



**UNIVERSIDAD CÉSAR VALLEJO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA  
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA  
ELÉCTRICA**

**Smart grid para el aseguramiento de la calidad en la red de  
distribución eléctrica rural Amazonas – Cajamarca.**

TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE  
Ingeniero Mecánico Electricista

**AUTOR:**

Altamirano Fernández, Jorge Luis ([orcid.org/0000-0003-2709-4337](https://orcid.org/0000-0003-2709-4337))

**ASESOR:**

Mg. Panta Carranza, Dante Omar ([orcid.org/0000-0002-4731-263X](https://orcid.org/0000-0002-4731-263X))

**LÍNEA DE INVESTIGACIÓN:**

Generación, transmisión y distribución

CHICLAYO – PERÚ

2021

## **Dedicatoria**

*Dedico este trabajo de investigación a Dios por darme la vida, salud, el trabajo y los medios necesarios para culminar esta carrera. A mis padres Juanito y Cesarina, que me han dado su cariño y porque forjaron en mí el deseo de superación, brindándome su ejemplo y consejos que me formaron como persona, a mi esposa Carmen y a mi pequeña hija Lu, por el amor, comprensión, apoyo incondicional a lo largo de este camino de formación académica y la motivación constante porque sea una mejor persona y profesional.*

## **Agradecimiento**

*Agradezco a Dios por guiarme en todo mi camino y dame las fuerzas para superar los obstáculos y dificultades a lo largo de toda mi vida.*

*A mis asesores por el apoyo incondicional en la elaboración del presente proyecto de tesis.*

*Al personal de la empresa concesionaria por dedicarme un espacio de su tiempo y proporcionarnos la información necesaria para lograr los objetivos de ésta investigación.*

*A todos mis maestros que me formaron y me transmitieron sus conocimientos a lo largo de mi formación profesional.*

*A todas las personas que apoyaron directa e indirectamente en el desarrollo de este proyecto.*

## Índice de contenidos

Dedicatoria .....	ii
Agradecimiento .....	iii
Índice de contenidos .....	iv
Índice de tablas .....	vi
Índice de figuras .....	viii
Resumen .....	x
Abstract .....	xi
I    Introducción .....	1
II   Marco Teórico.....	4
III  Metodología.....	10
3.1  Tipo y diseño de investigación.....	10
3.2  Variables y operacionalización .....	10
3.3  Población, muestra y muestreo .....	11
3.4  Técnicas e instrumentos de recolección de datos .....	11
3.5  Procedimiento.....	12
3.6  Método de análisis de datos.....	13
3.7  Aspectos Éticos .....	13
IV   Resultados.....	14
4.1  Análisis de la calidad de red de distribución Amazonas-Cajamarca.....	14
4.2  Diseño de las Smart grids .....	21
4.3  Factibilidad económica de la implementación de Smart grid .....	57
4.4  Evaluación económica.....	60
V.   Discusión .....	71

5.1 Calidad de red de distribución Amazonas – Cajamarca.....	71
5.2 Análisis de subestaciones y clasificación por capacidades.....	72
5.3 Diseño de las Smart grids.....	72
5.4 Factibilidad económica de la implementación de la Smart grid.....	74
VI. Conclusiones.....	76
VII. Recomendaciones.....	77
VIII. Referencias.....	78
Anexos.....	82

## Índice de tablas

Tabla 1. <i>Subestaciones en la red de distribución</i> .....	18
Tabla 2. <i>Capacidad de las Subestaciones y Potencia de Smart grids</i> .....	20
Tabla 3. <i>Potencia de los sistemas fotovoltaicos</i> .....	23
Tabla 4. <i>Número de módulos de los sistemas fotovoltaicos</i> .....	24
Tabla 5. <i>Dimensionamientos de arreglo fotovoltaico</i> .....	27
Tabla 6. <i>Datos técnicos del Módulos Fotovoltaico</i> .....	31
Tabla 7. <i>Tensiones del sistema fotovoltaico</i> .....	32
Tabla 8. <i>Inversores de los sistemas fotovoltaicos</i> .....	33
Tabla 9. <i>Datos técnicos del inversor fotovoltaico de 25kW</i> .....	34
Tabla 10. <i>Datos técnicos del inversor fotovoltaico de 50kW</i> .....	34
Tabla 11. <i>Datos técnicos del inversor fotovoltaico de 100kW</i> .....	35
Tabla 12. <i>Capacidad de baterías</i> .....	39
Tabla 13. <i>Generación del primer año sin pérdidas</i> .....	58
Tabla 14. <i>Generación del primer año con pérdidas</i> .....	58
Tabla 15. <i>Indicador ambiental</i> .....	59
Tabla 16. <i>Caso 25 kW</i> .....	61
Tabla 17. <i>Flujo de caja del caso 25 kW</i> .....	62
Tabla 18. <i>Caso 50 kW</i> .....	63
Tabla 19. <i>Flujo de caja del Caso 50 kW</i> .....	64
Tabla 20. <i>Caso 100 kW</i> .....	65
Tabla 21. <i>Flujo de caja del caso 100 kW</i> .....	66
Tabla 22. <i>Caso 300 kW</i> .....	67
Tabla 23. <i>Flujo de caja de caso 300 kW</i> .....	68

Tabla 24. <i>Indicadores económicos del caso 25 kW.</i> .....	70
Tabla 25 <i>Indicadores económicos del caso 50 kW.</i> .....	70
Tabla 26. <i>Indicadores económicos del caso 100 kW.</i> .....	71
Tabla 27. <i>Indicadores económicos del caso 300 kW.</i> .....	71
Tabla 28 <i>Indicadores económicos del caso 25 kW.</i> .....	74
Tabla 29 <i>Indicadores económicos del caso 50 kW.</i> .....	75
Tabla 30 <i>Indicadores económicos del caso 300 kW.</i> .....	75
Tabla 31. <i>Matriz de Operacionalización de Variables.</i> .....	82
Tabla 32. <i>Técnicas e instrumentos de estudio.</i> .....	83
Tabla 33. <i>Potencia generada por las centrales de la concesionaria.</i> .....	84

