



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Facultad de Ingeniería

Carrera de Ingeniería Eléctrica

“Análisis de prefactibilidad técnica para una planta de generación fotovoltaica para ser implementada dentro del Proyecto Eólico Minas de Huascachaca (PEMH)”

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico

Autores:

Juan Diego Cabrera Córdova

CI:0104653589

juan.cabreracor@gmail.com

Josue Alexander Fiscal Cuzco

CI:0106485337

alexandercuzco19@gmail.com

Director:

Ing. Wilson Fernando Mogrovejo León

CI: 0105058820

Cuenca, Ecuador

24-febrero-2022



Resumen: En el presente trabajo de titulación se desarrolla el diseño de una central de generación eléctrica con tecnología fotovoltaica en donde hoy se ejecuta el Proyecto Eólico Minas de Huascachaca (PEMH), proyecto de la empresa Electro Generadora del Austro (ELECAUSTRO S.A).

La evaluación técnica parte del análisis de los recursos naturales y no naturales presentes en el área del proyecto. Se estudia la radiación solar, áreas de emplazamiento, subestación, línea de transmisión y otros puntos de despacho de energía. A partir de los recursos útiles y la selección de equipos de última tecnología, se dimensiona y configura el parque fotovoltaico en las zonas que resultaron favorables. El diseño considera la generación de sombras debido a la presencia de los aerogeneradores mediante la simulación del parque fotovoltaico en el software PVsyst. Los resultados de las simulaciones establecen las pérdidas de generación debido a varios factores, además de la pérdida de radiación por sombras.

Finalmente, se genera el modelo del parque fotovoltaico para ser incorporado en el programa computacional Power Factory, software que permite establecer el efecto de la generación eléctrica del parque solar en el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador, el estudio del impacto se realiza en dos escenarios de producción que corresponde a la capacidad máxima y media.

Palabras claves: Prefactibilidad. Sistema. Generación. Fotovoltaica. ELECAUSTRO. PVsyst. Power. Factory.



Abstract: This degree work develops the design of a power generation plant with photovoltaic technology where the Minas de Huasachaca Wind Project (PEMH), a project of the Electro-Generating company of Austro (ELECAUSTRO S.A.), is currently being executed.

The technical evaluation starts with an analysis of the natural and non-natural resources present in the project area. Solar radiation, site areas, substation, transmission line and other energy dispatch points are studied. Based on the useful resources and the selection of state-of-the-art equipment, the photovoltaic park is sized and configured in the favorable areas. The design considers the generation of shadows due to the presence of the wind turbines by simulating the photovoltaic farm in PVsyst software. The results of the simulations establish the generation losses due to several factors in addition to the loss of radiation due to shading.

Finally, the model of the photovoltaic park is generated to be incorporated into the Power Factory computer program, software that allows establishing the effect of the electric generation of the solar park on the National Interconnected System of Ecuador, the impact study is carried out in two production scenarios that correspond to the maximum and average capacity.

Keywords: Prefeasibility. Photovoltaic. Generation. System. ELECAUSTRO. PVsyst. Power. Factory.



Índice del Trabajo

Capítulo 1	19
1. GENERALIDADES	19
1.1 Introducción	19
1.2 Justificación	20
1.3 Objetivos	20
1.4 Alcance	21
1.5 Antecedentes	21
Capítulo 2	28
2. SUSTENTO TEÓRICO	28
2.1 Energía solar	28
2.2 Sistemas fotovoltaicos conectados a la red	29
2.3 Regulaciones y normativas vigentes en el Ecuador	33
2.4 Avance tecnológico de sistemas fotovoltaicos.	35
2.5 Software de modelamiento eléctrico	40
Capítulo 3	41
3. ANÁLISIS DE RECURSOS DISPONIBLES EN EL PEMH	41
3.1 Análisis del recurso solar	41
3.2 Áreas de emplazamiento	54
3.3 Transporte de energía	61
3.4 Subestación Uchucay	62
3.5 Puntos de despacho de energía	63
Capítulo 4	64
4. DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED	64
4.1 Selección de equipos	64
4.2 Configuración del sistema fotovoltaico	67
4.3 Pérdidas del sistema	84
Capítulo 5	107
5. INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA	107



5.1	Implementación del sistema en DIgSILENT Power Factory	107
5.2	Análisis de impacto del Proyecto solar	109
5.3	Análisis de contingencias N-1	115
Capítulo 6		124
6.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	124
6.1	Conclusiones	124
6.2	Recomendaciones	126
Bibliografía:		129
Anexos		132



Índice de Figuras

Figura 1.1 Crecimiento de Potencia fotovoltaica instalada a nivel mundial. [Elaboración propia]	22
Figura 1.2 Crecimiento de generación fotovoltaica a nivel mundial. [Elaboración propia]	23
Figura 1.3 Ranking de Potencia fotovoltaica instalada. [Elaboración propia]	23
Figura 1.4 Infraestructura eléctrica del Ecuador. [Fuente: MERNNR]	24
Figura 1.5 Predio general PEMH. [Fuente: ELECAUSTRO S.A]	26
Figura 1.6 Evolución del precio de la producción con tecnología solar fotovoltaica a nivel mundial [Fuente: Solar energy]	26
Figura 2.1 Tipos de energía solar. [elaboración propia]	28
Figura 2.2 Tipos de radiación. [Elaboración propia]	29
Figura 2.3 Esquema de operación de un sistema fotovoltaico. [Elaboración propia]	30
Figura 2.4 Efecto fotoeléctrico-operación de los módulos fotovoltaicos. [Ecogreen Electrical,2015]	31
Figura 2.5 Panel monocristalino. [Fuente: Jinko solar]	32
Figura 2.6 Inversor SMA SUNNY Central 3 MVA [Fuente: SMA]	33
Figura 2.7 a) Tipología inversor central b) Tipología inversor en cadena. Fuente: Urrutia., GENERACIÓN DE POTENCIA CONTROLADA ORIENTADA A SERVICIOS AUXILIARES EN CONVERTIDORES FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED.	38
Figura 3.1 Irradiación diaria registrada entre 2012 y 2021 de la torre Yúluc 80 m. [Elaboración propia]	43
Figura 3.2 Irradiancia diaria promedio de la torre Yúluc 80 m. [Elaboración propia]	43
Figura 3.3 Valores de horas solares picos anuales de la torre Yúluc 80 m. [Elaboración propia]	44
Figura 3.4 Irradiancia diaria registrada mensualmente de la torre Yúluc 80 m. [Elaboración propia]	44
Figura 3.5 Irradiancia diaria promedio de la torre Yúluc 80 m. [Elaboración propia]	45
Figura 3.6 Valores promedio de horas solares picos mensuales de la torre Yúluc 80 m. [Elaboración propia]	46
Figura 3.7 Irradiación diaria registrada entre 2009 y 2012 de la torre Uchucay 40 m. [Elaboración propia]	47
Figura 3.8 Irradiación diaria promedio anual de la torre Uchucay 40 m. [Elaboración propia]	48



Figura 3.9 Valores promedio de horas solares picos anuales de la torre Uchucay 40 m. [Elaboración propia]	49
Figura 3.10 Irradiación promedio mensual de la torre Uchucay 40 m. [Elaboración propia]	49
Figura 3.11 Valores promedio mensual de horas solares pico de la torre Uchucay 40 m. [Elaboración propia]	50
Figura 3.12 Valores mensuales de irradiancia promedio de torre Yúluc 80 m y torre Uchucay 40 m. [Elaboración propia]	51
Figura 3.13 Valores mensuales de irradiancia promedio de torre Yúluc 80 m y torre Uchucay 40 m. [Elaboración propia]	51
Figura 3.14 Irradiancia promedio diario compilación de torre Yúluc 80 m y torre Uchucay 40 m. [Elaboración propia]	52
Figura 3.15 Valores promedio de HSP mensuales, compilación de torre Yúluc 80 m y torre Uchucay 40 m. [Elaboración propia]	53
Figura 3.16 Selección de punto de referencia geográfica en Global Solar Atlas	53
Figura 3.17 Área del Proyecto Eólico Minas de Huascachaca. [Elaboración propia]	55
Figura 3.18 Delimitación y ubicación de aerogeneradores del PEMH. [Elaboración propia]	56
Figura 3.19 Posibles terrenos de emplazamiento en los predios del PEMH en la zona de Uchucay. [Elaboración propia]	57
Figura 3.20 Posibles terrenos de emplazamiento en los predios del PEMH en la zona de Yúluc. [Elaboración propia]	58
Figura 3.21 Zona de alta irregularidad dentro del PEMH. [Elaboración propia]	60
Figura 3.22 Perfil de altitud de zona de alta irregularidad del PEMH. [Elaboración propia]	60
Figura 3.23 Fotografía de la zona de alta irregularidad del PEMH. [Elaboración propia]	61
Figura 3.24 Fotografía subestación eléctrica Uchucay. [ELECAUSTRO S.A]	62
Figura 3.25 Fotografía subestación Minas [CELEC EP]	63
Figura 4.1 Punto de georreferencia del PEMH [Elaboración propia]	68
Figura 4.2 Orientación e inclinación de paneles solares [Fuente: Elaboración propia]	69
Figura 4.3 Disposición de paneles solares por arreglo. [Elaboración propia, tomado de PVsyst]	72
Figura 4.4 Distancia entre arreglos de paneles solares para evitar sombras. [Elaboración propia]	73



Figura 4.5 Distribución de arreglos fotovoltaicos en la superficie 1. [Elaboración propia]	75
Figura 4.6 Distribución de arreglos fotovoltaicos en la superficie 2. [Elaboración propia]	76
Figura 4.7 Distribución de arreglos fotovoltaicos en la superficie 3. [Elaboración propia]	76
Figura 4.8 Ubicación de inversores para la agrupación 1. [Elaboración propia]	79
Figura 4.9 Ubicación de inversores para la agrupación 2. [Elaboración propia]	80
Figura 4.10 Ubicación de inversores para la agrupación 3. [Elaboración propia]	80
Figura 4.11 Ruta de los circuitos colectores. [Elaboración propia]	81
Figura 4.12 Diseño de aerogenerador en el simulador gráfico de PVsyst. [Elaboración propia]	92
Figura 4.13 Simulación de sombras en superficie 1 con sistema fotovoltaico y aerogeneradores en PVsyst. [Elaboración propia]	93
Figura 4.14 Simulación de sombras en superficie 2 con sistema fotovoltaico y aerogeneradores en PVsyst. [Elaboración propia]	93
Figura 4.15 Simulación de sombras en superficie 3 con sistema fotovoltaico y aerogeneradores en PVsyst. [Elaboración propia]	94
Figura 4.16 Rendimiento nominal y real estimado del SFCR. [Elaboración propia]	98
Figura 4.17 Esquema general del SFCR. [Elaboración propia]	100
Figura 4.18 Esquema del SFCR con sus respectivos niveles de tensión. [Elaboración propia]	100
Figura 4.19 Esquema técnico del grupo 1. [Elaboración propia]	101
Figura 4.20 Esquema técnico del grupo 2. [Elaboración propia]	102
Figura 4.21 Esquema técnico del grupo 3. [Elaboración propia]	103
Figura 4.22 Esquema técnico de la primera fase. [Elaboración propia]	104
Figura 4.23 Esquema técnico de la segunda fase. [Elaboración propia]	105
Figura 5.1 Modelo grupo 1 planta fotovoltaica implementado en DlgSILENT. [Elaboración propia, tomado de DlgSILENT]	108
Figura 5.2 Modelo total planta fotovoltaica implementado en DlgSILENT. [Elaboración propia, tomado de DlgSILENT]	109
Figura 5.3 Área de influencia del proyecto solar fotovoltaico en el SNI. [Elaboración propia]	116
Figura 5.4 Anillo de interconexión de líneas de transmisión de la zona de influencia. [Elaboración propia, tomado de DlgSILENT]	116



Figura 5.5 Desconexión de la línea Cuenca-La Paz en el área de influencia del proyecto solar fotovoltaico. [Elaboración propia] 117
Figura 5.6 Desconexión de la línea Yanacocha-La Paz en el área de influencia del proyecto solar fotovoltaico. [Elaboración propia] 119
Figura 5.7 Desconexión de la línea Yanacocha-Cuenca en el área de influencia del proyecto solar fotovoltaico. [Elaboración propia] 121



Índice de Tablas

Tabla 1.1 Potencia fotovoltaica instalada en el Ecuador. [Elaboración propia]	25
Tabla 3.1 Observaciones de registro histórico de la torre de prospección meteorológica Yúluc 80 m. [Elaboración propia]	42
Tabla 3.2 Observaciones de registro histórico de la torre de prospección meteorológica Uchucay 40 m. [Elaboración propia]	47
Tabla 3.3 Resultados de Global Solar Atlas de irradiación solar en el área de PEMH	54
Tabla 3.4 Coordenadas de ubicación de los aerogeneradores. [Elaboración propia]	55
Tabla 3.5 Posibles terrenos para la implantación del sistema fotovoltaico. [Elaboración propia]	59
Tabla 4.1 Paneles solares considerados para el diseño del sistema fotovoltaico. [Elaboración propia]	65
Tabla 4.2 Características principales del inversor Siemens SINACON PV4360. [Elaboración propia]	67
Tabla 4.3 Punto de georreferencia del PEMH. [Elaboración propia]	68
Tabla 4.4 Conformación de grupos para análisis de prefactibilidad. [Elaboración propia]	73
Tabla 4.5 Distribución de paneles solares en áreas de análisis. [Elaboración propia]	74
Tabla 4.6 Área activa por área de análisis. [Elaboración propia]	77
Tabla 4.7 Potencia instalable por área de análisis. [Elaboración propia]	78
Tabla 4.8 Distancias de los inversores a la subestación eléctrica Uchucay. [Elaboración propia]	82
Tabla 4.9 Velocidades de viento registradas por la torre Yúluc. [Elaboración propia]	82
Tabla 4.10 Velocidades de viento registradas por la torre Uchucay. [Elaboración propia]	83
Tabla 4.11 Valores estimados de pérdidas en el sistema fotovoltaico. [Elaboración propia]	85
Tabla 4.12 Conductividad del cobre y aluminio a diferentes temperaturas. [Elaboración propia]	88
Tabla 4.13. Resumen de resultados de cálculos realizados en el diseño. [Elaboración propia]	91
Tabla 4.14 Características técnicas de aerogeneradores. [Elaboración propia]	91
Tabla 4.15 Resultados de simulación: Factores de pérdida. [Elaboración propia]	94



Tabla 4.16 Factores de pérdidas del sistema fotovoltaico. [Elaboración propia]	95
Tabla 4.17 Recurso solar mensual en el área del PEMH. [Elaboración propia]	96
Tabla 4.18 Área activa de las superficies de análisis. [Elaboración propia] ..	96
Tabla 4.19 Rendimiento nominal del sistema fotovoltaico diseñado. [Elaboración propia]	96
Tabla 4.20 Rendimiento real estimado del sistema fotovoltaico diseñado. [Elaboración propia]	97
Tabla 4.21 Coeficiente de rendimiento por área de análisis. [Elaboración propia]	97
Tabla 4.22 Generación mensual estimada del SFCR. [Elaboración propia] ...	98
Tabla 4.23 Factor de planta mensual estimado del SFCR. [Elaboración propia]	99
Tabla 5.1 Parámetros técnicos establecidos por el CENACE para niveles de tensión. [Elaboración propia]	109
Tabla 5.2 Niveles de tensión para el caso de producción máxima de 29.38 MW del proyecto solar fotovoltaico. [Elaboración propia]	110
Tabla 5.3 Flujos de potencia y cargabilidad de las líneas de transmisión para el caso de producción máxima de 29.38 MW del proyecto solar fotovoltaico. [Elaboración propia]	111
Tabla 5.4 Niveles de tensión para el caso de producción media de 8.22 MW del proyecto solar fotovoltaico. [Elaboración propia]	112
Tabla 5.5 Flujos de potencia y cargabilidad de las líneas de transmisión para el caso de producción media de 8.22 MW del proyecto solar fotovoltaico. [Elaboración propia]	113
Tabla 5.6 Niveles de tensión para el caso de no producción del proyecto solar fotovoltaico. [Elaboración propia]	114
Tabla 5.7 Flujos de potencia y cargabilidad de las líneas de transmisión para el caso de no producción del proyecto solar fotovoltaico. [Elaboración propia]	115
Tabla 5.8 Niveles de tensión para el caso de desconexión de la línea La Paz-Cuenca en el área de influencia del proyecto solar fotovoltaico. [Elaboración propia]	118
Tabla 5.9 Flujos de potencia y cargabilidad de las líneas de transmisión para el caso de desconexión de la línea La Paz-Cuenca en el área de influencia del proyecto solar fotovoltaico. [Elaboración propia]	119
Tabla 5.10 Niveles de tensión para el caso de desconexión de la línea La Paz-Yanacocha en el área de influencia del proyecto solar fotovoltaico. [Elaboración propia]	120



Tabla 5.11 Flujos de potencia y cargabilidad de las líneas de transmisión para el caso de desconexión de la línea La Paz-Yanacocha en el área de influencia del proyecto solar fotovoltaico. [Elaboración propia]	121
Tabla 5.12 Niveles de tensión para el caso de desconexión de la línea Yanacocha-Cuenca en el área de influencia del proyecto solar fotovoltaico. [Elaboración propia]	122
Tabla 5.13 Flujos de potencia y cargabilidad de las líneas de transmisión para el caso de desconexión de la línea Yanacocha-Cuenca en el área de influencia del proyecto solar fotovoltaico. [Elaboración propia]	123
Tabla 6.1 Niveles de tensión de zona de influencia a la subestación Minas San Francisco con despacho de energía del proyecto fotovoltaico.	127
Tabla 6.2 Cargabilidad de las líneas de la zona de influencia a la subestación Minas San Francisco con despacho de energía del proyecto fotovoltaico.	127
Tabla 6.3 Niveles de tensión de zona de influencia a la subestación Minas San Francisco con despacho de energía del proyecto fotovoltaico y eólico.	128
Tabla 6.4 Cargabilidad de las líneas de la zona de influencia a la subestación Minas San Francisco con despacho de energía del proyecto fotovoltaico y eólico.....	128



Cláusula de Propiedad Intelectual

Juan Diego Cabrera Córdova, autor del trabajo de titulación “Análisis de prefactibilidad técnica para una planta de generación fotovoltaica para ser implementada dentro del Proyecto Eólico Minas de Huascachaca (PEMH)”, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor/a.

Cuenca, 24 de febrero de 2022

Juan Diego Cabrera Córdova

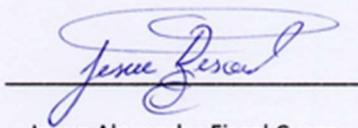
C.I 0104653589



Cláusula de Propiedad Intelectual

Josue Alexander Fiscal Cuzco, autor del trabajo de titulación "Análisis de prefactibilidad técnica para una planta de generación fotovoltaica para ser implementada dentro del Proyecto Eólico Minas de Huascachaca (PEMH)", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor/a.

Cuenca, 24 de febrero de 2022



Josue Alexander Fiscal Cuzco

C.I 0106485337



Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio Institucional

Juan Diego Cabrera Córdova en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación "Análisis de prefactibilidad técnica para una planta de generación fotovoltaica para ser implementada dentro del Proyecto Eólico Minas de Huascachaca (PEMH)", de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior

Cuenca, 24 de febrero de 2022

Juan Diego Cabrera Córdova

C.I 0104653589



Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio Institucional

Josue Alexander Fiscal Cuzco en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación "Análisis de prefactibilidad técnica para una planta de generación fotovoltaica para ser implementada dentro del Proyecto Eólico Minas de Huascachaca (PEMH)", de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior

Cuenca, 24 de febrero de 2022

Josue Alexander Fiscal Cuzco

C.I 0106485337



Agradecimientos

Expresamos nuestros sinceros agradecimientos a:

La Universidad de Cuenca, por los conocimientos adquiridos en los años de formación.

ELECAUSTRO S.A., por permitirnos realizar el presente trabajo mediante los convenios que apoyan el talento del estudiantado.

Al Ing. Antonio Borrero, por su entrega incondicional a los estudiantes y la comunidad cuencana como profesor de la Universidad de Cuenca y gerente de ELECAUSTRO S.A.

Al director de trabajo de titulación Ing. Fernando Mogrovejo, por compartir sus conocimientos y su paciencia.

A todos, amigas, amigos, familiares que han sido parte de esta experiencia enriquecedora.

Siempre agradecidos,

Juan Diego y Josue



Dedicatoria

El presente trabajo está dedicado a:

Mis padres, Jaime y Cecilia, por su apoyo incondicional en todas las etapas de mi vida.

A mis hermanos, Alejandro, David y Emilio, y a mi hermana Anandi, por enseñarme a dar lo mejor de mí. Ustedes son mi motivación.

Con amor,

Juan Diego

A mi abuelita, mis padres, mis hermanos, amigos incondicionales, familiares y cada persona que confió en mí y me brindó su apoyo.

Josue.



Capítulo 1

1. GENERALIDADES

1.1 Introducción

La energía eléctrica ha sido el promotor de gigantes pasos de la humanidad, desde el uso de la bombilla para iluminación hasta grandes sistemas complejos de control. Su aplicación segura y confiable ha fundado una dependencia de esta fuente para las actividades diarias. Satisfacer la necesidad de energía eléctrica implica el desarrollo de proyectos que emplean fuentes y recursos naturales tanto renovables como no renovables.

El uso desde la era industrial de las fuentes naturales no renovables ha conllevado a establecer centrales energéticas contaminantes lo cual hoy en día contribuye negativamente al cambio climático. Una alternativa de mitigación ante los nuevos eventos ambientales es la migración de matriz energética, incorporando los recursos naturales renovables como radiación solar, viento, agua, biomasa, entre otros.

El avance tecnológico de los materiales conductores, semiconductores y aislantes permiten el uso de la radiación solar como una fuente de generación de energía eléctrica tanto a pequeña escala como en bloques comerciales.

Ecuador, un país rico en recursos naturales, se encuentra en el desarrollo de proyectos de generación eléctrica a partir de recursos naturales no convencionales entre ellos los sistemas fotovoltaicos. Mediante las instituciones públicas, se desarrollan proyectos con el fin de satisfacer la demanda que está en constante crecimiento, una de ellas es la empresa Electro Generadora del Austro, (ELECAUSTRO S.A.). Es una empresa pública constituida por accionistas con capitales públicos. Dentro de sus objetivos empresariales está el desarrollo de proyectos de generación eléctrica a partir de fuentes naturales renovables. Poseen varias plantas de generación hidroeléctrica, así como un proyecto eólico denominado “Proyecto Eólico Minas de Huascachaca (PEMH)”.

Al analizar los recursos disponibles en el área del PEMH se verificó un alto componente del recurso natural solar por el cual se ha planteado el presente proyecto denominado “Análisis de prefactibilidad técnica de una planta de generación fotovoltaica para ser implementada dentro del Proyecto Eólico Minas de Huascachaca (PEMH)”, el mismo busca estudiar y determinar los parámetros técnicos para poder implementar una planta solar fotovoltaica en donde se desarrolla el PEMH, para ello se estudia los recursos disponibles, diseño del sistema fotovoltaico y posible punto de entrega de energía.



1.2 Justificación

La empresa Electro Generadora del Austro (ELECAUSTRO S.A.), es una empresa que tiene como objetivo principal la generación eléctrica. Aprovecha diferentes tipos de fuentes energéticas ya que cuenta con plantas hidroeléctricas, una térmica y una central eólica que está en construcción. Además, hoy en día se encuentra en desarrollo de otros proyectos que buscan aprovechar recursos naturales, estos son el Proyecto Hidroeléctrico Soldados-Yanuncay y el Proyecto Hidroeléctrico Ocaña II.

La misión, visión y objetivos estratégicos de la empresa abren la posibilidad de plantear nuevos proyectos de generación eléctrica con énfasis en generación distribuida y energías renovables como lo son la hidráulica, eólica o solar con el fin de aprovechar estos recursos, siendo así un referente para la transición energética del país.

La propuesta de extender la generación eléctrica a partir de energías renovables surge al analizar los recursos naturales presentes en el sitio donde ELECAUSTRO construye la central eólica Minas de Huascachaca, pues, junto con la recopilación de datos sobre la velocidad del viento, se ha venido registrando y analizando la radiación solar en la misma zona, mediciones registradas mediante torres de prospección meteorológicas; abriendo la posibilidad de realizar un estudio de prefactibilidad de un parque de generación fotovoltaico para aprovechar de mejor manera los recursos naturales de la zona y ser uno de los primeros parques del país que implementen en el mismo predio generación eólica y generación fotovoltaica. Además, cuenta con el predio para la construcción del parque eólico y las respectivas vías de acceso, por lo que estas obras pueden ser aprovechadas, para que sea implementada la planta de generación fotovoltaica.

1.3 Objetivos

- **Objetivo General:**
 - Realizar un estudio de prefactibilidad técnica para una planta de generación fotovoltaica en el sitio de la central eólica Minas de Huascachaca.
- **Objetivos Específicos:**
 - Analizar la normativa vigente para SFVCR en el país.
 - Analizar el recurso solar disponible en el sitio de Huascachaca.
 - Dimensionar las áreas factibles para la instalación de módulos fotovoltaicos.



- Determinar la capacidad máxima instalada del posible parque fotovoltaico y determinar una etapa de generación fotovoltaica, la más idónea, dentro del PEMH.
- Detallar todo el equipamiento necesario (en cantidad y características técnicas) para la instalación de un parque fotovoltaico en el sitio.
- Realizar el cálculo energético para el SFVCR.
- Analizar las posibilidades de interconexión eléctrica del SFVCR.

1.4 Alcance

El estudio tiene como objetivo analizar la prefactibilidad técnica de un SFVCR en los terrenos del Proyecto Eólico Minas de Huascachaca de la empresa ELECAUSTRO S.A.

El proyecto desarrolla el estudio técnico para determinar una planta solar fotovoltaica en los predios del PEMH. Se estudiará el recurso solar disponible en el PEMH, se establecerá su potencia de generación máxima instalable, se dimensionará una alternativa de SFVCR (la más conveniente) como una primera etapa de generación solar fotovoltaica. Mediante el apoyo de un software utilizado en sistemas fotovoltaicos, se determinará la energía producida en el parque fotovoltaico.

Finalmente, se analizará la posibilidad de interconexión eléctrica del SFVCR, a la red existente de la central eólica: en donde se determinará la capacidad disponible de la subestación del proyecto eólico y su línea de transmisión, las alternativas de conexión con subestaciones cercanas, la modelación de flujos de carga para cada alternativa de interconexión eléctrica en diferentes escenarios de demanda del sistema, se analizarán contingencias cercanas al sitio tales como las que brindarán las subestaciones cercanas al proyecto.

1.5 Antecedentes

La energía solar que incide en el planeta Tierra ha sido aprovechada a lo largo de los siglos, pues, se presenta de manera directa e indirecta; la energía solar indirecta es la fuente por la cual es posible la generación hidroeléctrica, eólica, biomasa, entre otras. Sin embargo, la energía solar directa es aprovechada para la generación eléctrica mediante el uso de paneles fotovoltaicos, usando el efecto fotoeléctrico. El avance científico en la ingeniería eléctrica ha permitido implementar sistemas de generación eléctrica mediante tecnología fotovoltaica para uso a gran escala en varios países del mundo incluyendo el Ecuador.

▪ Generación Eléctrica Fotovoltaica a Nivel Mundial

La Agencia Internacional de Energías Renovables, ha registrado el constante aumento de la capacidad instalada de generación eléctrica a partir de la tecnología fotovoltaica, es importante mencionar que, en el año 2020, se registró una potencia mundial instalada de 707.494 MW como se observa en la figura 1.1. En cambio, los registros de generación eléctrica datan hasta el año 2018 con una producción de 549.828 GWh como se puede ver en la figura 1.2. La energía solar fotovoltaica es catalogada como el futuro prometedor para el desarrollo mundial, ya que, su flexibilidad de implementación permite su uso tanto a gran escala como a pequeña escala para uso doméstico, lo cual, brinda nuevas oportunidades a los países en desarrollo. (*Solar energy*, s. f.).

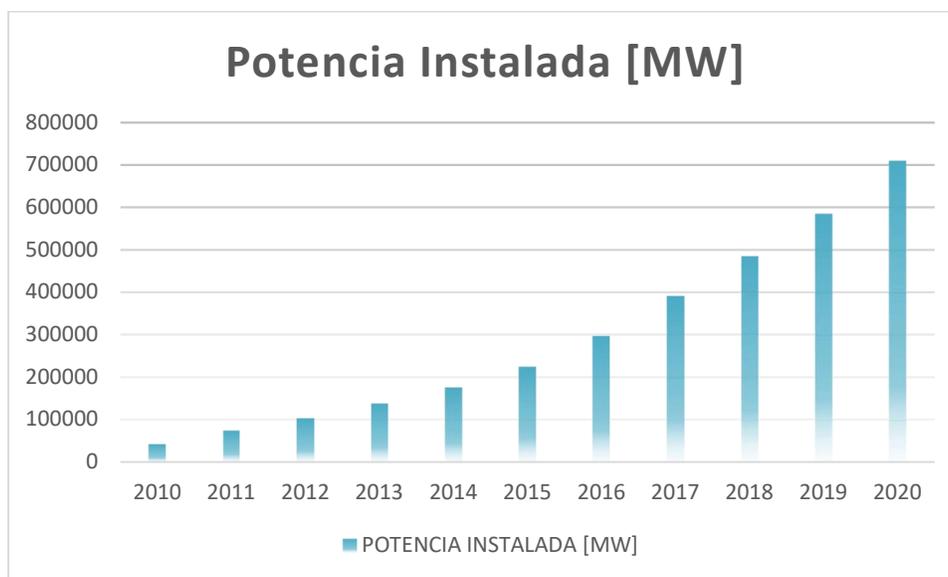


Figura 1.1 Crecimiento de Potencia fotovoltaica instalada a nivel mundial. [Elaboración propia]

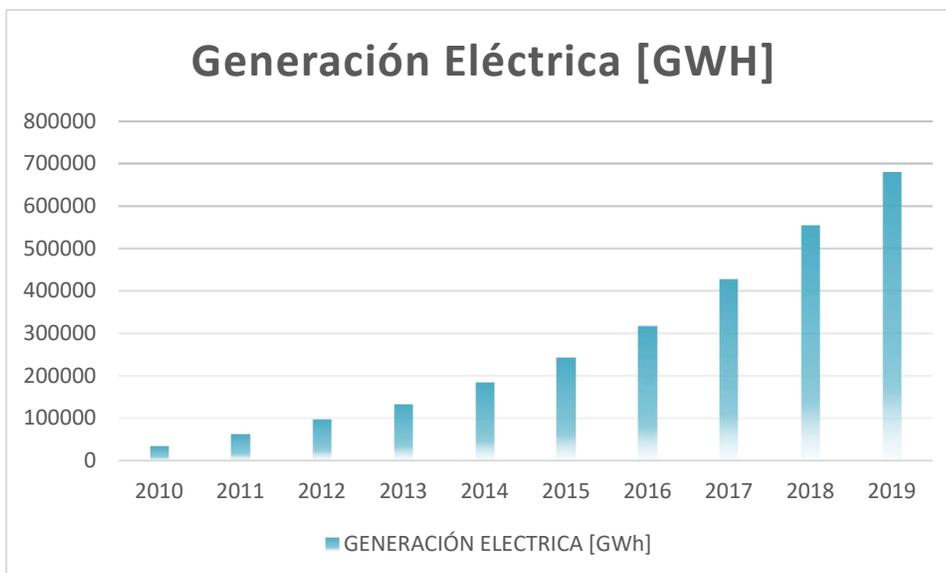


Figura 1.2 Crecimiento de generación fotovoltaica a nivel mundial. [Elaboración propia]

En cuanto a potencia instalada por país, existe un ranking de los 10 países con la mayor capacidad en el 2020, esto se lo puede observar en la figura 1.3. China se destaca como primer lugar, posee instalaciones con un total de 253.833,800 MW. En segundo lugar, está Estados Unidos con 73.813,700 MW, y en tercer lugar se encuentra Japón con 68.665,489 MW. (*Solar energy*, s. f.)

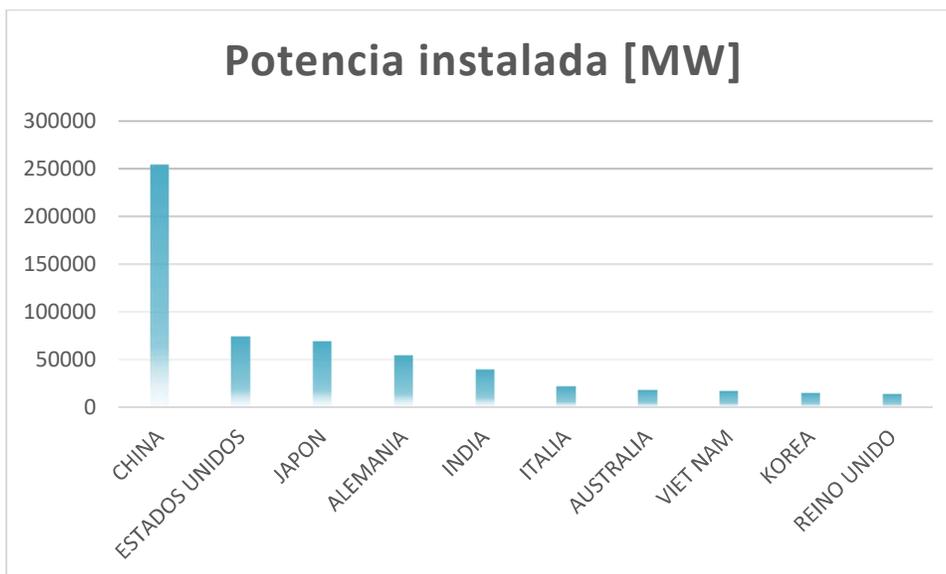


Figura 1.3 Ranking de Potencia fotovoltaica instalada. [Elaboración propia]

Tabla 1.1 Potencia fotovoltaica instalada en el Ecuador. [Elaboración propia]

PROVINCIA	POTENCIA NOMINAL [MW]	POTENCIA EFECTIVA [MW]
COTOPAXI	2	2
EL ORO	5,99	5,99
GALÁPAGOS	2,6	2,6
GUAYAS	3,98	3,98
IMBABURA	4	3,99
LOJA	5,99	5,12
MANABÍ	1,5	1,49
MORONA SANTIAGO	0,37	0,37
PASTAZA	0,2	0,2
PICHINCHA	1	1
TOTAL	27,63	26,74

Dentro del Plan Maestro de Electricidad, se encuentra la planificación de la expansión de la generación y transmisión, el cual, basado en proyección de demanda de potencia y energía establece los escenarios necesarios para garantizar a futuro los proyectos de expansión del sector eléctrico. Dentro de los proyectos de Energías Renovables No Convencionales que conforman el “Bloque de ERNC I” se encuentra el Proyecto Fotovoltaico “El Aromo” de 200 MW. El cual se estima que empiece a operar en el año 2022 dentro de un total de 500 MW de ERNC.

- **Proyecto Eólico Minas de Huascachaca**

La empresa Electro Generadora del Austro, se encuentra actualmente en el desarrollo del Proyecto Eólico Minas de Huascachaca, mismo que se encuentra ubicado a 84 km al sur oeste de la ciudad de Cuenca por la vía Girón - Pasaje, cantón Saraguro, provincia de Loja. El proyecto cuenta con una potencia nominal de 50 MW para lo cual se instalarán 14 aerogeneradores. El despacho de energía al Sistema Nacional Interconectado (SNI) se realizará mediante la línea de transmisión a un nivel de 138 kV que conecta la subestación Uchucay con la subestación La Paz. (*Proyecto Eólico Minas de Huascachaca (PEMH) – ELECAUSTRO*, s.f.). En la figura 1.5 se ilustra la entrada a los predios del PEMH.



Figura 1.5 Predio general PEMH. [Fuente: ELECAUSTRO S.A]

▪ Producción con tecnología solar fotovoltaica

Durante la última década, el aumento de sistemas de generación fotovoltaico a nivel mundial ha beneficiado el costo final de la energía eléctrica, de manera que se ha reducido los precios de manera que al 2019, existen registros del costo del kWh de los países líderes en tecnología solar. La figura 1.6 presenta la reducción de precios desde el 2010 de los países con mayor capacidad fotovoltaica instalada.

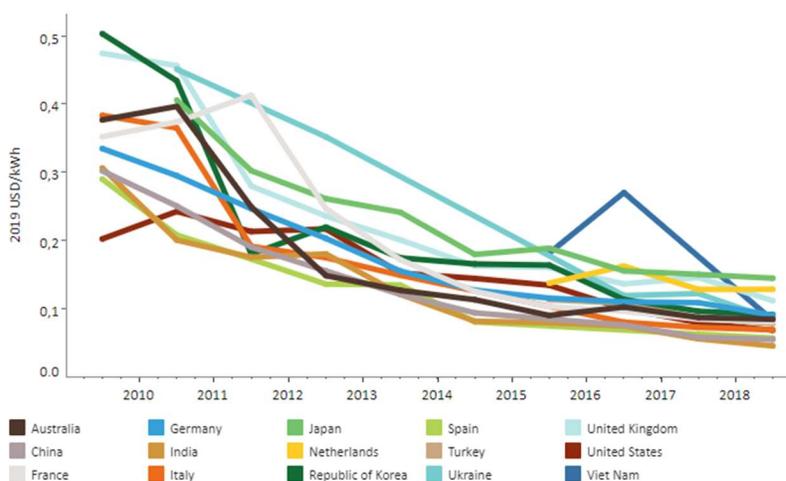


Figura 1.6 Evolución del precio de la producción con tecnología solar fotovoltaica a nivel mundial [Fuente: Solar energy]

En el 2019, el precio más bajo por kilovatio hora se generó en la India, con un valor de 0.0447 USD mientras que el más alto corresponde a Japón con 0.1439 USD. (Solar energy, s. f.).



En el Ecuador, el precio de la energía con tecnología solar fotovoltaica se encuentra establecido en la regulación CONELEC 009/06 denominada “Precios de la Energía Producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales”. La regulación establece que el precio en el territorio continental es de 52.04 cUSD/kWh y en la región insular 57.24 cUSD/kWh.

Capítulo 2

2. SUSTENTO TEÓRICO

Este capítulo presenta los conceptos generales respecto a sistemas de generación fotovoltaicos, la energía solar y los componentes del sistema de conversión. También se presentan las regulaciones ecuatorianas vigentes sobre la generación fotovoltaica y finalmente se describen los programas computacionales a emplear en el desarrollo del presente trabajo.

2.1 Energía solar

El sol, el astro más grande del sistema solar, es una estrella situada a 150 millones de kilómetros de la Tierra, y es el cuerpo que emite radiación debido a los procesos de fusión nuclear. La fusión nuclear se genera a partir de 4 protones que forman un núcleo de helio y desprenden en el proceso la misma cantidad de energía: 26 MeV. (González et al., 2013)

La energía solar es aquella que se emite a partir de la fusión nuclear propia del Sol, esta energía es producida en forma de radiación electromagnética que incide en la Tierra de manera que es posible aprovecharla directamente mediante sistemas térmicos o con el efecto fotoeléctrico.

La radiación que incide en la superficie terrestre es responsable de varios procesos y ciclos de vida, como por ejemplo el ciclo del agua, la fotosíntesis, síntesis de vitaminas en el cuerpo humano, entre otros. Además, la energía solar es de manera indirecta una fuente de energía renovable no convencional como la eólica, hidráulica y biomasa, la derivación de la energía solar se la puede observar en la figura 2.1. La generación eléctrica a partir de la energía solar se puede dar mediante el uso de tecnología fotovoltaica o concentración térmica, ambas emplean la radiación directa, difusa, global y reflejada.

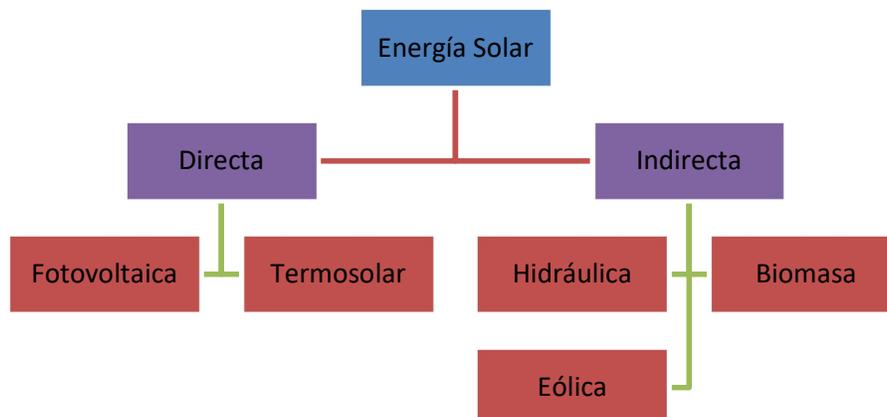


Figura 2.1 Tipos de energía solar. [elaboración propia]

▪ Radiación

Las reacciones nucleares que se producen continuamente en el Sol emiten radiación electromagnética la cual se propaga por el espacio a la velocidad de la luz hasta incidir en el plano terrestre. Al incidir en la Tierra, esta energía solar es denominada radiación y la medición se dispone por unidad de superficie: W/m^2 . Este valor es el indicador de la magnitud de la potencia que se dispone por metro cuadrado.

Es importante recordar que la radiación solar es un conjunto de rayos de diferentes longitudes de onda, por lo que se tendrá rayos visibles, infrarrojos y ultravioletas.

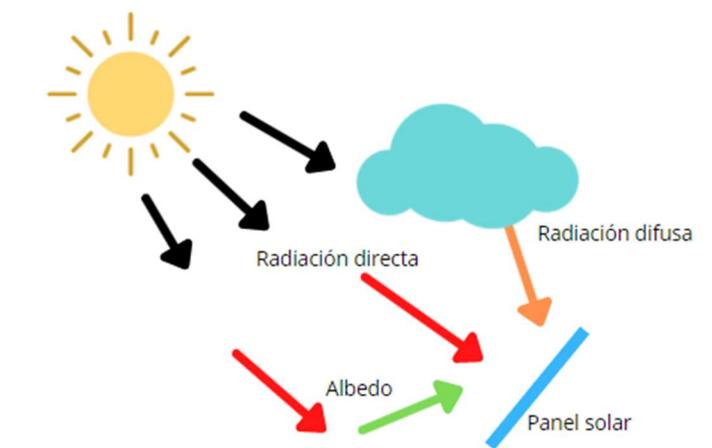


Figura 2.2 Tipos de radiación. [Elaboración propia]

La radiación puede ser directa, difusa o de albedo como se puede ver en la figura 2.2. La directa es la incidencia de los rayos en un cuerpo sin obstáculos. La difusa se presenta al atravesar masas como las nubes. La de albedo es la radiación generada a partir del reflejo en el suelo. La medición y el registro histórico de esta información nos permite conocer cuál es el potencial de generación eléctrica mediante sistemas fotovoltaicos. (González et al., 2013)

2.2 Sistemas fotovoltaicos conectados a la red

Un Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red (SFVCR) es el conjunto de elementos que permite la conversión de la energía solar natural incidente en energía eléctrica consumible, cumpliendo parámetros técnicos que garanticen el correcto funcionamiento del sistema.

Los sistemas pueden ser diseñados en diferentes dimensiones, la potencia instalada puede ir de unos cuantos kilovatios a varios megavatios. Los sistemas de pequeña escala suelen ser instalados con propósitos domésticos para

autoabastecimiento o para usos específicos como luminarias o torres meteorológicas. Las centrales de gran escala se caracterizan por sus grandes bloques de energía que satisfacen una enorme cantidad de consumidores, así como también las amplias extensiones de terreno que obligan a ocupar por la alta cantidad de paneles solares necesarios para la producción a gran escala.

Un sistema de generación fotovoltaico se compone principalmente de:

- Paneles fotovoltaicos
- Sistemas inversores DC/AC

El principio de funcionamiento radica en el de una celda fotovoltaica, para fines de consumo es necesario garantizar niveles de tensión y frecuencia. Por lo que se emplean inversores para transformar las señales de corriente continua (DC) en corriente alterna (AC) y garantizar que los dispositivos puedan funcionar correctamente, el proceso descrito se puede observar en la figura 2.3.



Figura 2.3 Esquema de operación de un sistema fotovoltaico. [Elaboración propia]

▪ Células fotovoltaicas

Para aprovechar la energía solar de manera directa, se han desarrollado tecnologías que aprovechan el efecto fotoeléctrico. El principio indica que la energía de la radiación electromagnética que incide en un material metálico o semiconductor es capaz de liberar electrones.

Las celdas fotovoltaicas se componen de materiales semiconductores como el silicio. Los semiconductores poseen características de los metales y los no metales. Las celdas se componen de dos tipos de materiales semiconductores, siendo una capa de carga positiva y la otra negativa, su actividad radica en que al momento de que un electrón se desprende de una de las capas, esa partícula salta a la otra. El movimiento de los electrones constituye una corriente eléctrica y así también una diferencia de potencial que sirve para alimentar una carga eléctrica. Esto gracias al efecto fotoeléctrico que se puede analizar en la figura 2.4.

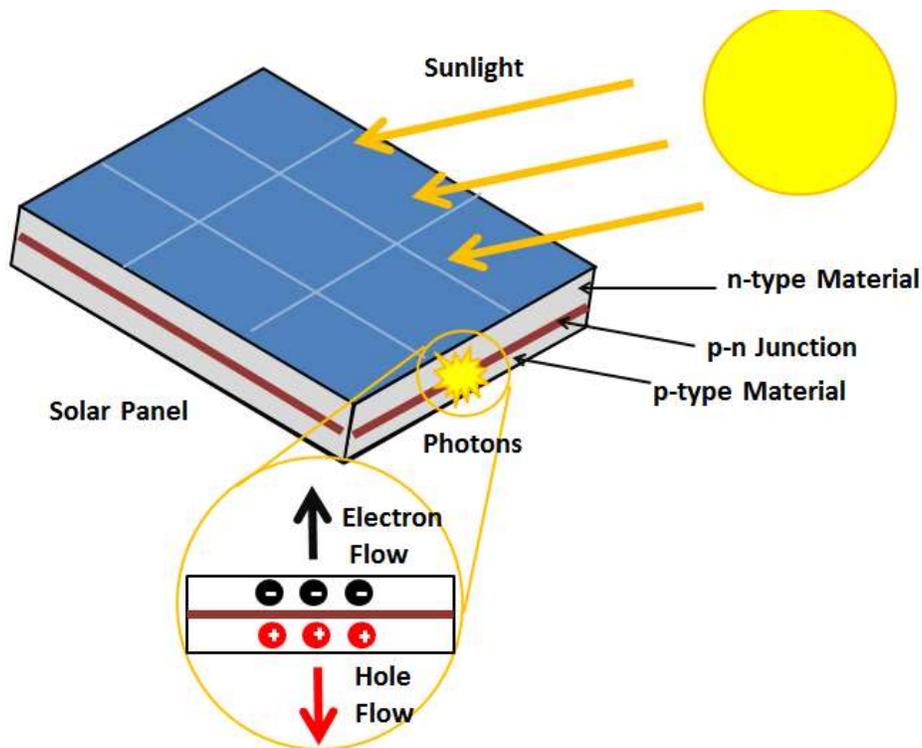


Figura 2.4 Efecto fotoeléctrico-operación de los módulos fotovoltaicos. [Ecogreen Electrical,2015]

▪ Paneles solares

Los paneles solares son el conjunto de células fotovoltaicas conectadas en una determinada configuración serie y paralelo. Su principio de funcionamiento es el de las células fotovoltaicas. El propósito de unir las celdas es aumentar su producción energética, así como su nivel de voltaje para poder llevarlo a una escala comercial que cumpla con las características técnicas necesarias para la alimentación de dispositivos eléctricos. La potencia de un panel solar está determinada por el rendimiento de los materiales que lo componen y su valor se mide en vatios pico (Wp).

