) de 160 mm de diámetro.

La separación mínima entre los cables de energía eléctrica y los de telecomunicaciones será de 0,20 m, siendo la distancia del punto de cruce a los empalmes superior a 1 m.

Las zanjas son las que unen principalmente los combiner box o cajas de conexionado con los inversores, y zanjas secundarias, necesarias para unir las series hacia sus correspondientes cajas de conexionado intermedio.

Las zanjas de corriente continua estarán rellenas de arena en sus primeros 42,75 cm y luego rellenas de tierra compactada, según los detalles indicados.

Las zanjas que contengan canalizaciones de media tensión estarán hormigonadas para garantizar la separación de las líneas MT y llevaran cinta señalizadora.

El trazado de las zanjas se realizara de manera que se optimicen los recorridos de los cables, con el fin de reducir la caída de tensión, reducir los costos y aumentar la productividad.

4.1.5. Edificaciones

En la planta se construirá una caseta para inversores y transformador por subcampo, por lo que habrá 22 casetas.

4.1.6. Estructura

El edificio que alberga los inversores estará construido de bloques de hormigón tipo H de espesor 20 cm con armadura vertical y horizontal, Para así poder desviar las corrientes de aire que provoca la acción del viento y evitar posibles fallas en el equipo.

Existirá un suelo técnico de unos 30 cm de altura de tramex apoyado sobre pilares IPN80, así como aperturas laterales para facilitar el paso de los tubos.

4.1.7 Cimentación

Está constituida por vigas de 25 cm de lado bajo los muros de carga, y como parte resistora una losa de hormigón armado de 25 cm de espesor, con armadura en ambas caras asentado sobre hormigón de limpieza. (Ver Plano 12)

4.2. INGRESOS POR VENTA DE PRODUCCIÓN ELÉCTRICA

Para el cálculo del costo de la electricidad fotovoltaica se ha asumido valores de la radiación solar entre 4 y 8,5 kWh/m²/día con los cuales se ha estimado la producción de energía a nivel de uso final.

La estructura de costos de la energía solar en sistemas fotovoltaicos en BOLIVIA (ENERGETICA 2016) se calculó utilizando el método del costo anual equivalente (CAE) usando una tasa de descuento del 8% y los datos de vida útil de cada fabricante. En la configuración se respeta las normas bolivianas sobre tipo y calidad de materiales, equipos y accesorios expresados en la NB 1056.

Así se puede ver que el costo de la energía fotovoltaica estaría entre 1,94 \$US/kWh y 0,95 \$US/kWh par rangos de radiación solar entre 4 y 8,5 kWh/m²/día

En el anexo V se calculan los ingresos previstos en la instalación por venta de energía generada teniendo en cuenta la disminución de la eficiencia de los módulos fotovoltaicos. El año 1 corresponde con el 2019.

Para el cálculo de ingresos previstos en el año 2029 (año en que se deja de recibir el precio fijado) se tendrán en cuenta la pérdida anual media de capacidad de producción de la central (0,83%) por el cual los módulos disminuyen su eficiencia al 80% en 20 años, y el porcentaje nominal anual medio de crecimiento de los precios de generación de energía eléctrica (8%) previsto para el ciclo 2019-2034, conforme datos recolectados en el documento “Annual Energy Outlook”

2011 (AEO2011) Early Release “de la U.S. Energy Information Administration (EIA), como puede observarse en la Figura 26.

Supply, disposition, prices, and emissions	Reference case							Annual growth 2010-2035 (percent)
	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2035	
End-use prices (2010 cents per kilowatthour)								
Residential	11.6	11.5	11.3	11.1	11.0	10.8	11.1	-0.1%
Commercial	10.3	10.1	9.6	9.5	9.5	9.2	9.5	-0.2%
Industrial	6.8	6.7	6.3	6.3	6.4	6.4	6.8	0.1%
Transportation	12.1	11.1	10.2	10.0	10.4	10.5	10.9	-0.1%
All sectors average	9.9	9.8	9.4	9.2	9.3	9.2	9.5	-0.1%
(nominal cents per kilowatthour)								
Residential	11.5	11.5	12.2	13.2	14.5	15.7	17.6	1.7%
Commercial	10.1	10.1	10.3	11.3	12.4	13.3	15.2	1.6%
Industrial	6.8	6.7	6.8	7.5	8.4	9.3	10.8	1.9%
Transportation	11.9	11.1	11.0	11.9	13.7	15.2	17.3	1.8%
All sectors average	9.8	9.8	10.1	11.0	12.2	13.3	15.1	1.6%
Prices by service category (2010 cents per kilowatthour)								
Generation	6.4	6.2	5.6	5.7	6.0	6.0	6.4	0.2%
Transmission	0.8	0.8	0.9	0.8	0.8	0.8	0.8	0.0%
Distribution	2.8	2.8	2.9	2.7	2.5	2.4	2.4	-0.7%
(nominal cents per kilowatthour)								
Generation	6.3	6.2	6.1	6.8	7.9	8.7	10.2	2.0%
Transmission	0.8	0.8	0.9	1.0	1.1	1.1	1.2	1.9%
Distribution	2.8	2.8	3.1	3.2	3.3	3.5	3.7	1.1%

Figura 34. Suministro de precios de disposición y emisiones (Crecimiento Anual)

Fuente: Annual Energy Outlook la tarifa eléctrica 2010-2035

Por otra parte, en este apartado (anexo V) se ha tomado en cuenta el abono de la prima por corrección del factor de potencia ingreso extra, calculado conforme a la fórmula:

$$Prima = [(100 * \cos\phi) - 85] * 0,06\% * \frac{0,075\$US}{KWh} * Produccion\ anual(KWh)$$

Considerando que la instalación opera con un factor de 100%.

4.3. PRESUPUESTO

- **Potencia nominal de la instalación** **20000000 (W)**
- **Potencia pico de la instalación** **22968000 (W_p)**

COSTOS DE LA INSTALACION

Tabla XXXVIII. Presupuesto Costos por Unidad

Equipos	Nro. Unidades	Costo \$US/Unidad	Costo total(\$US)	\$/W _p
Modulo fotovoltaico:Stp290-24/Vd (Suntech)	79200	304,5	24.116.400,00	1,05
Combiner box(Caja de conexión) SCCB-12 (SMA)	600	505	303.000,00	0,0132
Inversor Sunny Central 500HE-US (SMA)	40	98.000,00	3.920.000,00	0,1707
Transformador Pad-Mounted 750 KVA (Cooper Industries)	20	30.000,00	600.000,00	0,0261
Estructura metálica de soportes para paneles 4 módulos en horizontal, a 3 alturas	6600	470	3.102.000,00	0,1351
Centro de Seccionamiento				
Celda Línea UniMix-P2 (ABB): Unom 24Kv, f=50-60Hz, Inom 400 ^a	9	12.752,74	114.774,66	0,005
Celda protección UniMix-P1F(ABB): Unom 24Kv, f=50-60Hz, Inom=630 ^a	1	20.876,37	20.876,37	0,0009

Celda media UniMix-M(ABB): Unom 24Kv, f=50-60Hz, Inom=630 ^a	2	10.590,85	21.181,70	0,0009
Servicios Auxiliares				
Transformador SSAA 150KVA(21Kv/480V)	1	4.112,50	4.112,50	0,0002
Batería de condensadores 40KVA	1	2.584,45	2.584,45	0,0001
Grupo electrógeno SSAA 150KVA	1	30.000,00	30.000,00	0,0013
Total Equipos			32.234.929,68	1,4035
Obra Civil				
Canalizaciones, cimentaciones de estructura metálica para paneles				
Hormigón de limpieza con dosificación mínima de cemento 150 Kg/m ³	3529 m ³	104,41	368.432,99	0,016
Hormigón de resistencia característica de 25Mpa.	22938 m ³	110,43	2.532.947,43	0,1103
Acero corrugado B500S (cuantía 40Kg/m ³)	917501 Kg	1,95	1.790.806,38	0,078
Acero S-275 Elementos auxiliares, (Placas anclajes 300*300*20mm)	176436 Kg	1,95	344.373,16	0,015
Acero corrugado B500S (Pernos de anclaje ø=12mm)	35680 Kg	1,95	69.641,31	0,003
Excavación material banco en cimentaciones terreno con estabilidad vertical	21173 m ³	1,43	30.188,86	0,0013
Cimentaciones de estructura metálica para Inversores y Transformadores Pad-Mount				
Hormigón de limpieza con dosificación mínima de cemento 150 Kg/m ³	20 m ³	104,41	2.108,05	0,0001
Hormigón de resistencia característica 25 Mpa	61 m ³	110,43	6.690,70	0,0003
Canalizaciones				
Combiner box-Inversor: Canalización prefabricado de hormigón armado (10"x10"x12")/(3,048mx0,25mx0,3048m)Largo, ancho, profundo con tapas	3360 m	25,33	85.108,80	0,0037
Canalización eléctrica Inv-Trans: Excavación de 0,675mx0,85m(AnchoxProfundo), 6Tubos de HDPEø78mm Relleno y compactación.	220 m	22,56	4.963,20	0,0002
Canalización eléctrica MT. Excavación de 0,29mx0,6m (AnchoxProfundo). Un tubo de HDPEø103mm, Relleno y Compactación.	9340m	4,38	40.909,20	0,0018
Urbanización				
Edificio prefabricado de hormigón (centro de seccionamiento) de dimensiones 9,760x2,500x3,300mm	1 Unidad	24.010,09	24.010,09	0,001
Enmallado perimetral de altura 2m simple con postes verticales separados 3,5m	2450 m	69,61	170.544,50	0,0074
Cabina de seguridad de 6m ²	6 m ²	297,28	1.783,68	0,0001
Sala de control(55m ²), Aseos(5m ²), Vestuario(20m ²), y sala almacén(80m ²)	160 m ²	1.160,12	185.618,50	0,0081

Viales de acceso				
Capa de base 20cm.de zahorra artificial sobre explanada con condiciones mínimas.	9350 m	20,81	194.573,50	0,0085
Movimiento de tierra				
Limpieza y desbroce del terreno con maquinaria	368660 m ²	1,3	479.258,00	0,0209
Cables				
BT DC Cable PV-Mod Combiner box: Cable TECSUN(UL)- PV Wire,(PRYSMIAN)600V,10AWG/6mm ² Cu Cod: 20025136	360000 m	1,22	439.200,00	0,0191
BT DC Cable Combiner box- Inversor: CABLE SUPERFLEX XLP, (PRYSMIAN)600V, 500kcmil/253.4mm ² . Al Cod:Q0W300A	54990 m	7,6	417.817,06	0,0182
BT AC Cable Inv-Transf: Cable OKOGUARD-OKOLON, RHH o RHW-2 (okonite), 2kv, 500kcmil/253.4mm ² , Cu.Cod:113-24-2531.	3960 m	62,5	247.500,00	0,0108
AT AC Cable anillos MT: Cable okoguard URO-J, 25kv, EPR (okonite), 3x(1x350kcmil/117.348mm ²) Al. Cod:160-23-4090.	28018 m	15,91	445.772,23	0,0194
AT AC Cable línea de evacuación, Cable okoguard URO-J, 25kv, EPR (okonite),2x3x(1x100kcmil/506.708mm ²). Al.Cod:160-23-5099.	3600 m	50,04	180.129,60	0,0078
Red de tierras				
Conductor de Cu desnudo 1AWG (42,4mm ²)	9926 m	14,43	143.232,18	0,0062
Pica de acero cobrizado L=13”(4m),D=5/8”(15,87mm)	40 unidades	27,86	1.114,40	0
Conductor aislado de PVC Cu 2/0 AWG (67,43mm ²)	300 m	9,29	2.787,00	0,0001
Total cable			1.877.552,47	0,0817
Servicios de protecciones				
Fusibles cilíndricos KTK-R Cooper Industries Bussmann, 600V, 15 ^a , Poder de corte200KA	7200 unidades	1,17	8.424,00	0,0004
Descargador de tensión para aplicaciones fotovoltaicas, Cooper Industries Bussmann, 600V, Uprot.2,5kv, Int descarga nom.12,5KA, Int descarga máxima 25KA.	600 unidades	81,14	48.648,00	0,0021
Alumbrado exterior				
Iluminación viales, Halogenuros metálicos de 100W IP-66, Clase 1(9circuitos perímetro de la planta 1ud/30m).	90 unidades	395,05	35.554,50	0,0015
Terreno				
Terreno de 33,75ha (750mx450m)	368660 m ²	0,97	357.600,20	0,0156
Ingeniería de obras				

Horas trabajadas y desplazamiento a obras	1	105.425,00	105.425,00	0,0046
Total Servicios			55.687,70	0,0242
Suministro y Montaje				
Suministro y montaje de los equipos, cableado, tendido, servicios generales, etc.			3.466.816,99	

Fuente:Elaboración propia

4.3.1. CAPACITACIÓN DEL PERSONAL QUE SE ENCARGARA DEL FUNCIONAMIENTO DE LA INSTALACION

Es importante que todo el personal este adecuadamente capacitado y cuente con las calificaciones pertinentes para realizar los trabajos de manera responsable y segura. Tanto en el área de operación, como el área de mantenimiento.