## Índice de figuras

Figura 1. Porcentaje de electrificación de departamento del Perú – 2019 .....	2
Figura 2. Fases para el desarrollo de una red inteligente. ....	8
Figura 3. Diagrama de procedimiento. ....	12
Figura 4. Zona de concesión de la empresa distribuidora de energía.....	14
Figura 5. Centrales, subestaciones y líneas de la zona de estudio.....	15
Figura 6. Centros poblados de la zona de estudio. ....	16
Figura 7. Subestaciones existentes.....	17
Figura 8. Diagrama de flujo del algoritmo de clustering utilizado. ....	20
Figura 9. Irradiancia solar en la región de estudio.....	23
Figura 10. Diagrama solar para ubicación del proyecto. ....	25
Figura 11. Central Fotovoltaica de 25kW en Subestación de Electroriente Chachapoyas de 160kVA ubicada en Jirón 2 de Mayo C-6 y Amazonas C-7.	27
Figura 12. Distribución de 60 módulos fotovoltaicos en 3 strings de 20. ....	28
Figura 13. Central fotovoltaica de 50kW ubicada en Chamaya Coinca.....	28
Figura 14. Distribución de 120 módulos fotovoltaicos en 6 strings de 20.....	29
Figura 15. Inversor trifásico 100kW 380Vac-60Hz. ....	36
Figura 16. Inversor trifásico 25 kW 480Vac-60Hz. ....	36
Figura 17. Inversor trifásico 50 kW 380Vac-60Hz. ....	37
Figura 18. Caso interconexión eléctrica de la Smart grid a la subestación Aramango SED 01 .....	40
Figura 19. Caso interconexión eléctrica de la Smart grid a la subestación SE0225 – Bagua – Jaén Rural. ....	41
Figura 20. Conexión típica del Smart Logger.....	43
Figura 21. Puertos de entrada del Smart Logger. ....	43

Figura 22. Conexión para comunicación del inversor SUN2000.....	44
Figura 23. Comunicación entre inversores al Smar Logger.....	45
Figura 24. Medición y Gestión de la subestación.....	46
Figura 25. Placa de identificación Smart Module .....	47
Figura 26. SmartLogger Huawei.....	48
Figura 26.1. Instalación en pared SmartLogger y el SmartModule.....	48
Figura 27. Conexión del cable ModBUS.....	49
Figura 28. Conexión del cable de comunicaciones RS485.....	49
Figura 29. Interfaz de usuario WebUI.....	51
Figura 30. Configuración de parámetros de datos móviles.....	53
Figura 31. Configuración de los parámetros de RS48.....	54
Figura 32. Configuración de parámetros del inversor SUN2000.....	55
Figura 33. Control de potencia activa y reactiva.....	56
Figura 34. Configuración de parámetros para la compensación inteligente de potencia reactiva.....	57
Figura 35. Modelo del flujo de caja acumulado para calcular el ROI.....	69
Figura 36. Radiación solar en el departamento de Amazonas - SENAMHI .....	86
Figura 37. Radiación solar en el departamento de Cajamarca - SENAMHI .....	87

## Resumen

La presente investigación tuvo como objetivo principal evaluar la factibilidad de implementar microrredes inteligentes (smart-grids) para el aseguramiento de la calidad de red de la red de distribución eléctrica rural de Amazonas – Cajamarca. La metodología fue de tipo aplicada con diseño no experimental – transversal, empleando el análisis documental como instrumentos de recolección de datos y el lenguaje de programación Python para procesamiento de datos. Los resultados obtenidos indicaron que, el estado actual de la red de distribución eléctrica de la zona de estudio cuenta con 225 subestaciones que, para el propósito del proyecto, han sido clasificadas en cuatro categorías: 100-160; 200-350, 400-800 y 1000-3200. Los sistemas de generación fotovoltaica han sido diseñados para suministrar como máximo el 25% de la capacidad máxima de la subestación, por lo que se han diseñado cuatro tipos de sistemas correspondiente a cada categoría: 25, 50, 100 y 300 kVA. Los sistemas fueron capaces de generar 860, 1460, 2920 y 8760 MWh, respectivamente, evitando generar 425.7, 722.7, 1445.4 y 4336.2 tCO<sub>2</sub>, respectivamente. Del análisis económico se obtuvo que, el sistema de 25 kVA es el más rentable con un LCOE de 0.07 USD/kWh seguido del sistema de 300 kVA con un LCOE de 0.09 USD/kWh y VAN de 53 993.98 USD. Se concluyó que, la calidad de la red de distribución de energía de la zona de Amazonas – Cajamarca pudo ser mejorada con la implementación de las Smart grids, siendo capaces de inyectar el 60% de la energía generada.

**Palabras clave:** redes inteligentes, sistemas fotovoltaicos, LCOE, Python, calidad de energía.

## **Abstract**

The main objective of this research was to evaluate the feasibility of implementing smart-grids to ensure the quality of the network quality of the rural electricity distribution network of Amazonas - Cajamarca. The methodology was applied with a non-experimental - transversal design, using documentary analysis as data collection instruments and Python programming language for data processing. The results obtained indicated that the current state of the electrical distribution network in the study area has 225 substations which, for the purpose of the project, have been classified into four categories: 100-160; 200-350, 400-800 and 1000-3200. The photovoltaic generation systems have been designed to supply a maximum of 25% of the maximum capacity of the substation, so four types of systems have been designed corresponding to each category: 25, 50, 100 and 300 kVA. The systems were capable of generating 860, 1460, 2920 and 8760 MWh, respectively, avoiding generating 425.7, 722.7, 1445.4 and 4336.2 tCO<sub>2</sub>, respectively. The economic analysis showed that the 25 kVA system is the most profitable with an LCOE of 0.07 USD/kWh followed by the 300 kVA system with an LCOE of 0.09 USD/kWh and NPV of 53,993.98 USD. It was concluded that, the quality of the power distribution network in the area of Amazonas - Cajamarca could be improved with the implementation of Smart grids, being able to inject 60% of the energy generated.

**Keywords:** Smart grids, photovoltaic systems, LCOE, Python, power quality.

## I Introducción

Las redes eléctricas son infraestructuras críticas en todas las sociedades modernas. El concepto de sostenibilidad energética está muy relacionado con la seguridad del suministro, la mitigación del impacto ambiental asociado a la generación-transporte, el uso de la electricidad y al acceso a la misma para incrementar la equidad social a nivel global. Esto tiene mucho que ver con la infraestructura de la red, las cuales están envejecidas y sometidas a regímenes fuertes por escenarios operacionales, así como cambios no visualizados cuando se diseñaron hace varias décadas (Jahan, Snasel y Misak, 2020).

