



**FACULTAD DE INGENIERÍA, ARQUITECTURA Y
URBANISMO
ESCUELA ACADÉMICO PROFESIONAL DE INGENIERÍA
MECÁNICA ELÉCTRICA**

TESIS

**“DISEÑO DE UNA CENTRAL SOLAR
FOTOVOLTAICA DE 30MW, PARA SU ANÁLISIS
TÉCNICO, OPERATIVO Y ECONÓMICO EN EL
SEIN; UBICADA EN TACNA - 2017”**

Autor:

Rojas Bismarck Jean Pool Genaro

Asesor Metodológico:

Msc. Villalobos Cabrera Jony

Línea de Investigación:

Generación de Energía Renovable

Pimentel – Perú

2018

DEDICATORIA

*A mis Padres Máximo y Ana, los más importantes en mi vida...Lo que soy y seré, es por
Ustedes...Gracias por Todo.*

*Gracias por estar en mis más grandes frustraciones y en mis más mayores
Logros...Gracias por tus enseñanzas a través de fracasos...que dolieron, pero era la
medicina que tenía que tomar para poder crecer...Gracias por las largas Noches y los
Sueños que aún me motivan...Gracias DIOS.*

RESUMEN

En la presente investigación se realizó el diseño de una Central Fotovoltaica de 30MW, ubicada en el departamento, provincia y distrito de Tacna; con el objetivo de realizar su análisis Técnico, Operativo y Económico, de inyectar energía al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

Para lo cual primero se estimó el recurso Solar existente en el área donde se ubicará la Central Fotovoltaica Tacna, con ayuda del software especializado pvPlanner; obteniendo los valores diarios y mensuales de suma de Irradiación Global; así como la suma anual de la Irradiación Global Horizontal, el cual resulto ser de 2 234 kWh/m².

Con estos valores de Irradiación en el área de estudio, se realizó el Diseño de la Central Fotovoltaica, utilizando el software PVsyst y Cálculos de Ingeniería, obteniendo como resultados principales que la Central tendrá 98 400 módulos fotovoltaicos de 315Wp, y 15 Inversores de 2 000kW; y producirá 73 257MWh/año con un Factor de rendimiento de 83%, y un Factor de Planta de 27,88%.

Luego, con el Diseño Eléctrico de la Central Fotovoltaica, se procedió a modelar la Central, en el software de Ingeniería de Sistemas Eléctricos de Potencia DigSILENT, con la finalidad de realizar la simulación de su operación, con una inyección de potencia de 30MW, en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN); y mediante el Análisis de flujo de Potencias y Análisis de Cortocircuitos, comprobar si el ingreso de la Central Fotovoltaica, causa efectos negativos, que no estén dentro de los permitidos por el operador del Sistema COES; obteniendo que la Central Solar Fotovoltaica no afecta la operación ni la seguridad del equipamiento del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

Y finalmente, con las características y cantidades Totales de la Central Fotovoltaica, se procedió a estimar la inversión inicial para su Construcción; y se realizó el flujo de caja del Proyecto, con la finalidad de obtener los Indicadores Económicos, los cuales resultaron ser: VAN de \$2 286 822,26; Relación Beneficio/Costo de 1,1; y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 13,1%. Demostrando la viabilidad financiera de la Central Fotovoltaica Tacna de 30MW.

ABSTRACT

In the present investigation, a 30MW Photovoltaic Power Plant was designed, located in the department, province and district of Tacna; with the objective of carrying out its Technical, Operational and Economic analysis, of injecting energy into the National Interconnected Electric System (SEIN).

For which first we estimated the existing Solar resource in the area where the Tacna Photovoltaic Power Plant will be located, with the help of specialized software pvPlanner; obtaining the daily and monthly values of sum of Global Irradiation; as well as the annual sum of Horizontal Global Irradiation, which turned out to be 2 234 kWh / m².

With these Irradiation values in the study area, the Design of the Photovoltaic Power Plant was carried out, using the PVsyst software and Engineering Calculations, obtaining as main results that the Plant will have 98 400 photovoltaic modules of 315Wp, and 15 Investors of 2 000kW; and will produce 73 257MWh / year with a Performance Factor of 83%, and a Plant Factor of 27,88%.

Then, with the Electrical Design of the Photovoltaic Power Plant, the Power Plant was modeled in the Digsilent Power Systems Engineering software, with the purpose of simulating its operation, with a power injection of 30MW, in the National Interconnected Electric System (SEIN); and through Power Flow Analysis and Short Circuit Analysis, check if the input of the Photovoltaic Power Plant causes negative effects, which are not within those allowed by the operator of the COES System; obtaining that the Photovoltaic Solar Power Plant does not affect the operation or the safety of the equipment of the National Interconnected Electrical System (SEIN).

And finally, with the characteristics and total quantities of the Photovoltaic Central, we proceeded to estimate the initial investment for its Construction; and the cash flow of the Project was carried out, with the purpose of obtaining the Economic Indicators, which turned out to be: VAN of \$ 2 286 822,26; Benefit / Cost Ratio of 1,1; and an Internal Rate of Return (IRR) of 13,1%. Demonstrating the financial viability of the 30MW Tacna Photovoltaic Power Plant.

ÍNDICE

DEDICATORIA.....	2
RESUMEN.....	3
ABSTRACT.....	4
ÍNDICE.....	5
I. INTRODUCCIÓN.....	8
1.1. Situación Problemática.....	8
1.2. Formulación del problema.....	9
1.3. Justificación.....	10
1.4. Objetivos.....	11
1.4.1 Objetivo General.....	11
1.4.2 Objetivos Específicos.....	11
1.5. Antecedentes de la Investigación.....	12
1.6. Marco Teórico.....	13
1.6.1 Energía Solar Fotovoltaica.....	13
1.6.2 Central Solar Fotovoltaica.....	14
1.6.3 Componentes de la Central Solar Fotovoltaica.....	15
1.6.4 Análisis de la operación de una Central Solar.....	21
II. MATERIALES Y METODOS.....	22
2.1. Tipo y Diseño de la Investigación.....	22
2.1.1 Tipo de Investigación.....	22
2.1.2 Diseño de la Investigación.....	22
2.2. Población y Muestra.....	22
2.3. Variables.....	23
2.4. Operacionalización.....	23
2.5. Abordaje Metodológico.....	24
2.6. Técnicas e Instrumentos de Recolección de Información.....	24
III. RESULTADOS.....	25
3.1. Localización y Área del Proyecto.....	25
3.2. Estimación del Recurso Solar.....	26
3.3. Diseño del Layout de la Central Fotovoltaica.....	31

3.3.1 Selección del Tipo de Estructuras para los Módulos Fotovoltaicos	31
3.3.2 Diseño en el Software PVsyst	36
3.3.3 Características de los Equipos principales	51
3.3.4 Características de los Grupos de Potencia	52
3.3.5 Características de los Agrupamientos de Módulos Fotovoltaicos	53
3.3.6 Layout del Parque Fotovoltaico	57
3.4. Diseño del Sistema Eléctrico.....	57
3.4.1 Diseño de la Zona de Baja Tensión	58
3.4.2 Diseño de la Zona de Media Tensión.....	66
3.4.3 Diseño de la Zona de Alta Tensión.....	74
3.5. Análisis de la operación de la Central en el SEIN	77
3.5.1 Consideraciones Generales	78
3.5.2 Criterios Normativos.....	78
3.5.3 Consideraciones de Nuevos proyectos.....	79
3.5.4 Consideraciones de Simulación	85
3.5.5 Análisis de Flujo de Potencia.....	87
3.5.6 Análisis de Cortocircuito	92
3.6. Análisis Económico de la Central Fotovoltaica Tacna	95
IV. DISCUSIÓN.....	101
4.1. Análisis Técnico.....	101
4.2. Análisis Operativo.....	103
4.3. Análisis Económico.....	109
V. CONCLUSIONES.....	111
VI. REFERENCIAS	113
ANEXOS	115
ANEXO 1: Estimación del Recurso Solar con el Software pvPlanner.....	116
ANEXO 2: Resultado Total de la Simulación A -9m en el software PVsyst.....	118
ANEXO 3: Equipos de la Central Fotovoltaica Tacna	123
ANEXO 3-1: Hoja de Datos Técnicos de Panel Fotovoltaico	123
ANEXO 3-2: Hoja de Datos Técnicos de Inversor.....	125
ANEXO 3-3: Hoja de Datos Técnicos de Caja de Agrupamiento.....	127
ANEXO 3-4: Hoja de Datos Técnicos de Cable de Baja Tensión Paneles Fotovoltaico – Caja de Agrupamiento	128

ANEXO 3-5: Hoja de Datos Técnicos de Cable de Baja Tensión Caja de Agrupamiento – Inversores.....	129
ANEXO 3-6: Hoja de Datos Técnicos de Celdas de Media Tensión	129
ANEXO 3-7: Hoja de Datos Técnicos de Cable de Media Tensión.....	131
ANEXO 4: Planos de Diseño de la Central Fotovoltaica Tacna	132
ANEXO 4-1: Layout General de la Central Fotovoltaica Tacna.....	132
ANEXO 4-2: Grupo de Potencia de la Central Fotovoltaica Tacna	134
ANEXO 4-3: Diagrama Unifilar en Baja Tensión.....	136
ANEXO 4-4: Diagrama Unifilar en Media Tensión.....	138
ANEXO 4-5: Diagrama Unifilar en Alta Tensión	140
ANEXO 5: Simulaciones en el Software DigSILENT	141

I. INTRODUCCIÓN

1.1. Situación Problemática

El Calentamiento Global se refiere al aumento gradual de las temperaturas de la atmósfera y océanos de la Tierra que se ha detectado en la actualidad, además de su continuo aumento que se proyecta a futuro (Recogido de <https://cambioclimaticoglobal.com/que-es-el-calentamiento-global>); aún hoy en día la Comunidad Científica no tiene una respuesta definida sobre la fuente que origina este aumento de temperatura; sin embargo la mayor parte de la Comunidad Científica cree que el aumento de las temperaturas, es producida por los gases de Efecto Invernadero, originados la actividad industrial humana.

Hoy en día, el Perú es vulnerable al cambio climático; esto se da por las características propias del país como son: Zonas costeras bajas, zonas áridas y semiáridas, zonas expuestas a inundaciones, ecosistemas montañosos frágiles, principalmente (recogido de <http://www.actualidadambiental.pe/?p=15912>); y a todo esto se le suma la falta de planificación, tala y minería ilegal y centralización del país; lo que hace que sea uno de los países más vulnerables del mundo ante el cambio climático.

Además, el Perú tuvo el privilegio de organizar, en el año 2014, la Vigésima Conferencia sobre Cambio Climático (COP20), donde se obtuvieron una serie de resultados beneficiosos para el Perú, como son: Monitoreo para la conservación de Bosques, Financiamiento para la conservación de bosques, Pacto por la madera, Protocolo Verde, Pesca responsable y sostenible, y el más importante hablando en solo términos energéticos, El Plan nacional de Energía al 2025 (recogido de <http://cop20.minam.gob.pe/resultados-de-la-cop20/4-resultados-de-la-cop20-en-el-peru/>); en este último se determinó la meta de llegar al 15% en Eficiencia Energética, y tener una matriz de generación de energía de 60% Renovable, haciendo énfasis en la energía solar fotovoltaica.

1.2. Formulación del problema

Uno de los principales factores del Calentamiento global, es la emisión de gases de efecto invernadero, los cuales son originados por la Industria en todos sus campos; ya que la Industria es la que mueve las sociedades de los países, se han creado planes alternativos para reducir la emisión de estos gases de efecto invernadero, siendo los principales: la Eficiencia Energética y el uso de las Energías Renovables.

En la actualidad las energías renovables han visto un auge a nivel mundial, y nuestro país no es ajeno a este cambio energético, es así que en el año 2008 se creó el decreto Legislativo N° 1002, Ley de Promoción de la Inversión en Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables; la cual otorga subastas con energías renovables, bajo la modalidad de concurso público, cada dos años, con la finalidad de mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente; en estas subastas se ofertan generación de energía renovable, considerando las microcentrales hidroeléctricas, las centrales eólicas y solares, y las centrales de biomasa; la última subasta desarrollada en nuestro país fue la que se realizó el día 16 de febrero del 2016, donde gracias a ella se aumentara la potencia de energía eólica instalada a 394 MW, y la potencia de energía solar instalada a 260.48 MW (OSINERMGIN, 2016).

Actualmente se puede observar que nuestras políticas energéticas actuales se están enfocando hacia una matriz energética de predominancia renovable, con participación activa de las centrales de generación eólicas y solares; pero estos tipos de centrales tienen desventajas técnicas, por ejemplo, las centrales solares convierten la radiación solar en energía eléctrica, por lo que su generación de energía está restringida solo durante el día, no generando durante las horas más críticas para el sistema eléctrico (6:00 pm – 11:00 pm), además este tipos de centrales necesitan inversores eléctricos para convertir la corriente continua generada en los paneles solares en corriente alterna para su transmisión y distribución, lo que ocasiona descompensaciones de energía reactiva que puede hacer que el sistema eléctrico se desestabilice, alterando los sistemas eléctricos aledaños a su zona de interconexión.

Bajo este contexto; ¿Cuál es el análisis de la futura Central Solar Fotovoltaica de 30MW, que se ubicara en Tacna, tanto en el aspecto Técnico, Operativo y Económico?

1.3. Justificación

Los efectos del calentamiento global están causando estragos a nivel mundial, incremento de temperaturas, deshielo de glaciares han ocasionado una serie de efectos negativos para las economías de todo el mundo; y nuestro país, por la ubicación geográfica y la cantidad de microclimas que posee, es uno de los más vulnerables a nivel global a estos efectos, razón por la cual el gobierno peruano ha propuesto una serie de medidas para contrarrestar estos efectos, dentro de los cuales está el aumentar la matriz energética a 60% con energías renovables; y dentro de estas centrales de energía renovables, tenemos las centrales de energía solar, las cuales son una fuente valiosa de energía gracias a las características únicas de nuestro país, el cual cuenta con radiaciones mayores a los 6 kWh/m² en la zona sur del Perú (Información basada en el Atlas de Energía Solar del Perú – 2003), razón por la cual es importante esta investigación, para el aprovechamiento de este recurso renovable en nuestra matriz energética, de manera que esta se vuelva cada vez más independiente de los combustibles fósiles, principales causantes del calentamiento global, y de esta manera se forme una matriz energética sostenible en Perú.

Además, este tipo de Centrales de Generación, no tienen los históricos técnicos para construcción, como sí las tienen las Centrales de Generación Convencionales: Hidro generadores y Termo generadores; razón por la cual, es importante realizar investigaciones sobre la viabilidad técnica – operativa, para su construcción en nuestro país Perú; tanto en el aspecto importante de los parámetros técnicos de la Central, así como su operación una vez que empieza a generar energía, debido a que este tipo de Centrales pueden causar efectos negativos en el sistema eléctrico durante su interconexión, de manera que se pueda evaluar que el ingreso de este tipo de Centrales no causa efectos negativos en el sistema eléctrico aledaño a su interconexión; y por último en el aspecto económico, para ver la viabilidad de competencia de este tipo de Centrales, con respecto a los otros tipos de generación; todo esto con la finalidad de que se incremente el ingreso de energía renovable y amigable con el medio ambiente en nuestra matriz energética y a la vez no desestabilice el sistema eléctrico interconectado del Perú (SEIN).

1.4. Objetivos

1.4.1 Objetivo General

Analizar Técnica, Operativa y Económicamente el Diseño de una Central Fotovoltaica de 30MW, ubicada en Tacna.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Estimar el Recurso Solar existente en el área donde se ubicará la futura Central Fotovoltaica de 30MW.
- Diseñar las características técnicas de la Central Fotovoltaica de 30MW, ubicada en Tacna.
- Modelar en el programa DigSILENT, la Central Fotovoltaica de 30MW y su Interconexión al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional; con las características eléctricas de diseño.
- Simular en el programa DigSILENT, la operación de la Central Fotovoltaica de 30 MW modelada.
- Realizar el Análisis Económico para la Construcción y operación de la Central Fotovoltaica diseñada.

1.5. Antecedentes de la Investigación

En el proyecto de tesis titulado “Diseño de planta solar fotovoltaica de 20MW en California y conexión a la red de distribución” del año 2012, realizado por Macarena Jiménez Sánchez en la Universidad Pontificia Comillas, Madrid [1]; se realizó el diseño de una central solar de tecnología fotovoltaica de 20MW, donde se inicia el desarrollo de la tesis calculando el recurso energético solar, luego se determina las características y cantidades para la ubicación de los paneles solares, para después realizar los cálculos eléctricos y mecánicos para la selección de los componentes principales de la central, como son: inversores, transformadores de media tensión, tableros de media tensión, red de media tensión y conexión a la subestación eléctrica; obteniendo los componentes principales para la central solar con sus planos respectivos, además en la tesis también se realizó un estudio económico del proyecto para ver su viabilidad e impacto financiero.

En la tesis de maestría en ciencias titulada “Impacto de la generación Eólica y Solar en el Sistema Eléctrico de Baja California Norte” del año 2010, realizado por Pamela Suarez Velázquez en el Instituto Politécnico Nacional, México [2]; se presenta los factores que hay que considerar para llevar a cabo la interconexión de generación de fuentes renovables con la red, así como se analiza el comportamiento que tiene en la misma; al principio de esta investigación se explica la manera en que se determina el potencial eólico y solar que tiene un determinado lugar, luego se explican los tipos de conexiones que existen, así como las características de los generadores eólicos y solares de manera que se pueda realizar una selección adecuada del tipo de generador dependiendo de la característica del lugar y de los generadores; en esta tesis se presenta el impacto que tienen las fuentes renovables de energía en los sistemas eléctricos y los criterios técnicos que hay que tener para realizar la interconexión, haciendo uso para la simulación del software DigSilent.

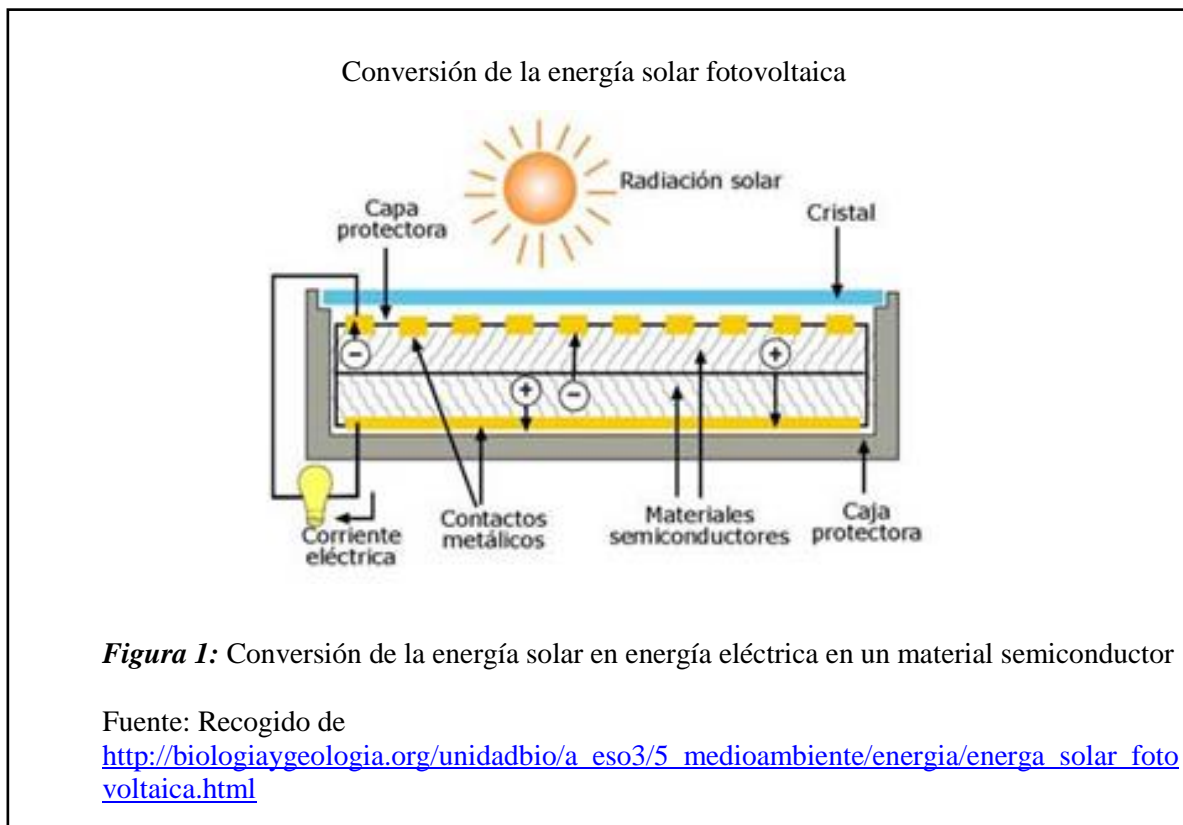
En el proyecto de tesis titulado “Diseño y cálculo de una instalación fotovoltaica de 1.1MW” del año 2008, realizado por Roger Guardiola Parera en la Escola Tècnica Superior d'Enginyeria, Valencia [3]; se realizó el diseño, selección de los componentes, la descripción constructiva y valoración de las obras, materiales e instalaciones de una planta solar fotovoltaica tipo de 100KW, de potencia nominal; para luego obtener como resultado el diseño de una central de 1.1MW de potencia a partir de la interconexión de 11 centrales solares de 100KW.

Todas las anteriores investigaciones están enmarcadas en el aspecto Internacional de los antecedentes; en cuanto al aspecto Nacional, se tiene el proyecto de tesis titulado “Proyecto de una Central Solar Fotovoltaica de 20MW”, del año 2012, realizado por Iván David Torres Gonzales en la Universidad Nacional de Ingeniería, Lima [4]; en la cual se realizó un estudio de Pre-Factibilidad para la construcción de una Central Solar de 20MW, mediante módulos fotovoltaicos; para lo cual se realizaron los cálculos de Ingeniería, la Evaluación económica y el Beneficio Ambiental por la operación de la Central Fotovoltaica; donde el propósito de la investigación fue diseñar las características de una Central Solar tipo, para que se adecue a cualquier parte del Perú.

1.6. Marco Teórico

1.6.1 Energía Solar Fotovoltaica

La energía fotovoltaica es la transformación directa de la radiación solar en electricidad, la producción está basada en el fenómeno físico denominado ‘efecto fotovoltaico’, que básicamente consiste en convertir la luz solar en energía eléctrica por medio de unos dispositivos semiconductores denominados células fotovoltaicas. Estas células están elaboradas a base de silicio puro (uno de los elementos más abundantes, componente principal de la arena) con adición de impurezas de ciertos elementos químicos (boro y fósforo), y son capaces de generar cada una corriente de 2 a 4 Amperios, a un voltaje de 0,46 a 0,48 Voltios; utilizando como fuente la radiación luminosa. Las células se montan en serie sobre paneles o módulos solares para conseguir un voltaje adecuado. Parte de la radiación incidente se pierde por reflexión (rebota) y otra parte por transmisión (atraviesa la célula). El resto es capaz de hacer saltar electrones de una capa a la otra creando una corriente proporcional a la radiación incidente. La conexión en serie de estos dispositivos permite obtener diferencias de potencial mayores.



1.6.2 Central Solar Fotovoltaica

Una central fotovoltaica es un conjunto de instalaciones destinadas al suministro de energía eléctrica a la red mediante la transformación de la energía solar en energía eléctrica, haciendo uso de sistemas fotovoltaicos a gran escala; estos sistemas fotovoltaicos consisten en la unión de módulos fotovoltaicos conectados en serie y en paralelo, con lo cual se obtiene corriente continua en baja tensión, para luego ser convertidas en corriente alterna gracias a componentes eléctricos llamados inversores, y posteriormente ser transformadas y distribuidas a los sistemas eléctricos correspondientes.

Imagen de una Central Solar Fotovoltaica



Figura 2: Central Solar Fotovoltaica Repartición de 20MW, ubicado en La Joya, Arequipa

Fuente: Recogido de <http://www.sectorelectricidad.com/3033/peru-inauguran-primer-central-electrica-solar-de-sudamerica-22mw/>

1.6.3 Componentes de la Central Solar Fotovoltaica

Modulo fotovoltaico

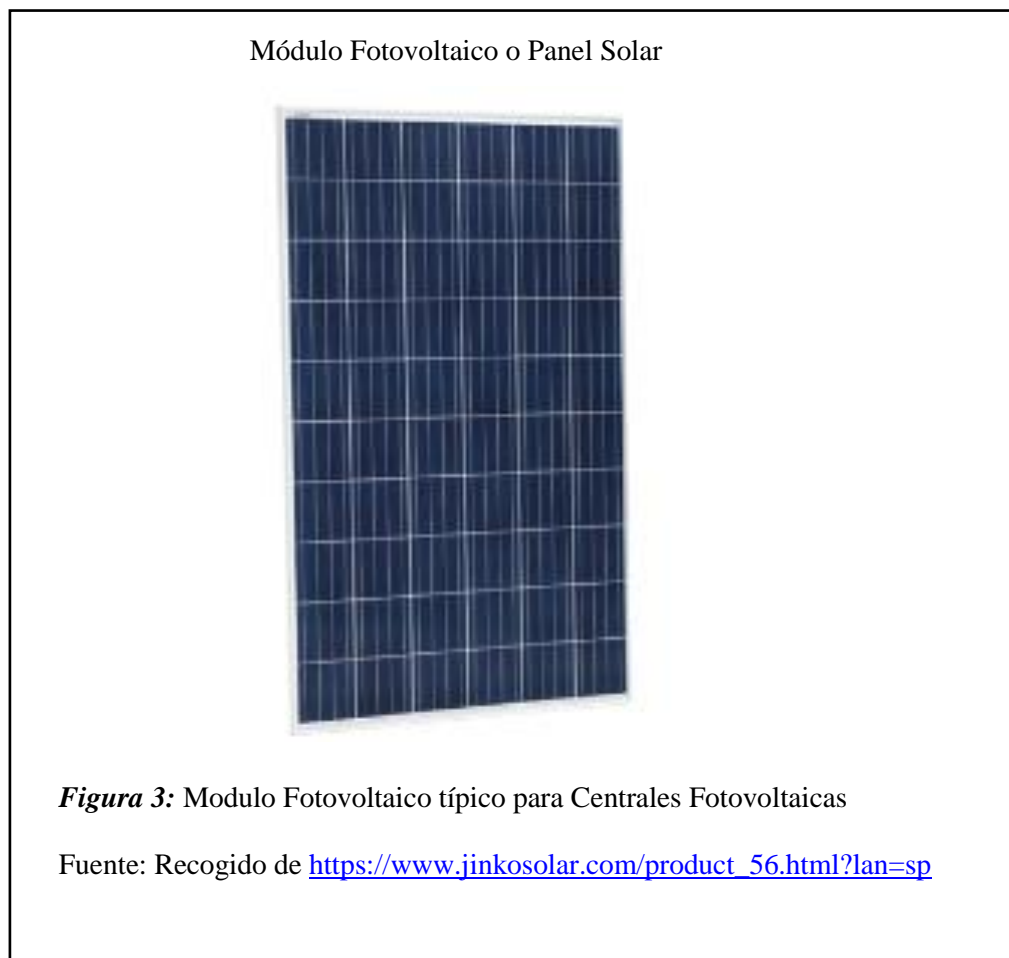
El módulo fotovoltaico es el encargado de captar la radiación solar y transformarla en electricidad y la agrupación de estos forman la Central Solar; estos módulos consisten en una red de células conectadas como circuito en serie, para aumentar la tensión de salida hasta el valor deseado (usualmente entre 12V a 36V) a la vez que se conectan varias redes como circuito paralelo para aumentar la corriente eléctrica que es capaz de proporcionar el dispositivo.

La eficiencia de conversión media obtenida por las células disponibles comercialmente está alrededor del 16%. La vida útil media a máximo rendimiento se sitúa en torno a los 25 años,

período a partir del cual la potencia entregada disminuye; además el tipo de corriente eléctrica que proporcionan es corriente continua.

Tradicionalmente estaban definidos tres tipos de paneles dependiendo de forma de procesar el Silicio: mono-cristalinos, poli-cristalinos y amorfos. Hoy día nuevas tecnologías en la producción de los paneles están revolucionando la generación eléctrica fotovoltaica; entre ellos tenemos los siguientes tipos:

- Celdas Esféricas: están compuesto por pequeños corpúsculos de silicio como gotas de silicio, consiste en una matriz de pequeñas células solares esféricas capaces de absorber la radiación solar con cualquier ángulo.
- Celdas Monocristalinas: se componen de secciones de un único cristal de silicio (reconocibles por su forma circular o hexagonal).
- Celdas Policristalinas: cuando están formadas por pequeñas partículas cristalizadas.
- Celdas Amorfas: cuando el silicio no se ha cristalizado.

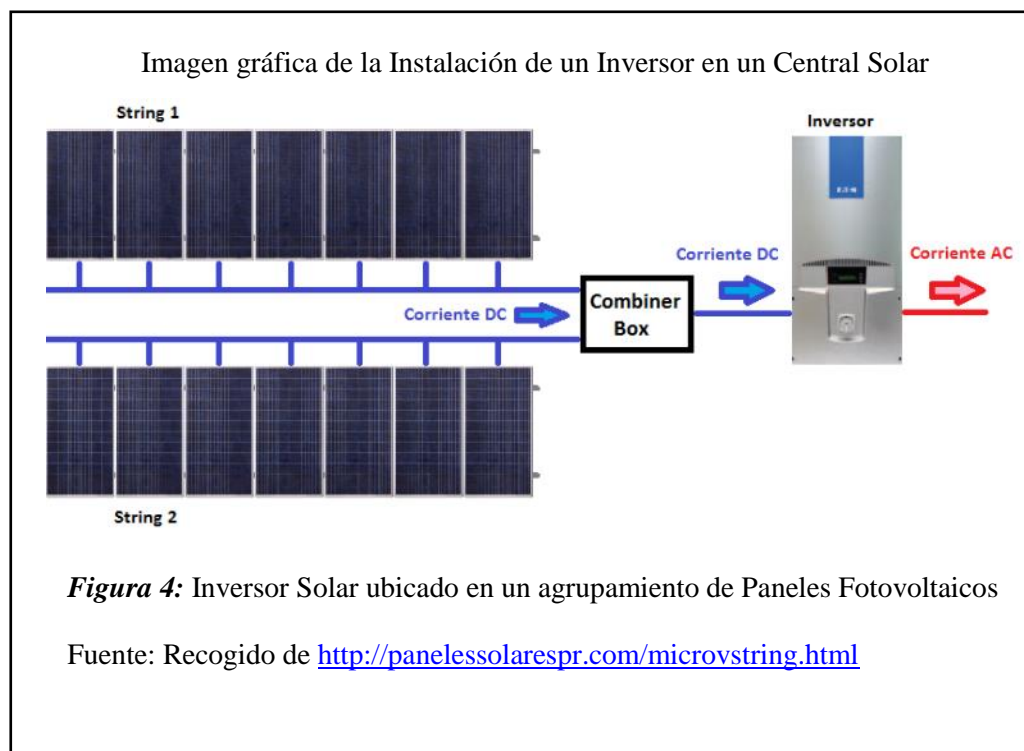


Inversor

Los inversores son los equipos que se encargan de rectificar la salida DC o salida en corriente continua de los módulos fotovoltaicos en tensión AC o tensión sinusoidal a un nivel y frecuencia determinado; es también el elemento más importante de la central solar debido a que sobre el mismo se realiza las respectivas configuraciones con el objetivo de controlar y determinar el comportamiento de la central solar dentro del sistema eléctrico.

Los inversores solares se deben clasificar en tres diferentes tipos:

- Inversores simples: usados en sistemas fotovoltaicos aislados en donde los inversores toman la corriente directa de baterías cargadas por los paneles solares y/o de otras fuentes, como turbinas eólicas, generadores de energía, etc.
- Inversores de Red: Los inversores de red están diseñados para apagarse automáticamente cuando el suministro de la red disminuye, esto por razones de seguridad.
- Inversores con batería de apoyo: Estos son inversores especiales que están diseñados para tomar la energía de las baterías, administrar la carga de las baterías y exportar el exceso de energía hacia la red eléctrica.



Centro de Transformación

El centro de transformación lo conforman dos elementos importantes; la celda de Media tensión y el transformador elevador de Media Tensión.

- Transformador elevador de media tensión: El Transformador de MT está ubicado luego del inversor y conectado a la salida del mismo, su función principal es la elevar el nivel de tensión de salida dos inversores de baja tensión (hasta 1kV) a Media Tensión (Hasta 33kV).
- Celda de Media tensión: Tablero eléctrico donde se ubican equipos de maniobra (interruptores de potencia extraíble, seccionadores, etc), medida (transformadores de corriente y de tensión, etc) y también cuando se solicite equipos de control y protección montados en uno o más compartimentos insertos en una estructura metálica externa, y que cumple la función de recibir y distribuir la energía eléctrica; esta celda se encuentra conectada directamente al transformador de media tensión de elevación.



Línea subterránea de Media Tensión

Las redes de media tensión son los encargados de transportar la energía generada en los módulos fotovoltaicos desde los centros de transformación hasta la subestación de potencia elevadora. Estos cables estarán dispuestos en zanjas directamente enterrados, y se implementarán cajas de registro o buzones de inspección en los puntos donde se harán empalmes.