Se realizará una capacitación al personal y se contrataran ingenieros técnicos especialistas en el manejo y generación de la planta.

La capacitación durara 1 mes y se prevé un gasto de 4.000,00 \$US\$ por el servicio prestado.

A continuación se detalla los cargos y una tentativa de sueldos del personal encargados de la instalación (Costo total Anual) considerando dos turnos de 8 hrs:

Tabla XXXIX. Presupuesto de sueldos del personal

CANTIDAD	CARGO	SUELDO BASE (BS)	TOTAL ANUAL(BS)
1	Director de Planta	7.000,00	84.000,00
2	Jefe de Operación	6.000,00	72.000,00
2	Jefe de Mantenimiento	6.000,00	72.000,00
4	Ingeniero de Proceso	6.000,00	72.000,00
16	Técnicos	3.500,00	42.000,00
12	Operadores de Sistema de Monitorización	4.000,00	48.000,00
16	obreros	3.000,00	36.000,00
TOTAL POR UNIDAD(BS)		35.500,00	350.400,00
TOTAL POR UNIDAD(\$US)		5.220,60	51.529,50

Fuente:Elaboración propia

4.4. FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO

Después de proponer una solución técnica para el problema planteado se debe realizar los flujos financieros para cuantificar la creación de valor que da este proyecto.

El flujo de caja nos permite estimar los ingresos y egresos que se producirán durante la vida del proyecto y saber cuánto de efectivo se puede retirar sin afectar la marcha de la planta.

El objetivo de la proyección del flujo de caja es medir la rentabilidad económica de un proyecto y la capacidad de pago frente a los posibles préstamos que se solicitarían para el financiamiento.

4.8. ESCENARIOS TÉCNICOS

Los escenarios mostrados permiten hacer una recomendación para la producción de energía que como se puede apreciar en los cálculos, el escenario de la energía fotovoltaica permite más viabilidad, ya que dos de sus escenarios son rentables es así que se propone las diferentes maneras de generación de energía fotovoltaica de manera técnica.

4.8.1. ESCENARIO 1. Sistema fotovoltaico con baterías, aislado y por unidad de bloque

Este escenario se prevé de baja inversión en costos comparado con diseñar y construir o extender redes de distribución.

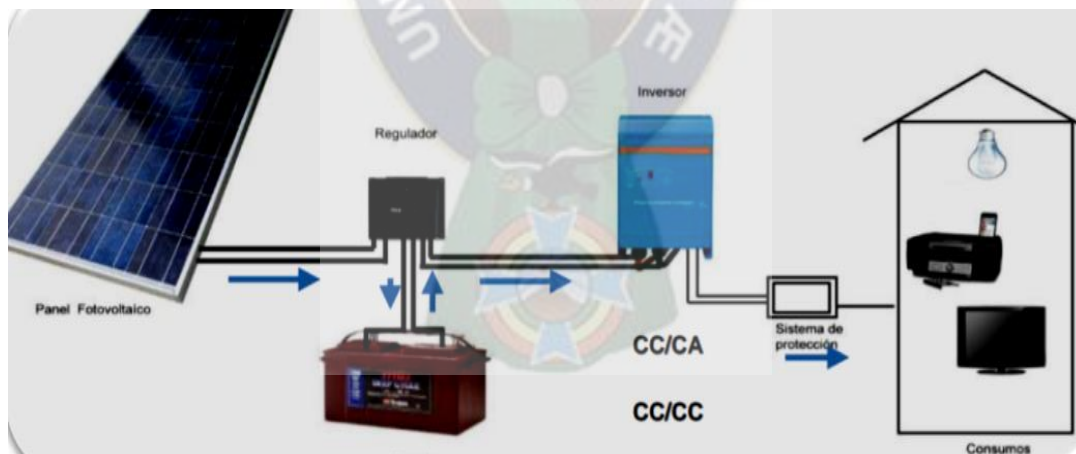


Figura 35. Sistema fotovoltaico aislado

Fuente. www.solaris.net

4.8.2. ESCENARIO 2. Sistema fotovoltaico con baterías, conectado a la red de distribución y por unidad de bloque

Se implementa un sistema FV con baterías que funcione como respaldo al suministro de energía a través de redes de distribución.

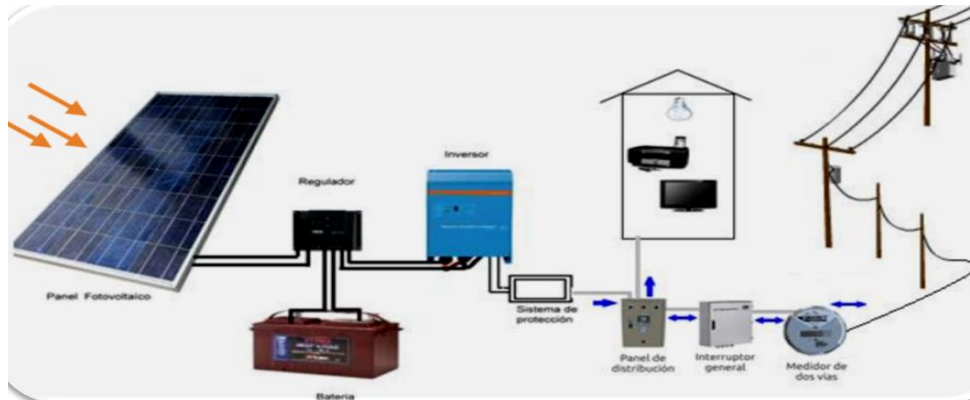


Figura 36. Sistema fotovoltaico conectado a la red

Fuente. www.solaris.net

4.8.3. ESCENARIO 3. Sistema fotovoltaico con baterías, conectados a la red de distribución por nodo.

Busca analizar la pertinencia de un sistema FV con acumulación en baterías que sea el respaldo del sistema de distribución principal.



Figura 37. Sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución por nodo

Fuente. www.solaris.net

Tabla comparación de los diferentes escenarios técnicos.

	Financiamiento SU\$	Interés	Inversión de recursos propios
Escenario 1	0	0%	
Escenario 2	20.000.000,00	11%	10.254.336,25
Escenario 3	25.000.000,00	10%	5.543.336,25

Elaboración propia

4.9. IMPACTO AMBIENTAL

Las instalaciones de conexión a la red tienen un impacto medioambiental que puede ser considerado prácticamente nulo. Su impacto estará limitado únicamente a su construcción pero no a su funcionamiento, si nos referimos a factores como ruido, emisiones de gases a la atmósfera terrestre, deterioro de flora y fauna, residuos tóxicos. Al ser una energía renovable su impacto en el medioambiente se ve reducido, ya que se considera una fuente de energía sostenible. La energía fotovoltaica es una de las energías renovables más viables hoy en día. Su ausencia de ruido o de cables la hacen muy atractiva.

Impacto sobre el terreno

El impacto sobre el terreno causado por una instalación fotovoltaica depende de factores como la topografía de la zona, el área cubierta por la instalación, y de biodiversidad de dicha zona. El mayor impacto se produce durante la construcción de la instalación, por las obras que se llevan a cabo, el transporte del material, los movimientos del terreno y la adecuación del mismo. Pero en comparación con otro tipo de energías, aunque el área ocupada pueda ser mayor, las actividades de obra no tienen un impacto demasiado destacable. Para una instalación de estas características se requieren aproximadamente 105 ha. Es un terreno con capacidad de cultivo cero, vegetación es escasa. La fauna no se ve afectada. Esto porque los paneles no se sitúan al ras del suelo sino que se instalan a una altura de unos 20 cm.

Contaminantes

Durante el funcionamiento normal de la instalación, los sistemas fotovoltaicos no emiten contaminantes gaseosos o líquidos, ni sustancias reactivas. En el caso de módulos de Cd Te, que contiene cantidades pequeñas de sustancias tóxicas, hay un riesgo potencial leve de que un fuego en los paneles pudiera causar que pequeñas cantidades de estos productos químicos fueran liberados en el medio ambiente.

CAPITULO V

PLIEGO DE CONDICIONES

5.1. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS Y PARTICULARES

5.1.1. Objeto

Se establece las condiciones mínimas técnicas que debe cumplir la instalación cuyas características se han definido en el apartado 1.2. Se pretenden definir las especificaciones para asegurar la calidad de la instalación, en beneficio del usuario y del propietario de la planta. Tomando en cuenta la normativa NB 1056, NEC, ANSI.IEEE.

5.1.1.1. Materiales y componentes

El funcionamiento de la instalación no ofrece condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y la red de distribución.

Los materiales situados en la intemperie, como inversores y los transformadores, entre otros se protegerán adecuadamente contra los agentes ambientales, en particular por la humedad y radiación solar.

Se consideró aquellos elementos de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando de este modo protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas y todo aquello que ponga en peligro a las personas y/o equipos

5.1.1.1.1. Módulos fotovoltaicos

Los módulos deberán satisfacer la normativa UL-1703, IEC-61215, IEC-61730, calidad, generación de potencia especificada, seguridad de manejo, no contaminante, etc.

5.1.1.1.2. Inversores.

Deben cumplir con la normativa correspondiente a los inversores, convertidores y controladores para uso en sistemas independientes UL-1741, Uso general de los suministros de potencia CAN/CSAC22.2No.107.1-1, y con las normativas UL-1998, IEEE1547-2003 / IEEE1547.1-2005, IEEE62.41.2, IEEE37.90.1, IEEE37.90.2.

El diseño de la planta será tal que pueda ser movido y/o deslizado a su soporte sin que sean dañadas las partes que lo componen.

Sus características son:

- Potencia nominal: 500 Kw
- Máxima tensión de entrada en DC: 600 V

-Rango de tensiones de salida en DC: 180-220 V

-Frecuencia: 60Hz

-Máxima Corriente en DC: 1600 A

-Máxima corriente en AC: 1470 A a 200 V

5.1.1.1.3. Cableado

Cableado en Baja Tensión

Módulos Fotovoltaicos-“caja de conexionado”

-Cable Unipolar Fotovoltaico

-Normativa: UL44, UL1581, UL2556, IEC60228, IEC60754-1, IEC674-2

-Sección del conductor: 6mm²/10 AWG

-Tensión nominal: 600 V

-Conductor: aleación de aluminio

“Caja de Conexiones”-Inversor

-Sección del conductor: 253,4 mm²/500 MCM

-Nivel de aislamiento: 0,6/1 KV

-Tensión nominal: 600 V

-Conductor: cobre electrolítico estañado

Inversor –transformador

-Normativa: UL Std 44, ICEA S-95-658, NEMA WC-70

-Sección del conductor: 253,4 mm²/500 MCM

-Conductor: Cobre

Cableado de Media Tensión

Línea de Media Tensión Interior

-Normativa: ASTM B-609, ICEA S-45-649, AEIC CS8

-Sección del conductor: 350 MCM

-Tensión nominal: 25 KV

Línea de Evacuación

-Normativa: ASTM B-609, ICEA S-45-649, AEIC CS8

-Sección del conductor: 1000 MCM

-Tensión nominal: 25 KV

-Conductor: Conductor trenzado de aluminio

5.1.1.1.4. Transformador

El diseño de obra civil para transformador será tipo pad-mounted consistirá en un tanque con compartimientos para media y baja tensión separados por una barrera de metal u otro material rígido como se muestra en la norma ANSI C57.12.26.

Las pérdidas en los devanados del transformador a potencia nominal deberán estar de acuerdo con lo establecido en la norma ANSI C57.12.00 y ANSI C57.12.90.

5.1.1.1.5. Protecciones

Todas las instalaciones cumplirán con lo establecido en la norma National Electric Code (NEC) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas.

5.1.1.1.6. Puestas a Tierra

Todas las puestas a tierra cumplirán con las especificaciones definidas en el artículo 250 del National Electric Code (NEC) y con la normativa IEEE-80-2000.