Estas redes eléctricas necesitan ahora ser transformadas para convertirlas en más eficientes, confiables y económicas, que satisfagan las exigencias de calidad impuestas por la digitalización de la sociedad y que permitan la inclusión de la generación distribuida con participación cada vez mayor de fuentes renovables. Esta transformación de las redes puede ser alcanzada a través de la aplicación de tecnologías existentes y tecnologías emergentes de vanguardia. Sin embargo, tomará tiempo y muchos cambios técnicos y no técnicos, tales como marco regulatorio, garantía de derechos del consumidor y de su privacidad y seguridad de la información (IEA 2020); (BID 2019).

La evolución de los sistemas eléctricos hacia Smart grids o redes inteligentes, se está produciendo actualmente de forma gradual cuyo origen se debe a dos factores principales: El primero relacionado con el tráfico energético unidireccional que actualmente se dirige desde las empresas comercializadoras de energía eléctrica hacia el consumidor, y que a la fecha este resulta altamente ineficiente. El segundo enfocado desde el punto de vista de los usuarios, que gracias a las Smart grids, podrán administrar su consumo energético de manera mucho más eficiente y seguro, controlando en todo momento su facturación de consumo de energía (IRENA, 2013); (European Commission, 2011).

Además, será un proceso de mejora constante en el futuro, mediante la incorporación progresiva de TIC, junto con tecnologías electrotécnicas, tanto actuales como nuevas. Esta evolución es necesaria para poder cumplir los objetivos medioambientales de: eficiencia energética, uso de energías renovables y

electrificación del transporte. También cumplir con los objetivos sociales, como el mayor acceso a la electricidad y la democratización de la generación eléctrica, entre otros (de Palacio Rodríguez, 2015); (Adil y Ko, 2016).

En el análisis realizado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática del Perú (INEI, 2020) de los departamentos, los que presentan menor porcentaje de electrificación rural dentro del país son Ucayali, Loreto, Madre de Dios, Junín, Piura, Huánuco, La Libertad y Amazonas, siendo este último de un total de electrificación del 78.5% (esto se aprecia mejor en la figura 1). Dentro de la zona de concesión, el departamento de Loreto ha sido uno de los más beneficiados por el FISE y los programas nacionales (ELOR, 2019); (ELOR, 2019b).

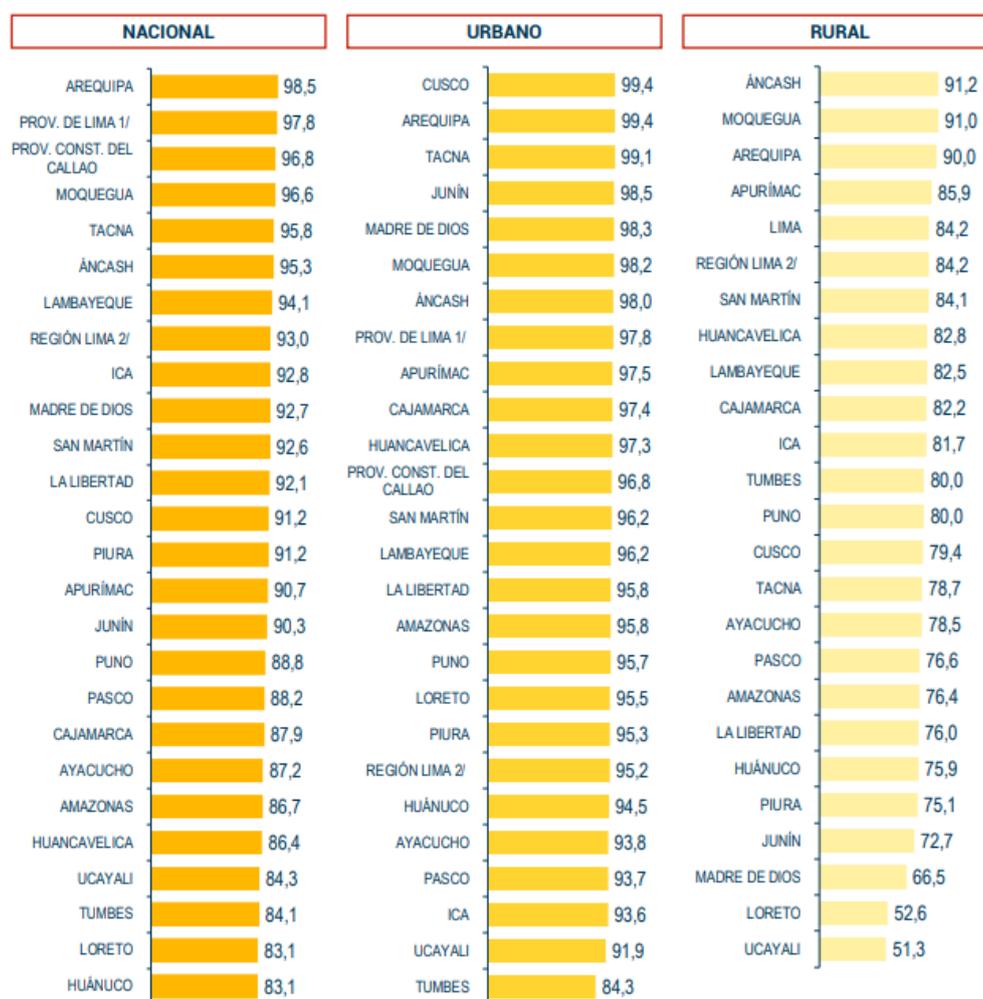


Figura 1. Porcentaje de electrificación de departamento del Perú – 2019

Fuente: INEI, 2020

En el caso de los reportes de calidad de servicio de la concesionaria, se indicó un Nivel de Satisfacción de la Calidad Percibida (ISCAL) del 53.7% en el año 2019, lo cual es un problema, además de las constantes fallas en la red que se subsanan con mayor inversión a la red, principalmente en la región selva. El sistema de generación que maneja la concesionaria dentro de la región Amazonas y Cajamarca es mayormente térmica, representando el 82.2% del total de generación propia (tabla 1) (ELOR, 2020):

Este proyecto se justificó desde el punto de vista económico y de negocio, para los actores que participan en el sistema eléctrico. Se brinda la posibilidad de que los clientes finales obtengan mejoras en el servicio eléctrico, mientras que la distribuidora podrá disminuir sus costos de producción al incorporar fuentes renovables como la eólica y la solar fotovoltaica. Además, los resultados obtenidos brindan datos para futuras investigaciones relacionadas a redes inteligentes, y para impulsar el uso de Smart grids en las empresas distribuidoras del Perú.