Imagen de la construcción una red de Media tensión con sus buzones



Figura 6: Red de media tensión tendido en una zanja de una Central Solar tipo

Fuente: Recogido de <http://www.hidrostank.com/hidrostank/pt/arquetas-hidrostank-en-una-planta-fotovoltaica-en-jamaica/>

Subestación elevadora de Potencia e Interconexión

La subestación eléctrica de potencia elevadora se construye con el objetivo de recolectar la energía generada en los paneles solares en media tensión, y transformarla a un nivel de alta tensión para su transmisión (mayor a 60kV); e Interconexión al Sistema Eléctrico.

Esta subestación cuenta con una serie de equipos eléctricos como son: Transformador de potencia, seccionadores, interruptores, transformadores de corriente y tensión, y Pararrayos principalmente; los cuales sirven para la medición, protección y Control de la Subestación de Potencia.

Imagen de la construcción de una Subestación Elevadora de Potencia



Figura 7: Subestación Elevadora de la Central Solar Tacna de 20MW, en Tacna

Fuente: Recogido de <http://www.delcrosa.com.pe/clientes/>

1.6.4 Análisis de la operación de una Central Solar

Uno de los objetivos del estudio es demostrar mediante simulaciones en estado estacionario que la entrada de la Central Solar permite un comportamiento adecuado de la red, en cuanto a flujos de potencia, niveles de tensión y cortocircuitos; no afectando así a las instalaciones ni a la seguridad de la operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional – SEIN.

Existen dos tipos de análisis en estado estacionario, los cuales son.

- **Análisis de Flujo de Potencia**

Este análisis se realiza con el objetivo de conocer el impacto de la nueva instalación en los niveles de carga y tensiones en el sistema de transmisión proyectado y existente, enfocándose principalmente en el equipamiento de la Central Solar y las instalaciones que se encuentran dentro del área de influencia.

- **Análisis de Cortocircuito**

En este estudio se analiza el cálculo de las corrientes de cortocircuito en base en la norma IEC 60909 “Short-circuit currents in three-phase a.c. systems”. Esta norma permite calcular la corriente de cortocircuito máxima, con la cual es posible determinar y verificar la capacidad de diseño del equipamiento eléctrico.

Los criterios para tener en cuenta para este análisis están basados en el cumplimiento del PR-20 del COES. [5]

II. MATERIALES Y METODOS

2.1. Tipo y Diseño de la Investigación

2.1.1 Tipo de Investigación

Esta investigación será del tipo Analítico Descriptiva, porque se establece una descripción completa de un fenómeno; dado que en esta investigación se generarán datos numéricos de las características técnicas, económicas y de las simulaciones de la operación Central Solar en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN); y con toda esta información estadística obtenida, se analizará Técnica, Operativa y Económicamente el diseño de la Central Fotovoltaica de 30MW.

2.1.2 Diseño de la Investigación

Esta investigación será de diseño experimental, ya que se desea comprobar los efectos de los parámetros de la variable independiente, Diseño de la Central Fotovoltaica de 30 MW, para analizar de manera Técnica, Operativa y Económicamente su ingreso al sistema eléctrico interconectado Nacional (SEIN).

2.2. Población y Muestra

Las poblaciones de la investigación serán todas las Centrales de Generación que están actualmente generando energía en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

La muestra de la investigación serán las Centrales de Generación de tipo Fotovoltaicas que están actualmente generando energía en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

2.3. Variables

Las variables de la investigación son las siguientes:

- Variable Independiente: Diseño de la Central Fotovoltaica de 30MW
- Variable Dependiente: Análisis Técnico, Económico y Operativo de la Central Fotovoltaica en el SEIN.

2.4. Operacionalización

VARIABLE		DIMENSIONES	INDICADORES	TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS
Independiente	Diseño de la Central Fotovoltaica de 30MW	Características Técnicas de la Central Fotovoltaica	Equipos Principales (Cantidades)	Diseño de la Central Fotovoltaica con el Software PVsyst
			Sistema Eléctrico de Alta Tensión (Características)	Diseño de la Central Fotovoltaica
			Sistema Eléctrico de Media Tensión (Características)	Diseño de la Central Fotovoltaica
			Sistema Eléctrico de Baja Tensión (Características)	Diseño de la Central Fotovoltaica
Dependiente	Análisis Técnico, Operativo y Económico	Análisis Técnico	Generación (MWh/año)	Diseño de la Central Fotovoltaica con el Software PVsyst
		Análisis de Operación de la Central Fotovoltaica en el SEIN	Tensión en barras (p.u)	Simulación en el Software DigSILENT
			Sobrecargas en Líneas y Transformadores (%)	
		Análisis Económico	Valor Actual Neto -VAN (Costo)	Evaluación Económica
			Tasa Interna de Retorno -TIR (%)	
			Beneficio Costo (Ratio)	

2.5. Abordaje Metodológico

La metodología abordada en la presente investigación es del tipo Analítica, ya que se relacionarán todos los datos obtenidos del Diseño de la Central, así como de las simulaciones de la operación de la Central Fotovoltaica con su ingreso al Sistema interconectado Nacional (SEIN), además de los datos técnicos y económicos de las Centrales Fotovoltaicas que actualmente están en operación en el SEIN; y con ello se determinará el análisis Técnico, Económico y Operativo de la Central Fotovoltaica de 30MW.

2.6. Técnicas e Instrumentos de Recolección de Información

Para esta investigación se utilizarán técnicas de observación que consistirán en recopilar los datos que brinda el operador del Sistema interconectado, COES, en su página web:

(<http://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/NuevosProyectos/EstudiosPO>);

Además, se solicitarán datos eléctricos sobre las características de las subestaciones y líneas de transmisión a las empresas de electricidad de la zona de Tacna, las cuales serían:

- REDESUR – Red Eléctrica del Sur S.A., Sociedad Concesionaria en la zona sur del Perú que gestiona la transmisión de energía eléctrica en los departamentos de Arequipa, Moquegua, Tacna y Puno.
- ELECTROSUR – Empresa cuya actividad principal es la distribución y comercialización de la energía eléctrica en los departamentos de Tacna y Moquegua.
- EGESUR – Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A., que tiene como propiedad a la Central Hidroeléctrica Aricota.
- TACNA SOLAR – Empresa propietaria de la Central Solar Tacna 20MW.

Así mismo, se recopilarán los datos técnicos y económicos de las Centrales Fotovoltaicas que actualmente están generando energía en el SEIN.

Los instrumentos de recolección de datos serán hojas de datos y gráficos en Excel; así como los resultados visuales de las simulaciones en los softwares PVsyst y DigSILENT; todos estos datos serán ordenados, organizados y analizados en la investigación.

III. RESULTADOS

3.1. Localización y Área del Proyecto

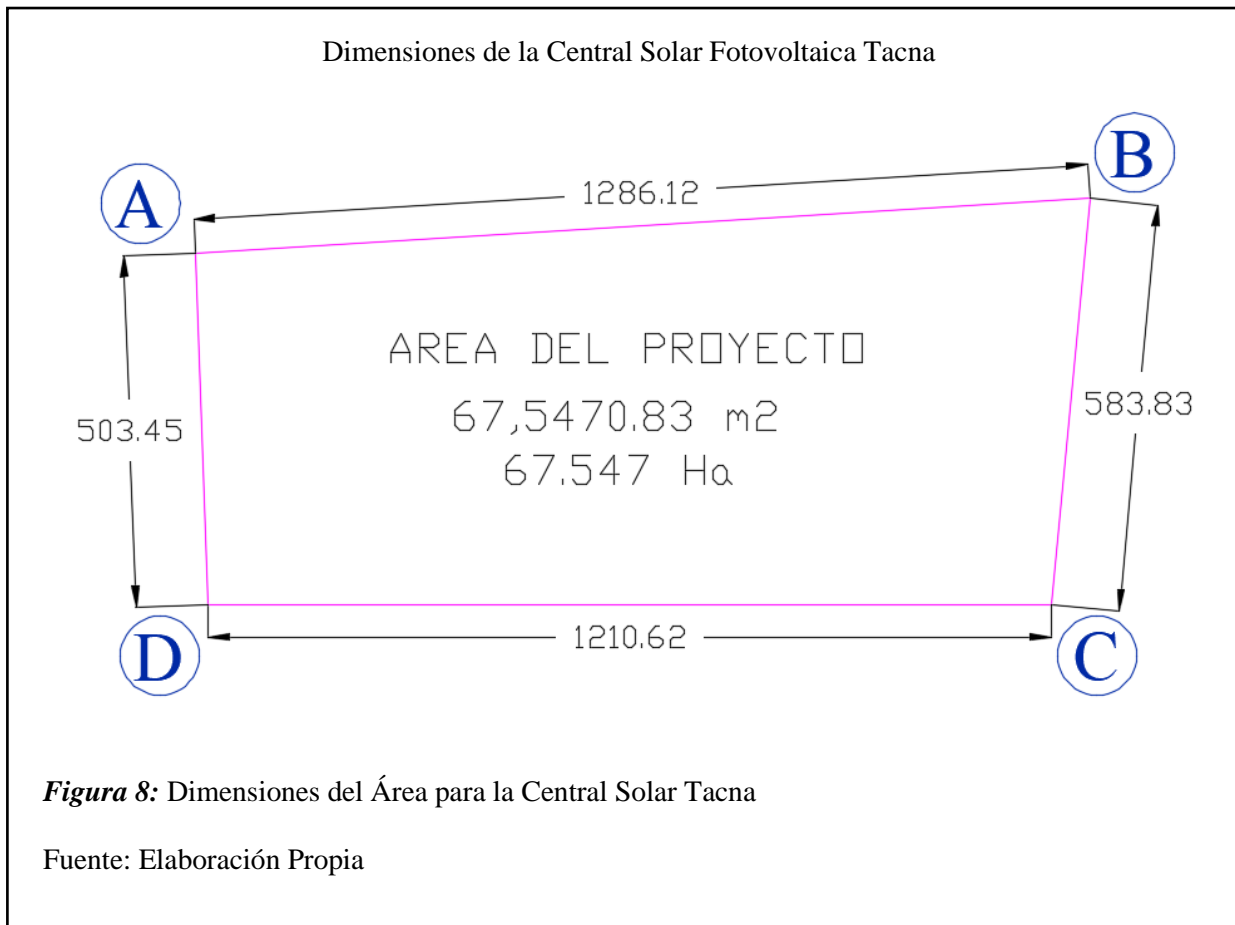
El proyecto se localiza al sur de Lima, en el departamento, provincia y distrito de Tacna, al noroeste de la ciudad, en la zona conocida como "El Alto de la Alianza ". Geográficamente se ubica sobre una pampa desértica muy cerca de la quebrada Magollo.; además el área del proyecto está ubicada en una planicie costera, donde la pendiente no excede el 1 % en toda la zona de estudio.

Para acceder al área del proyecto, se atraviesa la carretera Panamericana Sur, a la altura del kilómetro 1,191; donde se continua por un desvío de una carretera asfaltada de un solo carril, que se dirige al monumento El Alto de Alianza, continuando por un camino de trocha que se dirige hacia el parque solar Los Héroe, pasando por la subestación eléctrica con el mismo nombre. El camino de acceso al proyecto es un camino de uso vecinal poco asentado.

El proyecto cuenta con un área de 67 5470,83 m² o de 67,547 Ha, y un perímetro de 3 584,02 metros lineales. En la siguiente tabla se muestra las coordenadas en sistema UTM (Universal Transverse Mercator) y dimensiones del área del proyecto.

Tabla 1: Características y coordenadas UTM del área del Proyecto

VERTICES	LADOS	DISTANCIAS	X	Y
A	A-B	1 286,1185	359 482,0148	8 007 944,0482
B	B-C	583,8323	360 765,7600	8 008 022,1447
C	C-D	1 210,6229	360 710,6526	8 007 440,9190
D	D-A	503,4516	359 500,0297	8 007 440,9190



3.2. Estimación del Recurso Solar

Para el proceso de diseño del parque solar es necesario ubicar las zonas idóneas en las que se ubicaran las unidades de generación eléctrica, esto se hace mediante un consolidado de datos denominado mapa solar, el cual se genera en base a los datos registrados con la ayuda de herramientas software especializado como el pvPlanner diseñado por la empresa SolarGIS el cual es una herramienta de diseño asistido por computadora orientado al diseño de parques solares.

Este software utiliza como datos primarios: la radiación solar, la temperatura del aire y las características del terreno (Elevación y horizonte); y las fuentes que utiliza para los datos son las siguientes:

- Para la temperatura del aire a 2m utiliza los valores de datos de CFSR (© NOAA NCEP, EE. UU.); años: 1994 – 2011; recalculado a valores de 15 minutos.

- Para los datos de Radiación Solar utiliza datos satelitales y atmosféricos, los cuales son:
 - Satélite Meteosat PRIME (© EUMETSAT, Alemania) 1994 - 2010, valores de 15 minutos o 30 minutos para Europa, África y Medio Oriente,
 - Meteosat IODC satellite (© EUMETSAT, Alemania) 1999 - 2011, valores de 30 minutos para Asia,
 - satélite GOES EAST (© NOAA, EE. UU.) 1999 - 2014, valores de 30 minutos, parcialmente de 3 horas para las Américas,
 - Satélite MTSAT (© JMA, Japón) 2007 - 2014, valores de 30 minutos para el Pacífico,
 - MACC-II (© ECMWF, UK) 2003 - 2014, datos atmosféricos,
 - GFS, CFSR (© NOAA, EE. UU.), 1994 - 2014, datos atmosféricos.

Se puede encontrar más información sobre los datos aplicados, los algoritmos y la incertidumbre en la dirección: <http://solargis.info/doc/pvplanner/>.

En las siguientes figuras se muestra los cuadros de resultados de simulación generado usando pvPlanner para el proyecto.

Horizonte del Terreno del Proyecto Solar

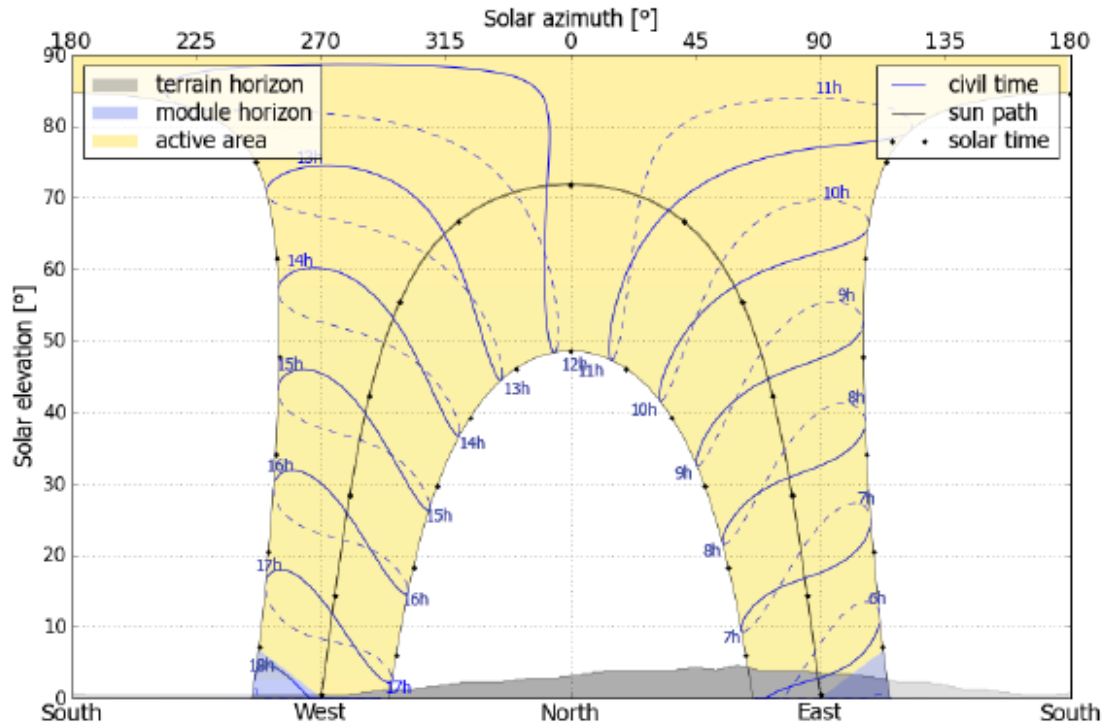
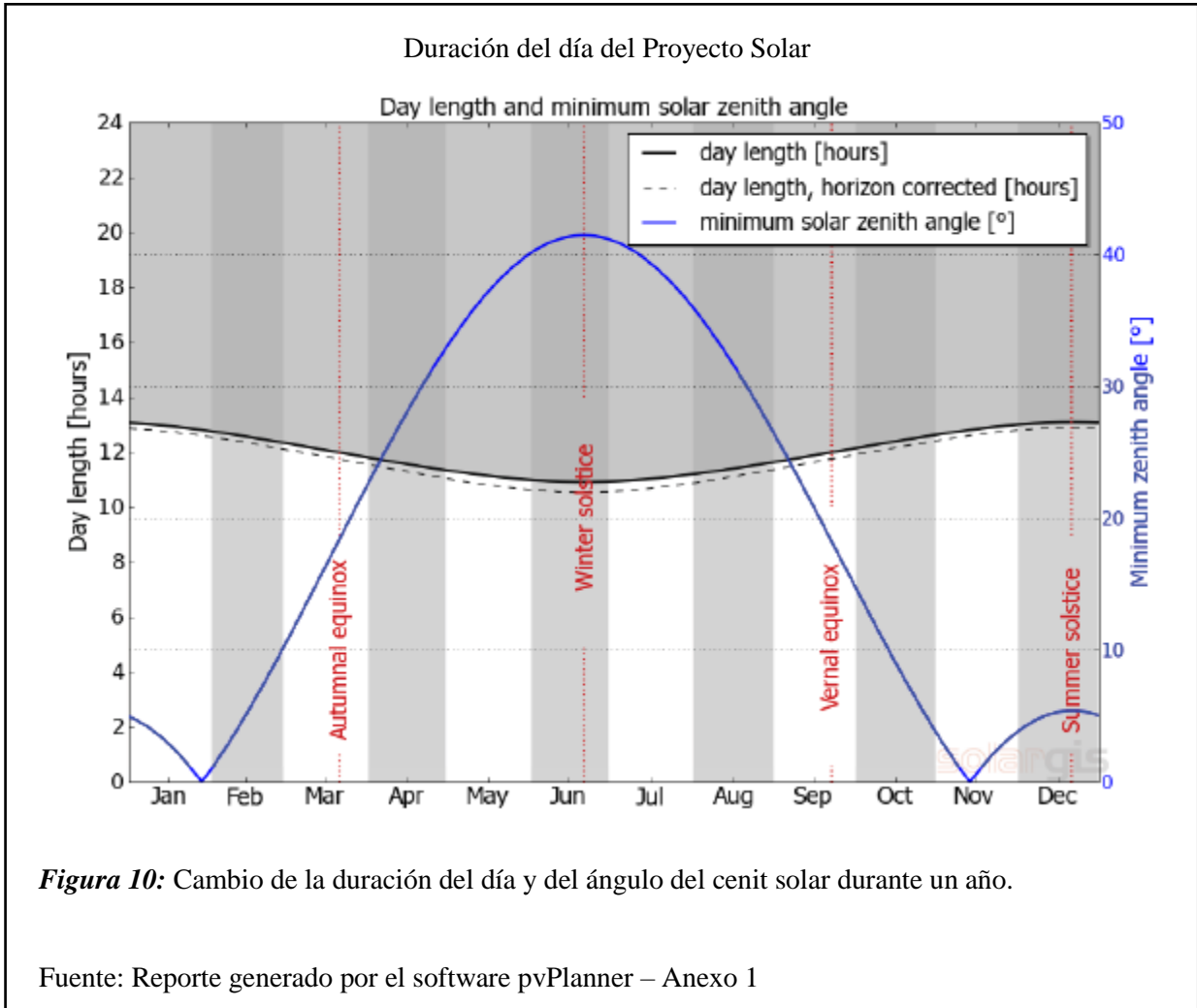


Figura 9: Camino del Sol durante un año. El horizonte del terreno (dibujado por el relleno gris) y el horizonte del módulo (relleno azul) pueden tener efecto de sombreado sobre la radiación solar. Los puntos negros muestran True Solar Time. Las etiquetas azules muestran Hora local del reloj.

Fuente: Reporte generado por el software pvPlanner – Anexo 1



A continuación, se muestran la tabla de valores Radiación horizontal global y temperatura del aire, que nos genera el software pvPlanner; esta tabla es importante, porque servirá de insumo de entrada para el diseño del Layout del Parque Fotovoltaico.

Radiación Global Horizontal del Proyecto Solar

Month	Gh _m	Gh _d	Dh _d	T ₂₄
Jan	230	7.43	2.34	21.1
Feb	198	7.08	2.47	21.4
Mar	211	6.82	2.23	21.0
Apr	174	5.78	1.75	19.8
May	152	4.90	1.55	17.9
Jun	128	4.25	1.54	16.6
Jul	132	4.25	1.69	16.1
Aug	151	4.86	1.84	16.7
Sep	174	5.79	2.02	17.3
Oct	219	7.07	2.03	18.0
Nov	230	7.66	2.07	18.8
Dec	236	7.60	2.28	20.1
Year	2234	6.12	1.98	18.7

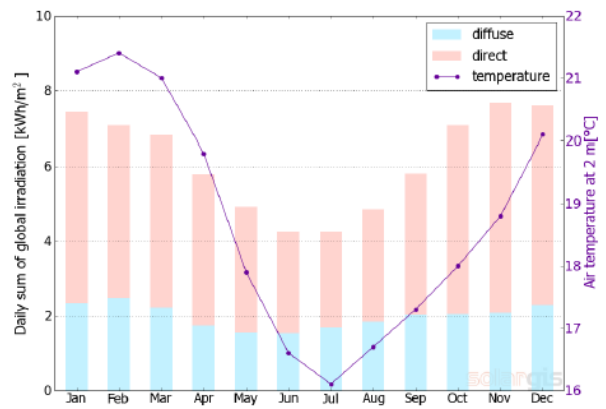


Figura 11: Radiación horizontal global y temperatura del aire.

Donde:

Ghm: Suma mensual de Irradiación Global [kWh/m²]

Ghd: Suma diaria de Irradiación Global [kWh/m²]

Dhd: Suma diaria de Irradiación difusa[kWh/m²]

T24: Temperatura del aire diaria (diurna) [°C]

Fuente: Reporte generado por el software pvPlanner – Anexo 1

Ver **Anexo 1** del presente estudio para acceder al informe generado por el software pvPlanner.

3.3. Diseño del Layout de la Central Fotovoltaica

El Layout de la Central Fotovoltaica, está referido al diseño del parque fotovoltaico en términos de posiciones y características de los paneles Fotovoltaicos, Inversores y grupos de transformación; así como la posición de estos equipos, y los caminos internos para trabajos de construcción operación y mantenimiento.

A continuación, se muestran los criterios, simulaciones y cálculos para el Diseño del Layout de la Central Fotovoltaica:

3.3.1 Selección del Tipo de Estructuras para los Módulos Fotovoltaicos

Una característica importante en el diseño del Layout, es la elección del tipo de estructura que tendrán los paneles fotovoltaicos; las cuales pueden ser:

- **Estructuras Fijas**

Son aquellas estructuras que se encuentran fijas en algún punto, llámese suelo, fachada, poste o sobre cubierta.

Estructuras Fijas



Figura 12: Módulos Fotovoltaicos con estructuras fijas en suelo

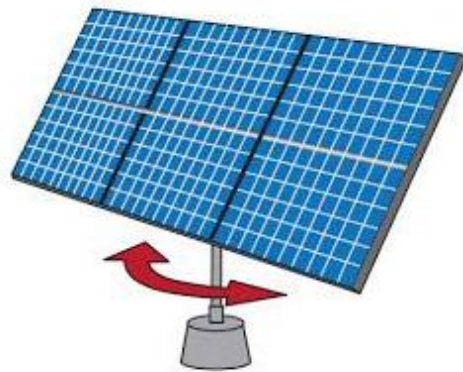
Fuente: Cantos Serrano, J. (2016). Configuración de instalaciones solares fotovoltaicas.

Pag 190

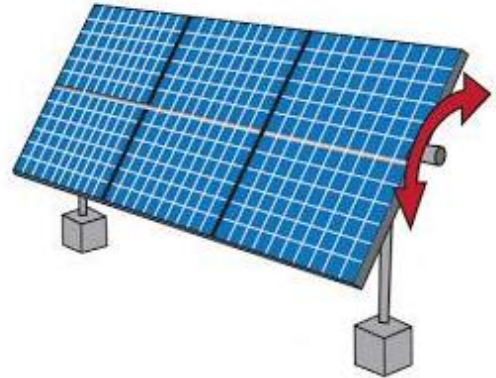
- **Estructuras con seguimiento en un eje**

Son aquellas estructuras que permitan girar al módulo o conjunto de módulos fotovoltaico en un eje; ya sea en la dirección este a oeste (Seguimiento Acimutal), Norte – Sur (Seguimiento Cenital).

Tipos de Seguimiento en un eje



Seguimiento en acimut



Seguimiento de la altura solar

Figura 13: Módulos Fotovoltaicos en estructuras con seguimiento en un eje.

Izquierda: Seguimiento Este – Oeste, Acimutal

Derecha: Seguimiento Norte -Sur, Cenital

Fuente: Cantos Serrano, J. (2016). Configuración de instalaciones solares fotovoltaicas.

Pag 197

- **Estructuras con seguimiento en dos ejes**

Son aquellas estructuras que permitan realizar con el módulo, un seguimiento simultaneo, es decir combina el seguimiento Azimutal con el Cenital.

Seguimiento en dos ejes

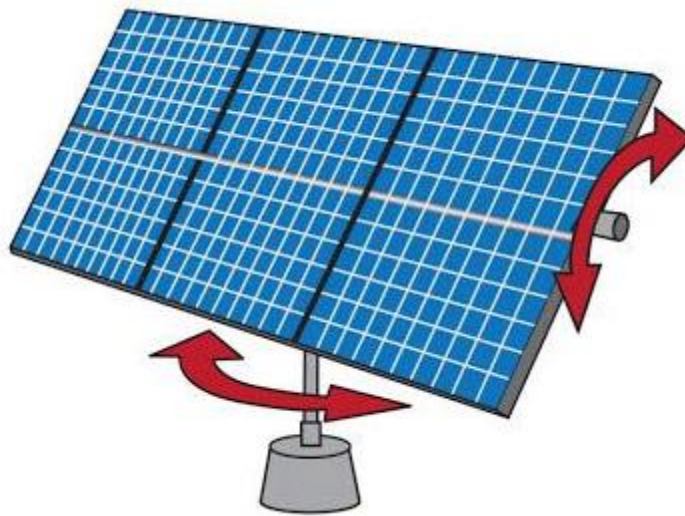


Figura 14: Módulos Fotovoltaicos en estructura con seguimiento en dos ejes: Acimutal y Zenital.

Fuente: Cantos Serrano, J. (2016). Configuración de instalaciones solares fotovoltaicas.

Pag 197

De acuerdo con el libro de Cantos Serrano, “Configuración de instalaciones solares fotovoltaicas” (Pag 197), nos da una serie de principales criterios para la elección del tipo de estructuras para tu Proyecto:

Tabla 2: Características de Localización y área del Proyecto

Criterio	Prioridad	Elección del Tipo de Estructura
Potencia de Instalación	Alta	<ul style="list-style-type: none"> • $P < 20$ KW: Fija • $20 \text{ KW} < P < 100\text{KW}$: Con seguimiento en un eje • $100 \text{ KW} < P < 500 \text{ KW}$: Con seguimiento en un eje o dos ejes • $P > 500 \text{ KW}$: Con seguimiento en dos ejes
Coste del Terreno	Media	<ul style="list-style-type: none"> • Costo bajo: fija • Costo medio: Fija o Con seguimiento • Costo elevado: Con seguimiento
Nivel de Radiación Solar	Baja	<ul style="list-style-type: none"> • Baja: Fija • Media o alta: Fija o Con seguimiento

El proyecto en evaluación tendrá una potencia nominal de 30 MW; con un coste del Terreno elevado, y un nivel de radiación medio; razón por lo cual se opta por elegir unas estructuras para los módulos fotovoltaicos de: Con Seguimiento en un Eje.

Y por experiencia de otros proyectos similares en nuestro país (Perú), se elige el **tipo de seguimiento en un eje de tipo Cenital, Norte – Sur**; el cual tiene las siguientes características:

- Inclinación de eje: 0°
- Inclinación de Acimut: 0°
- Límites de rotación:
- Angulo mínimo: 60°
- Angulo máximo: 60°

3.3.2 Diseño en el Software PVsyst

Para el diseño del Layout del Parque Fotovoltaico utilizaremos el software PVsyst; el cual es uno de los softwares más importantes en el diseño solar, ya que permite el estudio, simulación y análisis de casi cualquier sistema fotovoltaico; además que posee una gran cantidad de base de datos; y además permite la opción de poder cargar datos propios a la base de datos.

Para el diseño de las características de la Central Fotovoltaica en el software, se siguen los siguientes pasos:

1° Ingreso de nuevos datos al Software

Para ello tenemos que ubicar el punto referencial del Proyecto, el cual sería:

- Latitud: 18,0° S
- Longitud: 70,03° W

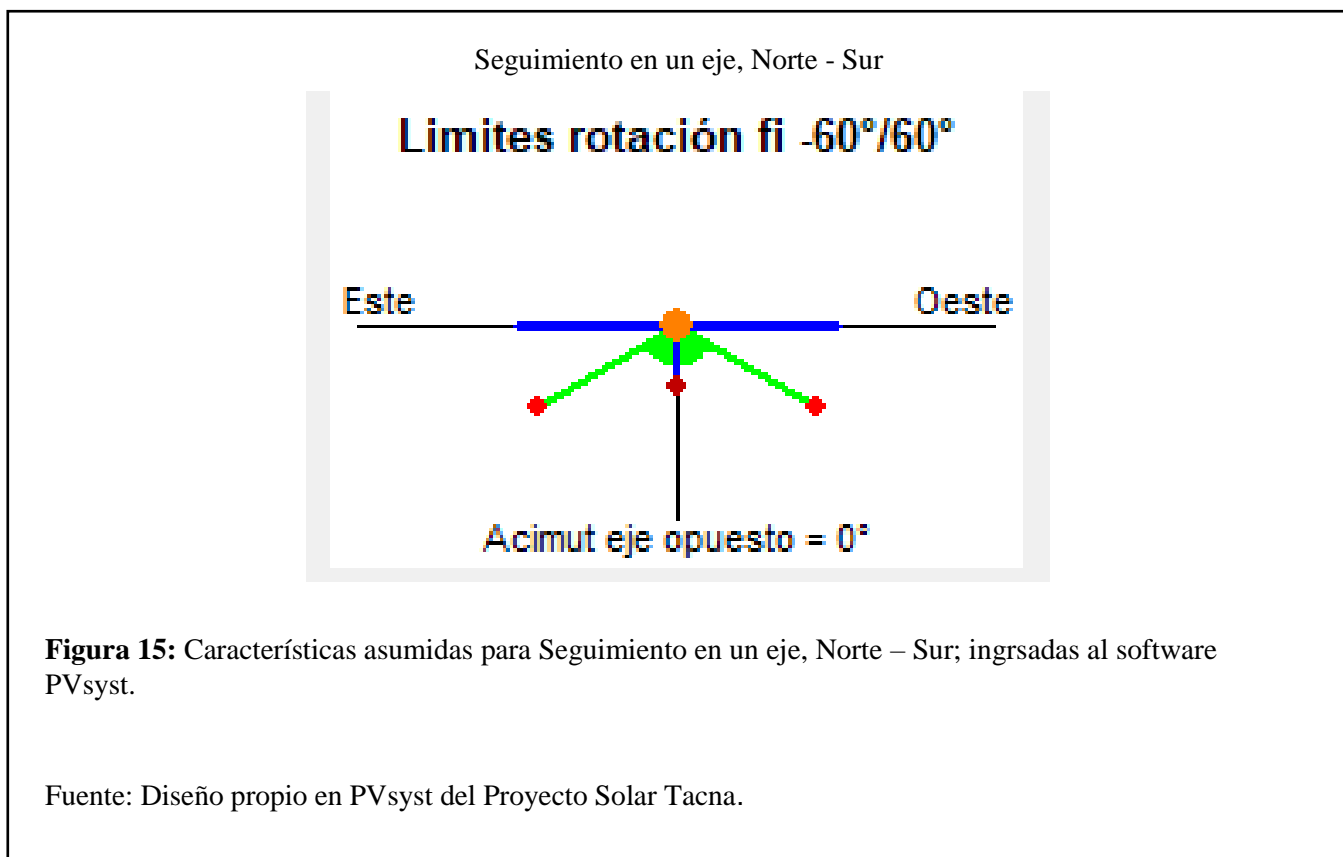
Y además para los datos de la climatología de Proyecto, nos valemos de la información de la **figura 11**, de donde los datos de ingreso al software serían:

- Suma mensual de Irradiación Global [kWh/m²]
- la Temperatura del aire diaria (diurna) [°C].