5.1.1.1.7. Estructura soporte de los paneles

Cumplirán con la normativa

-ASTM A123: Standard Specification for Structural Steel Products

-ASTM A153: Standard Specification for zinc coating (hot-Dip) on Iron and Steel Hardware

-ASTM A385: Standard Practice for Providing High-Quality Zinc Coatings.(Hot-Dip)

5.1.2. Interconexión de la planta a red

Considerando en las proyecciones futuras la producción de la planta se podrá solicitar la conexión a la red de distribución, siendo que es autosustentable y pudiendo tener la capacidad de poder distribuir la energía que genere fuera de su uso personal. Con el fin de interconectar con la empresa ENDE transmisión.

CAPITULO VI

MARCO LEGAL Y POLÍTICAS PÚBLICAS PARA ENERGÍAS RENOVABLES

En la nueva Constitución Política del Estado se han establecido competencias en relación a las energías alternativas y renovables en los niveles del gobierno departamental y del gobierno municipal. Las competencias que la CPE asigna a estas instancias son "Exclusivas" y son:

Artículo 300.I Son competencias exclusivas de los gobiernos departamentales autónomos en su jurisdicción.

Inciso 16. Proyectos de fuentes alternativas y renovables de energía de alcance departamental preservando la seguridad alimentaria.

Artículo 302.I. Son competencias exclusivas de los gobiernos municipales autónomos en su jurisdicción:

Inciso 12. Proyectos de fuentes alternativas y renovables de energía preservando la seguridad alimentaria de alcance municipal.

De acuerdo a la definición de competencia exclusiva, tanto los gobiernos departamentales como municipales no pueden legislar el aprovechamiento de las energías renovables pero si reglamentarlas y ejecutar proyectos. Por lo tanto, la responsabilidad para la implementación de proyectos con energías renovables (Diseño Ejecución y Financiamiento) recae sobre las gobernaciones departamentales y sobre todo Gobiernos Municipales. Las finalidades deberían ser dos de acuerdo al Plan Nacional de desarrollo: a) atender demandas de energía de la población y b) contribuir a la soberanía Energética.

Artículo 304. I La autonomía indígena originario campesinas podrán ejercer las siguientes competencias exclusivas.

Inciso 5 Electrificación en sistemas aislados dentro de la jurisdicción. Si la electrificación en los sistemas aislados incluiría la utilización de fuentes energéticas renovables, las autonomías indígenas tendrían también competencias sobre estas fuentes energéticas, por lo que la necesidad de una normativa que asegure la calidad del servicio con estas fuentes es de alta prioridad.

Artículo 379. I. El estado desarrollará y promoverá la investigación y el uso de nuevas formas de producción de energías alternativas, compatibles con la conservación del ambiente.

II. El estado garantizará la generación de energía para el consumo interno; la exportación de los excedentes de energía debe prever las reservas necesarias para el país.

Plan Nacional de Desarrollo.

El plan Nacional de Desarrollo (DS 29272) establece los siguientes objetivos para el sector eléctrico y que se deben lograr a través de cuatro políticas.

-Garantizar el suministro eléctrico, asegurando el acceso universal a este servicio en forma sostenible y con equidad social y con políticas de:

- 1) Desarrollar infraestructura eléctrica para atender las necesidades internas y generar excedentes para la exportación.
- 2) Incrementar la cobertura del servicio eléctrico en el área urbana y rural.
- 3) Soberanía e independencia energética.

Si la generación está por encima de 1MW debe seguir el siguiente conducto.

-Autoridad de Fiscalización de Electricidad

El decreto Supremo N.-0071 del 9 de Abril de 2009, crea la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) para fiscalizar, controlar, supervisar y regular el sector de electricidad en el marco de la constitución política del Estado y la ley de la Electricidad N.-1604 del 21 de diciembre de 1994.

Esta tiene la atribución de otorgar, modificar y renovar autorizaciones o derecho otorgado para la prestación o la realización de actividades en el sector de electricidad. Además se encarga de fijar, aprobar y publicar precios, tarifas derechos u otros de acuerdo a la normativa vigente.

-Comité Nacional de Despacho de Carga

El Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) es la entidad responsable de operación del Sistema Eléctrico Interconectado (SIN) de la administración de mercado eléctrico Mayorista (MEM) de Bolivia y de la planificación de la Expansión Óptima del SIN siguiendo las directrices del ministerio de hidrocarburos y Energía.

Es responsable de coordinar la operación de la generación, Transmisión y Expansión Óptima del sistema Interconectado Nacional, de realizar el Despacho de Carga a costo mínimo y de la administración de Mercado Eléctrico Mayorista de acuerdo con los lineamientos del Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

CAPITULO VII

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

Finalizado el análisis de prefactibilidad y dando como rentable a la planta fotovoltaica a continuación en la siguiente tabla se detalla el gasto de la planta piloto de litio, en comparación al consumo ahorrado si se implementa la planta solar fotovoltaica.

Tabla XL. Datos obtenidos de los equipos utilizados

GASTOS POR CONSUMO DE ENERGÍA DE LA PLANTA DE LITIO(BS) 8 MESES	AHORRO DEL CONSUMO ELÉCTRICO Y MANTENIMIENTO	DIFERENCIA ENTRE GASTO MENOS AHORRO	% DE AHORRO
10.527.951,67	90.083,494	962.711,667	8

Fuente: Elaboración propia

Como se puede apreciar en la tabla para los primeros meses se ahorraría un 8% de lo que se paga actualmente, esto resulta un costo de disminución significativa, considerando una parte del monto de inversión de la construcción de la planta. Dicho monto será cubierto en los próximos 10 años por la producción de las futuras plantas. Para tener más fiabilidad de la planta fotovoltaica se realizó un dimensionamiento mediante simulación con el programa PVSyst, realizando cálculos para dimensionamiento y obtención de la potencia requerida. En el desarrollo de todo el proyecto, la fiabilidad técnica quedó demostrada, ya que se diseñó con los criterios de seguridad necesarios para que la planta tenga un promedio de vida de 15 años y se optimizó el diseño de la instalación.

En el estudio económico se realizó una comparación de los diferentes tipos de energías tomando diferentes escenarios donde se pudo ver que la energía fotovoltaica tiene un VAN y un TIR en dos de sus escenarios, favorables para el desarrollo.

Tabla XLI. Análisis Financiero VAN y TIR de energía fotovoltaica.

VAN	\$US 521.446,20	\$US 642.746,19
TIR	8%	10%
PRD (Años)	10	13

Fuente: Elaboración propia

Donde podemos observar que el VAN sale positivo, esto implica recuperar el monto de dinero invertido. Por otra parte el TIR nos indica que el proyecto es factible, ya que es mayor a la tasa de descuento.

Una ventaja de instalar la planta solar es la implementación de tecnología para la generación de energía renovable, limpia y sostenible, con un alto impacto socioeconómico positivo para la región.

RECOMENDACIONES

Al realizar el estudio financiero se puede apreciar que también se podría realizar el proyecto con energía térmica ya que el escenario base da un VAN y un TIR positivo pero tiene un periodo de retorno no tan atractivo.

Se pudo observar que el porcentaje de ingreso es muy bajo aproximadamente 1,1%, es por esta razón que se podría realizar un análisis si se puede llevar a cabo dicho proyecto ya que a simple vista no es tan atractivo para invertir.

VAN	\$US 01.00,70
TIR	9%
PRD (Años)	12

También la energía suministrada por la línea de 115KV es viable, ya que al realizar su estudio financiero también dio positivo el escenario base y resulta atractivo para el proyecto, pero se debe tomar en cuenta que los precios son variables así que este estará sujeta a la venta de energía presupuestada por Superintendencia de Energía.

La empresa Y.L.B. viendo las proyecciones de obtención de energía podría utilizar la energía excedente para cargar baterías de litio que podría utilizar en la misma planta para el funcionamiento de equipos que crea necesario con el tiempo..

Una pequeña observación muestra la posibilidad de trabajar con los transformadores a un nivel de carga superior al nominal sin que esto reporte una disminución de su vida útil o en degradación de sus características físicas, ya que como se explico anteriormente la sobrecarga aplicada al transformador es de 1107,18KVA que supera la carga pico permitida que es 966,36KVA, que solo ocasionaría una mínima reducción del tiempo de vida del

transformador siendo esta un 25% que equivale a 2,5 años de vida menos, sin que esto reporte en una disminución significativa de su vida útil o en la degradación de sus características físicas. Ya que el transformador tiene una vida útil de 30 años.

Al igual que los transformadores los inversores, pueden trabajar por encima de las condiciones de funcionamiento estándar y que no sufrirán daño alguno para un funcionamiento óptimo.

Esto ocurre porque los fabricantes de los equipos adecúan sus productos a sus normativas y a las normativas de los países que requieren de su servicio.

Cabe recalcar que los cálculos efectuados, así como del balance económico realizado está sujeto a una variación que pueda suceder en los próximos años, por lo cual se recomienda hacer un nuevo cálculo, para actualizar los datos obtenidos.

Si se toma en cuenta las proyecciones futuras, se podría recomendar inyectar la energía excedente al Sistema Interconectado Nacional, incrementando la oferta del sistema con energía limpia.



BIBLIOGRAFÍA

1. GARCÍA BIRHUETT, E. Instalación de Energías Fotovoltaicas, 2017.
2. Tipos de energías más utilizadas en Bolivia.
3. WILES John. “Photovoltaic Power Systems and the 2005 National Electrical Code: Suggested Practices”, Southwest Technology Development Institute, New Mexico State University 2010
4. ALONSO ABELLA, Miguel. “Sistemas fotovoltaicos: introducción al diseño y dimensionado de instalaciones de energías solar fotovoltaica”, EraSolar.
5. S.A.P.T. Publicaciones Técnicas, S.L., Madrid, 2016.
6. MARTÍN SÁNCHEZ, Franco. “Instalaciones eléctricas y de transporte”, 2013.
7. JIMÉNEZ, Jaime. “Apuntes de clases”. Universidad Mayor De San Andrés 2016
8. TORRES OBLEAS, Juan José. “Apuntes de clases”. Universidad Mayor De San Andrés, 2016.
9. PERPIÑÁN LAMIGUEIRO, Oscar; COLMENAR SANTOS, Antonio; CASTRO GIL, Manuel Alonso. “Diseño de sistemas fotovoltaicos”.
10. A.E.” Memoria anual del sector Eléctrico 2017”, La Paz-Bolivia.
11. ORELLANA, Renan. “Sistemas Fotovoltaicos Para electricidad en Media Tensión”. Editorial GTZ. Bolivia, 2014.
12. CARTA GONZALEZ, José Antonio. “Centrales de Energías Renovables, Generación de energías Alternativas”, Tomo 1-2. Editorial España.
13. WILBERT, René.”Diseño y Ejecución de una Puesta a Tierra de Baja Resistencia” Junio, 2016.
14. SILES, Ernesto. “Sistemas Fotovoltaicos”. Cochabamba - Bolivia, 2012.
15. PEREZ ENRÍQUEZ, Bruno “Energías Fotovoltaicas”. Canadá, 2007.
16. LORENZO, Eduardo. “Electricidad solar”. Madrid - España, 1998.
17. MAYER FARK, Reinhard “Tecnologías de Energía Solar en Bolivia” 2011 Bolivia.
18. MAYER FARK, Reinhard “Sistemas Fotovoltaicos”. La Paz – Bolivia, 2012.
19. FERNANDEZ SALGADO, José María “Guía completa de la Energía Solar Fotovoltaica y Termoeléctrica”. Editorial Madrid, 2008.