Por lo expuesto, se planteó la siguiente pregunta: ¿Cómo mejorar la calidad de la red de distribución eléctrica rural de Amazonas – Cajamarca? Formulándose la hipótesis: El uso de Smart grids mejora la calidad de la red de distribución rural de Amazonas - Cajamarca

Conforme a esto, el presente trabajo de investigación tiene como objetivo general evaluar la factibilidad de implementar microrredes inteligentes (smart-grids) para el aseguramiento de la calidad de red de la red de distribución eléctrica rural de Amazonas – Cajamarca. Para ello, se desarrollarán los siguientes objetivos específicos: analizar la calidad de la red de distribución eléctrica rural por máxima demanda en comunidades de Amazonas – Cajamarca para comparar posteriormente con la calidad estimada en la implementación de Smart grid, diseñar la Smart grid para la red de distribución eléctrica rural para atender la demanda en comunidades de Amazonas-Cajamarca; elaborar la propuesta de implementación de Smart grid para mejorar la calidad de energía eléctrica; evaluar el costo – beneficio de la implementación de Smart grid para estimar la factibilidad económica.

## II Marco Teórico

En este capítulo, se presentan algunas revisiones sobre aplicación de Smart grids a redes de distribución. Por ejemplo, en la investigación de Ramos, Hernández y Silverio (2019) se aplicó la informática y las TIC para supervisar el monitoreo de una Red Eléctrica Inteligente, en las condiciones de una infraestructura menos desarrollada. En el desarrollo del proyecto, se hizo uso de software libre y el lenguaje de programación Python con base de datos SQLite. Como resultado, obtuvo un sistema capaz de realizar tareas óptimas de supervisión, monitoreo y almacenamiento de la información de una Red Eléctrica Inteligente.

Por otro lado, el gran desafío tecnológico en la actualidad es la transformación de la red eléctrica convencional, en una red eléctrica inteligente, y adaptable. Para lo cual, Ruiz e Inga (2019) realizaron un diseño óptimo de una red de comunicaciones por fibra óptica, utilizada como medio para la transmisión de información de una Red Eléctrica Inteligente (REI), donde se concluyó que, la máxima distancia en transmisión depende de la potencia a la salida en el transmisor, el coeficiente de atenuación, la dispersión cromática y la sensibilidad del receptor. Por lo tanto, es necesario modificar la ganancia de los amplificadores ópticos y regular la compensación a medida que la distancia del canal óptico aumenta, permitiendo la recepción de datos fiables.

Otro factor importante es la eficiencia energética y la seguridad de los datos de las redes inteligentes. Para la gestión inteligente de los sistemas energéticos, las redes de sensores inalámbricos y las infraestructuras de medición avanzadas han desempeñado un papel fundamental en la transformación de las ciudades tradicionales en comunidades inteligentes. Echevarri-Martínez et al (2020) implementaron estas técnicas analizando su potencial en la generación eléctrica descentralizada con ERNC (energías renovables no convencionales). Implemento IoT (Tecnología de la información) e inteligencia artificial para diseñar el sistema de seguridad de datos, obteniendo una mejora significativa en el control de la red. Resaltó, que un factor importante a tener en cuenta para el desarrollo de redes inteligentes es un sistema capaz de medir y gestionar la demanda y oferta (cargas y producción de energía).

En la investigación de Swain et al (2021) se propuso un modelo energético de ciudad inteligente (Smart grid) para generar, consumir y compartir energía limpia en una plataforma comercial descentralizada mediante la integración de la tecnología blockchain con una microrred inteligente. En este modelo completo, se utilizaron la optimización del enjambre de partículas y un algoritmo para buscar la solución óptima en cualquier espacio de problemas en menos tiempo de procesamiento, obteniendo un sistema eficiente y confiable.

Otra investigación sobre diseño de Smart grids fue la realizada por Jahan, Snasel y Misak (2020), quienes hicieron una revisión sobre algoritmos para redes inteligentes aplicados a cargas de potencia, se analizó seis sistemas de pronóstico de carga de energía a corto plazo que emplearon redes inteligentes y algoritmos de optimización. Los resultados se compararon utilizando los criterios de la MAPE y otras variables (como la ubicación y la fecha del estudio). El resultado obtenido es que SVM (Regresión vectorial de soporte) alcanza el valor mínimo de MAPE (0,1961%). Para el conjunto de datos australiano, el MAPE en ANN (Red neuronal artificial) es de aproximadamente 0,268%, utilizaron la transformada de onda avanzada con red neuronal. El resultado de la predicción de FS es de aproximadamente 1,0335%. El DT (Árboles de decisión) es 1.166% y el LR (Regresión lineal) alrededor del 1.2955%, Finalmente, (SOM-K-means-ANN) predijo la carga de los tres grupos, dando el mejor resultado obtenido del 2.71%.

Continuando con las investigaciones se tiene la realizada Eltamaly, Mohamed y Alolah (2016), los cuales propusieron un modelo para dimensionar y optimizar los sistemas híbridos renovables (HRES) autónomos con el fin de proporcionar una cierta carga en cinco sitios (Yanbu, Dhahran, Dhalm, Qaisumah y Riyadh) en Arabia Saudita según el concepto de red inteligente. Los componentes del sistema investigado son subsistema de energía fotovoltaica, subsistema de energía eólica, generación distribuida, batería y modificador bidireccional. Realizando los cálculos mediante Matlab de balance energético HES para cada hora del año, dividido en dos tipos de carga prioritarios, HPL (75%) y LPL(25%). Este método aplicó la optimización de tres objetivos: la mayor confiabilidad, el precio de energía de generación de energía más bajo y el valor de carga fantasma más bajo. El sistema

es viable para cargas bajas (LPL) estando la batería totalmente cargada, pero para HLP existen algunas consideraciones.

Por otro lado, Benito Misaray et al (2019) realizaron una propuesta para la electrificación Rural en Perú basada en Smart grids, para esto hicieron uso de una metodología de revisión sistemática y simulación de caso práctico, buscando y analizando las diferentes tecnologías para el desarrollo de Smart grids en el Perú (específicamente en el departamento de Loreto) y evaluando cada escenario. De los resultados obtenidos de la investigación indicaron que, el sector elegido para el análisis de la Smart grid fue Colonia Angamos, para el cual se diseñó tres casos con el software HOMER, señalando que la mejor opción es un sistema integrado con fuentes híbridas, en este caso: solar, batería, térmica). Dentro del análisis económico, por temas de la pandemia se concluyó que es proyecto es viable a nivel social, pero no es una alternativa económica atractiva para la inversión privada.