2° Ingreso del Tipo de Orientación y Seguimiento

Del **ítem 3.3.1**, se eligió para nuestro Proyecto el tipo de seguimiento en un Eje, de tipo Cenital – Altura Solar.

Las características mencionadas en el ítem 3.3.1, se ingresan al software.



3° Ingreso de las Características Técnicas del Proyecto

El software nos pide ingresar las características de diseño del proyecto, para lo cual nos pide lo siguiente:

- El número de sub-campo
Por motivo de uniformizar el proyecto, se considera que el proyecto tendrá 1 solo tipo de subcampo.

- Potencia Nominal deseada
El proyecto tendrá una potencia nominal de 30MW.

- Selección de Panel Fotovoltaico

Por temas comerciales, se tiene contacto con 02 proveedores de paneles fotovoltaicos, razón por la cual, se simulará con ambos tipos de paneles solamente; los cuales son:

Modelo 1: JKM 315M-72 – Jinkosolar

Modelo 2: CS6X - 315P – CANADIAN SOLAR

- Selección de Inversor

Por temas comerciales, solo se tiene el contacto económico con 01 proveedor de Inversores, razón por lo cual, se simulará solo con el siguiente Inversor.

Modelo: Sunny Central 2200 - SMA

- Diseño del Generador Fotovoltaico: Número de Módulos y Cadenas.

Una vez que ya se haya realizado los pasos anteriores, llegado a este paso, el software te da un rango de valores entre los cuales está permitido el número de módulos en serie y cadenas; lo que se hace, es en base a tu criterio y calculo previos, seleccionar las cantidades adecuadas.

Para nuestro Proyecto de evaluaciones anteriores, se asume 20 módulos en serie y 4920 cadenas.

4° Ingreso del perfil de Obstáculos

Para el ingreso del Perfil de obstáculos, se toman los datos registrados del Horizonte del Terreno del Proyecto Solar (Figura 11 -Anexo), que se obtiene como resultado de la simulación generada usando el software pvPlanner para el proyecto.

Línea de Perfil de Obstáculos en Tacna

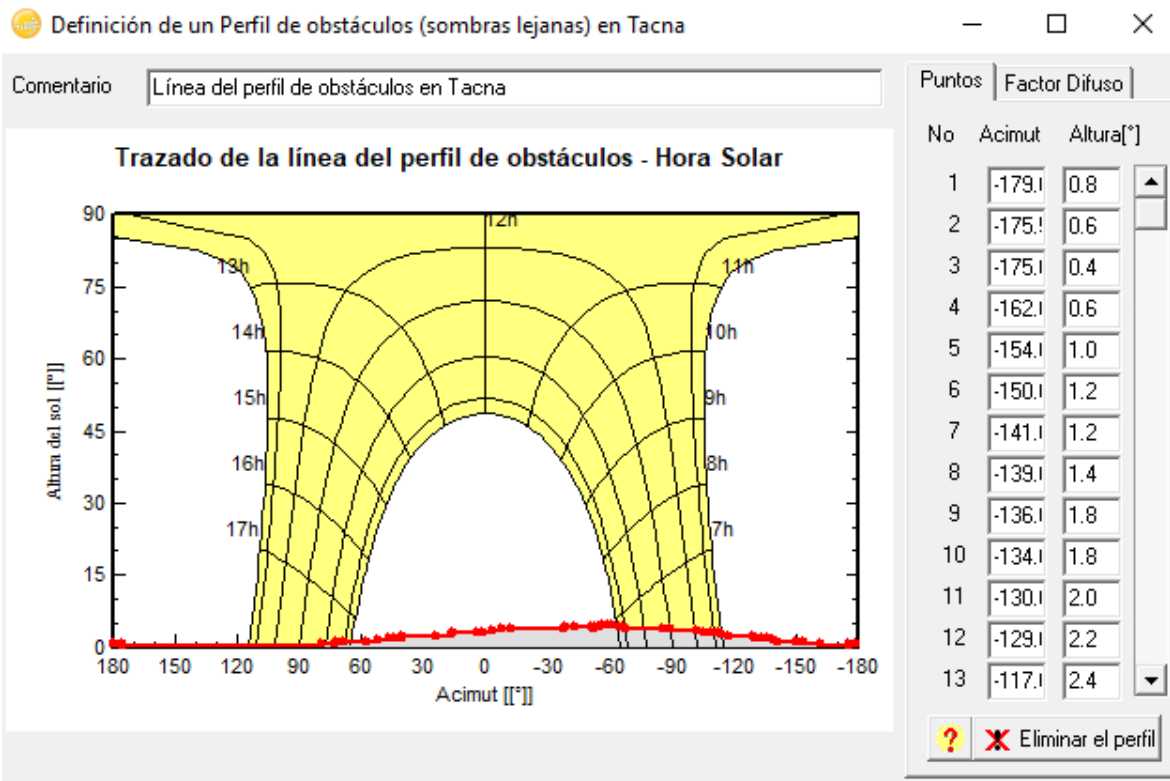


Figura 16: Trazado de la Línea del Perfil de obstáculos – Hora Solar – Proyecto Fotovoltaico Tacna

Fuente: Diseño propio en PVsyst del Proyecto Solar Tacna.

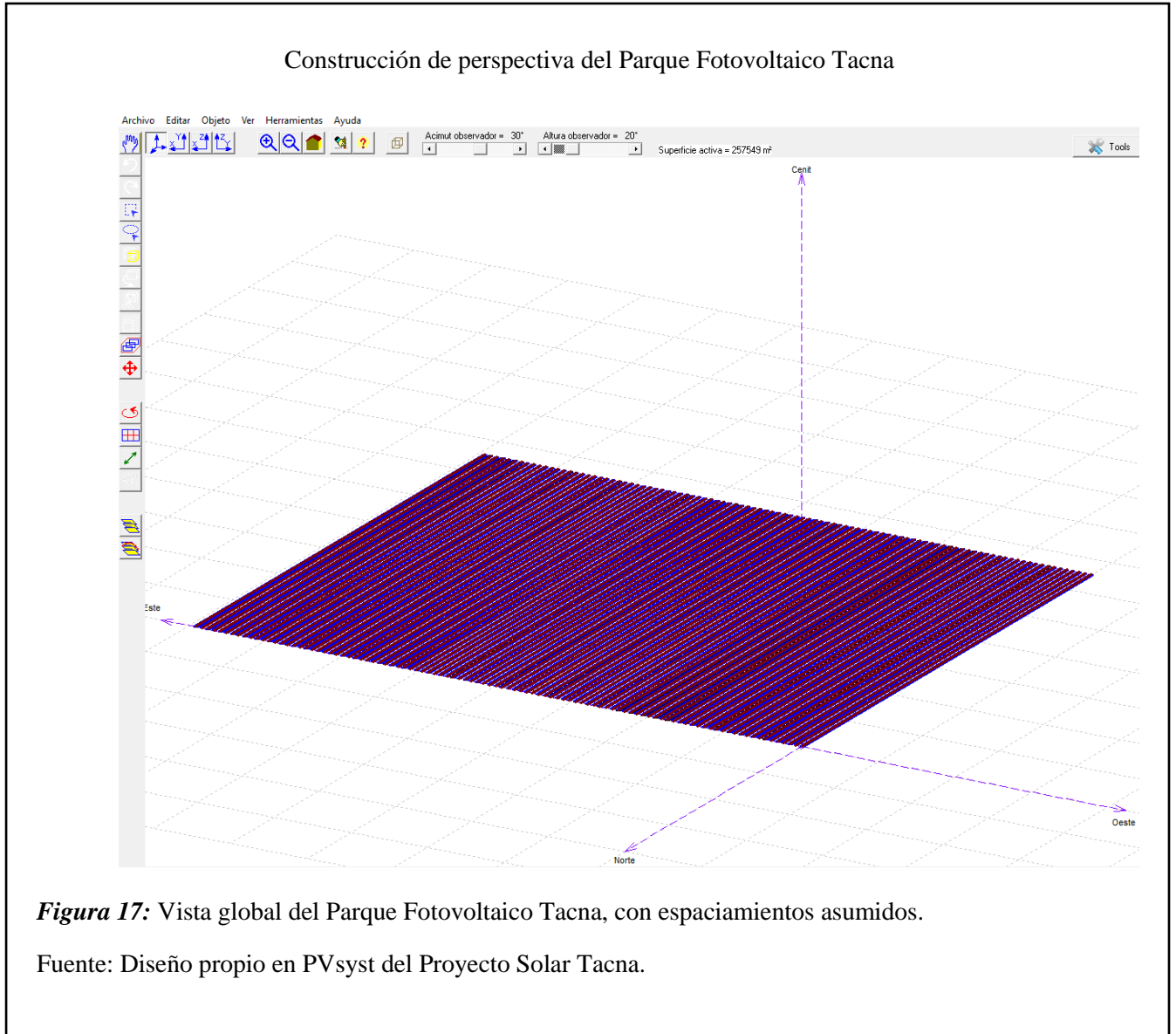
5° Ingreso de Sombras Cercanas

En el ingreso de sombras cercanas, se simula la separación entre paneles fotovoltaicos, con la intención, de que las sombras de los paneles de la fila siguiente no produzcan sombras, que puedan disminuir la cantidad de radiación solar que llega los paneles, y con ello la eficiencia global del Parque Fotovoltaico.

Para lo cual realizamos un diseño general previo del Parque Fotovoltaico con las siguientes características:

- Ancho receptor: 3,93 m

- Espaciamiento seguidor Solar: se tomarán diferentes medidas para la simulación, para obtener con qué medida se obtiene la mayor eficiencia.



6° Simulaciones

Una vez asumido todas las características iniciales previas para la simulación, se realiza la simulación del Parque Fotovoltaico Tacna en el software PVsyst.

Se realizaron 02 grupos de simulaciones:

- Grupo A: Utilizando el Panel Fotovoltaico *JKM 315M-72 – Jinkosolar*
- Grupo B: Utilizando el Panel Fotovoltaico *CS6X - 315P – CANADIAN SOLAR*

Para ambos grupos de simulaciones se variaron los espaciamentos del seguidor solar en: 6, 7, 8 y 9 m.

A continuación, se muestran los resultados de las simulaciones realizadas:

- **Grupo A**

Simulación A – Espaciamiento 6 m			
C.S. TACNA Jean Rojas Bismarck			
Sistema Conectado a la Red: Resultados principales			
Proyecto :		C.S. Tacna	
Variante de simulación :		Simulación_06_1	
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red	
Perfil obstáculos	Elevación Media	2.0°	
Sombras cercanas	Sombreado lineal		
Orientación Carga FV	Seguimiento, eje inclinado, inclinación eje	0°	Acimut eje 0°
Módulos FV	Modelo	JKM 315M-72	Pnom 315 Wp
Generador FV	N° de módulos	98400	Pnom total 30996 kWp
Inversor	Modelo	Sunny Central 2200	Pnom 2000 kW ac
Banco de inversores	N° de unidades	15.0	Pnom total 30000 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		
Resultados principales de la simulación			
Producción del Sistema	Energía producida	68455 MWh/año	Produc. específico 2209 kWh/kWp/año
	Factor de rendimiento (PR)	82.8 %	

Figura 18: Resultados de la Simulación considerando el Panel Fotovoltaico JKM 315M-72 – Jinkosolar y un espaciamiento de Seguidor Solar de 6m

Fuente: Diseño propio en PVsyst del Proyecto Solar Tacna.

Simulación A – Espaciamiento 7 m

C.S. TACNA
Jean Rojas Bismarck

Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : C.S. Tacna
Variante de simulación : Simulación_06

Parámetros principales del sistema		Tipo de sistema		Conectado a la red	
Perfil obstáculos	Elevación Media	2.0°			
Sombras cercanas	Sombreado lineal				
Orientación Carga FV	Seguidor, eje inclinado, inclinación eje	0°	Acimut eje	0°	
Módulos FV	Modelo	JKM 315M-72	Pnom	315 Wp	
Generador FV	N° de módulos	98400	Pnom total	30996 kWp	
Inversor	Modelo	Sunny Central 2200	Pnom	2000 kW ac	
Banco de inversores	N° de unidades	15.0	Pnom total	30000 kW ac	
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)				

Resultados principales de la simulación			
Producción del Sistema	Energía producida	70646 MWh/año	Produc. específico 2279 kWh/kWp/año
	Factor de rendimiento (PR)	82.8 %	

Figura 19: Resultados de la Simulación considerando el Panel Fotovoltaico JKM 315M-72 – Jinkosolar y un espaciamiento de Seguidor Solar de 7m

Fuente: Diseño propio en PVsyst del Proyecto Solar Tacna.

Simulación A – Espaciamiento 8 m

C.S. TACNA
Jean Rojas Bismarck

Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : **C.S. Tacna**
Variante de simulación : **Simulación_06_02**

Parámetros principales del sistema		Tipo de sistema	Conectado a la red	
Perfil obstáculos		Elevación Media	2.0°	
Sombras cercanas		Sombreado lineal		
Orientación Carga FV		Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje 0°
Módulos FV		Modelo	JKM 315M-72	Pnom 315 Wp
Generador FV		N° de módulos	98400	Pnom total 30996 kWp
Inversor		Modelo	Sunny Central 2200	Pnom 2000 kW ac
Banco de inversores		N° de unidades	15.0	Pnom total 30000 kW ac
Necesidades de los usuarios		Carga ilimitada (red)		

Resultados principales de la simulación			
Producción del Sistema	Energía producida	72138 MWh/año	Produc. específico 2327 kWh/kWp/año
	Factor de rendimiento (PR)	82.9 %	

Figura 20: Resultados de la Simulación considerando el Panel Fotovoltaico JKM 315M-72 – Jinkosolar y un espaciamiento de Seguidor Solar de 8m

Fuente: Diseño propio en PVsyst del Proyecto Solar Tacna.

Simulación A – Espaciamiento 9 m

C.S. TACNA
Jean Rojas Bismarck

Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : C.S. Tacna
Variante de simulación : Simulación_06_04

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red		
Perfil obstáculos	Elevación Media	2.0°		
Sombras cercanas	Sombreado lineal			
Orientación Carga FV	Seguimiento, eje inclinado, inclinación eje	0°	Acimut eje	0°
Módulos FV	Modelo	JKM 315M-72	Pnom	315 Wp
Generador FV	N° de módulos	98400	Pnom total	30996 kWp
Inversor	Modelo	Sunny Central 2200	Pnom	2000 kW ac
Banco de inversores	N° de unidades	15.0	Pnom total	30000 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

Resultados principales de la simulación				
Producción del Sistema	Energía producida	73257 MWh/año	Produc. específico	2363 kWh/kWp/año
	Factor de rendimiento (PR)	83.0 %		

Figura 21: Resultados de la Simulación considerando el Panel Fotovoltaico JKM 315M-72 – Jinkosolar y un espaciamiento de Seguidor Solar de 9m

Fuente: Diseño propio en PVsyst del Proyecto Solar Tacna.

▪ **Grupo B**

Simulación B – Espaciamiento 6 m

C.S. TACNA
Jean Rojas Bismarck

Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : C.S. Tacna
Variante de simulación : Simulación_07_01

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red	
Perfil obstáculos	Elevación Media	2.0°	
Sombras cercanas	Sombreado lineal		
Orientación Carga FV	Inclinación eje	0°	Acimut eje 0°
Módulos FV	Modelo	CS6X - 315P	Pnom 315 Wp
Generador FV	N° de módulos	98400	Pnom total 30996 kWp
Inversor	Modelo	Sunny Central 2200	Pnom 2000 kW ac
Banco de inversores	N° de unidades	15.0	Pnom total 30000 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		

Resultados principales de la simulación			
Producción del Sistema	Energía producida	68362 MWh/año	Produc. específico 2206 kWh/kWp/año
	Factor de rendimiento (PR)	82.7 %	

Figura 22: Resultados de la Simulación considerando el Panel Fotovoltaico CS6X - 315P – CANADIAN SOLAR y un espaciamiento de Seguidor Solar de 6m

Fuente: Diseño propio en PVsyst del Proyecto Solar Tacna.

Simulación B – Espaciamiento 7 m

C.S. TACNA
Jean Rojas Bismarck

Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : C.S. Tacna
Variante de simulación : Simulación_07

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red	
Perfil obstáculos	Elevación Media	2.0°	
Sombras cercanas	Sombreado lineal		
Orientación Carcasa FV	Seguimiento, eje inclinado, inclinación eje	0°	Acimut eje 0°
Módulos FV	Modelo	CS6X - 315P	Pnom 315 Wp
Generador FV	N° de módulos	98400	Pnom total 30996 kWp
Inversor	Modelo	Sunny Central 2200	Pnom 2000 kW ac
Banco de inversores	N° de unidades	15.0	Pnom total 30000 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		

Resultados principales de la simulación			
Producción del Sistema	Energía producida	70542 MWh/año	Produc. específico 2276 kWh/kWp/año
	Factor de rendimiento (PR)	82.7 %	

Figura 23: Resultados de la Simulación considerando el Panel Fotovoltaico CS6X - 315P – CANADIAN SOLAR y un espaciamiento de Seguidor Solar de 7m

Fuente: Diseño propio en PVsyst del Proyecto Solar Tacna.

Simulación B – Espaciamiento 8 m

C.S. TACNA
Jean Rojas Bismarck

Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : C.S. Tacna
Variante de simulación : Simulación_07_02

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red	
Perfil obstáculos	Elevación Media	2.0°	
Sombras cercanas	Sombreado lineal		
Orientación Canopy	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje 0°
Módulos FV	Modelo	CS6X - 315P	Pnom 315 Wp
Generador FV	N° de módulos	98400	Pnom total 30996 kWp
Inversor	Modelo	Sunny Central 2200	Pnom 2000 kW ac
Banco de inversores	N° de unidades	15.0	Pnom total 30000 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		

Resultados principales de la simulación

Producción del Sistema	Energía producida	72024 MWh/año	Produc. específico 2324 kWh/kWp/año
	Factor de rendimiento (PR)	82.8 %	

Figura 24: Resultados de la Simulación considerando el Panel Fotovoltaico CS6X - 315P – CANADIAN SOLAR y un espaciamiento de Seguidor Solar de 8m

Fuente: Diseño propio en PVsyst del Proyecto Solar Tacna.

Simulación B – Espaciamiento 9 m

C.S. TACNA
Jean Rojas Bismarck

Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : C.S. Tacna
Variante de simulación : Simulación_07_03

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red	
Perfil obstáculos	Elevación Media	2.0°	
Sombras cercanas	Sombreado lineal		
Orientación Canopy	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje 0°
Módulos FV	Modelo	CS6X - 315P	Pnom 315 Wp
Generador FV	N° de módulos	98400	Pnom total 30996 kWp
Inversor	Modelo	Sunny Central 2200	Pnom 2000 kW ac
Banco de inversores	N° de unidades	15.0	Pnom total 30000 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		

Resultados principales de la simulación			
Producción del Sistema	Energía producida	73136 MWh/año	Produc. específico 2360 kWh/kWp/año
	Factor de rendimiento (PR)	82.8 %	

Figura 25: Resultados de la Simulación considerando el Panel Fotovoltaico CS6X - 315P – CANADIAN SOLAR y un espaciamiento de Seguidor Solar de 9m

Fuente: Diseño propio en PVsyst del Proyecto Solar Tacna.

A continuación, se muestran el resumen de los resultados de las simulaciones:

Tabla 3: Resultados principales de las simulaciones realizadas en el software PVsyst

Simulación	Energía producida	Factor de Rendimiento
Simulación A - 6m	68 455 MWh/año	82,8%
Simulación A - 7m	70 646 MWh/año	82,8%
Simulación A - 8m	72 138 MWh/año	82,9%
Simulación A - 9m	73 257 MWh/año	83,0%
Simulación B - 6m	68 362 MWh/año	82,7%
Simulación B - 7m	70 542 MWh/año	82,7%
Simulación B - 8m	72 024 MWh/año	82,8%
Simulación B - 9m	73 136 MWh/año	82,8%

De los resultados de las simulaciones obtenemos que la simulación que obtiene una mayor producción de energía anual y rendimiento es la Simulación A – 9m; por lo que, para el diseño de la Central, se asumen las características de esta simulación, las cuales son las siguientes:

Características de Diseño para la Central Fotovoltaica Tacna

Plano de seguimiento, eje inclinado	Inclinación eje	0°	Acimut eje	0°
Limitaciones de rotación	Fi mínimo	-60°	Fi máximo	60°
Técnica del Retorno	Espaciamiento seguidor solar	9.00 m	Ancho receptor	3.93 m
Banda inactiva	Izquierda	0.00 m	Derecha	0.00 m
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso	Perez, Meteonorm
Perfil obstáculos	Elevación Media	2.0°		
Sombras cercanas	Sombreado lineal			
Características generador FV				
Módulo FV	Si-mono	Modelo	JKM 315M-72	
<small>Original PVsyst database</small>		Fabricante	Jinkosolar	
Número de módulos FV		En serie	20 módulos	En paralelo 4920 cadenas
N° total de módulos FV		N° módulos	98400	Pnom unitaria 315 Wp
Potencia global generador		Nominal (STC)	30996 kWp	En cond. funciona. 27815 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	672 V	I mpp 41410 A
Superficie total		Superficie módulos	190931 m²	Superf. célula 168165 m²
Inversor		Modelo	Sunny Central 2200	
<small>Custom parameters definition</small>		Fabricante	SMA	
Características		Tensión Funciona.	570-950 V	Pnom unitaria 2000 kWac
Banco de inversores		N° de inversores	15 unidades	Potencia total 30000 kWac

Figura 26: Características de la Simulación A- 9m; la cual obtuvo la mayor producción de energía anual y rendimiento.

Fuente: Diseño propio en PVsyst del Proyecto Solar Tacna – Anexo 2

Entonces, de acuerdo la Simulación elegida para el diseño Simulación A -9m (**figura 21 y figura 26**), se tiene la siguiente tabla resumen con las Características totales de Diseño de la Central Fotovoltaica.

Tabla 4: Características de resumen Total de la Central Fotovoltaica

<u>Características Totales de Diseño</u>		
Total de Inversores		15
Total de String (Cadenas)		4 920
Número de Módulos por String (Cadenas)		20
Total de Módulos fotovoltaicos		98 400
MWp instalados	MWp	30,996
Mwac nominal	Mwac	30
Ratio		1,0332

En el **Anexo 2**; se encuentra el reporte completo de la Simulación A -9m; que es la que se utiliza para el desarrollo del diseño del Parque Fotovoltaico.

3.3.3 Características de los Equipos principales

Con los resultados de la simulación del ítem anterior, se procede a especificar las características de los Equipos principales para la Central Fotovoltaica:

- **Modulo Fotovoltaico**

Tabla 5: Características del Módulo Fotovoltaico para la Central Solar

<i>JKM 315M-72 – Jinkosolar</i>		
Potencia pico	wp	315
Vmp	V	37,6
Voc	V	46,1
Isc	A	8,87
Imp	A	8,38
α	%/°C	-0,29%
β	%/°C	0,050%
Tmin, ambiente	°C	16
Tmax, ambiente	°C	22
TONC - NOCT	°C	47
Tamb (STC)	°C	25

En el **Anexo 3-1**, se encuentra el catálogo del fabricante del Módulo Fotovoltaico.

- **Inversor**

Tabla 6: Características del Inversor para la Central Solar

Max. Potencia DC	kwp	2 200
Potencia Nominal	kw	2 000
Isc (Tmax)	A	4 110
Vmax.cc	V	1 100
Rango de Tensión DC		
Max	V	950
Min	V	570
Número de entradas		24

En el **Anexo 3-2**, se encuentra el catálogo del fabricante del Inversor Solar.

3.3.4 Características de los Grupos de Potencia

El proyecto Fotovoltaico tendrá una potencia de 30MW; razón por lo cual es necesario dividir esta potencia de generación, en diversos Grupos de potencia, de modo que la Central Solar este compuesta por Bloques Modulares.

Además, en el paso número 3°, del ítem 3.3.2; en el número de sub-campos, consideramos que el Proyecto tendrá 1 solo tipo, por motivos de uniformizar la Central Fotovoltaica.

Luego de estos antecedentes, asumimos que los Grupos de Potencia de la Central será de 2MW; razón por lo cual habrá:

$$\text{Número de Grupos de Potencia} = 30\text{MW} / 2\text{MW}$$

$$\text{Número de Grupos de Potencia} = 15 \text{ Grupo de Potencia}$$

Luego en base al cálculo anterior, y las Características Totales de Diseño, se obtiene la siguiente tabla con las características del Grupo de Potencia asumido.

Tabla 7: Características del Grupo de Potencia de la Central Solar

<u>Características Totales de Diseño</u>		
Total de Inversores		15
Total de String (Cadenas)		4 920
Número de Módulos por String (Cadenas)		20
Total de Módulos fotovoltaicos		98 400
MWp instalados	MWp	30,996
Mwac nominal	Mwac	30
<u>Características del Grupo de Potencia</u>		
Potencia del Bloque Modular	MW	2
Número de Grupos de Potencia	-	15
Número de Inversores por Bloque Modular		1
Número de String (Cadenas) por Bloque Modular		328
Número de Módulos Fotovoltaicos por Bloque Modular		6 560
MWp de Bloque Modular	MWp	2,0664

3.3.5 Características de los Agrupamientos de Módulos Fotovoltaicos

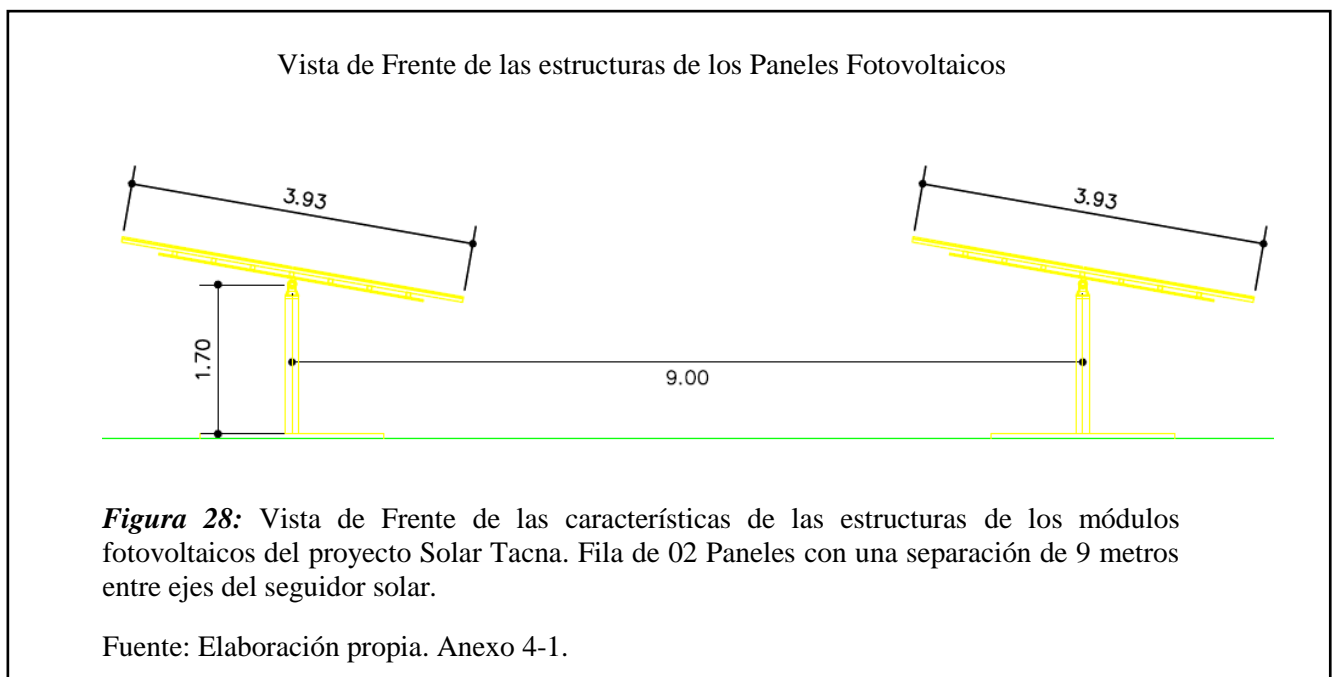
Una vez que ya tenemos definidos los grupos de potencia, procedemos a agrupar los paneles fotovoltaicos, para ello tenemos las siguientes estimaciones:

- Agrupamos los paneles fotovoltaicos en grupos de 2 filas; y de acuerdo con las características de los paneles fotovoltaicos del **Anexo 3-1**, tenemos que los módulos fotovoltaicos tienen las siguientes medidas:

Y finalmente con los resultados de la Simulación A -9m, del ítem 3.3.2; en donde se considera las siguientes características:

- **Ancho** receptor: 3.93 m (Este valor vendría a ser la longitud de la fila de 02 módulos)
- **Espaciamiento seguidor** Solar: 9m

Se diseñan las características de las Estructuras de Seguimiento Solar (Tracker), para todo el Proyecto Fotovoltaico, la cual sería la siguiente.



- Luego, de la **tabla número 07**, de características del Grupo de Potencia de la Central, sabemos que:
 - Se tiene 328 cadenas por Bloque Modular, y que cada Bloque Modular tiene un Inversor; por lo que habrá 328 Cadenas por inversor.
 - Además, tenemos que, por cada Cadena, hay 20 módulos en serie.

- En base a estos datos de entrada, asumimos las siguientes características de los agrupamientos modulares.

Vista Superior de las estructuras de los Paneles Fotovoltaicos

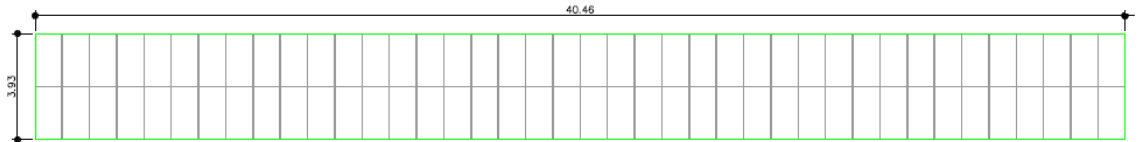


Figura 29: Agrupamiento de Paneles Fotovoltaicos en Estructuras de Seguimiento Solar. Estructura de 02 filas x 40 Columnas, en total 80 Módulos Fotovoltaicos.

Fuente: Elaboración propia. Anexo 4-1.

Luego, se asume que las estructuras de los paneles fotovoltaicos albergaran a 80 módulos, agrupados en filas de 2, y columnas de 40 módulos.

- Luego, de las estructuras de los paneles fotovoltaicos asumida, se tiene que 1 estructura se tendrá:

Número de String (Cadenas) = 80 módulos / 20 módulos por cadena

Número de String (Cadenas) = 4 string (Cadenas)

Por lo que para cada Grupo de Potencia se necesitaran:

Número de Estructuras de Agrupamiento = 328 cadenas / 4 cadenas

Número de Estructuras de Agrupamiento = 82

Se necesitarán 82 estructuras de agrupamiento por cada Grupo de Potencia; este diseño se puede observar en el **Anexo 4-2**.

3.3.6 Layout del Parque Fotovoltaico

Con todos los pasos realizados hasta el ítem 3.3.5, se procede a diseñar el Layout de la Central Fotovoltaica; la cual la encontramos en el **Anexo 4-1**, cabe resaltar que para los caminos internos de la Central se consideró una distancia de 5 metros, esto para el adecuado acceso de los vehículos motorizados para los trabajos de construcción, operación y mantenimiento.

3.4. Diseño del Sistema Eléctrico

El Sistema Eléctrico de la Central Fotovoltaica, comprende todo el recorrido de la energía desde la generación en el módulo fotovoltaico hasta el punto interconexión con el Sistema Eléctrico Interconectado (SEIN).

Por lo que el Sistema Eléctrico está comprendido por 3 zonas:

- **Zona de Baja Tensión en Corriente Continua**

La primera etapa de esta zona está comprendida desde la generación en el módulo hasta las cajas de agrupamiento (Combiner boxes).

La segunda etapa de esta zona está comprendida desde las cajas de agrupamiento hasta los Inversores de los Centros de Transformación.

- **Zona de Media Tensión en Corriente Alterna**

Esta zona está comprendida desde los inversores de los Centros de Transformación; en donde se produce el cambio de corriente continua a corriente alterna, pasando por los Transformadores, donde se eleva la tensión de baja a media Tensión; hasta las celdas de media tensión de la Subestación de Potencia.

- **Zona de Alta Tensión**

Esta zona está comprendida desde las celdas de media tensión de la Subestación de Potencia hasta la interconexión en el SEIN.

En esta zona se eleva la tensión de media a alta Tensión, para su inyección al Sistema Interconectado.

A continuación, se muestran el dimensionamiento de la red Eléctrica, empezando por la primera zona hasta llegar a la última.

3.4.1 Diseño de la Zona de Baja Tensión

Los módulos fotovoltaicos generan energía en corriente continua, por lo que, en esta zona, se diseña con corriente continua monofásica.

Como primer paso del Diseño Eléctrico, se realiza el dimensionado de los cables de Baja tensión en su primera etapa, que van desde los Módulos Fotovoltaicos hasta los Combiner Boxes (Cajas de Agrupamiento).