Hoy en día las tecnologías han estandarizado tres tipos de paneles solares en base a la pureza del material de las células, siendo: monocristalinos, policristalinos y amorfos. Se puede ver un panel monocristalino de la marca Jinko en la figura 2.5. La principal característica entre las distintas tecnologías es la diferencia de rendimiento que poseen debido a la pureza del silicio presente en las capas que conforman cada célula fotovoltaica.

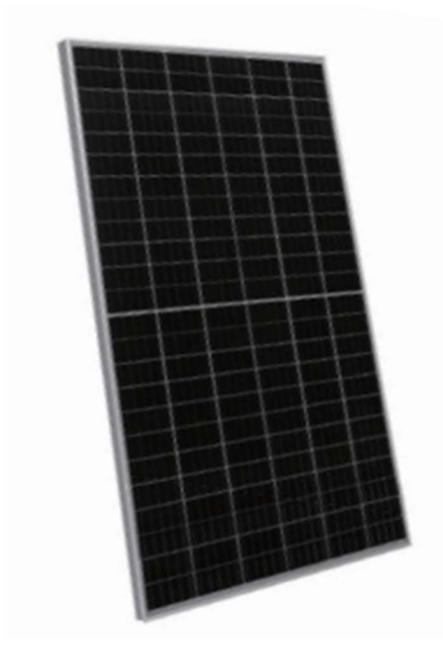


Figura 2.5 Panel monocristalino. [Fuente: Jinko solar]

▪ Inversores

Los inversores son dispositivos electrónicos diseñados para transformar una señal de corriente continua en corriente alterna. Su aplicación en los sistemas fotovoltaicos se refiere a transformar la señal que emiten los paneles solares y adecuarla a los sistemas comerciales que necesitan cumplir con parámetros como nivel de tensión y frecuencia ya que las cargas operan con un tipo de señal. En el Ecuador, el sistema comercial residencial está entre los 110-127 V en corriente alterna a una frecuencia de 60 Hz correspondiendo a una señal senoidal.

Existen diferentes tipos de inversores que se caracterizan por la forma de la señal como cuadrada, senoidal modificada y senoidal pura, además difieren también por la potencia que manejan. En el mercado existe un rango amplio de inversores, valores que van desde pocos kilovatios hasta grandes inversores centralizados de varios megavatios. En la figura 2.6 se ejemplifica un inversor centralizado de gran capacidad.



Figura 2.6 Inversor SMA SUNNY Central 3 MVA [Fuente: SMA]

2.3 Regulaciones y normativas vigentes en el Ecuador

▪ ARCERNNR 002/21

En el año 2021 se han expedido dos regulaciones por parte de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables. Ambas regulaciones resuelven la generación distribuida y su participación comercial de auto consumidores y de empresas habilitadas para la actividad de generación eléctrica.

La regulación denominada ARCERNNR 002/21 titulada “Marco normativo para la participación en generación distribuida de empresas habilitadas para realizar la actividad de generación” establece los requisitos para instalar, operar y administrar centrales de generación eléctrica de hasta 1MW. Por otro lado, en caso de ser personas jurídicas, la potencia puede ser de hasta 10 MW.

Las condiciones para considerar a una central como generación distribuida son:

- Capacidad mayor o igual a 100 kW y menor a 10 MW.
- Se conecta cerca del consumo.
- Se conecta mediante redes de medio o alto voltaje menor a 138 kV.
- Emplea una fuente renovable no convencional.

La regulación establece parámetros y condiciones para la participación de empresas públicas, así como empresas privadas, de la economía popular y solidaria y de economía mixta.

Las pruebas técnicas y experimentales e inicio de operación comercial están sujetas a la Regulación ARCONEL 002/16 “Requisitos y procedimiento para las etapas de pruebas técnicas y de operación experimental, previas al inicio de la operación comercial de centrales o unidades de generación”.



▪ **ARCONEL 004/15**

En el año 2015, la ex Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) expidió la Regulación ARCONEL 004/15 denominada “Requerimientos técnicos para la conexión y operación de generadores renovables no convencionales a las redes de transmisión y distribución”.

El objetivo de la regulación es establecer los criterios y requisitos técnicos que los generadores renovables no convencionales deben cumplir con el fin de no degradar la calidad y confiabilidad del servicio eléctrico.

La aplicación de la regulación es para generadores sin límite de potencia, pero siendo mayor o igual a 100 kW.

Se establece los tipos de generadores renovables no convencionales, siendo:

- Solar fotovoltaica o solar termoeléctrica.
- Eólica.
- Pequeñas centrales hidroeléctricas (menor o igual a 10 MW).
- Geotérmica.
- Biomasa.
- Biogás.
- Mareomotriz.

La regulación también exige de estudios que se deben realizar para poder implementar el generador, estos estudios son:

- Flujos de potencia.
- Cortocircuitos.
- Coordinación de protecciones.
- Calidad del producto.
- Estabilidad: ángulo, voltaje, frecuencia.

Los estudios a presentarse deben considerar 3 escenarios:

- Red sin el generador renovable.
- Red con el generador renovable.
- Red de distribución solo con generación renovable, en el caso de que se permita funcionamiento en isla eléctrica.

Se exige también que los equipos según el tipo de generación cumplan con criterios técnicos con el fin de garantizar la calidad y confiabilidad del servicio. En el caso de la energía solar fotovoltaica se debe garantizar que los inversores cumplan con:



- Certificación IEC 62116 para mecanismos de funcionamiento en isla no intencional.
- Calidad de onda de voltaje dentro de parámetros especificados en la regulación, conforme a métodos de medición de la norma IEC 61000-4.

El control de potencia activa deberá tener total control en la inyección al sistema siendo capaz de responder a las solicitudes del CENACE. Deberá tener control en las rampas de subida y bajada con el fin de reducir el impacto a la red. Deberá operar a una frecuencia nominal de 60Hz y en condiciones de emergencia deberá ser capaz de ejecutar una reducción rápida de potencia activa.

El control de potencia reactiva y voltaje establece que la central debe contar con los mecanismos de control de inyección y absorción de reactivos capaces de ejecutar las solicitudes del ente operador. Tal como lo establece la Regulación CONELEC 004/02 “Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM”. Se debe poseer el control del factor de potencia, que, estará entre 0.95 en atraso hasta 0.95 en adelanto siempre y cuando la potencia activa se encuentre entre el 20% y 100% de la potencia nominal.

En caso de estar conectado a la red de transmisión, los voltajes estarán dentro de los límites de operación. Por otro lado, si la conexión se efectúa en la red de distribución, el rango de tensión debe mantenerse entre 0.95-1.05 p.u.

2.4 Avance tecnológico de sistemas fotovoltaicos.

▪ Tecnología de paneles fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos están formados por celdas solares fabricadas de un material semiconductor, especialmente el silicio por su abundancia en la superficie terrestre y además cuenta con propiedades físicas que permiten una conversión adecuada de la luz solar incidente en electricidad, esto al formar con el silicio una celda de conjuntura p-n, es decir una carga positiva y una negativa con el fin de que exista una circulación de corriente al momento del desprendimiento de electrones debido al efecto fotoeléctrico. El incremento de la instalación de sistemas fotovoltaicos ha permitido el desarrollo de nuevas tecnologías que aumentan la eficiencia de las celdas, al año 2020 se puede encontrar valores de entre 7 y 20% en promedio según la tecnología implementada (Mughal et al., 2018) (Rodríguez et al., 2020). A continuación, se detallan las principales tecnologías de celdas y tipologías utilizadas en paneles solares.



Monocrystalino

Estas celdas son fabricadas de un solo cristal cilíndrico de silicio, se pueden distinguir debido a sus esquinas redondeadas, son una de las celdas más usadas en el mercado por su alta eficiencia que se encuentra alrededor del 18 y 20% (Mughal et al., 2018) (Rodríguez et al., 2020). dependiendo del fabricante, aunque más costosa que las celdas policristalinas. Presentan una mayor eficiencia que las policristalinas cuando se presentan altas temperaturas, mayores a 25 grados centígrados. Tienen una vida útil de 25 a 30 años. Presentan una debilidad ante impactos físicos, generando fracturas que afectan todo el panel.

Policristalino

Estos módulos tienen una fabricación más simple, las celdas son cortadas de un bloque de silicio fundido y recristalizado usando una menor cantidad de materia prima por lo que son más baratos, pero presentan una eficiencia más baja de alrededor de 13 a 15% dependiendo del fabricante. (Mughal et al., 2018) (Rodríguez et al., 2020).

De capa delgada (Thin-Film)

Tienen un bajo costo de producción, pero su generación por metro cuadrado es baja haciendo que el costo de instalación aumente ya que su eficiencia es mucho menor que las celdas citadas anteriormente, estando entre 7 y 12%. Estas celdas de capa fina pueden ser de: silicio amorfo, telurio de cadmio, seleniuro de cobre, indio, galio. (Mughal et al., 2018) (Rodríguez et al., 2020).

La industria en necesidad de aumentar la eficiencia de los paneles y reducir los costos han desarrollado nuevas tecnologías entre las cuales se encuentran: celdas PERC, Multi Bus Bar (MBB), módulos bifaciales y tecnología Half Cell.

Celdas PERC

Esta tecnología introduce una capa adicional de un material dieléctrico reflectante anterior a la capa final de aluminio, generando así que la luz infrarroja ya no sea absorbida por la capa final, sino que rebote en la capa reflectante aumentando así la eficiencia hasta en un 24%. (Miravalls, J., 2020)

Multi Bus Bar (MBB)

La tecnología ha permitido incrementar el número de barras colectoras en las celdas de hasta 5 buses de barras (5BB), permitiendo acortar la distancia que recorre la corriente eléctrica disminuyendo las pérdidas por resistencia y aumentando la producción eléctrica de los paneles.



Módulos bifaciales

Estos paneles cuentan con celdas fotovoltaicas en ambas caras del panel, con el fin de que la luz reflejada impacte en la cara trasera del panel y aumentar la generación de energía eléctrica.

Half-Cell

Se la puede encontrar también con el nombre de celda partida o celda cortada, consiste en el corte y conexión de varias celdas divididas que se distribuyen en el mismo espacio que ocupaban las celdas convencionales. Gracias a esto se puede dividir al panel en dos partes con su capacidad partida a la mitad es decir 50%, esto logra disminuir el camino del flujo de la corriente reduciendo así la resistencia interna y disminuyendo pérdidas de energía, ambas partes se unen en una conexión serie. Además, tienen la ventaja de que algún daño o sombra en una de las partes no afecta a la otra.

▪ Tecnología Inversores

Existen 2 tipos de inversores que pueden ser utilizados en un SFVCR.

- Inversores centrales o también conocidos como PCU por sus siglas en inglés (Power Conditioning Unit)
- Inversores en cadena.

Inversores Centrales

Son los más utilizados en SFVCR, consta de un único inversor general que puede ser ubicado acorde a la potencia requerida, en una o en varias locaciones en un sitio, los paneles conectados en series forman cadenas y a su vez estas cadenas conectadas en paralelo ingresan al inversor, la combinación de las mismas depende de la tensión y potencia soportada por el inversor, que puede tener una tensión de entre 1000 a 1500 VDC y pueden soportar potencias máximas entre 500 W a 4.5 MW. Muchos de estos inversores tienen incluido un sistema de control, protección, adquisición y análisis de datos. Estos inversores poseen un solo buscador del punto de máxima potencia o mejor conocido como MPPT, esto presenta una desventaja ya que genera pérdidas de potencia. Otra desventaja es el riesgo de altos voltajes en corriente continua y la posible interrupción de la continuidad del servicio al existir un solo inversor. La principal ventaja es el uso para SFVCR ya que reducen los costos significativamente y proporcionan un sencillo mantenimiento. (Satpathy, R., Pamuru, V., 2021).

Inversores en cadena

Consisten en colocar un inversor por cada cadena de paneles, los cuales pueden entregar la energía directamente o utilizar convertidores DC/DC por cada cadena y luego ir a un inversor central. La principal ventaja de esta tecnología consiste en que por cada cadena obtengo un MPPT, logrando así obtener una generación entre un 1.5 a 3% mayor que la que obtendría con un inversor central (Picault et al., s.f.). Pueden ser utilizadas en pequeñas centrales ya que para SFVCR sería inviable por que puede aumentar significativamente los costos hasta en un 60% del costo total. La figura 2.7 muestra los tipos de inversores utilizados en SFVCR (Satpathy, R., Pamuru, V., 2021).

▪ Cables y conexiones

La conexión de los paneles para formar cadenas en serie se realiza mediante un cable de cobre con sección transversal igual a 4mm^2 que se encuentra instalado de fabrica en cada panel solar y cumple con las normas IEC. Además, se requiere el uso del conector MC4, los cuales también vienen incluidos conjuntamente con el panel. Los cables que se usan para las distintas conexiones de las cadenas en paralelo, la entrada al inversor, la salida del inversor, deben ser dimensionados acorde a la capacidad de corriente que circulará por los elementos conductores, la longitud, resistencia mecánica y factores ambientales teniendo en cuenta que cumpla las respectivas normas IEC. Como dato adicional se tiene que la pérdida de energía debido a la caída de voltaje entre puntos de conexión no debe exceder el 2% (Satpathy, R., Pamuru, V., 2021).

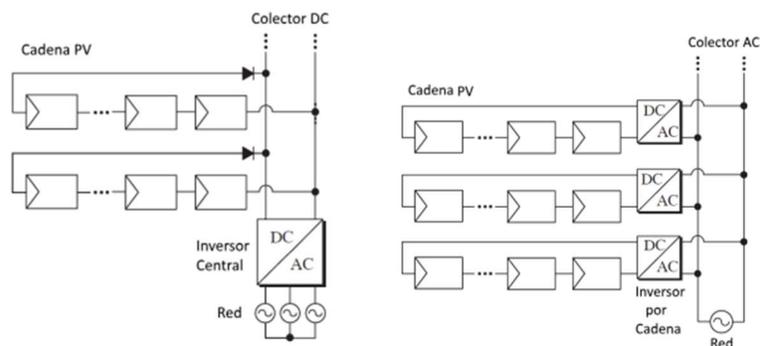


Figura 2.7 a) Tipología inversor central b) Tipología inversor en cadena. Fuente: Urrutia., GENERACIÓN DE POTENCIA CONTROLADA ORIENTADA A SERVICIOS AUXILIARES EN CONVERTIDORES FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED.



- **Caja de conexiones de cadenas**

Las distintas cadenas requieren ser conectadas al inversor, la caja de conexiones permite realizar este trabajo, juntando las distintas cadenas y formando una única salida de energía, la cual puede ser monitoreada en tiempo real y controlada a distancia, además posee protección contra rayos, circuitos de protección por cada cadena y un disyuntor general. La mayoría de inversores de gran potencia incluyen la caja de conexiones de cadenas dentro del inversor.

- **Estructuras de montaje de paneles solares**

El sistema donde se soportan los paneles se denomina estructura de montaje del módulo o MMS por sus siglas en inglés (Satpathy, R., Pamuru, V., 2021). Esta estructura debe estar diseñada para soportar el peso de los paneles, la velocidad del viento y ser resistente a las condiciones climáticas del lugar. Las columnas de las bases de la estructura usualmente se fijan mediante pilotes (Satpathy, R., Pamuru, V., 2021). Existen cuatro tipos de MMS, que se detallan a continuación.

Inclinación fija

Los paneles se colocarán sobre una MMS fija con un ángulo de inclinación ya definido en base de la latitud del lugar. El tamaño de la estructura se realiza en función del número de módulos a colocar. Pueden ser de un solo polo, es decir un solo pilote fijado en el suelo o en caso de requerir que soporte cargas de viento se necesita un modelo de dos polos. Los paneles se colocarán con vista hacia el sur si el sitio está en el hemisferio norte y con vista hacia el norte si los paneles están en el hemisferio sur.

Inclinación estacional

Con el fin de obtener una mejor radiación los módulos se inclinan en distintos ángulos según la etapa del año. Por lo que el MMS necesita un mecanismo que permita cambiar el ángulo de inclinación de los paneles. La constante manipulación puede generar microgrietas y esfuerzos mecánicos en los paneles, aunque dependiendo del lugar este MMS puede provocar un aumento de generación de hasta un 3% (Satpathy, R., Pamuru, V., 2021).

Seguidores de un eje

Este MMS posee un rastreador que permite cambiar el ángulo de inclinación automáticamente buscando siempre que impacte la mayor radiación en los paneles mediante el uso de servomotores controlados. Según el lugar puede aumentar la eficiencia hasta un 15%. (Satpathy, R., Pamuru, V., 2021).



Seguidores de doble eje

De igual manera posee un rastreador que busca la mayor radiación, pero con una mayor eficiencia ya que puede modificar su ángulo y su posición horizontal.

2.5 Software de modelamiento eléctrico

- **PVsyst**

Es un software empleado para el estudio de sistemas fotovoltaicos mediante el diseño, simulación y análisis de datos. Permite diseñar por completo un sistema fotovoltaico con múltiples entradas de datos específicos del sitio ya sea para sistemas conectados a la red eléctrica o en modo aislado, además de otras opciones como sistemas de bombeo o instalaciones residenciales. Permite realizar un diseño en tres dimensiones y ofrece un análisis de proyección de sombras ya que posee una herramienta de simulación gráfica dinámica del movimiento del sol durante el día, lo cual permite obtener las pérdidas por sombra del sistema.

- **DigSILENT Power Factory**

Es un programa computacional en el cual es posible realizar análisis de sistemas eléctricos de potencia en generación, transmisión, distribución, generación distribuida y sistemas industriales, para lograr objetivos de planificación y operación. Debido a la compleja red eléctrica y a los arduos cálculos que requiere un estudio de implementación u operación de nuevos sistemas eléctricos conectados a la red, Power Factory permite realizar este trabajo de manera eficaz y con enormes opciones de simulación.



Capítulo 3

3. ANÁLISIS DE RECURSOS DISPONIBLES EN EL PEMH

En el presente capítulo se desarrolla el reconocimiento de los recursos disponibles en donde hoy se ejecuta el PEMH. El propósito es identificar los recursos naturales, así como las instalaciones y obras civiles que influyen la prefactibilidad técnica de un posible proyecto solar en el mismo terreno. Se estudia la irradiancia solar, las posibles áreas de emplazamiento, la subestación eléctrica Uchucay, la línea de transmisión y los posibles puntos de entrega de energía.

3.1 Análisis del recurso solar

La determinación del recurso solar disponible en la zona de estudio se desarrolla mediante el procesamiento de información histórica de dos torres meteorológicas instaladas en dos puntos diferentes dentro del área del PEMH. El primero se denomina Yúluc y el segundo Uchucay. Los nombres corresponden a zonas aledañas al sitio.

Las torres de prospección meteorológicas han recopilado información durante varios años. Se dispone de sensores de temperatura, viento, humedad, presión e irradiancia solar.

- **Torre Yúluc 80 m**

La torre Yúluc es de 80 metros de altura. Se encuentra ubicada en las coordenadas: S 003° 21.542' W 079° 23.091', a una altura de 1182 m.s.n.m. El sensor instalado es LI-COR Pyra PY-76500. Las unidades de medición son vatios por metro cuadrado [W/m^2]. El sensor se encuentra instalado a una altura de 5 m del nivel del suelo.

El registro histórico de la radiación solar empieza en el año 2012 y concluye en el 2021. Sin embargo, en el procesamiento de datos se han encontrado errores en el historial. Al realizar una minería de datos se han descartado los valores correspondientes al año 2016 debido a que todos son datos negativos. Así también, se han eliminado los registros proporcionados en los días del mes de enero del año 2017. A continuación, en la tabla 3.1 se presentan observaciones de la recopilación de información histórica de la torre Yúluc 80 m.



Tabla 3.1 Observaciones de registro histórico de la torre de prospección meteorológica Yúluc 80 m. [Elaboración propia]

Año	Observación
2012	Se tiene información desde mayo
2013	Se tiene información de todo el año
2014	Se tiene información de enero a junio
2015	Se tiene información de enero a septiembre
2016	No existe registro de enero a mayo y los valores son negativos de junio a diciembre
2017	Se tiene valores negativos hasta el 13/01/2017. Se dispone de información del resto del año
2018	Se dispone información de todo el año
2019	Se dispone información de todo el año
2020	Se dispone de información de enero a junio 15
2021	Se tiene valores equívocos hasta la fecha 7/01/2021. Se considera solamente los valores registrados desde el día 8/01/2017

- **Comportamiento diario (promedio anual) torre Yúluc 80 m**

El procesamiento de datos históricos por año se presenta en la figura 3.1. El comportamiento de todos los años presenta similitudes como el inicio del registro diario, así como el final. Se puede decir que el registro de irradiación empieza a las 5:40:00 am y culmina a las 18:40:00 pm. Los mayores valores registrados ocurren entre las 10:20:00 am y 12:00:00 am.

El promedio de irradiancia diaria anual se ha determinado con el valor promedio de todos los años registrados, los cuales muestran que se inicia la adquisición de información a las 5:50:00 am y termina a las 18:40:00 pm tal y como se observa en la figura 3.2. El punto de máxima irradiancia promedio registrado es de 666,50 W/m^2 a las 11:50:00 am. La irradiancia diaria promedio es de 4470,51 Wh/m^2 .

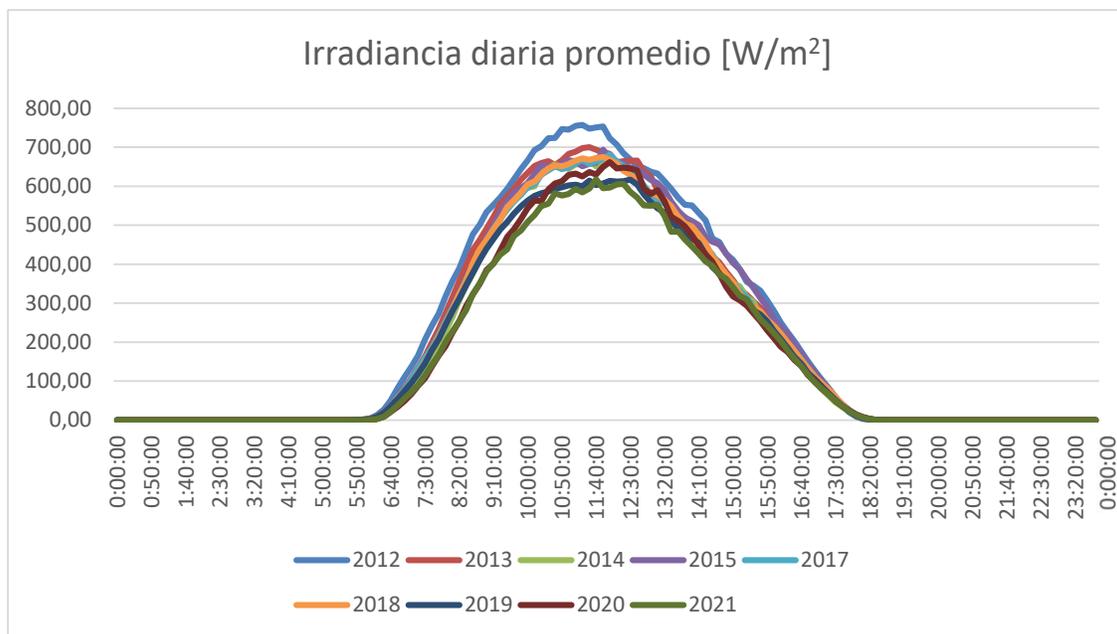


Figura 3.1 Irradiación diaria registrada entre 2012 y 2021 de la torre Yúluc 80 m. [Elaboración propia]

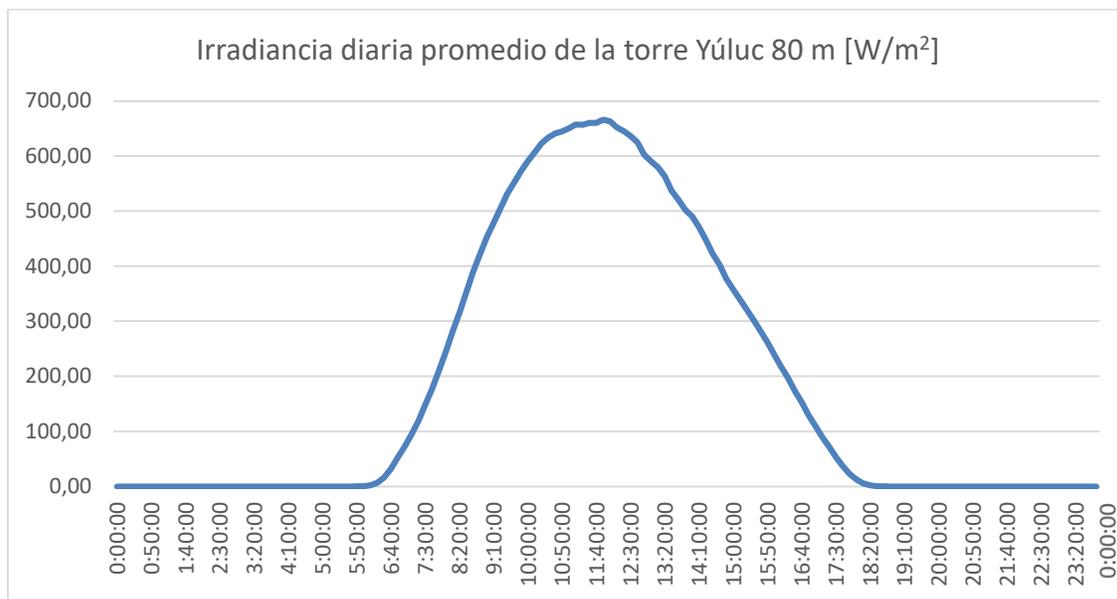


Figura 3.2 Irradiancia diaria promedio de la torre Yúluc 80 m. [Elaboración propia]

- **Valores Promedio anuales de horas solares pico torre Yúluc 80 m**

En base a los datos históricos y comportamientos anuales promedio, se ha dispuesto del cálculo de las HSP registradas por la torre Yúluc. El valor promedio de las HSP computado es de 4,47. El promedio se ha efectuado con todas las medidas de todos los años registrados en la torre Yúluc. El valor de HSP de cada año se puede observar en la figura 3.3.

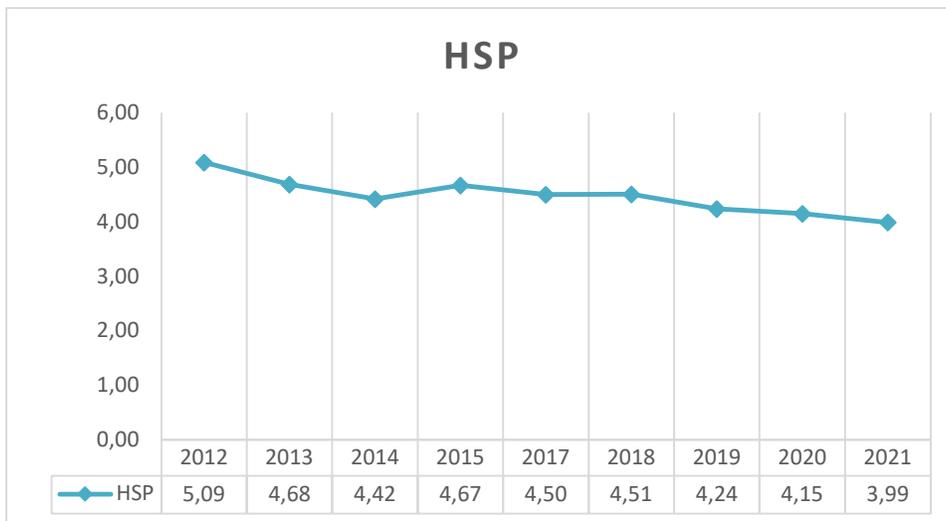


Figura 3.3 Valores de horas solares picos anuales de la torre Yúluc 80 m. [Elaboración propia]

▪ **Comportamiento diario (promedio mensual) torre Yúluc 80 m**

Entender el comportamiento anual es fundamental para establecer el recurso solar y la producción energética diaria. Así también, es importante determinar el comportamiento diario por mes con el fin de establecer los meses en los cuales existe una mayor concentración energética. En la figura 3.4 se puede analizar el comportamiento diario promedio de todos los meses.

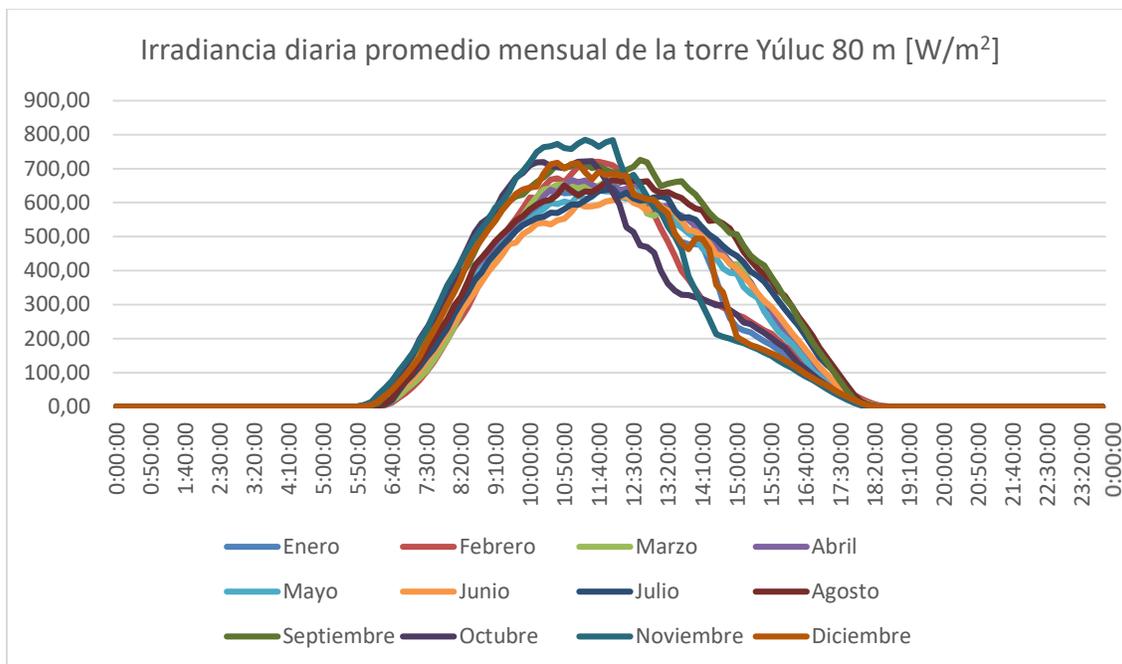


Figura 3.4 Irradiancia diaria registrada mensualmente de la torre Yúluc 80 m. [Elaboración propia]

Además, al realizar un promedio de cada mes, se adquiere la curva diaria mensual que se presenta en la figura 3.5

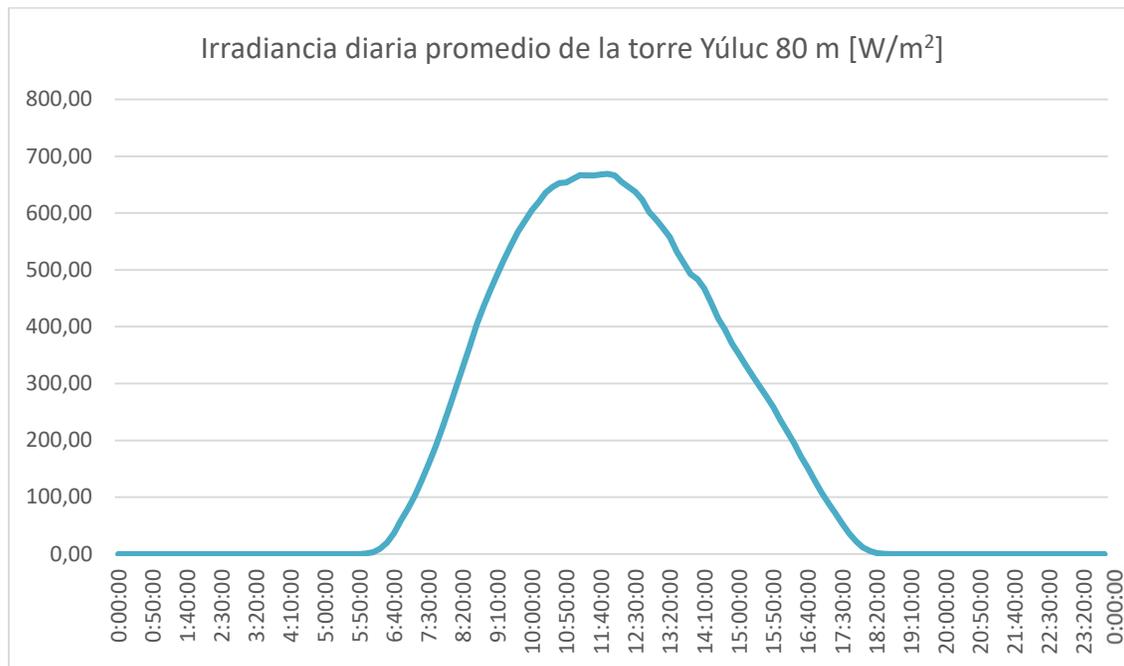


Figura 3.5 Irradiancia diaria promedio de la torre Yúluc 80 m. [Elaboración propia]

- **Valores Promedio mensuales de horas solares pico torre Yúluc 80 m**

Las horas solares pico promedio por mes han mostrado que agosto y septiembre son los meses con una mayor irradiancia. El máximo valor registrado es en septiembre con 5.35 HSP. En la figura 3.6 se presentan los valores promedios mensuales de cada uno de los meses.

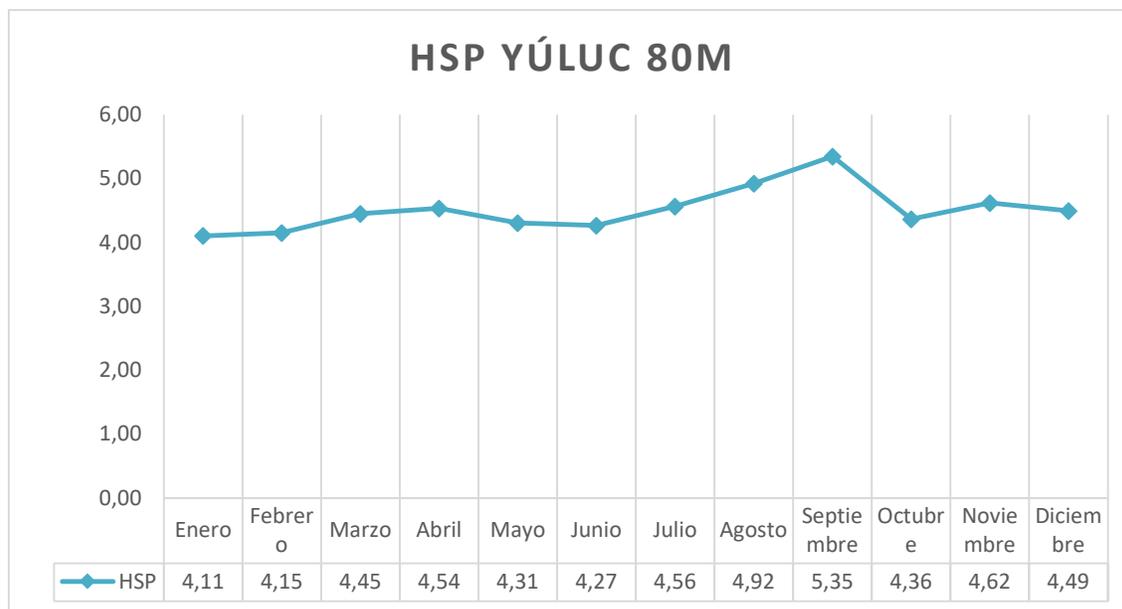


Figura 3.6 Valores promedio de horas solares picos mensuales de la torre Yúluc 80 m. [Elaboración propia]

▪ Torre Uchucay 40 m

La torre Uchucay es de 40 metros de altura. Se encuentra ubicada en las siguientes coordenadas: S 003° 21.173' W 079° 22.041', a una altura de 1124 m.s.n.m.

El sensor utilizado es 1948 LI-COR LI200SA, de igual manera que el sensor utilizado en la torre de Yúluc, las unidades de medición son vatios por metro cuadrado [W/m^2]. El sensor se encuentra instalado a una altura de 5m sobre el nivel del suelo.

El registro histórico de datos empieza en el año 2009 y termina en el año 2012, tras el análisis de datos se encontró la existencia de múltiples datos erróneos o faltantes para los años 2010, 2011 y 2012. Todas las inconsistencias se eliminaron para evitar resultados estadísticos que alteren el valor promedio, además existía un comportamiento anómalo de todos los días de los 4 años aproximadamente entre las 11 AM y 12 PM, de los meses de: enero, febrero, octubre, noviembre, diciembre, en los que se concluyó que una sombra, ya sea propia o externa a la torre, impacta sobre el sensor a dicha hora generando valores demasiado alejados de la tendencia media, por lo que se procedió a no considerarlos y establecer en ese tiempo un valor pronóstico, usando la función "pronostico.ets" de Excel, esto a partir de los datos anteriores de radiación correctamente medidos por el sensor.

A continuación, en la tabla 3.2 se presentan las observaciones del registro de información histórica de la Torre Uchucay 40 m.

Tabla 3.2 Observaciones de registro histórico de la torre de prospección meteorológica Uchucay 40 m. [Elaboración propia]

Año	Observación
2010	Se eliminaron datos desde el 12 de octubre en adelante debido a incongruencia de la información
2011	Se desprecia los datos de los meses de enero, febrero, marzo hasta el 22 de abril en vista de errores en los datos
2012	Se posee datos completos hasta el 22 de mayo

▪ **Comportamiento diario (promedio anual) torre Uchucay 40 m**

El procesamiento de datos históricos por año se presenta en la figura 3.7. El comportamiento de todos los años presenta similitudes como el inicio del registro diario, así como el final. Se puede decir que el registro de irradiación empieza a las 5:40:00 am y culmina a las 18:50:00 pm aproximadamente. Los mayores valores registrados ocurren entre las 11:30:00 am y 12:30:00 pm.

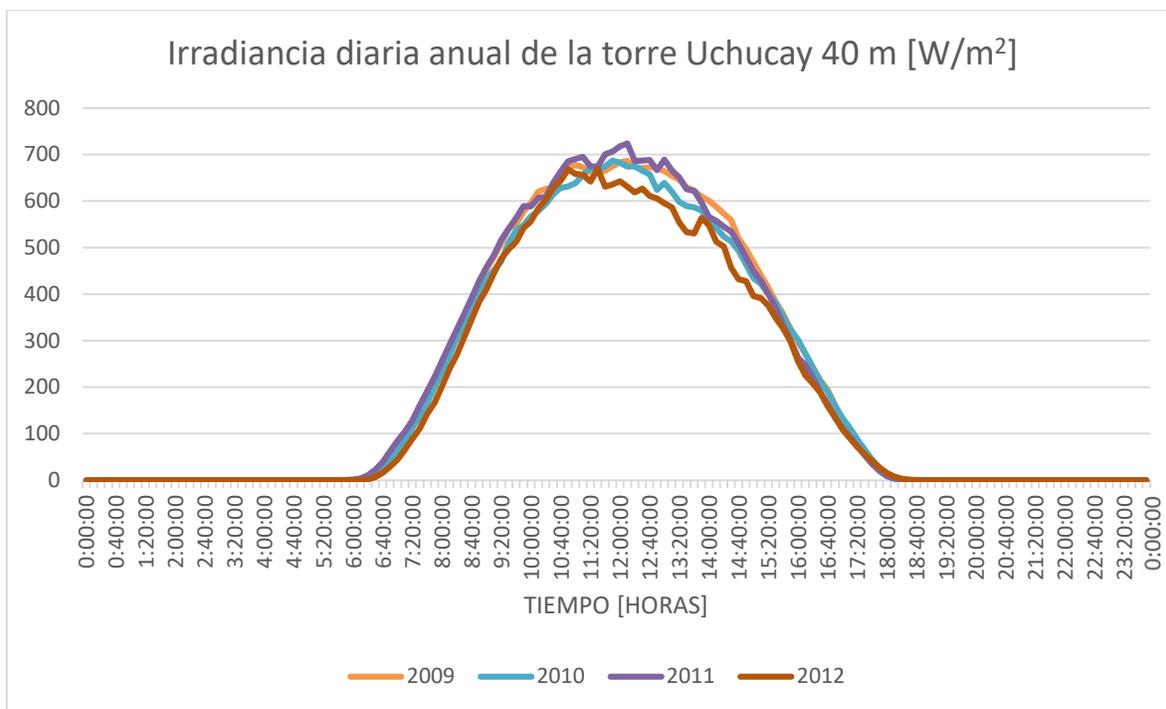


Figura 3.7 Irradiación diaria registrada entre 2009 y 2012 de la torre Uchucay 40 m. [Elaboración propia]

El promedio de irradiación diaria anual registrado se ha determinado con el promedio de todos los años registrados por el sensor en la torre de Uchucay, la respectiva curva se observa en la figura 3.8. El levantamiento de datos inicia a las 5:40:00 am y termina a las 18:50:00 pm. El punto de máxima irradiación promedio



registrado es de $681,74 \text{ W/m}^2$ a las 12:00:00 pm. La irradiación diaria anual promedio es de $4725,62 \text{ Wh/m}^2$.

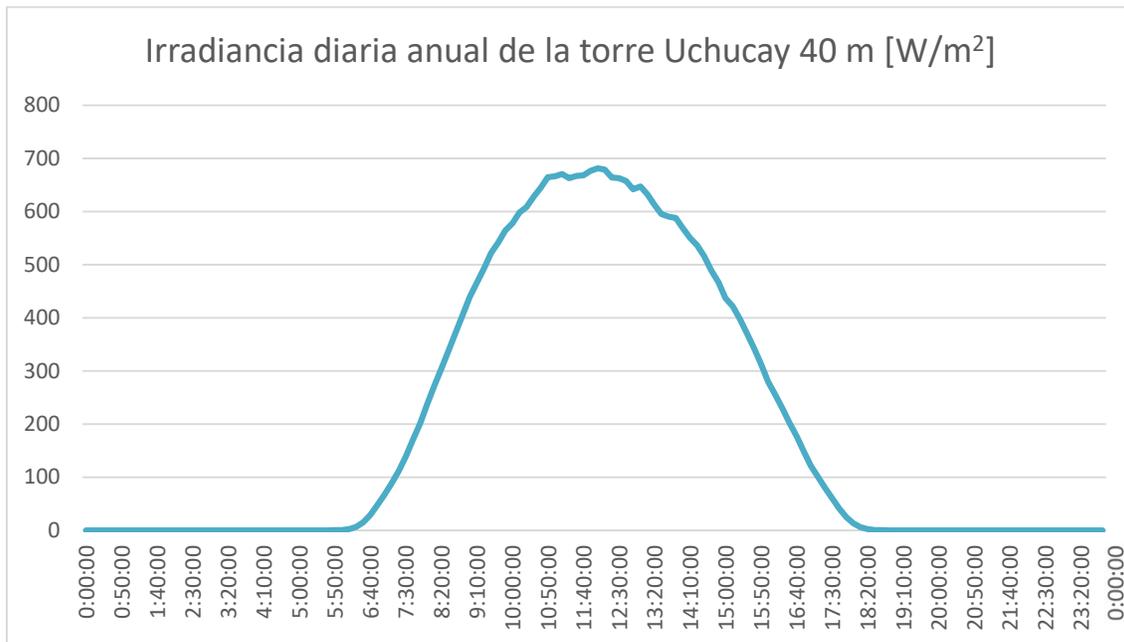


Figura 3.8 Irradiación diaria promedio anual de la torre Uchucay 40 m. [Elaboración propia]

En base a los datos y comportamientos anuales promedio, se ha dispuesto del cálculo de las HSP de la torre Uchucay 40m, esto se puede observar en la figura 3.9 en la que se tiene el valor para los años 2009, 2010, 2011, 2012.

El valor promedio de las HSP calculado es 4,72. El promedio se ha efectuado con todas las medias de todos los años registrados en la torre Uchucay.

Comportamiento diario promedio mensual torre Uchucay 40 m

En la figura 3.10, se presenta el promedio diario mensual obtenido mediante los datos proporcionados por la torre de medición Uchucay, con el fin de analizar los meses de mayor concentración de energía solar. Es notable que en el mes de diciembre se presenta la mayor curva de radiación solar, y la menor se presenta en el mes de julio.