Asimismo, Mirez Tarrillo (2020) propuso una optimización del despacho de energía de una microrred CC (corriente continua), empleando programación lineal. La microrred seleccionada por el investigador fue una microrred híbrida con fuente eólica / solar, un sistema de almacenamiento por baterías y la interconexión a la red. Se evaluó la optimización del proceso de generación y distribución de energía en la microrred empleando el software MATLAB, buscando la reducción de costo de producción al mínimo. Se obtuvo, que todos los componentes de la microrred aseguren una potencia de suministro durante un periodo de 5 minutos. El software diseñado permitió configurar las entradas de precio y potencia, así como las condiciones de funcionamiento de cada fuente y la curva de demanda de las cargas.

Entre lo estudiado, se tiene que comprender algunos conceptos importantes. Como, que una red inteligente es añadir capacidades de supervisión, análisis, control y comunicación a la infraestructura nacional de suministro eléctrico para maximizar el rendimiento del sistema y reducir el consumo de energía. La red inteligente permite a las empresas de servicios públicos mover la electricidad por el sistema de la forma más eficiente y económica posible. También, puede definirse como un sistema que emplea información digital y tecnologías de control para facilitar el despliegue y la integración de recursos distribuidos y renovables, dispositivos de

consumo inteligentes, sistemas automatizados, almacenamiento de electricidad y tecnologías de ahorro de picos (Kabalci y Kabalci, 2019); (Vicini y Micheloud, 2012).

Con una mayor automatización, especialmente en forma de sensores en los niveles de distribución, la red inteligente aumentará y mejorará significativamente la calidad y la cantidad de datos procesados por los sensores y la infraestructura de medición. Este enfoque no sólo mejoraría mejorar significativamente la eficiencia, la calidad de la energía y la fiabilidad de todo el sistema, sino que también conducirá a una mayor participación de los clientes, a la reducción de los picos de demanda pérdidas financieras y, lo que es más importante, la reducción de las emisiones de CO2 y otros impactos ambientales (Balasubramaniam et al, 2021).

Además, la integración de las tecnologías de generación de energía renovable cobra cada vez más importancia debido a la preocupación por el calentamiento global. En la actualidad, la penetración de la generación de energía renovable es muy baja y puede ser manejada por la red eléctrica actual razonablemente bien. Sin embargo, a medida que la penetración aumente, serán necesarias importantes mejoras y modificaciones para acomodar e integrar la generación variable (estocástica). Las redes inteligentes están en una fase incipiente de desarrollo. Como tal, hay numerosos desafíos técnicos que hay que superar (Zobaa, Pota y Vaccaro, 2021); (Borlase 2017): Fusión de la planificación y el análisis en tiempo real, modelos de sistemas muy grandes, manejo de una gran cantidad de datos AMI (infraestructura de medición avanzada), toma de decisiones basada en el AMI, simulación de series temporales, integración y protección de la red, tecnología de almacenamiento de energía barata.

La creciente dependencia de la generación distribuida, los recursos del lado de la demanda y las aplicaciones del sistema de distribución aumentan significativamente la exposición de los sistemas a la cibervulnerabilidad. Toda la arquitectura de seguridad puede construirse sobre las infraestructuras tecnológicas y de comunicación existentes, fusionándola además con la red eléctrica para permitir la implementación de la red inteligente en varios niveles del sistema de energía eléctrica. Además, es necesario establecer un marco sólido para las pruebas de conformidad y la certificación de los dispositivos y sistemas de la red

inteligente para garantizar la interoperabilidad y la ciberseguridad (Bordons, Garcia-Torres y Ridao, 2020); (Shafie-khah, 2020).

Las fases para el dimensionamiento de una SMART GRID se observa en la figura 1, donde se presenta la jerarquía de diseño, empezando por la fase 0 hasta la 3. La fase 0 corresponde al backbone de información (sistema principal de información de la red – base de datos). La primera fase, se refiere al planeamiento de la distribución, construir la infraestructura del sistema de medición y automatizar las subestaciones. La segunda fase es automatizar el sistema de mantenimiento, integrar sistemas, e integrar un sistema de control y supervisión de las estaciones de carga de la red. La tercera y última fase es la optimización de todos los procesos, empleando la automatización y funciones avanzadas de control (Kottayil 2020); (Sallam y Malik, 2019).