Cableado Módulo fotovoltaico - Caja de agrupamiento

Como primer paso al Diseño de la Red de baja tensión, se escoge el tipo de cajas de agrupamiento (Combiner boxes) a utilizar para el Proyecto; para nuestro caso se emplearán las Caja de Agrupamiento marca EATON, las cuales tienen como características principales:

- Número de Cadenas: 2 a 32 cadenas (20 A max)
- Voltaje: Hasta 1000 Vdc

En el **Anexo 3-3**, se encuentra el catálogo del fabricante de las Cajas de Agrupamiento.

De acuerdo con el ítem 3.3.5, se tienen 82 estructuras de agrupamiento por cada Grupo de Potencia; donde cada estructura contiene 4 cadenas; entonces en base al número de cadenas que puede contener las cajas de agrupamiento, asumimos las cantidades de Cajas de agrupamiento para cada Grupo de Potencia, las cuales serán:

$$\text{Numero de Cajas de Agrupamiento} = (82 \times 4) / 20 = 16,4$$

Por lo que asumimos que para cada Grupo de Potencia se tendrán los siguientes agrupamientos:

- 15 cajas de agrupamiento, donde cada caja de agrupamiento tendrá 05 estructuras, haciendo un total de 20 cadenas.
- 01 caja de agrupamiento, la cual tendrá 07 estructuras, haciendo un total de 28 cadenas.

El diseño de los Grupos de Potencia se puede observar en el **Anexo 4-2**.

Como datos técnicos de las Características del lugar de la Instalación tenemos:

- Temperatura ambiente máxima = 22°C
- Factor de exposición al Sol = 0,9
- Factor de Temperatura = 1
- Factor de agrupamiento Panel – Caja de agrupamiento = 0,7

Se procede a realizar el dimensionamiento de los conductores, en base a dos criterios:

- **Criterio Térmico**

$$I_{\max} = \frac{I_{sc} \times 1.25}{F_{ex} \times F_t \times F_a}$$

Dónde:

I_{\max} = Corriente máxima de conductor

I_{sc} = Corriente de Cortocircuito del Módulo fotovoltaico

F_{ex} = Factor de exposición al sol

F_t = Factor de temperatura

F_a = Factor de agrupamiento

Reemplazando los valores en base a la **tabla 5 y datos anteriores**, se tiene que:

$$I_{\max} = \frac{8,87 \times 1,25}{0,9 \times 1 \times 0,7}$$

$$I_{\max} = 17,60 \text{ A}$$

Entonces de acuerdo con criterio térmico, y de acuerdo con las características técnicas del fabricante seleccionado P-Sun 2.0 - PRYSMIAN, para los cables de baja tensión, tenemos los siguientes datos técnicos:

Tabla 8: Características técnicas del conductor P-Sun 2.0

Número de conductores x sección mm ²	Diámetro del conductor mm	Resistencia del conductor a 20°C Ω/km	Intensidad admisible al aire A
1x4	2,4	5,09	46
1x6	2,9	3,39	59
1x10	3,9	1,95	82

Nota: Tabla con valores tomados del **Anexo 3-4**

De acuerdo con la tabla del **Anexo 3-4**; podemos decir que, de acuerdo con el criterio térmico, que se podría utilizar para la primera etapa de la red de baja tensión conductores mayores a una sección de 4mm².

▪ **Criterio de Caída de Tensión**

Ahora se evalúa el conductor de acuerdo con la caída de tensión que sufre por la longitud de transporte de la energía.

Para ello se utiliza la siguiente fórmula para sistema monofásico:

$$\Delta V = \frac{2 \times I \times L \times \rho}{S}$$

Dónde:

ΔV = Caída de Tensión

I = Corriente de Transporte

L = Longitud (m)

p = Resistividad ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$)

S = Sección del conductor

Donde la corriente de Transporte es la corriente de transporte es la corriente I_{mp} del panel fotovoltaico: 8,38A.

Y la resistividad del cable, por estar hecho de cobre es de 0,0172 ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$).

En el **Anexo 4.2**, se puede observar las características del Grupo de Potencia único para la Central Fotovoltaica; así mismo, se puede saber las distancias que se tiene entre cada cadena de módulos (String) hasta la caja de agrupamiento (Combiner box); por lo que podemos realizar el cálculo de la caída de tensión; el cual nos da los siguientes resultados.

Tabla 9: Caída de tensión de Cadenas a Caja de agrupamiento

Cadena	Longitud (m)	Corriente (A)	Sección (mm²)	Caída de tensión (%)
1	21	8,38	6	0,14%
2	43	8,38	6	0,27%
3	24	8,38	6	0,15%
4	45	8,38	6	0,29%
5	31	8,38	6	0,20%
6	53	8,38	6	0,34%
7	33	8,38	6	0,21%
8	55	8,38	6	0,35%
9	41	8,38	6	0,26%
10	62	8,38	6	0,40%
11	43	8,38	6	0,27%
12	64	8,38	6	0,41%
13	33	8,38	6	0,21%
14	54	8,38	6	0,35%
15	35	8,38	6	0,22%
16	56	8,38	6	0,36%
17	42	8,38	6	0,27%
18	64	8,38	6	0,41%
19	44	8,38	6	0,28%
20	66	8,38	6	0,42%

Valor máximo	0,42%
---------------------	--------------

En base a todos los resultados anteriores, y a manera de uniformizar la sección del conductor se selecciona el conducto tipo **P-Sun 2.0 – 6mm²**.

Cableado Caja de agrupamiento - Inversor

Como datos técnicos de las Características del lugar de la Instalación tenemos:

- Temperatura ambiente máxima = 22°C
- Factor de exposición al Sol = 0,9

- Factor de Temperatura = 1
- Factor de agrupamiento Panel – Caja de agrupamiento = 0,7

Se procede a realizar el dimensionamiento de los conductores, en base a dos criterios:

- **Criterio Térmico**

$$I_{\max} = \frac{I_{sc} \times N_c \times 1,25}{F_{ex} \times F_t \times F_a}$$

Dónde:

I_{\max} = Corriente máxima de conductor

N_c = Número de cadenas

I_{sc} = Corriente de Cortocircuito del Módulo fotovoltaico

F_{ex} = Factor de exposición al sol

F_t = Factor de temperatura

F_a = Factor de agrupamiento

Reemplazando los valores en base a la **tabla 5 y datos anteriores**, se tiene que:

$$I_{\max} = \frac{8,87 \times 20 \times 1,25}{0,9 \times 1 \times 0,7}$$

$$I_{\max} = 351,98 \text{ A}$$

Entonces de acuerdo con criterio térmico, y de acuerdo con las características técnicas del fabricante seleccionado **General Cable Superflex Monoconductor**, para los cables de baja tensión, tenemos los siguientes datos técnicos:

Tabla 10: Características técnicas del conductor Superflex Monoconductor – General Cable

Calibre AWG/Kcmil	Sección Nominal mm ²	Resistencia del conductor a 20°C Ω/km	Intensidad admisible Ducto enterrado A
500	253	0,0735	471
750	380	0,0495	585
1000	507	0,0371	670

Nota: Tabla con valores tomados del **Anexo 3-5**

De acuerdo con la tabla del **Anexo 3-5**; podemos decir que, de acuerdo con el criterio térmico, se podrá utilizar para la segunda etapa de la red de baja tensión conductores mayores a una sección de 500mm².

- **Criterio de Caída de Tensión**

Ahora se evalúa el conductor de acuerdo con la caída de tensión que sufre por la longitud de transporte de la energía.

Para ello se utiliza la siguiente fórmula para sistema monofásico:

$$\Delta V = \frac{2 \times I \times L \times \rho}{S}$$

Dónde:

ΔV = Caída de Tensión

I = Corriente de Transporte

L = Longitud (m)

ρ = Resistividad (Ω.mm²/m)

S = Sección del conductor

Donde la corriente de Transporte es la corriente de transporte es la corriente Imp del panel fotovoltaico, multiplicado por el número de cadenas, que es 20; con lo cual tendríamos una corriente de transporte de 8,38A.

Y la resistividad del cable, por estar hecho de aluminio es de 0.0280 ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$).

En el **Anexo 4.2**, se puede observar las características del Grupo de Potencia único para la Central Fotovoltaica; así mismo, se puede saber las distancias que se tiene entre las cajas de agrupamiento (Combiner box) hasta el inversor del centro de transformación; por lo que podemos realizar el cálculo de la caída de tensión; el cual nos da los siguientes resultados.

Tabla 11: Caída de tensión de Cajas de agrupamientos a Inversores

Caja de Agrupamiento	Longitud (m)	Corriente (A)	Sección (mm ²)	Caída de tensión (%)
1	367,64	177,4	507	0,96%
2	348,45	177,4	507	0,91%
3	320,17	177,4	507	0,83%
4	300,98	177,4	507	0,78%
5	272,7	177,4	507	0,71%
6	253,51	177,4	380	0,88%
7	225,23	177,4	380	0,78%
8	206,04	177,4	380	0,72%
9	177,76	177,4	253	0,93%
10	158,57	177,4	253	0,83%
11	130,29	177,4	253	0,68%
12	111,1	177,4	253	0,58%
13	82,82	177,4	253	0,43%
14	63,63	177,4	253	0,33%
15	35,35	177,4	253	0,18%
16	16,16	177,4	380	0,06%

Valor máximo	0,96%
---------------------	--------------

En base a todos los resultados anteriores, se seleccionan los conductores tipo General Cable Superflex Monoconductor – 500 Kcmil (253mm²); 750 Kcmil (380mm²) y 1000 Kcmil (507mm²).

Así mismo se verifica, la correcta elección de los conductores a nivel de la zona de baja tensión; en base a la caída de tensión:

- Caída de Tensión máxima Módulos – Caja de Agrupamiento = 0,419%
- Caída de Tensión máxima Cajas de Agrupamientos - Inversores = 0,958%
- **Caída de Tensión Total Baja Tensión CC = 1,377%**

Se comprueba que la caída de tensión es menor al estándar recomendado de 1,5%; por lo que los conductores seleccionados son correctos.

En el **Anexo 4-3**, se encuentra el diagrama unifilar de la zona de Baja Tensión.

3.4.2 Diseño de la Zona de Media Tensión

La zona de Media Tensión está compuesta por los Centros de Transformación y la Red de Media tensión desde los Centros de Transformación hasta la Subestación de potencia Colectora.

Centros de Transformación

Los Centros de Transformación están compuestos por 3 elementos:

- **Inversor**

El Inversor es el elemento encargado de transformar la corriente continua de generación en corriente alterna; y fue seleccionado y utilizado para el diseño en el ítem 3.3.3, donde las características principales del inversor se encuentran en la tabla 6.

Inversor Sunny Central 2200 - SMA



Figura 30: Vista fotográfica del Inversor SC 2200 – SMA, que se utilizara en el Proyecto fotovoltaico Tacna.

Fuente: Catalogo del Fabricante SMA. Anexo 3-1.

- **Transformador**

El transformador el elemento encargado de elevar la tensión en baja tensión, proveniente del Inversor, a Media tensión para su transporte hasta la subestación colectora.

El transformador será de tipo trifásico, y tendrá las siguientes características:

Tabla 12: Características del Transformador Trifásico elevador 0.8/33 kV

Característica	Unidad	Valor
Tipo		Seco
Refrigeración		Forzada por aire
Potencia nominal	KVA	2200
Frecuencia	Hz	60
Tensión lado de alta	kV	33
Tensión lado de baja	kV	0,8
Tensión Nominal de cortocircuito		6%
Grupo de conexión		Dyn5

- **Celdas de Media tensión**

Las Celdas de media tensión son los elementos encargados de distribuir la energía y proteger el sistema de media tensión. Para nuestro proyecto se ha elegido las Celdas tipo DVCAS de la empresa MESA.

Las características más importantes de la celda de media tensión son:

Tabla 13: Características de las Celdas de media tensión tipo DVCAS

Característica	Unidad	Valor
Tipo		GIS
Tensión nominal	kV	33
Corriente nominal	A	630

Celda de media tensión tipo DVCAS - MESA



Figura 31: Vista fotográfica de la celda de media tensión tipo DVCAS, que se utilizara en el Proyecto fotovoltaico Tacna.

Fuente: Catalogo del Fabricante MESA. Anexo 3-6

Red de Media Tensión

Los Cables de media tensión tendrán un voltaje nominal de 33kV; para el cálculo de los conductores, se aplicarán los siguientes criterios:

- Intensidad máxima admisible, de acuerdo con la siguiente formula:

$$I = \frac{P \times 1000}{\sqrt{3} \times V \times \text{COS}\phi}$$

Dónde:

I= Corriente máxima (A)

P = Potencia (MW)

V = Voltaje (kV)

Cos ϕ = Factor de potencia

Esta corriente máxima, se comparará con la corriente de catálogo de las diversas secciones de conductores.

A la corriente de catálogo de los conductores se le aplicara los siguientes coeficientes reductores:

1 terna – 1

3 ternas – 0,65

- Caída de Tensión, la cual se considera como máxima de 2.5%; de acuerdo con la siguiente formula:

$$\% \Delta V = \frac{\sqrt{3} \times \frac{L}{1000} \times I \times (R \text{Cos}\phi + X \text{Sen}\phi)}{V \times 1000}$$

Dónde:

% ΔV = Porcentaje de Caída de Tensión

I = Corriente de Transporte

L = Longitud (m)

V = Voltaje (kV)

ϕ = Angulo del factor de potencia

R = Resistencia del conductor (Ω/km)

X = Reactancia del conductor (Ω/km)

- Perdida de energía por efecto Joule, la cual se considera como máxima de 3%; de acuerdo con la siguiente formula:

$$PE = \frac{3 \times I^2 \times R \times \frac{L}{1000}}{1000}$$

Dónde:

PE = Perdida de energía (KW)

I = Corriente de Transporte (A)

L = Longitud (m)

R = Resistencia (Ω/km)

Luego considerando las características que tendrá el sistema de Media tensión:

Tabla 14: Característica de la Red de Media Tensión eléctrica

Potencia Grupo	2 MW
Nivel de voltaje	33 kV
cos Φ	0,95
sen Φ	0,31
Material conductor	Aluminio
Tipo de aislamiento	HEPRZ1
Temperatura conductor	90 °C
Temperatura ambiente	25 °C
Resistividad térmica	1,5 K-m/W
Perdidas transformador	0,015 MW

Considerando también, que para la Red de media tensión, se ha considerado el conductor tipo de cable de media tensión HEPRZ1 de la marca SOLIPER; cuyas características técnicas se encuentran en el **Anexo 3-7**, a continuación, se muestran las características más importantes de las distintas secciones del cable eléctrico.

Tabla 15: Características técnicas del cable HPERZ1 – SOLIPER

Sección	Intensidad (A)	Resistencia (Ω/km)	Reactancia (Ω/km)
50	180	0,822	0,140
95	260	0,411	0,126
120	300	0,325	0,120
300	496	0,129	0,105
400	560	0,101	0,101
500	636	0,080	0,099

Nota: Tabla con valores tomados del **Anexo 3-7**

Luego en base al Diseño del Layout, del Anexo 4-1, y a las fórmulas dadas anteriormente, se tienen los siguientes resultados de la red de media tensión:

Tabla 16: Características Técnicas resultantes de la Red de media tensión

Circuito		Longitud (m)	Potencia transmisión (MW)	Corriente Max. (A)	Sección mm ²	Caída de Tensión	Perdida (kW)
CIRCUITO 1							
G01	G02	151	1,99	36,56	95	0,01%	0,25
G02	G03	44	3,97	73,11	95	0,01%	0,29
G03	G04	151	5,96	109,67	95	0,04%	2,23
G04	G05	44	7,94	146,23	95	0,01%	1,16
G05	S.E.	2253	9,93	182,78	500	0,23%	18,06
TOTAL						0,30%	22,00
CIRCUITO 2							
G06	G07	151	1,99	36,56	95	0,01%	0,25
G07	G08	44	3,97	73,11	95	0,01%	0,29
G08	G09	151	5,96	109,67	95	0,04%	2,23
G09	G10	44	7,94	146,23	95	0,01%	1,16
G10	S.E.	1839	9,93	182,78	500	0,19%	14,74
TOTAL						0,26%	18,68
CIRCUITO 3							
G11	G12	151	1,99	36,56	95	0,01%	0,25
G12	G13	44	3,97	73,11	95	0,01%	0,29
G13	G14	151	5,96	109,67	95	0,04%	2,23
G14	G15	44	7,94	146,23	95	0,01%	1,16
G15	S.E.	1825	9,93	182,78	500	0,19%	14,63
TOTAL						0,26%	18,57

En base a los resultados, tenemos las siguientes pérdidas globales:

Tabla 17: Perdidas de Potencia de la Red de Media Tensión

<i>Perdidas de Potencia</i>	
MW Cables	0,0593
MW Trafos	0,2250
% MW Cables	0,20%
% MW Trafos	0,75%
% Pérdidas totales	0,95%

En base a los resultados anteriores, se seleccionan los conductores tipo **HEPRZ1 - SOLIPER – 95mm² y 507mm²**.

Así mismo se verifica, la correcta elección de los conductores a nivel de la zona de media tensión; en base a la caída de tensión y pérdida de energía:

- Caída de Tensión máxima = 0,30%
- Pérdida de Potencia por Efecto Joule = 0,95%

Se comprueba que la caída de tensión es menor al estándar recomendado de 2.5%; y la pérdida de potencia es menor a lo recomendado de 3%.

En el **Anexo 4-4**, se encuentra el diagrama unifilar de la zona de Media Tensión.

3.4.3 Diseño de la Zona de Alta Tensión

La zona de Alta Tensión está compuesta por la Subestación elevadora de Potencia; la cual estará ubicada en el punto de Conexión del Proyecto: S.E. Los Héroes 220/66/10.5 kV; es decir todos los equipamientos y trabajos para la Zona de Alta Tensión, se realizarán en la S.E. Los Héroes, a manera de Ampliación de la Subestación.

La subestación Elevadora de Potencia, estará compuesto por:

Sala de Celdas

Todos los cables de la Red de Media tensión, llegaran a la barra colectora de la Subestación, la cual también será llamada Sala de Celdas; para luego transportarse hacia el Transformador de Potencia para la elevación de la tensión desde 33 hasta 220kV; para su inyección en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

La Sala de Celdas está compuesta por equipos de media tensión en 33kV; los elementos principales que constituyen este sistema son las celdas de media tensión y los transformadores de SSAA. La selección de estos elementos se realiza conforme a las características propias de la instalación, para la correcta operación tanto en condiciones normales como en situaciones de funcionamiento anormalmente extremas.

Está conformado por los siguientes elementos:

Un juego de (3) transformadores de tensión para medida y protección.

(1) Celdas de protección de transformador.

- (3) Celdas de protección de línea del Parque Solar
- (1) Celda de protección de transformador de Zig - Zag
- (1) Celda de protección de transformador de SSAA
- (1) Transformador de SSAA

La corriente de cortocircuito seleccionado para estos equipos fue de 25kA, según cálculos del estudio eléctrico del sistema; las características de los equipos seleccionados, así como el diagrama unifilar se encuentran en el **Anexo 4-5**.

Transformador de Potencia

Es el elemento principal de la Subestación, y cumple la función de elevar la tensión de las redes de media tensión en 33kV, hasta el nivel de tensión de 220kV; para su interconexión al SEIN.

Las características del Transformador son las siguientes:

Tabla 18: Características Técnicas del Transformador de Potencia

Descripción	Unidad	Valor
Número de fases		3
Número de devanados		2
Potencia nominal	MVA	35
Tensión nominal HV/MV	kV	220/33
Frecuencia nominal	Hz	60
Grupo de conexión		YNd11
Tensión de cortocircuito		
X1	%	11

Celda de Línea

La celda de Línea tiene un nivel de tensión de 220kV; y es la que se conecta directamente a la S.E. Los Héroes en la barra de 220kV; y corresponde al tramo final del Sistema Eléctrico para la inyección de la potencia generada en la Central Fotovoltaica Tacna, al SEIN.

Estará compuesto por los siguientes equipos en Alta Tensión:

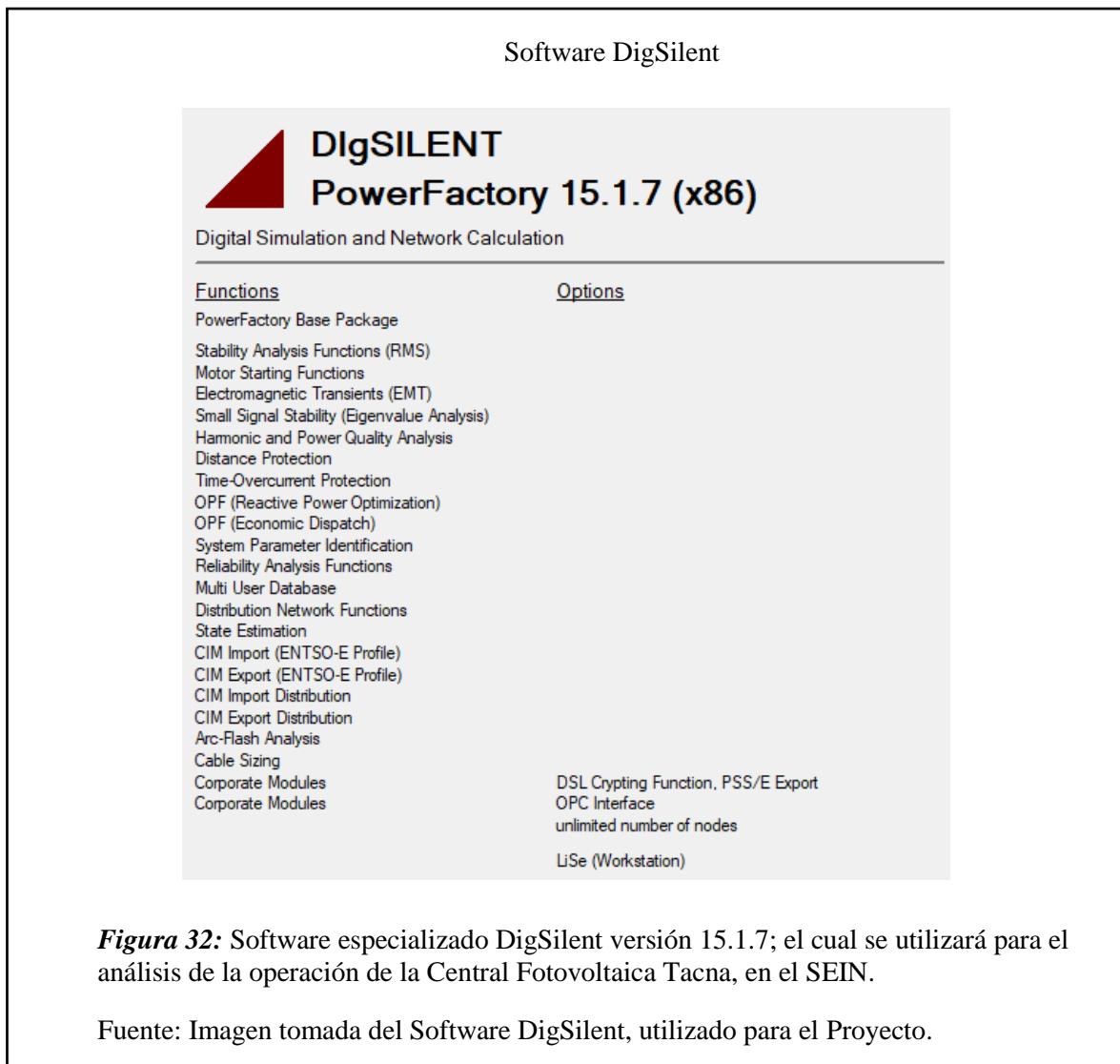
- Un seccionador tripolar de barras, tipo apertura central, 245kV, 2000A, 31,5kA: con cuchilla de puesta a tierra.
- Un seccionador tripolar de línea, tipo apertura central, 245kV, 2000A, 31,5kA; con cuchillas de puesta a tierra.
- Un juego de (3) Transformador de tensión monofásico capacitivo clase 245 kV, $220/\sqrt{3} / 0.1/\sqrt{3} / 0.1/\sqrt{3}$ kV, clase 3P, 15VA y CI 0.2, 15VA
- Un juego de (3) Transformador de tensión monofásico capacitivo clase 245 kV, $66/\sqrt{3} / 0.1/\sqrt{3} / 0.1/\sqrt{3} / 0.1/\sqrt{3}$ kV, clase 3P, 15VA ; 3P, 15VA y CI 0.2, 15VA
- Un interruptor automático de potencia, 245kV; 2000A, Unitripolar en SF6, tipo Tanque vivo, con poder de interrupción 31,5kA
- Un juego de (3) Transformador de corriente monofásico clase 245 kV, 300-600/1/1/1/1A, 31,5kA
- Un juego de tres Pararrayos de Óxido de Zinc Ur 198kV, $U_c=158$ kV, 10kA, Clase 3

La corriente de cortocircuito seleccionado para estos equipos fue de 31,5kA, según cálculos del estudio eléctrico del sistema; las características de los equipos seleccionados, así como el diagrama unifilar de toda la zona de Alta Tensión, se encuentran en el **Anexo 4-5**.

3.5. Análisis de la operación de la Central en el SEIN

Una vez diseñada la Central Fotovoltaica, se procede a analizar su operación, una vez que la Central inyecta potencia al Sistema Eléctrico Interconectado (SEIN).

Para ello se utilizará el Software especializado DigSilent, el cual es uno de los softwares de modelaje, análisis y simulación de Sistema de Potencia de mayor tendencia y uso a nivel mundial; de todo lo anterior expuesto, se utilizará también este software porque es el que usa el operador del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional – COES, para sus estudios de operación y planificación.



3.5.1 Consideraciones Generales

El siguiente análisis busca demostrar, mediante simulaciones con el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, que la entrada de la Central Fotovoltaica Tacna permite un comportamiento adecuado de la red, en cuanto a flujos de potencia, niveles de tensión y cortocircuitos; no afectando así a las instalaciones ni a la seguridad de la operación del SEIN.

La simulación de generación de la Central Solar Fotovoltaica Tacna se realizará en el software DigSILENT, para lo cual se utilizará el archivo: Base Datos del SEIN DIgSILENT 2018-2028-Jun 2017.pfd, subido el 25/10/2017, en la página web del operador COES. (<http://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/NuevosProyectos/EstudiosPO>)

Para los años de análisis toda la base de dato del COES de cargas importantes, líneas de transmisión y plantas de energía serán integradas a nuestro estudio.

Para la modelación se empelarán los siguientes antecedentes:

- Base de datos DIgSILENT del SEIN actualizada por el COES.
- Programa de Obras de Demanda 2017-2021, dadas por el COES.
- Programa de Obras de Generación y Transmisión 2017-2028, dadas por el COES.
- Costos Variables CCTT, dados por el COES.

3.5.2 Criterios Normativos

Para los años de análisis, toda la base de dato del COES de cargas importantes, líneas de transmisión y plantas de energía serán integradas a nuestro estudio, así como los proyectos que ya cuentan con un estudio de pre operatividad aprobado.

Estado Normal del sistema eléctrico

- Las Barras deben estar dentro del rango ± 5 % de las tensiones nominales de los equipos instalados en las subestaciones, principalmente transformadores de potencia. Asimismo, en el caso de las barras del sistema de transmisión, las tensiones en Estado Normal deben estar en el rango de $\pm 2,5$ % de las tensiones de operación.
- No se admite sobrecargas ni en líneas ni en transformadores de potencia.

Estado del sistema eléctrico durante una contingencia (n-1):

- Las barras deberán mantener un nivel de tensión comprendido entre 0,9 y 1,10 p.u. de la tensión de operación, en todas las barras con tensión nominal de 220 y 500 kV. Debe estar en el rango de 0,9 y 1,05 p.u. de la tensión de operación en todas las barras con tensión igual o menor a 138kV.
- Las líneas y Transformadores podrán tener sobrecargas menores o iguales al 20%.

3.5.3 Consideraciones de Nuevos proyectos

Tabla 19: PLAN DE INVERSIONES DE TRANSMISIÓN 2017 – 2021, Actualizado al 04/09/2017

AÑO (*)	PROYECTO	TITULAR	AREA
2017	SE Zorritos: TP 220/60/23 kV de 65/65/30 MVA	ENOSA	1
2017	SE Piura Oeste: TP 220/60/10 kV de 100/100/30 MVA	ENOSA	
2018	Nueva SE Chira: TP 220/60/23 kV de 100/100/100 MVA	ENOSA	
2020	Nueva SE Piura Este: TP 220/60/23 kV de 100/100/100 MVA	ENOSA	
2017	SE Nueva Jaén: TP 138/60/23 kV de 30/30/30 MVA	ELOR	2
2018	SE Chiclayo Sur: TP 220/60/23 kV de 50/50/50 MVA	ENSA	
2021	SE Carhuaquero: TP 220/138/23 Kv de 35/35/35 MVA	ENSA	
2017	LT 138 kV Santiago de Cao - Malabrigo de 130 MVA y 41,4 km	HIDRANDINA	3
2017	Nueva SE Malabrigo: TP 138/23/10 kV de 30/30/30 MVA	HIDRANDINA	
2017	SE Cerro Corona: TP 220/60/23 kV de 15/12/10 MVA	ENSA	
2018	LT 138 kV Trujillo Norte – Trujillo Noroeste de 185 MVA y 6 km	HIDRANDINA	
2018	SE La Ramada: TP 220/60/23 kV de 50/40/20 MVA	HIDRANDINA	
2019	LT 138 kV Der Chimbote Nueva – Chimbote Nueva de 74MVA y 0,8 km	HIDRANDINA	
2019	Nueva SE Chimbote Nueva 138/23/13.8 kV de 40/20/30 MVA	HIDRANDINA	
2020	Nueva SE Viru: TP 220/138/60 kV de 120/120/120 MVA	HIDRANDINA	
2021	SE Trujillo Norte: TP 220/138 kV de 100 MVA	HIDRANDINA	
2021	SE Guadalupe: TP 220/60/10 kV de 50/50/50 MVA	HIDRANDINA	
2017	SE Moyobamba Nueva: TP 138/60/23 kV – 50/50/50 MVA	ELECTRO ORIENTE	4
2018	LT 138 kV Der Picota – Picota de 127MVA y 1,0 km	ELECTRO ORIENTE	
2018	Nueva SET Picota: TP 138/23 kV de 20 MVA	ELECTRO ORIENTE	
2018	Nueva SE Caudalosa: TP 220/60 kV de 25 MVA	ELECTRODUNAS	5
2020	Nueva SE Satipo: TP 220/138/60 kV de 63/30/50 MVA	ELECTROCENTRO	
2020	LT 220 kV Runatullo – Satipo de 500 MVA y 76,5 km	ELECTROCENTRO	
2017	SE Malvinas: TP 220/60 kV de 180 MVA	EDELNOR	6
2017	SE Lomera: TP 220/60 kV de 50 MVA	EDELNOR	
2018	SE Chillón: Cambio de TP 220/60 kV de 2x120 MVA por otros de 2x180 MVA	EDELNOR	

2018	SE Mirador: TP 220/60 kV de 120 MVA (rotado)	EDELNOR	
2018	Nueva SE Medio Mundo: TP 220/66 kV de 50 MVA	EDELNOR	
2018	Nueva SE Huarmey: TP 220/60 kV de 20 MVA	HIDRANDINA	
2017	Nueva SE Manchay: TP 220/60 kV de 120 MVA	LUZ DEL SUR	7
2017	LT 220 kV Planicie REP – Manchay de 2x328 MVA y 2.65 km	LUZ DEL SUR	
2017	SE Alto Pradera: Cambio de TP 220/60 kV de 120 MVA por otro de 240 MVA	LUZ DEL SUR	
2018	Nueva SE San Miguel: TP 220/60 kV de 240 MVA	LUZ DEL SUR	
2018	LT 220 kV Carapongo – San Miguel de 2x328 MVA y 5.8 km	LUZ DEL SUR	
2018	SE San Miguel: TP 220/22,9 kV de 50 MVA	LUZ DEL SUR	
2020	LT 220 kV Industriales – Los Sauces de 2x311 MVA y 2.3 km	LUZ DEL SUR	
2020	Nueva SE Los Sauces: TP 220/10 kV de 2x50 MVA	LUZ DEL SUR	
2017	Nueva SE Chinchá Nueva: TP 220/60/10 kV de 75 MVA	MINEM	8
2017	SE Chilina: TP 138/33kV de 80 MVA	EGASA	9
2018	Nueva SE Charcani VII: TP 138/33 kV de 60 MVA (Trafo Rotado)	EGASA	
2018	LT 138 kV Base Islay - Matarani de 130 MVA y 10 km	SEAL	
2018	Nueva SE Matarani: TP 138/10 kV de 40 MVA	SEAL	
2020	LT 138 kV Charcani VII – Cono Norte 2 de 130 MVA y 10,2 km	SEAL	
2020	Nueva SE Cono Norte 2: TP 138/10 kV de 75MVA	SEAL	
2018	SE Combapata: TP 138/66/23 kV de 20 MVA	ELSE	10
2019	SE Cachimayo: TP 138/60/23 kV de 20 MVA	ELSE	
2020	LT 138 kV Quencoro – Parque Industrial de 127 MVA y 6,71 km	ELSE	
2020	Nueva SE Parque Industrial 138/10 kV de 30 MVA	ELSE	
2020	LT 138 kV Puerto Maldonado – Iberia de 127 MVA y 165 km	ELSE	
2020	Nueva SE Iberia 138/23/10 kV de 16/5/14 MVA	ELSE	
2018	LT 138kV Totorani – Puno Sur de 133 MVA y 10,6 km	ELECTROPUNO	11
2018	Nueva SE Puno Sur: TP 138-60/23/10 kV de 25MVA	ELECTROPUNO	
2018	Nueva SE Maravilla: TP 138/23/10 kV de 25 MVA (Secciona la LT 138kV Azángaro – Juliaca a 10,5 km de la SET Juliaca)	ELECTROPUNO	
2018	Reconversión de 60 a 138 kV y Repotenciación a 133 MVA de la LT Azángaro – Putina – Ananea de 90 km	ELECTROPUNO	
2018	Nueva SE Putina: TP 138/60/23kV de 15MVA	ELECTROPUNO	
2019	Nueva SE Moquegua Ciudad: TP 138/23/10kV de 25MVA	ELECTROSUR	12
2019	LT 138 kV Moquegua – Moquegua Ciudad de 115 MVA y 6 km	ELECTROSUR	
2018	Nueva SE Campo Verde: TP 138/23 kV de 20 MVA	ELECTROUCAYALI	14