NORMATIVAS

- National Electric Code (NEC), 2014. UnitedStates
- IEC 60364-41, “Protection against electricshock”
- IEEE 80-2000,“Guide for safety in ground substationgrounding”
- Codigoelectriconacional (NBB) Bolivia
- ANSI/IEEE C57.92-1981, “Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Power Transformers Up to and Including 100 MVA with 55 C or 65 C Average WindingRise”
- UNE 20 110:1995, “Guía de carga para transformadores de potencia sumergidos en aceites”

PAGINAS WEB

- https://ciencia.nasa.gov/ciencias-especiales708jan_sunclimate.
- <https://www.hidrocarburos.gob.bo>
- <https://www.minenergias.gob.bo>
- <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse>
- U.S. Energy Information Administration:www.eia.gov
- Pacific Gas & Electric:www.pge.com
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE):www.idae.es
- Go Solar California:www.gosolarcalifornia.org
- NASA Public Utilities Commission:www.cpuc.ca.gov
- Energy Regulatory Commission:www.ferc.gov
- National Renewable Energy Laboratory:www.nrel.gov
- International Energy Agency:www.iea.org

- Sunearthtools.com: www.sunearthtools.com
- California Department Of Finance: www.dof.ca.gov
- California State University, Sacramento: www.csus.edu
- Database of State Incentive for Renewables & Efficiency DSIRE: www.dsireusa.org
- SMA Solar Technology: www.sma-america.com
- Suntech North & South America: <http://am.suntech-power.com>
- Cooper Industries: www.cooperindustries.com
- SDMO Energy Solutions Provider: www.sdmo-usa.com
- ABB: www.abb.us
- Landsale listings: www.landsalelistings.com/usa/california
- http://www.cydesa.com/download/pdf/cydesa_manual_1.pdf
- Internal Revenue Services: www.irs.gov

ANEXOS

Anexo I Simulación PVSyst

Anexo II Datos meteorológicos de la zona

Anexo III Catálogos

Anexo IV Lista de Servicios Auxiliares

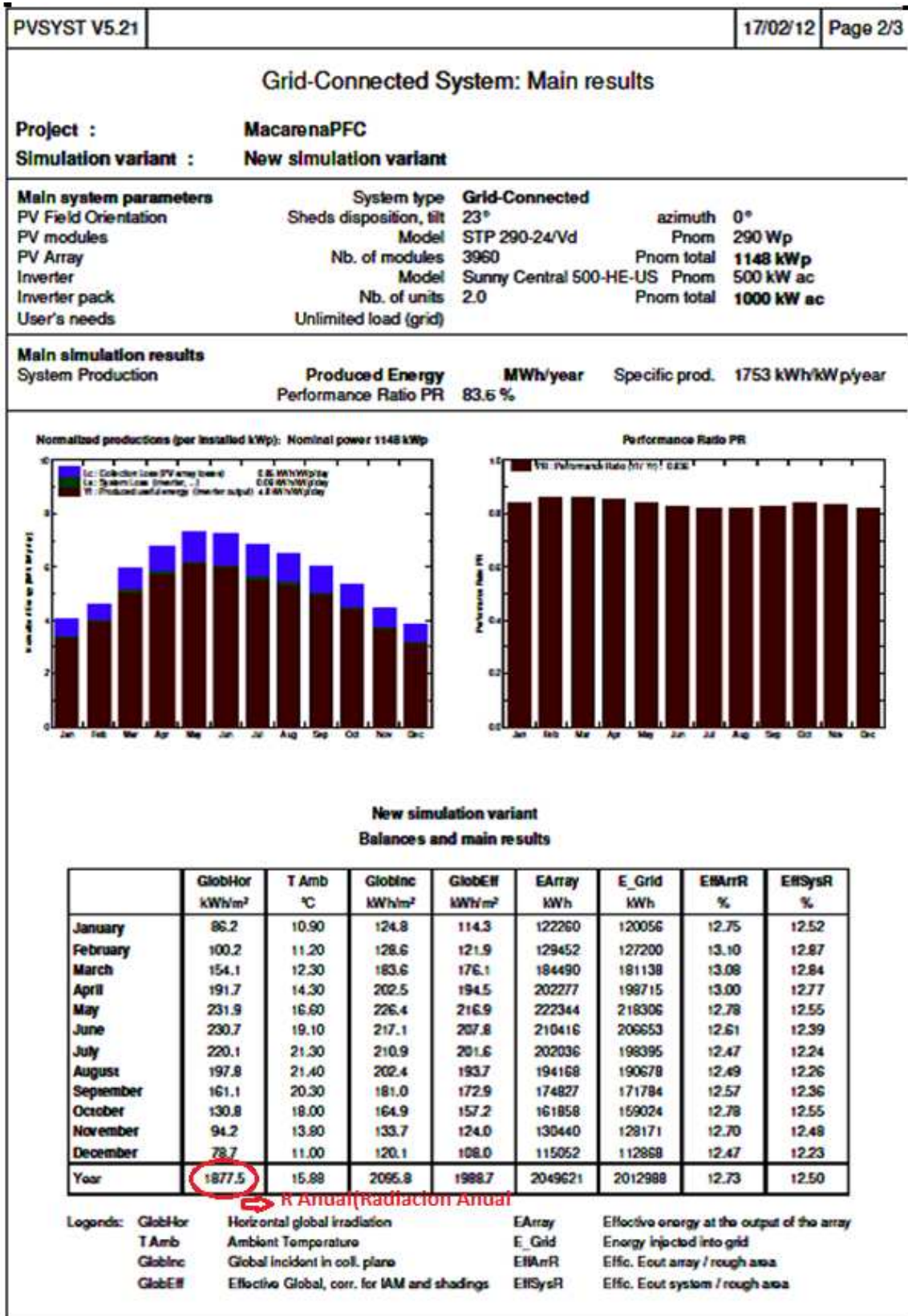
Anexo V Estimación de ingresos por venta de electricidad

Anexo VI Flujo de caja: Escenario 1

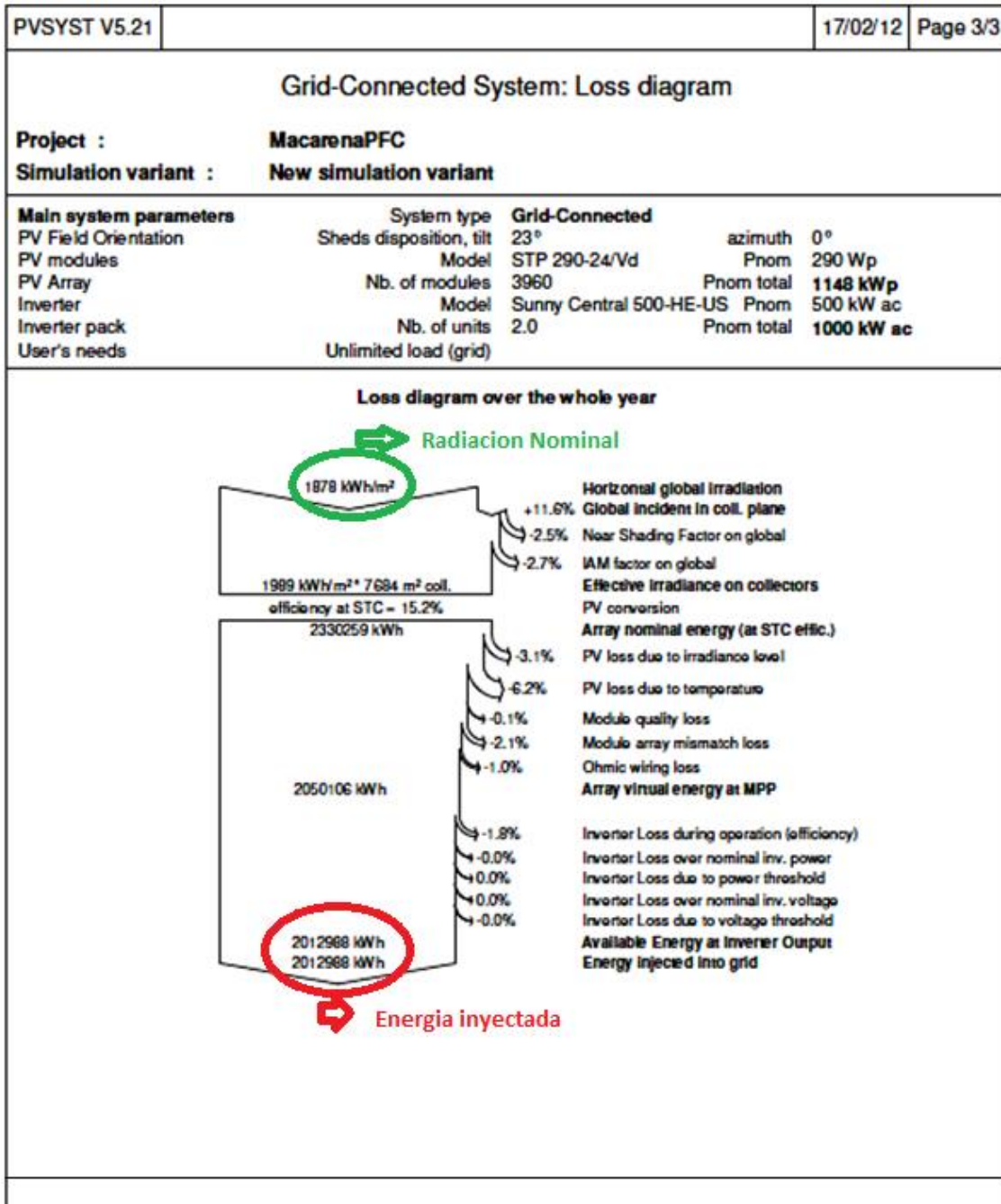
ANEXOS I: SIMULACIÓN PVSYS

PVSYS V5.21											17/02/12	Page 1/3
Grid-Connected System: Simulation parameters												
Project :	MacarenaPFC											
Geographical Site	MacarenaPFC						Country	USA				
Situation	Latitude		36.0°N		Longitude		120.1°W					
Time defined as	Legal Time		Time zone UT-8		Altitude		354 m					
Monthly albedo values												
	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
Albedo	0.07	0.07	0.07	0.07	0.14	0.14	0.14	0.13	0.12	0.11	0.11	0.08
Meteo data :	MacarenaPFC, Synthetic Hourly data											
Simulation variant :	New simulation variant											
	Simulation date 17/02/12 09h21											
Simulation parameters												
Collector Plane Orientation	Tilt		23°		Azimuth		0°					
Sheds	Pitch		5.30 m		Collector width		3.00 m					
Inactive band	Top		0.00 m		Bottom		0.00 m					
Shading limit angle	Gamma		24.79 °		Occupation Ratio		56.6 %					
Shadings electrical effect	Cell size		12.5cm		Strings in width		3					
Horizon	Free Horizon											
Near Shadings	No Shadings											
PV Array Characteristics												
PV module	Si-poly	Model		STP 290-24/Vd								
		Manufacturer		Suntech								
Number of PV modules		In series		11 modules		In parallel		360 strings				
Total number of PV modules		Nb. modules		3960		Unit Nom. Power		290 Wp				
Array global power		Nominal (STC)		1148 kWp		At operating cond.		1030 kWp (50°C)				
Array operating characteristics (50°C)		U mpp		363 V		I mpp		2838 A				
Total area		Module area		7684 m²		Cell area		6940 m ²				
Inverter												
		Model		Sunny Central 500-HE-US								
		Manufacturer		SMA								
Characteristics		Operating Voltage		330-600 V		Unit Nom. Power		500 kW AC				
Inverter pack		Number of Inverter		2 units		Total Power		1000 kW AC				
PV Array loss factors												
Thermal Loss factor		Uc (const)		29.0 W/m ² K		Uv (wind)		0.0 W/m ² K / m/s				
-> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m ² , Tamb=20°C, Wind velocity= 1m/s.)		NOCT		45 °C								
Wiring Ohmic Loss		Global array res.		2.2 mOhm		Loss Fraction		1.5 % at STC				
Module Quality Loss						Loss Fraction		0.0 %				
Module Mismatch Losses						Loss Fraction		2.0 % at MPP				
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM -		1 - bo (1/cos i - 1)		bo Parameter		0.05				
User's needs :	Unlimited load (grid)											

Anexo I-b



Anexo I-c



ANEXO II: DATOS METEOROLÓGICOS DE LA ZONA

Altura sobre el nivel del mar: 3600 metros (dato obtenido de NASA GEOS-4 “Model elevation”).