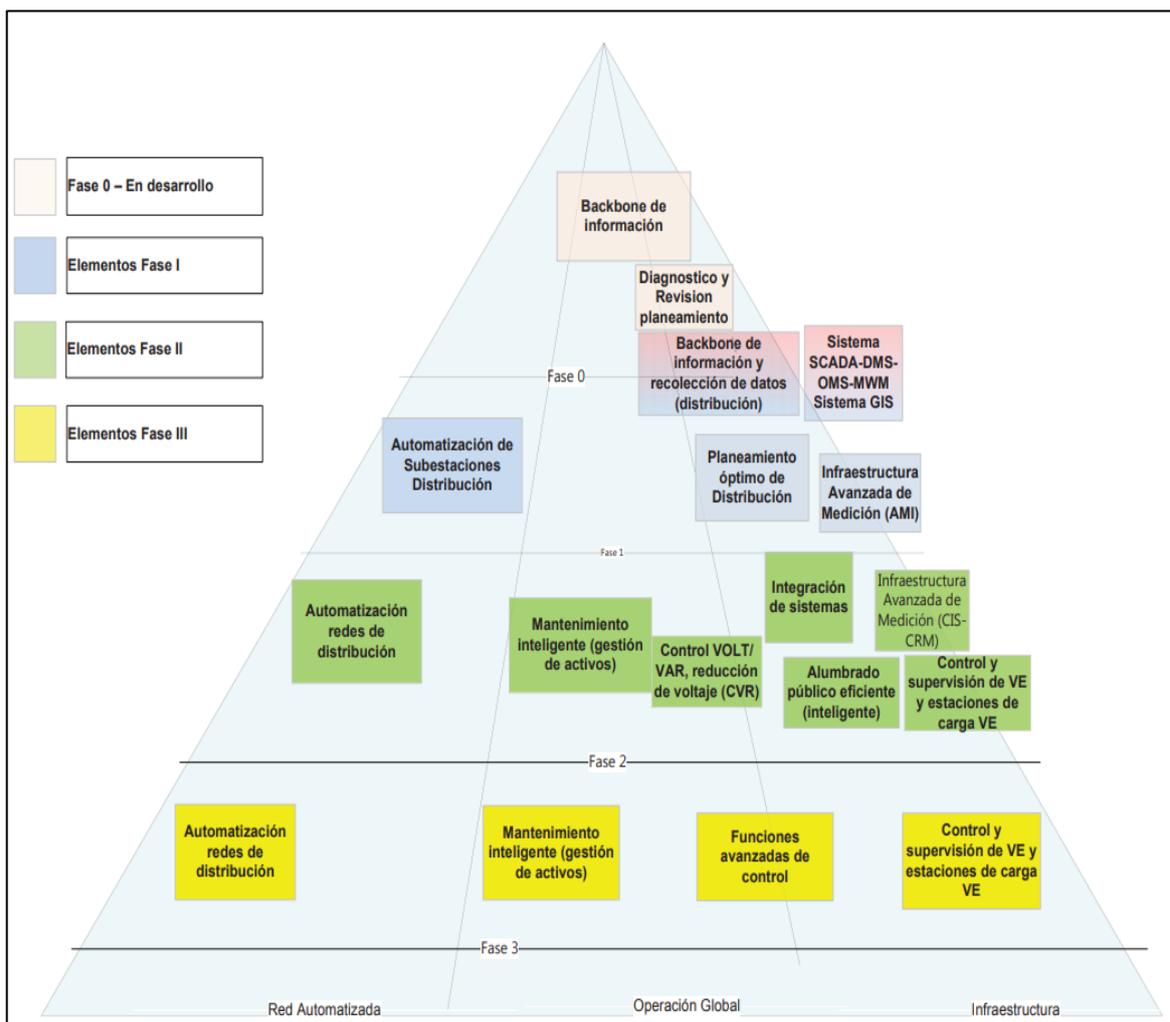


Figura 2. Fases para el desarrollo de una red inteligente.

Fuente: Sallam y Malik, 2019

En la figura se muestran tres aspectos a mejorar la Smart grid: red de automatización, operación global e infraestructura, cada una de ellas tiene que mejorarse de acuerdo a lo establecido en diseño. Existen algunos términos que se emplean que tiene que definirse como (Tomar y Kandari, 2020); (INCIBE CERT, 2020): SCADA: sistema de supervisión, control y adquisición de datos; DMS: sistema de gestión de la distribución; OMS: sistema de gestión de las interrupciones; GIS: sistema de información geográfica; MWM: sistema de gestión del trabajo móvil; AMI: infraestructura de medición avanzada; CIS: sistema comercial; CRM: sistema de gestión de relaciones con los clientes; CVR: reducción del voltaje y DR: respuesta de la demanda.

### **III Metodología**

#### **3.1 Tipo y diseño de investigación**

El tipo de investigación del proyecto fue aplicada porque se emplearon conocimientos obtenidos sobre diseño de Smart grids, sensores, sistemas de monitoreo, microrredes de energía y estrategias de control; para poder evaluar la Smart grid en la red de distribución.

Además, el tipo de diseño empleado fue no experimental – transversal, porque se simuló la Smart grid sin llegar a implementarla, siendo más una proyección del diseño permitiendo analizar su factibilidad mediante indicadores tecno-económicos, recolectando los datos solamente una vez (los cuales son el estado de la red y las comunidades de la zona escogida).

#### **3.2 Variables y operacionalización**

La definición de cada variable se presentó en la tabla de operacionalización de variables ubicada en el Anexo II (tabla 3), así como, las dimensiones e indicadores de cada variable de estudio del presente proyecto.

##### **3.2.1 Variable Independiente**

Smart grid.

Se define como una red capaz de integrar eficientemente a los usuarios con la red eléctrica de modo que se asegure un sistema energético sostenible, de calidad y seguro.

##### **3.2.2 Variable Dependiente**

Calidad de energía eléctrica.

Definimos calidad de energía eléctrica como las características y condiciones adecuadas de la electricidad en un punto dado de la red eléctrica, evaluadas con relación a un conjunto de parámetros técnicos de referencia.

### **3.3 Población, muestra y muestreo**

#### **3.3.1 Población**

Redes de Distribución de Energía Eléctrica del Perú

#### **3.3.2 Muestra**

Red de Distribución para las zonas de los departamentos de Amazonas – Cajamarca, Perú.

#### **3.3.3 Muestreo**

Aleatorio simple.

### **3.4 Técnicas e instrumentos de recolección de datos**

La técnica utilizada fue el análisis documental, que consiste en la revisión de los reportes e informes brindados por la empresa distribuidora de energía, para conocer el estado de la electrificación de la zona de Amazonas y Cajamarca, y el consumo de cada comunidad, con el algoritmo clustering, el cual permitió clasificar las zonas de acuerdo a su estado de conexión a la red, sus cargas y su consumo; lo que facilita el estudio y diseño de la Smart grid.

Así mismo se realizó el análisis de GIS, se realizó mediante mapas, donde se pudieron designar valores de consumo, estado de la red (obtenido de los reportes), potencial energético renovable (eólico/solar) y otros parámetros que servirán para analizar cada cuadrícula ( $0.038^\circ \times 0.038^\circ$ ) del mapa. Para el diseño se emplearon el algoritmo de optimización, permitiendo dimensionar y analizar la Smart grid mediante algoritmos, que pueden ser procesados mediante el lenguaje de programación PYTHON.

### 3.5 Procedimiento

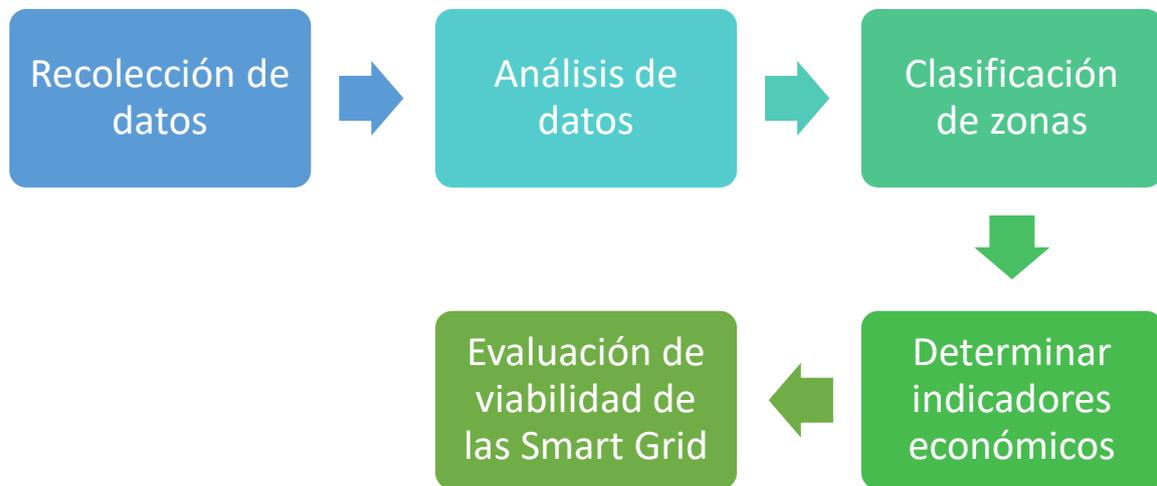


Figura 3. Diagrama de procedimiento.