Esta tabla fue descargada de la página web del operador del Sistema Interconectado Nacional – COES. <http://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/NuevosProyectos/EstudiosPO>

Tabla 20: PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN 2017 – 2028, Actualizado al 04/09/2017

FECHA	PROYECTO	TECNOLOGÍA	EMPRESA	MW	NOTAS
Ene-18	CH La Virgen	Hidroeléctrica	LA VIRGEN	84	-1
Ene-18	CH RenovAndes H1	Hidroeléctrica-RER	EMPRESA DE GENERACION SANTA ANA	19.99	-2
Ene-18	CH Angel III	Hidroeléctrica-RER	GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	19.95	-2
Ene-18	CH Angel II	Hidroeléctrica-RER	GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	19.95	-2
Ene-18	CH Angel I	Hidroeléctrica-RER	GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	19.95	-2
Ene-18	CS Intipampa	Solar	ENGIE	40	-2
Ene-18	CB Callao	Biomasa	EMPRESA CONCESIONARIA ENERGÍA LIMPIA	2.4	-2
Ene-18	CB Doña Bárbara (Huaycoloro II)	Biomasa	EMPRESA CONCESIONARIA ENERGÍA LIMPIA	2.4	-2
Abr-18	CE Wayra I (Parque Nazca)	Eólica	ENEL GREEN POWER PERÚ	126	-1
Abr-18	CS Rubi	Solar	ENEL GREEN POWER PERÚ	144.48	-1
Abr-18	CH 8 de Agosto	Hidroeléctrica-RER	GENERACIÓN ANDINA	19.83	-1
Abr-18	CH El Carmen	Hidroeléctrica-RER	GENERACIÓN ANDINA	8.6	-1
Jul-18	CH Her 1	Hidroeléctrica-RER	EDEGEL	0.7	-1
Ago-18	CT Santo Domingo de los Olleros - TV	Ciclo Combinado	TERMOCHILCA	100	-1
Oct-18	CH Centauro - Etapa I	Hidroeléctrica	CORPORACIÓN MINERA DEL PERÚ S.A. - CORMIPESA	12.5	-2
Nov-18	CH Carhuac	Hidroeléctrica-RER	ANDEAN POWER	20	-1
Ene-19	CH Colca	Hidroeléctrica-RER	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA COLCA	12.05	-2
Ene-19	CH Zaña 1	Hidroeléctrica-RER	ELECTRO ZAÑA	13.2	-1
Ene-19	CE Huambos	Eólica	GR PAINO	18.4	-2
Ene-19	CE Duna	Eólica	GR TARUCA	18.4	-2
Ene-19	CH Ayanunga	Hidroeléctrica-RER	ENERGETICA MONZON	20	-2

Ene-19	CH Santa Lorenza I	Hidroeléctrica-RER	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SANTA LORENZA	18.7	-1
Jul-19	CH Karpa	Hidroeléctrica-RER	HIDROELÉCTRICA KARPA	20	-1
Jul-19	CH Huatziroki I	Hidroeléctrica-RER	EMPRESA DE GENERACIÓN HIDRAÚLICA SELVA	11.08	-1
Jul-19	CH Hydrika 6	Hidroeléctrica-RER	HYDRIKA 6 S.A.C.	8.9	-2
Oct-19	CH Manta	Hidroeléctrica-RER	PERUANA DE INVERSIONES EN ENERGÍAS RENOVABLES	19.78	-1
Ene-20	CH Centauro - Etapa II	Hidroeléctrica	CORPORACIÓN MINERA DEL PERÚ S.A. - CORMIPESA	12.5	-3
Mar-20	CH Laguna Azul	Hidroeléctrica-RER	CH MAMACOCHA S.R.L.	20	-1
Ago-20	CT Refinería Talara	Térmica	PETROPERU	100	-1
Ene-21	CH Shima	Hidroeléctrica-RER	ENERGÍA HIDRO S.A.C.	9	-1
Ene-21	CH Kusa	Hidroeléctrica-RER	CONSORCIO HIDROELÉCTRICO SUR-MEDIO	15.55	-1
Ene-21	CH Alli	Hidroeléctrica-RER	CONSORCIO HIDROELÉCTRICO SUR-MEDIO	14.51	-1
Oct-21	CH Hydrika 5	Hidroeléctrica-RER	HYDRIKA 5 S.A.C.	10	-2
Nov-21	CT Iquitos Nueva - Reserva Fría	Dual Diesel B5/Gas Natural	GENRENT DEL PERÚ S.A.C.	80.5	-4
Nov-21	CH Hydrika 2	Hidroeléctrica-RER	HYDRIKA 2 S.A.C.	4	-2
Dic-21	CH Hydrika 4	Hidroeléctrica-RER	HYDRIKA 4 S.A.C.	8	-2
Ene-22	CH Hydrika 1	Hidroeléctrica-RER	HYDRIKA 1 S.A.C.	6.6	-2
Ene-22	CT Santa Rosa - TV	Ciclo Combinado	EDEGEL	131.24	-1
Ene-22	CH Pucará	Hidroeléctrica	EMPRESA DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA DEL CUSCO	178	-2
Ene-22	CH Olmos 1	Hidroeléctrica	SINDICATO ENERGÉTICO S.A. - SINERSA	50	-5
Set-22	CH Hydrika 3	Hidroeléctrica-RER	HYDRIKA 3 S.A.C.	10	-2
Ene-24	CT Puerto Bravo - Gas Natural	Ciclo Simple	SAMAY I	720	-6

Ene-24	CT Ilo 4 - Gas Natural	Ciclo Simple	ENGIE	710	-6
Ene-24	CT Quillabamba	Turbo Gas	-	200	-6
Ene-26	CT Puerto Bravo - TV	Ciclo Combinado	SAMAY I	300	-5
Ene-28	CT Planta Ilo - Reserva Fría - CS	Ciclo Simple	ENERSUR	530	-5

Notas:

- (1) Según información recibida para el Plan de Transmisión 2019-2028 (Información recibida entre julio y agosto de 2017).
- (2) Fecha de ingreso según información de la Unidad de Supervisión de Post Privatización (USPP) de OSINERGMIN, publicado en julio de 2017.
- (3) Fecha estimada según información del Estudio de Preoperatividad (EPO) del proyecto.
- (4) Fecha de ingreso en función a la puesta en servicio de la LT 220 kV Moyobamba - Iquitos.
- (5) Fecha de ingreso estimada según análisis de SPL.
- (6) Fecha estimada considerando la puesta en servicio del gasoducto del sur del Perú en el año 2024.

Esta tabla fue descargada de la página web del operador del Sistema Interconectado Nacional – COES. <http://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/NuevosProyectos/EstudiosPO>

Tabla 21: PROGRAMA DE OBRAS DE TRANSMISIÓN 2017 – 2028, Actualizado al 04/09/2017

FECHA	PROYECTO	EMPRESA	NOTAS
Oct-17	LT 138 kV Trujillo Nor Oeste - Trujillo Sur de 150 MVA	HIDRANDINA	-1
Oct-17	LT 220 kV Carhuaquero - Cajamarca Norte (300 MVA) y LT 220 kV Cajamarca Norte - Caclic - Moyobamba (220 MVA)	COBRA	-2
Nov-17	SE Orcotuna 220/60 kV - 50 MVA y dos líneas de transmisión en 220 kV de enlace a la LT 220 kV Huayucachi - Huanza	CTM	-2
Nov-17	LT 138 kV Chimbote Norte - Trapecio de 130 MVA	HIDRANDINA	-1
Nov-17	LT 500 kV Mantaro - Marcona - Nueva Socabaya - Montalvo de 1400 MVA y SSEE Asociadas	CTM	-3
Nov-17	SE Piura Oeste 220/60/10 kV - 50 MVA (Transformador Provisional)	REP	-2
Mar-18	SE Carapongo 500/220 kV - 750 MVA y enlaces de conexión a líneas asociadas (Primera Etapa)	CTM	-2
Mar-18	LT 220 kV Friaspata - Mollepata 250 MVA y SE Mollepata 220/66 kV - 50 MVA	CTM	-2
Abr-18	LT 220 kV Azángaro - Juliaca - Puno de 450 MVA y SSEE Asociadas	TESUR	-2

Abr-18	Banco de Reactores de 100 MVAR - 500 kV en SE La Niña 500 kV	CTM	-2
Mar-19	Banco de Condensadores de 20 MVAR - 60 kV en SE Zorritos 60 kV	REP	-3
Mar-19	Ampliación de transformación de la SE Zorritos 220/60/22.9 kV - 50/65 MVA	REP	-3
Mar-19	Seccionamiento de la LT 220 kV Piura - Chiclayo y enlace con la SE La Niña 220 kV	REP	-3
Mar-19	SE Guadalupe: Cambio de configuración de barras en 60 kV de sistema Simple Barra	REP	-3
May-19	Repotenciación de la LT 220 kV Trujillo - Cajamarca a 250 MVA	-	-4
May-19	LT 220 kV Montalvo - Los Héroes de 250 MVA y Ampliación de la SE Los Héroes 220/66/10.5 kV - 60/60/12 MVA	TESUR	-2
May-19	SE Piura Oeste 220/60/10 kV - 100 MVA	REP	-3
Ago-19	Repotenciación a 250 MVA L.T. Mantaro-Huancavelica	REP	-3
Set-19	Repotenciación de la LT 220 kV Pomacocha - San Juan de 152 MVA a 250 MVA por terna	REP	-3
Nov-19	Repotenciación de la LT 220 kV Pachachaca - Callahuanca de 152 MVA a 250 MVA por terna	REP	-3
Ene-20	Repotenciación de la LT 220 kV Huanza - Carabayllo de 152 MVA a 250 MVA	REP	-3
Mar-20	SE Nueva Nazca 220/60 kV - 75 MVA	-	-3
Mar-20	SE Nueva Chíncha 220/60 kV - 75 MVA	-	-3
Set-20	LT 138 kV Aguaytía-Pucallpa (segundo circuito) de 80 MVA	TERNA PLUS	-5
Mar-21	LT 220 kV Tintaya-Azángaro de 450 MVA	-	-5
Nov-21	LT 220 kV Moyobamba - Iquitos de 150 MVA y SSEE Asociadas	LTP	-2
Dic-21	Enlace 500 kV Mantaro-Nueva Yanango-Carapongo y subestaciones asociadas	-	-5
Dic-21	Enlace 500 kV Nueva Yanango-Nueva Huánuco y subestaciones asociadas	-	-5
Ene-22	LT 220 kV Machupicchu - Quencoro - Onocora - Tintaya de 300 MVA y SSEE Asociadas	-	-6

Notas:

- (1) Fecha estimada según información de la empresa recibida el 04.09.2017.
- (2) Fecha de ingreso según información de la Unidad de Supervisión de Post Privatización (USPP) de OSINERGMIN, publicado en julio de 2017.
- (3) Según información recibida para el Plan de Transmisión 2019-2028 (Información recibida entre julio y agosto de 2017).
Fecha estimada. Proyectos Vinculantes resultado de la Actualización del Plan de Transmisión
- (4) 2013 - 2022 y aprobados por el MINEM con Resolución Ministerial N° 583-2012-MEM/DM en fecha 28.12.2012.

- (5) Fecha de ingreso según Fecha de Cierre del Concurso realizado por PROINVERSIÓN y al plazo establecido en la última versión del Contrato de Concesión.
- (6) Fecha de ingreso estimada, considerando que ATN solicitó al MINEM la resolución del Contrato de Concesión respectivo.

Esta tabla fue descargada de la página web del operador del Sistema Interconectado Nacional – COES. <http://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/NuevosProyectos/EstudiosPO>

3.5.4 Consideraciones de Simulación

Para el análisis de la simulación, primero se considera un parámetro muy importante, el cual es el año de ingreso del proyecto Fotovoltaico; considerando que a la actualidad se han llevado a cabo 04 subastas de energía realizadas por el OSINERMGIN; se tiene la alta probabilidad, de que se realice la 5° subasta de Generación de Energía con Recursos Renovables para fines del año 2018.

Entonces trabajando bajo esa suposición se tendría que nuestro proyecto entraría en inicios de construcción, después de finalizada la subasta; y considerando un tiempo de 14 meses para la construcción, se tendría que nuestro Proyecto Fotovoltaico Tacna, estaría entrando en operación, a inicios del año 2020 (febrero 2020). Entonces el análisis se realizará para los periodos de Avenida y Estiaje del año proyectado para el ingreso del proyecto: 2020.

Para realizar la simulación, primero se realizó el diseño de la Central Fotovoltaica en el Software DigSILENT, para lo cual se utilizó como insumo todas las características de los equipos principales de los ítems anteriores: Capítulo 3.3 y 3.4.

Diseño de la Central Fotovoltaica Tacna en DigSILENT

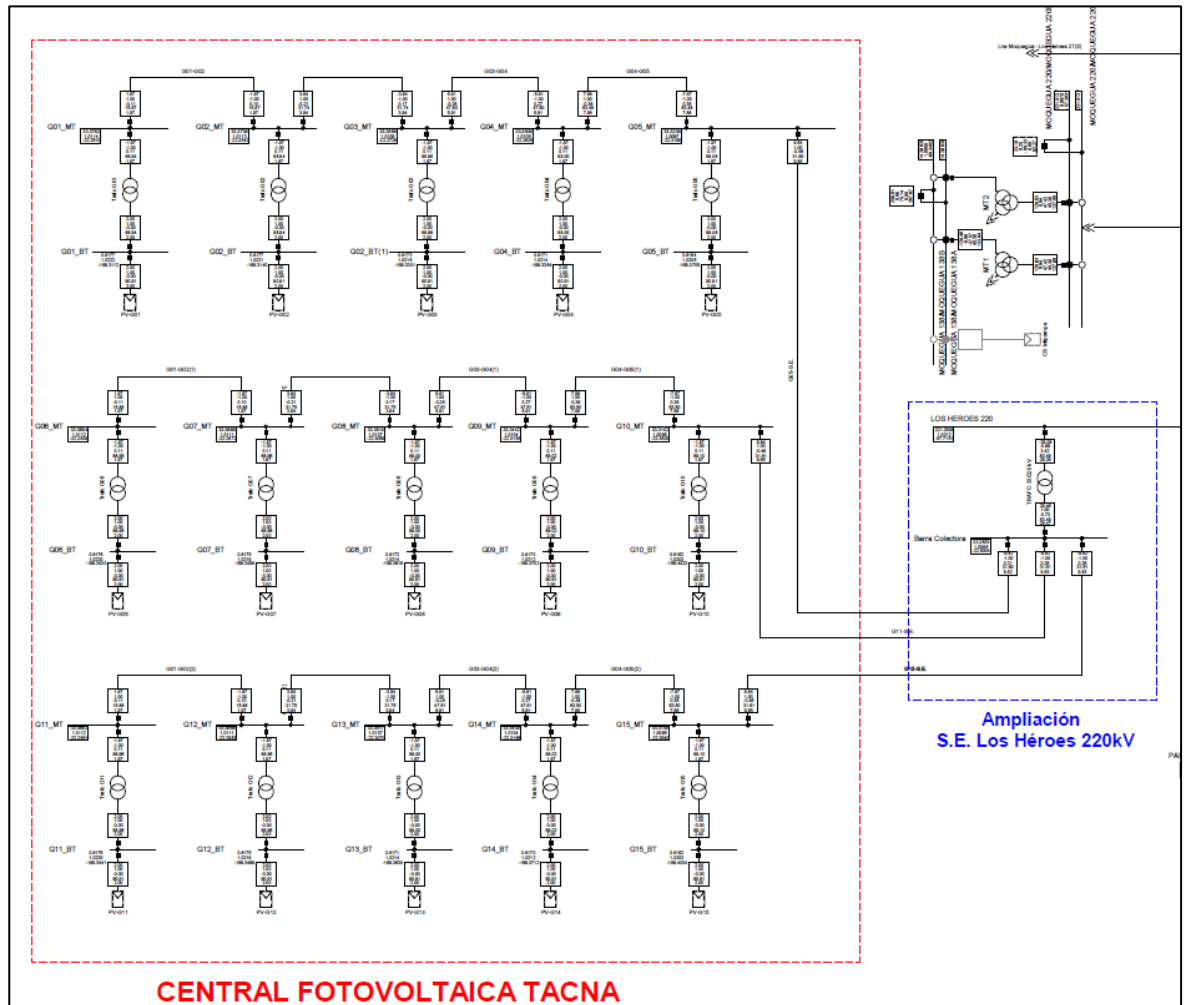


Figura 33: Diseño de la Central Fotovoltaica Tacna, basándose en los resultados de los Capítulos 3.3 y 3.4

Fuente: Elaboración propia. Diseño en el Software DigSILENT.

3.5.5 Análisis de Flujo de Potencia

Como un punto de partida, se evalúa cómo se encuentra el sistema antes de la interconexión; luego se verificará como influye éste y qué medidas deben tomarse para mitigar los daños que pudiese ocasionar el ingreso de este.

Las siguientes tablas muestran las tensiones en barras y cargabilidad de los equipos de transmisión aledaños a la zona de influencia del ingreso del Proyecto, en operación normal y contingencia simple N-1.

Escenario sin Proyecto

A continuación, se muestran los resultados de las tensiones en las barras que operan en la zona de influencia del Proyecto; para el escenario sin considerar el ingreso de la Central fotovoltaica Tacna.

La primera simulación corresponde al caso base, tal y cual se encuentra para ese momento el Sistema Eléctrico.

Las otras simulaciones corresponden a escenarios de contingencia, dentro de la operación base del Sistema Eléctrico.

Tabla 22: Tensión en Barras - Sin Proyecto – Caso Base y sus Contingencias

BARRAS	Av20max		Av20med		Av20min	
	Voltaje	Voltaje	Voltaje	Voltaje	Voltaje	Voltaje
	[kV]	[p.u.]	[kV]	[p.u.]	[kV]	[p.u.]
Caso Base						
Moquegua 220kV	221,7	0,999	221,9	0,993	220,5	0,993
Montalvo 220kV	221,9	1,009	221,8	1,008	220,3	1,001
Los Héroes 220kV	221,3	1,002	222,1	1,005	221,7	1,003
Moquegua 138kV	143,1	1,008	141,3	0,995	140,7	0,991
Los Héroes 66kV	67,2	1,011	67,0	1,008	66,6	1,001
Tacna Solar 66kV	67,2	1,019	67,1	1,016	66,6	1,009
Tacna 66kV	66,6	1,001	66,6	1,001	66,3	0,996
Pucamarca 66kV	66,6	1,010	66,4	1,006	65,9	0,999
Tomasiri 66kV	67,5	1,046	67,3	1,044	67,0	1,038
Aricota 2 66kV	68,2	1,033	68,0	1,030	67,8	1,027
Contingencia TR1 Los Héroes 220/66/10.5kV:						
Moquegua 220kV	221,7	0,999	221,9	0,999	220,4	0,993
Montalvo 220kV	221,8	1,008	221,8	1,008	220,2	1,001
Los Héroes 220kV	221,5	1,002	222,4	1,006	221,6	1,003
Moquegua 138kV	143,1	1,007	141,2	0,995	140,7	0,991
Los Héroes 66kV	63,9	0,961	64,6	0,971	65,3	0,982
Tacna Solar 66kV	63,9	0,969	64,6	0,979	65,3	0,989
Tacna 66kV	63,3	0,951	64,1	0,963	64,9	0,977
Pucamarca 66kV	63,3	0,959	63,9	0,968	64,6	0,979
Tomasiri 66kV	65,1	1,010	65,6	1,017	66,1	1,024
Aricota 2 66kV	68,0	1,030	67,8	1,027	67,7	1,026
Contingencia Los Héroes - Moquegua 220KV L-2029:						
Moquegua 220kV	220,7	0,994	220,7	0,9942	219,5	0,9888
Montalvo 220kV	220,9	1,004	220,7	1,0032	219,4	0,9971
Los Héroes 220kV	216,9	0,981	218,3	0,9879	219,0	0,9909
Moquegua 138kV	142,4	1,003	140,5	0,9895	140,1	0,9863
Los Héroes 66kV	65,9	0,990	65,9	0,991	65,8	0,9892
Tacna Solar 66kV	65,9	0,998	65,9	0,991	65,8	0,9967
Tacna 66kV	65,2	0,981	65,4	0,9838	65,4	0,9842
Pucamarca 66kV	65,3	0,988	65,3	0,9887	65,1	0,9866
Tomasiri 66kV	66,5	1,030	66,5	1,031	66,4	1,029
Aricota 2 66kV	68,0	1,030	67,7	1,026	67,6	1,024

A continuación, se muestran los resultados de la cargabilidad en las líneas que operan en la zona de influencia del Proyecto, para el escenario sin considerar el ingreso del proyecto fotovoltaico.

Tabla 23: Cargabilidad en líneas - Sin Proyecto - Caso Base y sus Contingencias

LÍNEAS	Av20max	Av20med	Av20min
	Cargabilidad	Cargabilidad	Cargabilidad
	[%]	[%]	[%]
Caso Base			
Los Héroes - Moquegua 220KV L-2029	14,9	11,2	13,58
Los Héroes - Montalvo 220KV	11,9	9,3	10,54
Los Héroes - Tomasiri 66kV L-6637	23,0	10,0	7,65
Los Héroes - Pucamarca 66kV L-6638	5,7	6,1	6,18
Los Héroes - Tacna Solar 66kV L-6639	0,1	21,0	0,05
Los Héroes - Tacna 66kV L-6640 - 1	42,8	32,3	22,51
Los Héroes - Tacna 66kV L-6640 - 2	29,3	22,2	15,44
Contingencia TR1 Los Héroes 220/66/10.5kV:			
Los Héroes - Moquegua 220KV L-2029	13,67	10,8	12,78
Los Héroes - Montalvo 220KV	11,13	8,9	10,04
Los Héroes - Tomasiri 66kV L-6637	36,18	24,9	16,52
Los Héroes - Pucamarca 66kV L-6638	5,97	6,3	6,31
Los Héroes - Tacna Solar 66kV L-6639	0,04	21,9	0,04
Los Héroes - Tacna 66kV L-6640 - 1	45,04	33,6	22,97
Los Héroes - Tacna 66kV L-6640 - 2	30,89	23,0	15,76
Contingencia Los Héroes - Moquegua 220KV L-2029:			
Los Héroes - Moquegua 220KV L-2029			
Los Héroes - Montalvo 220KV	19,49	13,1	13,81
Los Héroes - Tomasiri 66kV L-6637	25	15,95	11,33
Los Héroes - Pucamarca 66kV L-6638	5,79	6,16	6,26
Los Héroes - Tacna Solar 66kV L-6639	0,04	21,41	0,04
Los Héroes - Tacna 66kV L-6640 - 1	43,68	32,85	22,79
Los Héroes - Tacna 66kV L-6640 - 2	29,96	22,54	15,64

Escenario con Proyecto

A continuación, se muestran los resultados de las tensiones en las barras que operan en la zona de influencia del Proyecto; para el escenario considerando el ingreso del proyecto fotovoltaico.

Tabla 24: Tensión en Barras – Con ingreso del Proyecto y sus Contingencias

BARRAS	Av20max		Av20med		Av20min	
	Voltaje	Voltaje	Voltaje	Voltaje	Voltaje	Voltaje
	[kV]	[p.u.]	[kV]	[p.u.]	[kV]	[p.u.]
Con ingreso de la Central Fotovoltaica Tacna						
Moquegua 220kV	221,5	0,998	222,1	1,000	220,7	0,994
Montalvo 220kV	221,6	1,008	222,1	1,009	220,5	1,002
Los Héroes 220kV	221,3	1,001	222,5	1,007	222,0	1,005
Moquegua 138kV	143,0	1,007	141,4	0,996	140,8	0,992
Los Héroes 66kV	67,2	1,011	67,2	1,010	66,7	1,003
Tacna Solar 66kV	67,2	1,019	67,2	1,019	66,7	1,011
Tacna 66kV	66,6	1,002	66,7	1,003	66,4	0,998
Pucamarca 66kV	66,7	1,010	66,6	1,009	66,1	1,001
Tomasiri 66kV	67,5	1,046	67,4	1,046	67,1	1,040
Aricota 2 66kV	68,2	1,033	68,0	1,030	67,8	1,027
Contingencia TR1 Los Héroes 220/66/10.5kV:						
Moquegua 220kV	221,5	0,998	222,1	1,004	220,6	0,994
Montalvo 220kV	221,6	1,007	222,1	1,009	220,4	1,002
Los Héroes 220kV	221,4	1,002	222,7	1,008	221,9	1,004
Moquegua 138kV	142,9	1,006	141,4	0,996	140,8	0,991
Los Héroes 66kV	64,0	0,962	64,7	0,973	65,4	0,984
Tacna Solar 66kV	64,0	0,969	64,8	0,981	65,4	0,991
Tacna 66kV	63,3	0,952	64,2	0,966	65,1	0,979
Pucamarca 66kV	63,3	0,960	64,0	0,970	64,8	0,981
Tomasiri 66kV	65,2	1,010	65,7	1,019	66,2	1,026
Aricota 2 66kV	67,9	1,029	67,8	1,027	67,7	1,026
Contingencia Los Héroes - Moquegua 220KV L-2029:						
Moquegua 220kV	221,0	0,996	221,0	0,9953	219,7	0,9898
Montalvo 220kV	221,2	1,005	221,0	1,0044	219,6	0,9981
Los Héroes 220kV	217,7	0,985	219,0	0,9908	219,6	0,9936
Moquegua 138kV	142,6	1,004	140,7	0,9906	140,2	0,9873
Los Héroes 66kV	66,2	0,995	66,2	0,9952	66,0	0,993
Tacna Solar 66kV	66,2	1,003	66,2	1,0032	66,0	1,0005
Tacna 66kV	65,5	0,986	65,7	0,9879	65,7	0,988
Pucamarca 66kV	65,6	0,994	65,5	0,9929	65,4	0,9905
Tomasiri 66kV	66,7	1,034	66,7	1,034	66,5	1,032
Aricota 2 66kV	68,0	1,030	67,7	1,026	67,6	1,024

A continuación, se muestran los resultados de la cargabilidad en las líneas que operan en la zona de influencia del Proyecto, para el escenario considerando el ingreso del proyecto fotovoltaico.

Tabla 25: Cargabilidad en líneas – Con ingreso del Proyecto y sus Contingencias

LÍNEAS	Av20max	Av20med	Av20min
	Cargabilidad	Cargabilidad	Cargabilidad
	[%]	[%]	[%]
Con ingreso de la Central Fotovoltaica Tacna			
Los Héroes - Moquegua 220KV L-2029	7,6	7,5	9,52
Los Héroes - Montalvo 220KV	6,9	5,3	6,87
Los Héroes - Tomasiri 66kV L-6637	11,5	5,9	9,7
Los Héroes - Pucamarca 66kV L-6638	5,7	6,0	6,17
Los Héroes - Tacna Solar 66kV L-6639	0,1	21,0	0,05
Los Héroes - Tacna 66kV L-6640 - 1	42,8	32,2	22,46
Los Héroes - Tacna 66kV L-6640 - 2	29,3	22,1	15,41
Contingencia TR1 Los Héroes 220/66/10.5kV:			
Los Héroes - Moquegua 220KV L-2029	6,91	8,1	9,37
Los Héroes - Montalvo 220KV	6,3	5,3	6,52
Los Héroes - Tomasiri 66kV L-6637	32,19	21,4	14,07
Los Héroes - Pucamarca 66kV L-6638	5,97	6,3	6,29
Los Héroes - Tacna Solar 66kV L-6639	0,04	21,8	0,04
Los Héroes - Tacna 66kV L-6640 - 1	45,01	33,5	22,91
Los Héroes - Tacna 66kV L-6640 - 2	30,87	23,0	15,72
Contingencia Los Héroes - Moquegua 220KV L-2029:			
Los Héroes - Moquegua 220KV L-2029			
Los Héroes - Montalvo 220KV	10,76	6,66	4,83
Los Héroes - Tomasiri 66kV L-6637	15,1	9,51	12,42
Los Héroes - Pucamarca 66kV L-6638	5,76	6,14	6,23
Los Héroes - Tacna Solar 66kV L-6639	0,04	21,32	0,04
Los Héroes - Tacna 66kV L-6640 - 1	43,45	32,72	22,7
Los Héroes - Tacna 66kV L-6640 - 2	29,8	22,44	15,58

3.5.6 Análisis de Cortocircuito

Se analizan dos tipos de cortocircuitos para la evaluación del Proyecto Fotovoltaico Tacna; los cuales son: Cortocircuito Trifásico 3F y Cortocircuito Monofásico a Tierra franca 1F. (Sin resistencia)

Escenario sin Proyecto

Se realizan los cálculos de cortocircuito sin proyecto, para tener una base de comparación cuando entre en servicio el Proyecto Fotovoltaico. Los resultados de las simulaciones de cortocircuito Sin proyecto se presentan en las tablas siguientes:

Tabla 26: Corrientes de cortocircuito Sin Proyecto – Av20max

Barras Av20max	3F	1F
	$I_{k''}$	$I_{k'' A}$
	kA	kA
Moquegua 220kV	7,422	9,267
Montalvo 220kV	7,480	9,454
Los Héroes 220kV	2,865	2,932
Moquegua 138kV	8,348	10,633
Los Héroes 66kV	4,799	6,386
Tacna Solar 66kV	4,376	5,481
Tacna 66kV	4,159	4,537
Pucamarca 66kV	0,943	0,658
Tomasiri 66kV	2,617	1,878
Aricota 2 66kV	5,364	5,876

Tabla 27: Corrientes de cortocircuito Sin Proyecto – Av20med

Barras Av20med	3F	1F
	I_{k''}	I_{k''} A
	kA	kA
Moquegua 220kV	7,423	9,269
Montalvo 220kV	7,481	9,456
Los Héroes 220kV	2,865	2,932
Moquegua 138kV	8,349	10,634
Los Héroes 66kV	4,800	6,386
Tacna Solar 66kV	4,376	5,481
Tacna 66kV	4,159	4,537
Pucamarca 66kV	0,943	0,568
Tomasiri 66kV	2,617	1,878
Aricota 2 66kV	5,364	5,876

Tabla 28: Corrientes de cortocircuito Sin Proyecto – Av20min

Barras Av20min	3F	1F
	I_{k''}	I_{k''} A
	kA	kA
Moquegua 220kV	7,404	9,248
Montalvo 220kV	7,461	9,434
Los Héroes 220kV	2,862	2,930
Moquegua 138kV	8,334	10,618
Los Héroes 66kV	4,797	6,383
Tacna Solar 66kV	4,374	5,479
Tacna 66kV	4,158	4,535
Pucamarca 66kV	0,943	0,568
Tomasiri 66kV	2,616	1,878
Aricota 2 66kV	5,363	5,874

Escenario con Proyecto

Los resultados de las simulaciones de cortocircuito Con proyecto se presentan en las tablas siguientes:

Tabla 29: Corrientes de cortocircuito Con Proyecto – Av20max

Barras Av20max	3F	1F
	I_{k''}	I_{k''} A
	kA	kA
Moquegua 220kV	7,494	9,312
Montalvo 220kV	7,552	9,500
Los Héroes 220kV	2,944	3,194
Moquegua 138kV	8,403	10,665
Los Héroes 66kV	4,856	6,459
Tacna Solar 66kV	4,423	5,527
Tacna 66kV	4,202	4,574
Pucamarca 66kV	0,945	0,568
Tomasiri 66kV	1,618	1,882
Aricota 2 66kV	5,374	5,880

Tabla 30: Corrientes de cortocircuito Con Proyecto – Av20med

Barras Av20med	3F	1F
	I_{k''}	I_{k''} A
	kA	kA
Moquegua 220kV	7,495	9,314
Montalvo 220kV	7,553	9,502
Los Héroes 220kV	2,944	3,195
Moquegua 138kV	8,404	10,667
Los Héroes 66kV	4,856	6,459
Tacna Solar 66kV	4,424	5,527
Tacna 66kV	4,202	4,574
Pucamarca 66kV	0,945	0,568
Tomasiri 66kV	2,628	1,882
Aricota 2 66kV	5,374	5,880

Tabla 31: Corrientes de cortocircuito Con Proyecto – Av20min

Barras Av20min	3F	1F
	I_{k''}	I_{k''} A
	kA	kA
Moquegua 220kV	7,476	9,293
Montalvo 220kV	7,534	9,479
Los Héroes 220kV	2,941	3,192
Moquegua 138kV	8,390	10,651
Los Héroes 66kV	4,854	6,456
Tacna Solar 66kV	4,422	5,525
Tacna 66kV	4,200	4,572
Pucamarca 66kV	0,945	0,568
Tomasiri 66kV	2,627	1,882
Aricota 2 66kV	5,373	5,879

3.6. Análisis Económico de la Central Fotovoltaica Tacna

Para el Análisis Económico de la Central fotovoltaica Tacna de 30MW, se cuenta con los siguientes inputs:

- Se considera que la Central Fotovoltaica tendrá una vida útil de 20 años.
- Características y cantidades Totales de la Central Fotovoltaica Tacna de 30MW; las cuales se determinaron en el Diseño del Central, Item 3.3 y 3.4.