A-II.1 Parámetros para el dimensionamiento de paneles solares

Tablas XLII. Utilizadas para cálculos del proyecto

Mínima y Máxima diferencia de la insolación media mensual (%)													
Lat 20°20'0'' Lon 67°42'0''	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	
Minimum	-26	-22	-19	-10	-14	-13	-10	-8	-13	-12	-11	-15	
Maximum	13	22	20	10	8	8	17	9	16	11	17	22	
Insolación mensual media incidente sobre una superficie horizontal (kWh/m ² /day)													
Lat 20°20'0'' Lon 67°42'0''	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	
22-year Promedio	2.78	3.58	4.97	6.39	7.48	7.69	7.10	6.38	5.37	4.22	3.14	2.54	
Media mensual de la radiación difusa incidente sobre una superficie horizontal (KWh/m ² /day)													
Lat 20°20'0'' Lon 67°42'0''	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Prom
22 años Promedio	0.86	1.14	1.41	1.64	1.75	1.90	2.01	1.83	1.51	1.15	0.88	0.78	1.40
Minimum	0.72	0.82	0.96	1.34	1.46	1.61	1.45	1.59	1.13	0.95	0.64	0.54	1.10
Maxim	0.97	1.28	1.65	1.87	2.14	2.27	2.25	1.99	1.72	1.30	0.98	0.86	1.61
22 años Promedio K	0.55	0.55	0.59	0.63	0.67	0.66	0.62	0.61	0.60	0.60	0.58	0.55	0.60
Minim K	0.40	0.43	0.48	0.57	0.58	0.58	0.56	0.56	0.52	0.52	0.51	0.46	0.51
Maxim K	0.62	0.67	0.71	0.70	0.72	0.71	0.73	0.67	0.70	0.66	0.67	0.67	0.69
Media mensual de la radiación normal di (KWh/m ² /day)													
Lat 20°20'0'' Lon 67°42'0''	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Prom
22 años Promedio	4.86	5.18	6.40	7.58	8.67	8.65	7.64	7.08	6.57	6.14	5.45	4.72	6.58
Mínima y Máxima diferencia en la radiación respecto a la media mensual (%)													
Lat 20°20'0'' Lon 67°42'0''	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	
Minimum	-30	-18	-14	-7	-12	-11	-3	-6	-7	-10	-5	-8	
Maximum	12	26	20	8	3	4	18	8	16	9	18	27	
Insolación incidente media mensual sobre una sup. hor. en las hrs GMT (KW/m ²)													
Lat 20°20'0'' Lon 67°42'0''	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	
Promedio@00	0.13	0.21	0.31	0.41	0.49	0.52	0.50	0.43	0.32	0.19	0.10	0.09	
Promedio@03	n/a	0.00	0.00	0.01	0.03	0.05	0.04	0.02	0.00	0.00	n/a	n/a	

Índice de claridad medio mensual (0 to 1.0)													
Lat 20°20'0'' Lon67°42'0''	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Prom
22 años Prom. K	0.55	0.55	0.59	0.63	0.67	0.66	0.62	0.61	0.60	0.60	0.58	0.55	0.60
Minim.K	0.40	0.43	0.48	0.57	0.58	0.58	0.56	0.56	0.52	0.52	0.51	0.46	0.51
Maxim.K	0.62	0.67	0.71	0.70	0.72	0.71	0.73	0.67	0.70	0.66	0.67	0.67	0.69
Índice de claridad medio mensual normalizado (0 to 1.0)													
Lat 20°20'0'' Lon 67°42'0''	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	
22 años Promedio	0.50	0.50	0.54	0.58	0.61	0.60	0.57	0.56	0.55	0.55	0.53	0.50	
Media mensual de insolación sobre superficie horizontal en días claros (KWh/m ² /day)													
Lat 20°20'0'' Lon67°42'0''	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Prom. Anual
22 años Promedio	3.65	4.80	6.31	7.70	8.41	8.46	7.48	6.98	5.99	4.82	3.78	3.27	6.00
Índice de claridad medio mensual en días claros (0 to 1.0)													
Lat 20°20'0'' Lon 67°42'0''	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	
22 años Promedio	0.72	0.74	0.76	0.77	0.75	0.73	0.69	0.67	0.67	0.68	0.70	0.70	
Índice de claridad medio mensual normalizado en días claros (0 to 1.0)													
Lat 20°20'0'' Lon 67°42'0''	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	
22 años Promedio	0.66	0.68	0.69	0.70	0.69	0.66	0.63	0.61	0.61	0.62	0.64	0.65	

Fuente: <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse>. Información geográfica:

A-II.2 Geometría Solar

Tabla XLIII Datos generales del tiempo solar

Media mensual de horas de luz (horas /día)													
Lat 20°20'0'' Lon67°42'0''	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	
22 años Promedio	10.0	10.9	11.9	13.1	14.0	14.5	14.3	13.5	12.4	11.3	10.3	9.78	
Promedio mensual de la luz día de los ángulos cenitales solares del coseno por hora													
Lat 20°20'0'' Lon67°42'0''	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	
22 años Promedio	0.34	0.41	0.49	0.56	0.59	0.58	0.60	0.59	0.50	0.46	0.38	0.35	
Angulo cenital solar del coseno promediado mensualmente en el medio tiempo entre el amanecer y el medio día solar													
Lat 20°20'0'' Lon67°42'0''	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	

22 años Promedio	0.39	0.47	0.55	0.62	0.65	0.66	0.65	0.63	0.58	0.50	0.41	0.36
Media mensual de horas de luz (horas /día)												
Lat 20°20'0"												
Lon67°42'0"	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
22 años Promedio	10.0	10.9	11.9	13.1	14.0	14.5	14.3	13.5	12.4	11.3	10.3	9.78
Prom. mensual de la luz de día de los ángulos cenitales solares del coseno por hora												
Lat 20°20'0"												
Lon67°42'0"	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
22 años Promedio	0.34	0.41	0.49	0.56	0.59	0.58	0.60	0.59	0.50	0.46	0.38	0.35
Angulo cenital solar del coseno promediado mensualmente en el medio tiempo entre el amanecer y el medio día solar												
Lat 20°20'0"												
Lon67°42'0"	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
22 años Promedio	0.39	0.47	0.55	0.62	0.65	0.66	0.65	0.63	0.58	0.50	0.41	0.36
Promedios mensuales de declinación												
Lat 20°20'0"												
Lon67°42'0"	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
22 años Promedio	-20.7	-12.3	-1.8	9.70	18.8	23.0	21.2	13.7	3.09	8.45	18.1	22.8
Promedios mensuales en grados de la hora de la puesta de sol												
Lat 20°20'0"												
Lon67°42'0"	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
22 años Promedio	74.0	80.8	88.6	97.1	104	108	106	100	92.2	83.8	76.2	72.1
Angulo solar máximo promediado mensual relativo a los grados del horizonte												
Lat 20°20'0"												
Lon67°42'0"	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
22 años Promedio	33.2	41.6	52.2	63.7	72.8	77.0	75.2	67.8	57.1	45.5	35.8	31.1
Media mensual de horas de luz (horas /día)												
Lat 20°20'0"												
Lon67°42'0"	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0000 GMT	11.5	18.1	24.4	29.9	34.2	37.0	37.4	33.1	24.9	15.7	8.95	7.14
0100 GMT	1.20	7.30	12.8	17.9	22.1	25.0	25.3	20.9	13.0	4.19	n/a	n/a
0200 GMT	n/a	n/a	0.83	5.83	10.3	13.3	13.5	8.93	0.87	n/a	n/a	n/a
0300 GMT	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	2.16	2.16	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
0400 GMT	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
0500 GMT	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
0600 GMT	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a

A-II. 3 Parámetros para paneles solares inclinados

Tablas XLIV. Indicadores para paneles solares inclinados

Radiación promedio mensual incidente en una superficie inclinada con punta ecuatorial (KWh/m ² /día)													
Lat 20°20'0"	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Prom. Anual
Lon67°42'0"													
SSE HRZ	2.78	3.58	4.97	6.39	7.48	7.69	7.10	6.38	5.37	4.22	3.14	2.54	5.14
K	0.55	0.55	0.59	0.63	0.67	0.66	0.62	0.61	0.60	0.60	0.58	0.55	0.60
Difuso	0.86	1.14	1.41	1.64	1.75	1.90	2.01	1.83	1.51	1.15	0.88	0.78	1.40
Directo	4.86	5.18	6.40	7.58	8.67	8.65	7.64	7.08	6.57	6.14	5.45	4.72	6.58
Inclinacion0	2.75	3.47	4.92	6.36	7.44	7.63	7.06	6.35	5.29	4.19	3.09	2.52	5.10
Inclinacion20	3.80	4.34	5.67	6.70	7.36	7.35	6.88	6.50	5.89	5.18	4.20	3.60	5.63
Inclinacion35	4.35	4.73	5.89	6.54	6.84	6.69	6.33	6.21	5.97	5.60	4.77	4.19	5.68
Inclinacion50	4.65	4.85	5.78	6.04	5.97	5.68	5.47	5.61	5.74	5.71	5.07	4.53	5.43
Inclinacion90	4.13	3.90	4.06	3.44	2.79	2.47	2.53	3.00	3.73	4.47	4.42	4.14	3.59
Optimo	4.70	4.85	5.89	6.70	7.50	7.64	7.07	6.52	5.98	5.71	5.10	4.61	6.03
Optimo dado	59.0	49.0	38.0	21.0	8.00	2.00	5.00	15.0	31.0	47.0	57.0	62.0	32.7

Fuente: <https://repositorio.umsa.bo>

Min mínima de superficie máxima

Tabla XLV. Superficie mínima y máxima en el salar de Uyuni

Radiación mínima incidente en una superficie inclinada con punta ecuatorial (KWh/m ² /día)													
Lat 20°20'0"	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Prom. Anual
Lon67°42'0"													
SSE MIN	2.06	2.81	4.01	5.75	6.46	6.70	6.38	5.86	4.69	3.71	2.78	2.15	4.45
K	0.40	0.43	0.48	0.57	0.58	0.58	0.56	0.56	0.52	0.52	0.51	0.46	0.51
Difuso	0.97	1.28	1.65	1.87	2.14	2.27	2.25	1.99	1.72	1.30	0.98	0.86	1.61
Directo	3.37	4.22	5.49	7.03	7.58	7.62	7.40	6.63	6.06	5.50	5.14	4.30	5.87
Inclinacion0	2.03	2.72	3.97	5.72	6.43	6.65	6.34	5.83	4.62	3.68	2.73	2.13	4.41
Inclinacion20	2.61	3.25	4.46	5.99	6.35	6.42	6.19	5.95	5.07	4.45	3.61	2.91	4.78
Inclinacion35	2.88	3.47	4.57	5.84	5.93	5.88	5.72	5.69	5.11	4.75	4.04	3.31	4.77
Inclinacion50	3.01	3.51	4.45	5.40	5.22	5.06	4.98	5.15	4.89	4.80	4.25	3.54	4.53
Inclinacion90	2.60	2.77	3.12	3.13	2.60	2.38	2.42	2.82	3.20	3.73	3.66	3.18	2.97
Optimo	3.02	3.51	4.57	5.99	6.47	6.65	6.35	5.97	5.12	4.81	4.27	3.58	5.03
Optimo dado	55.0	46.0	35.0	20.0	8.00	2.00	5.00	14.0	30.0	45.0	56.0	60.0	31.2

Fuente: <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse>. Información geográfica

A-II. 4 Información sobre nubosidad

Tabla XLVI. Datos de nubosidad en Uyuni

Cantidad mensual de la nube diurna promediada													
Lat 20°20'0"	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Cant Año
Lon67°42'0"													
22 años Promedio	54.1	54.7	54.7	55.2	40.6	40.2	38.4	34.8	38.7	38.1	41.3	48.3	44.9
Cantidad de nubes promediada mensualmente en los tiempos de GMT indicados (%)													

Lat 20°20'0"												
Lon67°42'0"	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Promedio@00	49.1	56.5	59.3	55.7	39.3	37.5	36.4	34.3	36.3	39.3	41.0	43.7
Promedio@03	n/a	45.5	41.7	37.9	33.8	35.2	28.0	25.8	23.3	20.0	n/a	n/a
Promedio@06	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Promedio@09	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Frecuencia promedio mensual de cielos despejados en los tiempos GMT indicados (%)												
Lat 20°20'0"												
Lon67°42'0"	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
<10% @0	29.4	21.5	16.4	17.5	48.0	45.7	36.3	41.7	43.4	39.8	n/a	n/a
<10% @03	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
<10% @06	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
<10% @09	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
<10% @12	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Frecuencia promedio mensual de nubes nubladas en los tiempos GMT indicados (%)												
Lat 20°20'0"												
Lon67°42'0"	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
10-70 % @00	31.6	31.3	35.9	38.6	19.3	24.5	40.7	38.5	32.8	32.7	n/a	n/a
10-70 % @03	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
10-70 % @06	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
10-70 % @09	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
10-70% @12	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
10-70 % @ 15	n/a	n/a	41.3	41.2	34.1	40.0	59.9	56.8	52.4	n/a	n/a	n/a
10-70 % @ 18	39.1	32.4	39.3	39.3	18.7	27.2	45.4	42.2	38.3	26.9	26.5	35.7
10-70% @ 21	35.1	37.6	37.2	36.8	16.2	21.8	32.8	31.9	28.1	25.8	15.4	34.0
Frecuencia promediada mensual de cielos casi nublados en los tiempos GMT indicados (%)												
Lat 20°20'0"												
Lon67°42'0"	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
>=70% @0	38.9	47.1	47.6	43.7	32.5	29.7	22.8	19.6	23.6	27.4	n/a	n/a
>=70% @03	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
>=70% @06	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
>=70% @09	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
>=70% @12	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
>=70% @15	n/a	n/a	24.4	32.1	32.4	32.7	22.1	19.0	16.9	n/a	n/a	n/a
>=70% @18	41.5	46.3	42.9	46.6	37.5	32.4	27.4	24.6	27.1	31.8	36.0	40.7
>=70% @21	50.5	52.0	52.0	50.4	37.8	32.7	29.7	23.9	30.4	31.0	38.7	47.2