Fuente: Elaboración propia

Se procede a describir los procedimientos que serán empleados en el proyecto de investigación para conseguir los resultados de acuerdo a los objetivos planteados:

Primero se tiene la recolección de datos, que consistió en obtener datos de informes o reportes de la distribuidora, así como, de los GIS, específicamente: datos de consumo, estado de la red, demanda de la comunidad y potencial energético de los recursos renovables. Después se procedió a analizar los datos obtenidos de la recolección de datos, estableciendo parámetros para el diseño y evaluación de las Smart grids.

Luego se clasificaron las zonas de la red eléctrica empleando un algoritmo K-means, y poniendo como parámetros el estado de la red, la distancia de la red y la clasificación de demanda mediante el modelo multi-tier framework (MTF). Se elaboró el GIS, desarrollando un mapa que contenga la información obtenida por la recolección de datos y la clasificación de las zonas, mediante QGIS. Además, se implementó un algoritmo de optimización para el dimensionamiento de la Smart grids, aplicando los datos obtenidos por el GIS.

Finalmente, se determinó los indicadores tecno-económicos (VAN, LCOE) para evaluar las Smart grid y evaluar viabilidad de Smart grid; se compararon los resultados obtenidos de simular la Smart grid con los datos obtenidos de la recolección de datos (de la red actual).

### 3.6 Método de análisis de datos

Para el estudio se necesita:

- **Libre Office Calc:** Software libre que permitió obtener los gráficos y tablas de datos.
- **Anaconda:** Entorno de desarrollo que permitirá la programación del algoritmo en lenguaje Python.
- **QGIS:** software libre que permite desarrollar el GIS para el proyecto.

Y la estadística descriptiva, que permitió asociar y categorizar los resultados a través de intervalos (también por medio de gráficos estadísticos como el diagrama de barras o diagrama circular). El resumen de las técnicas e instrumentos se presenta en la tabla 4 (Anexo I).

### 3.7 Aspectos Éticos

El trabajo es de autoría propia, respetando las fuentes externas que sirvieron para el desarrollo del proyecto, citándolos y referenciándolos de acuerdo a la norma ISO, tanto en los párrafos del documento como en las figuras y tablas. Además, cada parte del documento se ha redactado de manera legible con el fin de dar información clara y precisa, respetando los principios éticos y valores, así como el respeto irrestricto con el código ético de la universidad César Vallejo.

## IV Resultados

### 4.1 Análisis de la calidad de red de distribución Amazonas-Cajamarca

La empresa mencionada cubre dentro de su zona de concesión a los departamentos de Cajamarca y de Amazonas.

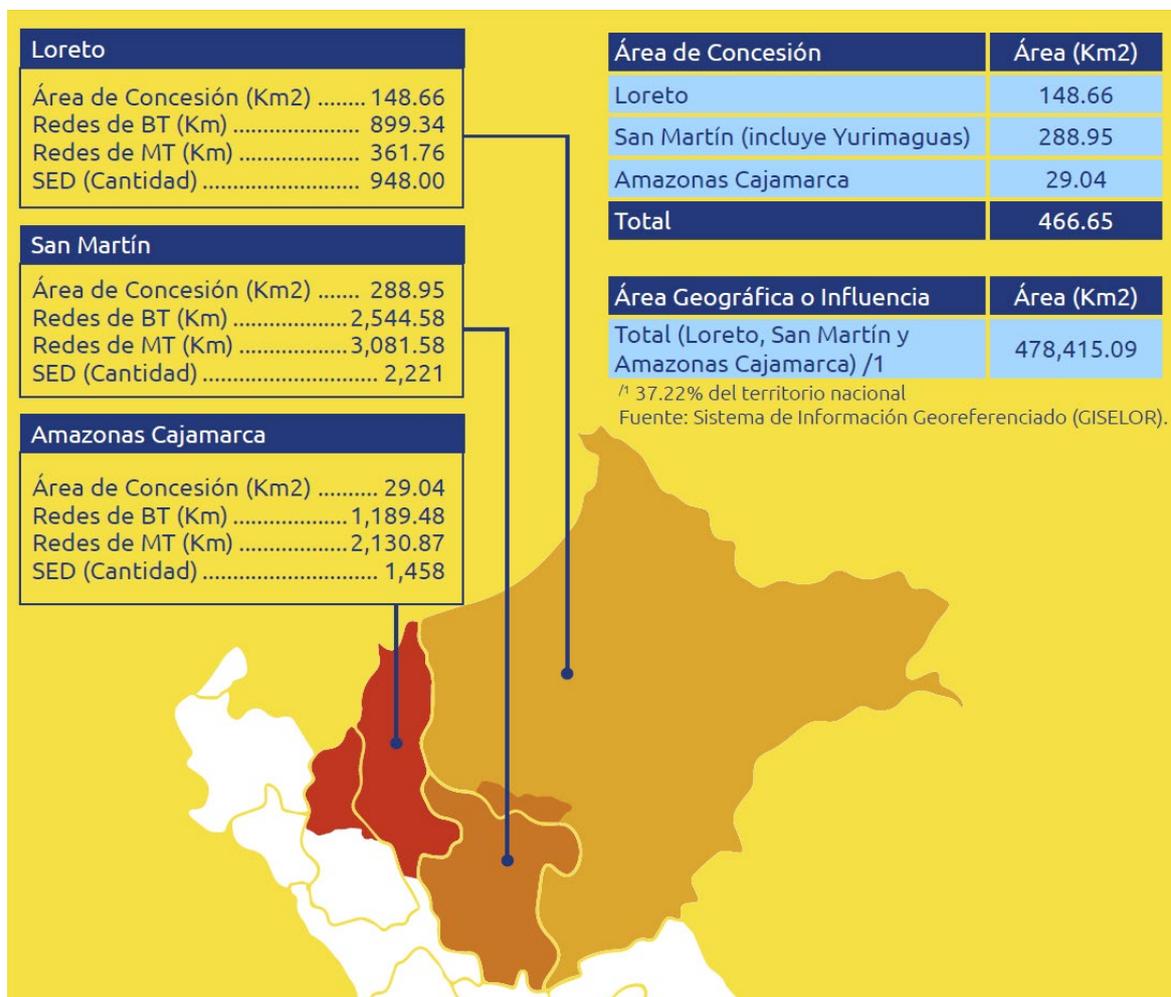


Figura 4. Zona de concesión de la empresa distribuidora de energía.