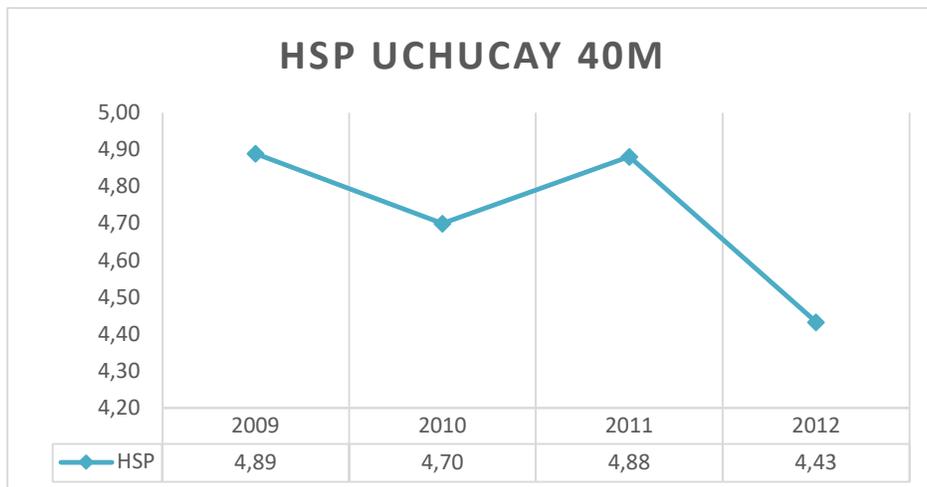


Figura 3.9 Valores promedio de horas solares picos anuales de la torre Uchucay 40 m. [Elaboración propia]

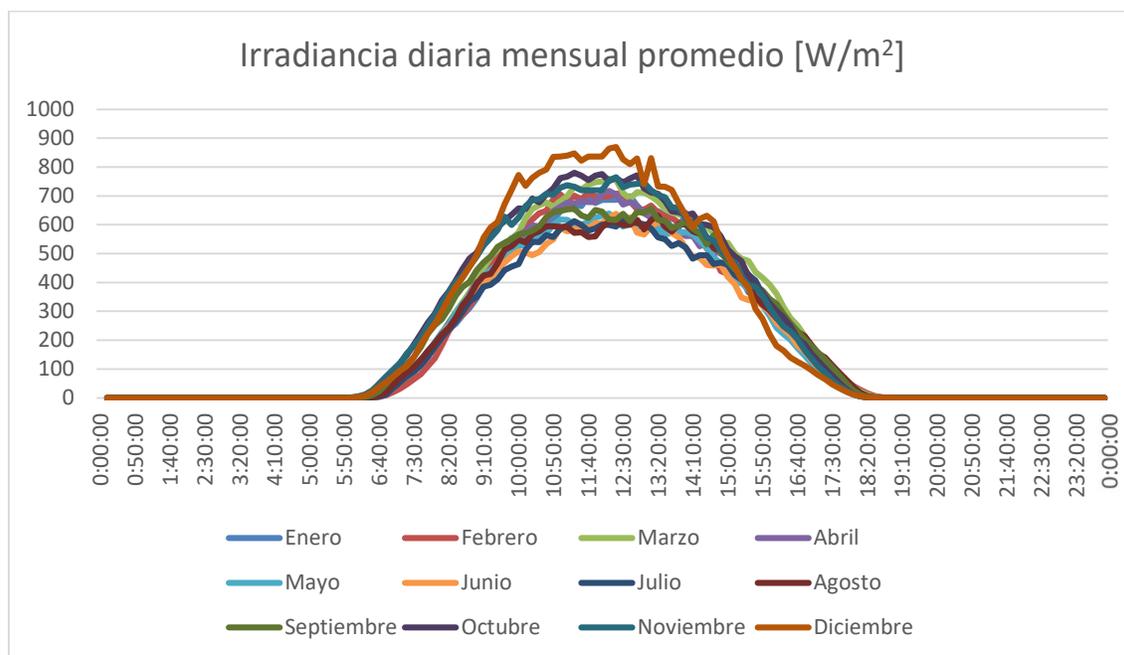


Figura 3.10 Irradiación promedio mensual de la torre Uchucay 40 m. [Elaboración propia]

▪ **Valores Promedio mensuales de horas solares pico torre Uchucay 40m**

Los valores de las horas solares pico mensual obtenidas mediante los datos de la torre de medición Uchucay, muestra que los meses de octubre, noviembre y diciembre presentan los valores más altos. El máximo valor registrado se presentó en el mes de diciembre con un promedio de 5.52 HSP, los valores de cada mes se los puede observar en la figura 3.11.

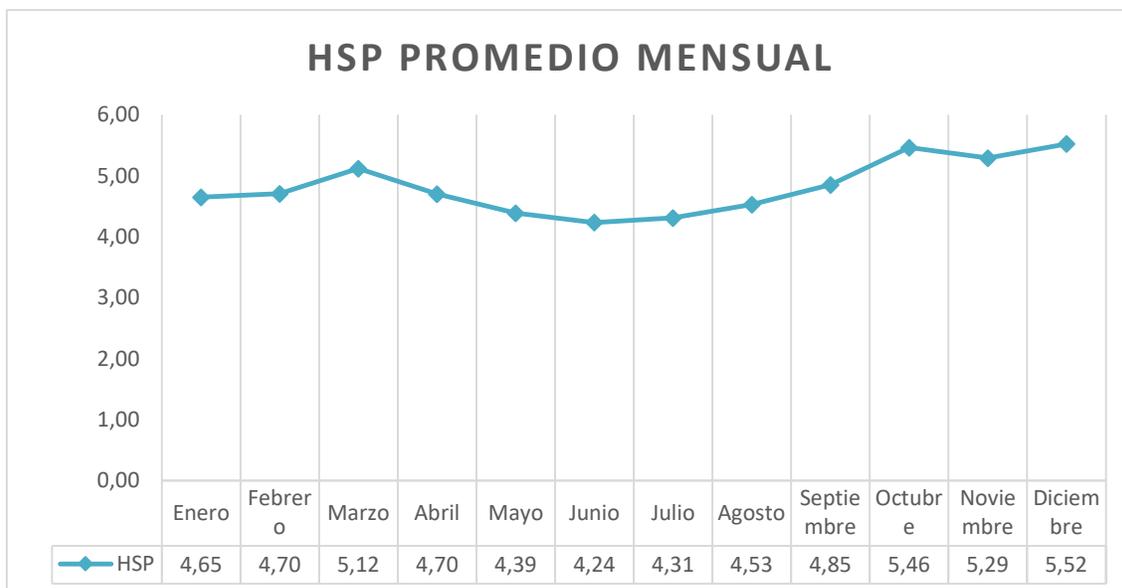


Figura 3.11 Valores promedio mensual de horas solares pico de la torre Uchucay 40 m. [Elaboración propia]

- **Compilación de resultados del recurso solar**

El estudio de los datos registrados por ambas torres de prospección meteorológicas se ha procesado en base al comportamiento anual y mensual. Se ha determinado las curvas de irradiancia solar de cada mes, así como las horas solares pico esto se lo puede ver en la figura 3.12 y 3.13. El comportamiento promedio de la irradiancia mensual establece los meses en los cuales se dispone de mayores niveles de energía incidente. En consecuencia, la generación eléctrica en esos meses es mayor con el valor más alto es en el mes de septiembre y el más bajo en el mes de junio.

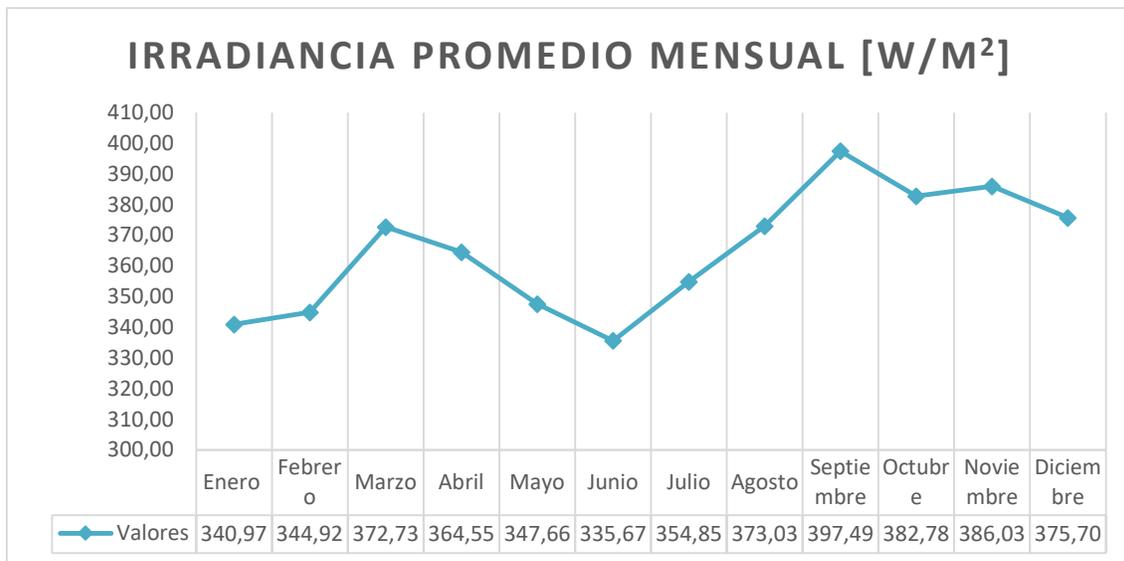


Figura 3.12 Valores mensuales de irradiancia promedio de torre Yúluc 80 m y torre Uchucay 40 m. [Elaboración propia]

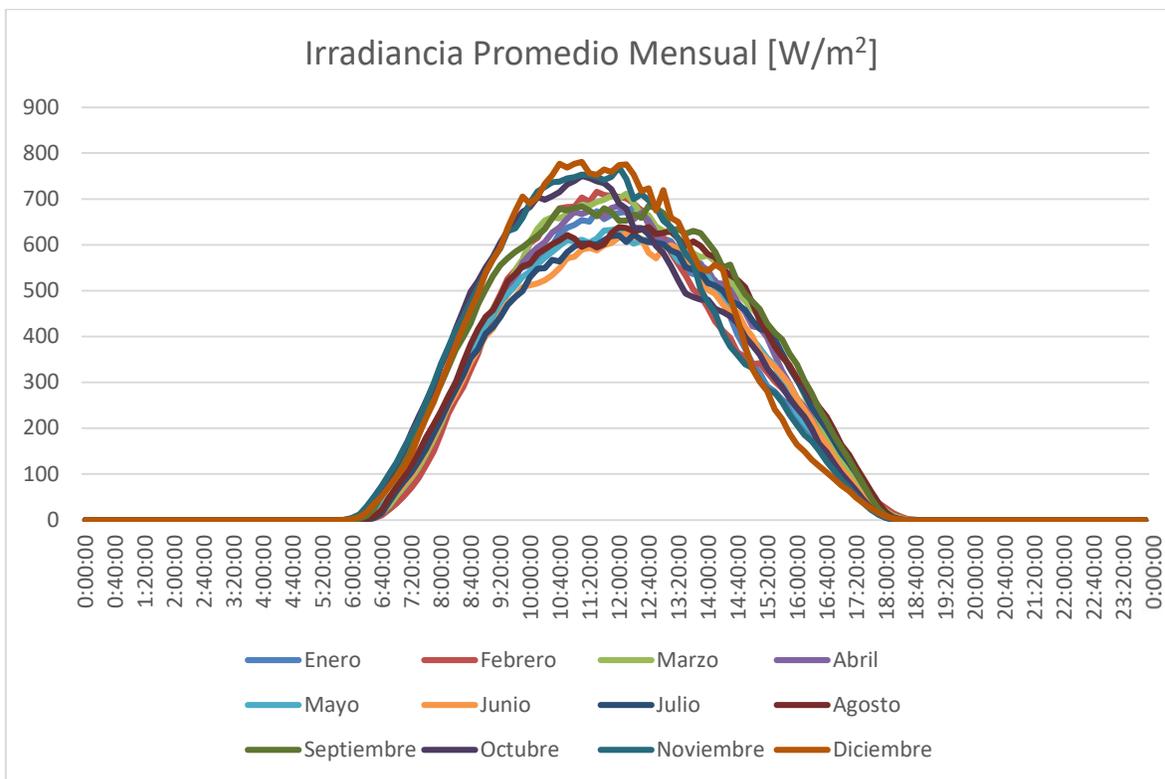


Figura 3.13 Valores mensuales de irradiancia promedio de torre Yúluc 80 m y torre Uchucay 40 m. [Elaboración propia]

El análisis estadístico presenta los niveles de irradiancia a lo largo del día. Estos valores analizados, son la base para realizar el diseño y el cálculo de generación eléctrica al implementar la planta solar tanto de manera anual como mensual, la figura 3.14 muestra la conducta promedio diario anual. Estadísticamente, el mayor valor de irradiancia se obtiene a las 12:00 pm, siendo de 679.81 W/m^2 .

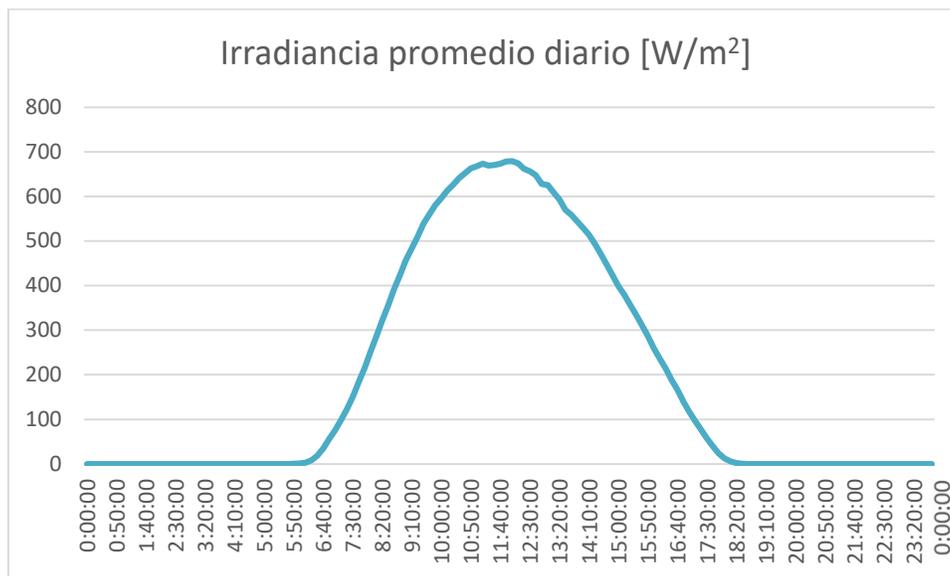


Figura 3.14 Irradiancia promedio diario compilación de torre Yúluc 80 m y torre Uchuca y 40 m. [Elaboración propia]

Las HSP promedio mensuales como se ve en la figura 3.15 revelan que, durante los meses de septiembre se produce una mayor captación energética, así como en noviembre y diciembre. La estadística descriptiva dispone de que el promedio anual de HSP es 4.74.

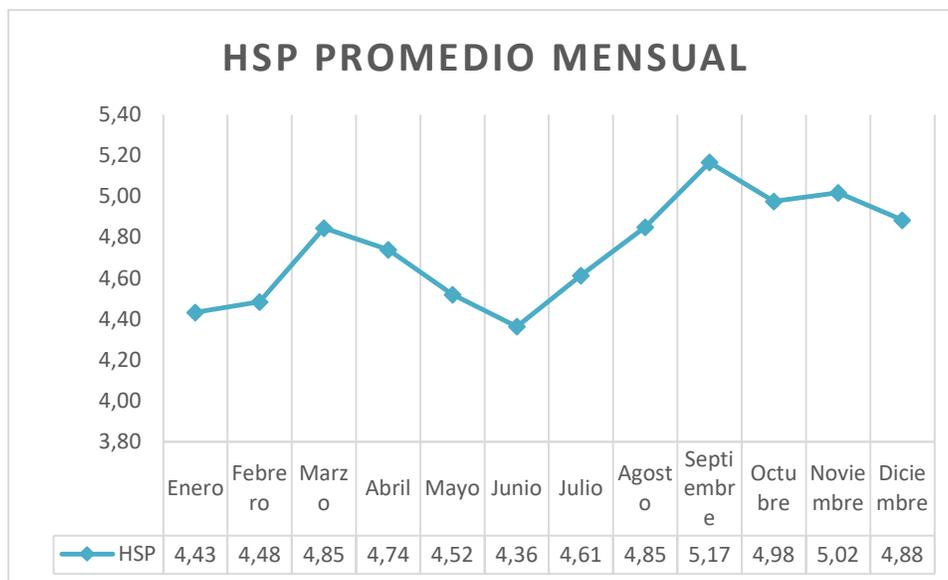


Figura 3.15 Valores promedio de HSP mensuales, compilación de torre Yúluc 80 m y torre Uchucay 40 m. [Elaboración propia]

▪ Verificación y contraste de información

Para validar la información resultante del registro histórico de las torres de prospección meteorológicas, se estudia una fuente externa de libre acceso. Global Solar Atlas, es una base de datos de radiación solar impulsada por Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP) y desarrollada por Solargis, una fuente de información energética y fotovoltaica. Solargis dispone de información tomada por cinco satélites que brindan información meteorológica a nivel mundial.

La base de datos está disponible en línea y se presenta en forma de mapa. Así, al seleccionar un punto de interés, se presentan los datos de dicha área de interés. Para efectos del presente estudio, se selecciona un punto geográfico dentro del PEMH como se lo puede analizar en la figura 3.16.



Figura 3.16 Selección de punto de referencia geográfica en Global Solar Atlas



Como resultado de la elección del punto de interés, se genera un informe detallado de la energía solar del área, presentando los datos de manera anual y mensual. Se adjunta el informe en el **anexo 1**. En la tabla 3.3, se presenta los principales resultados anuales del informe.

Tabla 3.3 Resultados de Global Solar Atlas de irradiación solar en el área de PEMH

Parámetro	Valor	Unidades
Potencial de generación solar	1552.2	kWh/kWp
Irradiación solar directa	1476.4	kWh/m ²
Irradiación solar global	1960.0	kWh/m ²

El valor de irradiación solar directa es de 1476.4 kWh/m². Sin embargo, al comparar con la información procesada de las dos torres se ha establecido que la irradiación solar directa medida en sitio es de 1701.45 kWh/m².

Al estudiar los resultados diarios de irradiancia directa, se ha encontrado que el valor de horas solares pico de la fuente externa es 4.045 kWh/kWp. Valor que es inferior al promedio diario medido que es 4.74 kWh/kWp. Debido a que los valores son promedios anuales y que su valor difiere en un 13.22% con el valor medido, se establece que para efectos de dimensionamiento se utiliza la información recopilada históricamente por ELECAUSTRO debido al incremento de potencial solar y la veracidad de datos medidos en sitio.

3.2 Áreas de emplazamiento

La empresa ELECAUSTRO dispone de un extenso territorio para el desarrollo del PEMH tal y como se muestra en la figura 3.17. La línea en rojo delimita la propiedad perteneciente a la empresa, la línea verde indica conexiones subterráneas de circuitos colectores de los aerogeneradores, mientras que la línea azul consiste de líneas de transmisión aéreas, evitando dichas zonas aún se tiene un gran espacio disponible. Para la instalación del parque eólico se han construido carreteras, se ha removido material y se ha aprovechado las áreas de menor irregularidad. La puesta en marcha de un proyecto eólico implica la adquisición de grandes predios debido a la distancia de instalación entre cada aerogenerador y a las grandes plataformas de instalación y mantenimiento que requiere cada uno de estos aerogeneradores. En el sitio del proyecto existen varias hectáreas de terreno libre y en excelentes condiciones que puede ser empleado con fines de generación fotovoltaica, pues existen zonas que pueden ser aptas debido a su baja irregularidad topográfica. Además, la existencia de carreteras, como ya se mencionó, facilita el acceso a las distintas zonas de terreno libre.

Una revisión preliminar, mediante el software Google Earth, facilita una primera posición general de los terrenos que pudiesen ser aprovechados y validados mediante visitas técnicas de campo en las cuales se delimita las posibles zonas de emplazamiento con el uso de GPS. En la figura 3.18 se ilustra otra perspectiva global del predio del PEMH.



Figura 3.17 Área del Proyecto Eólico Minas de Huascachaca. [Elaboración propia]

El proyecto cuenta con 14 aerogeneradores, en la tabla 3.4 se presenta sus coordenadas de instalación.

Tabla 3.4 Coordenadas de ubicación de los aerogeneradores. [Elaboración propia]

Aerogenerador	Latitud	Longitud
A1	3°20'55.59"S	79°22'11.77"O
A2	3°21'7.85"S	79°22'4.88"O
A3	3°21'16.93"S	79°22'0.53"O
A4	3°21'26.53"S	79°21'58.12"O
A5	3°21'35.77"S	79°22'16.95"O
A6	3°21'45.83"S	79°22'15.51"O
A7	3°21'55.83"S	79°22'17.41"O
A8	3°22'3.88"S	79°22'22.32"O
A9	3°21'11.96"S	79°23'6.46"O
A10	3°21'24.27"S	79°23'7.05"O
A11	3°21'37.40"S	79°23'16.65"O
A12	3°21'44.48"S	79°23'23.58"O
A13	3°21'49.83"S	79°23'31.83"O
A14	3°22'0.46"S	79°23'38.71"O

En base a la ubicación de los aerogeneradores se han analizado áreas para la instalación de varios sistemas fotovoltaicos. Para ello se ha considerado que las áreas deben estar dentro del PEMH y se evita las zonas que contengan pendientes pronunciadas además de no interferir con plataformas o vías de acceso a los aerogeneradores. Para determinar si una zona es apta para considerarla en el proyecto fotovoltaico se ha realizado visitas de campo en la cual se han reconocido áreas de análisis y se han tomado puntos GPS para su correcta delimitación.

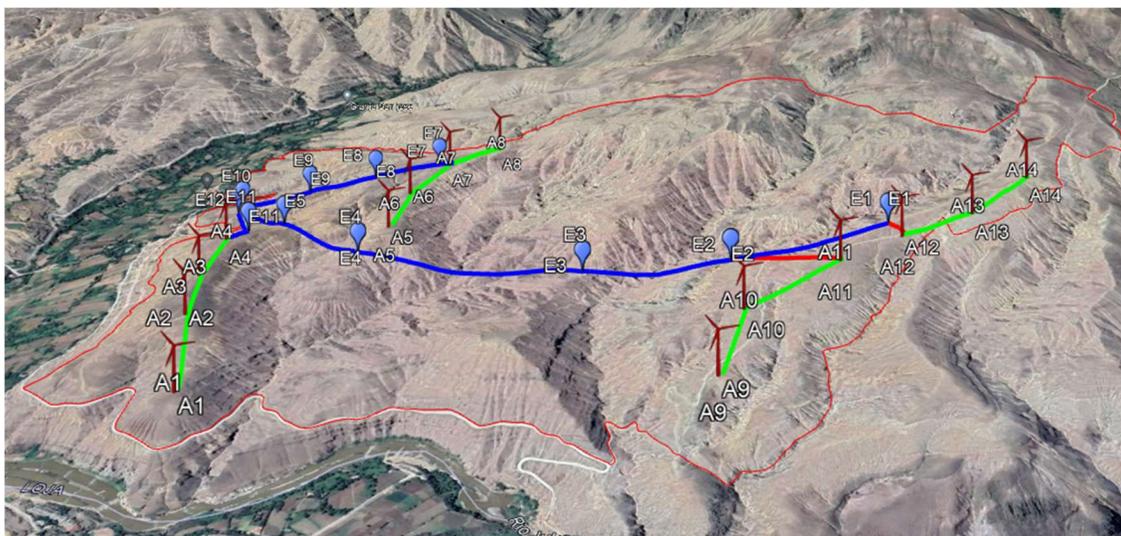


Figura 3.18 Delimitación y ubicación de aerogeneradores del PEMH. [Elaboración propia]

Los resultados de la inspección demuestran que existen 18 posibles terrenos codificados con las iniciales TP correspondiente a “Terreno Prefactible” seguido de una enumeración ordenada, sus áreas se exponen en la tabla 3.5. El análisis de factibilidad incluye las necesidades de instalación y de espaciamiento que se requiere entre los paneles para obtener el mayor potencial posible.

Los resultados de la tabla 3.5 muestran que de las 18 zonas identificadas sólo 10 son aptas para instalaciones fotovoltaicas debido a que el resto se ve altamente interferido por las plataformas necesarias para implementación y mantenimiento de los aerogeneradores además de respetar las vías de acceso. Las zonas se han analizado en campo mediante planos técnicos brindados por la empresa ELECAUSTRO S.A. Es importante mencionar que los valores de la tabla 3.5 corresponden a valores netos de los cuales se debe eliminar las áreas de obras civiles. Para tener una visión más clara de los terrenos antes mencionados en la tabla 3.5, la figura 3.19 muestra en distintos colores delimitados cada uno de estos espacios con su respectiva denominación pertenecientes a la zona de Uchucay, mientras que en la figura 3.20 de la misma manera las zonas delimitadas de distintos colores indican los terrenos prefactibles de la zona de Yúluc.

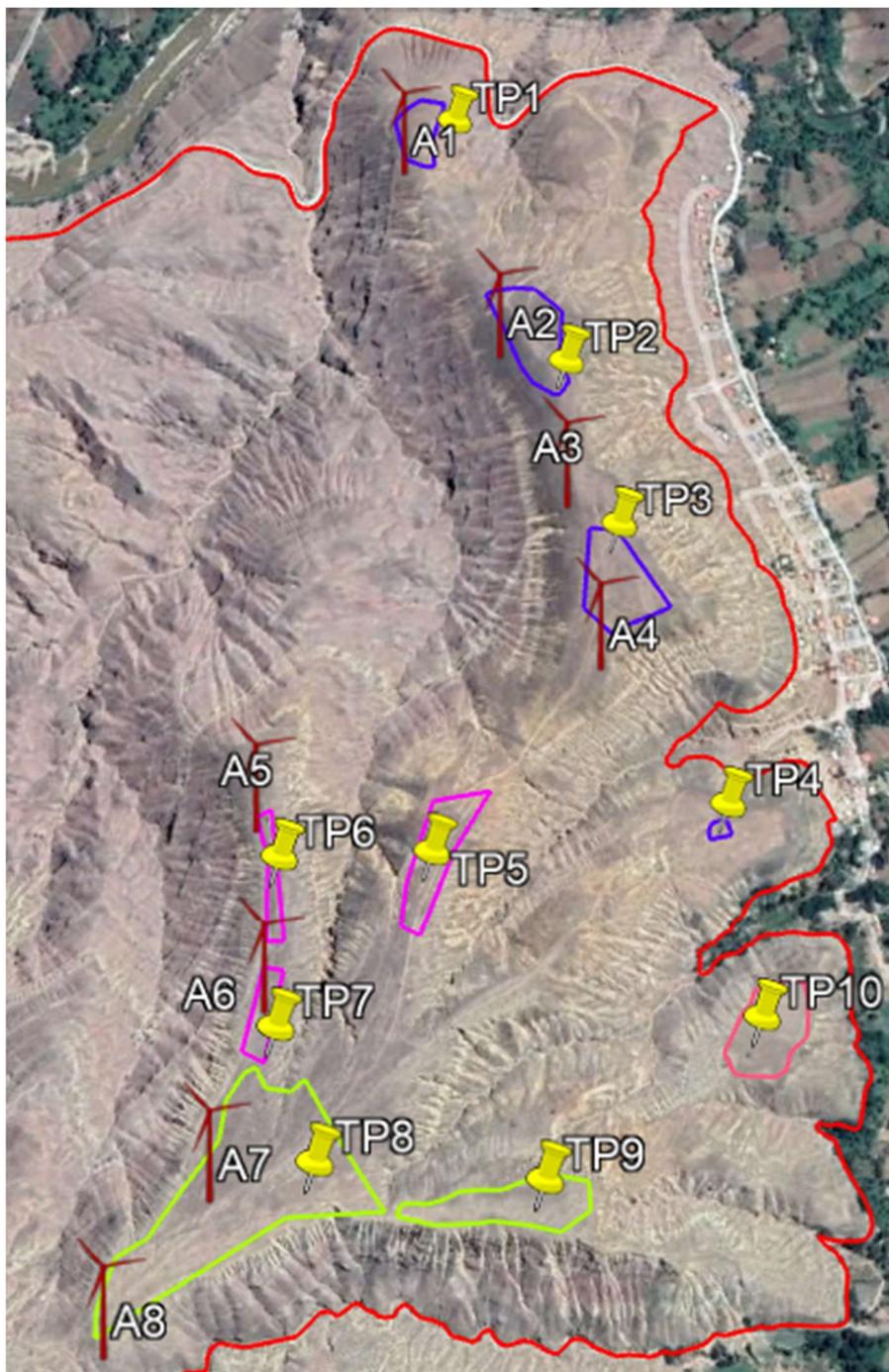


Figura 3.19 Posibles terrenos de emplazamiento en los predios del PEMH en la zona de Uchucay. [Elaboración propia]

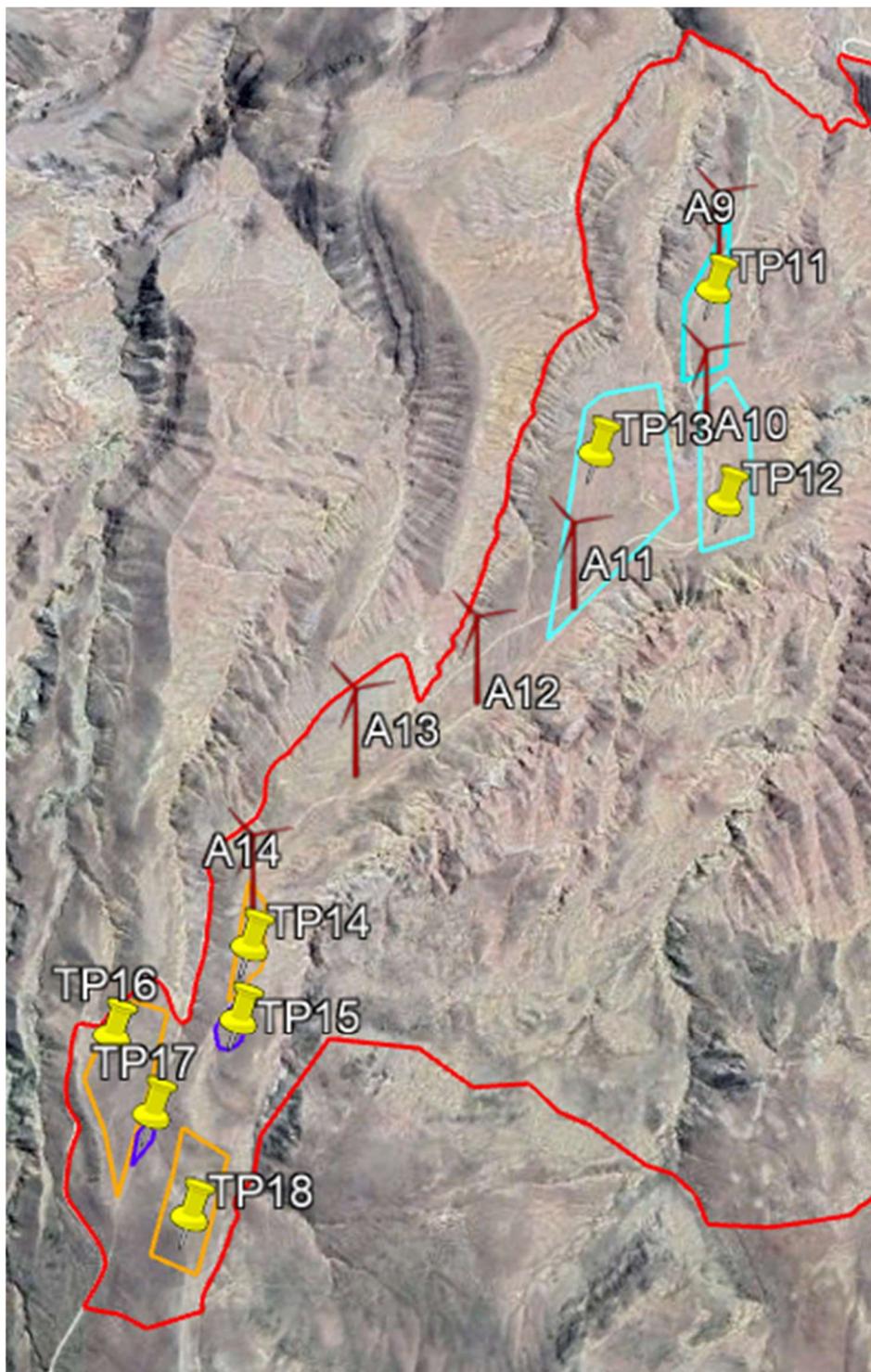


Figura 3.20 Posibles terrenos de emplazamiento en los predios del PEMH en la zona de Yúluc. [Elaboración propia]



Tabla 3.5 Posibles terrenos para la implantación del sistema fotovoltaico. [Elaboración propia]

Código terreno	Área [Hectáreas]	Detalle
TP1	0,82	NO FACTIBLE
TP2	1,76	NO FACTIBLE
TP3	1,75	NO FACTIBLE
TP4	0,1	NO FACTIBLE
TP5	1,44	FACTIBLE
TP6	0,5	NO FACTIBLE
TP7	0,58	NO FACTIBLE
TP8	7,21	FACTIBLE
TP9	1,75	FACTIBLE
TP10	1,66	FACTIBLE
TP11	2,69	FACTIBLE
TP12	4,13	FACTIBLE
TP13	9,54	FACTIBLE
TP14	1,12	FACTIBLE
TP15	0,49	NO FACTIBLE
TP16	3,77	FACTIBLE
TP17	0,22	NO FACTIBLE
TP18	2,89	FACTIBLE
Total	41,61	FACTIBLE

El área delimitada por la línea magenta que se puede observar en la figura 3.21, posee una extensión aproximada de 194 hectáreas las cuales, debido a la alta irregularidad del terreno y la carencia de vías de acceso, se ha considerado no apta para la instalación de paneles fotovoltaicos. En la figura 3.22 se puede evidenciar la alta irregularidad topográfica del terreno que imposibilita la instalación de paneles solares, esto obviamente al considerar que en dicha zona no se realizará ningún trabajo civil de adecuación de terreno. En la figura 3.23 se presenta una fotografía tomada de esta zona al momento de la visita de campo, en la cual se comprueba directamente la irregularidad de la zona del PEMH.

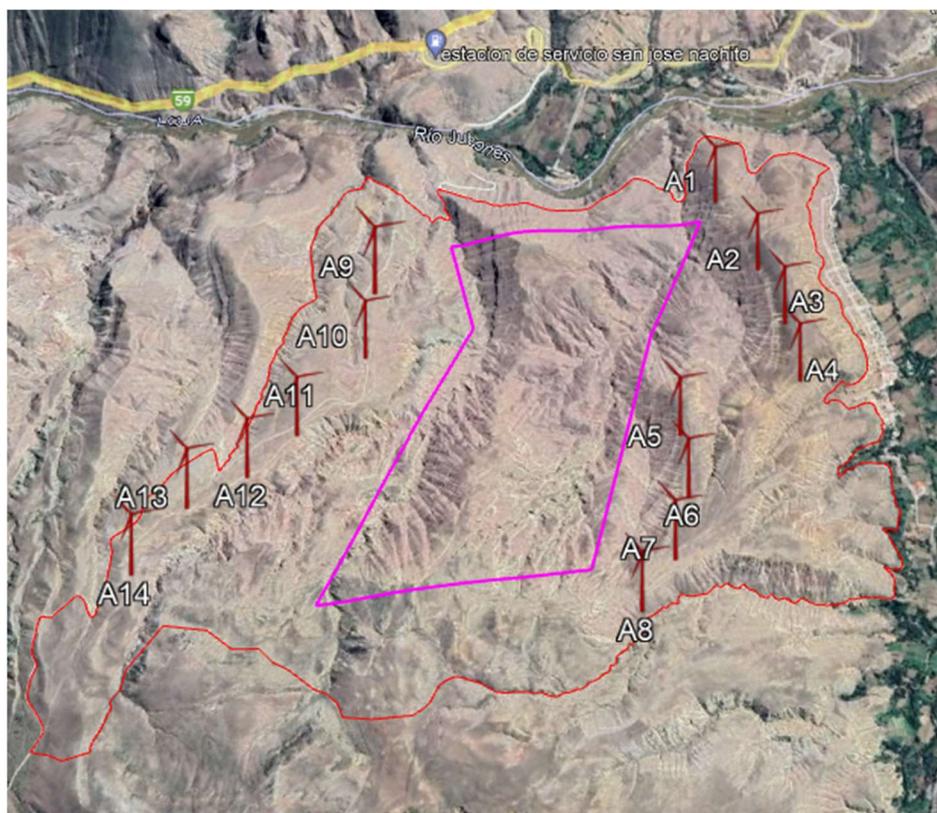


Figura 3.21 Zona de alta irregularidad dentro del PEMH. [Elaboración propia]

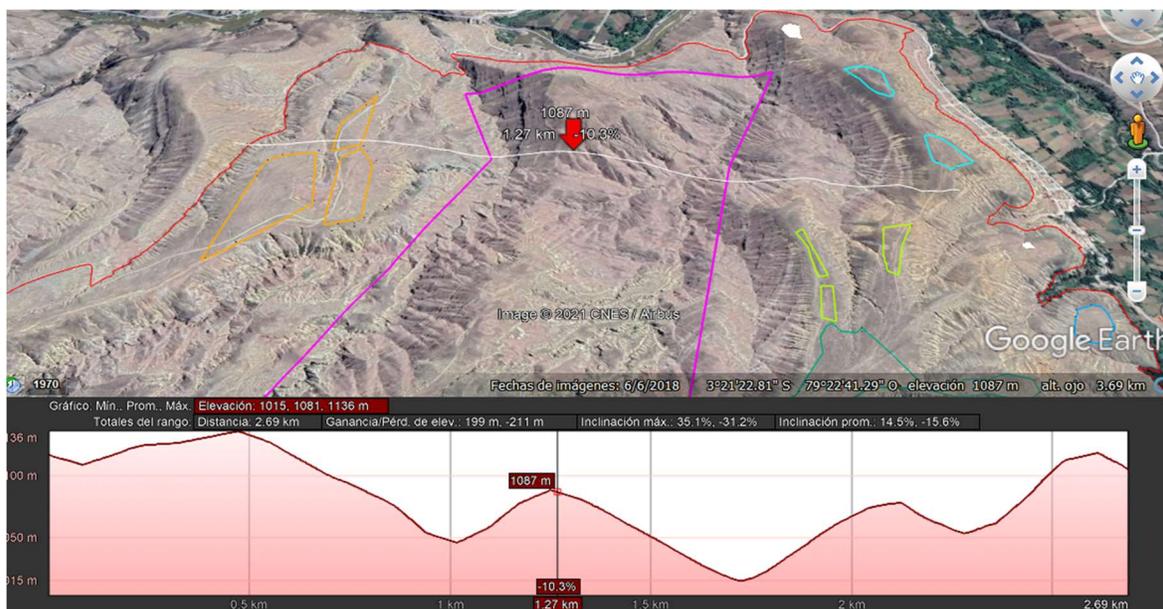


Figura 3.22 Perfil de altitud de zona de alta irregularidad del PEMH. [Elaboración propia]



Figura 3.23 Fotografía de la zona de alta irregularidad del PEMH. [Elaboración propia]

3.3 Transporte de energía

▪ Línea de transmisión Uchucay-La Paz

El proyecto eólico tiene dentro de su planificación el despacho de la energía mediante una línea de transmisión a 138 KV que parte de la subestación de elevación Uchucay y llega a la subestación de seccionamiento La Paz. En este punto, se entrega el bloque de energía al Sistema Nacional Interconectado (SNI).

Las características técnicas de la línea son:

- Distancia: 20.8 km.
- Calibre: ACSR 447.
- Capacidad de corriente: 661 A.
- Estructura: Simple circuito.

En base a la capacidad de corriente del cable empleado, es posible calcular el límite superior de potencia máxima que puede despachar la línea de transmisión. Al considerar la tensión de la línea 138 kV y un factor de potencia de 0.95 inductivo se puede calcular la potencia máxima trifásica. Siendo:

$$P_{max} = \sqrt{3} V_L I_L \cos(\varphi) \quad (1)$$

$$P_{max} = \sqrt{3} * 138000 * 661 * 0.95 = 150.094 \text{ MW}$$

El cálculo concluye en que es posible considerar la línea de transmisión existente para la evacuación de 100 MW adicionales al PEMH que posee una capacidad de 50 MW.

3.4 Subestación Uchucay

El PEMH tiene la capacidad instalada de 50 MW. Para la recolección de la energía producida y a su vez la transmisión se posee una subestación de elevación tal y como se la puede ver en la figura 3.24, la cual cuenta con un transformador de potencia de 50 MVA. Los dos grupos de aerogeneradores, Uchucay y Yúluc, concentran su energía en una barra de 34.5 kV y se eleva la tensión a 138 KV ajustando la tensión de salida de los aerogeneradores a la de la red de transmisión.

En primera instancia, la subestación ya existente se la considera como el punto de convergencia de la energía producida para poder ser entregada al SNI. Debido a las condiciones actuales de la subestación se plantea que, para incorporar la generación fotovoltaica, se debe adecuar la subestación para dichas necesidades, debido a que al momento sólo está equipada para la producción de energía eólica.

La subestación eléctrica propia del PEMH posee un transformador dimensionado específicamente para el proyecto eólico que inyectará los 50 MW al SNI. Por este motivo, no es factible considerar el transformador de la subestación para un proyecto solar. Sin embargo, se puede establecer la adquisición de un nuevo transformador que sea de uso específico para el proyecto solar, el cual sería instalado en la subestación una vez se adecue la misma.



Figura 3.24 Fotografía subestación eléctrica Uchucay. [ELECAUSTRO S.A]

3.5 Puntos de despacho de energía

▪ Subestación La Paz

El PEMH cuenta con un punto de entrega de energía que es la subestación de seccionamiento ubicada en La Paz. Existe una línea de transmisión que conecta la subestación Uchucay con esta subestación, permitiendo la entrega de la energía. Es posible considerar la misma metodología para el sistema solar, puesto que, se puede utilizar la misma línea de transmisión para la evacuación de energía. Sin embargo, se debe considerar el impacto de la nueva generación al nodo (S/E) para analizar si se produce una saturación en las redes cercanas. En caso de no poder evacuar la energía mediante este punto es necesario considerar el punto más cercano desde el proyecto eólico el cual es la central Hidroeléctrica Minas San Francisco.

▪ Subestación Minas

La central hidroeléctrica Minas San Francisco de CELEC EP es un proyecto de generación eléctrica de 270 MW. La casa de máquinas se encuentra en el sector denominado Gramalote en la cual se encuentran 3 turbinas tipo Pelton. La tensión nominal de generación es de 13.8 KV. Sin embargo, para la transmisión y conexión al SNI, se eleva la tensión a 230 KV en la cabina de transformadores.

En caso de considerar geográficamente al proyecto hidroeléctrico como punto de entrega de energía, es necesario construir una línea de transmisión a un nivel de 230 KV con el objetivo de aportar directamente al SNI. Además, se deben realizar adecuaciones para incorporar otra bahía en la subestación de seccionamiento, esta subestación la podemos encontrar en la figura 3.25. La línea de transmisión necesaria es de aproximadamente 20 km de longitud, considerando que parte desde la Subestación Uchucay y culmina en la Subestación Minas. (*Central Minas San Francisco, s.f.*)



Figura 3.25 Fotografía subestación Minas [CELEC EP]



Capítulo 4

4. DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED

En el presente capítulo se diseña y configura el sistema solar fotovoltaico en base a los recursos disponibles analizados en el capítulo 3. Se inicia con la selección de equipos y mediante sus características técnicas se calculan los parámetros de configuración para la interconexión de los paneles solares. Con el resultado del sistema se calcula la generación estimada en base a las pérdidas definidas mediante revisión bibliográfica y de simulación.

4.1 Selección de equipos

▪ Paneles solares

El principal elemento para la generación eléctrica mediante sistemas fotovoltaicos son los paneles solares. De acuerdo con Figen Balo la selección de paneles solares se basa principalmente en las características eléctricas, mecánicas y económicas. Las características eléctricas suponen el 50.5% de la decisión y las características mecánicas un 23.5%. (Balo & Şağbanşua, 2016). En consecuencia, debido a que el presente estudio es técnico, se desprecia el factor económico. Sin embargo, se considera la eficiencia a largo plazo representada por la garantía. La elección de los paneles solares para el diseño se establece en base a:

Propiedades eléctricas:

- Potencia: determina la cantidad de potencia por panel solar que aportará a la instalación total mediante su magnitud de vatios pico.
- Eficiencia: es la relación de su productividad.
- Coeficiente de temperatura: determina las pérdidas de potencia por cada grado por encima de las condiciones nominales (25°C).
- Garantía: determina cuantos años se mantiene la productividad que establece el fabricante.

Propiedades mecánicas:

- Dimensiones: es el tamaño que ocupará por unidad, debido a las extensiones de terreno disponible es necesario considerar para establecer el número máximo de paneles que se puede disponer.
- Peso: se considera este factor para la determinación de las estructuras necesarias para montar los paneles solares y en conjunto.
- Material: determinará principalmente la generación eléctrica por panel debido a la pureza del material.



Dentro del mercado de paneles solares se ha encontrado una gran variedad. Sin embargo, las marcas más renombradas que se encuentran en proyectos de gran escala son:

- SunPower
- REC
- Canadian Solar
- Jinko
- Suntech
- LONGi

Al analizar la oferta de paneles solares en las páginas oficiales de las marcas mencionadas y otras, se ha visto que, la tendencia en cuanto a potencia está por encima de los 300 W y son monocristalinos. Además, la eficiencia ronda el 19%. Es por esto que los paneles a considerar también deben estar alrededor de este valor de eficiencia. A continuación, en la tabla 4.1, se presentan ejemplos de paneles solares y sus características técnicas, elementos son diseñados por empresas que trabajan en energías renovables.

Tabla 4.1 Paneles solares considerados para el diseño del sistema fotovoltaico. [Elaboración propia]

Marca	Modelo	Potencia [W]	Material	Eficiencia	Tamaño [mm x mm]	Peso [kg]	Garantía [años]	Coefficiente de pérdidas	Voltaje máx. [V]
SUNPOWER	SERIES P	350	policristalino	>16%	2067x998	23,1	25	-0,37%	1000
JINKO	CHEETAH	410	monocristalino	20,38%	2008x1002	22	25	-0,35%	1500
LONGi	HI-MO5	480	monocristalino	21,30%	2073x1133	30,6	30	-0,35%	1500
Q Cells	Q PEAK DUO L-G6	410	monocristalino	19,10%	2080X1030	24,5	25	-0,36%	1000
JINKO	TIGER PRO	565	monocristalino	20,67%	2411X1134	31,1	25	-0,35%	1500

Considerando que, el diseño de la planta fotovoltaica se podría implementar en los próximos años y que el avance tecnológico de los paneles solares tiende a aumentar la potencia de generación, es factible considerar la tecnología de vanguardia en cuanto a potencia y eficiencia. Es por esto que, las características técnicas a considerar corresponden al panel solar de 565 W, con una eficiencia de 20.67%. Se presentan las características técnicas en el **anexo 2**. Sus características técnicas permiten conectar más módulos en serie hasta 1500 VDC lo cual es una ventaja, ya que, disminuye el número de las cadenas a conectarse en paralelo y mejoran la productividad debido al nivel de tensión.



▪ Inversores

Los elementos encargados de transformar la corriente continua en alterna son los inversores. En el mercado existe gran variedad de marcas fabricantes, de ellas se ha recopilado la información de inversores centralizados y de cadena de gran escala que son empleados para centrales fotovoltaicas, es decir, superan el uso doméstico, y comercial.

Para la implementación de inversores, se debe constatar que cumplan con la normativa vigente en la Regulación ARCONEL 004/15. La cual establece que para proyectos fotovoltaicos los inversores deben cumplir con la norma IEC 62116. Además, la calidad de la onda de tensión debe cumplir la norma IEC 61000-4.

Para determinar el tipo de inversor a usar en la planta solar, se debe considerar la tensión máxima de paneles en serie. Las empresas ofertan dos niveles máximos siendo de 1000 o 1500 VDC. El valor de tensión establece el nivel máximo que permite el inversor al unir todas las cadenas de paneles solares en serie y paralelo. Además, se debe considerar la potencia instalada pico, esta magnitud de igual manera establece la capacidad del inversor. Para aumentar la confiabilidad del sistema, es indispensable contar con más de un inversor, es decir, se debe instalar una mayor cantidad de inversores con el fin de que, ante cualquier situación que inhabilite un inversor, los otros puedan seguir operando.

En el mercado existen diferentes empresas tecnológicas que diseñan inversores, como ejemplo se presentan:

- Fronius
- SMA
- Enphase
- Siemens
- ABB
- Santerno

Los inversores que se presentan cubren una amplia gama de potencias, desde unos cuantos kilovatios hasta algunos megavatios. Dentro de un parque solar se estima que la producción esté en el orden de megavatios, se considera solamente las opciones que ofrecen inversores centralizados.