Como primer paso se realizan las cotizaciones específicas e independientes, para cada área necesaria de trabajos para la Construcción de la Central: Ingeniería, Trabajos Civiles, Trabajos Electromecánicos y Gestión de Permisos.

Los resultados de todas las cotizaciones específicas se gestionan, y dan como resultado la siguiente tabla, en la cual se encuentra de manera muy resumida, todas las actividades globales necesarias para la construcción y el Costo Total de Construcción al año2017.

Tabla 32: Costo Total de Inversión para la Construcción de la Central Fotovoltaica Tacna
30MW

 UNIVERSIDAD SEÑOR DE SIPÁN <i>USS-Jean Rojas</i>			
<u>CENTRAL FOTOVOLTAICA TACNA - 30MW</u>			
<i>Fecha: 23/11/2017</i>			
ITEM	DESCRIPCIÓN	UND	SUBTOTAL
1	Ingeniería para Construcción, incluye EPO y EO	Glb	\$ 135,000.00
2	Permisos para Construcción (EIA, CIRA)	Glb	\$ 165,000.00
3	Obras Civiles		
3.1	Nivelación de Terreno	Glb	\$ 243,169.20
3.2	Caminos Internos y de Acceso	Glb	\$ 767,000.00
3.3	Bases y fundaciones para las Estructuras de los Paneles	Glb	\$ 202,641.00
3.4	Zanjas para el recorrido de la Línea de Transmisión	Glb	\$ 467,610.00
3.5	Obras Civiles para la Ampliación de la S.E. Los Héroes 220kV	Glb	\$ 650,000.00
3.6	Cerco Perimétrico, Vigilancia y demás	Glb	\$ 330,000.00
4	Equipos Principales		
4.1	Modulos Fotovoltaicos	Glb	\$ 25,584,000.00
4.2	Estructuras para los Módulos Fotovoltaicos	Glb	\$ 1,107,000.00
4.3	Centros de Transformación (Inversores, Transformadores y Celdas de Media Tensión)	Glb	\$ 1,395,000.00
5	Equipos y Obras Electromecánicas		
5.1	Redes de Media Tensión	Glb	\$ 72,975.50
5.2	Celdas de Media Tensión de la Subestación de Potencia	Glb	\$ 186,000.00
5.3	Transformador de Potencia	Glb	\$ 420,000.00
5.4	Celda de Línea de la Subestación de Potencia	Glb	\$ 616,000.00
COSTO TOTAL PARA CONSTRUCCIÓN (SIN IGV)			\$ 32,341,395.70

Luego teniendo en cuenta las siguientes características para la Central Fotovoltaica Tacna de 30MW:

- Costo de Inversión inicial: **US\$ 32 341 395,70**
- Generación de Energía Anual: **73 257 MWh/Año**
Dato obtenido de la simulación A – 9m, el Software PVsyst. Anexo 2.
- Costo de Operación y mantenimiento anual: **US\$ 50 000,00**

Luego con estos 03 datos iniciales, se procede a hallar el LCOE “Costo nivelado de la energía”; el cual consiste en calcular el costo promedio total de Construir y Operar la Central de Energía, y dividirlo entre la energía total a ser generada durante su vida útil.

$$LCOE = \frac{\text{Costos Inversión} + \text{Costos OyM}}{\text{Generación de Energía anual}}$$

Reemplazando los valores de las características de la Central Fotovoltaica en la ecuación anterior, para un tiempo de vida de la Central Fotovoltaica de 20 años, se obtiene:

$$LCOE = \frac{32\,341\,395,70 \text{ US\$} + (50\,000,00 \times 20)\text{US\$}}{(73\,257 \times 20)\text{MWh}}$$

$$LCOE = 22,76 \frac{\text{US\$}}{\text{MWh}}$$

Este valor puede ser interpretado como: “El mínimo valor al cual se puede vender la energía producida en la Central de Energía, de modo que se obtenga un valor neto igual a Cero”.

Con este valor inicial, asumimos un valor mayor del Costo de Venta de Energía, con la finalidad de obtener indicadores económicos, que nos den una mayor rentabilidad de la Inversión:

- Costo de Venta de la Energía: **63,66 US\$/MWh**
- Precio de Venta de la energía Anual se obtendrá de acuerdo con:

$$\text{PVE anual} = \text{PE anual} \times \text{CVE anual}$$

PVE: Precio de Venta de Energía

PE: Producción de Energía

CVE: Costo de Venta de Energía

Con estas consideraciones se procede a obtener los Beneficios y Costos anuales, así como el Flujo de Caja del Proyecto.

Tabla 33: Beneficios Anuales del Proyecto C.F. Tacna 30 MW

AÑO	BENEFICIO		
	Precio de Venta de Energía Anual	Valor Residual	Beneficio Total
0			
1	\$4 663 540,62		\$4 663 540,62
2	\$4 663 540,62		\$4 663 540,62
3	\$4 663 540,62		\$4 663 540,62
4	\$4,663,540,62		\$4 663 540,62
5	\$4 663 540,62		\$4 663 540,62
6	\$4 663 540,62		\$4 663 540,62
7	\$4 663 540,62		\$4 663 540,62
8	\$4 663 540,62		\$4 663 540,62
9	\$4 663 540,62		\$4 663 540,62
10	\$4 663 540,62		\$4 663 540,62
11	\$4 663 540,62		\$4 663 540,62
12	\$4 663 540,62		\$4 663 540,62
13	\$4 663 540,62		\$4 663 540,62
14	\$4 663 540,62		\$4 663 540,62
15	\$4 663 540,62		\$4 663 540,62
16	\$4 663 540,62		\$4 663 540,62
17	\$4 663 540,62		\$4 663 540,62
18	\$4 663 540,62		\$4 663 540,62
19	\$4 663 540,62		\$4 663 540,62
20	\$4 663 540,62	\$1 617 069,79	\$6 280 610,41

Tabla 34: Costos Anuales del Proyecto C.F. Tacna 30 MW

AÑO	COSTOS		
	Inversión	Costos de OyM Anual	Costo Total
0	\$32 341 395,70		\$32 341 395,70
1		\$50 000,00	\$50 000,00
2		\$50 000,00	\$50 000,00
3		\$50 000,00	\$50 000,00
4		\$50 000,00	\$50 000,00
5		\$50 000,00	\$50 000,00
6		\$50 000,00	\$50 000,00
7		\$50 000,00	\$50 000,00
8		\$50 000,00	\$50 000,00
9		\$50 000,00	\$50 000,00
10		\$50 000,00	\$50 000,00
11		\$50 000,00	\$50 000,00
12		\$50 000,00	\$50 000,00
13		\$50 000,00	\$50 000,00
14		\$50 000,00	\$50 000,00
15		\$50 000,00	\$50 000,00
16		\$50 000,00	\$50 000,00
17		\$50 000,00	\$50 000,00
18		\$50 000,00	\$50 000,00
19		\$50 000,00	\$50 000,00
20		\$50 000,00	\$50 000,00

Tabla 35: Flujo de Caja del Proyecto C.F. Tacna 30 MW

AÑO	BENEFICIO	COSTOS	FLUJO DE CAJA (\$)
	Beneficio Total	Costo Total	
0		\$32 341 395,70	-\$32 341 395,70
1	\$4 663 540,62	\$50 000,00	\$4 613 540,62
2	\$4 663 540,62	\$50 000,00	\$4 613 540,62
3	\$4 663 540,62	\$50 000,00	\$4 613 540,62
4	\$4 663 540,62	\$50 000,00	\$4 613 540,62
5	\$4 663 540,62	\$50 000,00	\$4 613 540,62
6	\$4 663 540,62	\$50 000,00	\$4 613 540,62
7	\$4 663 540,62	\$50 000,00	\$4 613 540,62
8	\$4 663 540,62	\$50 000,00	\$4 613 540,62
9	\$4 663 540,62	\$50 000,00	\$4 613 540,62
10	\$4 663 540,62	\$50 000,00	\$4 613 540,62
11	\$4 663 540,62	\$50 000,00	\$4 613 540,62
12	\$4 663 540,62	\$50 000,00	\$4 613 540,62
13	\$4 663 540,62	\$50 000,00	\$4 613 540,62
14	\$4 663 540,62	\$50 000,00	\$4 613 540,62
15	\$4 663 540,62	\$50 000,00	\$4 613 540,62
16	\$4 663 540,62	\$50 000,00	\$4 613 540,62
17	\$4 663 540,62	\$50 000,00	\$4 613 540,62
18	\$4 663 540,62	\$50 000,00	\$4 613 540,62
19	\$4 663 540,62	\$50 000,00	\$4 613 540,62
20	\$6 280 610,41	\$50,000.00	\$6 230 610,41

Con este Flujo de Caja y considerando una Tasa de 12% se obtiene los siguientes indicadores económicos:

VAN:	\$2 286 822,26
VAN Beneficios:	\$35 001 690,14
VAN Costos:	\$373 472,18
B/C:	1,1
TIR:	13,1%

IV. DISCUSIÓN

4.1. Análisis Técnico

En esta investigación se realizó el Diseño de la Central Fotovoltaica, en dos tiempos: Primero se realizó el diseño del Layout de la Central Fotovoltaica, para cual se utilizó el software PVsyst, y después se terminó el diseño con Estimaciones, Criterios y Cálculos propios.

Gracias a esta metodología de diseño, no solo se pudo obtener los parámetros y cantidades de los equipos principales de la Central, así como el sistema eléctrico asociado hasta la interconexión; sino que también, se pudo obtener la simulación de la Central la cual permitió obtener la eficiencia global y la producción de energía anual de la Central Fotovoltaica; lo cual permitió hallar Factor de Planta de la Central Fotovoltaica.

Potencia de Generación	30 MW
Energía Producida Anual	73 257 MWh/año
Horas al año	8 760 horas/año
Factor de Planta	27,88%

A continuación, se muestran los Factores de Planta de 04 Centrales Fotovoltaicas que actualmente están operando en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), al año 2016; tomado de la página web del operador del Sistema – COES. <http://www.coes.org.pe/Portal/search?k=Factor%20de%20Planta>

Tabla 36: Factores de Planta de Centrales Fotovoltaicas operando en el SEIN

CENTRAL FOTVOLTAICA	POTENCIA NOMINAL	FACTOR DE PLANTA
Panamericana Solar 20TS	20 MW	29,76%
Majes Solar 20T	20 MW	26,42%
Tacna Solar 20TS	20 MW	27,90%
Moquegua FV	20 MW	35,14%

De los resultados, se puede observar que la Central Fotovoltaica Tacna de nuestra investigación; tiene un Factor de Planta muy parecido al de la Central Tacna Solar 20TS, que actualmente se encuentra operando en el SEIN; lo cual es razonable, ya que la ubicación de esta Central es cercana a la de la Investigación, y por ende el Recurso Solar es el mismo.

Tabla 37: Resumen de la Central Fotovoltaica Tacna 30MW

<i>Design: Jean Rojas</i>	
<u>CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA TACNA 30MW</u>	
<u>CARACTERISTICAS GENERALES</u>	
Departamento:	Tacna
Potencia Instalada Total:	30.996 MWp
Potencia Nominal Total:	30.000 MWac
<u>CARACTERISTICAS DE LA CENTRAL</u>	
Características Equipos Seleccionados	
Potencia Módulos Fotovoltaicos	315 Wp
Potencia Inversor	2000 KW
Ordenamiento de los Módulos Fotovoltaicos	
Número de módulos en serie por String (Cadena)	20
Número de módulos en paralelo por Inversor	328
Bloques Modulares de Potencia	
Potencia del Bloque Modular	2 MW
Número de Inversores	1
Número de Cajas de Agrupamiento	16
Número de Strings (Cadenas)	328
Número de Módulos Fotovoltaicos	6560
Cantidades Totales de la Central Solar	
Total de Bloques Modulares	15
Total de Inversores	15
Total de String (Cadenas)	4920
Total de Módulos fotovoltaicos	98400
Simulación de la Central Solar	
Energía producida	73257 MWh/año
Factor de Rendimiento	83%

4.2. Análisis Operativo

En esta investigación se realizó el análisis operativo de la Central Fotovoltaica Tacna de 30MW, cuando se interconecta al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), con ayuda del software DigSILENT; para lo cual se tomó como datos de partida, la base de datos en DigSILENT del operador del Sistema COES, y el diseño eléctrico de toda la Central Fotovoltaica hasta su interconexión.

De realizar las simulaciones en el software, con respecto al análisis de Flujo de Potencia; se obtuvo que con el ingreso del Proyecto Fotovoltaico Tacna de 30MW, los valores por unidad de las barras en los niveles de tensión de 220, 138 y 66kV, aledañas a la zona de interconexión del Proyecto, se mantienen con el mismo valor o sufren variaciones muy mínimas ($\Delta= 0,003$), con respecto a los valores que tienen Sin el Ingreso del Proyecto; cabe resaltar que algunos valores de estas barras se encuentran por encima de los valores permitidos, tanto para Estado Normal, como para el estado de Alerta producto de las contingencias simuladas; sin embargo, esto no es causado por el ingreso del proyecto Fotovoltaico, ya que estas barras se encuentran con estos valores desde el caso base Sin Proyecto.

A continuación, se muestra una tabla que indica la diferencia que existe entre los valores por unidad en barras, para el escenario SIN el Proyecto Fotovoltaico menos el escenario CON el ingreso del Proyecto Fotovoltaico; donde los valores positivos indican una reducción de tensión, mientras que los valores negativos indican un incremento de tensiones por unidad en barras.

Tabla 38: Variaciones en tensiones: Escenario Sin Proyecto - Escenario Con proyecto

BARRAS	Av20max	Av20med	Av20min
	Voltaje	Voltaje	Voltaje
	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]
Con ingreso de la Central Fotovoltaica Tacna			
Moquegua 220kV	0,001	-0,007	-0,001
Montalvo 220kV	0,001	-0,001	-0,001
Los Héroes 220kV	0,000	-0,002	-0,001
Moquegua 138kV	0,001	-0,001	-0,001
Los Héroes 66kV	0,000	-0,002	-0,002
Tacna Solar 66kV	0,000	-0,002	-0,002
Tacna 66kV	0,000	-0,002	-0,002
Pucamarca 66kV	0,000	-0,002	-0,002
Tomasiri 66kV	0,000	-0,002	-0,001
Aricota 2 66kV	0,001	0,000	0,000
Contingencia TR1 Los Héroes 220/66/10.5kV:			
Moquegua 220kV	0,001	-0,005	-0,001
Montalvo 220kV	0,001	-0,001	-0,001
Los Héroes 220kV	0,000	-0,002	-0,001
Moquegua 138kV	0,001	-0,001	-0,001
Los Héroes 66kV	-0,001	-0,002	-0,002
Tacna Solar 66kV	-0,001	-0,003	-0,002
Tacna 66kV	-0,001	-0,003	-0,002
Pucamarca 66kV	-0,001	-0,003	-0,002
Tomasiri 66kV	0,000	-0,002	-0,002
Aricota 2 66kV	0,001	0,000	0,000
Contingencia Los Héroes - Moquegua 220KV L-2029:			
Moquegua 220kV	-0,001	-0,001	-0,001
Montalvo 220kV	-0,001	-0,001	-0,001
Los Héroes 220kV	-0,004	-0,003	-0,003
Moquegua 138kV	-0,001	-0,001	-0,001
Los Héroes 66kV	-0,005	-0,004	-0,004
Tacna Solar 66kV	-0,005	-0,012	-0,004
Tacna 66kV	-0,005	-0,004	-0,004
Pucamarca 66kV	-0,006	-0,004	-0,004
Tomasiri 66kV	-0,004	-0,003	-0,003
Aricota 2 66kV	0,000	0,000	0,000

Así mismo, Con el ingreso del Proyecto Fotovoltaico, todas las líneas operan dentro de los límites de cargabilidad establecidos, tanto para Estado Normal, como para el estado de Alerta producto de las contingencias simuladas.

A continuación, se muestra una tabla que indica la diferencia que existe entre los valores de cargabilidad, para el escenario SIN el Proyecto Fotovoltaico menos el escenario CON el ingreso del Proyecto Fotovoltaico; donde los valores positivos indican una reducción de la cargabilidad, mientras que los valores negativos indican un incremento de la cargabilidad en las líneas de transmisión.

Tabla 39: Variaciones de Cargabilidad: Escenario Sin Proyecto - Escenario Con proyecto

LÍNEAS	Av20max	Av20med	Av20min
	Cargabilidad	Cargabilidad	Cargabilidad
	[%]	[%]	[%]
Con ingreso de la Central Fotovoltaica Tacna			
Los Héroes - Moquegua 220KV L-2029	7,3	3,7	4,1
Los Héroes - Montalvo 220KV	5,0	3,9	3,7
Los Héroes - Tomasiri 66kV L-6637	11,4	4,2	-2,1
Los Héroes - Pucamarca 66kV L-6638	0,0	0,0	0,0
Los Héroes - Tacna Solar 66kV L-6639	0,0	0,0	0,0
Los Héroes - Tacna 66kV L-6640 - 1	0,0	0,1	0,1
Los Héroes - Tacna 66kV L-6640 - 2	0,0	0,1	0,0
Contingencia TR1 Los Héroes 220/66/10.5kV:			
Los Héroes - Moquegua 220KV L-2029	6,8	2,7	3,4
Los Héroes - Montalvo 220KV	4,8	3,6	3,5
Los Héroes - Tomasiri 66kV L-6637	4,0	3,5	2,5
Los Héroes - Pucamarca 66kV L-6638	0,0	0,0	0,0
Los Héroes - Tacna Solar 66kV L-6639	0,0	0,1	0,0
Los Héroes - Tacna 66kV L-6640 - 1	0,0	0,1	0,1
Los Héroes - Tacna 66kV L-6640 - 2	0,0	0,1	0,0
Contingencia Los Héroes - Moquegua 220KV L-2029:			
Los Héroes - Moquegua 220KV L-2029			
Los Héroes - Montalvo 220KV	8,7	6,4	9,0
Los Héroes - Tomasiri 66kV L-6637	9,9	6,4	-1,1
Los Héroes - Pucamarca 66kV L-6638	0,0	0,0	0,0
Los Héroes - Tacna Solar 66kV L-6639	0,0	0,1	0,0
Los Héroes - Tacna 66kV L-6640 - 1	0,2	0,1	0,1
Los Héroes - Tacna 66kV L-6640 - 2	0,2	0,1	0,1

De realizar las simulaciones en el software, con respecto al análisis de Cortocircuitos; el ingreso del proyecto fotovoltaico incrementa las corrientes de cortocircuito en valores muy pequeños, por ende, dicho Proyecto no afecta la operación ni la seguridad del equipamiento del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

Análisis de Cortocircuito de la C.F. Tacna 30MW – Barras 220kV

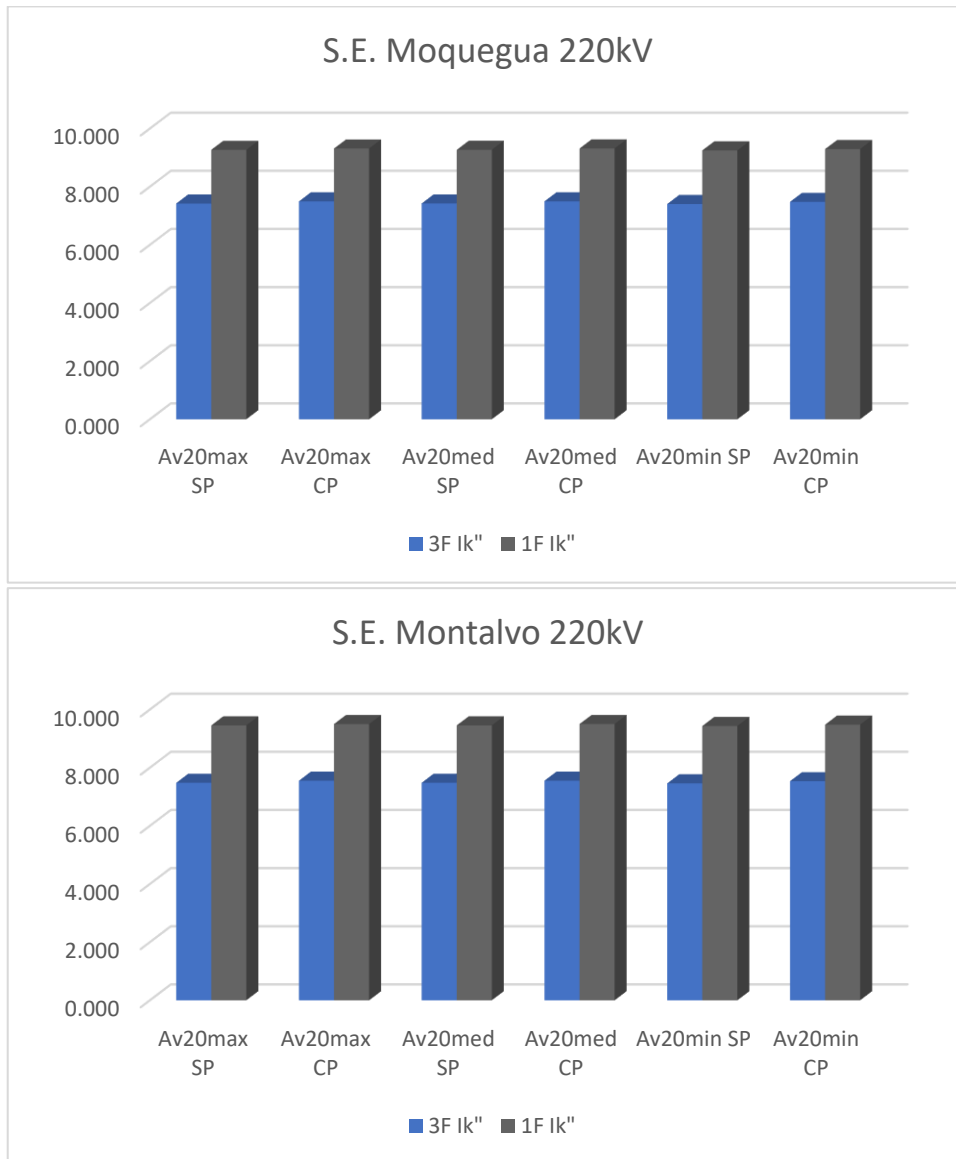


Figura 34: Comparaciones de los valores de cortocircuito durante el Escenario Sin Proyecto (SP) y el Escenario Con proyecto (CP); para las barras de 220kV, en la zona de Influencia del Proyecto: S.E. Moquegua y S.E. Montalvo

Fuente: Elaboración propia. Resultados de la simulación en el Software DigSILENT.

Análisis de Cortocircuito de la C.F. Tacna 30MW – S.E. Los Héroes

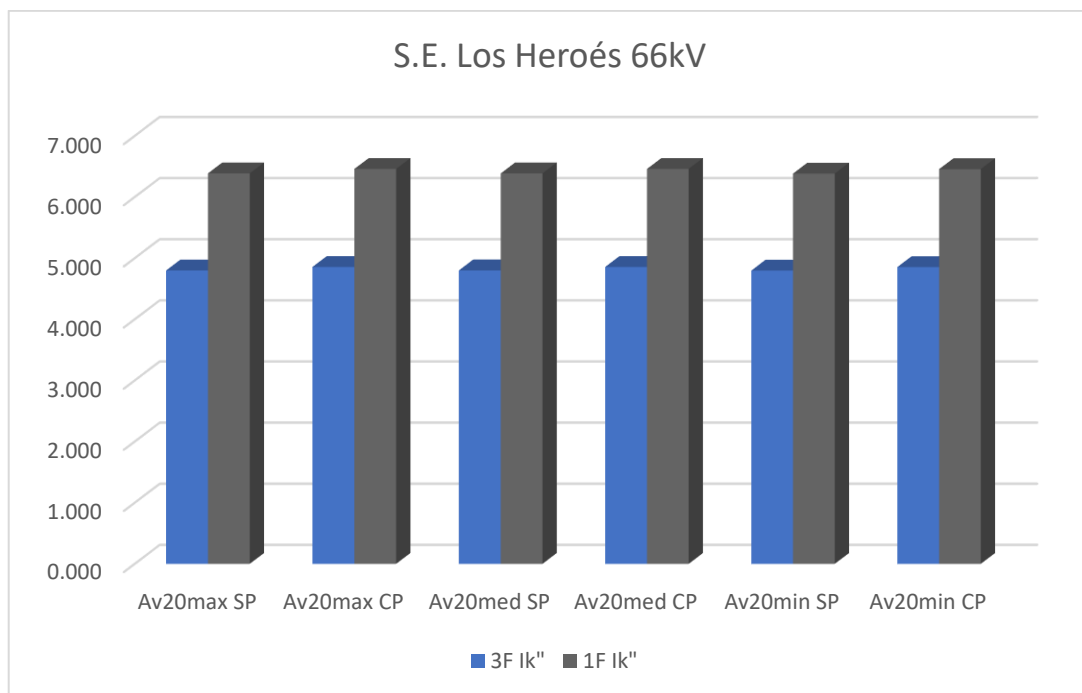
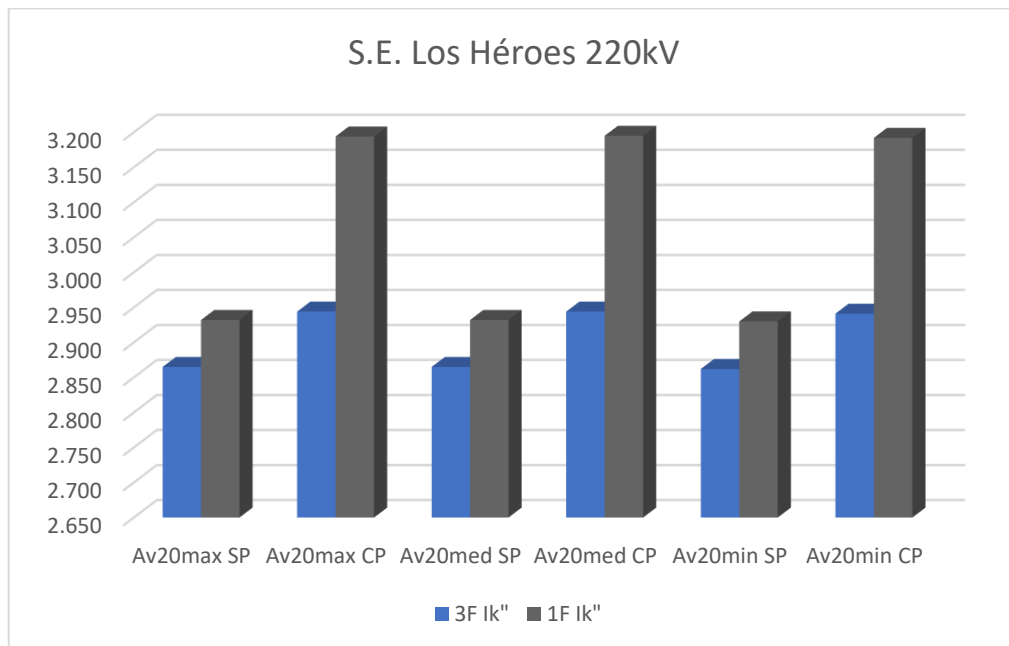
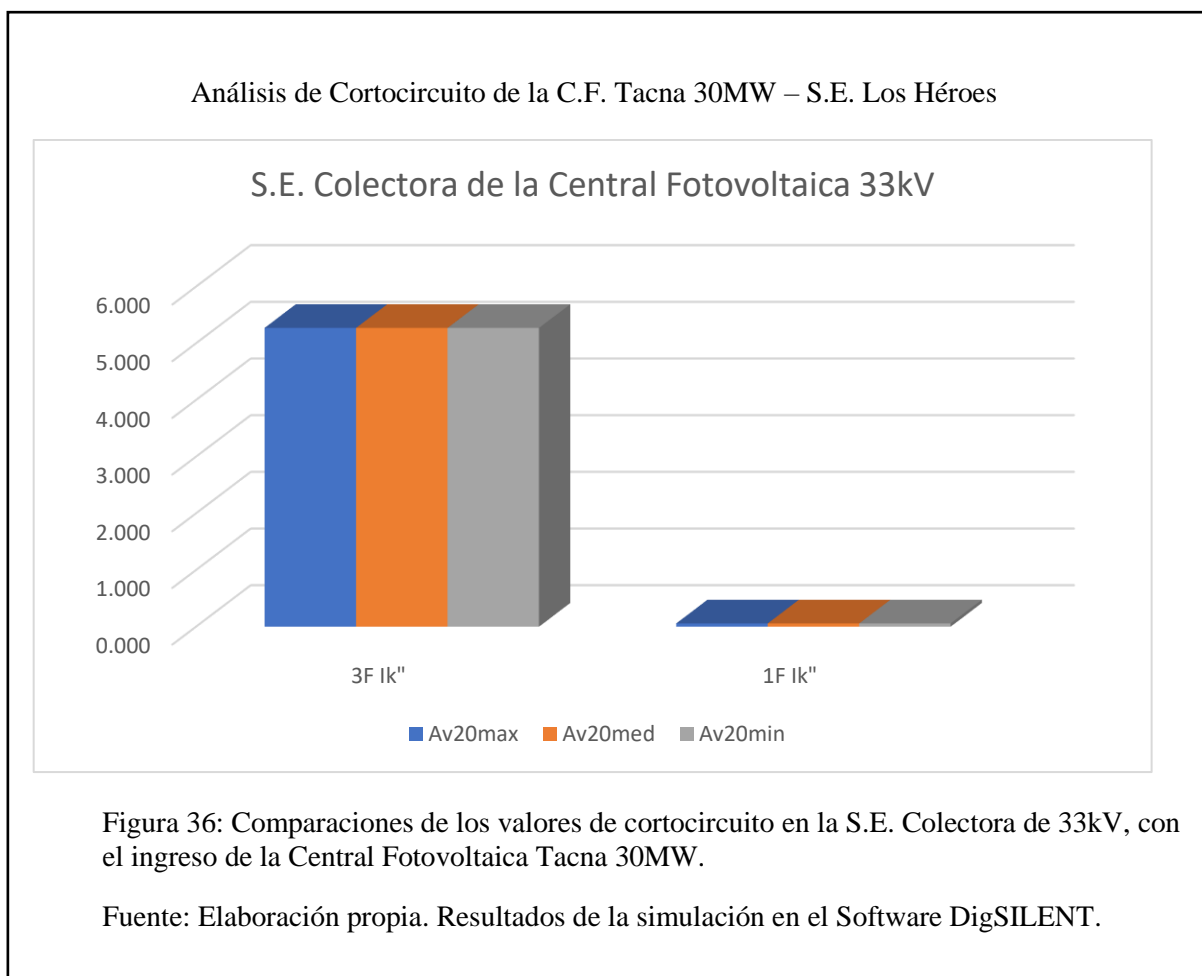


Figura 35: Comparaciones de los valores de cortocircuito durante el Escenario Sin Proyecto (SP) y el Escenario Con proyecto (CP); para la barra de Interconexión de la Central Fotovoltaica Tacna 30MW, S.E. Los Héroes.

Fuente: Elaboración propia. Resultados de la simulación en el Software DigSILENT.

En la S.E. Los Héroes 220 kV (punto de conexión), la máxima corriente de cortocircuito es de 3,195 kA, y se da con un cortocircuito monofásico a tierra durante el escenario de Avenida media 2020; la entrada del Central Fotovoltaica Tacna de 30MW, incrementa la corriente de cortocircuito trifásico máximo de 2,865 kA, a 2,944 kA; e incrementa la máxima corriente monofásica a tierra de 2,932kA, a 3,195 kA.

Así mismo S.E. Colectora de la Subestación de Potencia de 33kV, se tiene la máxima corriente de cortocircuito de 5,272 kA, debido a un cortocircuito trifásico a tierra, además la corriente monofásica a tierra máxima es de 0,057 kA.



4.3. Análisis Económico

En esta investigación se realizó el análisis económico de la Central Fotovoltaica Tacna de 30MW, en base a las cantidades y características totales de la Central Fotovoltaica resultantes de la etapa de Diseño de la Investigación.

Para realizar el análisis económico, se consideró un precio de venta de la energía de 63,66US\$/MWh; el cual se encuentra muy por debajo del promedio, de los precios ofertados en las diferentes Subastas de Energías Renovables realizadas en nuestro país.

A continuación, se muestra una tabla con los todos los resultados, de los precios de energía ofertados en las distintas subastas RER, realizadas en nuestro país, tomados de la página web del OSINERGMIN.