Fuente: <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse>. Información geográfica

A-II. 5 Meteorología (Temperatura)

Tabla XLVII. Temperaturas en Uyuni

Temperatura del aire promedio mensual a 10 m sobre la superficie de la tierra													
Lat 20°20'0"													
Lon67°42'0"	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Prom. Anual
22 años Promedio	10.9	11.2	12.3	14.3	16.6	19.1	21.3	21.4	20.3	18.0	13.8	11.0	15.9

Mínimo	7.23	7.31	8.01	9.49	11.4	13.5	15.6	16.0	15.5	13.5	9.90	7.44	11.2
Máximo	15.4	15.7	17.3	19.3	21.6	24.4	26.7	27.0	25.7	23.0	18.4	15.2	20.8
Rango promedio de temperatura diaria													
Lat 20°20'0"													
Lon67°42'0"	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	
22 años Promedio	8.21	8.46	9.36	9.86	10.2	10.8	11.1	10.9	10.2	9.50	8.52		7.85
Grado de enfriamiento promedio mensual para días más adelante (18°C)													
Lat 20°20'0"													
Lon67°42'0"	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Tot
22 años Promedio	0	0	2	11	28	56	102	112	91	49	6	0	457
Temperatura promedio mensual de la primera capa de la tierra (°C)													
Lat 20°20'0"													
Lon67°42'0"	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Tot
22 años Promedio	10.7	11.2	13.7	16.7	20.2	23.2	25.2	24.5	22.9	19.5	14.1	10.7	17.8
Temperatura promedio mensual de la primera capa de la tierra (°C)													
Lat 20°20'0"													
Lon67°42'0"	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Tot
Mínimo	6.31	6.65	7.70	9.52	12.1	14.7	16.8	16.7	15.7	13.0	9.14	6.53	-----
Máximo	17.6	19.4	22.9	26.7	30.2	34.0	36.0	35.2	33.6	29.7	22.3	17.6	-----
Amplitud	5.79	6.39	7.62	8.61	9.09	9.4	9.63	9.28	8.96	8.33	6.60	5.56	14.8
Promedio mensual de los días de helada													
Lat 20°20'0"													
Lon67°42'0"	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Tot
22 años Promedio	0	0	0	0	0	0	2.05	2.03	2.00	0.7	0.1	0	0
Temperatura del punto de congelación del rocío a 10 m													
Lat 20°20'0"													
Lon67°42'0"	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	
22 años Promedio	1.81	2.50	3.40	3.13	5.03	6.27	7.59	7.97	7.15	4.99	2.62		1.02

Fuente: <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse>. Información geográfica

A-II.6 Meteorología (Viento)

Tabla XLVIII. Vientos producidos en Uyuni

Velocidad promedio mensual del viento a 50 m sobre la superficie de la tierra (m/s)													
Lat 20°20'0"													
Lon67°42'0"	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Tot
22 años Promedio	4.72	5.28	6.01	6.30	6.74	6.58	6.08	5.59	5.16	4.76	4.95	4.84	5.58
Diferencia mínima y máxima de la velocidad promedio mensual del viento a 50 m (%)													
Lat 20°20'0"													
Lon67°42'0"	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Tot
Máximo	-16	-14	-18	-14	-20	-10	-11	-9	-11	-16	-10	-20	-14
Mínimo	12	11	15	23	15	11	12	6	8	19	9	13	13
Porcentaje promedio mensual de tiempo en que la velocidad del viento a 50 m sobre la superficie de													

la tierra está dentro del rango indicado (%)													
Lat 20°20'0"													
Lon67°42'0"	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Tot
0-2 m/s	16	12	8	8	7	8	11	10	11	16	15	16	12
3-6 m/s	67	64	50	43	37	35	40	51	60	63	67	67	54
7-10 m/s	14	20	37	44	50	53	48	39	29	20	15	13	32
11-14 m/s	2	4	5	5	6	4	1	0	0	1	3	4	3
Promedio mensual del viento a 50 m sobre la superficie de la tierra durante los tiempos GMT indicados (m/s)													
Lat 20°20'0"													
Lon67°42'0"	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Tot
Prom@0130	4.09	4.88	6.05	6.61	7.64	7.99	7.83	7.01	5.81	4.76	4.53	4.28	5.96
Prom@0430	4.78	5.45	6.49	7.18	7.80	7.48	7.14	6.63	6.28	5.63	5.18	4.87	6.24
Dirección del viento promedio mensual a 50 m sobre la superficie del grado de la tierra													
Lat 20°20'0"													
Lon67°42'0"	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	
Prom 10 años	75	74	60	38	14	358	345	336	334	337	345	358	
Promedio mensual de la dirección del viento a 50 m por encima de la superficie de la tierra para el grado de tiempo de GMT indicado													
Lat 20°20'0"													
Lon67°42'0"	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	
Prom@0130	84	259	284	298	292	281	266	258	263	275	298	117	
Prom@0430	45	320	302	309	298	286	273	270	275	290	319	68	
Prom@0730	58	29	335	335	320	308	294	295	306	332	12	67	
Prom@1030	65	58	20	6	352	349	342	347	5	27	47	69	
Promedio mensual de la dirección del viento a 50 m por encima de la superficie de la tierra para el grado de tiempo de GMT indicado													
Lat 20°20'0"													
Lon67°42'0"	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	
Prom@0130	84	259	284	298	292	281	266	258	263	275	298	117	
Prom@0430	45	320	302	309	298	286	273	270	275	290	319	68	
Prom@0730	58	29	335	335	320	308	294	295	306	332	12	67	
Velocidad promedio del viento mensual 10 m sobre la superficie de la tierra para terrenos similares a los aeropuertos (m/s)													
Lat 20°20'0"													
Lon67°42'0"	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Tot
10 años Promedio	3.73	4.17	4.75	4.98	5.32	5.20	4.80	4.42	4.08	3.77	3.91	3.83	4.41
Diferencia entre el viento promedio a 10 m sobre la superficie de la tierra y la velocidad promedio del viento a 50 m sobre la superficie de la tierra (%). Vegetación tipo aeropuerto plano hierba áspera													
Lat 20°20'0"													
Lon67°42'0"	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Tot
10 años Promedio	-20	-20	-20	-20	-21	-21	-20	-20	-20	-20	-20	-21	-20

Velocidad promedio mensual del viento ajustada por altura y tipo de vegetación (m/S) altura 100 m tipo de vegetación aeropuerto plano césped áspero													
Lat 20°20'0"													
Lon67°42'0"	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Tot
10 años Promedio	5.23	5.85	6.66	6.99	7.47	7.30	6.74	6.20	5.72	5.29	5.49	5.38	6.19
Velocidad promedio mensual del viento a 50, 100, 150 y 300 m por encima de la superficie de la tierra en (m/s). Vegetación tipo aeropuerto plana con hierva áspera.													
Lat 20°20'0"													
Lon67°42'0"	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Tot
50 m	4.72	5.28	6.01	6.30	6.74	6.58	6.08	5.59	5.16	4.76	4.95	4.48	5.58
100 m	5.23	5.85	6.66	6.99	7.47	7.30	6.74	6.20	5.72	5.29	5.49	5.38	6.19
150 m	5.56	6.22	7.08	7.42	7.94	7.75	7.16	6.59	6.08	5.62	5.83	5.71	6.58
300 m	6.17	6.90	7.86	8.24	8.81	8.60	7.95	7.31	6.75	6.24	6.47	6.34	7.30
Viento promedio mensual para varios tipos de vegetación y superficie en (m/s) altura 100 m													
Lat 20°20'0"													
Lon67°42'0"	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Tot
35 m Hojas de arboles 70% cobertura	6.53	7.31	8.32	8.72	9.33	9.11	8.42	7.74	7.14	6.60	6.85	6.71	7.73
20 m Cobertura de árboles sin vida 75%	5.97	6.72	7.71	8.14	8.83	8.80	8.24	7.47	6.76	6.16	6.35	6.18	7.28
20 m Árboles de hojas anchas y pequeñas 75%	6.72	7.31	8.09	8.37	8.83	8.56	7.91	7.42	6.95	6.56	6.90	6.85	7.54
17 m Árboles de hoja pequeña 75%	6.35	6.91	7.71	7.97	8.59	8.44	7.85	7.22	6.66	6.20	6.48	6.44	7.24
14 m Árboles sin vida 50%	6.27	6.91	7.76	8.02	8.59	8.32	7.69	7.27	6.90	6.47	6.71	6.53	7.29
18 m Árboles de hoja ancha cubiertos en los suelos 30%	6.27	7.01	7.98	8.37	8.95	8.74	8.07	7.42	6.85	6.33	6.57	6.44	7.42
Cobertura del suelo limpio 0,6 m 100%	5.69	6.36	7.24	7.59	8.12	7.93	7.33	6.74	6.22	5.75	5.96	5.84	6.73
0.5 m de arbustos de hoja ancha (varia)	5.69	6.36	7.24	7.59	8.12	7.93	7.33	6.74	6.22	5.75	5.96	5.84	6.73
Áspera nieve/hielo glacial	6.01	6.63	7.39	7.64	8.18	7.98	7.38	6.78	6.35	5.99	6.26	6.18	6.90
Hielo delgado suave	5.34	5.85	6.53	6.70	7.17	7.00	6.47	6.07	5.72	5.44	5.64	5.53	6.12
Rastros de agua	5.05	5.65	6.44	6.75	7.22	7.05	6.51	5.99	5.53	5.11	5.30	5.19	5.98
Lugar plano y áspero	5.23	5.85	6.66	6.99	7.47	7.30	6.74	6.20	5.72	5.29	5.49	5.38	6.19

Fuente: <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse>. Información geográfica

A-II.7 Meteorología Otros

Tabla XLIX. Meteorología de Uyuni

Promedio mensual de la humedad relativa (%)													
Lat 20°20'0"													
Lon67°42'0"	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Tot

”														
20 Años Promedio	57.9	60.4	59.7	51.8	50.4	46.6	44.2	45.0	46.3	47.0	51.7	55.0	51.3	
Relación de humedad promedio mensual a 10 m sobre la superficie de la tierra (%)														
Lat 20°20'0”														
Lon67°42'0”	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec		
20 Años Promedio	0.0049	0.0052	0.0054	0.0053	0.0060	0.0065	0.0071	0.0073	0.0069	0.0060	0.0052	0.0047		
Presión atmosférica media mensual (Kpa)														
Lat 20°20'0”														
Lon67°42'0”	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Tot	
20 Años Promedio	97.8	97.6	97.5	97.4	97.3	97.2	97.3	97.3	97.2	97.4	97.6	97.7	97.4	
Columna total promediada mensual de agua precipitada (cm)														
Lat 20°20'0”														
Lon67°42'0”	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Tot	
20 Años Promedio	1.12	1.14	1.17	1.13	1.37	1.45	1.71	1.71	1.60	1.35	1.22	1.11	1.34	
Promedio mensual precipitado (mm/día)														
Lat 20°20'0”														
Lon67°42'0”	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Tot	
20 Años Promedio	1.66	2.20	1.56	0.56	0.42	0.16	0.07	0.09	0.21	0.49	1.09	1.60	0.83	

Fuente: <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse>. Información geográfica

A-II.8 Información Adicional

Tabla L. Insolación promedio en Uyuni

Promedio mensual de la insolación atmosférica (KWh/m²/día)													
Lat 20°20'0”													
Lon67°42'0”	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Tot
20 Años Promedio	5.04	6.46	8.30	10.0	11.1	11.5	11.2	10.3	8.85	7.02	5.40	4.61	8.34

Fuente: <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse>. Información geográfica