Para el diseño del sistema fotovoltaico se ha implementado las características técnicas del inversor Siemens SINACON 4360. Este equipo es una solución ofertada por la empresa alemana SIEMENS que cubre la necesidad de sistemas a gran escala. Su sistema inversor centralizado permite la conversión de hasta 5 MVA cuando son sistemas de 1500 VDC, en este caso el inversor seleccionado alcanza



una potencia máxima de 4.36 MW. En el programa PVsyst, se puede encontrar dentro del catálogo de inversores este equipo con diferentes potencias. En la tabla 4.2, se presentan sus principales características técnicas. Los **anexos 3 y 4** presentan las características técnicas publicadas por el fabricante y las características de simulación de PVsyst, correspondientemente.

Tabla 4.2 Características principales del inversor Siemens SINACON PV4360. [Elaboración propia]

Característica	Valor
Modelo	SINACON PV4360
Potencia nominal [MW]	4,432
Numero de MPPT	2
Máxima tensión del sistema [VDC]	1500
Corriente nominal [A]	4200
Número de entradas	32

Un aspecto a tener en cuenta es que en la salida del inversor (baja tensión) se tiene el equipo transformador elevador de baja a media tensión con el fin de transportar la energía hacia la subestación. Para fines estratégicos, el nivel de tensión de salida del transformador será de 34.5 KV correspondiendo al nivel de tensión del circuito colector del proyecto eólico.

La sincronización a la red a frecuencia comercial se produce mediante el cumplimiento de protocolos IEC como establece la normativa aplicable. La regulación IEC 62116 establece la seguridad necesaria para evitar el funcionamiento en isla, por lo que es necesario que se sincronice a la red mediante referencia externa. Una de las cualidades técnicas del equipo es que se puede conectar mediante sus protocolos de comunicación incorporados a varias unidades inversoras y su sincronización puede realizarse en paralelo como en configuración maestro-esclavo para el aumento de eficiencia basado en el comportamiento de los seguidores de punto de máxima potencia.

4.2 Configuración del sistema fotovoltaico

▪ Orientación e Inclinación

Uno de los factores determinantes en la producción de energía mediante sistemas fotovoltaicos es la orientación. La mayor generación se establece cuando la irradiancia es perpendicular al plano del módulo fotovoltaico por ello es necesario considerar la ubicación geográfica en la cual se instalan los sistemas de manera que la orientación mitigue el ángulo respecto a la incidencia de la radiación. Como punto de partida se dice que los módulos deben orientarse de sur a norte debido a que la ubicación del proyecto está al sur de la línea ecuatorial. Como punto de georeferencia se establece un sitio central del área del PEMH. El punto posee las

coordenadas que se muestran en la tabla 4.3 y que geográficamente se observa en la figura 4.1.

Tabla 4.3 Punto de georreferencia del PEMH. [Elaboración propia]

Parámetro	Valor
Latitud	-3°21'38,37''
Longitud	-79°22'41,75''



Figura 4.1 Punto de georreferencia del PEMH [Elaboración propia]

La inclinación del panel solar óptimo para ser instalado varía cada día durante el año. Sin embargo, existen diversas metodologías que se recomiendan emplear en el diseño de sistemas fotovoltaicos debido a que no poseen sistemas de seguimiento solar.

Mediante la ecuación 2 es posible determinar el ángulo de inclinación de paneles solares según la latitud del lugar geográfico. (Díaz, T., Carmona, G., 2018)

$$\text{Ángulo de inclinación} = (\text{latitud} * 0.96) + 3.7 \quad (2)$$

$$\text{Ángulo de inclinación} = (-3.2 * 0.87) + 3.1 = 0.628$$

Como se puede observar la inclinación resultante es muy cercana a cero. Esto conlleva a considerar otro criterio para la inclinación debido a que ante un pequeño ángulo la acumulación de polvo y suciedad es mayor. El estudio de Serrano, Cantos y otros., sugieren que el ángulo óptimo para paneles solares en el Ecuador es de entre 12° y 19°. (Serrano-Guerrero et al., 2021)

Como consecuencia, el ángulo de inclinación para este proyecto de prefactibilidad es de 15° .

El ángulo azimut que se conforma entre la dirección N-S se mantiene en cero. Debido a que no existe mayor afectación respecto al movimiento planetario. Se sugiere que el ángulo esté entre -15 y 15° según la ubicación.

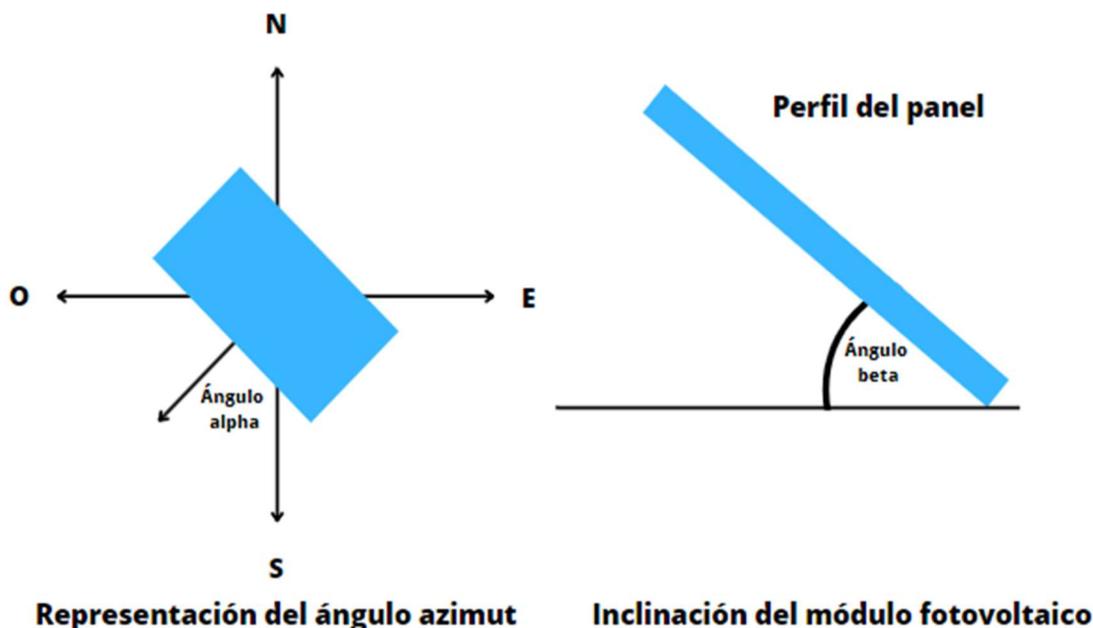


Figura 4.2 Orientación e inclinación de paneles solares [Fuente: Elaboración propia]

- **Número de paneles en serie**

Número máximo de paneles solares por cadena

Para el cálculo del número máximo de paneles solares en serie debido a las características del panel solar, es necesario considerar la tensión del sistema permisible determinada por el fabricante de paneles solares. El panel solar de 565 W, permite una tensión máxima 1500 VDC. La tensión de circuito abierto es de 52.97 VDC.

$$N^{\circ} \text{ máximo de paneles en serie} = \frac{\text{Voltaje del sistema}}{\text{Voltaje del panel solar en circuito abierto}} \quad (3)$$

$$N^{\circ} \text{ máximo de paneles en serie} = \frac{1500 \text{ V}}{52.97 \text{ V}} = 28.31$$



Es decir, una cadena de paneles solares se puede conformar con un límite de 28 paneles solares en operación nominal, de esta manera, la tensión máxima a generarse en circuito abierto es 1483.16 VDC la cual es inferior a los 1500 VDC.

Número de paneles solares a diferente temperatura de operación.

El dimensionamiento del número máximo de paneles solares en serie también debe considerar el cambio de tensión debido a variación de temperatura, es decir, cual es el límite si las condiciones no son las de prueba como sugiere la hoja de especificaciones técnicas (datasheet). Para esto, se considera la mayor temperatura de operación que es 85°C y mediante el coeficiente de temperatura de circuito abierto se determina el límite de paneles.

$$N^{\circ} \text{ máximo de paneles en serie} = \frac{\text{Voltaje del sistema}}{V_{oc} + \Delta T * C_{voc} * V_{oc}} \quad (4)$$

Donde:

V_{oc} , es la tensión nominal de circuito abierto.

ΔT , es la variación de temperatura en grados celsius.

C_{voc} , es el coeficiente de temperatura de circuito abierto.

La hoja de especificaciones del panel solar establece que:

$V_{oc}=52.97 \text{ V}$ y $C_{voc}=0.28\%/^{\circ}\text{C}$

De esta manera, al operar a 85°C, los paneles solares pueden conectarse un máximo de:

$$\begin{aligned} N^{\circ} \text{ máximo de paneles en serie a } 80^{\circ}\text{C} &= \frac{1500 \text{ V}}{52.97 \text{ V} + (85^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) * 0.28 * 52.97 \text{ V}} \\ &= 24.24 \text{ paneles} \end{aligned}$$

El resultado se considera al estar en el límite de operación, es importante mencionar que en el área de análisis no se presentan ambientalmente temperaturas tan elevadas, por eso se puede considerar una temperatura máxima menor a 85°C, debido a la zona en este caso se puede considerar 60°C. Al considerar la operación en dicha temperatura, el resultado es:

$$\begin{aligned} N^{\circ} \text{ máximo de paneles en serie a } 60^{\circ}\text{C} &= \frac{1500 \text{ V}}{52.97 \text{ V} + (60^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) * 0.28 * 52.97 \text{ V}} \\ &= 25.79 \text{ paneles} \end{aligned}$$



- **Número mínimo de paneles solares por cadena**

El número mínimo de paneles solares a ser conectados en serie para formar una cadena, se determina en base a las características de las entradas del inversor. Cada inversor posee una tensión mínima requerida para su operación, es por esto que, se debe garantizar que se conecte un número mínimo de paneles con el fin de alcanzar el nivel mínimo de tensión.

La relación se establece respecto a la tensión que aportan los paneles solares de manera individual al estar en operación nominal. El panel solar elegido, aporta individualmente 43.77 VDC en condiciones nominales. El voltaje mínimo de operación del inversor con las características de Siemens SINACON 4360 es de 875 V.

$$N^{\circ} \text{ mínimo de paneles solares en serie} = \frac{\text{Voltaje mínimo del inversor}}{\text{Voltaje de operación del panel solar}} \quad (5)$$

$$N^{\circ} \text{ mínimo de paneles solares en serie} = \frac{875 \text{ V}}{43.77 \text{ V}} = 19.99$$

Es necesario 20 paneles en serie para incorporar al inversor la tensión mínima requerida para su operación.

- **Número de paneles en serie por cadena**

En base a los cálculos realizados anteriormente, las cadenas en serie para el sistema fotovoltaico se conformarán por 25 paneles debido a que es factible considerar la operación a un máximo de 60°C ya que las temperaturas registradas en el sitio no superan los 33°C. El valor de 25 paneles cumple con las restricciones de máximo y mínimo en condiciones estándar.

- **Arreglos**

Considerando que cada cadena de paneles solares es de 25 en serie, es necesario constituir conjuntos para la instalación en sitio y así optimizar el uso del suelo y de estructuras de montaje. Considerando que no se dispone de seguidores solares y que las instalaciones serán fijas, se propone el uso de arreglos de 50 paneles solares conformados por dos cadenas en paralelo de 25 paneles como ha resultado el cálculo de paneles en serie. El diseño del arreglo se puede ver en la figura 4.3.

El diseño se ha efectuado con las medidas reales del panel solar y se ha establecido una distancia entre paneles de 2 centímetros. Como resultado se dispone de un arreglo de dimensiones: 28,830 m de largo y 4,842 m de ancho. Al considerar la

inclinación de 15° del arreglo, la proyección del arreglo ocupa una distancia útil de: 28.830 m de largo y 4.677 m de ancho.

El área activa que emplea cada arreglo es por lo tanto de:

$$\text{Área activa por arreglo} = 28.83 \text{ m} \times 4.67 \text{ m} = 134.83 \text{ m}^2$$

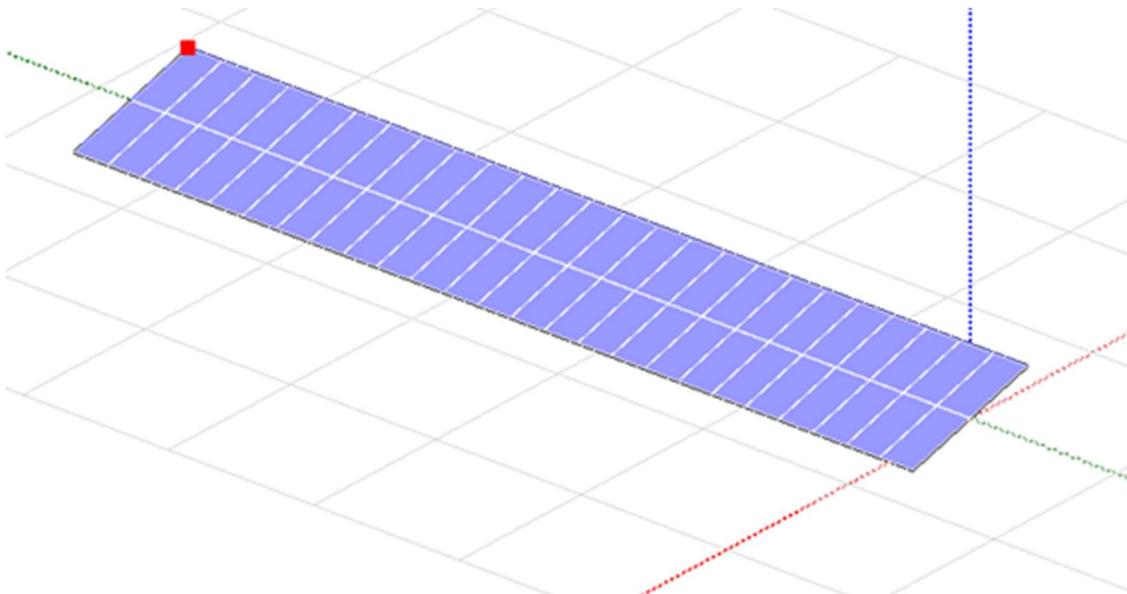


Figura 4.3 Disposición de paneles solares por arreglo. [Elaboración propia, tomado de PVsyst]

Debido a la generación de sombras, es necesario considerar la distancia mínima entre arreglos. Para ello se emplea la ecuación 6 (Díaz, T., Carmona, G., 2018). La formulación permite calcular la distancia sugerida a respetar para que las pérdidas por las sombras generadas por los paneles sean reducidas. Dicha distancia entre arreglos y su efecto puede ser observado en la figura 4.4.

$$\text{Distancia entre arreglos} = \frac{h}{\tan(61 - \text{latitud})} \quad (6)$$

Donde:

h , es la proyección vertical del arreglo en metros y se establece mediante la distancia y el ángulo de inclinación.

Se considera como latitud el punto de referencia empleado para la inclinación.

$$\text{Distancia entre arreglos} = \frac{4.842 \text{ m} * \text{sen}(15^\circ)}{\tan(61^\circ + 3.2^\circ)} = 0.6058 \text{ m}$$

Consecuentemente, la disposición de arreglos debe tener una distancia de 0.6058 m.

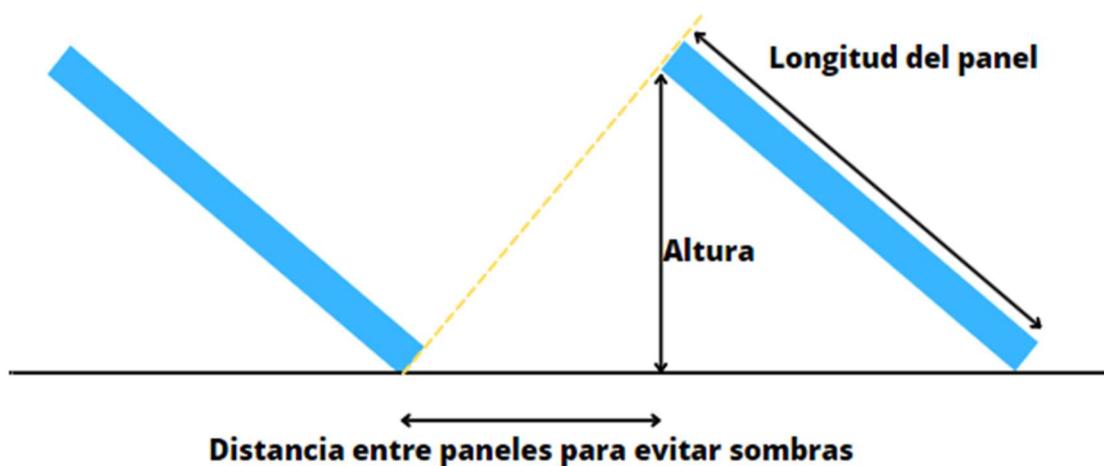


Figura 4.4 Distancia entre arreglos de paneles solares para evitar sombras. [Elaboración propia]

▪ Distribución en planos

Una vez diseñados los arreglos es posible realizar la distribución sobre las áreas factibles que se han determinado en el capítulo 3.

Inicialmente se procede a juntar los terrenos cercanos geográficamente entre sí, con el fin de formar superficies más extensas y así reducir el número de inversores por terreno. A continuación, se muestran las agrupaciones ordenadas de mayor a menor extensión neta. Ver la tabla 4.4.

Tabla 4.4 Conformación de grupos para análisis de prefactibilidad. [Elaboración propia]

Denominación	Códigos Terrenos	Extensión neta [Ha]
Superficie 1	TP11 – TP12 – TP13	16,36
Superficie 2	TP5 – TP8 – TP9 – TP10	12,06
Superficie 3	TP14 – TP16 – TP18	7,78

Se puede notar que la superficie 1, es la de mayor extensión, la cual representaría la mayor generación de la zona. Se debe considerar que cada terreno tiene su delimitación geográfica irregular y distinta por lo que la disposición de las cadenas y la cantidad depende de cada terreno y la ocupación de obras civiles. El número de cadenas en paralelo se distribuirá sobre los planos considerando las vías marcadas, así como las plataformas de los aerogeneradores. En las posteriores secciones y capítulos a las superficies también se las referirá como áreas de análisis, grupos o agrupaciones.

En las figuras 4.5, 4.6 y 4.7, se muestra la distribución de los arreglos por agrupaciones de las superficies 1, 2 y 3 respectivamente. Se puede apreciar los



rectángulos representando los arreglos antes mencionados. En cada una se respeta la delimitación de los terrenos, las distintas vías de acceso así también como las plataformas de instalación y mantenimiento de cada aerogenerador. La distribución de los paneles en los arreglos se realiza de la manera más eficaz tratando de cubrir la mayor superficie posible, teniendo en cuenta las dimensiones de cada arreglo, esto debido a que no es viable realizar distintas medidas de arreglos con el fin de cubrir áreas más pequeñas debido a que modificaría todos los cálculos realizados anteriormente. La tabla 4.5 muestra la distribución y número de paneles por cada área de análisis.

Tabla 4.5 Distribución de paneles solares en áreas de análisis. [Elaboración propia]

Área de análisis	Código terreno Tp	Arreglos	Cadenas	Paneles
1	11	60	120	3000
	12	80	160	4000
	13	320	640	16000
2	14	24	48	1200
	16	148	296	7400
	18	120	240	6000
3	8	136	272	6800
	9	60	120	3000
	10	48	96	2400
	5	44	88	2200
Total		1040	2080	52000

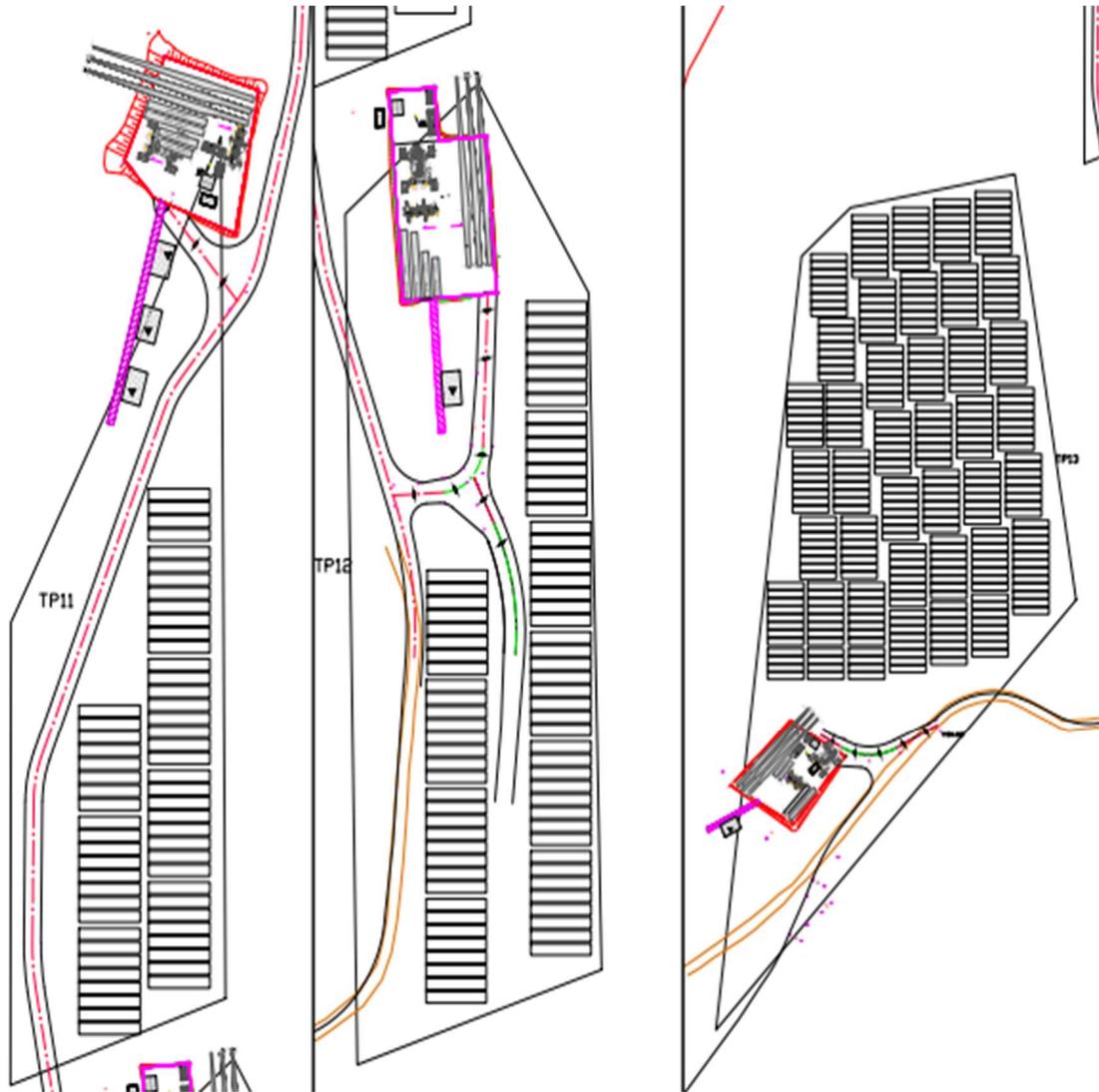


Figura 4.5 Distribución de arreglos fotovoltaicos en la superficie 1. [Elaboración propia]

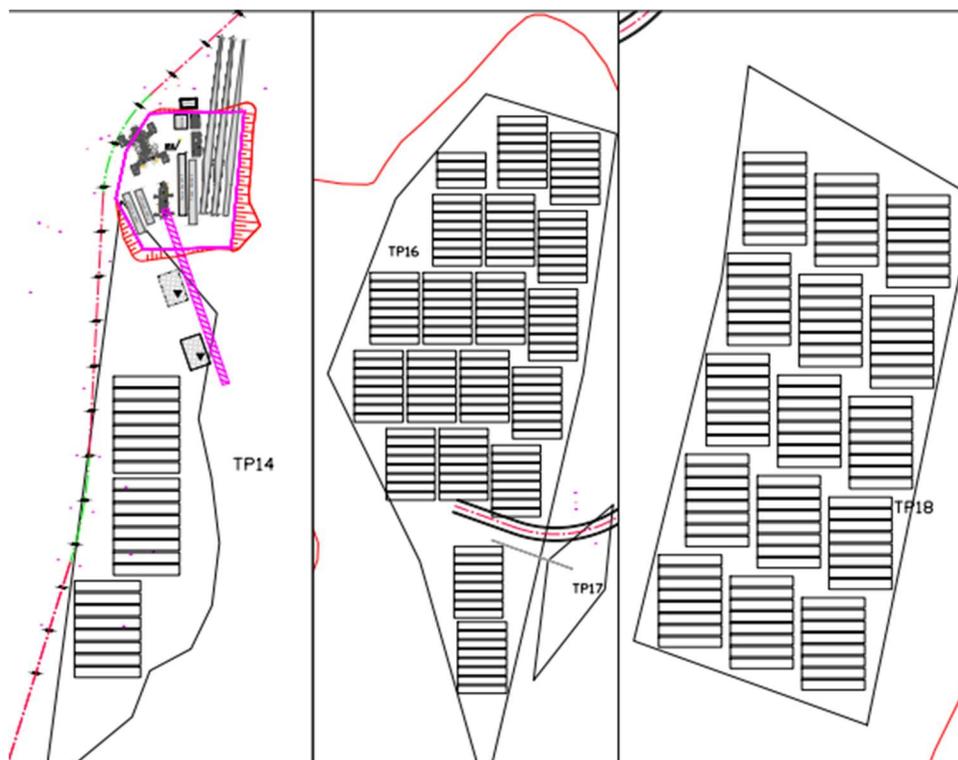


Figura 4.6 Distribución de arreglos fotovoltaicos en la superficie 2. [Elaboración propia]

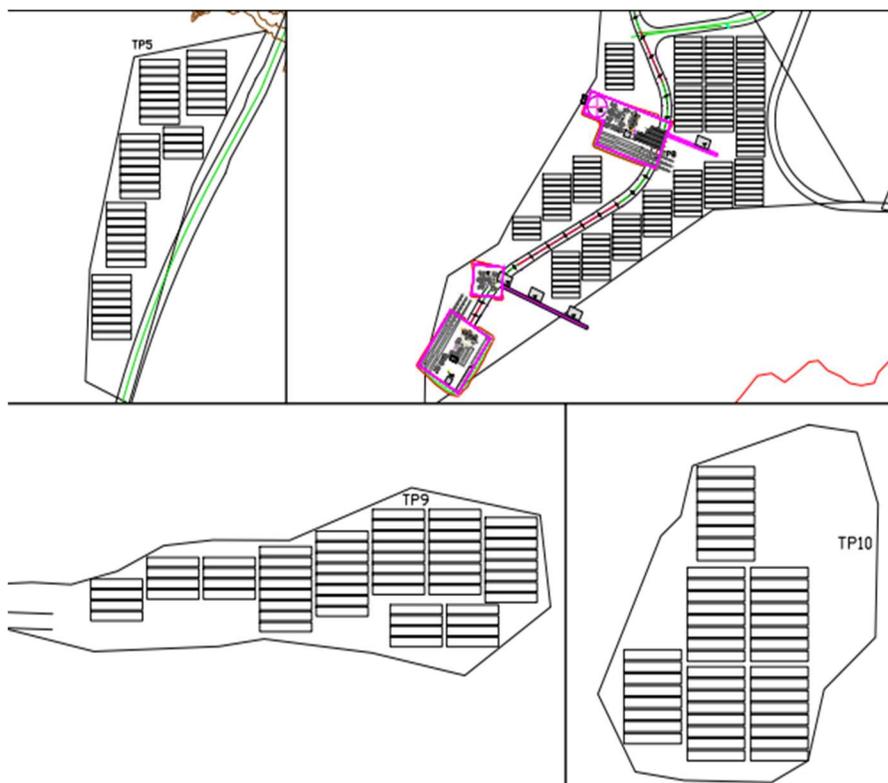


Figura 4.7 Distribución de arreglos fotovoltaicos en la superficie 3. [Elaboración propia]



Como resultado de la distribución espacial de los arreglos se ha determinado que es posible realizar la instalación de 1024 conjuntos. Es decir, es posible instalar 52000 paneles solares de 565 Wp.

El área activa empleada por los paneles solares se determina en función de la cantidad de paneles solares instalados, como resultado de la distribución realizada, el área activa de cada superficie de análisis se muestra en la tabla 4.6.

Tabla 4.6 Área activa por área de análisis. [Elaboración propia]

Área análisis	Código terreno Tp	Área activa [m ²]
1	11	8372,23
	12	11162,98
	13	44651,90
2	14	3348,89
	16	20651,51
	18	16744,46
3	8	18977,06
	9	8372,23
	10	6697,79
	5	6139,64
Total		145118,69

▪ Potencia máxima instalable

Como resultado de la distribución de paneles solares realizada, es posible determinar la potencia máxima instalable, ya que, se dispone del número exacto de paneles que serán instalados.

La tabla 4.7 muestra los resultados de las potencias instalables tanto por terreno como por grupo de análisis.

La potencia máxima instalable pico es de 29.38 MWp distribuido en 3 áreas de análisis. El primer grupo es el que mayor potencia instalable dispone, siendo un valor de 12.995 MWp. El segundo grupo se ubica junto al grupo 1 y apunta a la instalación de 8.249 MWp. Por último, se tiene el grupo 3 ubicado en el sector denominado Uchucay, en este se puede instalar 8.136 MWp.



Tabla 4.7 Potencia instalable por área de análisis. [Elaboración propia]

Área análisis	Código terreno Tp	Potencia [MW]	Suma de potencia [MWp]
1	11	1,695	12,995
	12	2,26	
	13	9,04	
2	14	0,678	8,249
	16	4,181	
	18	3,39	
3	8	3,842	8,136
	9	1,695	
	10	1,356	
	5	1,243	
Total		29,38	29,38

- **Número máximo de cadenas en paralelo por inversor**

El número de cadenas en paralelo permite alcanzar la potencia nominal de la entrada del inversor, puesto que las cadenas en paralelo comparten un solo nivel de tensión, la unión en paralelo aumenta la corriente del circuito colector. El cálculo teórico se establece a partir de la relación entre potencia nominal del inversor y la potencia instalada por cadena.

$$\# \text{ máximo de cadenas en paralelo} = \frac{\text{Potencia nominal del inversor kW}}{\text{Potencia instalada por cadena de paneles kW}} \quad (7)$$

El número total de cadenas en paralelo deben distribuirse entre el número de entradas que dispone cada inversor para equilibrar los circuitos colectores. Para el inversor Siemens SINACON 4360 se debe distribuir en sus 32 entradas en CC.

Para el cálculo del límite de cadenas en paralelo se considera la potencia nominal del inversor que es 4360 kVA y la potencia de una cadena de paneles que se conforma por 25 paneles en serie considerando la operación en un límite de 60°C.

$$\# \text{ máximo de cadenas en paralelo} = \frac{4360 \text{ kVA}}{25 * 0.565 \text{ kW}} = 308.67$$

- **Número máximo de cadenas en paralelo por entrada**

El valor calculado anteriormente sugiere que se puede tener 309 cadenas en paralelo, es importante recordar que las cadenas deben distribuirse uniformemente en agrupaciones para las 32 entradas del inversor. El cálculo se realiza mediante la

relación entre el número máximo de cadenas permisibles en paralelo y la cantidad de entradas en corriente continua.

$$\text{Número de cadenas en paralelo por entrada} = \frac{309}{32} = 9.65$$

En vista del número no entero, se opta por un valor no decimal cuyo valor es 10 puesto que no afecta la operación del inversor considerando que la limitación de corriente de entrada DC es de 1200 A.

▪ Ubicación de inversores

La ubicación de los inversores se ha realizado en base a la distribución de los paneles solares, de manera que estos se encuentren a una distancia no mayor a un radio determinado del panel más lejano. De esta manera es posible dimensionar el calibre del conductor necesario para evitar caídas de tensión que perjudiquen la operación del sistema. En la figura 4.8 se determina una posible ubicación de los inversores 1,2 y 3 correspondientes al área de terreno 1 constituido por el área de análisis 11,12 y 13. La distancia radial es de 400 m lo cual cubre toda la superficie de instalación. De la misma manera, la figura 4.9 emplea la metodología ya empleada para establecer la posible ubicación de los dos inversores para el terreno 2, conformado por el área de análisis 14,16 y 18. El radio empleado para la determinación también es de 400 m.

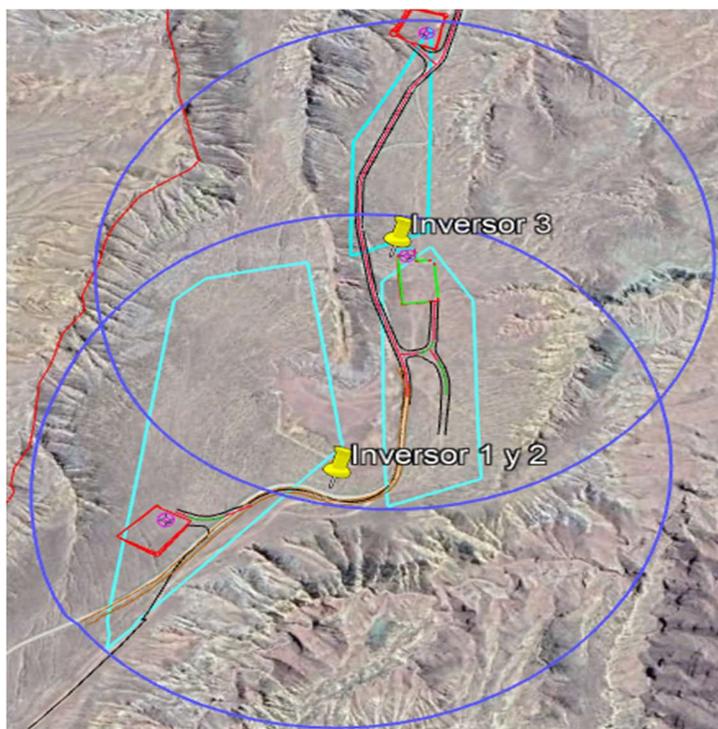


Figura 4.8 Ubicación de inversores para la agrupación 1. [Elaboración propia]

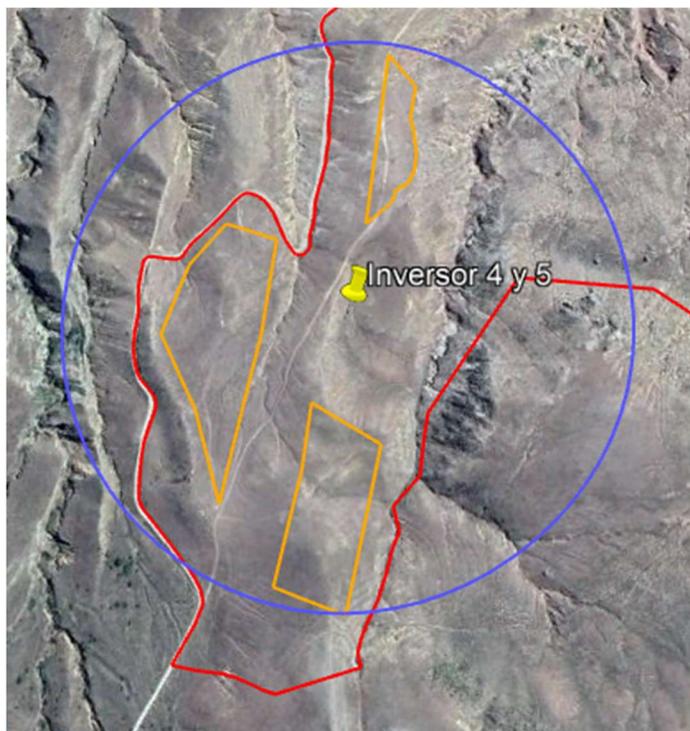


Figura 4.9 Ubicación de inversores para la agrupación 2. [Elaboración propia]

El terreno 3, que abarca el área de análisis 5,8,9 y 10 emplea un radio de 680 m y se puede observar en la figura 4.10. Para la conexión del área 10 se plantea su conexión mediante un circuito colector directo que recorre aproximadamente 700 m.

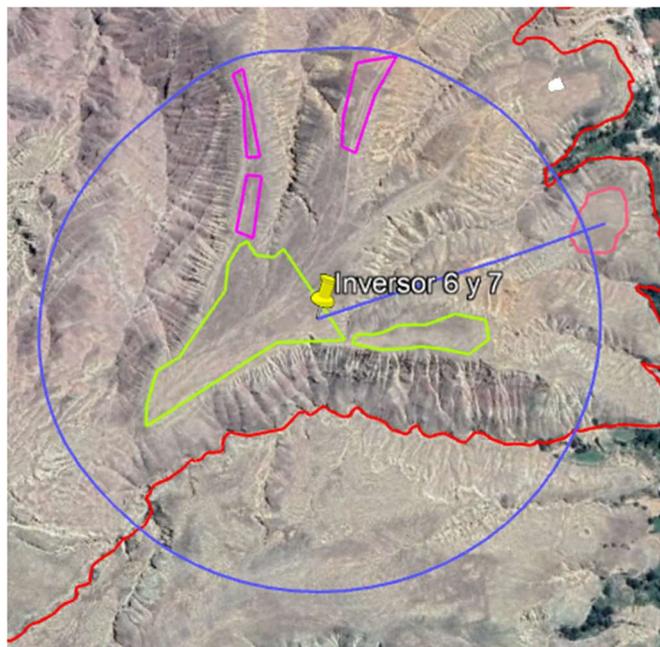


Figura 4.10 Ubicación de inversores para la agrupación 3. [Elaboración propia]

- **Circuito colector**

Los inversores entregan la energía eléctrica a un nivel de tensión bajo por lo cual son necesario los transformadores elevadores que permiten elevar a 34.5 KV el voltaje de salida, este elemento está contenido en el propio equipo inversor. El nivel medio de tensión permite evitar pérdidas y caídas de tensión por el cableado. El circuito colector se constituye desde la salida del transformador de media tensión y termina en las celdas de la subestación eléctrica.

Al considerar los circuitos colectores del parque eólico se dispone de las distancias a partir de la ubicación de los inversores que se encuentran en la tabla 4.8. La figura 4.11 denota mediante las líneas verdes, rojas y azules los tramos de los circuitos colectores. Las líneas verdes corresponden a circuitos subterráneos mientras que las líneas azules a circuitos aéreos. Las líneas rojas son tramos de transición de circuitos subterráneos a aéreos.

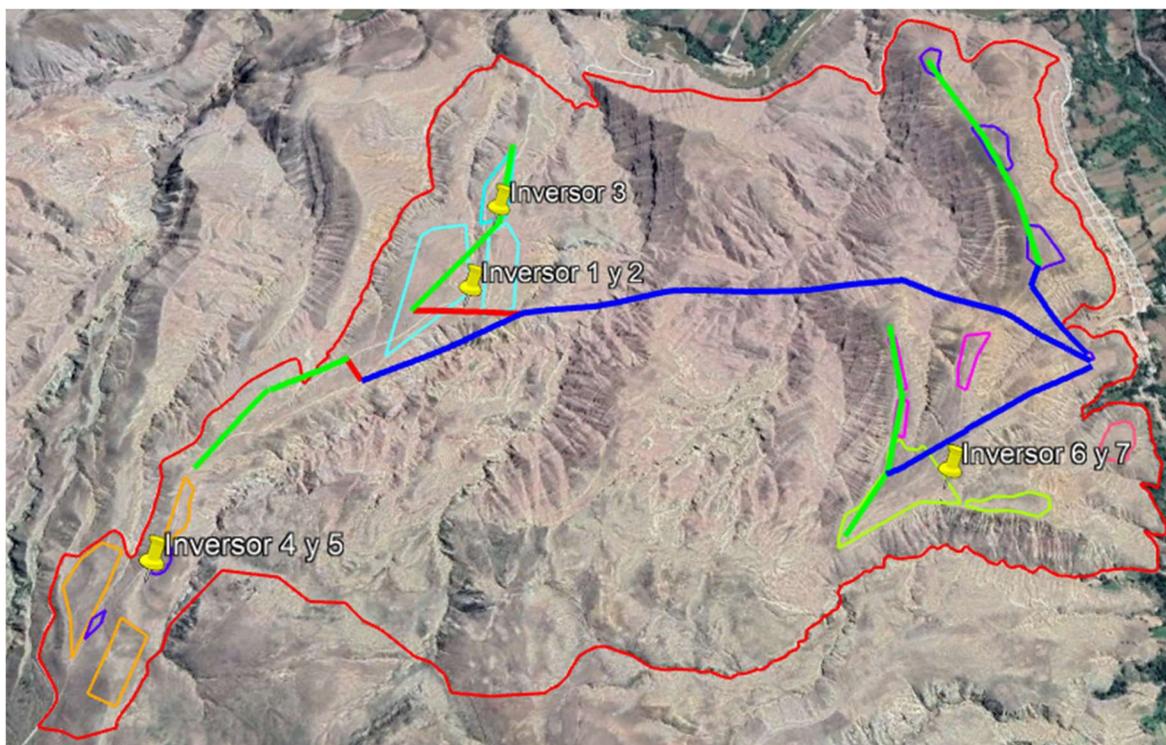


Figura 4.11 Ruta de los circuitos colectores. [Elaboración propia]



Tabla 4.8 Distancias de los inversores a la subestación eléctrica Uchucay. [Elaboración propia]

Distancia ruta de inversores a subestación eléctrica	
Terreno	Distancia [m]
1	3180
2	4170
3	1170

▪ Estructuras

Los armazones que aseguran a los paneles solares garantizan la integridad debido al desenlace entre los elementos de sujeción y el panel solar. Debido a que la velocidad del viento en la zona tiene una velocidad de 5.8 m/s como promedio más alto, y una velocidad de ráfaga más alta de 30.73 m/s, se establece que la mejor estructura es la fija con doble polo ya que está diseñada para soportar cargas de viento. El panel solar también cumple con características mecánicas respecto a la presión que ejerce el viento, así como una carga como la nieve.

▪ Fuerza del viento sobre paneles solares

El área del proyecto eólico presenta naturalmente viento constante durante el día. Al considerar la fuerza que el viento ejerce sobre una superficie, en esta se produce una presión. Al instalar paneles solares, es necesario conocer el impacto que esta fuerza ejerce sobre los elementos fotovoltaicos debido al viento, esto con el fin de garantizar que dicha fuerza no representa un peligro en la instalación.

Para el cálculo se ha empleado la velocidad promedio y de ráfaga registrada por los anemómetros de las torres Yúluc y Uchucay que se presentan en la tabla 4.9 y 4.10 respectivamente.

Tabla 4.9 Velocidades de viento registradas por la torre Yúluc. [Elaboración propia]

Torre Yúluc 80m		
Altura del sensor	Ráfagas máximas [m/s]	Velocidad promedio [m/s]
80m	30.73	4.94
50m	30.77	4.88
30m	30.7	4.86



Tabla 4.10 Velocidades de viento registradas por la torre Uchucay. [Elaboración propia]

Torre Uchucay 40m		
Altura del sensor	Ráfagas máximas [m/s]	Velocidad promedio [m/s]
40m	27.36	5.8
30m	27.29	5.75
20m	28.06	5.77

La torre Yúluc, posee un promedio global de velocidad de 4.9 m/s. Además, la torre Uchucay dispone de una velocidad de viento promedio de 5.8 m/s. Para efectos de cálculos se emplea el peor escenario de velocidad promedio debido a que los paneles estarían expuestos la mayor parte del tiempo a esta velocidad siendo 5.8 m/s.

$$F = P * A \quad (8)$$

$$F = \frac{1}{2} \rho V^2 A \quad (9)$$

Donde:

ρ , es la densidad del aire en kg/m³

V , es la velocidad del viento en m/s

A , es la superficie de un panel solar en m²

Andrade expresa que, en el PEMH, la densidad del aire en función de la presión atmosférica y la temperatura ambiente es de 1.02 kg/m³. (Andrade Rojas, 2015).

Al considerar como datos la velocidad del viento 5.8 m/s y un área de 2.73 m² del panel solar, los resultados son:

$$F = \frac{1}{2} * 1.02 * 5.8^2 * 2.73 = 46.83 \text{ N}$$

Al descomponer las fuerzas en sus componentes, se establece que la fuerza de impacto que se opone a la normal del panel solar es:

$$f_1 = F * \text{sen}(\alpha) \quad (10)$$

$$f_1 = 46.83 \text{ N} * \text{sen}(15) = 12.12 \text{ N}$$



Para comprobar que la velocidad del viento promedio no sea perjudicial, se debe calcular la fuerza del panel debido a su propia masa, siendo:

$$F_p = m * a \quad (11)$$

$$F_p = 31.1 \text{ kg} * 9.81 \text{ m/seg}^2 = 305.091 \text{ N}$$

De igual manera se descompone en sus componentes, la fuerza que ejerce en contra de la fuerza ejercida f_1 es:

$$F_{p1} = F * \cos(\alpha) \quad (12)$$

$$F_{p1} = 305.091 \text{ N} * \cos(15) = 294.69 \text{ N}$$

Por lo tanto, la fuerza ejercida por el viento no supera la fuerza ejercida por masa y gravedad. Es decir, el viento de 5.8 m/s no afecta al panel solar.

Al aplicar la misma metodología, para la ráfaga más alta registrada de 30.77 m/s, los resultados son:

$$F = \frac{1}{2} * 1.02 * 30.77^2 * 2.73 = 1318.21 \text{ N}$$

$$f_1 = F * \sin(\alpha) = 1318.21 \text{ N} * \sin(15) = 341.177 \text{ N}$$

Si se considera una ráfaga de 30.77 m/s si puede mover un panel solar de 31.1 kg a una inclinación de 15° siempre y cuando este no disponga de ningún elemento de sujeción. Sin embargo, todos los paneles solares se deben instalar con mecanismos de fijación, por lo que se descarta la posibilidad de daño con ráfagas de viento. Otro punto importante a mencionar es que, la ocurrencia de ráfagas de viento es menor que la velocidad promedio. Por lo que se descarta un escenario de fallas mecánicas.

4.3 Pérdidas del sistema

▪ Pérdidas generales

Las pérdidas en un proyecto de generación eléctrica se basan en el tipo de tecnología y recursos que emplea. Para los sistemas de generación fotovoltaica, se presentan pérdidas respecto a la captación de energía solar y pérdidas en el proceso de generación eléctrica. Es decir, existen pérdidas de irradiación solar incidente en los paneles fotovoltaicos y en los elementos propios de generación y adecuación de señal, estos son, paneles solares, inversores, transformadores y cableado. Las pérdidas se establecen mediante factores porcentuales debido a que son estimaciones que se basan en la revisión de literatura y programas computacionales capaces de calcularlos. Diaz y Carmona sugieren valores para las



pérdidas en un sistema fotovoltaico conectado a la red. En la tabla 4.10 se muestran los valores sugeridos. (Díaz, T., Carmona, G., 2018).