<http://www2.osinerg.gob.pe/EnergiasRenovables/contenido/SubastasAnteriores.html>

Tabla 40: Precios de Energía Ofertados por Centrales Fotovoltaicas en Subastas RER - Perú

CENTRAL FOTVOLTAICA	Potencia	Precio Ofertado	Subasta RER
	MW	US\$/MWh	
Panamericana Solar 20TS	20	215	1
Majes Solar 20T	20	222,5	1
Repartición Solar 20T	20	223	1
Tacna Solar 20TS	20	225	1
Moquegua FV	16	119,9	2
Central Solar Rubi	144,48	47,98	4
Intipampa	40	48,5	4

De los resultados del Análisis Económico de la Central Fotovoltaica Tacna de 30MW, se obtuvo un VAN de \$2 286 822,26, y una TIR de 13,1%; lo cual demostró la viabilidad económica para la operación de la Central Fotovoltaica Tacna.

Adicionalmente, se tiene que una variación ligera del precio de venta de la energía aumenta los indicadores económicos de manera directamente proporcional; cómo se puede apreciar en el siguiente gráfico.

Sensibilidad de Relación VAN y Tasa de Descuento

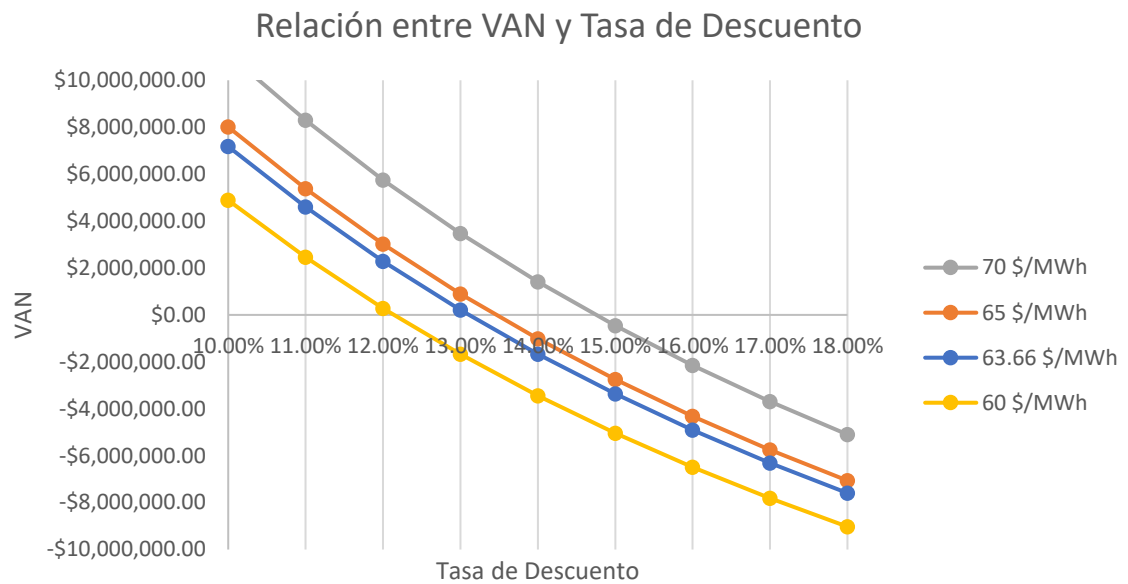


Figura 37: Relación entre la VAN y la Tasa de Descuento, para distintos precios de venta de la energía de la Central Fotovoltaica Tacna 30 MW.

Fuente: Elaboración propia. Resultados de Análisis Económico.

V. CONCLUSIONES

- Se estimó el recurso Solar existente en el área donde se ubicará la Central Fotovoltaica Tacna de 30MW, con ayuda del software especializado pvPlanner; con el cual se obtuvo los valores diarios y mensuales de suma de Irradiación Global; así como la suma anual de la Irradiación Global Horizontal, el cual resulto ser de 2 234 kWh/m².
- Se diseñó las Características Técnicas de la Central Fotovoltaica Tacna de 30MW, utilizando el software PVsyst y empleando cálculos electromecánicos de Ingeniería; obteniendo como resultados principales que la Central tendrá 98400 módulos fotovoltaicos de 315Wp, y 15 Inversores de 2 000kW; y producirá 73 257MWh/año con un Factor de rendimiento de 83%, y un Factor de Planta de 27,88%.
- Con los resultados del Diseño Eléctrico de la Central, se modelo en el software DigSILENT, la Central Fotovoltaica Tacna de 30MW; la cual tiene 15 grupos de potencia de 2MW, con 03 circuitos de Media Tensión en 33kV hacia una barra colectora en la Subestación Los Héroes, para su transformación, mediante un Transformador de Potencia de 35MVA, de 33 a 220Kv, para la inyección de la potencia generada al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).
- Una vez modelada la Central Fotovoltaica Tacna en el software DigSILENT, se procedió a realizar la simulación de su operación en el Sistema Eléctrico interconectado Nacional (SEIN), utilizando el mismo software; resultando que con el ingreso de la Central Fotovoltaico Tacna de 30MW, los valores por unidad de las barras en los niveles de tensión de 220, 138 y 66kV, aledañas a la zona de interconexión del Proyecto, se mantienen con el mismo valor o sufren variaciones muy mínimas ($\Delta= 0,003$), con respecto a los valores que tienen Sin el Ingreso del Proyecto; además, Con el ingreso del Proyecto Fotovoltaico, todas las líneas operan

dentro de los límites de cargabilidad establecidos, tanto para Estado Normal, como para el estado de Alerta producto de las contingencias simuladas; asimismo De realizar las simulaciones en el software, con respecto al análisis de Cortocircuitos; el ingreso del proyecto fotovoltaico incrementa las corrientes de cortocircuito en valores muy pequeños, por ende, dicho Proyecto no afecta la operación ni la seguridad del equipamiento del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

- Se realizó la estimación económica del Costo de la Inversión inicial de la Central Fotovoltaica Tacna; además se realizó el flujo de Caja del Proyecto para un tiempo de operación de 20 años, obteniendo para un precio de venta de energía de 63,66US\$/MWh, un VAN de \$2 286 822,26, una relación de Beneficio/Costo de 1,1; y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 13,1%.

VI. REFERENCIAS

- [1].Jiménez M. (2012). Diseño de planta solar fotovoltaica de 20MW en california y conexión a la red de distribución. Proyecto de Grado. Universidad Pontificia Comillas, Madrid, España.
- [2].Suarez P. (2010). Impacto de la generación Eólica y Solar en el Sistema Eléctrico de Baja California Norte. Tesis de Maestría. Instituto Politécnico Nacional, Ciudad de México, México.
- [3].Guardiola R. (2008). Diseño y cálculo de una instalación fotovoltaica de 1.1MW. Proyecto de Grado. Escola Técnica Superior d'Enginyeria, Valencia, España.
- [4].Torres D. (2012). Proyecto de una Central Solar Fotovoltaica de 20MW. Proyecto de Grado. Universidad Nacional de Ingeniería, Lima, Perú.
- [5].COES (2013). Procedimiento 20. Ingreso, Modificación y Retiro de instalaciones en el SEIN. [ebook] Lima. Available at: <http://www.coes.org.pe/Portal/MarcoNormativo/Procedimientos/Tecnicos>
- [6].AUTORIDAD NACIONAL DEL AGUA (2014). INVENTARIO NACIONAL DE GLACIARES Y LAGUNAS. [ebook] Huaraz. Available at: <http://www.ana.gob.pe/media/981508/glaciares.pdf>
- [7].DUNCAN Glover J. - SARMA Mulukutla S (2004). Sistemas de Potencia. Análisis y Diseño, International Thomson Editores, S.A.
- [8].STEVENSON William D. - GRAINGER John J (2004). “Análisis de Sistemas de Potencia”, McGraw-Hill – Interamericana de México, S.A.
- [9].Taylor C.W. (1994). Power system voltage stability. California: McGraw Hill.

- [10]. KUNDUR, Prabha (1994). Power System Stability and Control. Editorial McGraw-Hill.
- [11]. Anderson P.M. (1998). Power System Control and Stability. IEEE Press Power System Engineering.
- [12]. Abella M. (2005). Sistemas fotovoltaicos: introducción al diseño y dimensionado de instalaciones de energía solar fotovoltaica. Era Solar, S.A.P.T. Publicaciones Técnicas, S.L., Madrid.
- [13]. Cantos Serrano, J. (2016). Configuración de instalaciones solares fotovoltaicas. Madrid: Paraninfo.

Páginas Web

- [14]. Solargis (s.f.). Recuperado de: <http://solargis.info/doc/pvplanner/>
- [15]. Atlas de Energía Solar del Perú (2003). Recuperado de: <http://dger.minem.gob.pe/atlassolar/>
- [16]. Base de Datos del COES - DigSILENT (2017). Recuperado de: <http://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/NuevosProyectos/EstudiosPO>
- [17]. Información Referencial para EPOs (2017). Recuperado de: <http://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/NuevosProyectos/EstudiosPO>
- [18]. Factores de Planta de Central de Generación (2016). Recuperado de: <http://www.coes.org.pe/Portal/search?k=Factor%20de%20Planta>
- [19]. Subastas RER – OSINERGMIN (2017). Recuperado de: <http://www2.osinerg.gob.pe/EnergiasRenovables/contenido/SubastasAnteriores.html>

ANEXOS

ANEXO 1: Estimación del Recurso Solar con el Software pvPlanner

YIELD ASSESSMENT OF THE PHOTOVOLTAIC POWER PLANT

Report number: PV-5376-1509-100
 Issued: 21 September 2015 16:30 (UTC)

1. Site info

Site name:
 Coordinates: **18° 01' 8.94" S, 70° 19' 22.92" W**
 Elevation a.s.l.: 661 m
 Slope inclination: 3°
 Slope azimuth: 226° southwest

Annual global in-plane irradiation: **2318 kWh/m²**
 Annual air temperature at 2 m: **18.7 °C**

Location on the map: <http://solargis.info/lmaps/#?l=Google:satellite&loc=-18.019151,-70.323033&z=10>

2. PV system info

Installed power: **10000.0 kWp**
 Type of modules: **crystalline silicon (c-Si)**
 Mounting system: **fixed mounting, free standing**
 Azimuth/inclination: **0° (north) / 17°**
 Inverter Euro eff.: 98.3%
 DC / AC losses: 1.5% / 1.5%
 Availability: 100.0%

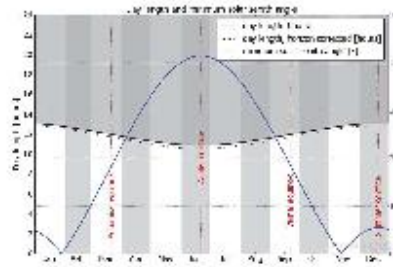
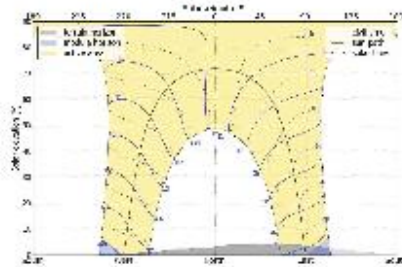
Annual average electricity production: **19.09 GWh**
 Average performance ratio: **82.2%**

3. Geographic position



Google Maps © 2015 Google

4. Terrain horizon and day length



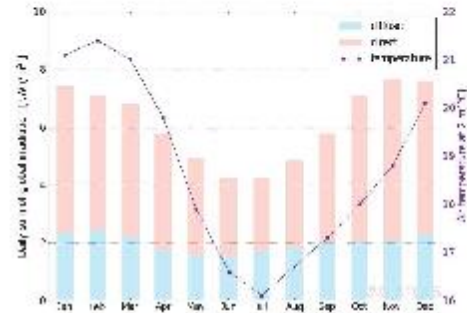
Left: Path of the Sun over a year. Terrain horizon (drawn by grey filling) and module horizon (blue filling) may have shading effect on solar radiation. Black dots show True Solar Time. Blue labels show Local Clock Time.
 Right: Change of the day length and solar zenith angle during a year. The local day length (time when the Sun is above the horizon) is shorter compared to the astronomical day length, if obstructed by higher terrain horizon.

Información Sensible Brindada por la Empresa SOWITEC Energías Renovables de Perú S.A.

Site: PES014_pvPlanner_Refpoint, Peru, lat/lon: -18.0192°/-70.3230°
 PV system: 10000.0 kWp, crystalline silicon, fixed free, azim. 0° (north), inclination 17°

5. Global horizontal irradiation and air temperature - climate reference

Month	Gh _m	Gh _d	Dh _d	T ₂₄
Jan	230	7.43	2.34	21.1
Feb	198	7.08	2.47	21.4
Mar	211	6.82	2.23	21.0
Apr	174	5.78	1.75	19.8
May	152	4.90	1.55	17.9
Jun	128	4.25	1.54	16.6
Jul	132	4.25	1.69	16.1
Aug	151	4.86	1.84	16.7
Sep	174	5.79	2.02	17.3
Oct	219	7.07	2.03	18.0
Nov	230	7.66	2.07	18.8
Dec	236	7.60	2.28	20.1
Year	2234	6.12	1.98	18.7



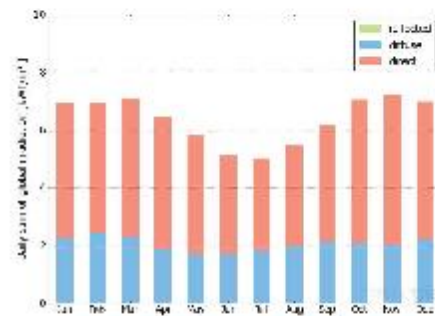
Long-term monthly averages:

- Gh_m Monthly sum of global irradiation [kWh/m²]
- Gh_d Daily sum of global irradiation [kWh/m²]
- Dh_d Daily sum of diffuse irradiation [kWh/m²]
- T₂₄ Daily (diurnal) air temperature [°C]

6. Global in-plane irradiation

Fixed surface, azimuth 0° (north), inclination. 17°

Month	GI _m	GI _d	DI _d	RI _d	Sh _{loss}
Jan	215	6.92	2.26	0.02	0.2
Feb	194	6.92	2.45	0.02	0.2
Mar	220	7.11	2.31	0.02	0.2
Apr	194	6.46	1.88	0.02	0.2
May	180	5.80	1.71	0.01	0.2
Jun	154	5.12	1.70	0.01	0.3
Jul	156	5.02	1.84	0.01	0.3
Aug	170	5.47	1.96	0.01	0.3
Sep	185	6.17	2.11	0.02	0.2
Oct	219	7.05	2.05	0.02	0.2
Nov	217	7.22	2.02	0.02	0.2
Dec	216	6.99	2.20	0.02	0.2
Year	2318	6.35	2.04	0.02	0.2



Long-term monthly averages:

- GI_m Monthly sum of global irradiation [kWh/m²]
- GI_d Daily sum of global irradiation [kWh/m²]
- DI_d Daily sum of diffuse irradiation [kWh/m²]
- RI_d Daily sum of reflected irradiation [kWh/m²]

Sh_{loss} Losses of global irradiation by terrain shading [%]

Average yearly sum of global irradiation for different types of surface:

	kWh/m ²	relative to optimally inclined
Horizontal	2234	96.4%
Optimally inclined (17°)	2318	100.0%
2-axis tracking	2978	128.5%
Your option	2318	100.0%

Información Sensible Brindada por la Empresa SOWITEC Energías Renovables de Perú S.A.

ANEXO 2: Resultado Total de la Simulación A -9m en el software PVsyst

PVSYST V8.43		12/11/17	Página 1/5
C.S. TACNA Jean Rojas Bismarck			
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación			
Proyecto :	C.S. Tacna		
Lugar geográfico	Tacna	País	Peru
Ubicación	Latitud	18.0°S	Longitud 70.3°W
Hora definido como	Hora Legal	Huso hor. UT-5	Altitud 661 m
	Albedo	0.20	
Datos climatológicos:	Tacna	SolarGIS - Sintesis	
Variante de simulación :	Simulación_06_04		
	Fecha de simulación	12/11/17 23h35	
Parámetros de la simulación			
Plano de seguimiento, eje inclinado	Inclinación eje	0°	Acimut eje 0°
Limitaciones de rotación	Fi mínimo	-60°	Fi máximo 60°
Técnica del Retorno	Espaciamiento seguidor solar	9.00 m	Ancho receptor 3.93 m
Banda inactiva	Izquierda	0.00 m	Derecha 0.00 m
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso Perez, Meteonorm
Perfil obstáculos	Elevación Media	2.0°	
Sombras cercanas	Sombreado lineal		
Características generador FV			
Módulo FV	Si-mono	Modelo	JKM 315M-72
<small>Original PVsyst database</small>		Fabricante	Jinkosolar
Número de módulos FV	En serie	20 módulos	En paralelo 4920 cadenas
N° total de módulos FV	N° módulos	98400	Pnom unitaria 315 Wp
Potencia global generador	Nominal (STC)	30996 kWp	En cond. funciona. 27815 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)	V mpp	672 V	I mpp 41410 A
Superficie total	Superficie módulos	190931 m²	Superf. célula 168165 m²
Inversor			
<small>Custom parameters definition</small>		Modelo	Sunny Central 2200
		Fabricante	SMA
Características	Tensión Funciona.	570-950 V	Pnom unitaria 2000 kWac
Banco de inversores	N° de inversores	15 unidades	Potencia total 30000 kWac
Factores de pérdida Generador FV			
Pérdidas por polvo y suciedad del generador			Fracción de Pérdidas 2.0 %
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	0.27 mOhm	Fracción de Pérdidas 1.5 % en STC
Pérdida Diodos en Serie	Caída de Tensión	0.7 V	Fracción de Pérdidas 0.1 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas 0.0 %
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas 1.5 % en MPP
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo 0.05
Necesidades de los usuarios :	Carga ilimitada (red)		

Traducción sin garantía. Sólo el texto inglés está garantizado.

C.S. TACNA
Jean Rojas Bismarck

Sistema Conectado a la Red: Definición del horizonte

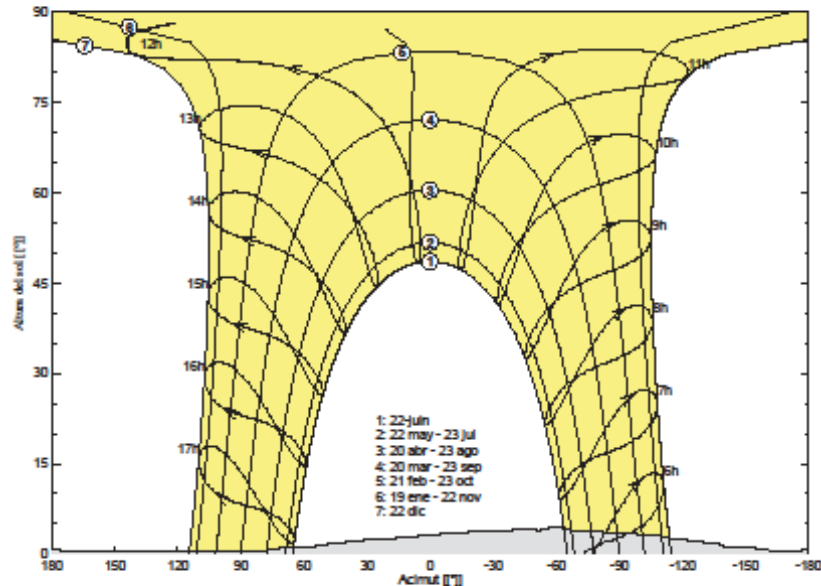
Proyecto : C.S. Tacna
Variante de simulación : Simulación_06_04

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red	
Perfil obstáculos	Elevación Media	2.0°	
Sombras cercanas	Sombreado lineal		
Orientación Cardenal	Soplo Viento, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje 0°
Módulos FV	Modelo	JKM 315M-72	Pnom 315 Wp
Generador FV	N° de módulos	98400	Pnom total 30996 kWp
Inversor	Modelo	Sunny Central 2200	Pnom 2000 kW ac
Banco de inversores	N° de unidades	15.0	Pnom total 30000 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		

Perfil obstáculos	Elevación Media	2.0°	Factor Difuso	0.99
	Factor Albedo	100 %	Fracción Albedo	0.96

Altura [°]	0.8	0.6	0.4	0.6	1.0	1.2	1.2	1.4	1.8	1.8	2.0	2.2	2.4	2.6
Acimut [°]	-179	-176	-175	-162	-154	-150	-141	-139	-136	-134	-130	-129	-117	-114
Altura [°]	2.8	3.0	3.0	3.2	3.6	3.6	3.8	4.0	4.2	4.4	4.6	4.4	4.4	4.2
Acimut [°]	-113	-109	-106	-102	-89	-86	-68	-67	-65	-62	-61	-59	-57	-55
Altura [°]	4.0	3.8	4.0	4.2	4.0	3.8	3.6	3.6	3.2	3.0	3.0	2.8	2.6	2.4
Acimut [°]	-53	-52	-51	-43	-39	-38	-12	-8	-3	1	4	16	17	24
Altura [°]	2.2	2.0	1.8	1.8	1.4	1.2	1.2	1.0	0.8	0.6	0.4	0.6	0.8	0.8
Acimut [°]	40	41	44	47	52	57	68	72	73	79	175	176	179	180

Línea del perfil de obstáculo Hora Legal



Traducción sin garantía, sólo el texto inglés está garantizado.

C.S. TACNA
Jean Rojas Bismarck

Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

Proyecto : C.S. Tacna
Variante de simulación : Simulación_06_04

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red
Perfil obstáculos	Elevación Media	2.0°
Sombras cercanas	Sombreado lineal	
Orientación Carga FV	Sobre FVento, eje inclinado, Inclinación eje	0°
Módulos FV	Modelo	JKM 315M-72
Generador FV	N° de módulos	98400
Inversor	Modelo	Sunny Central 2200
Banco de inversores	N° de unidades	15.0
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)	
	Acimut eje	0°
	Pnom	315 Wp
	Pnom total	30996 kWp
	Pnom	2000 kW ac
	Pnom total	30000 kW ac

Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano

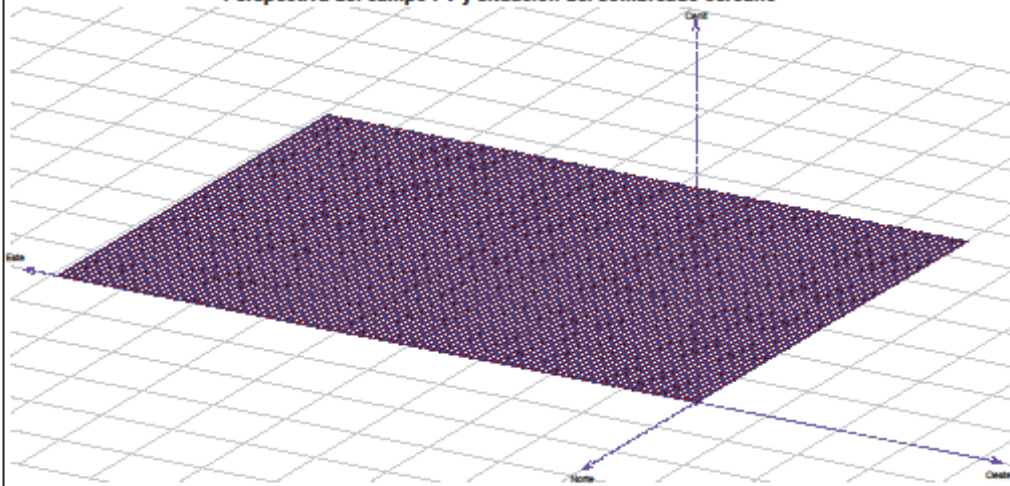
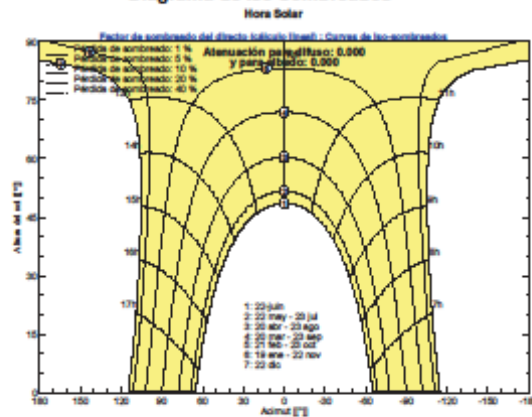


Diagrama de Iso-sombrados



Traducción sin garantía, Sólo el texto inglés está garantizado.

C.S. TACNA
Jean Rojas Bismarck

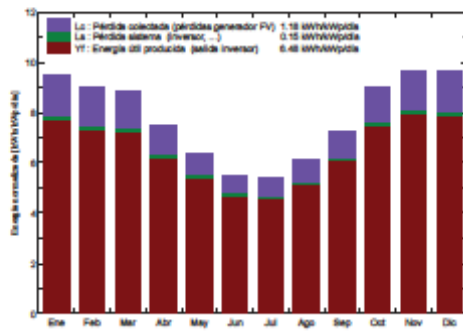
Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : C.S. Tacna
Variante de simulación : Simulación_06_04

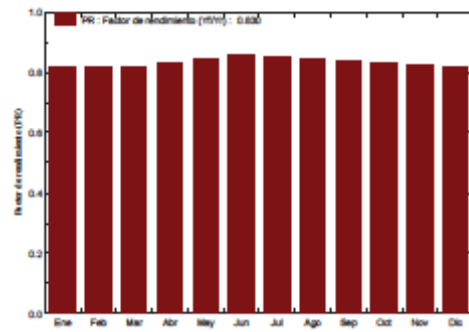
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red
Perfil obstáculos	Elevación Media	2.0°
Sombras cercanas	Sombreado lineal	
Orientación Cardenal	Seguimiento, eje inclinado, Inclinación eje	0°
Módulos FV	Modelo	JKM 315M-72
Generador FV	N° de módulos	98400
Inversor	Modelo	Sunny Central 2200
Banco de inversores	N° de unidades	15.0
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)	
	Acimut eje	0°
	Pnom	315 Wp
	Pnom total	30996 kWp
	Pnom	2000 kW ac
	Pnom total	30000 kW ac

Resultados principales de la simulación
Producción del Sistema **Energía producida** **73257 MWh/año** **Produc. específico** **2363 kWh/kWp/año**
Factor de rendimiento (PR) **83.0 %**

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 30996 kWp



Factor de rendimiento (PR)



Simulación_06_04
Balances y resultados principales

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEfl	EArray	E_Grid	ERArR	ERByR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	%	%
Enero	200.3	21.10	294.4	277.5	7604	7438	13.53	13.23
Febrero	198.3	21.40	262.6	237.5	6527	6367	13.53	13.24
Marzo	211.4	21.00	274.0	266.5	7120	6965	13.61	13.32
Abril	173.5	19.80	224.5	210.9	5693	5766	13.74	13.45
Mayo	152.0	17.90	198.0	185.5	5005	5190	14.03	13.73
Junio	127.5	16.60	165.4	154.5	4479	4380	14.18	13.87
Julio	131.8	16.10	166.7	155.1	4611	4412	14.17	13.86
Agosto	150.6	16.70	188.6	175.8	5060	4950	14.05	13.74
Septiembre	173.7	17.30	217.8	203.8	5788	5653	13.92	13.62
Octubre	219.3	18.00	279.1	263.9	7334	7169	13.76	13.45
Noviembre	229.8	18.80	289.2	273.5	7538	7368	13.65	13.35
Diciembre	236.5	20.00	287.9	281.6	7730	7567	13.61	13.31
Año	2233.7	18.72	2848.4	2679.6	74898	73267	13.77	13.47

Leyendas:
 GlobHor: Irradiación global horizontal
 T Amb: Temperatura Ambiente
 GlobInc: Global incidente plano receptor
 GlobEfl: Global efectivo, con. para IAM y sombreados
 EArray: Energía efectiva en la salida del generador
 E_Grid: Energía reintegrada en la red
 ERArR: Eficiencia Eoal campo/superficie bruta
 ERByR: Eficiencia Eoal sistema/superficie bruta

Traducción sin garantía. Sólo el texto inglés está garantizado.

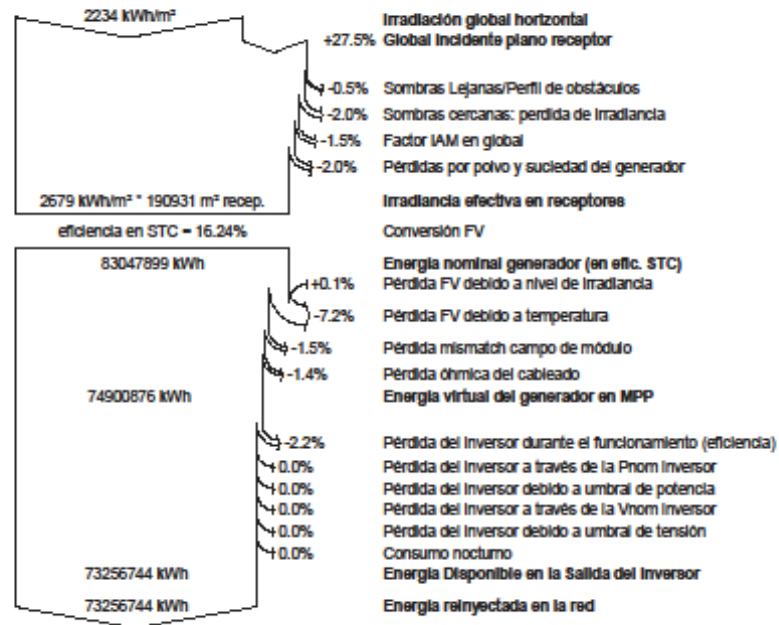
C.S. TACNA
Jean Rojas Bismarck

Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : C.S. Tacna
Variante de simulación : Simulación_06_04

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red	
Perfil obstáculos	Elevación Media	2.0°	
Sombras cercanas	Sombreado lineal		
Orientación Cardenal	Suroeste	Acimut eje	0°
Inclinación eje	0°	Pnom	315 Wp
Módulos FV	Modelo	Pnom total	30996 kWp
Generador FV	N° de módulos	Pnom	2000 kW ac
Inversor	Modelo	Pnom total	30000 kW ac
Banco de inversores	N° de unidades		
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		

Diagrama de pérdida durante todo el año



Traducción sin garantía, Sólo el texto inglés está garantizado.

ANEXO 3: Equipos de la Central Fotovoltaica Tacna

ANEXO 3-1: Hoja de Datos Técnicos de Panel Fotovoltaico

Tel: +1 415 402 0508 | Fax: +1 415 402 0703
 us@jinkosolar.com | www.jinkosolar.com



JKM320M-72

300-320 Watt

MONO CRYSTALLINE MODULE

Positive power tolerance of 0+3%

ISO9001:2009, ISO14001:2004, OHSAS18001
 certified factory,
 UL1709 certified products.
 (North America Market Use Only)



KEY FEATURES



High Efficiency:
 High module conversion efficiency (up to 16.4%) through innovative manufacturing technology.



Low-Light Performance:
 Advanced glass and solar cell surface texturing allow for excellent performance in low-light environments.



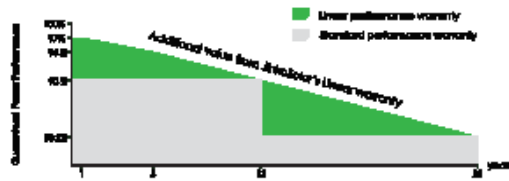
Severe Weather Resistance:
 Tested to withstand maximum positive loading of 5400Pa and negative loading of 2400Pa.



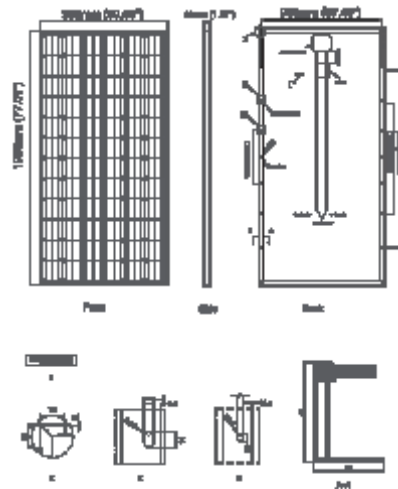
Durability Against Extreme Environmental Conditions:
 High salt mist and ammonia resistance certified by TÜV NORD.