ANEXO III. CATÁLOGOS

A-III.1 Módulos Solares

STP290 - 24/Vd
STP285 - 24/Vd

SUNTECH
Solar powering a green future™

290 Watt

POLYCRYSTALLINE SOLAR MODULE

Features



High module conversion efficiency
Up to 14.9%, through superior cell technology and leading manufacturing capability



Positive tolerance
Guaranteed positive tolerance 0/+5% ensures power output reliability



Extended wind and snow load tests
Entire module certified to withstand extreme wind (3800 Pascal) and snow loads (5400 Pascal) *



Self-cleaning & anti-reflective
Anti-reflective, hydrophobic layer improves light absorption and reduces surface dust



Excellent weak light performance
Excellent performance under low light environments (mornings, evenings, and cloudy days)



Suntech current sorting process
All Suntech modules sorted and packaged by amperage, maximizing system output by reducing mismatch losses by up to 2%



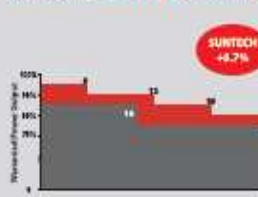
Certification and standards:
UL1703, IEC 61215, IEC 61730, conformity to CE



Trust Suntech to Deliver Reliable Performance Over Time

- World's No.1 manufacturer of crystalline silicon photovoltaic modules
- Unrivaled manufacturing capacity and world-class technology
- Rigorous quality control meeting the highest international standards: ISO 9001: 2008, ISO 14001: 2004 and ISO 17025: 2005

Industry-leading Warranty based on Pnom



- Based on nominal power (Pnom)
- 25-year transferrable power output warranty: 5 years/95%, 12 years/90%, 18 years/85%, 25 years/80% **
- Warrants 6.7% more power than the market standard over 25 years
- 10-year material and workmanship warranty



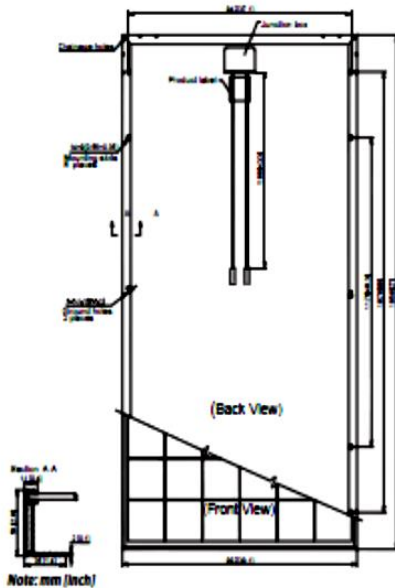
Superior Frame Design
Specially designed drainage holes and rigid construction prevent frames from deforming. Screwless frame design for long term durability.



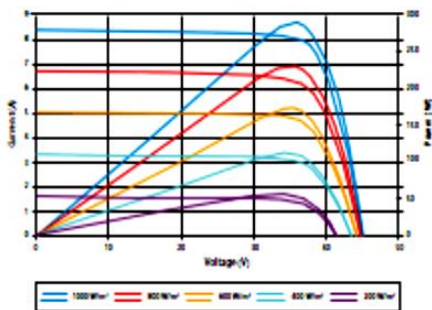
Most Modern IP67 Rated Junction Box
Supports any orientation installation. High performance low resistance connectors ensure maximum module power output for highest energy production.

* Please refer to Suntech Standard Module Installation Manual for details.
** Please refer to Suntech Product Warranty for details.

STP290 - 24/Vd
STP285 - 24/Vd



Current-Voltage & Power-Voltage Curve (290-24)



Excellent performance under weak light conditions: at an irradiation intensity of 200 W/m² (AM 1.5, 25 °C), 95.5% or higher of the STC efficiency (1000 W/m²) is achieved

Temperature Characteristics

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.44 %/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.33 %/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.055 %/°C

Electrical Characteristics

STC	STP290-24/Vd	STP285-24/Vd
Optimum Operating Voltage (Vmp)	35.6 V	35.4 V
Optimum Operating Current (Imp)	8.15 A	8.06 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.0 V	44.9 V
Short Circuit Current (Isc)	8.42 A	8.37 A
Maximum Power at STC (Pmax)	290 W	285 W
Module Efficiency	14.9%	14.7%
Operating Module Temperature	-40 °C to +85 °C	
Maximum System Voltage	600 V DC (UL) / 1000 V DC (IEC)	
Maximum Series Fuse Rating	20 A	
Power Tolerance	0/+5 %	

STC: Irradiance 1000 W/m², module temperature 25 °C, AM=1.5;
Test in Class AAA solar simulator (IEC 60904-9) used, power measurement uncertainty is within +/- 3%

NOCT	STP290-24/Vd	STP285-24/Vd
Maximum Power at NOCT (Pmax)	211 W	208 W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	32.2 V	32.1 V
Optimum Operating Current (Imp)	6.56 A	6.48 A
Open Circuit Voltage (Voc)	41.2 V	41.0 V
Short Circuit Current (Isc)	6.80 A	6.77 A

NOCT: Irradiance 800 W/m², ambient temperature 20 °C, AM=1.5, wind speed 1 m/s;
Test in Class AAA solar simulator (IEC 60904-9) used, power measurement uncertainty is within +/- 3%

Mechanical Characteristics

Solar Cell	Polycrystalline 156 x 156 mm (6 inches)
No. of Cells	72 (6 x 12)
Dimensions	1956 x 992 x 50 mm (77.0 x 39.1 x 2.0 inches)
Weight	27.0 kgs (59.5 lbs.)
Front Glass	4.0 mm (0.16 inches) tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy
Junction Box	IP67 rated
	UL 4703, TUV (2P) 1169: 2007
Output Cables	4.0 mm ² (0.006 inches ²), symmetrical lengths (-) 1100 mm (43.3 inches) and (+) 1100 mm (43.3 inches)
Connectors	H4 connectors (MC4 compatible)

Packing Configuration

Container	20' GP	40' GP	40' HC
Pieces per pallet	21	21	21
Pallets per container	5	12	24
Pieces per container	105	252	504

Dealer Information

Specifications are subject to change without further notification

A-III.2 Inversores



SUNNY CENTRAL 500HE-US



High Yields

- 98% CEC efficiency
- Suitable for ambient temperatures of up to 60 °C (140 °F)
- OptiCool™ intelligent temperature management

Low System Costs

- Outdoor-rated enclosure
- Couples to medium-voltage external transformer
- Available as integrated solution

Strong Peripherals

- Optional DC & AC disconnects
- Optional combiner boxes with string monitoring
- Sunny WebBox, Modbus® & OPC compatible

UL Certified

- UL 1741 / IEE5-1547 compliant

SUNNY CENTRAL 500HE-US

The ideal solution for large-scale North American solar power plants

The Sunny Central 500HE-US couples to an external medium-voltage transformer to accommodate long distance power feeds to distribution substations and delivers the highest efficiency available for large PV inverters. An updated user interface features a large LCD that provides a graphical view of the daily plant production as well as the status of the inverter and the utility grid. Flexible plant monitoring is available through various communications solutions such as Ethernet, Modbus, RS485 and OPC. Designed for easy installation, operation and performance monitoring, the UL-certified Sunny Central 500HEUS is the ideal choice for large-scale PV projects.

ANEXO IV: LISTA DE SERVICIOS AUXILIARES

Lista de cargas SSAA.

Equipamiento	Potencia (W)	Cantidad	Pot.Instalada (W)	Tensión (V)	1F o 3F 1 o $\sqrt{3}$	Cos ϕ	Intensidad (A)	Coefficiente de Simultaneidad	Consumo de Potencia (W)	Consumo de Potencia (VA)
Cabina de Seguridad	2200	1	2200	480	1,73	0,86	3,1	1,0	2200,0	2558,1
Puerta principal	5000	1	5000	480	1,73	0,85	7,08	1,0	5000,0	5882,4
Sala de control	50000	1	50000	480	1,73	0,85	70,84	1,0	50000,0	58823,5
Iluminación exterior circ1	100	10	1000	480	1,73	0,9	1,34	0,1	100,0	111,1
Iluminación exterior circ2	100	10	1000	480	1,73	0,9	1,34	0,1	100,0	111,1
Iluminación exterior circ3	100	10	1000	480	1,73	0,9	1,34	0,1	100,0	111,1
Iluminación exterior circ4	100	10	1000	480	1,73	0,9	1,34	0,1	100,0	111,1
Iluminación exterior circ5	100	10	1000	480	1,73	0,9	1,34	0,1	100,0	111,1
Iluminación exterior circ6	100	10	1000	480	1,73	0,9	1,34	0,1	100,0	111,1
Iluminación exterior circ7	100	10	1000	480	1,73	0,9	1,34	0,1	100,0	111,1
Iluminación exterior circ8	100	10	1000	480	1,73	0,9	1,34	0,1	100,0	111,1
Iluminación exterior circ9	100	10	1000	480	1,73	0,9	1,34	0,1	100,0	111,1
Inversor	1600	40	64000	480	1,73	0,87	88,48	0,8	49280,0	56643,7
Centro de Seccionamiento	45520	1	45520	480	1,73	0,88	62,44	1,0	1527,4	1739,9
Enchufes	2000	1	2000	277	1	0,85	8,49	0,1	200,0	235,3
Batería de condensadores	40000	1	40000	480	1,73	1	48,17	0,0	0,0	0,0
Grupo Electrogenero Auxiliares (150 kVA)	1000	1	1000	277	1	0,85	4,25	1,0	1000,0	1176,5
Detector de incendios	50	1	50	277	1	1	0,18	1,0	50,0	50,0
Luminaria fluorescente	72	2	144	277	1	1	0,52	0,1	14,4	14,4
Iluminación exterior_Focos	70	1	70	277	1	0,9	0,28	0,1	7,0	7,8
Circuito de reserva	2000	1	2000	277	1	0,85	8,49	0,0	0,0	0,0
Iluminación de emergencia	8	2	16	277	1	1	0,06	1,0	16,0	16,0
Celdas de alimentación	20	12	240	277	1	1	0,87	1,0	240,0	240,0
									108907,4	126647,6

ANEXO V. ESTIMACIÓN DE INGRESOS POR VENTA DE ELECTRICIDAD.

ESTIMACIÓN DE INGRESOS POR VENTA DE ELECTRICIDAD							
Año	Revisión Tarifa (%)	Tarifa (\$/kWh)	Rendimiento paneles (%)	Energía Vendida kWh/año	Ingresos Explotación (\$)	Prima corrección f.d.p. (\$)	Ingresos anuales (\$)
1	0,00%	\$ 0,246	100,00	39.060.069,00	\$ 9.608.776,97	\$ 26.365,55	\$ 9.635.142,52
2	0,00%	\$ 0,246	99,17	38.734.568,43	\$ 9.528.703,83	\$ 26.145,83	\$ 9.554.849,67
3	0,00%	\$ 0,246	98,33	38.409.067,85	\$ 9.448.630,69	\$ 25.926,12	\$ 9.474.556,81
4	0,00%	\$ 0,246	97,50	38.083.567,28	\$ 9.368.557,55	\$ 25.706,41	\$ 9.394.263,96
5	0,00%	\$ 0,246	96,67	37.758.066,70	\$ 9.288.484,41	\$ 25.486,70	\$ 9.313.971,10
6	0,00%	\$ 0,246	95,83	37.432.566,13	\$ 9.208.411,27	\$ 25.266,98	\$ 9.233.678,25
7	0,00%	\$ 0,246	95,00	37.107.065,55	\$ 9.128.338,13	\$ 25.047,27	\$ 9.153.385,39
8	0,00%	\$ 0,246	94,17	36.781.564,98	\$ 9.048.264,98	\$ 24.827,56	\$ 9.073.092,54
9	0,00%	\$ 0,246	93,33	36.456.064,40	\$ 8.968.191,84	\$ 24.607,84	\$ 8.992.799,69
10	0,00%	\$ 0,246	92,50	36.130.563,83	\$ 8.888.118,70	\$ 24.388,13	\$ 8.912.506,83
11	0,00%	\$ 0,246	91,67	35.805.063,25	\$ 8.808.045,56	\$ 24.168,42	\$ 8.832.213,98
12	0,00%	\$ 0,246	90,83	35.479.562,68	\$ 8.727.972,42	\$ 23.948,70	\$ 8.751.921,12
13	0,00%	\$ 0,246	90,00	35.154.062,10	\$ 8.647.899,28	\$ 23.728,99	\$ 8.671.628,27
14	0,00%	\$ 0,246	89,17	34.828.561,53	\$ 8.567.826,14	\$ 23.509,28	\$ 8.591.335,41
15	0,00%	\$ 0,246	88,33	34.503.060,95	\$ 8.487.752,99	\$ 23.289,57	\$ 8.511.042,56
16	0,00%	\$ 0,246	87,50	34.177.560,38	\$ 8.407.679,85	\$ 23.069,85	\$ 8.430.749,71
17	0,00%	\$ 0,246	86,67	33.852.059,80	\$ 8.327.606,71	\$ 22.850,14	\$ 8.350.456,85
18	0,00%	\$ 0,246	85,83	33.526.559,23	\$ 8.247.533,57	\$ 22.630,43	\$ 8.270.164,00
19	0,00%	\$ 0,246	85,00	33.201.058,65	\$ 8.167.460,43	\$ 22.410,71	\$ 8.189.871,14
20	0,00%	\$ 0,246	84,17	32.875.558,08	\$ 8.087.387,29	\$ 22.191,00	\$ 8.109.578,29
21	2,00%	\$ 0,102	83,33	32.550.057,50	\$ 3.320.105,87	\$ 21.971,29	\$ 3.342.077,15
22	2,00%	\$ 0,104	82,50	32.224.556,93	\$ 3.352.642,90	\$ 21.751,58	\$ 3.374.394,48
23	2,00%	\$ 0,106	81,67	31.899.056,35	\$ 3.385.153,38	\$ 21.531,86	\$ 3.406.685,24
24	2,00%	\$ 0,108	80,83	31.573.555,78	\$ 3.417.623,22	\$ 21.312,15	\$ 3.438.935,37
25	2,00%	\$ 0,110	80,00	31.248.055,20	\$ 3.450.037,79	\$ 21.092,44	\$ 3.471.130,23