Tabla 4.11 Valores estimados de pérdidas en el sistema fotovoltaico. [Elaboración propia]

Estimaciones de posibles pérdidas	
Parámetro	Porcentaje
Angulares y espectrales	3
Polvo y suciedad	3-6
Temperatura	5-14
Diferencia entre módulos	2
Interconexión y cableado	3
No seguimiento del PMP y umbrales de arranque	3
Rendimiento de inversores	6

Debido a que la referencia propone valores entre rangos, se estudia más a detalle las pérdidas con el fin de complementar y determinar valores para los cálculos posteriores de generación.

- **Pérdidas de suciedad**

El efecto de la suciedad ha sido motivo de varios estudios experimentales que demuestran que no existe una metodología directa para calcular el porcentaje de disminución de generación. La suciedad es la acumulación de partículas de diversos materiales que se presentan en la zona de emplazamiento. Sin embargo, se sugiere que la pérdida anual por suciedad se representa en un 4.4%. (Zorrilla-Casanova et al., 2011). Para efecto de cálculos se emplea este valor ya que se encuentra en el rango de 3-6% de la tabla 4.11.

- **Pérdidas térmicas**

Las pérdidas térmicas no poseen una metodología de cálculo exacta, sino que existen equipos con modelos matemáticos aproximados que deben ser instalados en sitio con el fin de realizar campañas de medición y en base a levantamiento de datos se establece un factor de rendimiento por pérdidas térmicas. Para el estudio de prefactibilidad técnica que se lleva a cabo se emplea una metodología de cálculo recuperada de: (<https://www.cambioenergetico.com/blog/influye-la-temperatura-rendimiento-placa-solar/>).

La determinación de pérdidas maneja el coeficiente de pérdida de potencia de los paneles, que está señalado en la hoja técnica del producto, y al cambio de temperatura ambiental.



Para el cálculo de pérdidas es necesario establecer la variación de temperatura determinada por la ecuación 13.

$$\Delta t^{\circ} = 0.034 * I - 4 + TM \quad (13)$$

Donde:

I, es la irradiancia máxima [W/m²]

TM, es la temperatura a máxima irradiancia[°C]

$$\Delta t^{\circ} = 0.034 * 679.8 - 4 + 30 = 49.11$$

La ecuación 14 establece que el porcentaje de pérdidas está en relación al cambio de temperatura y la irradiancia.

$$\text{Pérdidas térmicas} = \text{coeficiente temp}_{\text{panel}} * (\Delta t^{\circ} - TSC) \quad (14)$$

Donde:

TSC, es la temperatura en condiciones estándar (25°C)

$$\text{Pérdidas térmicas} = 0.35 * (49.11 - 25) = 8.43\%$$

Para efecto de cálculos se emplea el valor de 8.43% como valor de pérdidas térmicas. Este valor se encuentra en el rango de 5-14% como sugiere la tabla 4.11.

- **Pérdidas del inversor**

Hoy en día los inversores han mejorado su rendimiento debido a los avances tecnológicos. El inversor con características recuperadas del inversor Siemens SINACON 4360 es un sistema de vanguardia diseñado para el manejo de grandes cantidades de energía. Sus especificaciones técnicas indican que posee una eficiencia del 97.6% en las peores condiciones de operación. Por lo que, para los cálculos a efectuar se dice que las pérdidas son del 2,4%.

- **Pérdidas de cableado**

Para el dimensionamiento de los conductores, tanto en corriente continua como en corriente alterna, se tiene que cumplir tres criterios.



Criterio térmico o de intensidad máxima admisible

La sección del conductor se calcula en función de una intensidad máxima en régimen permanente. La temperatura del cable en este régimen permanente no debe superar la temperatura máxima admisible del material que funciona como aislamiento del cable. Los conductores se dimensionan para una intensidad no inferior al 125% de la corriente máxima.

$$I_{max} = 1.25 * I_{nom} \quad (15)$$

Donde I_{max} es la corriente máxima e I_{nom} es la corriente nominal en condiciones estándar, para la sección en CC se considera la corriente de cortocircuito I_{sc} , mientras que en CA se considera su corriente nominal

Criterio de caída de tensión

Cuando una corriente eléctrica circula a través de un cable conductor, el cual tiene una resistencia, provoca una caída de tensión la cual a su vez produce una pérdida de potencia. La suma de las caídas de tensión provocadas por todas las conexiones en corriente continua, desde los paneles fotovoltaicos hasta el inversor, no debe ser superior al 1.5% (Mrabet, N. 2011). Mientras que las conexiones en CA, desde el inversor al transformador y de este al patio de maniobras o subestación no debe ser superior al 2% (Mrabet, N. 2011).

En corriente continua la fórmula de caída de tensión es:

$$\Delta V (\%) = \frac{2 * L * I}{S * U * \sigma} \quad (16)$$

Donde

$\Delta V (\%)$, es la caída de tensión en porcentaje.

L , es la longitud del conductor en metros.

I , es la corriente que circula por el conductor en amperios.

S , es la sección transversal del conductor en mm^2 .

U , es la tensión de la cadena en voltios.

σ , es la conductividad del conductor en $\text{m}/\Omega\text{mm}^2$.



Tabla 4.12 Conductividad del cobre y aluminio a diferentes temperaturas. [Elaboración propia]

Material	σ 20°C	σ 70°C	σ 90°C
Cobre	56	48	44
Aluminio	35	30	28
Temperatura	20°C	70°C	90°C

En corriente alterna la fórmula de caída de tensión es:

$$\Delta V (V) = (R + X * \tan \varphi) * \frac{P_{3\phi}}{U} = \sqrt{3} * I * (R \cos \varphi + X \sin \varphi) \quad (17)$$

Donde

$\Delta V (V)$, es la caída de tensión en voltios.

R, es la resistencia total del circuito en ohmios Ω .

X, es la reactancia total del circuito en ohmios Ω .

φ , es el ángulo del factor de potencia.

$P_{3\phi}$, es la potencia del circuito en vatios W.

U, es la tensión de línea del circuito en voltios V.

I, es la corriente nominal del circuito en amperios

Criterio de la intensidad de cortocircuito

Este criterio consiste en verificar que la corriente que circula por el conductor, ante un cortocircuito, no sea mayor que la corriente máxima admisible en cortocircuito de corta duración proporcionada por el fabricante. La fórmula que expresa este criterio viene dada por:

$$S * k = I_{cc} * \sqrt{t} \quad (18)$$

Donde

S, es la sección del conductor en mm².

K, es un factor constante que depende del material del conductor y del tipo de aislamiento.

I_{cc}, es la corriente de cortocircuito en amperios.

T, es el tiempo de duración del cortocircuito en segundos.



Conductor de cadenas

La corriente a considerar en esta sección es la corriente de cortocircuito $I_{sc}=13,59$ A y el voltaje de operación es el $V_{op}=52,97$ V. En este apartado se considera el cable con una sección transversal de 6mm^2 de cobre estañado con un aislamiento HEPR. Tras aplicar las fórmulas cumple con los criterios de intensidad máxima que es 16.99 A y el cable soporta 67 A. La caída de tensión con una longitud de 2 m entre paneles representa un 0.005%. El criterio de intensidad de cortocircuito tras aplicar la fórmula debido a su tipo de aislamiento se tiene un valor de $k=143$, con un tiempo de 3s, el cable puede soportar 495 A, valor mucho mayor que la corriente de corto circuito, cumpliendo así todos los parámetros.

Conductor cadenas-caja principal

El conductor cadenas- caja principal hace referencia al conductor necesario para transportar la energía de los paneles solares que han sido conectados en serie. Por lo que de igual manera que el apartado anterior se selecciona el cable con una sección transversal de 6mm^2 de cobre estañado con un aislamiento HEPR. La I_{sc} es la misma, mientras que la tensión V_{op} se multiplica por el número de paneles conectados en serie, tanto para 24 como para 25 paneles, la elección del cable cumple con los criterios de dimensionamiento del conductor con una caída de tensión de 0.002%.

Conductor caja principal-inversor

La caja principal es un elemento del SFVCR que permite conectar varias cadenas de paneles en paralelo. Por lo que en este punto se incorpora las corrientes de cada una de las cadenas a manera de circuito colector. El circuito colector es el sistema que confluye los aportes energéticos y transmite a un punto de interés, pudiendo ser el inversor y la subestación eléctrica. Consecuentemente se debe dimensionar un calibre mayor según el número de cadenas que converjan en el punto, ya que este conductor llevara toda la energía a la entrada del equipo inversor.

El número máximo de cadenas en paralelo usando 24 paneles corresponde a 309 cadenas, si el inversor posee 32 entradas, se puede colocar por lo tanto 10 cadenas por entrada de inversor. Debido a esto:

$$I_{max}=1.25*I_{sc}*10=1.25*13.59*10=169.875 \text{ A.}$$

Se eligió el conductor con una sección transversal de 50mm^2 de cobre estañado con un aislamiento HEPR. Cumple con todos los criterios de diseño con una caída de tensión de 0.062%.



Sumando las caídas de tensión en corriente continua, se obtiene un total de 0.069% de pérdidas, valor que es mucho menor al 1.5% recomendado.

Conductor inversor- subestación

El PEMH cuenta con líneas de transmisión de energía aéreas y sus respectivas torres tanto para el grupo Uchucay como para el grupo Yúluc, pero las mismas tienen conexión directa a los grupos colectores de la subestación los cuales se conectan con el transformador del PEMH, este último está diseñado exclusivamente para el proyecto eólico. Las líneas de transmisión de Uchucay son de simple circuito por lo que se podría aprovechar las torres para realizar un circuito adicional encargado de transportar la energía del sistema fotovoltaico de esa zona en específico. Sin embargo, la línea que conecta la zona de Yúluc con la subestación es de doble circuito y no se puede aprovechar las torres por lo que se tendría que implementar nuevas torres para transportar la energía del sistema fotovoltaico de esta zona. En vista que el diseño de una línea de transmisión está fuera del alcance de este estudio se procederá a replicar el diseño y disposición de las líneas de transmisión ya implementadas en el PEMH, el diseño de la torre de transmisión de la línea de simple circuito y doble circuito se encuentra en el **anexo 5 y 6** respectivamente, las cuales constan de un cable ACSR 477 MCM. El cable mencionado soporta una corriente de 644 A. Tiene una resistencia de $0.117 \Omega/\text{km}$ y una reactancia de $0.47256 \Omega/\text{km}$. Asumiendo que la potencia de Yúluc se divide en la potencia del terreno 1 con 12.995 MW que se transportaría por 1 circuito de la torre de doble circuito mientras que la potencia del terreno 2 de 8.249 MW se transportaría por el segundo circuito, lo que implica considerar la corriente máxima en este caso del terreno 1 con un valor de 228.91 A.

Según la tabla 4.8 la mayor distancia desde el terreno 2 que se ubica en la zona de Yúluc hacia la subestación es de 4,17 km. Considerando esta distancia como el peor de los casos y aplicando la fórmula en CA de caída de tensión se obtiene el 1.2% de pérdida el cual es el adecuado según (Mrabet, N. 2011).

Si se suma las pérdidas en CC más las pérdidas en CA se produce un total de 1.269%, el cual es menor al 3% recomendado en la tabla 4.11. Debido a que se puede considerar aún ciertas pérdidas de interconexión por la línea de transmisión y de transformadores, se utilizará un valor de 1.5%.

Tabla 4.13. Resumen de resultados de cálculos realizados en el diseño. [Elaboración propia]

Denominación	Valor
Angulo de inclinación	15°
Número máximo de paneles solares por cadena	28 paneles
Número máximo de paneles solares por cadena a temperatura de operación de 60° C	25 paneles
Número mínimo de paneles solares por cadena	20 paneles
Área activa por arreglo	134.83 m ²
Distancia entre arreglos	0.6058 m
Número máximo de cadenas en paralelo por inversor	309
Número máximo de cadenas en paralelo por entrada de inversor	10
Caída de tensión en corriente continua	0.069%
Caída de tensión en corriente alterna	1.2%

- **Pérdidas por sombras**

Adicionalmente, debido a que el PEMH posee aerogeneradores, se debe estimar el porcentaje de pérdidas debido a la sombra que estos elementos de generación producen sobre los módulos fotovoltaicos. Para ellos se recurre al uso del simulador PVsyst.

Las herramientas de diseño gráfico del software permiten implementar objetos que puedan generar sombras en el sistema fotovoltaico. Dentro del proyecto se dispone de 14 aerogeneradores que han sido colocados en las coordenadas establecidas. El diseño del aerogenerador se basa en las características geométricas facilitadas por el fabricante y que se muestran en la tabla 4.14.

Tabla 4.14 Características técnicas de aerogeneradores. [Elaboración propia]

Parámetros	Unidad	Información
Modelo		DEW-D4000-148
Potencia	kW	3570
Diámetro de Rotor	m	148
Altura de Buje	m	90
Longitud del aspa	m	72.5

El aerogenerador simulado en PVsyst se puede observar en la figura 4.12.

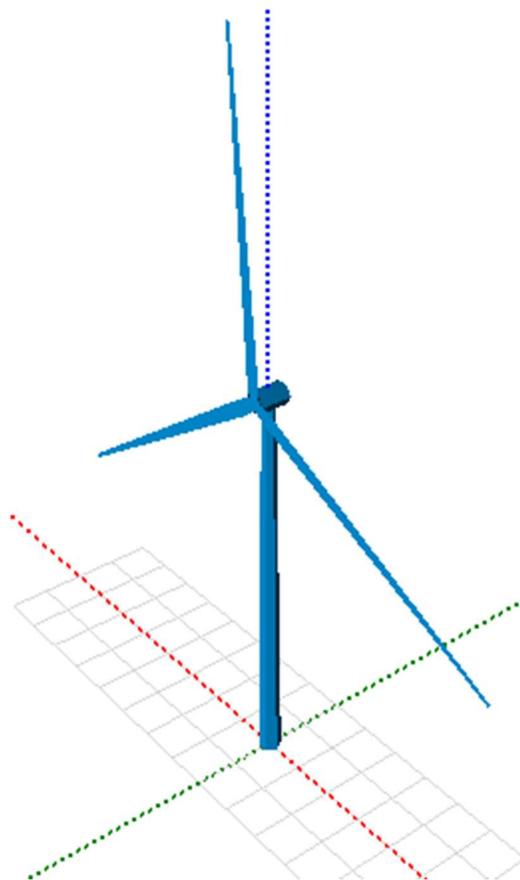


Figura 4.12 Diseño de aerogenerador en el simulador gráfico de PVsyst. [Elaboración propia]

Se han llevado a cabo 3 simulaciones, cada una representa un área de análisis que corresponden a las formadas en la sección anterior.

El sector 1 cuenta con la influencia de 3 aerogeneradores, la figura 4.13 presenta la disposición de paneles solares y los aerogeneradores.

El sector 2 presenta solamente un aerogenerador, la figura 4.14 presenta la disposición de paneles solares y los aerogeneradores.

El sector 3 cuenta con la influencia de 3 aerogeneradores sin embargo se han simulado 4 a pesar de que uno de ellos se encuentra distante de los paneles solares, la figura 4.15 presenta la disposición de paneles solares y los aerogeneradores.

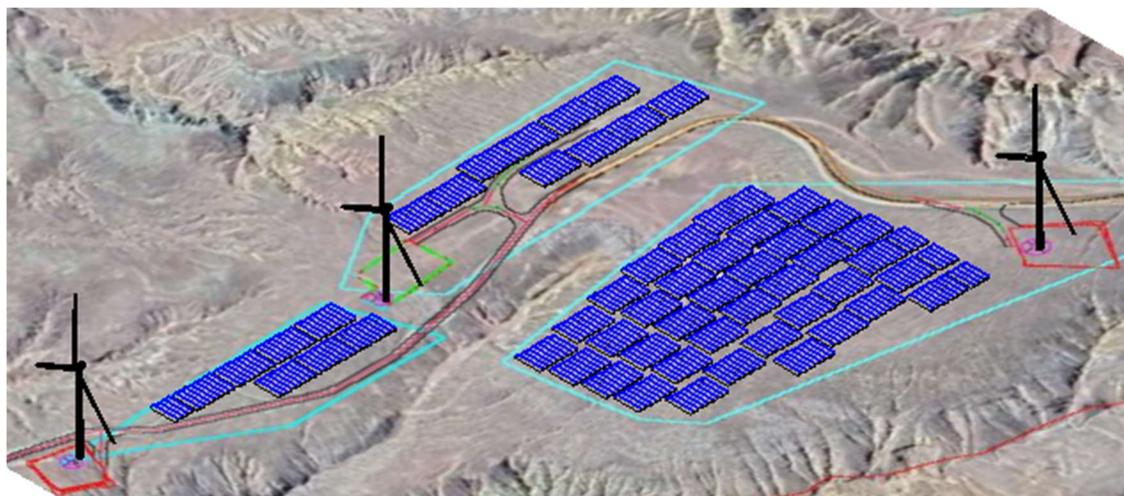


Figura 4.13 Simulación de sombras en superficie 1 con sistema fotovoltaico y aerogeneradores en PVsyst.
[Elaboración propia]



Figura 4.14 Simulación de sombras en superficie 2 con sistema fotovoltaico y aerogeneradores en PVsyst.
[Elaboración propia]

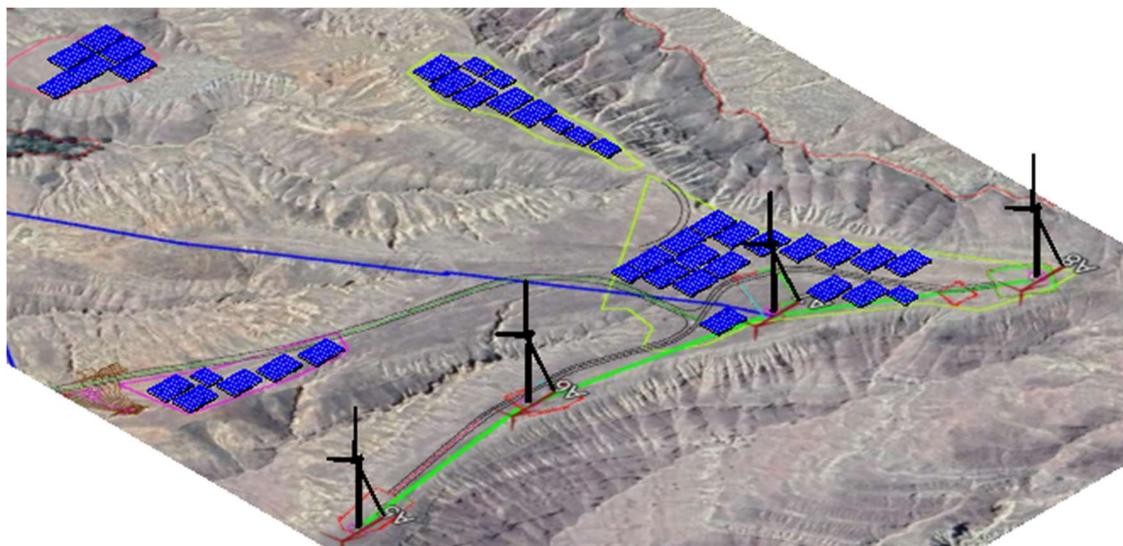


Figura 4.15 Simulación de sombras en superficie 3 con sistema fotovoltaico y aerogeneradores en PVsyst.
[Elaboración propia]

El programa permite simular la generación de sombras debido a la presencia de los aerogeneradores durante todos los días durante un año mediante el recorrido solar. Como resultado se tiene el factor de pérdidas debido a sombras. Se estima que las pérdidas son las indicadas en la tabla 4.15.

Tabla 4.15 Resultados de simulación: Factores de pérdida. [Elaboración propia]

Área de análisis	Porcentaje de pérdidas
1	2,59
2	2,5
3	2,5

Los resultados detallados de las simulaciones se encuentran en el **anexo 7**. Para efecto de cálculos posteriores de generación, se emplea el valor promedio entre los tres valores resultantes siendo 2.53%.

▪ Resumen de pérdidas

Los numerales anteriores sugieren diversos factores de pérdidas que deben ser considerados para efecto de cálculos de generación y rendimiento de la planta fotovoltaica. La tabla 4.16 reúne los valores de pérdidas del proyecto solar.

La sumatoria de todas las pérdidas del sistema toman el valor de 27.26%. Es decir que, las pérdidas del recurso solar y de los elementos del sistema no son ideales. Tener una estimación de las pérdidas es vital debido a que permite en un estudio económico establecer la viabilidad del proyecto.

Tabla 4.16 Factores de pérdidas del sistema fotovoltaico. [Elaboración propia]

Estimaciones de pérdidas	
Parámetro	Porcentaje
Angulares y espectrales	3
Polvo y suciedad	4,4
Temperatura	8,43
Diferencia entre módulos	2
Interconexión y cableado	1,5
No seguimiento del PMP y umbrales de arranque	3
Rendimiento de inversores	2,4
Sombras	2,53
Total	27,26

- **Producción y coeficiente de rendimiento**

El coeficiente de rendimiento es un valor porcentual que representa la cantidad de energía inyectada a la red después de considerar las pérdidas del sistema, la eficiencia de los paneles solares y el área activa. Para ello considera la generación producida anualmente y la energía neta incidente.

$$\text{Coeficiente de rendimiento} = \frac{\text{Rendimiento real leído de la instalación en kWh al año}}{\text{Rendimiento nominal calculado en kWh al año}} \quad (19)$$

Donde

$$\text{Rendimiento nominal} = \text{Irradiancia global} * \text{área activa} * \text{eficiencia de paneles} \quad (20)$$

$$\begin{aligned} \text{Rendimiento real} & \quad (21) \\ & = \text{Irradiancia global} * \text{área activa} * \text{eficiencia de paneles} \\ & \quad * \text{pérdidas del sistema} \end{aligned}$$

El rendimiento nominal se calcula mediante la irradiancia la cual para efectos de precisión se desarrolla de manera mensual. La tabla 4.17 muestra los valores de irradiancia global mensual incidente, el área activa de los grupos formados se puede ver en la tabla 4.18.

Tabla 4.17 Recurso solar mensual en el área del PEMH. [Elaboración propia]

Recurso Solar			
Mes	HSP	Días del mes	Irradiancia global mensual [KWh/m ²]
enero	4,43	31	137,4
febrero	4,48	28	125,6
marzo	4,85	31	150,2
abril	4,74	30	142,2
mayo	4,52	31	140,1
junio	4,36	30	130,9
julio	4,61	31	143,0
agosto	4,85	31	150,3
septiembre	5,17	30	155,0
octubre	4,98	31	154,3
noviembre	5,02	30	150,6
diciembre	4,88	31	151,4
Total			1730,933

Tabla 4.18 Área activa de las superficies de análisis. [Elaboración propia]

Superficie	Área activa [m ²]
1	64187,11
2	40744,86
3	40186,71

El valor de eficiencia del panel solar de 565 Wp posee una eficiencia del 20,67%. La tabla 4.19 muestra el rendimiento nominal por área de análisis y presenta la energía producida anualmente.

Tabla 4.19 Rendimiento nominal del sistema fotovoltaico diseñado. [Elaboración propia]

Rendimiento nominal				
Terreno	Área activa [m ²]	Irradiancia global efectiva anual [kWh/m ²]	Eficiencia paneles solares	Energía producida [MWh]
1	64187,11	1730,93	20,67%	22965,11
2	40744,86			14577,85
3	40186,71			14378,16
Total				51921,13

El rendimiento real considera las pérdidas detalladas en la sección anterior. Las pérdidas consisten en la reducción del 27,26% de productividad. Siendo así, los resultados del rendimiento real estimado se presentan en la tabla 4.20.

Tabla 4.20 Rendimiento real estimado del sistema fotovoltaico diseñado. [Elaboración propia]

Rendimiento estimado					
Terreno	Área activa [m ²]	Irradiancia global efectiva anual [kWh/m ²]	Eficiencia paneles solares	Pérdidas del sistema	Energía producida [MWh]
1	64187,11	1730,93	20,67%	27,26%	17251,255
2	40744,86				10950,797
3	40186,71				10800,786
Total					39002,84

Con los valores de rendimiento real y el estimado se procede con el cálculo del coeficiente de rendimiento de cada grupo que se lo puede analizar en la tabla 4.21.

Tabla 4.21 Coeficiente de rendimiento por área de análisis. [Elaboración propia]

Terreno	Coeficiente de rendimiento
1	75,12%
2	75,12%
3	75,12%

En la figura 4.16 se puede observar una comparativa entre el rendimiento nominal del sistema fotovoltaico comparado con el rendimiento real estimado.

La generación estimada posee información valiosa puesto que mediante el valor resultante se puede establecer el factor de planta, este valor indica la relación que existe entre la energía real producida y la energía que pudo generar la planta en condiciones ideales. En la tabla 4.22 se presenta un análisis mensual de la generación estimada permitiendo obtener el factor de planta mensual estimado que se observa en la tabla 4.23.

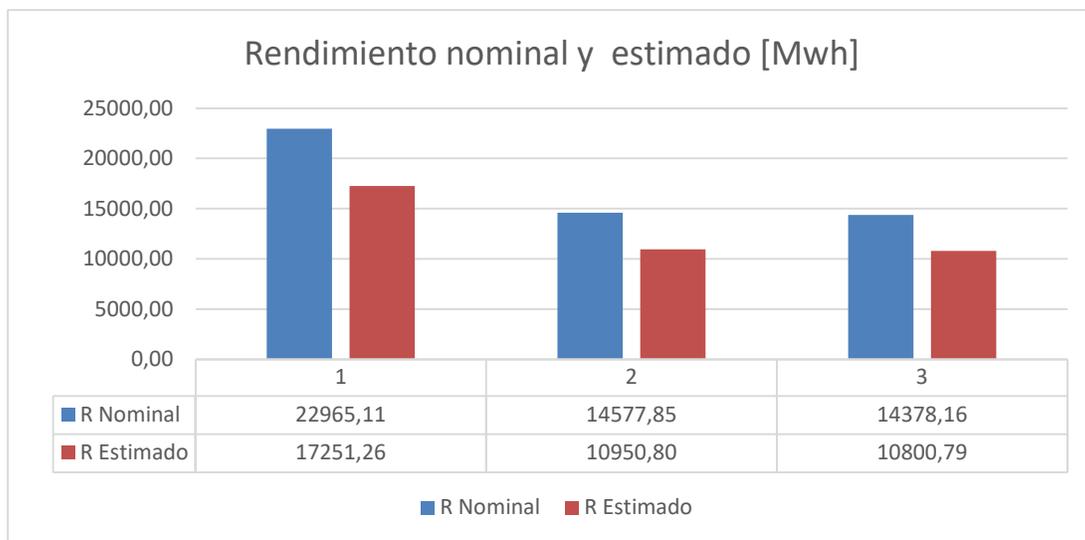


Figura 4.16 Rendimiento nominal y real estimado del SFCR. [Elaboración propia]

Tabla 4.22 Generación mensual estimada del SFCR. [Elaboración propia]

Generación mensual estimada [MWh]			
Mes	Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3
Enero	1369,49	869,33	857,42
Febrero	1251,29	794,30	783,42
Marzo	1497,05	950,30	937,28
Abril	1416,96	899,46	887,14
Mayo	1396,35	886,38	874,24
Junio	1304,73	828,22	816,87
Julio	1425,23	904,71	892,32
Agosto	1498,27	951,08	938,05
Septiembre	1545,01	980,75	967,31
Octubre	1537,42	975,93	962,56
Noviembre	1500,47	952,47	939,43
Diciembre	1508,98	957,88	944,75
Total	17251,26	10950,80	10800,79

El estudio realizado por Alberto Boretta, Stefania Castelletto sobre la tendencia de factores de planta en sistema de gran escala de energía solar fotovoltaica concluye que el rango varía entre 10% y 36% con un valor promedio de 27% y una desviación estándar del 5%. En conclusión, la propuesta del SFVCR en el presente trabajo está dentro de los valores promedios. (Boretti & Castelletto, 2020).

Los resultados de esta sección sugieren que el proyecto a implementarse en el terreno del PEMH tiene la capacidad de generar al año 39,002 GWh mediante la instalación de un parque solar de 29.38 MWp. La figura 4.17 representa los sistemas diseñados. Se estima un coeficiente de rendimiento del sistema del 76,12% y un factor de planta del 27,97%. El proyecto fotovoltaico aprovecha la inversión ya



realizada en el terreno y diversas obras que ya contempla el PEMH como lo es la construcción de vías, subestación eléctrica y ciertas líneas de transmisión.

Tabla 4.23 Factor de planta mensual estimado del SFCR. [Elaboración propia]

Factor de planta mensual estimado [MWh]			
Mes	Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3
Enero	26,15%	26,15%	26,15%
Febrero	26,45%	26,45%	26,45%
Marzo	28,59%	28,59%	28,59%
Abril	27,96%	27,96%	27,96%
Mayo	26,66%	26,66%	26,66%
Junio	25,74%	25,74%	25,74%
Julio	27,21%	27,21%	27,21%
Agosto	28,61%	28,61%	28,61%
Septiembre	30,49%	30,49%	30,49%
Octubre	29,36%	29,36%	29,36%
Noviembre	29,61%	29,61%	29,61%
Diciembre	28,81%	28,81%	28,81%
Promedio	27,97%	27,97%	27,97%

La figura 4.18 representa el esquema general funcionamiento del sistema fotovoltaico con los diferentes niveles de tensión que están presentes en el sistema. Partiendo con la tensión de operación de los módulos fotovoltaicos hasta la entrega de energía al SNI. Las figuras 4.19, 4.20 y 4.21 representan un esquema técnico correspondiente al grupo 1, 2 y 3 respectivamente.

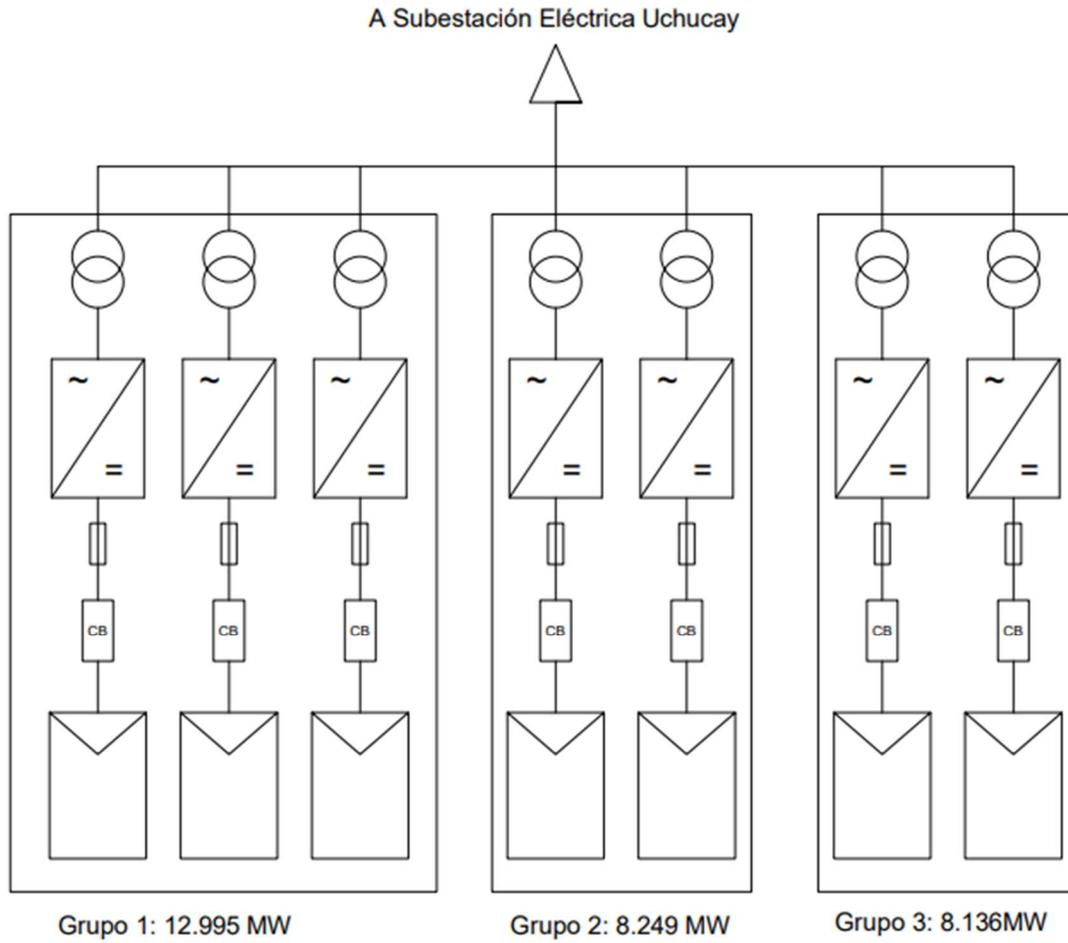


Figura 4.17 Esquema general del SFCR. [Elaboración propia]

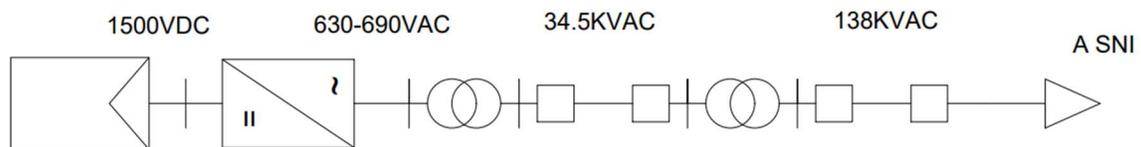


Figura 4.18 Esquema del SFCR con sus respectivos niveles de tensión. [Elaboración propia]

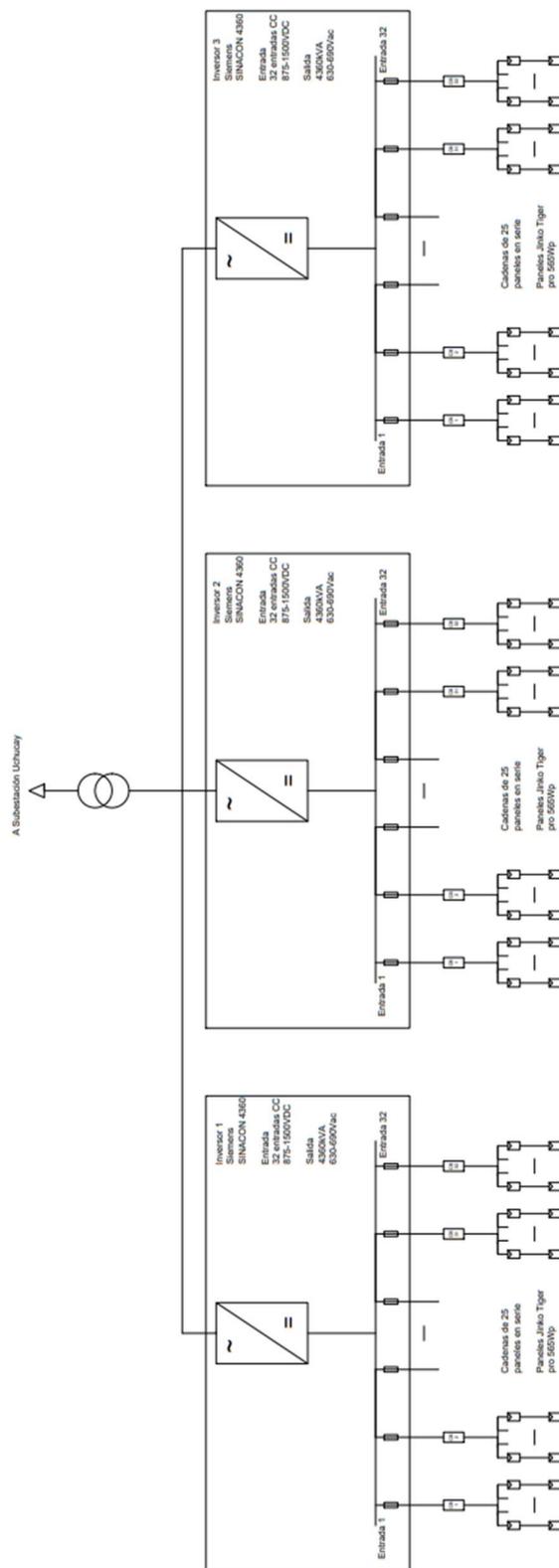


Figura 4.19 Esquema técnico del grupo 1. [Elaboración propia]

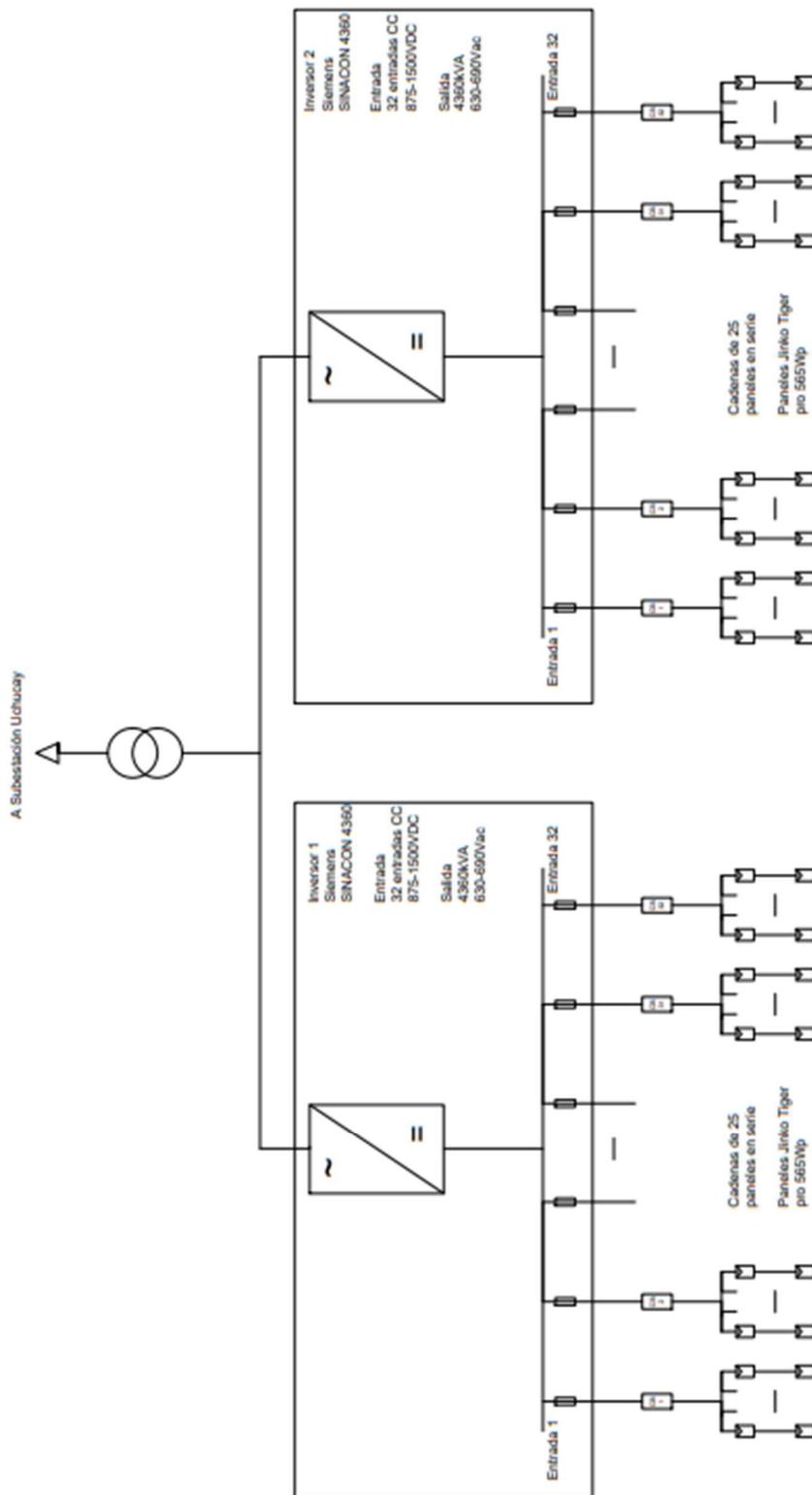


Figura 4.20 Esquema técnico del grupo 2. [Elaboración propia]

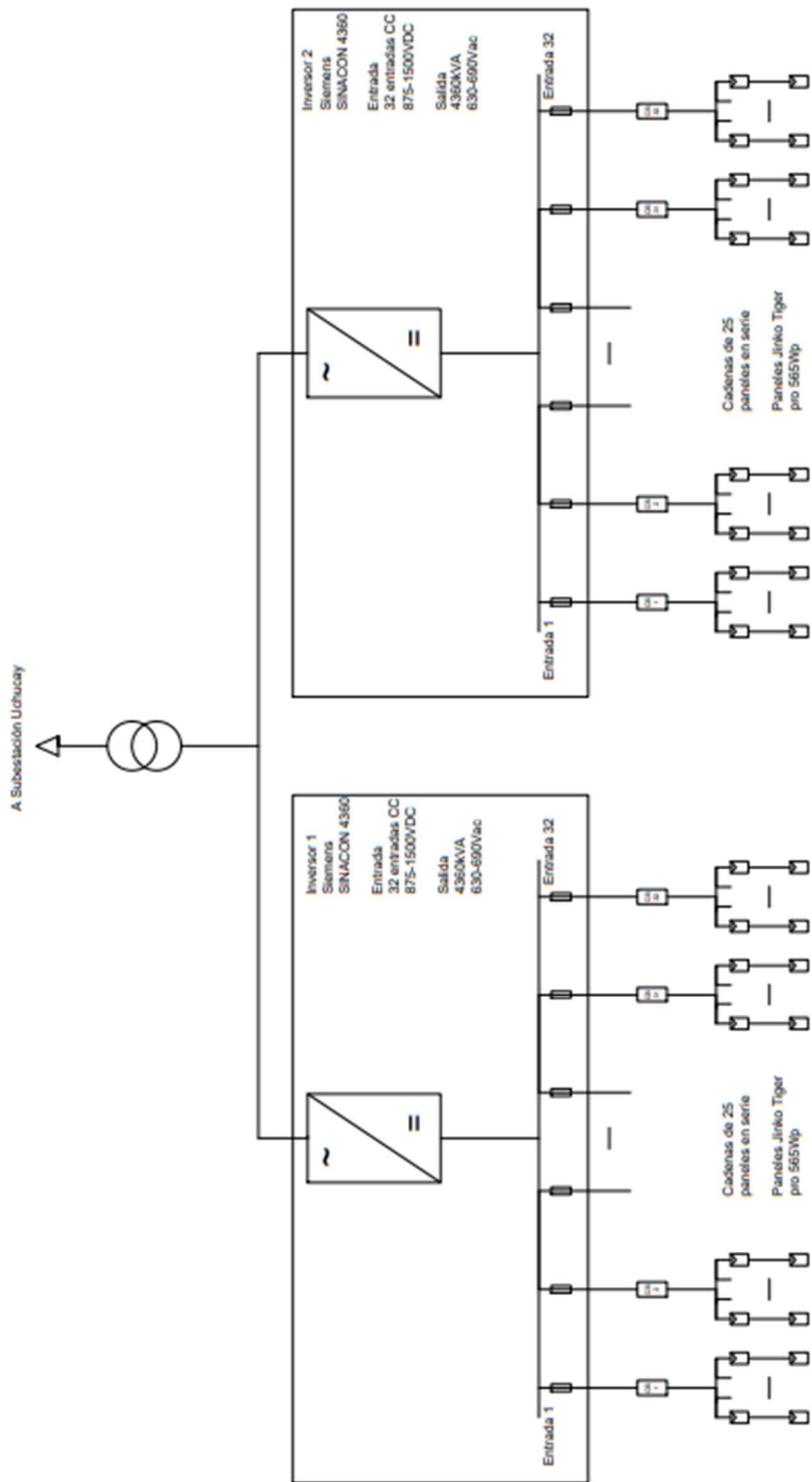


Figura 4.21 Esquema técnico del grupo 3. [Elaboración propia]

▪ Propuesta de primera etapa

La propuesta de una primera etapa se plantea con el propósito de realizar la implementación del proyecto solar aprovechando la mayor cantidad de recursos ya disponibles.

En base al diseño realizado en las secciones previas, se dice que la planta solar fotovoltaica se compone por 3 grupos con una potencia total de 29.38 MWp. Para establecer una primera etapa se consideran criterios tales como:

Potencia máxima: considerando de mayor a menor la potencia de cada grupo, el primer grupo cuenta con la mayor capacidad de 12.995 MWp, seguido del grupo 2 8.249 MWp. Finalmente, el grupo 3 dispone de 8.136 MWp.

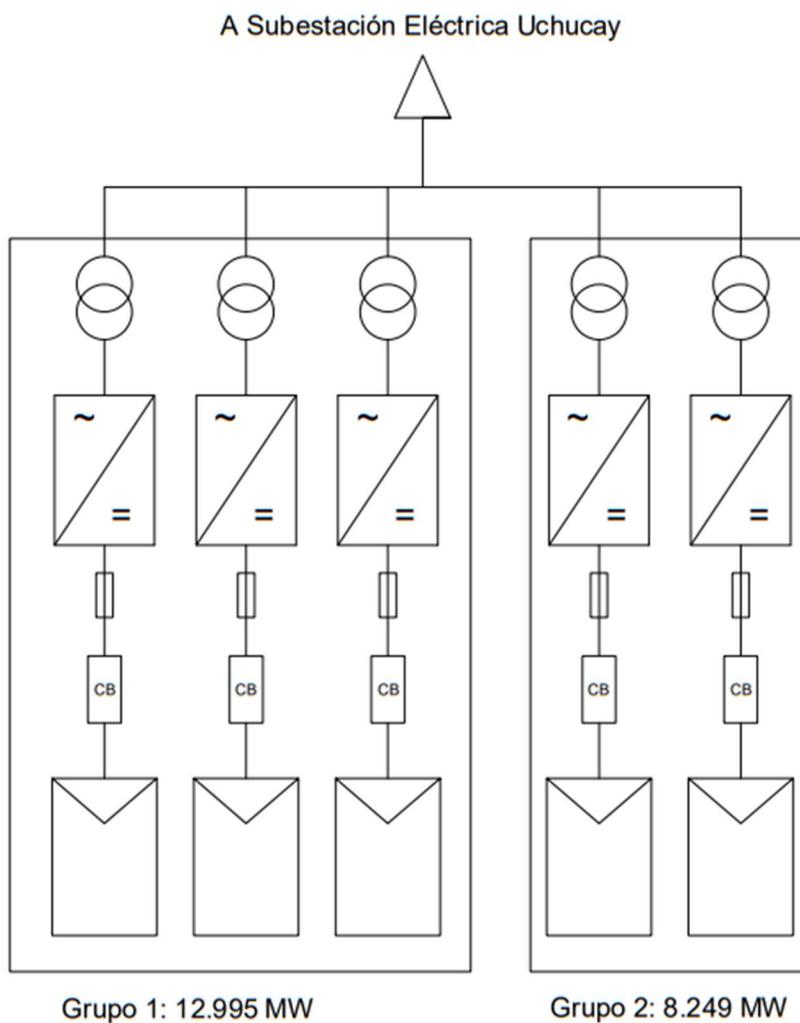


Figura 4.22 Esquema técnico de la primera fase. [Elaboración propia]

Ubicación geográfica dentro del proyecto: la cercanía entre el grupo 1 y 2 facilitan la instalación en una zona determinada puesto que las estructuras del circuito colector pueden ser las mismas. En cambio, el grupo 3 se encuentra en la zona denominada Uchucay por lo que se debe construir un circuito colector para este grupo solamente. Considerando la cercanía y la potencia, se agrupa 1 y 2 como una sola etapa y se tiene un sistema fotovoltaico de 21,244 MWp. La segunda etapa consta de un parque solar de 8,136 MWp. Ver figuras 4.22 y 4.23 respectivamente.