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

10 Year Product Warranty • 30 Year Linear Power Warranty



Engineering Drawings

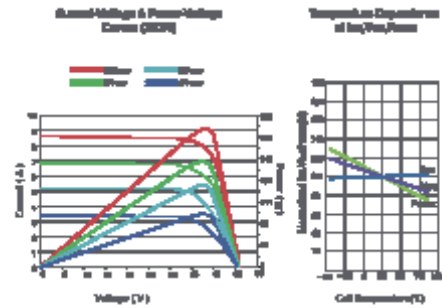


Packaging Configurations

(Two boxes = One pallet)

22 pcs/box, 50 pcs/pallet, 508 pcs/40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	Monocrystalline 156x156mm (6 inch)
Half cells	72 (6x12)
Dimensions	1798x992x40mm (71.13x39.06x1.57 inch)
Weight	25.5 kg (56.4 lbs)
Front Glass	4.0mm, High Transmittance, Low Iron, AR Coating Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminum Alloy
Junction Box	2IN1 Rated
Output Cables	12 AWG Length 1290mm (51.21 inch)
Fire Type	Type 1

SPECIFICATIONS

Module Type	J5000M		J5000SM		J6000M		J6000SM		J6000SM	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	400Wp	360Wp	400Wp	360Wp	470Wp	420Wp	470Wp	420Wp	500Wp	450Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	37.0V	33.7V	37.6V	34.0V	37.7V	34.0V	37.6V	34.0V	37.0V	33.0V
Maximum Power Current (Imp)	11.15A	10.69A	10.63A	10.60A	12.48A	12.35A	12.52A	12.34A	13.51A	13.35A
Open-circuit Voltage (Voc)	45.5V	42.0V	45.7V	42.0V	45.6V	42.0V	45.1V	42.0V	45.4V	41.1V
Short-circuit Current (Isc)	13.00A	12.00A	12.75A	12.01A	13.80A	12.80A	13.75A	12.80A	15.80A	14.80A
Module Efficiency STC (%)	19.00%		19.20%		19.80%		19.80%		19.40%	
Operating Temperature(°C)					-40°C~+85°C					
Maximum system voltage					1000VDC(UL)					
Maximum series fuse rating					15A					
Power tolerance					±0.5%					
Temperature coefficient of Pmax					-0.40%/°C					
Temperature coefficient of Voc					-0.03%/°C					
Temperature coefficient of Isc					0.05%/°C					
Minimal operating cell temperature (DECT)					-45°C					

STC: ☀️ Irradiance 1000W/m² 🌡️ Cell Temperature 25°C 🌤️ AM=1.5

NOCT: ☀️ Irradiance 800W/m² 🌡️ Ambient Temperature 20°C 🌬️ Wind Speed 1m/s

• Power measurement tolerance: ± 2%

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.
 © Jinko Solar Co., Ltd. All rights reserved. specifications included in this database are subject to change without notice.
 UE-MKT-639M_v1.0_rev016

ANEXO 3-2: Hoja de Datos Técnicos de Inversor



SUNNY CENTRAL 2200



Efficient

- More power per cubic meter
- Up to 4 inverters can be transported in one standard shipping container
- Over-dimensioning up to 150%

Robust

- Proven high-precision air-cooling system for intelligent, effective cooling
- Can be installed outdoors anywhere in the world in any ambient condition

Flexible

- Conforms to all known grid requirements worldwide
- Provides O on demand
- Available as a standalone or turnkey solution with medium-voltage block

Easy to Use

- Improved DC connection area
- Bay for connecting customer equipment
- Integrated voltage supply for internal consumption and external loads

SUNNY CENTRAL 2200

The new Sunny Central: maximum power density and integration

The Sunny Central 2200 inverter produces 2200 kVA from 1000 V DC and allows for more efficient system design as it now works with an even broader range of module types. It has an integrated transformer and additional space available for installation of customer equipment, and has been optimized for outdoor installation. The air cooling system OptiCool™ keeps this central inverter running smoothly, even in extreme ambient temperatures. Sand and dust particles are effectively kept away. The Sunny Central 2200 is the central component of SMA Utility Power Systems. In conjunction with the medium-voltage block, DC technology, power plant controlling system and SMA Service, it is also available as compact platform solution.

SUNNY CENTRAL 2200

Technical Data	SC 2200
Input (DC)	
MPP voltage range V_{DC} (at 25 °C / at 50 °C)	570 to 950 V / 850 V
Min. input voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, start}$	545 V / 645 V
Max. input voltage $V_{DC, max}$	1100 V
Max. input current $I_{DC, max}$ (at 25 °C / at 50 °C)	3960 A / 3600 A
Max. short-circuit current $I_{DC, sc}$	6400 A
Number of DC inputs	24
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kmil, 2 x 400 mm ²
Integrated zone monitoring (via shunt resistor)	0
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A
Output (AC)	
Nominal AC power at $\cos \varphi = 1$ (at 25 °C / at 40 °C / at 50 °C)	2200 kVA / 2080 kVA / 2000 kVA
Nominal AC power at $\cos \varphi = 0.8$ (at 25 °C / at 40 °C / at 50 °C)	1760 kW / 1664 kW / 1600 kW
Nominal AC current $I_{AC, max}$ = Max. output current $I_{AC, max}$	3300 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range ¹⁾	385 V / 308 V to 462 V
AC power frequency / range	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz
Min. short-circuit ratio at the AC terminals	> 2
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0.8 overcorrected to 0.8 undercorrected
Efficiency	
Max. efficiency / European efficiency / CEC efficiency ²⁾	98.6% / 98.4% / 98.0%
Protective Devices	
Input-side disconnection point	DC load break switch
Output-side disconnection point	AC circuit breaker
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	0 / 0
Insulation monitoring	0
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)	IP65 / IP34 / IP34
General Data	
Dimensions (W / H / D)	2780 / 2318 / 1588 mm (109.4 / 91.3 / 62.5 inch)
Weight	< 4000 kg / < 8819 lb
Self-consumption (max. ³⁾ / partial load ⁴⁾ / average ⁵⁾	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W
Self-consumption (standby)	< 300 W
Internal auxiliary power supply	Integrated 8.4 kVA transformer
Operating temperature range	-25 °C to 60 °C / -13 °F to 140 °F
Noise emission ⁶⁾	66.4 dB(A)
Temperature range (standby)	-40 °C to 60 °C / -40 °F to 140 °F
Temperature range (storage)	-40 °C to 70 °C / -40 °F to 158 °F
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month/year) / 0% to 95%
Maximum operating altitude above MSL 2000 m / 3000 m / 4000 m	● / 0 / 0 (earlier temperature-dependent de-rating)
Fresh air consumption	6500 m ³ /h
Features	
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave
Communication with SMA string monitor (transmission medium)	Modbus TCP / Ethernet (RJ 45, Cat5)
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004
Display	HMI touchscreen (10.1") 0 (2.5 kVA)
Supply transformer for external loads	
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, UL1741, BDEWMSRL, IEEE1547, UL 1998, UL 840 Cat. IV, Arrêté du 23/04/08
EMC standards	IEC / EN 61000-6-4, IEC / EN 61000-6-2, EN 55022, CISPR 22:2008 modified class A, FCC Part 15 Class A
● Standard features 0 Optional	
Type designation	SC-2200-10

1) At nominal AC voltage < 385 V, nominal AC power decreases in the same proportion

2) Efficiency measured with internal power supply

3) Self-consumption at rated operation

4) Self-consumption at < 75% Pn at 25 °C

5) Self-consumption averaged out from 5% to 100% Pn at 25 °C

6) Sound pressure level at a distance of 10 m

ANEXO 3-3: Hoja de Datos Técnicos de Caja de Agrupamiento

Utility combiner box

For utility scale PV systems the fully customisable Bussmann by Eaton combiner box solution comes into its own with numerous options for the number of input strings, gPV fuse ratings, and options for full system monitoring of individual string currents and system voltage, power supplies and surge protection for DC, AC and communications. Using dedicated design rules the Bussmann by Eaton engineers tailor the solution specific to the installation to ensure all levels of protection are covered.

Standards	IEC 61439-1, IEC 61439-2 and IEC 60363-7-712
Number of strings	2 – 32 strings (20A fuse max), 2 – 16 strings (32A fuse max), 16 string*
Voltage	up to 1000 Vdc
Fuse	10x38 gPV 1 to 32A, 16A*
DC load isolation	25 Adc to 500 Adc, 250 Adc*
Overvoltage protection:	
DC PV SPD	PV T2*, PV T1/T2, remote indications
AC SPD±	280 Vac T2, 1 pole, 2 pole or 1+NPE, with remote indication
Data line SPD±	24 V D1/C2
Monitorings	
String current	8, 16, 24 string shunt based monitoring
Power supply	External 24 Vdc, Internal 240 Vac to 24 Vdc, Internal 1000 Vdc to 24 Vdc
Communication	RS-485 2-Wire Modbus
Terminal type	Bottom or side entry MC4 connectors*, M16 glands
IP protection	IP65*, IP55 with IP55 vents
Enclosure	GRP* with transparent*/opaque lid and IP65 breather vent
* Typical configuration	
± Monitored combiner boxes only	



XL square body and NH photovoltaic fuse links

The Bussmann range of XL square body and NH photovoltaic fuse links are specifically designed to provide reliable DC overcurrent protection needed for the demanding conditions of utility scale PV farms. Typically used in re-combiners and inverters these fuse links are capable of interrupting low overcurrents associated with faulted PV systems.

Standards	IEC 60269-6, UL 2579, RoHS compliant, CSA (NH only), CCC pending	
Sizes	01XL, 1XL, 2XL, 3L	NH1, NH2, NH3
Voltage	1000, 1100, 1200, 1500 Vdc	1000 Vdc
Current rating	50 to 600A	32 to 400A
Operating Class	gPV (UL PV)	gPV (UL PV)
Indication	Top indication	Dual indication
Accessories	Microswitches, XL fuse holders	Microswitches, NH fuse holders



Medium voltage switchgear Xiria ring main unit

The Xiria Ring Main Unit system is metal enclosed and air insulated, equipped with load-break switches and circuit breakers for 12kV-20kA and 24kV-16kA networks.

They operate with a combination comprised of circuit breakers and electronic relays and feature high level of operational safety and a compact design. A variety of options are available including an extensible version.

Eaton's full range of SF6-free medium voltage switchgear systems provide an opportunity to make an active contribution to reducing the worldwide emissions of SF6-gas.



ANEXO 3-4: Hoja de Datos Técnicos de Cable de Baja Tensión Paneles Fotovoltaico – Caja de Agrupamiento

Cables para instalaciones interiores o receptoras

P-Sun 2.0

Baja Tensión
ESPECIAL FOTOVOLTAICA

Tensión nominal: 0,6/1 kV
Norma diseño: DKE/VDE AK 411.2.3
Designación genérica: ZZ-F



CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

DIMENSIONES, PESOS Y RESISTENCIAS (aproximado)

Número de conductores x sección mm ²	Diámetro del conductor mm	Diámetro exterior del cable (valor máximo) mm	Peso kg/km	Resistencia del conductor a 20°C Ω/km	Intensidad admisible al aire (1) A	Caída de Tensión V/A km (corriente continua)
1x1,5	1,6	4,7	31	13,7	25	26,5
1x2,5	1,9	5,2	43	8,21	34	15,92
1x4	2,4	5,7	58	5,09	46	9,96
1x6	2,9	6,4	79	3,39	59	6,74
1x10	3,9	7,8	120	1,95	82	4
1x16	5,4	9,0	175	1,24	110	2,51
1x25	6,4	10,2	265	0,795	140	1,59
1x35	7,5	11,9	360	0,565	174	1,15
1x50	9	13,3	485	0,393	210	0,85
1x70	10,8	15,6	690	0,277	269	0,59
1x 95	12,6	16,8	875	0,210	327	0,42
1x 120	14,3	19,4	1100	0,164	380	0,34
1x 150	15,9	21,1	1420	0,132	438	0,27
1x 185	17,5	23,5	1655	0,108	500	0,22
1x 240	20,5	26,3	2200	0,0817	590	0,17

(1) Instalación monofásica en bandeja al aire (40 °C). Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,9.
→ XLPE2 con instalación tipo F → columna 13 (A1)

(Ver página 28).

CÁLCULOS

Intensidades máximas admisibles: Ver apartado A).

Caídas de tensión: Ver tabla E.2.

Intensidades de cortocircuito máximas admisibles: Ver tabla F.2.

NOTA: para accesorios de conexión del cable P-Sun 2.0 ver conectores Tecplug en el apartado de accesorios para baja tensión.

ANEXO 3-5: Hoja de Datos Técnicos de Cable de Baja Tensión Caja de Agrupamiento – Inversores



INFORMACIÓN TÉCNICA ADICIONAL

SUPERFLEX MONOCONDUCTOR VERSIONES ESTÁNDAR Y TC- CALIBRES AWG/kcmil

Calibre AWG/kcmil	Sección nominal mm ²	Diámetro del conductor aprox. mm	Espesor aislación mm	Diámetro exterior aprox. mm	Peso total aprox. kg/km	Resistencia máx. a 20 °C CC Ω/km	Capacidad de corriente A		
							Ducto enterrado (1) Temp. amb. 20 °C	Direct. enterrado (2) Temp. amb. 20 °C	Aire libre (3) Temp. amb. 40 °C
14	2,08	1,9	0,7	6,5	66	8,59	26	40	-
12	3,31	2,4	0,7	6,9	82	5,41	40	53	-
10	5,26	3,0	0,7	7,6	107	3,41	51	69	-
8	8,37	3,8	0,7	8,5	142	2,14	64	108	66
6	13,3	4,7	0,7	9,4	195	1,37	85	139	89
4	21,2	6,0	0,9	11,1	287	0,862	111	180	117
2	33,6	7,7	0,9	13,0	433	0,544	146	231	158
1	42,4	8,7	1,0	14,1	505	0,429	168	261	185
1/0	53,5	9,4	1,0	14,9	598	0,344	193	297	214
2/0	67,4	10,7	1,1	16,5	745	0,273	220	337	247
3/0	85	11,7	1,1	17,7	949	0,217	252	384	287
4/0	107	12,9	1,2	20,3	1.220	0,172	290	434	335
250	127	13,8	1,2	21,3	1.340	0,146	319	472	374
350	177	17,4	1,6	24,9	1.834	0,105	387	569	464
500	253	20,8	1,7	28,9	2.499	0,0735	471	690	580
750	380	25,2	2,0	34,5	3.683	0,0495	585	847	747
1000	507	29,8	2,2	40,0	5.121	0,0371	670	980	879

(1) Ducto enterrado a 0,7m. 3 cables por ducto. Rho del terreno 0,9.
 (2) Cables enterrados a 0,9m, separados a 0,2m desde sus centros. Rho del terreno 0,9.
 (3) Cables triplexados al aire y soportados por un mensajero.



SUPERFLEX® Portabando / Tronco rígido...

ANEXO 3-6: Hoja de Datos Técnicos de Celdas de Media Tensión



		DVCAS 36 kV
Tensión nominal	(kV)	36*
Frecuencia	(Hz)	50/60
Intensidad nominal	(A)	630
Intensidad de cortocircuito (valor eficaz)**	(kA/s)	20/3
Intensidad de cortocircuito (valor cresta)**	(kA)	50/52
Nivel de aislamiento		
A frecuencia industrial (50/60 Hz-1 min)	(kV)	70
A onda de impulso tipo rayo	(kV)	170
Resistencia frente a arcos internos IAC AFLR ⁽¹⁾	(kA/1s)	20
Grado de protección		
Compartimento de MT	(IP)	65
Compartimentos BT y menor**	(IP)	3X
Prestión del gas de aislamiento SF6 a 20°C	(bar)	0,3
Temperatura de operación ⁽²⁾	(°C)	-25 a +40
Temperatura de almacenamiento	(°C)	-40 a +50
Altitud ⁽³⁾	(m)	2000
Conectores		
Geometría		T
Apartamiento (recomendado)		Puesto a tierra
Perfil interno		Tipo C
Conexión atornillada		M16x20mm

* Para valores de 38kV, por favor consultar con MESA.

** Excepto en la parte correspondiente a la zona de paso de cables.

(1) Para aplicaciones IAC AFLR, por favor consultar con MESA.

(2) Para aplicaciones con temperaturas a inferiores a -25°C o superiores a +40°C, por favor consultar con MESA.

(3) Para altitudes mayores de 2000m, por favor consultar con MESA.



DVCAS 36kV

ANEXO 3-7: Hoja de Datos Técnico de Cable de Media Tensión

Cables de media tensión - SOLIPER



Tensión
12/20 kV
18/30 kV

Construcción

Conductor circular de Aluminio o cobre, clase 2 (con obturación longitudinal - HEPRZ1-DL)
 Pantalla extrusionada sobre el conductor
 Aislamiento en HEPR (goma de alto módulo)
 Pantalla extrusionada sobre el aislamiento
 Pantalla metálica en hilos y cinta de cobre
 Cinta hinchable (obtención longitudinal - HEPRZ1-DL)
 Cubierta exterior:
 - En compuesto de Poliolefina - HEPRZ1
 - En compuesto de Poliolefina, no propagador de la llama - HEPRZ1 (S)
 - En compuesto de Poliolefina, no propagador del incendio - HEPRZ1 (AS)

Utilización

Red de distribución en media tensión, conexión a la estación transformadora y líneas aéreas.
 Canalizaciones en zanja, entubo y en galería.

Normas aplicables

UNE-HD 620 S2 IEC 60502-2 UNE-EN 30392-1-2 UNE-EN 50266-2-3

Características eléctricas y dimensionales de los cables HEPRZ1

Sección Nominal	Diámetro RT (%) del conductor	Diámetro sobre el aislamiento	Espesor de la cubierta exterior	Diámetro exterior aprox.	Peso aprox. del cable (kg/km)		Capacidad C (μF/km)	Inductancia L (mH/km)	Resistencia XL (Ω/km)	Impedancia Z ₀ (%)		
					Al	Cu				Al	Cu	
Tensión 12/20 kV	60	7,0	80,8	8,9	88,9	870	1280	0,17	0,497	0,149	1,18	0,68
	90	8,1	80,0	8,9	88,8	870	1340	0,20	0,401	0,168	0,88	0,91
	120	9,8	81,8	8,9	89,9	960	1480	0,28	0,478	0,139	0,86	0,86
	150	11,4	82,9	8,7	81,9	1100	1480	0,35	0,469	0,119	0,94	0,87
	180	14,0	89,9	8	89,1	1290	1980	0,38	0,456	0,118	0,89	0,89
	240	17,9	88,9	8	88,8	1480	2080	0,39	0,456	0,109	0,89	0,89
	300	18,9	88,9	8	87,9	1540	2080	0,40	0,469	0,109	0,89	0,86
	360	18,9	80,4	8	80,0	1780	2080	0,40	0,469	0,108	0,89	0,89
	400	18,8	80,9	8	80,9	2040	2080	0,47	0,419	0,099	0,84	0,88
	400	18,6	80,9	8	80,9	2080	2700	0,40	0,409	0,096	0,84	0,88
500	18,8	80,1	8	80,7	2780	2670	0,40	0,409	0,096	0,84	0,88	
Tensión 18/30 kV	60	7,0	80,8	8,9	88,9	1000	1280	0,18	0,468	0,159	1,30	0,68
	90	8,1	80,0	8,9	88,8	1100	1480	0,19	0,499	0,140	0,88	0,91
	120	9,8	81,1	8,9	87,7	1290	1480	0,16	0,489	0,108	0,86	0,86
	150	11,4	89,7	8,7	89,8	1410	1480	0,18	0,400	0,106	0,96	0,88
	180	14,0	81,8	8	80,9	1580	1780	0,20	0,468	0,100	0,86	0,88
	240	17,9	80,8	8	80,4	1780	1980	0,20	0,469	0,116	0,89	0,80
	300	18,9	80,7	8	80,8	1880	1980	0,20	0,469	0,111	0,89	0,87
	360	18,9	86,8	8	86,4	1980	1980	0,26	0,456	0,108	0,89	0,88
	400	18,8	89,1	8	88,7	2080	2080	0,26	0,468	0,109	0,87	0,88
	400	18,6	81,9	8	81,9	2080	2700	0,41	0,409	0,101	0,80	0,88
500	18,8	80,1	8	80,7	2780	2670	0,41	0,416	0,099	0,80	0,88	

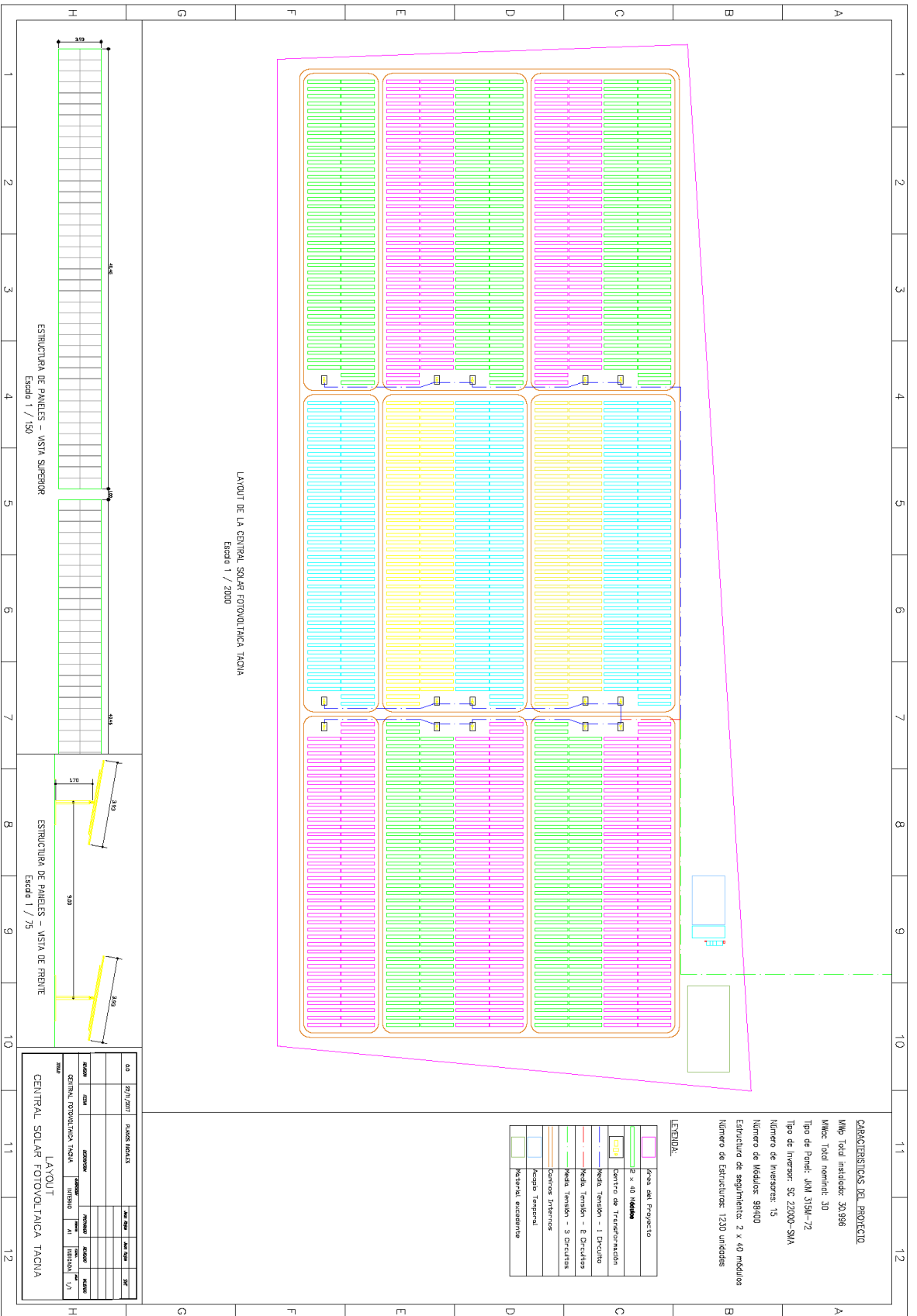
Las espesores del aislamiento para las diferentes secciones, permiten garantizar el grado de protección eléctrica a la tensión asignada. LO inferior a 4kV/mm anillo de la pantalla sobre el conductor el cual inferior a 24 kV/mm sobre el aislamiento.

Sección Nominal	Resistencia eléctrica						Información: rigidez permittiva (A)				Cable de aluminio	
	DC a 20°C (μΩ/m)		AC a 50°C (μΩ/m)		Inductancia (mH/km)		Inductancia (mH/km)		Capacidad (nF/km)		Capacidad (nF/km)	
	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu
60	0,868	0,384	1,138	0,464	281	190	141	101	1,89		1,07	
90	0,611	0,267	0,888	0,340	380	238	190	141	1,08		0,80	
120	0,458	0,208	0,688	0,260	480	278	210	169	0,98		0,61	
150	0,380	0,178	0,511	0,210	580	328	210	169	0,70		0,47	
180	0,308	0,148	0,388	0,160	678	378	210	169	0,58		0,38	
240	0,208	0,104	0,268	0,118	870	478	210	169	0,49		0,30	
300	0,168	0,084	0,211	0,097	978	548	210	169	0,41		0,26	
360	0,139	0,079	0,161	0,087	1080	618	210	169	0,36		0,23	
400	0,120	0,080	0,149	0,078	1180	688	210	169	0,33		0,21	
400	0,078	0,067	0,101	0,068	1300	758	210	169	0,30		0,19	
500	0,061	0,067	0,080	0,060	1480	828	210	169	0,27		0,17	

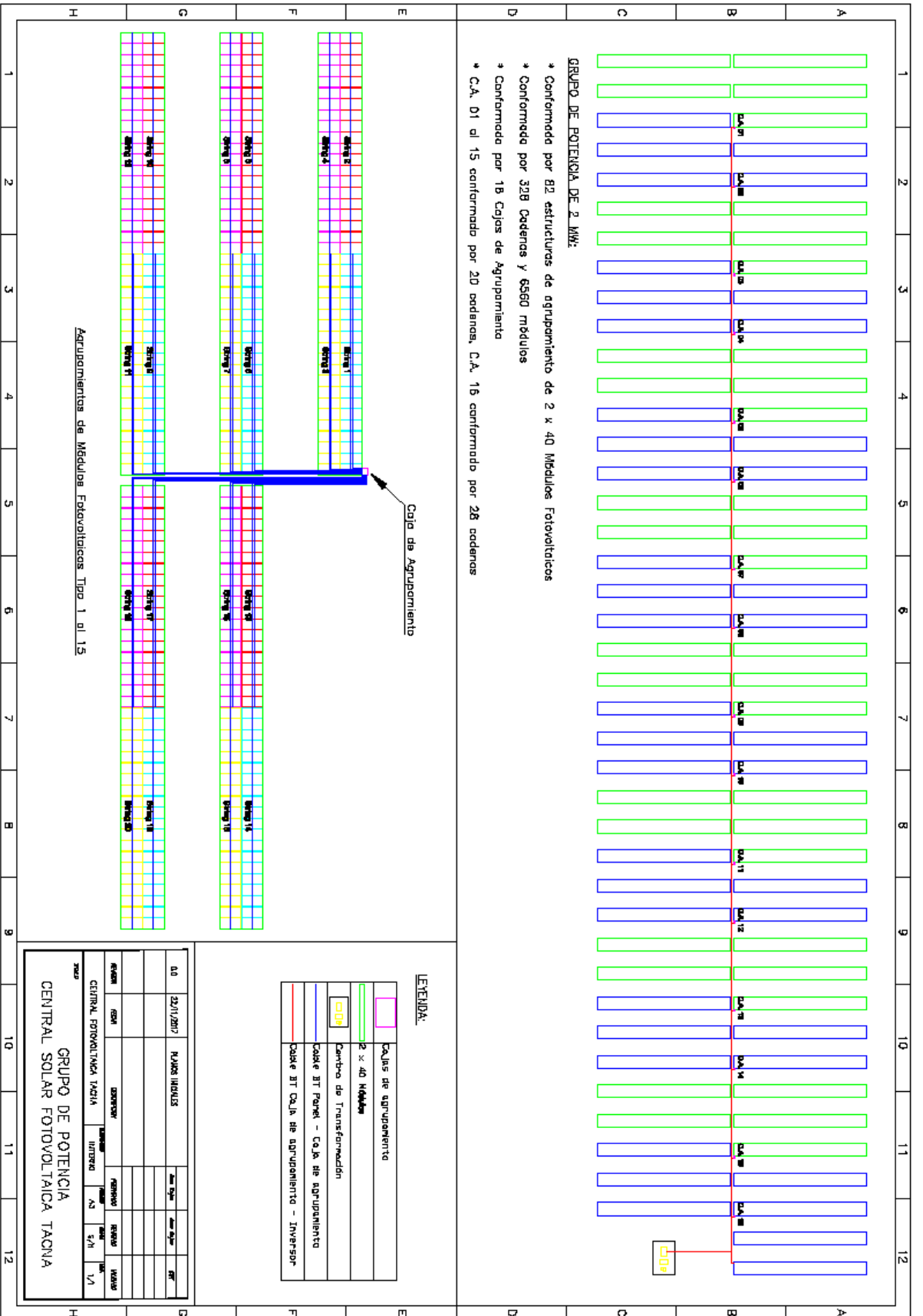
Las inductancias y cables de tensión son indicados para un cableación trifásica (cable de aluminio unipolar).
 (1) Temperatura máxima de 20°C, (2) Temperatura máxima de 50°C.

ANEXO 4: Planos de Diseño de la Central Fotovoltaica Tacna

ANEXO 4-1: Layout General de la Central Fotovoltaica Tacna



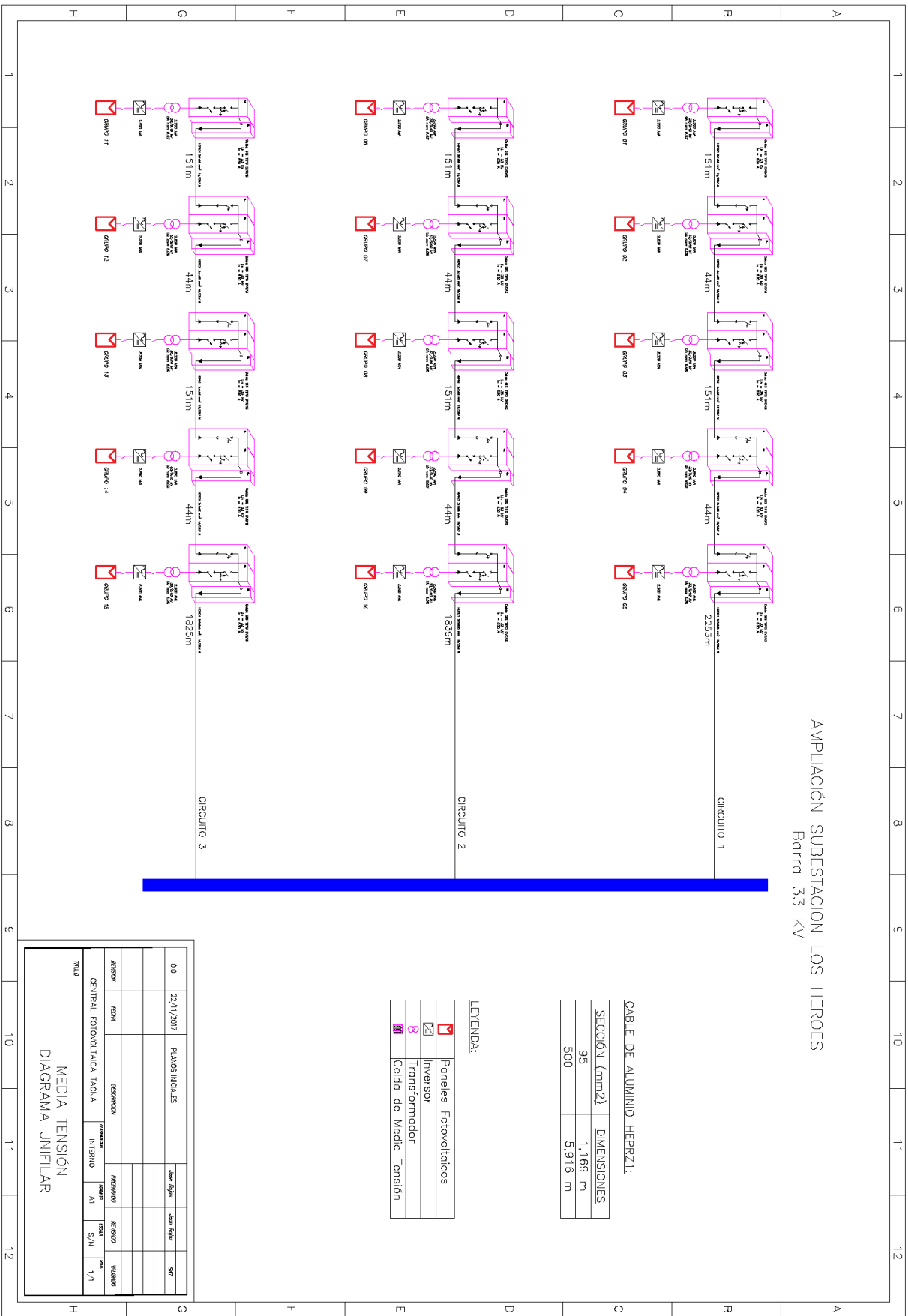
ANEXO 4-2: Grupo de Potencia de la Central Fotovoltaica Tacna



ANEXO 4-3: Diagrama Unifilar en Baja Tensión

ANEXO 4-4: Diagrama Unifilar en Media Tensión

AMPLIACIÓN SUBESTACION LOS HEROES
Barra 33 KV



CABLE DE ALUMINIO HEPRZ1:

SECCION (mm ²)	DIMENSIONES
95	1,169 m
500	5,916 m

LEYENDA:

	Paneles Fotovoltaicos
	Inversor
	Transformador
	Cajada de Media Tension

0.0	22/1/2017	PLANDS INOUILS	Auto Sign	Auto Sign	SRZ
REVISION	FECHA	DESCRIPCION	ELABORADO	REVISADO	VALIDADO
		CENTRAL FOTOVOLTAICA TACNA	INTERNO	SRZ	1/1

Titulo

MEDIA TENSION
DIAGRAMA UNIFILAR

ANEXO 5: Simulaciones en el Software DigSILENT