ANEXO VI: FLUJO DE CAJA ESCENARIO 1

AÑO	V (\$)	OM (\$)	ME (\$)	A (\$)	T (\$)	ITC (\$)	FC (\$)	FC descontado (\$)	FC desc. Acum. (\$)	A	B
1	\$ 9.579.210,68	\$ 150.000,00	\$ 9.429.210,68	\$ 8.893.389,04	\$ 187.537,57	\$ 187.537,57	\$ 9.429.210,68	\$ 9.429.210,68	\$ 9.429.210,68	-	-
2	\$ 9.497.799,19	\$ 165.000,00	\$ 9.332.799,19	\$ 14.229.422,46	\$ -	\$ -	\$ 9.332.799,19	\$ 8.859.095,65	\$ 18.288.306,33	-	-
3	\$ 9.416.365,32	\$ 181.500,00	\$ 9.234.865,32	\$ 8.537.653,48	\$ 244.024,15	\$ 244.024,15	\$ 9.234.865,32	\$ 8.321.191,28	\$ 26.609.497,61	-	-
4	\$ 9.334.908,64	\$ 199.650,00	\$ 9.135.258,64	\$ 5.122.592,09	\$ 1.404.433,29	\$ 1.404.433,29	\$ 9.135.258,64	\$ 7.813.637,45	\$ 34.423.135,06	-	-
5	\$ 9.253.428,68	\$ 219.615,00	\$ 9.033.813,68	\$ 5.122.592,09	\$ 1.368.927,56	\$ 1.368.927,56	\$ 9.033.813,68	\$ 7.334.677,23	\$ 41.757.812,29	-	-
6	\$ 9.171.924,97	\$ 241.576,50	\$ 8.930.348,47	\$ 2.561.296,04	\$ 2.229.168,35	\$ 2.229.168,35	\$ 8.930.348,47	\$ 6.862.651,08	\$ 48.640.463,37	P.R.	P.R.
7	\$ 9.090.397,05	\$ 265.734,15	\$ 8.824.662,90		\$ 3.088.632,02	\$ 3.088.632,02	\$ 8.824.662,90	\$ 6.455.991,38	\$ 55.096.454,75	P.R.	-
8	\$ 9.008.844,43	\$ 292.307,57	\$ 8.716.536,87		\$ 3.050.787,90	\$ 3.050.787,90	\$ 8.716.536,87	\$ 6.053.217,21	\$ 61.149.671,96	P.R.	-
9	\$ 8.927.266,62	\$ 321.538,32	\$ 8.605.728,30		\$ 3.012.004,90	\$ 1.766.572,72	\$ 7.360.296,11	\$ 4.851.935,77	\$ 66.001.607,73	P.R.	-
10	\$ 8.845.663,10	\$ 353.692,15	\$ 8.491.970,95		\$ 2.972.189,83	\$ -	\$ 5.519.781,12	\$ 3.453.974,14	\$ 69.455.581,87	P.R.	-
11	\$ 8.764.033,37	\$ 389.061,37	\$ 8.374.972,00		\$ 2.931.240,20	\$ -	\$ 5.443.731,80	\$ 3.233.489,21	\$ 72.689.071,08	P.R.	-
12	\$ 8.682.376,91	\$ 427.967,51	\$ 8.254.409,40		\$ 2.889.043,29	\$ -	\$ 5.365.366,11	\$ 3.025.182,13	\$ 75.714.253,21	P.R.	-
13	\$ 8.600.693,17	\$ 470.764,26	\$ 8.129.928,91		\$ 2.845.475,12	\$ -	\$ 5.284.453,79	\$ 2.828.327,78	\$ 78.542.580,99	P.R.	-
14	\$ 8.518.981,61	\$ 517.840,68	\$ 8.001.140,93		\$ 2.800.399,33	\$ -	\$ 5.200.741,60	\$ 2.642.240,71	\$ 81.184.821,71	P.R.	-
15	\$ 8.437.241,68	\$ 569.624,75	\$ 7.867.616,93		\$ 2.753.665,93	\$ -	\$ 5.113.951,00	\$ 2.466.272,93	\$ 83.651.094,64	P.R.	-
16	\$ 8.355.472,81	\$ 626.587,23	\$ 7.728.885,58		\$ 2.705.109,95	\$ -	\$ 5.023.775,63	\$ 3.583.732,83	\$ 87.234.827,47	P.R.	-
17	\$ 8.273.674,42	\$ 689.245,95	\$ 7.584.428,47		\$ 2.654.549,96	\$ -	\$ 4.929.878,50	\$ 3.438.444,08	\$ 90.673.271,55	P.R.	-
18	\$ 8.191.845,91	\$ 758.170,54	\$ 7.433.675,37		\$ 2.601.786,38	\$ -	\$ 4.831.888,99	\$ 3.295.057,95	\$ 93.968.329,51	P.R.	-
19	\$ 8.109.986,70	\$ 833.987,60	\$ 7.275.999,10		\$ 2.546.599,69	\$ -	\$ 4.729.399,42	\$ 3.153.352,07	\$ 97.121.681,58	P.R.	-
20	\$ 8.028.096,15	\$ 917.386,36	\$ 7.110.709,80		\$ 2.488.748,43	\$ -	\$ 4.621.961,37	\$ 3.013.097,18	\$ 100.134.778,76	P.R.	-
21	\$ 3.258.965,38	\$ 1.009.124,99	\$ 2.249.840,38		\$ 787.444,13	\$ -	\$ 1.462.396,25	\$ 932.120,91	\$ 101.066.899,67	P.R.	-
22	\$ 3.289.620,47	\$ 1.110.037,49	\$ 2.179.582,97		\$ 762.854,04	\$ -	\$ 1.416.728,93	\$ 882.905,68	\$ 101.949.805,35	P.R.	-
23	\$ 3.320.215,75	\$ 1.221.041,24	\$ 2.099.174,51		\$ 734.711,08	\$ -	\$ 1.364.463,43	\$ 831.399,59	\$ 102.781.204,94	P.R.	-
24	\$ 3.350.736,49	\$ 1.343.145,36	\$ 2.007.591,12		\$ 702.656,89	\$ -	\$ 1.304.934,23	\$ 777.422,11	\$ 103.558.627,05	P.R.	-
25	\$ 3.381.167,37	\$ 1.477.459,90	\$ 1.903.707,46		\$ 666.297,61	\$ -	\$ 1.237.409,85	\$ 720.779,12	\$ 104.279.406,17	P.R.	-
				\$ 44.466.945,19		\$ 13.340.083,56					

ANEXO VII: VENTA EXCEDENTE DE ENERGÍA MENSUAL EN EL HORARIO DE SOL CON EL SISTEMA FOTOVOLTAICO

Meses	Producción de Energía FV 280 kW, kWh/mes	Autoconsumo Energía con FV 280 kW, kWh/mes	Autoconsumo Energía con FV 280 kW, kWh/mes	Autoconsumo Energía con FV 280 kW, kWh/mes	Autoconsumo Energía con FV 280 kW, kWh/mes	Autoconsumo Energía con FV 280 kW, kWh/mes	Autoconsumo Energía con FV 280 kW, kWh/mes	Autoconsumo Energía con FV 280 kW, kWh/mes	Autoconsumo Energía con FV 280 kW, kWh/mes	Autoconsumo Energía con FV 280 kW, kWh/mes	Autoconsumo Energía con FV 280 kW, kWh/mes	Autoconsumo Energía con FV 280 kW, kWh/mes	Autoconsumo Energía con FV 280 kW, kWh/mes	Autoconsumo Energía con FV 280 kW, kWh/mes	Autoconsumo Energía con FV 280 kW, kWh/mes	Autoconsumo Energía con FV 280 kW, kWh/mes	Autoconsumo Energía con FV 280 kW, kWh/mes	Autoconsumo Energía con FV 280 kW, kWh/mes	Autoconsumo Energía con FV 280 kW, kWh/mes	Autoconsumo Energía con FV 280 kW, kWh/mes	
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	
enero	60.374	34.195	33.883	33.593	33.294	32.994	32.700	32.406	32.113	31.822	31.532	31.243	30.954	30.670	30.386	30.103	29.822	29.542	29.263	28.986	28.710
febrero	48.172	23.833	23.592	23.353	23.114	22.877	22.641	22.406	22.172	21.940	21.708	21.478	21.248	21.021	20.794	20.569	20.344	20.121	19.898	19.677	19.457
marzo	42.738	18.617	18.403	18.191	17.979	17.768	17.559	17.351	17.143	16.937	16.732	16.528	16.324	16.122	15.921	15.721	15.521	15.323	15.126	14.930	14.735
abril	30.211	7.140	6.989	6.839	6.689	6.540	6.392	6.245	6.098	5.952	5.807	5.663	5.519	5.376	5.234	5.093	4.952	4.812	4.672	4.533	4.395
mayo *	21.191	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
junio *	16.998	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
julio *	19.200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
agosto	25.031	1.950	1.835	1.711	1.587	1.463	1.341	1.219	1.097	976	854	736	617	499	381	264	147	31	0	0	0
septiembre	33.170	9.232	9.066	8.901	8.737	8.574	8.411	8.248	8.086	7.928	7.769	7.610	7.453	7.296	7.140	6.984	6.830	6.676	6.523	6.370	6.219
octubre	45.085	20.858	20.632	20.408	20.185	19.963	19.742	19.522	19.303	19.086	18.869	18.654	18.439	18.226	18.014	17.803	17.592	17.383	17.175	16.968	16.762
noviembre	53.609	29.270	29.002	28.735	28.470	28.204	27.943	27.682	27.422	27.163	26.905	26.649	26.394	26.140	25.888	25.637	25.387	25.138	24.891	24.645	24.400
diciembre	61.014	34.835	34.530	34.226	33.924	33.624	33.325	33.027	32.731	32.436	32.143	31.852	31.562	31.273	30.986	30.700	30.415	30.132	29.851	29.571	29.292
Total Venta Exceder	486.793	179.940	177.943	175.956	173.979	172.011	170.054	168.106	166.169	164.240	162.322	160.413	158.514	156.624	154.743	152.872	151.011	149.158	147.309	145.468	143.570

ANEXO IX. PLANOS

Listado de Planos

Plano 1	ubicación del proyecto
Plano 2	Diseño 20 MW
Plano 3	Diseño Bloque Modular 1MW
Plano 4	Disposición de los módulos en las mesas
Plano 5	Estructura soporte con 4X3 Paneles
Plano 6	Implementación de equipos
Plano 7	Unifilar B.T. 1MW.
Plano 8	Unifilar M.T.
Plano 9	Centro de Seccionamiento
Plano 10	Anillos M.T.
Plano 11	Canalizaciones
Plano 12	Red de Tierras Bloque Modular 1.MW.
Plano 13	Red de tierras general