Obras civiles: Los grupos 1 y 2 ya cuentan con la construcción de vías asfaltadas y listas para el PEMH, por lo que pueden servir para el transporte y construcción de la central solar. En el caso del grupo 3, existen vías habilitadas que no son pavimentadas además de que aún necesitan adecuación para el PEMH.

A Subestación Eléctrica Uchucay

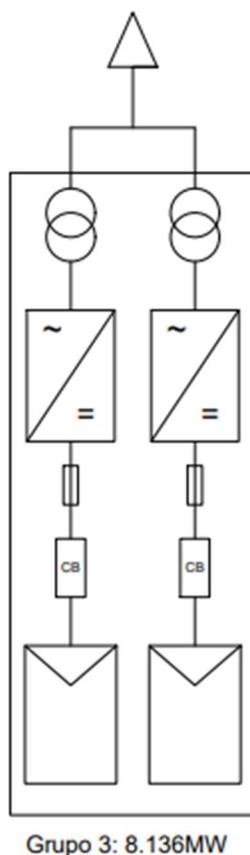


Figura 4.23 Esquema técnico de la segunda fase. [Elaboración propia]

Subestación: el proyecto solar contempla que la energía producida debe entregarse al SNI mediante la subestación elevadora Uchucay, sin embargo, se



debe adecuar la subestación mediante la construcción de una posición de bahía además del equipamiento necesario para el circuito colector.

Línea de transmisión: la evacuación de energía se plantea mediante la línea de transmisión Uchucay-La Paz, ya que, si posee la capacidad de conducción de 79.38 MW, valor que incluye los 50 MW del parque eólico y 29.38 MWp del parque fotovoltaico.



Capítulo 5

5. INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

En el presente capítulo se describe el modelo del sistema eléctrico de potencia implementado en el software DIgSILENT Power Factory, de esta manera se procede a estudiar el efecto de la incorporación, del sistema fotovoltaico desarrollado en capítulos previos, en el SNI. Se realiza el análisis en base al escenario 2025 que incluye la generación del PEMH.

El estudio de flujos de potencia de estado estacionario permite encontrar las variaciones que presenta el sistema eléctrico de potencia al incluir la generación fotovoltaica y los elementos que lo componen para el despacho de la energía. Además, brinda los resultados del estado del sistema de transmisión el cual es importante para determinar si las líneas llegan a un estado de sobrecarga tanto en operación nominal como ante la salida de elementos del SNI. Estudio que se denomina análisis de contingencias N-1.

5.1 Implementación del sistema en DIgSILENT Power Factory

Para la implementación del sistema fotovoltaico se considera el esquema de la figura 4.19 que consta de 3 grupos colectores, el grupo 1 tiene 3 inversores e inyecta una potencia de 12.995 MW, el grupo 2 con dos inversores posee una potencia de 8.249 MW y el grupo 3 de igual manera con dos inversores dispone de una potencia de 8.136 MW.

Para la generación, es decir tanto grupo de paneles solares como inversor, se usa el modelo de “static generator”, seleccionando la opción “photovoltaic”, se ingresa la potencia que entregue el inversor, en la pestaña “Load flow” se selecciona los límites de operación, los parámetros restantes están por defecto.

Se usa un transformador elevador de tensión a la salida de los inversores propio de la librería de ELECAUSTRO creado anteriormente por la empresa para el proyecto eólico. Este posee una tensión de entrada de 690 V y una tensión de salida de 34.5 kV, además tiene una potencia de 4.4 MVA, la cual es mayor a la potencia de los inversores, evitando así una sobrecarga del transformador.

Para las líneas de transmisión, con el fin de simplificar el modelo, se consideran solo las líneas aéreas, para esto se utiliza el cable ya mencionado ACSR 477 MCM, el cual también se encuentra dentro de las librerías de la licencia DIgSILENT de ELECAUSTRO, se usó la misma disposición geométrica de la línea usada para el PEMH, por lo que el único parámetro a variar es la longitud.

Este proceso se replicó para cada uno de los grupos generadores, donde todos se unen en una barra colectora de la subestación a 34.5 kV.

Para el transformador elevador a 138 kV se usa el modelo implementado en la librería, el cual fue diseñado por ELECAUSTRO para el PEMH, un transformador de 50 MVA con un lado de baja tensión de 34.5 kV y un lado de alta tensión de 138 kV.

En la figura 5.1 se puede analizar el modelo del grupo 1 implementado en el software DlgSILENT, donde la denominación GF corresponde a generador fotovoltaico, en donde cada grupo inyecta su potencia nominal. BI significa barra del inversor la cual se encuentra a 690 VAC. TRF indica el transformador del inversor. BIG significa barra de integración del grupo, esta se encuentra a 34.5 kV. AERO muestra la línea de transmisión aérea y B_Uchucay, es la barra colectora en la subestación Uchucay de toda la generación fotovoltaica. Se puede observar todo el sistema implementado en la figura 5.2, donde además se tiene el transformador principal de 50 MVA que conectará con la línea de transmisión Uchucay-La Paz.

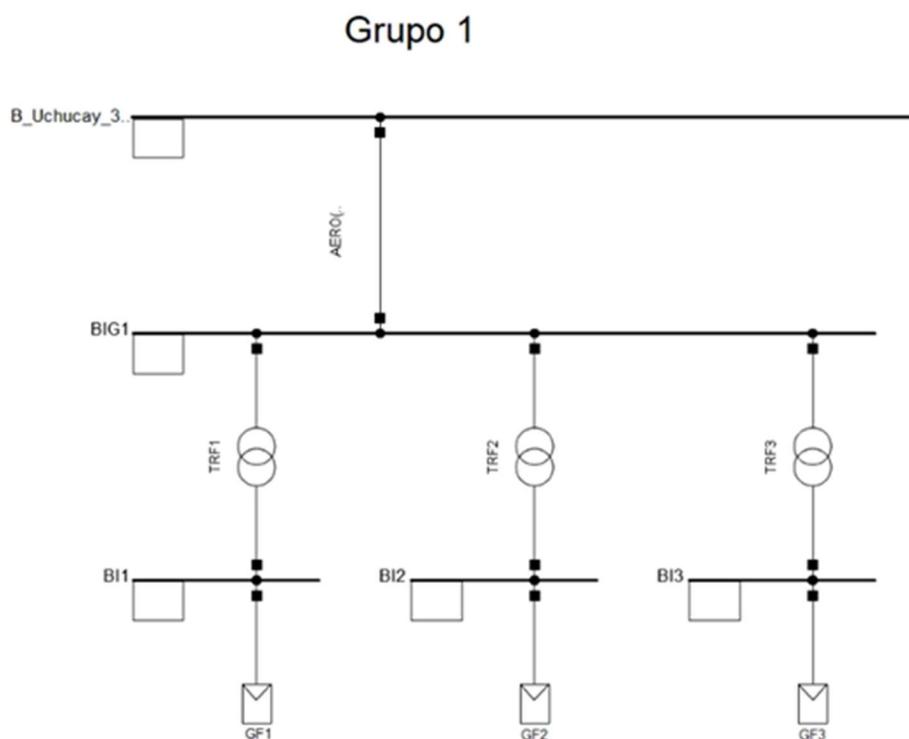


Figura 5.1 Modelo grupo 1 planta fotovoltaica implementado en DlgSILENT. [Elaboración propia, tomado de DlgSILENT]

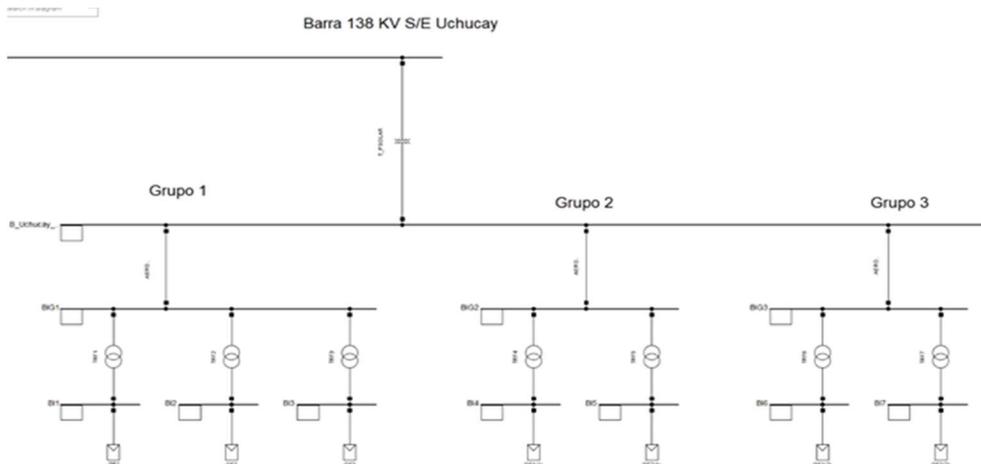


Figura 5.2 Modelo total planta fotovoltaica implementado en DigSILENT. [Elaboración propia, tomado de DigSILENT]

5.2 Análisis de impacto del Proyecto solar

El análisis del impacto del proyecto solar dimensionado en los capítulos previos se realiza sobre el caso base determinado por el CENACE para el año 2025 en el que se determina como periodo lluvioso y aplica a la demanda máxima. Como antecedente de este análisis se mencionan los resultados obtenidos por Merchán y Vintimilla en el estudio de estado estacionario de la incorporación del PEMH en el SNI. Su trabajo se realiza en el escenario 2021, los resultados expuestos por los autores mencionan que existen dificultades en la cargabilidad de las líneas ante la salida de líneas de transmisión. (Merchán, Vintimilla, 2021). El escenario de este estudio sobre el caso 2025 se diferencia con el del 2021 puesto que el Sistema Nacional Interconectado incorpora el sistema de transmisión Delsitanisagua-Cumbaratza-Bomboiza 230 kV. Además, en todos los escenarios se establece que la generación del PEMH está en su operación nominal de 50 MW, esto con el propósito de determinar si el proyecto solar afecta la operación del sistema. El estudio se realiza mediante el análisis de tensiones de las barras de la zona de influencia del proyecto. Es importante mencionar que el CENACE requiere que la operación del sistema se mantenga dentro de los parámetros técnicos establecidos los cuales se muestran en la tabla 5.1. (MERNNR, s. f.)

Tabla 5.1 Parámetros técnicos establecidos por el CENACE para niveles de tensión. [Elaboración propia]

Nivel de Voltaje	Banda Inferior		Banda Superior	
	Normal	Emergencia	Normal	Emergencia
230 KV	-5%	-7%	5%	6%
138 KV	-5%	-10%	5%	6%
69 KV	-3%	-5%	4%	6%

- **Producción máxima 29.38 MWp**

El escenario de producción máxima corresponde a la generación del proyecto solar a su máxima capacidad siendo 29.38 MWp, así como también la generación nominal del proyecto eólico. La tabla 5.2 muestra los niveles de tensión en el caso de máxima demanda, se puede apreciar que todas las barras se encuentran en los límites de tensión permisibles por el ente operador.

Tabla 5.2 Niveles de tensión para el caso de producción máxima de 29.38 MW del proyecto solar fotovoltaico.
[Elaboración propia]

Barras	Nivel de tensión		Valor en por unidad
Molino	138	KV	1,037
Cuenca	138	KV	0,985
Cuenca	69	KV	1
Delsitanisagua	138	KV	1,02
Yanacocha	69	KV	0,998
Yanacocha	138	KV	1,006
Loja	138	KV	1,005
Loja	69	KV	1,002
Villonaco	69	KV	1,004
Villonaco	35	KV	1,005
Cumbaratza	69	KV	0,999
Cumbaratza	138	KV	1,017
Cumbaratza	230	KV	1,025
Bomboiza	230	KV	1,02
La Paz	138	KV	1,006
Uchucay	138	KV	1,012
Uchucay eólico	34,5	KV	1,005
Uchucay solar	34,5	KV	1,008

Al analizar los flujos de potencia en las líneas de transmisión en el presente caso de estudio se puede concluir que no existen dificultades de operación puesto que la cargabilidad de las líneas permiten la evacuación de la energía, tal y como se observa en la tabla 5.3.

Tabla 5.3 Flujos de potencia y cargabilidad de las líneas de transmisión para el caso de producción máxima de 29.38 MW del proyecto solar fotovoltaico. [Elaboración propia]

Producción Máxima 29,38 MW									
Línea de transmisión	Nivel de tensión		Barra 1		Barra 2		Cargabilidad %	Pérdidas MW	Pérdidas %
			P MW	Q MV A	P MW	Q MV A			
Molino-Cuenca	138	KV	20,2	22,8	-19,7	-25,5	28,8	0,5	2,48
Molino-Cuenca	138	KV	20,2	22,8	-19,7	-25,5	28,8	0,5	2,48
La Paz-Cuenca	138	KV	70,2	-7,7	-67,6	11,6	61,8	2,6	3,70
La Paz-Yanacocha	138	KV	6,9	-4,8	-6,9	0	7,4	0	0,00
Yanacocha-Cuenca	138	KV	30,7	-0,7	-30,3	-4,9	29,2	0,4	1,30
Yanacocha-Loja 1	138	KV	0,4	3,9	-0,4	-4,8	4,5	0	0,00
Yanacocha-Loja 2	138	KV	1,1	3,4	-1,1	-4,3	4,4	0	0,00
Delsitanisagua-Yanacocha 1	138	KV	26,2	10,4	-26,1	-12,2	12,5	0,1	0,38
Delsitanisagua-Yanacocha 2	138	KV	26,2	10,4	-26,1	-12,2	12,5	0,1	0,38
Delsitanisagua-Cumbaratza 1	138	KV	62,7	-5,2	-62,3	5,8	35,9	0,4	0,64
Delsitanisagua-Cumbaratza 2	138	KV	62,7	-5,2	-62,3	5,8	35,9	0,4	0,64
Cumbaratza-Bomboiza	230	KV	110	-22,2	-108	14,1	38,5	2	1,82
Uchucay-La Paz	138	KV	78,1	-10,4	-77,1	12,5	49,3	1	1,28

- **Producción media 8.22 MW**

La generación denominada media corresponde al escenario establecido por el factor de planta resultante en el capítulo anterior siendo 28%, de manera que, la potencia de generación es de 8.22 MW. La generación del parque eólico se presenta en su potencia máxima siendo 50 MW. Los resultados de los niveles de tensión en las barras se pueden observar en la tabla 5.4.



Tabla 5.4 Niveles de tensión para el caso de producción media de 8.22 MW del proyecto solar fotovoltaico.
[Elaboración propia]

Barras	Nivel de tensión		Valor en por unidad
Molino	138	KV	1,037
Cuenca	138	KV	0,986
Cuenca	69	KV	1
Delsitanisagua	138	KV	1,021
Yanacocha	69	KV	0,999
Yanacocha	138	KV	1,008
Loja	138	KV	1,006
Loja	69	KV	0,997
Villonaco	69	KV	1
Villonaco	35	KV	1
Cumbaratza	69	KV	1,001
Cumbaratza	138	KV	1,019
Cumbaratza	230	KV	1,026
Bomboiza	230	KV	1,021
La Paz	138	KV	1,007
Uchucay	138	KV	1,012
Uchucay Eólico	34,5	KV	1,005
Uchucay Solar	34,5	KV	1,012

Los resultados de los flujos de potencia y la cargabilidad de las líneas se muestran en la tabla 5.5. Al analizar los resultados de la producción a potencia media se puede decir que, no existe afección a las líneas de transmisión, puesto que todas las líneas están dentro de sus límites operativos.



Tabla 5.5 Flujos de potencia y cargabilidad de las líneas de transmisión para el caso de producción media de 8.22 MW del proyecto solar fotovoltaico. [Elaboración propia]

Producción Media 8,22 MW									
Línea de transmisión	Nivel de tensión		Barra 1		Barra 2		Cargabilidad %	Pérdidas MW	Pérdidas %
			P MW	Q MVA	P MW	Q MVA			
Molino-Cuenca	138	KV	25,3	21,3	-	-	30,7	0,5	1,98
					24,8	23,8			
Molino-Cuenca	138	KV	25,3	21,3	-	-	30,7	0,5	1,98
					24,8	23,8			
La Paz-Cuenca	138	KV	57,4	-4,9	-	6,2	50,4	1,7	2,96
					55,7				
Yanacocha-La Paz	138	KV	0,7	-2,2	-0,7	-2,7	2,5	0	0,00
Yanacocha-Cuenca	138	KV	29	-0,4	-	-5,5	27,7	0,4	1,38
					28,6				
Yanacocha-Loja 1	138	KV	0,4	4	-0,4	-4,9	4,5	0	0,00
Yanacocha-Loja 2	138	KV	1,1	3,5	-1,1	-4,4	4,5	0	0,00
Delsitanisagua-Yanacocha 1	138	KV	29,1	9,6	-29	-	13,5	0,1	0,34
						11,3			
Delsitanisagua-Yanacocha 2	138	KV	29,1	9,6	-29	-	13,5	0,1	0,34
						11,3			
Delsitanisagua-Cumbaratza 1	138	KV	59,7	-5,2	-	5,6	34,2	0,3	0,50
					59,4				
Delsitanisagua-Cumbaratza 2	138	KV	59,7	-5,2	-	5,6	34,2	0,3	0,50
					59,4				
Cumbaratza-Bomboiza	230	KV	104	-	-103	12,3	36,5	1	0,96
				21,3					
Uchucay-La Paz	138	KV	57,2	-7,1	-	7,6	36,1	0,6	1,05
					56,6				

- **Sin producción**

Para ver el efecto del proyecto solar se ha estudiado también el escenario en donde no está presente el proyecto solar, de manera que, al analizar las tensiones y estados de las líneas, se identifique las variaciones que presentan las variables de interés. Es importante mencionar que la producción del PEMH es nominal y gracias a la incorporación del sistema de transmisión Delsitanisagua – Cumbaratza – Bomboiza en el escenario 2025, la evacuación de energía y la incorporación del proyecto solar es viable.

Tabla 5.6 Niveles de tensión para el caso de no producción del proyecto solar fotovoltaico. [Elaboración propia]

Barras	Nivel de tensión		Valor en por unidad
Molino	138	KV	1,037
Cuenca	138	KV	0,986
Cuenca	69	KV	1
Delsitanisagua	138	KV	1,021
Yanacocha	69	KV	1
Yanacocha	138	KV	1,008
Loja	138	KV	1,006
Loja	69	KV	0,997
Villonaco	69	KV	1
Villonaco	35	KV	1
Cumbaratza	69	KV	1,001
Cumbaratza	138	KV	1,019
Cumbaratza	230	KV	1,026
Bomboiza	230	KV	1,022
La Paz	138	KV	1,006
Uchucay	138	KV	1,01
Uchucay eólico	34,5	KV	1,002
Uchucay solar	34,5	KV	0

Los flujos de potencia se presentan en la tabla 5.7. La cargabilidad de las líneas se encuentran en sus límites de operación sin la incorporación del proyecto solar.



Tabla 5.7 Flujos de potencia y cargabilidad de las líneas de transmisión para el caso de no producción del proyecto solar fotovoltaico. [Elaboración propia]

Sin producción									
Línea de transmisión	Nivel de tensión		Barra 1		Barra 2		Cargabilidad	Pérdidas MW	Pérdidas %
			P	Q	P	Q			
Molino-Cuenca	138	KV	27,3	20,8	-	-	31,5	0,6	2,20
Molino-Cuenca	138	KV	27,3	20,8	26,7	23,1	31,5	0,6	2,20
La Paz-Cuenca	138	KV	52,4	-4,5	-51	4,9	46,1	1,4	2,67
Yanacocha-La Paz	138	KV	3,6	-2,5	-3,6	-2,4	3,9	0	0,00
Yanacocha-Cuenca	138	KV	28,3	-0,3	-28	-5,7	27,1	0,3	1,06
Yanacocha-Loja 1	138	KV	0,4	3,9	-0,4	-4,9	4,5	0	0,00
Yanacocha-Loja 2	138	KV	1,1	3,5	-1,1	-4,4	4,5	0	0,00
Delsitanisagua-Yanacocha 1	138	KV	30,2	9,5	-	-	13,9	0,1	0,33
Delsitanisagua-Yanacocha 2	138	KV	30,2	9,5	30,1	11,2	13,9	0,1	0,33
Delsitanisagua-Cumbaratza 1	138	KV	58,6	-5,2	-	5,6	33,6	0,3	0,51
Delsitanisagua-Cumbaratza 2	138	KV	58,6	-5,2	58,3	5,6	33,6	0,3	0,51
Cumbaratza-Bomboiza	230	KV	102	-	-101	11,7	35,7	1	0,98
Uchucay-La Paz	138	KV	49,2	-6,9	-	6,9	31,2	0,4	0,81
					48,8				

5.3 Análisis de contingencias N-1

El estudio de análisis de contingencias se refiere al análisis del sistema eléctrico de potencia ante la salida de un elemento a la vez, siendo una línea de transmisión del área de influencia del proyecto.

Como se observa en la figura 5.3, el área de influencia presenta 3 líneas principales siendo:

- La Paz-Cuenca
- La Paz- Yanacocha
- Cuenca-Yanacocha

Las 3 líneas forman un anillo a un nivel de tensión de 138 kV como se observa en la figura 5.4. Por lo que el análisis de contingencias se realizará mediante la salida de una línea a la vez. El caso de estudio llevado a cabo es el de máxima demanda

y con la máxima producción tanto del proyecto eólico como solar. Los resultados se presentan a continuación.

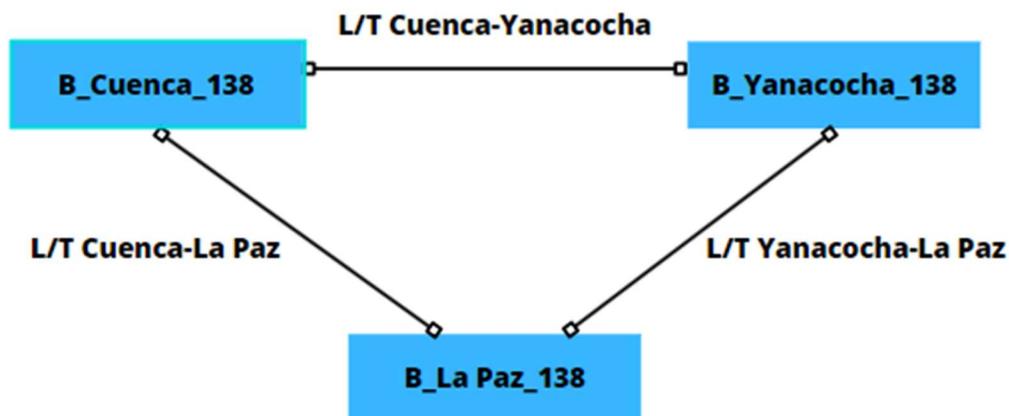


Figura 5.3 Área de influencia del proyecto solar fotovoltaico en el SNI. [Elaboración propia]

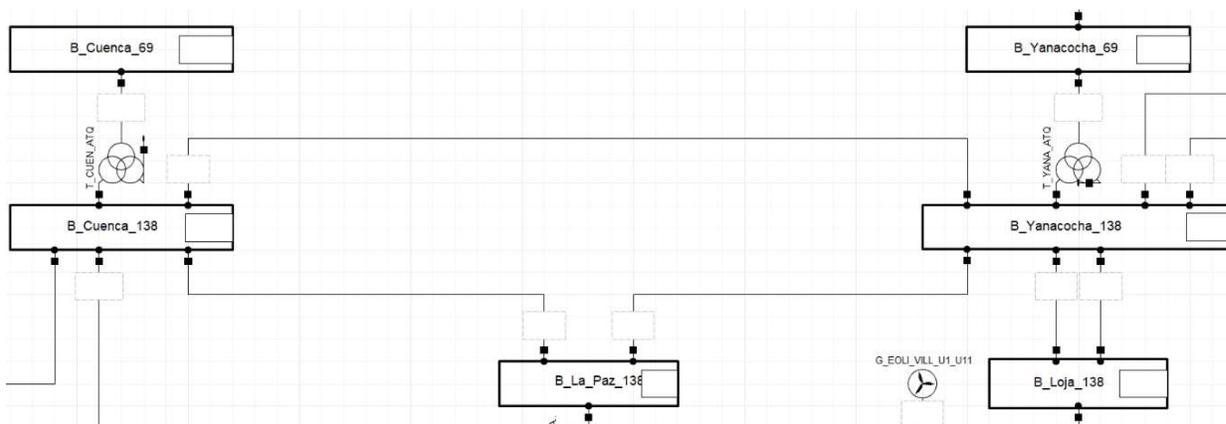


Figura 5.4 Anillo de interconexión de líneas de transformación de la zona de influencia. [Elaboración propia, tomado de DigSILENT]

- **Caso 1: Desconexión de la línea La Paz-Cuenca 138KV**

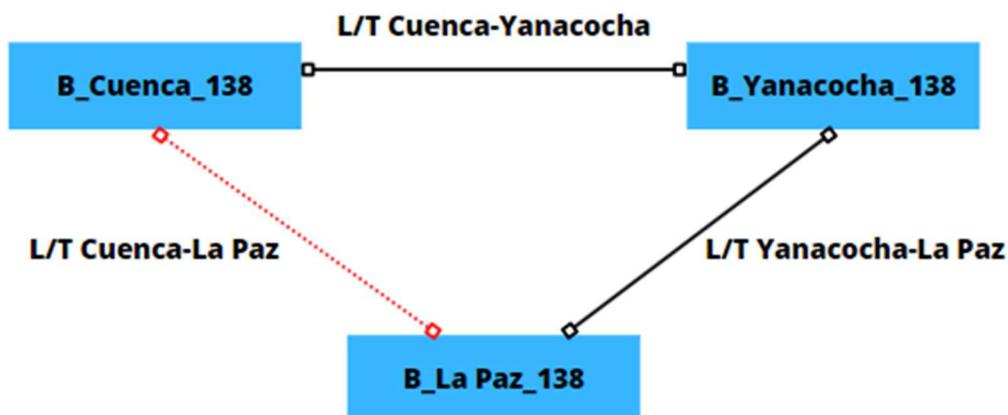


Figura 5.5 Desconexión de la línea Cuenca-La Paz en el área de influencia del proyecto solar fotovoltaico. [Elaboración propia]

Al desconectar la línea La Paz-Cuenca de 138 kV tal y como se observa en la figura 5.5, no se presentan afecciones que limiten la estabilidad de tensión del sistema, esto se lo puede evidenciar en la tabla 5.8, la operación se desarrolla dentro de los límites establecidos. Así también, los flujos de carga de las líneas de transmisión de la zona de influencia se encuentran dentro de los límites de cargabilidad como se puede observar en la tabla 5.9.



Tabla 5.8 Niveles de tensión para el caso de desconexión de la línea La Paz-Cuenca en el área de influencia del proyecto solar fotovoltaico. [Elaboración propia]

CONTINGENCIAS N-1: LINEA LA PAZ-CUENCA			
Barras	Nivel de tensión		Valor de tensión en por unidad
Molino	138	KV	1,036
Cuenca	138	KV	0,978
Cuenca	69	KV	0,993
Delsitanisagua	138	KV	1,01
Yanacocha	69	KV	0,998
Yanacocha	138	KV	0,989
Loja	138	KV	0,987
Loja	69	KV	0,996
Villonaco	69	KV	0,999
Villonaco	35	KV	0,999
Cumbaratza	69	KV	1
Cumbaratza	138	KV	1,006
Cumbaratza	230	KV	1,015
Bomboiza	230	KV	1,013
La Paz	138	KV	1,006
Uchucay	138	KV	1,012
Uchucay eólico	34,5	KV	1,005
Uchucay solar	34,5	KV	1,008

Tabla 5.9 Flujos de potencia y cargabilidad de las líneas de transmisión para el caso de desconexión de la línea La Paz-Cuenca en el área de influencia del proyecto solar fotovoltaico. [Elaboración propia]

CONTINGENCIAS N-1: LINEA LA PAZ-CUENCA									
Línea de transmisión	Nivel de tensión		Barra 1		Barra 2		Cargabilidad %	Pérdidas MW	Pérdidas %
			P	Q	P	Q			
Molino-Cuenca	138	KV	33,2	23,4	-	-	36,8	0,8	2,41
Molino-Cuenca	138	KV	33,2	23,4	32,4	24,9	36,8	0,8	2,41
La Paz-Cuenca	138	KV							
La Paz-Yanacocha	138	KV	77,1	-	-	19,5	68,4	3,9	5,06
Yanacocha-Cuenca	138	KV	62,4	-2,8	-	7,5	59,1	1,8	2,88
Yanacocha-Loja 1	138	KV	0,4	4,1	-0,4	-5	4,7	0	0,00
Yanacocha-Loja 2	138	KV	1,2	3,6	-1,2	-4,5	4,7	0	0,00
Delsitanisagua-Yanacocha 1	138	KV	8,8	19,2	-8,7	-	10,2	0,1	1,14
Delsitanisagua-Yanacocha 2	138	KV	8,8	19,2	-8,7	-	10,2	0,1	1,14
Delsitanisagua-Cumbaratza 1	138	KV	80	-5,6	-	7,6	46,3	0,5	0,63
Delsitanisagua-Cumbaratza 2	138	KV	80	-5,6	-	7,6	46,3	0,5	0,63
Cumbaratza-Bomboiza	230	KV	145	-	-141	28	50,9	4	2,76
Uchucay-La Paz	138	KV	78,1	-	-	12,5	49,3	1	1,28
				10,4	77,1				

● **Caso 2: Desconexión de la línea La Paz-Yanacocha 138 kV.**

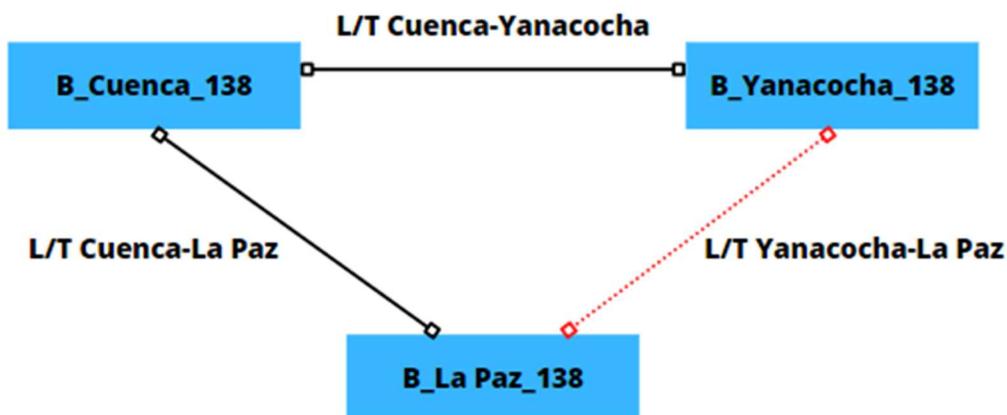


Figura 5.6 Desconexión de la línea Yanacocha-La Paz en el área de influencia del proyecto solar fotovoltaico. [Elaboración propia]



Al analizar el caso 2 que se puede ver en la figura 5.6. Se determina que la incorporación del sistema solar no afecta a los niveles de tensión de las barras, esto lo podemos notar en la tabla 5.10. También las líneas de transmisión se encuentran dentro de sus límites de operación como se puede analizar en la tabla 5.11.

Tabla 5.10 Niveles de tensión para el caso de desconexión de la línea La Paz-Yanacocha en el área de influencia del proyecto solar fotovoltaico. [Elaboración propia]

CONTINGENCIAS N-1: LA PAZ-YANACOCHA			
Barras	Nivel de tensión		Valor de tensión en por unidad
Molino	138	KV	1,036
Cuenca	138	KV	0,982
Cuenca	69	KV	0,996
Delsitanisagua	138	KV	1,02
Yanacocha	69	KV	0,997
Yanacocha	138	KV	1,005
Loja	138	KV	1,004
Loja	69	KV	1,001
Villonaco	69	KV	1,003
Villonaco	35	KV	1,003
Cumbaratza	69	KV	0,999
Cumbaratza	138	KV	1,017
Cumbaratza	230	KV	1,024
Bomboiza	230	KV	1,02
La Paz	138	KV	0,996
Uchucay	138	KV	1,002
Uchucay eólico	34,5	KV	0,994
Uchucay solar	34,5	KV	0,997

Tabla 5.11 Flujos de potencia y cargabilidad de las líneas de transmisión para el caso de desconexión de la línea La Paz-Yanacocha en el área de influencia del proyecto solar fotovoltaico. [Elaboración propia]

CONTINGENCIAS N-1: LINEA LA PAZ-YANACOCHA									
Línea de transmisión	Nivel de tensión		Barra 1		Barra 2		Cargabilidad %	Pérdidas MW	Pérdidas %
			P MW	Q MVA	P MW	Q MVA			
Molino-Cuenca	138	KV	19,2	25	-	-	29,9	0,5	2,60
Molino-Cuenca	138	KV	19,2	25	18,7	27,6	29,9	0,5	2,60
La Paz-Cuenca	138	KV	77	-	-	18,8	69,1	3,1	4,03
La Paz-Yanacocha	138	KV							
Yanacocha-Cuenca	138	KV	27,4	0,3	-27	-6,4	26,4	0,4	1,46
Yanacocha-Loja 1	138	KV	0,4	3,9	-0,4	-4,8	4,5	0	0,00
Yanacocha-Loja 2	138	KV	1,1	3,5	-1,1	4,3	4,5	0	0,00
Delsitanisagua-Yanacocha 1	138	KV	27,9	11	-	-	13,3	0,1	0,36
Delsitanisagua-Yanacocha 2	138	KV	27,9	11	27,8	12,7	13,3	0,1	0,36
Delsitanisagua-Cumbaratza 1	138	KV	60,9	-5,4	-	5,9	34,9	0,3	0,49
Delsitanisagua-Cumbaratza 2	138	KV	60,9	-5,4	60,6	5,9	34,9	0,3	0,49
Cumbaratza-Bomboiza	230	KV	107	-	-	13,4	37,4	2	1,87
Uchucay-La Paz	138	KV	78,1	-	22,1	105	49,9	1,1	1,41
				10,6	-77	12,9			

● **Caso 3: Desconexión de la línea Cuenca-Yanacocha 138 KV**

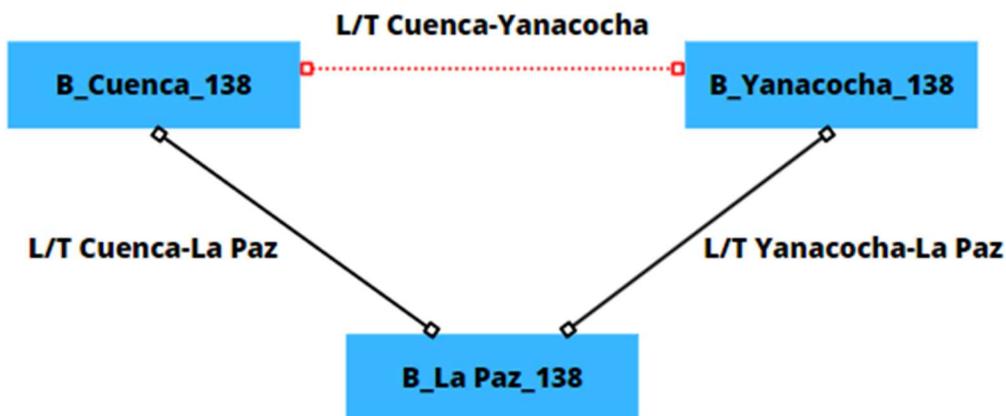


Figura 5.7 Desconexión de la línea Yanacocha-Cuenca en el área de influencia del proyecto solar fotovoltaico. [Elaboración propia]



El último caso de estudio corresponde a la salida de la línea Cuenca-Yanacocha de 138 kV, esto se puede ver en la figura 5.7. Como se puede observar en la tabla 5.12, la operación de las barras de la zona de influencia se encuentra en los límites de operación. Finalmente, al analizar el estado de las líneas de transmisión, como podemos analizar al ver la tabla 5.13, se puede decir que no afecta la incorporación del proyecto solar, puesto que la cargabilidad no llega a límites de operación ni sobrecargas.

Tabla 5.12 Niveles de tensión para el caso de desconexión de la línea Yanacocha-Cuenca en el área de influencia del proyecto solar fotovoltaico. [Elaboración propia]

CONTINGENCIAS N-1: YANACOCHA-CUENCA			
Barras	Nivel de tensión		Valor de tensión en por unidad
Molino	138	KV	1,036
Cuenca	138	KV	0,977
Cuenca	69	KV	0,992
Delsitanisagua	138	KV	1,02
Yanacocha	69	KV	0,999
Yanacocha	138	KV	1,007
Loja	138	KV	1,066
Loja	69	KV	1,003
Villonaco	69	KV	1,005
Villonaco	35	KV	1,006
Cumbaratza	69	KV	0,998
Cumbaratza	138	KV	1,016
Cumbaratza	230	KV	1,024
Bomboiza	230	KV	1,018
La Paz	138	KV	1
Uchucay	138	KV	1,006
Uchucay eolico	34,5	KV	0,998
Uchucay solar	34,5	KV	1,002



Tabla 5.13 Flujos de potencia y cargabilidad de las líneas de transmisión para el caso de desconexión de la línea Yanacocha-Cuenca en el área de influencia del proyecto solar fotovoltaico. [Elaboración propia]

CONTINGENCIAS N-1: YANACOCCHA-CUENCA									
Línea de transmisión	Nivel de tensión		Barra 1		Barra 2		Cargabilidad %	Pérdidas MW	Pérdidas %
			P MW	Q MV A	P MW	Q MV A			
Molino-Cuenca	138	KV	26,4	25,7	-	-	34	0,70	2,65
					25,7	27,7			
Molino-Cuenca	138	KV	26,4	25,7	-	-	34	0,70	2,65
					25,7	27,7			
La Paz-Cuenca	138	KV	83,8	-8,8	-	16,3	74,2	3,70	4,42
					80,1				
Yanacocha-La Paz	138	KV	6,8	-0,9	-6,7	-3,9	6,9	0,10	1,47
Yanacocha-Cuenca	138	KV							
Yanacocha-Loja 1	138	KV	0,4	3,9	-0,4	-4,8	4,5	0,00	0,00
Yanacocha-Loja 2	138	KV	1,1	3,4	-1,1	-4,3	4,4	0,00	0,00
Delsitanisagua-Yanacocha 1	138	KV	17,6	9,9	-	-	9,2	0,10	0,57
					17,5	12,1			
Delsitanisagua-Yanacocha 2	138	KV	17,6	9,9	-	-	9,2	0,10	0,57
					17,5	12,1			
Delsitanisagua-Cumbaratza 1	138	KV	71,3	-4,4	-	5,6	40,8	0,50	0,70
					70,8				
Delsitanisagua-Cumbaratza 2	138	KV	71,3	-4,4	-	5,6	40,8	0,50	0,70
					70,8				
Cumbaratza-Bomboiza	230	KV	127	-	-	18,1	44,3	2,00	1,57
				23,3	125				
Uchucay-La Paz	138	KV	78,1	-	-	12,7	49,7	1,00	1,28
				10,5	77,1				

Los estudios realizados en el presente capítulo demuestran que en el escenario 2025 es factible realizar la incorporación del sistema de generación fotovoltaico de 29.38 MW sin afectar la generación del proyecto eólico de 50 MW. Sin embargo, es importante la implementación del sistema de transmisión Delsitanisagua-Cumbaratza- Bomboiza, de lo contrario se presentan las problemáticas descritas en el estudio de Merchán y Vintimilla con un escenario 2021. Una de ellas se refiere a que existe sobrecarga de las líneas de transmisión de la zona de influencia, así como se sugiere que es necesario reducir la producción de la central Delsitanisagua para la operación del PEMH. Por el contrario, en el escenario 2025 la central hidroeléctrica no se ve afectada por el PEMH en el análisis de contingencias.(Merchán Muñoz & Vintimilla Zhingre, 2021)

Los resultados también concluyen en que no es necesario establecer un caso de estudio en el que se deba despachar la energía del sistema fotovoltaico mediante la subestación Minas del proyecto hidroeléctrico Minas San Francisco. El beneficio de estos resultados implica en que la inversión de la línea Uchucay-La Paz ya se encuentra realizada por lo que, mejora la viabilidad técnica y económica del proyecto solar fotovoltaico.



Capítulo 6

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Conclusiones

- **Conclusión general**

El presente trabajo de titulación desarrolla el dimensionamiento de una planta de generación eléctrica con tecnología fotovoltaica y estudia el impacto al implementarlo al Sistema Nacional Interconectado (SNI). El diseño se establece dentro del área del Proyecto Eólico Minas de Huascachaca (PEMH). Los resultados obtenidos demuestran que es técnicamente factible aprovechar los predios disponibles del PEMH para instalar una planta de generación fotovoltaica de 29.38 MW, la cual al momento de la incorporación al SNI no tendría consecuencias negativas en el escenario 2025 gracias a que en el caso de estudio se presenta una expansión del sistema de transmisión denominado Delsitanisagua-Cumbaratza-Bomboiza lo que permite aprovechar la línea de transmisión Uchucay-La Paz para el despacho de energía.

- **Conclusiones específicas**

En el Ecuador, existe actualmente la regulación ARCERNNR 002/21 para la generación distribuida que se caracteriza por generar mediante el uso de energías naturales renovables como lo es la energía solar fotovoltaica. Sin embargo, la normativa presenta una limitación respecto a la potencia máxima instalable por el prosumidor siendo 1 MW, en caso de ser empresa dedicada a la generación de energía sería el límite de 10 MW. Además de que la generación debe estar cerca del consumidor. Por lo que, la normativa no es aplicable a la propuesta desarrollada. Por otro lado, para la implementación del sistema fotovoltaico se recurre a la regulación ARCONEL 004/15 que menciona las características técnicas para la incorporación de generadores fotovoltaicos con potencia superior a 100 KW.

El análisis del recurso solar mediante la información tomada por las dos torres de prospección meteorológica Yúluc y Uchucay durante varios años, indican que en la zona del PEMH se tiene una irradiancia promedio de 364,7 W/m² y un equivalente de horas solares pico de 4,74 HSP. Siendo septiembre el mes con mayor recurso solar registrado y junio con el menor. La irradiancia promedio resultante es 397 W/m² y 336 W/m² correspondientemente en cada mes.

A pesar de que el PEMH posee una amplia extensión de terreno se ha determinado que no es posible utilizar la mayoría del predio debido a la alta irregularidad topográfica del terreno. Sin embargo, mediante visitas de campo se ha determinado



que existen 10 zonas prefactibles sobre las cuales se ha desarrollado el proyecto solar fotovoltaico. Cabe mencionar que, se ha limitado el uso del terreno por la presencia de aerogeneradores, plataformas y vías de acceso necesarias para la operación y mantenimiento del PEMH. Las 10 zonas han sido agrupadas por su cercanía, dando como resultado tres grupos que son los empleados para el dimensionamiento del sistema. Dos terrenos se encuentran en la zona de Yúluc y un terreno se encuentra en la zona Uchucay, siendo los terrenos de Yúluc los de mayor extensión neta.

El diseño de la planta de generación fotovoltaica incluye tecnología solar fotovoltaica de última generación, puesto que se estima que el proyecto, en caso de ser implementado, entre en operación en los próximos años, de manera que se emplean paneles de 565 Wp. El inversor considerado es un producto ofertado por la empresa alemana Siemens. El equipo inversor tipo centralizado posee una potencia nominal de 4360 KVA y la tensión de operación del sistema fotovoltaico es de 1500V DC. Como salida del inversor se estima un nivel de tensión de 690V AC y mediante un transformador se eleva a 34.5 KV siendo el nivel de tensión de los circuitos colectores de los aerogeneradores del PEMH que llegan a la subestación elevadora Uchucay. Por lo que es posible mantener los niveles de tensión. Además, en la subestación Uchucay se requiere realizar la expansión necesaria para poder implementar un transformador elevador de potencia de 34.5 KV a 138 KV y así evacuar la energía a la línea de transmisión Uchucay-La Paz.

Tras definir el diseño de la planta de generación fotovoltaica y el área que ocupa los paneles sujetos a su estructura mecánica, mediante el uso de planos técnicos de la zona del PEMH se logró distribuir de la manera más factible los paneles en las áreas de terreno disponibles. Realizado lo anterior se puede decir que es posible efectuar la incorporación de un sistema de generación fotovoltaica de 29.38 MWp. El valor de la potencia pico se complementa mediante dos etapas, siendo una de 21,244 MWp correspondiente a los dos terrenos de la zona Yúluc y una segunda de 8.136 MWp correspondiente al terreno de la zona Uchucay. La primera etapa se determina al considerar criterios como la potencia instalable, el uso óptimo del suelo y la ubicación geográfica respecto al punto de entrega de energía siendo la subestación Uchucay.

La planta de generación eléctrica con tecnología fotovoltaica supone una producción anual de energía que ha sido desarrollada en base al análisis del recurso solar presente en el área de emplazamiento, así como de la incorporación de factores de pérdidas que se han determinado en base a bibliografía y el uso de un software de diseño de sistemas fotovoltaicos denominado PVsyst. Los resultados



sugieren que el sistema de 29,38 MWp posee como promedio anual un factor de planta del 27,97% lo que significa que la potencia promedio de producción es de 8,21 MWp. Debido a las pérdidas, el factor de rendimiento del sistema, se ha concluido que es 75,12%. Las pérdidas del sistema están evaluadas en 27,26%, valor que considera tanto las pérdidas de irradiancia como del proceso de producción en los dispositivos de conversión y conducción. Se estima que el parque solar fotovoltaico podría aportar con 39,003 GWh al año.

El estudio del impacto de la conexión del sistema fotovoltaico de 29.38 MW al SNI se lleva a cabo mediante la simulación en el software DigSILENT en base al escenario 2025 que ha sido determinado por el CENACE. La generación de la planta solar tanto a potencia máxima como a potencia media no afecta los niveles de tensión del área de influencia, puesto que se ha corroborado que se mantengan los niveles de las barras dentro de lo determinado por el CENACE. Además, los escenarios demuestran que la cargabilidad de las líneas no es afectada negativamente. Incluso en el análisis de contingencias N-1, el cual consta de retirar una línea a la vez del anillo formado entre las barras Cuenca-La Paz- Yanacocha, no presenta problemas en los niveles tanto de tensión como de cargabilidad. Cabe recalcar que esto es en el escenario 2025 con la presencia del sistema de transmisión denominado Delsitanisagua-Cumbaratza-Bomboiza, proyecto que se encuentra en el Plan Maestro de Electricidad del Ecuador. Consecuentemente, no es necesario considerar otro punto de despacho de energía, aprovechando la línea de transmisión Uchucay-La Paz ya existente.

6.2 Recomendaciones

Con el fin de realizar análisis futuros del recurso solar se recomienda continuar con la medición de irradiancia solar en la zona del PEMH.

Dado que la irregularidad topográfica del predio no permite en diversas zonas la colocación de paneles solares se recomienda realizar estudios topográficos y civiles para así verificar si es factible la adecuación de tierras mediante el uso de maquinaria logrando aumentar el número de paneles a colocar y a su vez la capacidad que puede entregar el proyecto solar.

En caso de no establecerse el escenario 2025 determinado por el CENACE, el presente estudio debe implementarse como se lo realiza en el estudio de Merchán y Vintimilla. Puesto que, se produce sobrecargas en las líneas de transmisión de la zona de influencia en el análisis de contingencias, en tal escenario es posible que la propuesta de una central solar fotovoltaica se vea afectada en cuanto al punto de entrega de energía. De manera que, sería necesario implementar una línea de transmisión para la evacuación hacia la subestación Minas:



- Al implementar una línea de transmisión y realizar el despacho de energía hacia la subestación Minas mediante la simulación de flujos de potencia, los niveles de tensión de la zona de influencia de la subestación se mantienen dentro de los rangos establecidos como sugiere la tabla 6.1.

Tabla 6.1 Niveles de tensión de zona de influencia a la subestación Minas San Francisco con despacho de energía del proyecto fotovoltaico.

Barra	Nivel de tensión	Valor p.u.
Barra 230 kV PEMH necesaria a implementarse	230 kV	1.043
Minas San Francisco	230 kV	1.043
San Idelfonso	230 kV	1.026
Milagro	230 kV	1.00

- Respecto a la cargabilidad de las líneas, no exceden sus valores nominales, siendo la línea de mayor importancia la que conecta la subestación Minas con la subestación San Idelfonso donde se presentaría una variación de cargabilidad que parte de 39.06% sin la implementación del proyecto fotovoltaico a 43.08% con el proyecto solar. Los resultados cuantitativos se pueden analizar con mayor profundidad en la tabla 6.2. En el **anexo 8**, se puede observar el proyecto fotovoltaico implementado en el software DIgSILENT.

Tabla 6.2 Cargabilidad de las líneas de la zona de influencia a la subestación Minas San Francisco con despacho de energía del proyecto fotovoltaico.

Línea de transmisión 230 kV	Cargabilidad sin implementarse el parque fotovoltaico en PEMH	Cargabilidad implementado el parque fotovoltaico en PEMH
Minas San Francisco-San Idelfonso	39.06%	43.08%
San Idelfonso-Milagro	18.12%	20%
Milagro-Duran	42.3%	42.7%
Milagro-Zhoray	52.33%	50.15%
Milagro-Dos Cerritos	55.56%	56.77%
Milagro-Pascuales	47.65%	48.85%

- Al incluir el despacho de energía del proyecto solar como del proyecto eólico por la subestación Minas, se establece un escenario de evacuación de un bloque de potencia máxima de 79.38 MW. Al simular los flujos de potencia, se establece que la línea saliente de la subestación Minas a la subestación San Idelfonso llega a una cargabilidad del 50.10%. Los límites de tensión no se sobrepasan los niveles permisibles, ya que, la subestación Minas presenta un valor de 1.041 p.u. y la subestación San Idelfonso 1.024 p.u., en consecuencia, es posible realizar la evacuación de energía de la central

eólica como de la central solar por la subestación minas San Francisco a un nivel de 230 KV. En la tabla 6.3 y 6.4 se pueden observar los resultados tanto de niveles de tensión como de cargabilidad de la zona de influencia. En el **anexo 9**, se puede observar el proyecto implementado en el software DlgSILENT con una potencia de 79.38 MW correspondiente al aporte de las dos fuentes energéticas.

Tabla 6.3 Niveles de tensión de zona de influencia a la subestación Minas San Francisco con despacho de energía del proyecto fotovoltaico y eólico.

Barra	Nivel de tensión	Valor p.u.
Barra 230 kV PEMH necesaria a implementarse	230 kV	1.04
Minas San Francisco	230 kV	1.041
San Idelfonso	230 kV	1.024
Milagro	230 kV	1.00

Tabla 6.4 Cargabilidad de las líneas de la zona de influencia a la subestación Minas San Francisco con despacho de energía del proyecto fotovoltaico y eólico.

Línea de transmisión 230 kV	Cargabilidad sin implementarse generación solar o eólica	Cargabilidad implementado el parque eólico y solar
Minas San Francisco-San Idelfonso	39.06%	50.10%
San Idelfonso-Milagro	18.12%	23.25%
Milagro-Duran	42.3%	43.82%
Milagro-Zhoray	52.33%	46.48%
Milagro-Dos Cerritos	55.56%	58.86%
Milagro-Pascuales	47.65%	50.96%

- Es importante recalcar que el estudio se lo realiza en un escenario 2022 sin el sistema de transmisión denominado Delsitanisagua-Cumbaratza-Bomboiza, por lo que, en caso de no establecerse el escenario 2025 se recomienda evacuar la energía hacia la subestación Minas mediante la construcción de una línea de transmisión y la adecuación de la subestación para elevar la tensión a un nivel de 230 KV.

Bibliografía:

- 1) Andrade Rojas, F. X. (2015). *Modelo multiestado para estudios de confiabilidad del parque eólico Minas de Huascachaca*.
<http://dspace.ucuenca.edu.ec/handle/123456789/22782>
- 2) Balo, F., & Şağbanşua, L. (2016). The Selection of the Best Solar Panel for the Photovoltaic System Design by Using AHP. *Energy Procedia*, 100, 50-53.
<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.10.151>
- 3) Boretti, A., & Castelletto, S. (2020). Trends in performance factors of large photovoltaic solar plants. *Journal of Energy Storage*, 30, 101506.
<https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101506>
- 4) Gonzalez, J. A. C., Perez, R. C., Santos, A. C., & Gil, M.-A. C. (2013). *Centrales De Energías Renovables*.
- 5) Serrano-Guerrero, X., Cantos, E., Feijoo, J.-J., Barragán-Escandón, A., & Clairand, J.-M. (2021). Optimal Tilt and Orientation Angles in Fixed Flat Surfaces to Maximize the Capture of Solar Insolation: A Case Study in Ecuador. *Applied Sciences*, 11(10), 4546.
<https://doi.org/10.3390/app11104546>
- 6) Merchán Muñoz, C. I., & Vintimilla Zhingre, P. A. (2021). *Análisis en estado estacionario y verificación del sistema de protecciones en las líneas de transmisión de las subestaciones adyacentes ante la incorporación del Parque Eólico Minas de Huascachaca al Sistema Nacional de Transmisión*.
<http://dspace.ucuenca.edu.ec/handle/123456789/37237>
- 7) MERNNR. (s. f.). *Plan Maestro de Electricidad*. 390.



- 8) Zorrilla-Casanova, J., Piliouline, M., Carretero, J., Bernaola, P., Carpena, P., Mora-Lopez, L., & Sidrach-de-Cardona, M. (2011). *Analysis of Dust Losses in Photovoltaic Modules*. 2985-2992. <https://doi.org/10.3384/ecp110572985>
- 9) MERNNR. (2020). *Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2020*. 138.
- 10) *Proyecto Eólico Minas de Huascachaca (PEMH) – ELECAUSTRO*. (s. f.). Recuperado 8 de diciembre de 2021, de <https://www.elecaustro.gob.ec/proyectos/proyecto-eolico-minas-de-huascachaca/>
- 11) Ghabuzyan, .L, Pan, K., Fatahi, A., Kuo, J. Termal effects on photovoltaic array performance: Modeling and simulation.
- 12) *Solar energy*. (s. f.). Recuperado 8 de diciembre de 2021, de <https://www.irena.org/solar>
- 13) Mrabet, N. (2011). Parcela fotovoltaica de 1.1 MW conectada a red en Ounagha.
- 14) Diaz, T., Carmona , G. (2018). *Instalaciones solares fotovoltaicas*. Mc Graw Hill.
- 15) Satpathy, R., Pamuru, V. (2021). *SOLAR PV POWER: DESIGN, MANUFACTURIG AND APPLICATIONS FROM SAND TO SYSTEMS*. Academic Press. Elsevier.
- 16) Picault, D., Raison, B. *Guidelines for evaluating grid connected PV systems topologuies*.



- 17)** Mughal, S., Rag, S., Jarial, R. (2018). A Review on Solar Photovoltaic Technology and Future Trends. National Conference on Recent Advances in Computer Science and Trends.

Anexos

Anexo 1 Resultados de irradiación solar de Global Solar Atlas.

GLOBAL SOLAR ATLAS

BY WORLD BANK GROUP

Sumaypamba

-03.35312°,-079.373817°

Via a Santa Isabel Uchucaiy, Sumaypamba, Azuay, Ecuador

Time zone: UTC-05, America/Guayaquil [ECT]

Report generated: 14 Jan 2022

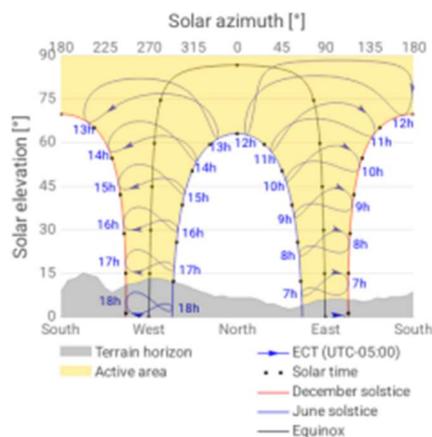
SITE INFO

Map data		Per year
Specific photovoltaic power output	PVOUT specific	1552.2 kWh/kWp
Direct normal irradiation	DNI	1476.4 kWh/m ²
Global horizontal irradiation	GHI	1960.0 kWh/m ²
Diffuse horizontal irradiation	DIF	877.1 kWh/m ²
Global tilted irradiation at optimum angle	GTI _{opta}	1969.8 kWh/m ²
Optimum tilt of PV modules	OPTA	7 / 0 °
Air temperature	TEMP	23.4 °C
Terrain elevation	ELE	1040 m

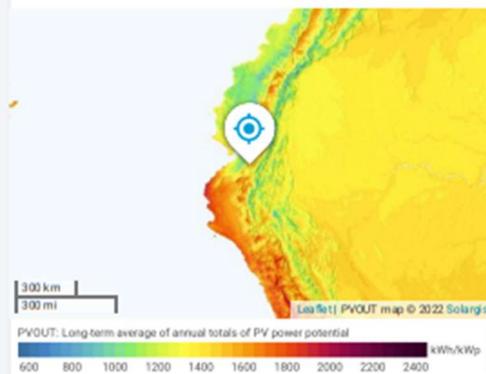
Map



Horizon and sunpath



PVOUT map





GLOBAL SOLAR ATLAS

BY WORLD BANK GROUP

PV ELECTRICITY AND SOLAR RADIATION

Annual averages

Direct normal irradiation

1498.1

kWh/m² per year

Monthly averages

Direct normal irradiation



Average hourly profiles

Direct normal irradiation [Wh/m²]



UTC-05

Average hourly profiles

Direct normal irradiation [Wh/m²]

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0 - 1												
1 - 2												
2 - 3												
3 - 4												
4 - 5												
5 - 6												
6 - 7	28	35	23	35	79	50	50	52	97	112	103	78
7 - 8	208	156	182	229	304	341	375	364	344	347	339	271
8 - 9	331	257	298	341	425	468	506	489	469	467	477	403
9 - 10	410	337	381	414	480	514	536	538	521	519	502	471
10 - 11	437	388	437	455	512	523	533	551	509	541	600	489
11 - 12	435	403	417	448	497	509	528	535	466	520	584	468
12 - 13	407	393	373	408	480	495	516	521	448	535	552	420
13 - 14	383	365	314	360	398	465	493	498	421	463	500	383
14 - 15	295	225	242	302	353	433	468	466	366	384	406	303
15 - 16	226	176	209	263	325	423	453	440	344	326	319	237
16 - 17	169	134	168	218	287	366	401	372	298	247	226	164
17 - 18	106	88	71	48	62	79	170	151	61	48	42	60
18 - 19												
19 - 20												
20 - 21												
21 - 22												
22 - 23												
23 - 24												
Sum	3435	2921	3114	3520	4203	4667	5030	4982	4383	4517	4701	3742

**GLOBAL SOLAR ATLAS**

BY WORLD BANK GROUP

GLOSSARY

Acronym	Full name	Unit	Type of use
DIF	Diffuse horizontal irradiation	kWh/m ² , MJ/m ²	Average yearly, monthly or daily sum of diffuse horizontal irradiation (© 2021 Solargis)
DNI	Direct normal irradiation	kWh/m ² , MJ/m ²	Average yearly, monthly or daily sum of direct normal irradiation (© 2021 Solargis)
ELE	Terrain elevation	m, ft	Elevation of terrain surface above/below sea level, processed and integrated from SRTM-3 data and related data products (SRTM v4.1 © 2004 - 2021, CGIAR-CSI)
GHI	Global horizontal irradiation	kWh/m ² , MJ/m ²	Average annual, monthly or daily sum of global horizontal irradiation (© 2021 Solargis)
GTI	Global tilted irradiation	kWh/m ² , MJ/m ²	Average annual, monthly or daily sum of global tilted irradiation (© 2021 Solargis)
GTL _{opta}	Global tilted irradiation at optimum angle	kWh/m ² , MJ/m ²	Average annual, monthly or daily sum of global tilted irradiation for PV modules fix-mounted at optimum angle (© 2021 Solargis)
OPTA	Optimum tilt of PV modules	°	Optimum tilt of fix-mounted PV modules facing towards Equator set for maximizing GTI input (© 2021 Solargis)
PVOUT _{total}	Total photovoltaic power output	kWh, MWh, GWh	Yearly and monthly average values of photovoltaic electricity (AC) delivered by the total installed capacity of a PV system (© 2021 Solargis)
PVOUT _{specific}	Specific photovoltaic power output	kWh/kWp	Yearly and monthly average values of photovoltaic electricity (AC) delivered by a PV system and normalized to 1 kWp of installed capacity (© 2021 Solargis)
TEMP	Air temperature	°C, °F	Average yearly, monthly and daily air temperature at 2 m above ground. Calculated from outputs of ERA5 model (© 2021 ECMWF, post-processed by Solargis)

ABOUT

This pdf report (the "Work") is automatically generated from the Global Solar Atlas online app (<https://globalsolaratlas.info/>), prepared by Solargis under contract to The World Bank, based on a solar resource database that Solargis owns and maintains. It provides the estimated solar resource, air temperature data and potential solar power output for the selected location and input parameters of a photovoltaic (PV) power system.

Copyright © 2021 The World Bank
1818 H Street NW, Washington DC 20433, USA

The World Bank, comprising the International Bank for Reconstruction and Development (IBRD) and the International Development Association (IDA), is the commissioning agent and copyright holder for this Work, acting on behalf of The World Bank Group. The Work is licensed by The World Bank under a Creative Commons Attribution license (CC BY 4.0 IGO) with a mandatory and binding addition (please refer to the GSA website for full terms and conditions of use <https://globalsolaratlas.info/support/terms-of-use>).

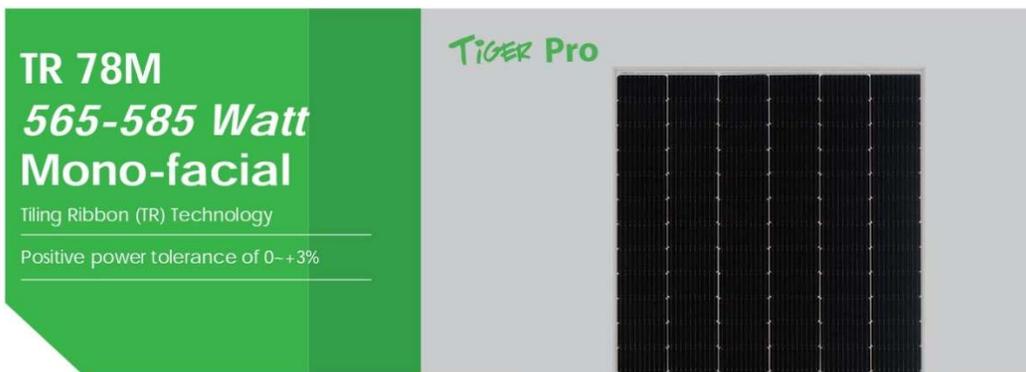
The World Bank Group disclaims all warranties of any kind related to the provision of the Work.

The Work is made available solely for general information purposes. Neither the World Bank, Solargis nor any of its partners and affiliates hold the responsibility for the accuracy and/or completeness of the data and shall not be liable for any errors, or omissions. It is strongly advised that the Work be limited to use in informing policy discussions on the subject, and/or in creating services that better educate relevant persons on the viability of solar development in areas of interest. As such, neither the World Bank nor any of its partners on the Global Solar Atlas project will be liable for any damages relating to the use of the Work for financial commitments or any similar use cases. Solargis has done its utmost to make an assessment of solar climate conditions based on the best available data, software, and knowledge.

Sources: Solar database and PV software © 2021 Solargis

Anexo 2 Características del panel solar Jinko Solar Tiger pro

www.jinkosolar.com



KEY FEATURES



TR technology + Half Cell

TR technology with Half cell aims to eliminate the cell gap to increase module efficiency (mono-facial up to 21.40%)



MBB instead of 5BB

MBB technology decreases the distance between bus bars and finger grid line which is benefit to power increase.



Higher lifetime Power Yield

2% first year degradation,
0.55% linear degradation



Best Warranty

12 year product warranty,
25 year linear power warranty



Strengthened Mechanical Support

5400 Pa snow load, 2400 Pa wind load

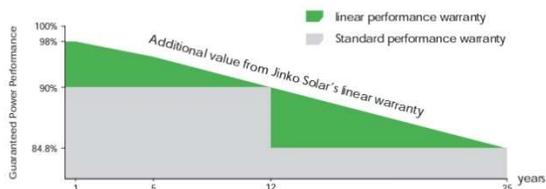


ISO9001:2015, ISO14001:2015, ISO45001:2018
certified factory

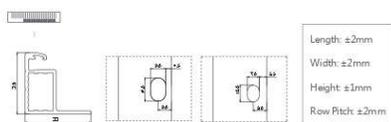
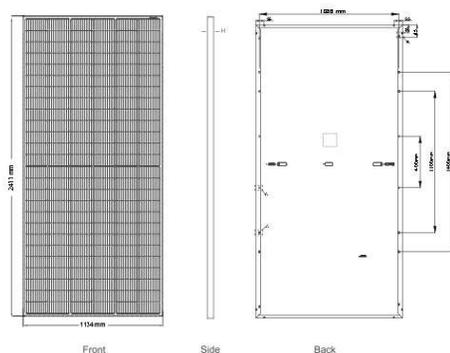
IEC61215, IEC61730 certified product

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty
0.55% Annual Degradation Over 25 years



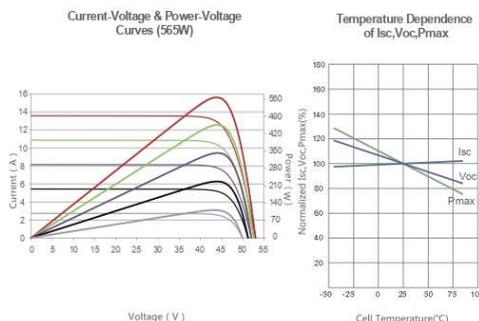
Engineering Drawings



Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)
31pcs/pallets, 62pcs/stack, 496pcs/ 40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	156 (2×78)
Dimensions	2411×1134×35mm (94.92×44.65×1.38 inch)
Weight	31.1 kg (68.6 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm ² (+) 290mm, (-) 145mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM565M-7RL4-V		JKM570M-7RL4-V		JKM575M-7RL4-V		JKM580M-7RL4-V		JKM585M-7RL4-V	
	STC	NOCT								
Maximum Power (Pmax)	565Wp	420Wp	570Wp	424Wp	575Wp	428Wp	580Wp	432Wp	585Wp	435Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	43.77V	40.74V	43.89V	40.85V	44.00V	40.96V	44.11V	41.07V	44.22V	41.18V
Maximum Power Current (Imp)	12.91A	10.32A	12.99A	10.38A	13.07A	10.44A	13.15A	10.51A	13.23A	10.57A
Open-circuit Voltage (Voc)	52.97V	50.00V	53.09V	50.11V	53.20V	50.21V	53.31V	50.32V	53.42V	50.42V
Short-circuit Current (Isc)	13.59A	10.98A	13.67A	11.04A	13.75A	11.11A	13.83A	11.17A	13.91A	11.23A
Module Efficiency STC (%)	20.67%		20.85%		21.03%		21.21%		21.40%	
Operating Temperature(°C)					-40°C~+85°C					
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

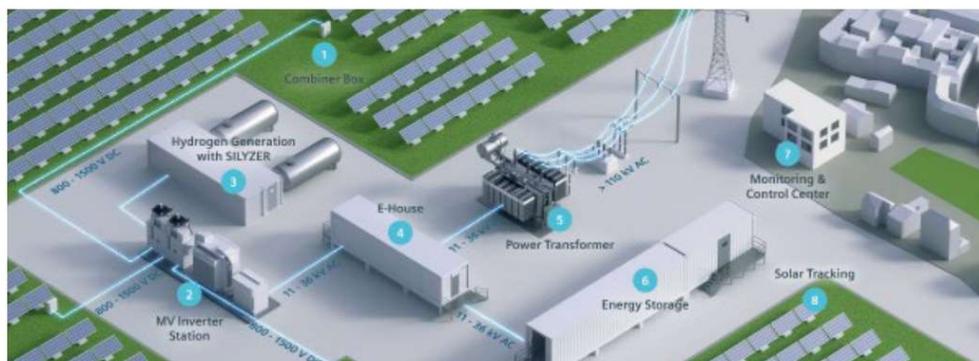
* STC: Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25°C AM=1.5
 NOCT: Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

Anexo 3 Folleto técnico del inversor.



The SINACON PV inverter is used in medium and large utility-scale photovoltaic power plants to achieve high efficiency. It is equipped with 3-level IGBT modules for input voltages of up to DC 1,500 V to maximize energy efficiency. The integrated DC and AC distribution makes the SINACON PV inverter cost efficient. Standardized interfaces for easy plug and play reduce engineering hours.

- Designed for harsh environments
- IP65 without humidity limits
- Liquid cooling (-40°C...+60°C possible)
- Late power derating over 40°C
- Extreme high quality standards



The SINACON PV inverter is part of the MV-Inverter Station with the transformer and RMU (Ring Main Unit) in the eBoP solution (electrical Balance of Plant).

SINACON PV series | Technical data

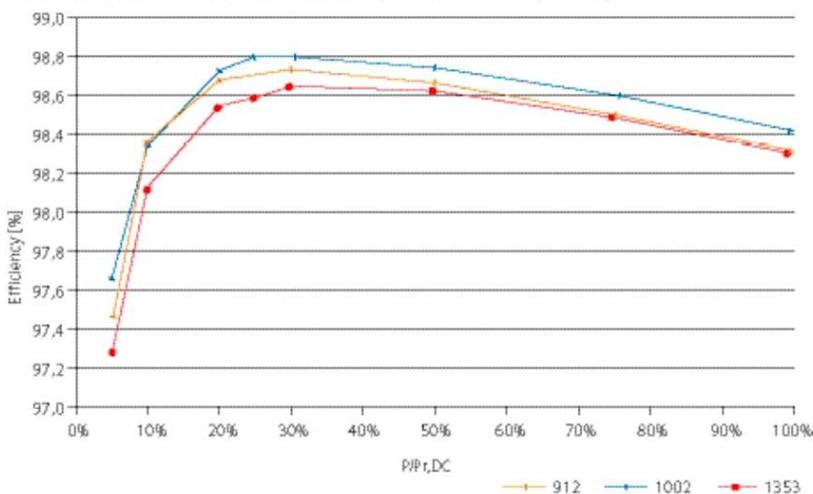
Storage, transportation and operation			
Temperature	-40°C... +60°C		
Relative humidity	0%... 100%		
Maximum altitude of installation site without derating	< 1,500 m above MSL		
Cooling			
Cooling method	Forced cooling by means of fans and liquid cooling		
Applicable standards and conformity			
BDEW (Germany)	BDEW Guideline, FGW TG3, TG4 and TG8		
IEC 61683 (efficiency)	IEC 61683: 1999		
IEC 62116 (anti islanding)	IEC 62116: 2014 (at 50 Hz)		
EMC Emission	IEC 61000-6-4: 2007 + A1: 2011		
EMC Immunity	IEC 61000-6-2: 2005		
Electrical Safety	IEC 62109-1: 2010, IEC 62109-2: 2011, IP65 according to IEC 60529: 1989		
Degree of protection: IP65 (cabinet only)	IEC 60529		
General data			
Control strategy	MPPT		
Efficiency (PV 5000)	(97.6 98.5 98.9 98.9 99.0 98.9 98.8 98.7)%	For (5 10 20 25 30 50 75 100)% power at 1,006 V _{DC} without self-consumption for cooling	
EU and CEC efficiency	98.8%	Without internal consumption	
Infeed starts from	260 W ... 2,500 W	Depending on cooling	
Standby loss	80 W ... 150 W	-	
Max. self-consumption for cooling	5,000 W	Without cabinet heating	
Mechanical data			
Mounting position	Vertical	-	
Type of mounting	Floor mounting	-	
			
Number of Power Units	1	2	3
SINACON PV series	PV1000...PV1250	PV2000...PV2500	PV3000...PV3750
Dimensions (without pallet, with heat exchanger); (W x H x D)	2,120 x 3,760 x 1,170 mm		3,690 x 3,760 x 1,170 mm
Weight ¹⁾	< 1,600 kg	< 2,200 kg	< 3,900 kg
Color	RAL 7035		
Input data (DC)			
Independent inputs	1 ... 2	Depending on configuration	
Nominal voltage	min. MPP voltage	-	
DC voltage (max. MPP)	1,500 V	Depending on application	
DC voltage (min. MPP)	802 V / 882 V (AC 550 V) 838 V / 922 V (AC 575 V) 875 V / 962 V (AC 600 V) 919 V / 1,010 V (AC 630 V) 962 V / 1,058 V (AC 660 V) 1,006 V / 1,107 V (AC 690 V)	For 100% / 110% nominal grid voltage	
DC current (max.)	1 ... 4 x 1,200 A	-	
Short-circuit current (max.)	6,4 kA / 7 kA	250 A / 315 A DC fuses	
Nominal power	1 ... 4 x 1,016 kW 1 ... 4 x 1,062 kW 1 ... 4 x 1,108 kW 1 ... 4 x 1,159 kW 1 ... 4 x 1,209 kW 1 ... 4 x 1,270 kW	-	
Capacitance to ground (max.)	2,000 µF	Per IT system	

¹⁾ The weight refers to a complete system without extra options.

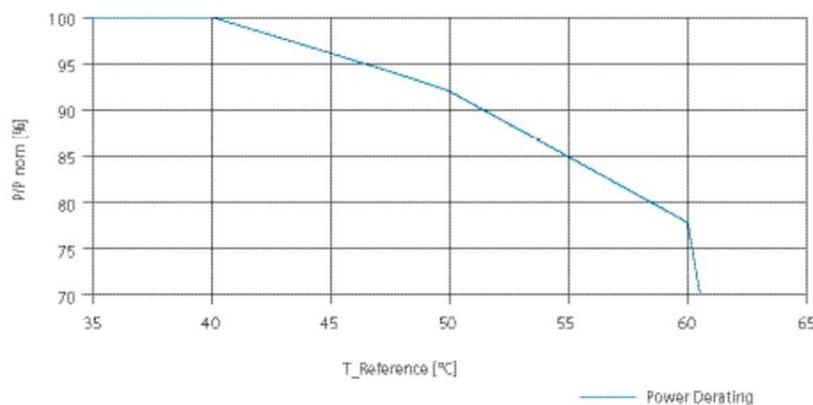


Output data (AC)		
Apparent power (max.) and nominal power	PV1000...PV4000 kVA (AC 550 V) PV1045...PV4180 kVA (AC 575 V) PV1090...PV4360 kVA (AC 600 V) PV1140...PV4560 kVA (AC 630 V) PV1200...PV4800 kVA (AC 660 V) PV1250...PV5000 kVA (AC 690 V)	With nominal grid voltage, $\cos \phi = 1$
Number of independent systems	1 ... 2	–
Grid voltage	550 ... 690 V ($\pm 10\%$ at $U_{n(AC)}$)	–
Nominal frequency	50 Hz / 60 Hz ($\pm 10\%$)	–
Output current (max.)	1 ... 4 x 1,050 A	–
Short-circuit current (max.)	50 kA	–
Power factor $\cos \phi$	–	Adjustable to local requirements
Harmonic distortion	< 3%	–

Measured values²⁾ without internal consumption for AC 600 V (PV4360)



Derating



²⁾ Measured by Fraunhofer ISE



SINACON PV series | Technical data

Order information – The order number consists of several digits depending on the configuration.

Description	1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	-	8.	9.	10.	11.	12.	-	13.	14.	15.	16.	
SINACON PV inverter for medium voltage supply	6	S	P	1															
Number of power units																			
• 1 power unit					1														
• 2 power units					2														
• 3 power units					3														
• 4 power units					4														
Input connections (per power unit on plus and minus)																			
• 7 x M10 bolt and nut					0														
Initial current measurement at DC input																			
• Each + input measured						1													
Minimum operating ambient temperature																			
• Up to -10°C							0												
• Up to -25°C, with cabinet heating							1												
• Up to -40°C, with cabinet heating and insulation							2												
Applied standards																			
• IEC with external AC connection									E										
• UL with external AC connection									U										
Network- / optical fiber switch connection																			
• Singlemode unmanaged										S									
• Multimode unmanaged										M									
• RJ45										R									
Seismic design																			
• Without seismic design											0								
• With seismic design											1								
Frequency																			
• 50 Hz												5							
• 60 Hz												6							
Inverter output AC voltage																			
• 550 V (PV1000... PV4000)																4			
• 575 V (PV1045... PV4180)																5			
• 600 V (PV1090... PV4360)																6			
• 630 V (PV1140... PV4560)																7			
• 660 V (PV1200... PV4800)																8			
• 690 V (PV1250... PV5000)																9			
Grounding /insulation monitoring																			
• Insulation monitoring internal																	I		
• Negative-pole grounding without isolation monitoring																		N	
Inverter options																			
• None																			N
• AC precharge																			A
Additional internal transformer																			
• 63 A fuse																			2
• Transformer with 8 kVA, AC 400 V																			3
• none																			9
Example:	6	S	P	1	4	0	1	-	0	E	S	0	5	-	6	N	N	3	

Published by
Siemens AG

Smart Infrastructure
Distribution Systems
Mozartstrasse 31c
91052 Erlangen, Germany

Article No. SIDS-B10020-00-7600
HL 19125033 WS 01200.0
© Siemens 2020

For the U.S. published by
Siemens Industry Inc.

100 Technology Drive
Alpharetta, GA 30005
United States

Subject to changes and errors. The information given in this document only contains general descriptions and/or performance features which may not always specifically reflect those described, or which may undergo modification in the course of further development of the products. The requested performance features are binding only when they are expressly agreed upon in the concluded contract.

Anexo 4 Características técnicas de simulación del inversor.



PVsyst V7.2.0

Inverter - Sinacon PV4360			
Manufacturer	Siemens	Commercial data	
Model	Sinacon PV4360	Availability :	Prod. Since 2017
		Data source :	Manufacturer 2019
		Remarks	
		Tecnología: Without LV Transfo, 3Level NPC-IGBT	
		Protección: IP65	
		Control: Touchscreen	
		Sizes	
		Width	3503 mm
		Height	3734 mm
		Depth	1142 mm
		Weight	3900.00 kg
Input characteristics (PV array side)			
Operating mode	MPPT		
Minimum MPP Voltage (Vmin)	875 V	Nominal PV Power (Pnom DC)	4432 kW
Maximum MPP Voltage (Vmax)	1500 V	Maximum PV Power (Pmax DC)	8720 kW
Absolute max. PV Voltage (Vmax array)	1500 V	Power Threshold (Pthresh.)	2000 W
Multi MPPT capability		Behaviour at Vmin/Vmax	Limitation
Number of MPPT inputs	2	Behaviour at Pnom	Limitation
Output characteristics (AC grid side)			
Grid voltage (Imax)	Triphased 600 V	Nominal AC Power (Pnom AC)	4360 kWac
Grid frequency	60 Hz	Maximum AC Power (Pmax AC)	4360 kWac
		Nominal AC current (Inom AC)	4200 A
		Maximum AC current (Imax AC)	4200 A
Efficiency defined for 3 voltages			
		Maximum efficiency	European average efficiency
	V	%	%
Low voltage	952	98.9	98.8
Medium voltage	1000	98.9	98.7
High voltage	1350	98.7	98.5
Remarks and Technical features			
Array isolation monitoring			
Internal DC switch			
Internal AC switch			
Output Voltage disconnect adjustment			

Anexo 5 Configuración de la torre de transmisión de simple circuito del PEMH.

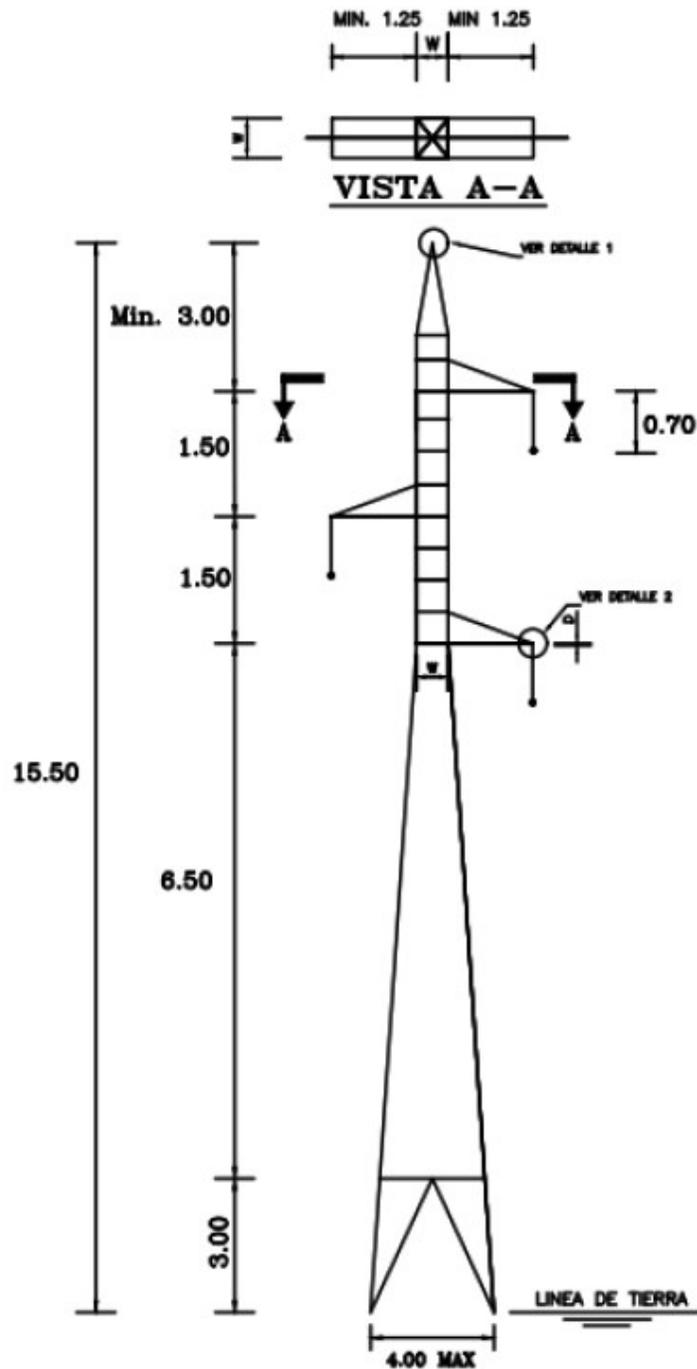


Figura A5. Torre de transmisión de simple circuito de la zona de Uchuycay del PEMH. [ELECAUSTRO S.A]

Anexo 6 Configuración de la torre de transmisión de doble circuito del PEMH.

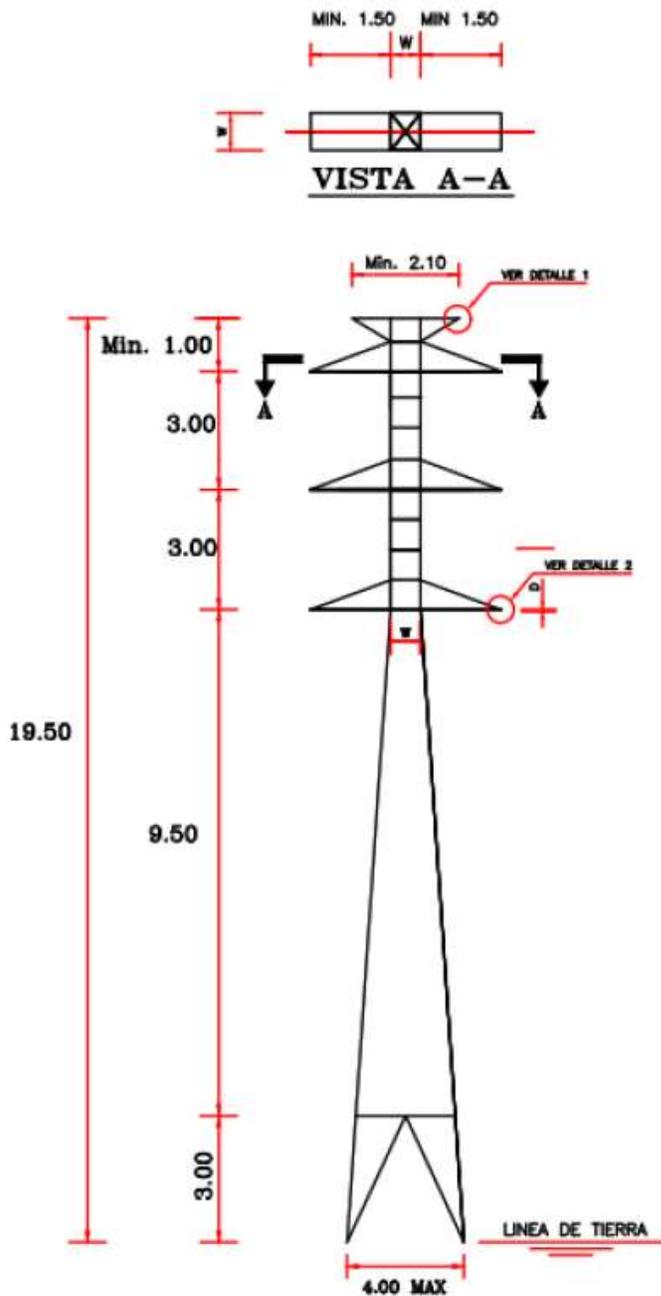


Figura A6. Torre de transmisión de doble circuito que conecta la zona de Yuluc con la subestación Uchucay del PEMH. [ELECAUSTRO S.A]



Anexo 7 Informes de simulación.



Version 7.2.0

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: ETAPA1

Variant: AREA ANALISIS 1-PERDIDAS

Sheds on ground

System power: 13.00 MWp

PROYECTO EOLICO MINAS DE HUASCACHACA - Ecuador



PVsyst V7.2.0

VC6, Simulation date:
18/11/21 18:09
with v7.2.0

Project: ETAPA1

Variant: AREA ANALISIS 1-PERDIDAS

Project summary

Geographical Site		Situation		Project settings	
PROYECTO EOLICO MINAS DE HUASCACHACA		altitude	-3.36 °S	Albedo	0.20
Ecuador		Longitude	-79.38 °W		
		Altitude	1104 m		
		Time zone	UTC-5		
Meteo data					
PROYECTO EOLICO MINAS DE HUASCACHACA					
Meteonorm 8.0 (2010-2014), Sat=100% (Modified by user) - Sintético					

System summary

Grid-Connected System		Sheds on ground		
Simulation for year no 1				
PV Field Orientation		Near Shadings		User's needs
Fixed plane		Linear shadings		Unlimited load (grid)
Tilt/Azimuth	10 / 0 °			
System information				
PV Array				
Nb. of modules	23000 units	Inverters	Nb. of units	3 units
Pnom total	13.00 MWp	Pnom total		13.08 MWac
		Pnom ratio		0.994

Results summary

Produced Energy	17802 MWh/year	Specific production	1370 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	79.63 %
-----------------	----------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	6
Loss diagram	7
Special graphs	8



PVsyst V7.2.0
 V08, Simulation date:
 18/11/21 18:09
 with v7.2.0

Project: ETAPA1

Variant: AREA ANALISIS 1-PERDIDAS

General parameters		
Grid-Connected System	Sheds on ground	
PV Field Orientation	Sheds configuration	Models used
Orientation	Nb. of sheds	Transposition Perez
Fixed plane	Averages of diff. arrays	Diffuse Perez, Meteorom
Tilt/Azimuth	Sizes	Circumsolar separate
15 / 0 °	Sheds spacing	
	Collector width	
	Ground Cov. Ratio (GCR)	
	Shading limit angle	
	Limit profile angle	
Horizon	Near Shadings	User's needs
Free Horizon	Linear shadings	Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics			
PV module	Inverter		
Manufacturer	Jinkosolar	Manufacturer	Siemens
Model	JKM565M-7RL4-V	Model	Sinacn PV4360
(Original PVsyst database)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	565 Wp	Unit Nom. Power	4360 kWac
Number of PV modules	23000 units	Number of inverters	6 * MPPT 50% 3 Units2
Nominal (STC)	13.00 MWp	Total power	13080 kWac
Modules	920 Strings x 25 in series	Operating voltage	875-1500 V
At operating cond. (50°C)		Phom ratio (DC:AC)	0.99
Pmpp	11.86 MWp		
U mpp	997 V		
I mpp	11894 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	12995 kWp	Total power	13080 kWac
Total	23000 modules	Nb. of inverters	3 units
Module area	62884 m²	Phom ratio	0.99

Array losses			
Array Soiling Losses	Thermal Loss factor	DC wiring losses	
Loss Fraction	Module temperature according to irradiance	Global array res.	1.0 mΩ
6.0 %	Uc (const)	Loss Fraction	1.1 % at STC
	Uv (wind)		
	0.0 W/m²K/m/s		
Series Diode Loss	LID - Light Induced Degradation	Module Quality Loss	
Voltage drop	Loss Fraction	Loss Fraction	-0.8 %
0.7 V	2.0 %		
Loss Fraction			
0.1 % at STC			
Module mismatch losses	Strings Mismatch loss	Module average degradation	
Loss Fraction	Loss Fraction	Year no	1
2.0 % at MPP	0.1 %	Loss factor	0.56 %/year
		Mismatch due to degradation	
		Imp RMS dispersion	0.55 %/year
		Vmp RMS dispersion	0.55 %/year



PVsyst V7.2.0
V06 - Simulation date:
18/11/21 18:09
with v7.2.0

Project: ETAPA1
Variant: AREA ANALISIS 1-PERDIDAS

Array losses

IAM loss factor

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

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.68	0.440	0.000

Spectral correction

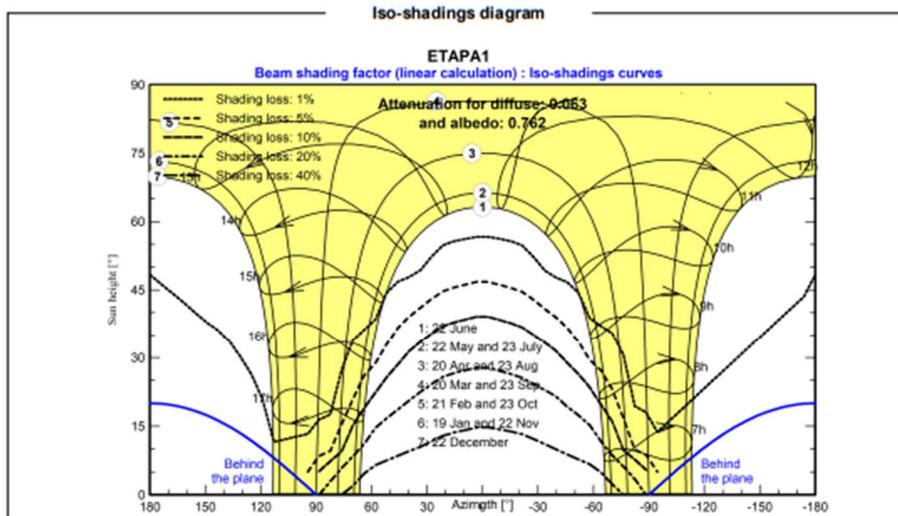
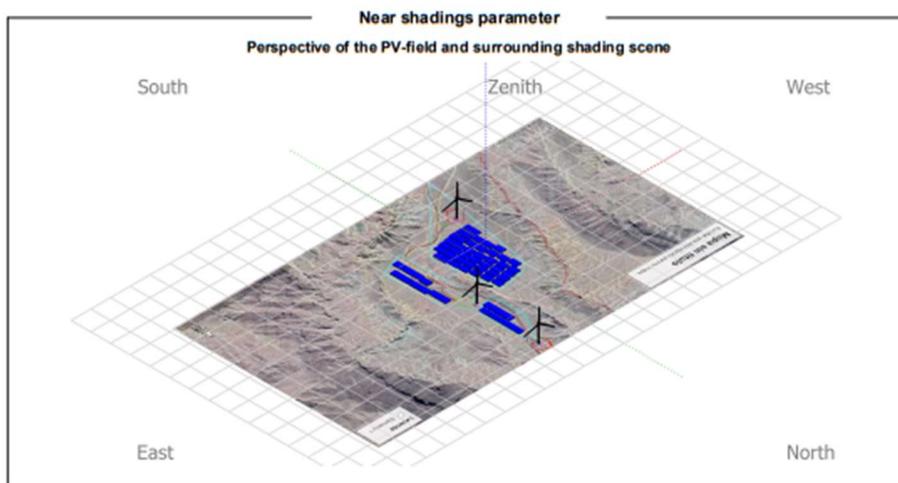
FirstSolar model

Coefficient Set	C0	C1	C2	C3	C4	C5
	0	0	0	0	0	0



PVsyst V7.2.0
V.06, Simulation date:
18/11/21 18:09
with v7.2.0

Project: ETAPA1
Variant: AREA ANALISIS 1-PERDIDAS



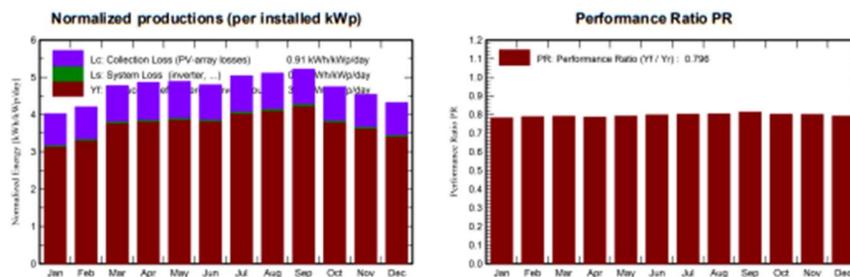


PVsyst V7.2.0
 VOS, Simulation date:
 18/11/21 18:09
 with v7.2.0

Project: ETAPA1
 Variant: AREA ANALISIS 1-PERDIDAS

Main results

System Production
 Produced Energy 17802 MWh/year Specific production 1370 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR 79.63 %



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	137.3	73.90	21.70	124.7	110.1	1284	1267	0.782
February	125.4	68.70	21.94	117.8	104.8	1222	1206	0.788
March	150.4	78.30	22.26	148.2	132.8	1542	1523	0.791
April	142.2	71.70	21.88	145.9	130.6	1511	1491	0.786
May	140.1	60.50	21.11	151.5	135.6	1580	1560	0.792
June	130.8	60.70	19.35	144.0	128.3	1513	1493	0.798
July	142.9	62.00	18.61	156.2	139.7	1649	1627	0.802
August	150.4	67.20	18.13	158.4	142.3	1676	1654	0.804
September	155.1	64.60	17.95	156.5	141.5	1675	1654	0.813
October	154.4	73.20	18.41	147.1	131.8	1551	1531	0.801
November	150.6	66.40	18.77	136.1	121.5	1435	1417	0.801
December	151.3	67.70	20.61	133.9	118.9	1396	1378	0.792
Year	1730.9	814.90	20.05	1720.4	1537.8	18035	17802	0.796

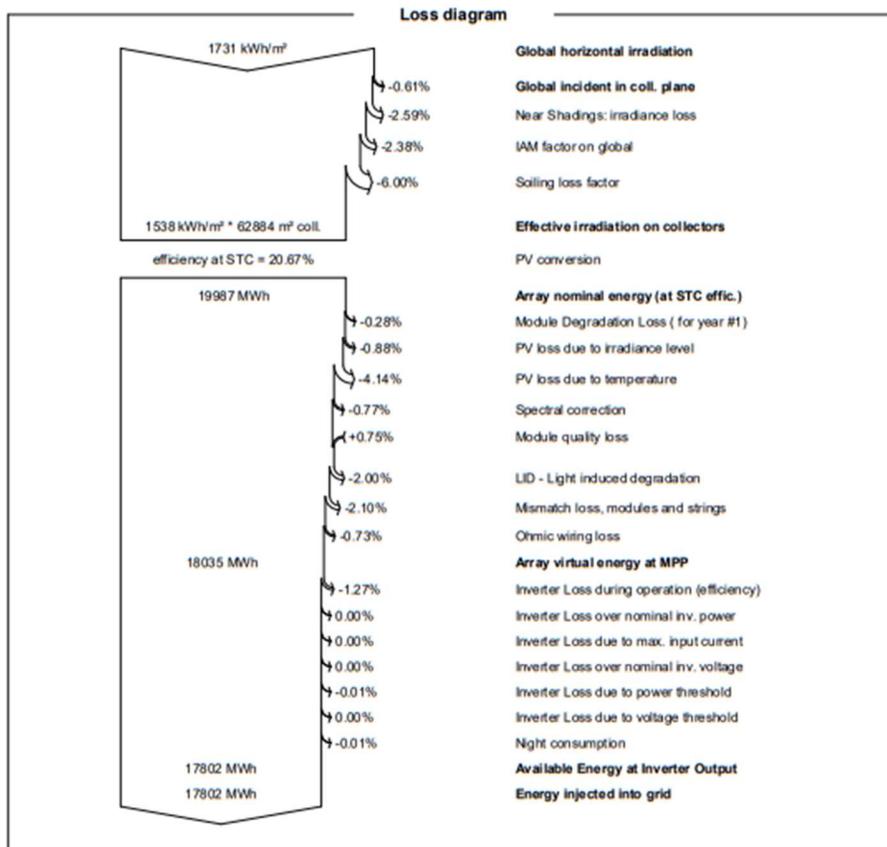
Legends

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



PVsyst V7.2.0
VOS. Simulation date:
18/11/21 18:09
with v7.2.0

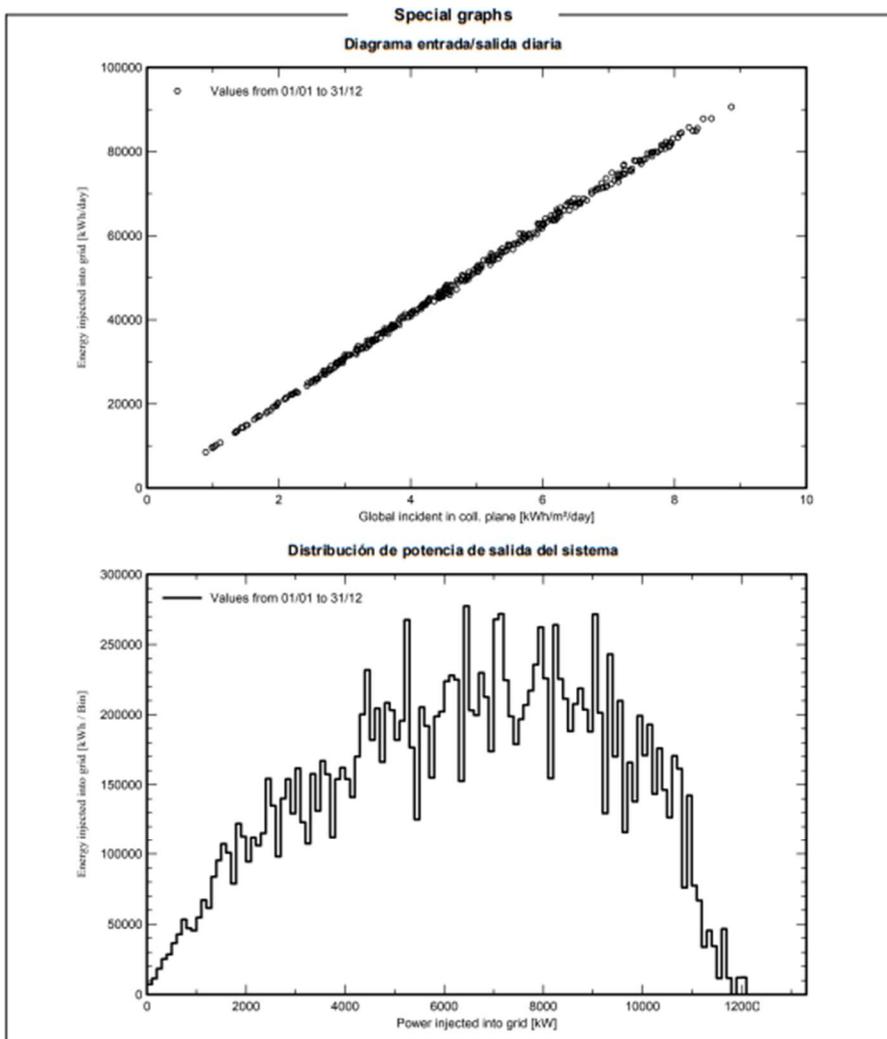
Project: ETAPA1
Variant: AREA ANALISIS 1-PERDIDAS





PVsyst V7.2.0
V06. Simulation date:
18/11/21 18:09
with v7.2.0

Project: ETAPA1
Variant: AREA ANALISIS 1-PERDIDAS





PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: ETAPA1

Variant: AREA ANALISIS 2-PERDIDAS

Sheds on ground

System power: 8249 kWp

PROYECTO EOLICO MINAS DE HUASCACHACA - Ecuador



PVsyst V7.2.0

VC7, Simulation date:
18/11/21 18:11
with v7.2.0

Project: ETAPA1

Variant: AREA ANALISIS 2-PERDIDAS

Project summary

Geographical Site		Situation		Project settings	
PROYECTO EOLICO MINAS DE HUASCACHACA		altitude	-3.36 °S	Albedo	0.20
Ecuador		Longitude	-79.38 °W		
		Altitude	1104 m		
		Time zone	UTC-5		
Meteo data					
PROYECTO EOLICO MINAS DE HUASCACHACA					
Meteonorm 8.0 (2010-2014), Sat=100% (Modified by user) - Sintético					

System summary

Grid-Connected System		Sheds on ground			
Simulation for year no 1					
PV Field Orientation		Near Shadings		User's needs	
Fixed plane		Linear shadings		Unlimited load (grid)	
Tilt/Azimuth	15 / 0 °				
System information					
PV Array					
Nb. of modules	14600 units	Inverters		2 units	
Pnom total	8249 kWp	Nb. of units		Pnom total	8720 kWac
		Pnom ratio			0.946

Results summary

Produced Energy	11336 MWh/year	Specific production	1374 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	79.88 %
-----------------	----------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	6
Loss diagram	7
Special graphs	8



Project: ETAPA1

Variant: AREA ANALISIS 2-PERDIDAS

PVsyst V7.2.0

VC7, Simulation date:
18/11/21 18:11
with v7.2.0

General parameters

Grid-Connected System		Sheds on ground		Models used	
PV Field Orientation		Sheds configuration		Transposition Perez	
Orientation		Nb. of sheds	292 units	Diffuse	Perez, Meteorom
Fixed plane		Sizes		Circumsolar	separate
Tilt/Azimuth	15 / 0 °	Sheds spacing	5.55 m		
		Collector width	4.84 m		
		Ground Cov. Ratio (GCR)	87.2 %		
		Shading limit angle			
		Limit profile angle	55.2 °		
Horizon		Near Shadings		User's needs	
Free Horizon		Linear shadings		Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Jinkosolar	Manufacturer	Siemens
Model	JKM565M-7RL4-V	Model	Sinacon PV4360
(Original PVsyst database)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	565 Wp	Unit Nom. Power	4360 kWac
Number of PV modules	14600 units	Number of inverters	4 * MPPT 50% 2 Units2
Nominal (STC)	8249 kWp	Total power	8720 kWac
Modules	584 Strings x 25 In series	Operating voltage	875-1500 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC/AC)	0.95
Pmpp	7526 kWp		
U mpp	997 V		
I mpp	7550 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	8249 kWp	Total power	8720 kWac
Total	14600 modules	Nb. of inverters	2 units
Module area	39917 m²	Pnom ratio	0.95

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses	
Loss Fraction	6.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	1.2 mΩ
		Uc (const)	29.0 W/m²K	Loss Fraction	0.8 % at STC
		Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s		
Serie Diode Loss		LID - Light Induced Degradation		Module Quality Loss	
Voltage drop	0.7 V	Loss Fraction	2.0 %	Loss Fraction	-0.8 %
Loss Fraction	0.1 % at STC				
Module mismatch losses		Strings Mismatch loss		Module average degradation	
Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %	Year no	1
				Loss factor	0.56 %/year
				Mismatch due to degradation	
				Imp RMS dispersion	0.55 %/year
				Vmp RMS dispersion	0.55 %/year



Project: ETAPA1

Variant: AREA ANALISIS 2-PERDIDAS

PVsyst V7.2.0

VC7, Simulation date:
18/11/21 18:11
with v7.2.0

Array losses

IAM loss factor

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

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

Spectral correction

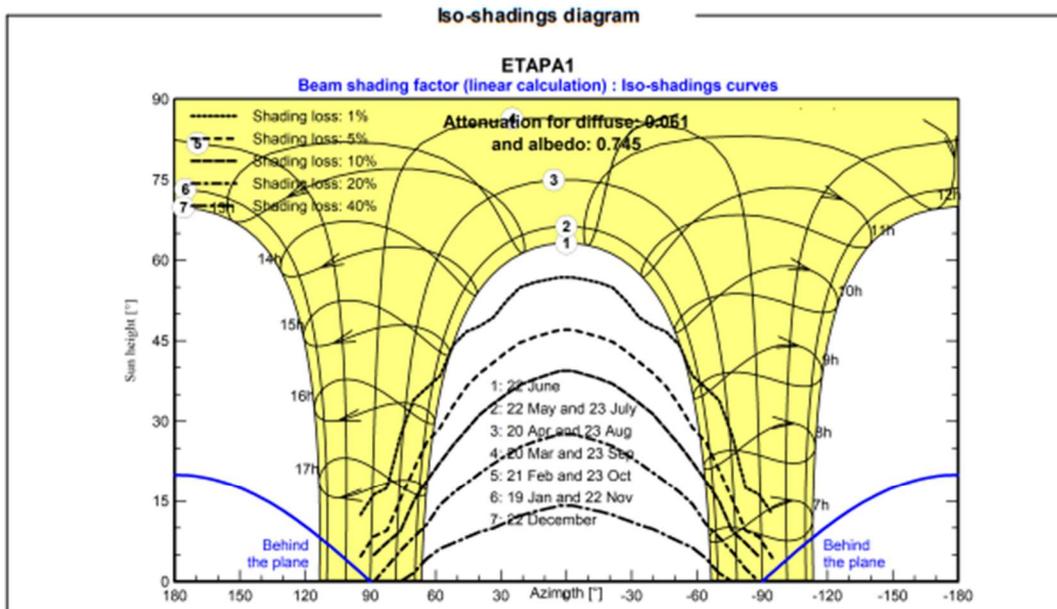
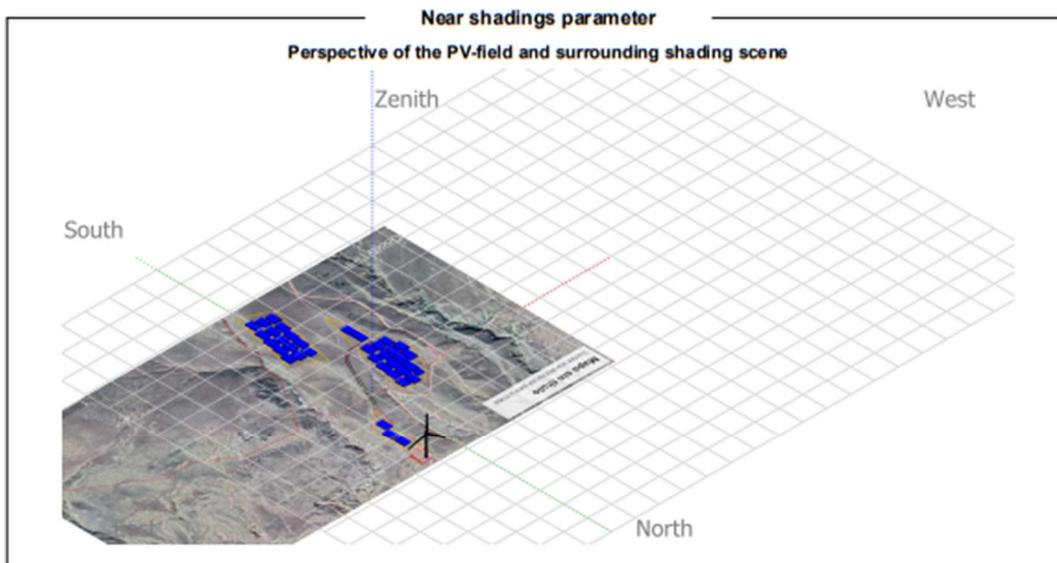
FirstSolar model

Coefficient Set	C0	C1	C2	C3	C4	C5
	0	0	0	0	0	0



PVsyst V7.2.0
VC7, Simulation date:
18/11/21 18:11
with v7.2.0

Project: ETAPA1
Variant: AREA ANALISIS 2-PERDIDAS





PVsyst V7.2.0

VC7, Simulation date:
18/11/21 18:11
with v7.2.0

Project: ETAPA1

Variant: AREA ANALISIS 2-PERDIDAS

Main results

System Production

Produced Energy

11336 MWh/year

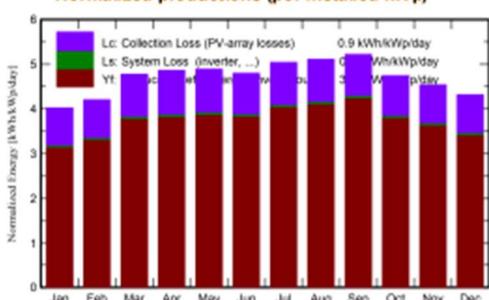
Specific production

1374 kWh/kWp/year

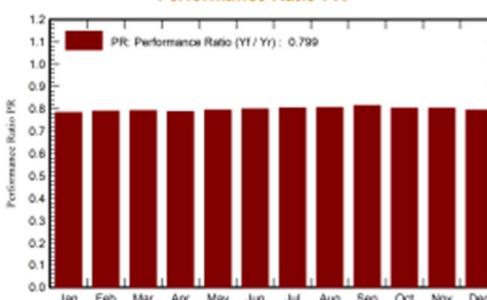
Performance Ratio PR

79.88 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	137.3	73.90	21.70	124.7	110.3	818	807	0.784
February	125.4	68.70	21.94	117.8	104.9	778	768	0.790
March	150.4	78.30	22.26	148.2	133.0	982	969	0.793
April	142.2	71.70	21.88	145.9	130.7	962	950	0.789
May	140.1	60.50	21.11	151.5	135.8	1006	993	0.795
June	130.8	60.70	19.35	144.0	128.5	964	951	0.801
July	142.9	62.00	18.61	156.2	139.9	1050	1037	0.804
August	150.4	67.20	18.13	158.4	142.4	1068	1054	0.806
September	155.1	64.60	17.95	156.5	141.7	1066	1053	0.815
October	154.4	73.20	18.41	147.1	131.9	988	975	0.803
November	150.6	66.40	18.77	136.1	121.6	914	902	0.803
December	151.3	67.70	20.61	133.9	119.1	889	878	0.795
Year	1730.9	814.90	20.05	1720.4	1539.8	11484	11336	0.799

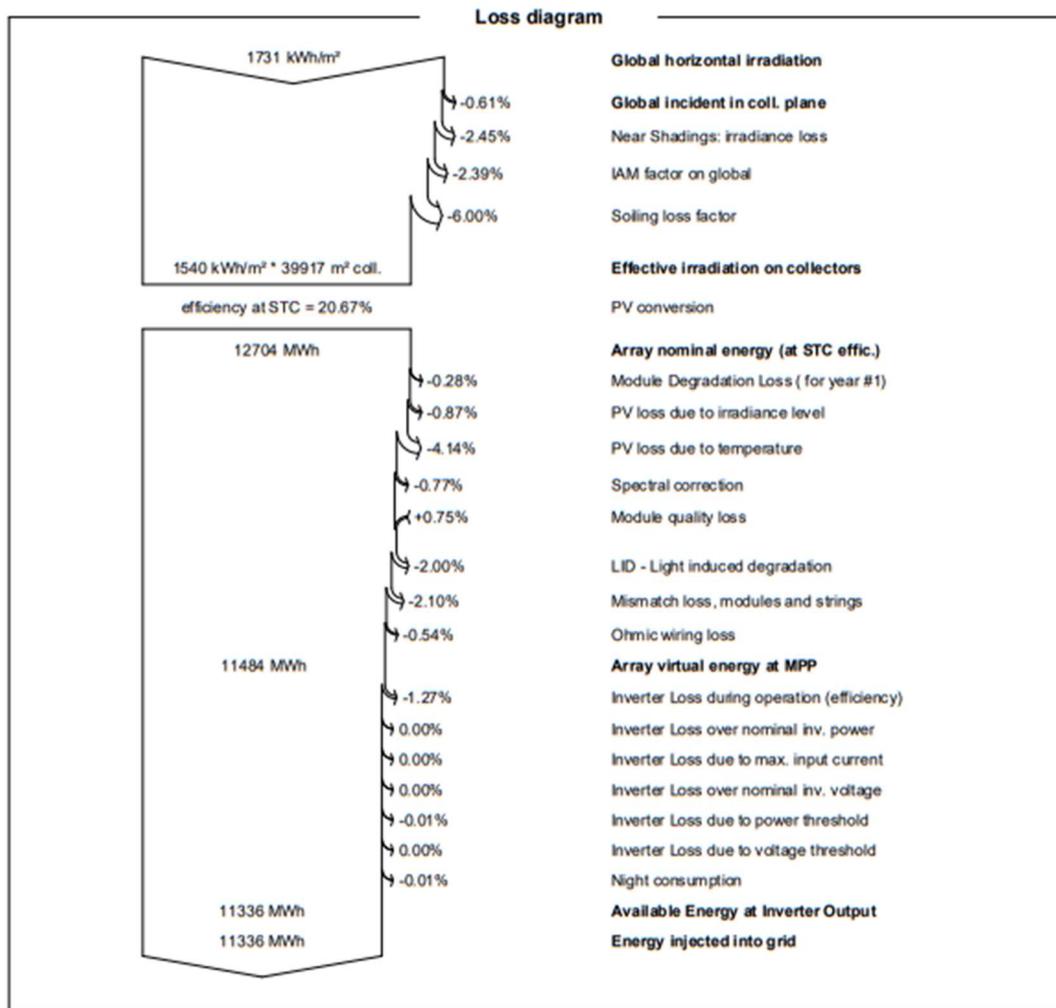
Legends

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



PVsyst V7.2.0
 VC7, Simulation date:
 18/11/21 18:11
 with v7.2.0

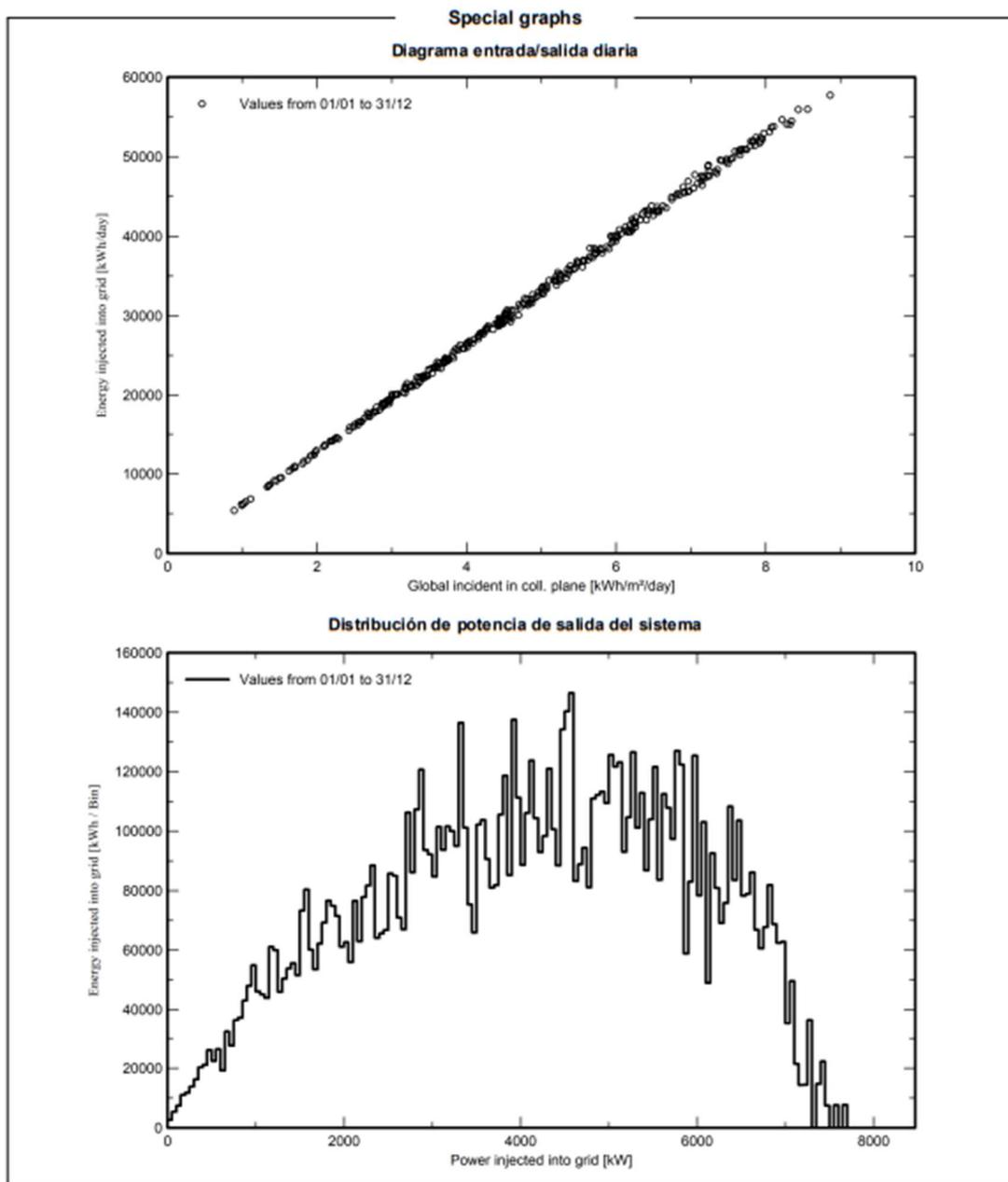
Project: ETAPA1
 Variant: AREA ANALISIS 2-PERDIDAS





PVsyst V7.2.0
VC7, Simulation date:
18/11/21 18:11
with v7.2.0

Project: ETAPA1
Variant: AREA ANALISIS 2-PERDIDAS





PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: ETAPA1

Variant: ETAPA2-PERDIDAS

Sheds on ground

System power: 8136 kWp

PROYECTO EOLICO MINAS DE HUASCACHACA - Ecuador



PVsyst V7.2.0
 VC9, Simulation date:
 18/11/21 18:12
 with v7.2.0

Project: ETAPA1
Variant: ETAPA2-PERDIDAS

Project summary

Geographical Site PROYECTO EOLICO MINAS DE HUASCACHACA Ecuador	Situation altitude -3.36 °S Longitude -79.38 °W Altitude 1104 m Time zone UTC-5	Project settings Albedo 0.20
Meteo data PROYECTO EOLICO MINAS DE HUASCACHACA Meteonorm 8.0 (2010-2014), Sat=100% (Modified by user) - Sintético		

System summary

Grid-Connected System Simulation for year no 1	Sheds on ground	
PV Field Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth 15 / 0 °	Near Shadings Linear shadings	User's needs Unlimited load (grid)
System information PV Array Nb. of modules 14400 units Pnom total 8136 kWp	Inverters Nb. of units 2 units Pnom total 8720 kWac Pnom ratio 0.933	

Results summary

Produced Energy 11177 MWh/year	Specific production 1374 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 79.85 %
--------------------------------	---------------------------------------	------------------------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	6
Loss diagram	7
Special graphs	8



PVsyst V7.2.0
 VC9, Simulation date:
 18/11/21 18:12
 with v7.2.0

Project: ETAPA1

Variant: ETAPA2-PERDIDAS

General parameters

Grid-Connected System		Sheds on ground			
PV Field Orientation		Sheds configuration		Models used	
Orientation		Nb. of sheds 288 units		Transposition Perez	
Fixed plane		Sizes		Diffuse Perez, Meteorom	
Tilt/Azimuth 15 / 0 °		Sheds spacing 5.55 m		Circumsolar separate	
		Collector width 4.84 m			
		Ground Cov. Ratio (GCR) 87.2 %			
		Shading limit angle			
		Limit profile angle 55.1 °			
Horizon		Near Shadings		User's needs	
Free Horizon		Linear shadings		Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer Jinkosolar		Manufacturer Siemens	
Model JKM565M-7RL4-V		Model Sinacon PV4360	
(Original PVsyst database)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power 565 Wp		Unit Nom. Power 4360 kWac	
Number of PV modules 14400 units		Number of inverters 4 * MPPT 50% 2 Units2	
Nominal (STC) 8136 kWp		Total power 8720 kWac	
Modules 576 Strings x 25 In series		Operating voltage 875-1500 V	
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC-AC) 0.93	
Pmpp 7423 kWp			
U mpp 997 V			
I mpp 7446 A			
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC) 8136 kWp		Total power 8720 kWac	
Total 14400 modules		Nb. of inverters 2 units	
Module area 39371 m²		Pnom ratio 0.93	

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses	
Loss Fraction 6.0 %		Module temperature according to irradiance		Global array res. 1.2 mΩ	
		Uc (const) 29.0 W/m²K		Loss Fraction 0.8 % at STC	
		Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s			
Series Diode Loss		LID - Light Induced Degradation		Module Quality Loss	
Voltage drop 0.7 V		Loss Fraction 2.0 %		Loss Fraction -0.8 %	
Loss Fraction 0.1 % at STC					
Module mismatch losses		Strings Mismatch loss		Module average degradation	
Loss Fraction 2.0 % at MPP		Loss Fraction 0.1 %		Year no 1	
				Loss factor 0.56 %/year	
				Mismatch due to degradation	
				Imp RMS dispersion 0.55 %/year	
				Vmp RMS dispersion 0.55 %/year	



PVsyst V7.2.0
VC9, Simulation date:
18/11/21 18:12
with v7.2.0

Array losses

IAM loss factor

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

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

Spectral correction

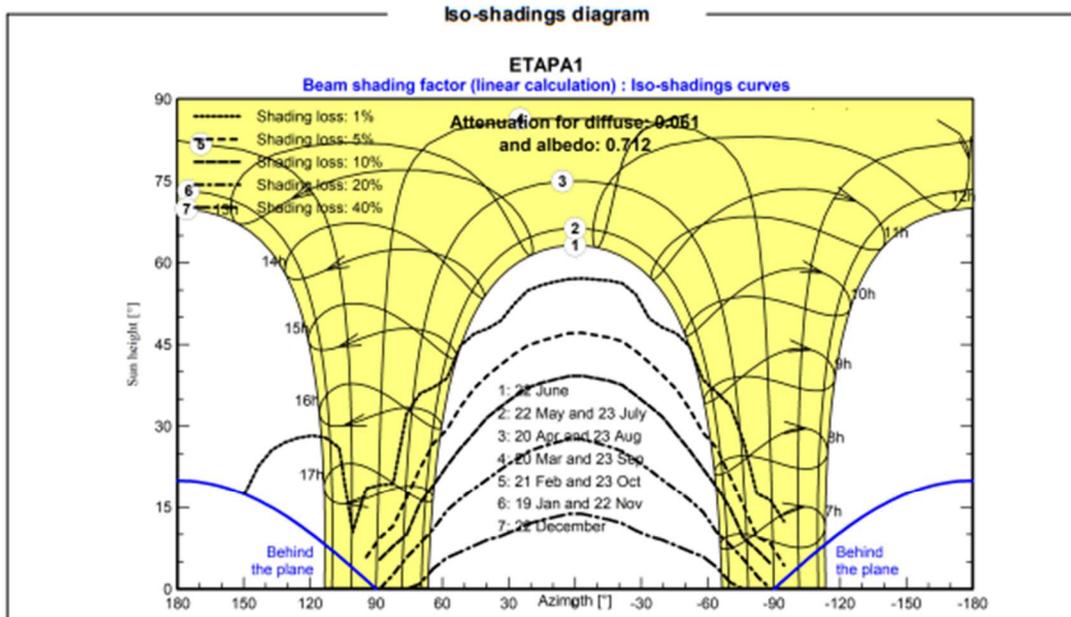
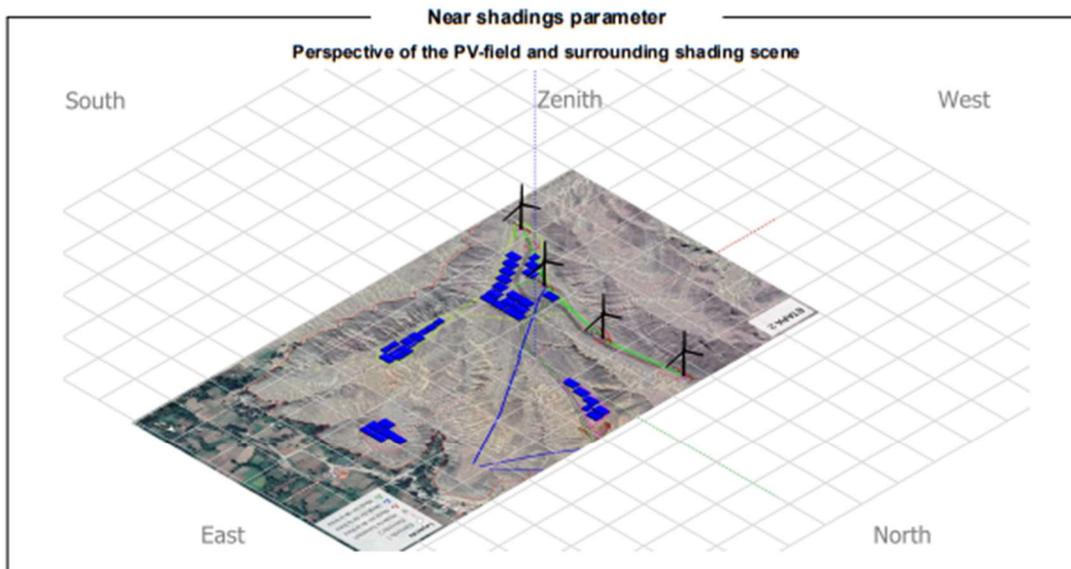
FirstSolar model

Coefficient Set	C0	C1	C2	C3	C4	C5
	0	0	0	0	0	0



PVsyst V7.2.0
VC9, Simulation date:
18/11/21 18:12
with v7.2.0

Project: ETAPA1
Variant: ETAPA2-PERDIDAS





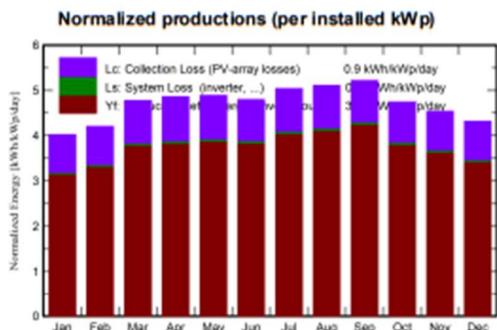
Project: ETAPA1
Variant: ETAPA2-PERDIDAS

PVsyst V7.2.0
VC9, Simulation date:
18/11/21 18:12
with v7.2.0

Main results

System Production

Produced Energy 11177 MWh/year Specific production 1374 kWh/kWp/year
Performance Ratio PR 79.85 %



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	ratio
January	137.3	73.90	21.70	124.7	110.2	806	796	0.784
February	125.4	68.70	21.94	117.8	104.9	767	757	0.790
March	150.4	78.30	22.26	148.2	132.9	968	956	0.793
April	142.2	71.70	21.88	145.9	130.7	949	936	0.789
May	140.1	60.50	21.11	151.5	135.7	992	980	0.794
June	130.8	60.70	19.35	144.0	128.4	950	938	0.800
July	142.9	62.00	18.61	156.2	139.8	1035	1022	0.804
August	150.4	67.20	18.13	158.4	142.4	1053	1039	0.806
September	155.1	64.60	17.95	156.5	141.6	1051	1038	0.815
October	154.4	73.20	18.41	147.1	131.8	974	961	0.803
November	150.6	66.40	18.77	136.1	121.5	901	889	0.803
December	151.3	67.70	20.61	133.9	119.0	877	865	0.794
Year	1730.9	814.90	20.05	1720.4	1538.8	11323	11177	0.799

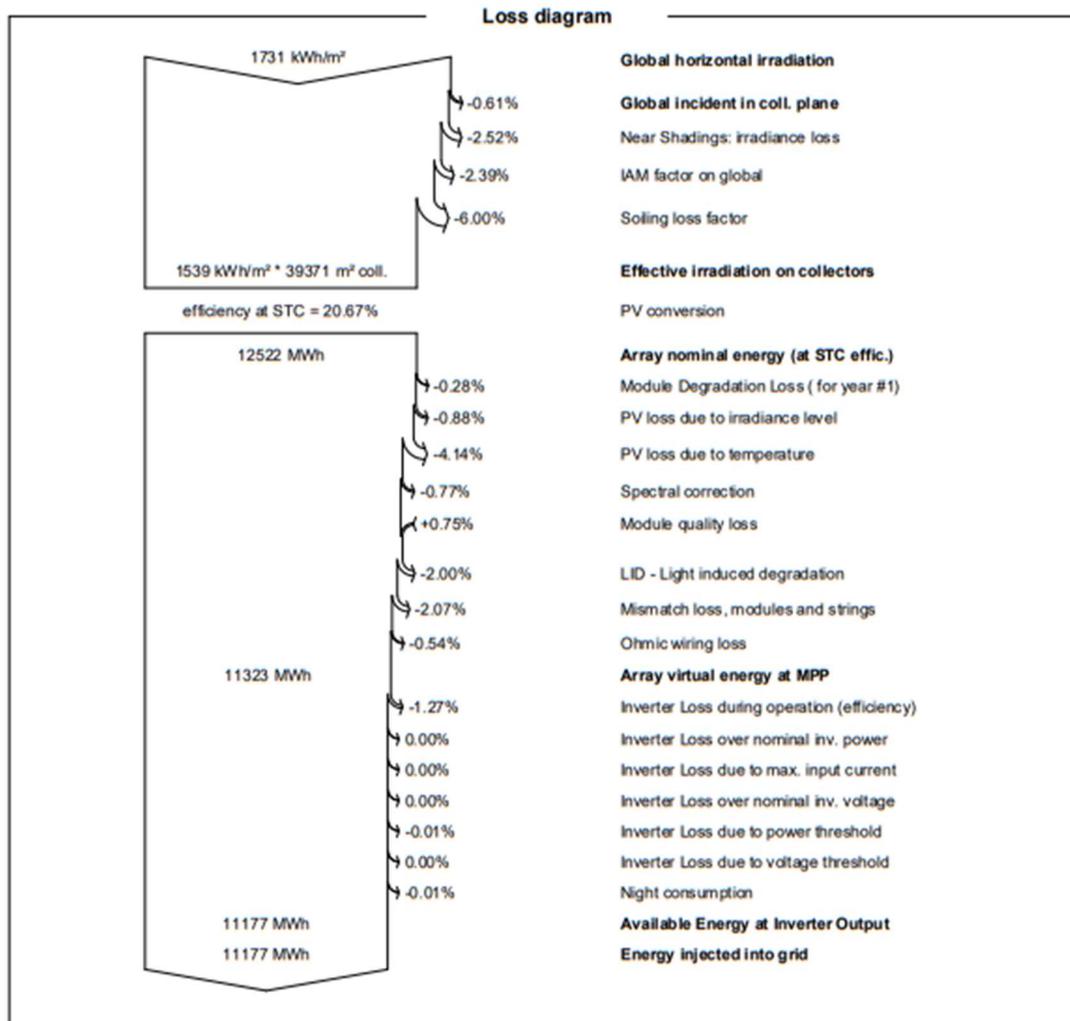
Legends

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



PVsyst V7.2.0
 VC9, Simulation date:
 18/11/21 18:12
 with v7.2.0

Project: ETAPA1
 Variant: ETAPA2-PERDIDAS





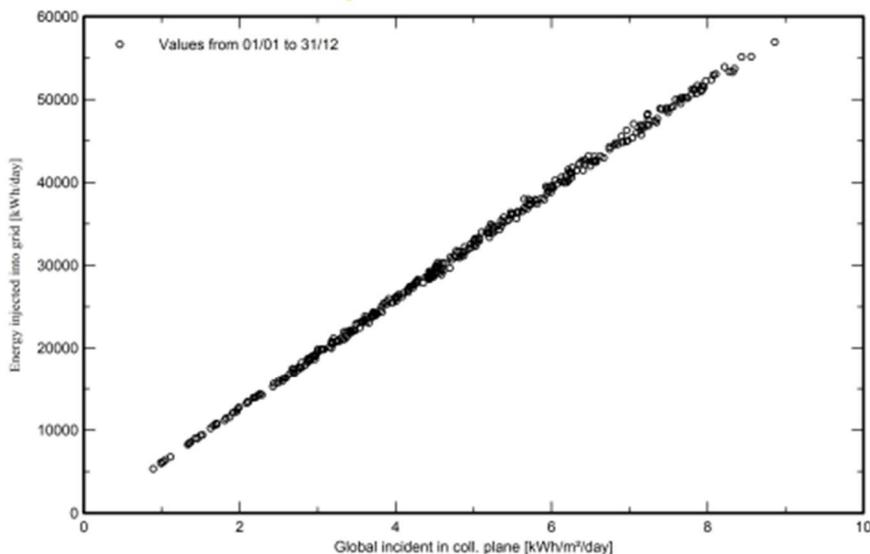
PVsyst V7.2.0
VC9, Simulation date:
18/11/21 18:12
with v7.2.0

Project: ETAPA1

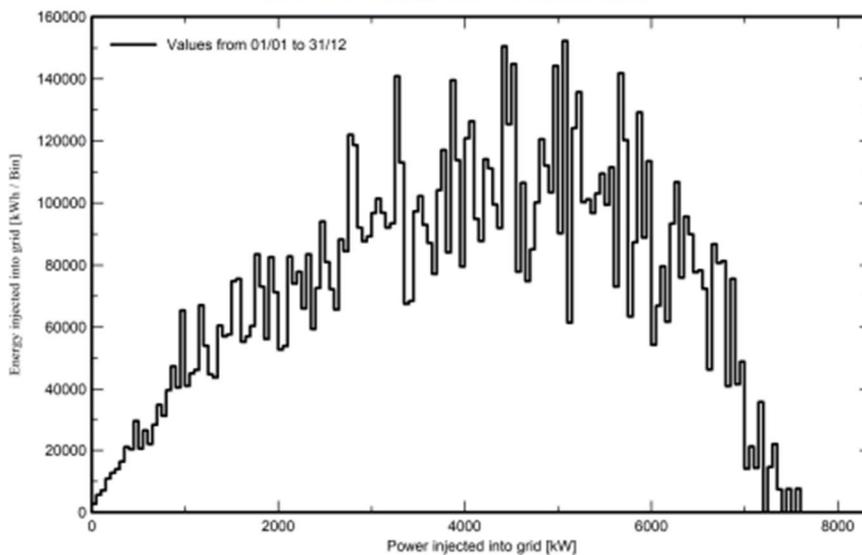
Variant: ETAPA2-PERDIDAS

Special graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema



Anexo 8. Implementación del proyecto fotovoltaico para despacho de energía hacia la subestación Minas San Francisco implementado en DigSILENT.

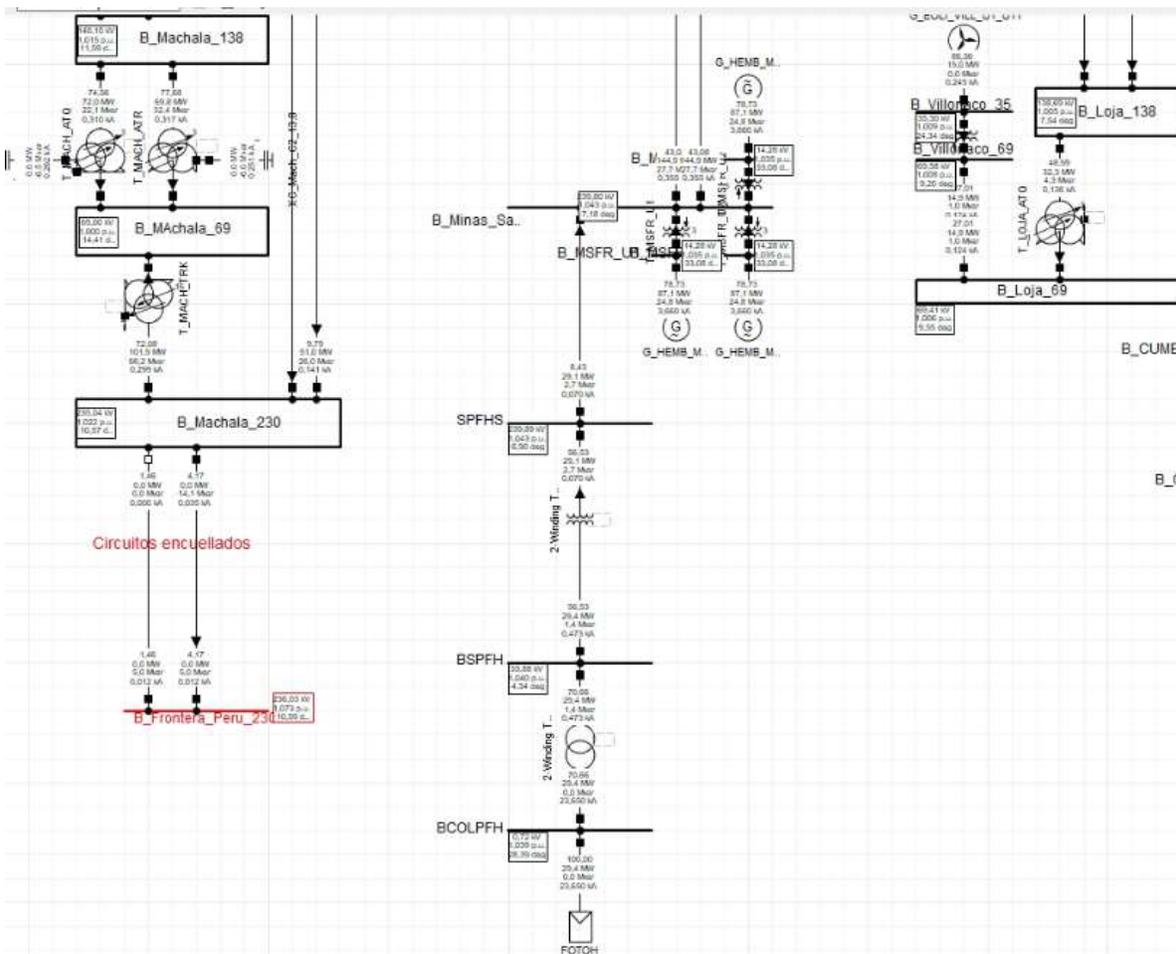


Figura A8. Implementación del proyecto fotovoltaico para despacho de energía hacia la subestación Minas San Francisco implementado en DigSILENT.

Anexo 9. Implementación del proyecto fotovoltaico-eólico para despacho de energía hacia la subestación Minas San Francisco implementado en DlgSILENT.

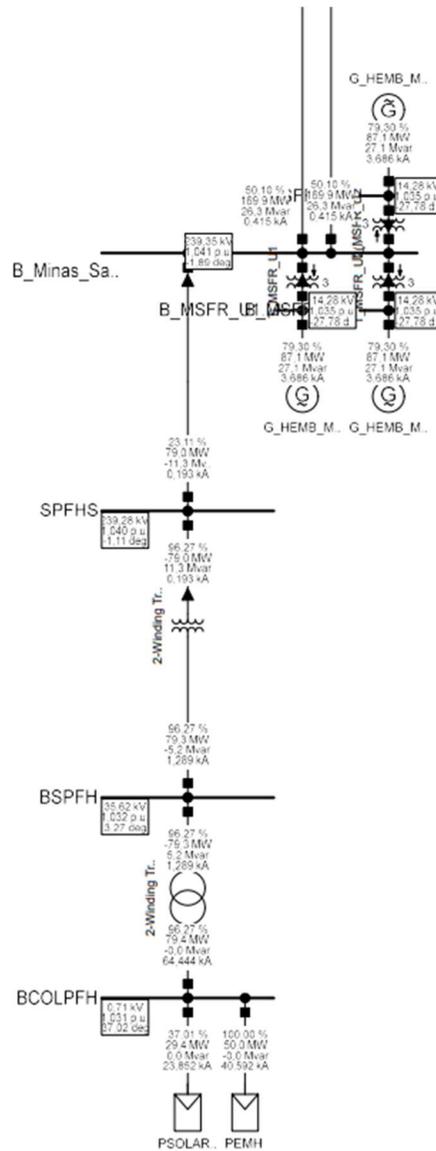


Figura A9. Implementación del proyecto eólico y fotovoltaico para despacho de energía hacia la subestación Minas San Francisco implementado en DlgSILENT.