Fuente: ELOR, 2020

El área de influencia o geográfica suma 478 415.09 km² (37.22 % del territorio nacional), mientras que el área de concesión de distribución suma 466.65 km², que comprende los departamentos de Loreto, San Martín, Amazonas y parte del departamento de Cajamarca. El estudio se realizó centrándose en los departamentos de Amazonas y Cajamarca, donde el área de concesión es de 29.04 km² y cuenta con 2,130.87 Km de Redes de Media Tensión instaladas, 1,189.48 Km de Redes de Baja Tensión y 1,458 Sub Estaciones de Distribución.

Dentro de la memoria anual de la concesionaria se indica que, los sistemas fotovoltaicos han sido implementados desde en su mayoría a clientes de tarifa BT8 de baja tensión para las provincias de Amazonas, Requena, Indiana y Mazan en el departamento de Loreto. Además, los servicios de sistema de medición inteligente (SMI) han sido aplicados al departamento de Loreto específicamente a Iquitos con un total de 83 usuarios, mientras que los departamentos de Amazonas y Cajamarca no cuentan con ese sistema. Estos medidores cuentan con un sistema de medición a base de Radio Frecuencia, Asimismo, con el fin de ampliar el número de medidores, se logró en la nueva Fijación del Valor Agregado de Distribución–VAD (2019-2023), la aprobación del reemplazo gradual a sistemas de medición inteligente para 5,096 medidores a nivel de toda la concesión. con esta cantidad de medidores se ampliará en la Sede Loreto, San Martín y Amazonas - Cajamarca. (ELOR, 2020).

La figura siguiente indica las centrales y subestaciones referentes a la Zona de Cajamarca y Amazonas, como se puede mostrar, el departamento de Amazonas cuenta en su mayoría con centrales hidroeléctricas en la zona sur, aunque la mayoría son aisladas; mientras que Cajamarca está más interconectado.

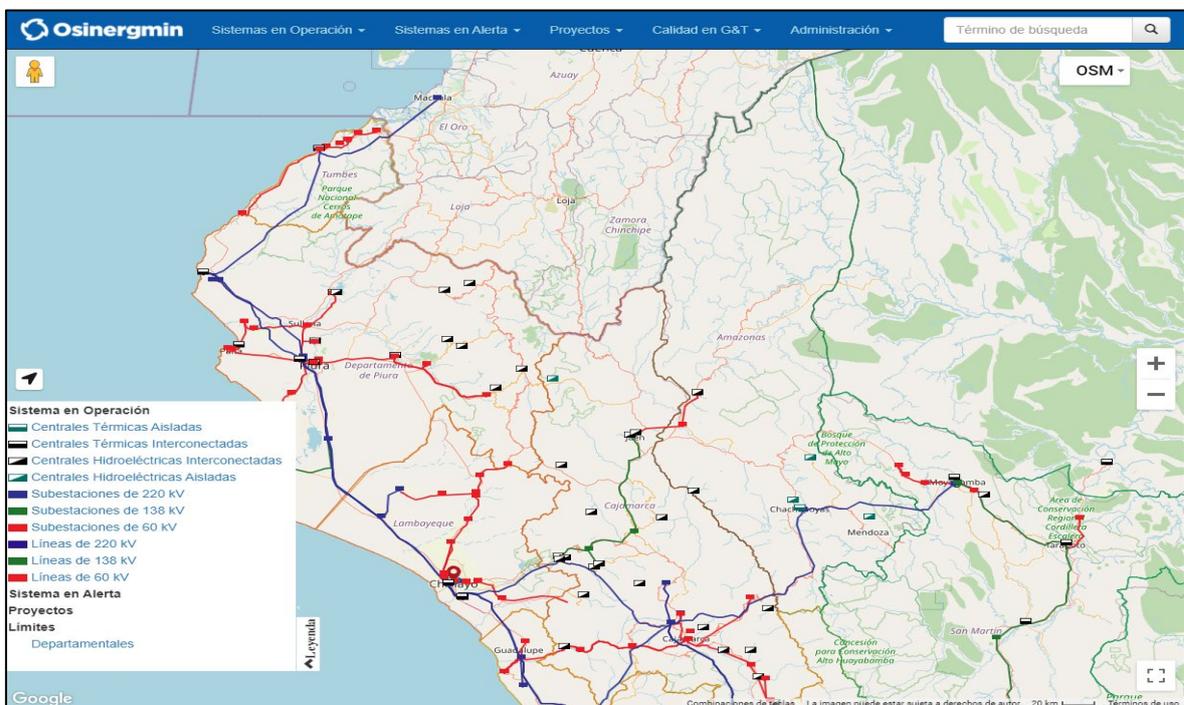


Figura 5. Centrales, subestaciones y líneas de la zona de estudio.

Fuente: Osinergmin, 2021

*Nota:* Según la leyenda, las centrales de color verde son aisladas mientras que las negras son interconectadas a la red nacional. Nos presentan líneas de 220 kV (azul), 138 kV (verde) y de 60 kV (rojo). La zona norte del departamento de Amazonas no presenta centrales ni subestaciones, esto se debe analizar con la información obtenida por la concesionaria en baja tensión, además de corroborar con el DGER para analizar si ya existen zonas con proyectos relacionados al FISE.

Los datos mencionados se analizan con los datos por la Dirección General de Electrificación Rural (DGER). La leyenda indica el estado de la electrificación rural en los departamentos de interés. De la figura siguiente se obtiene que el departamento de Amazonas presenta centros poblados más alejados entre sí, por lo que se deduce que aquellas comunidades o cuentan con un sistema fotovoltaico implementado por el FISE, están dentro de algún plan de electrificación rural del gobierno, funcionan con grupo electrógeno o no cuentan con electricidad.

El sistema de georreferenciado del DGER es capaz de brindar esa dicha información, pero cabe resaltar que dicha información fue actualizada en el año 2016. Por ese motivo es importante tener datos recientes obtenidos de la concesionaria.

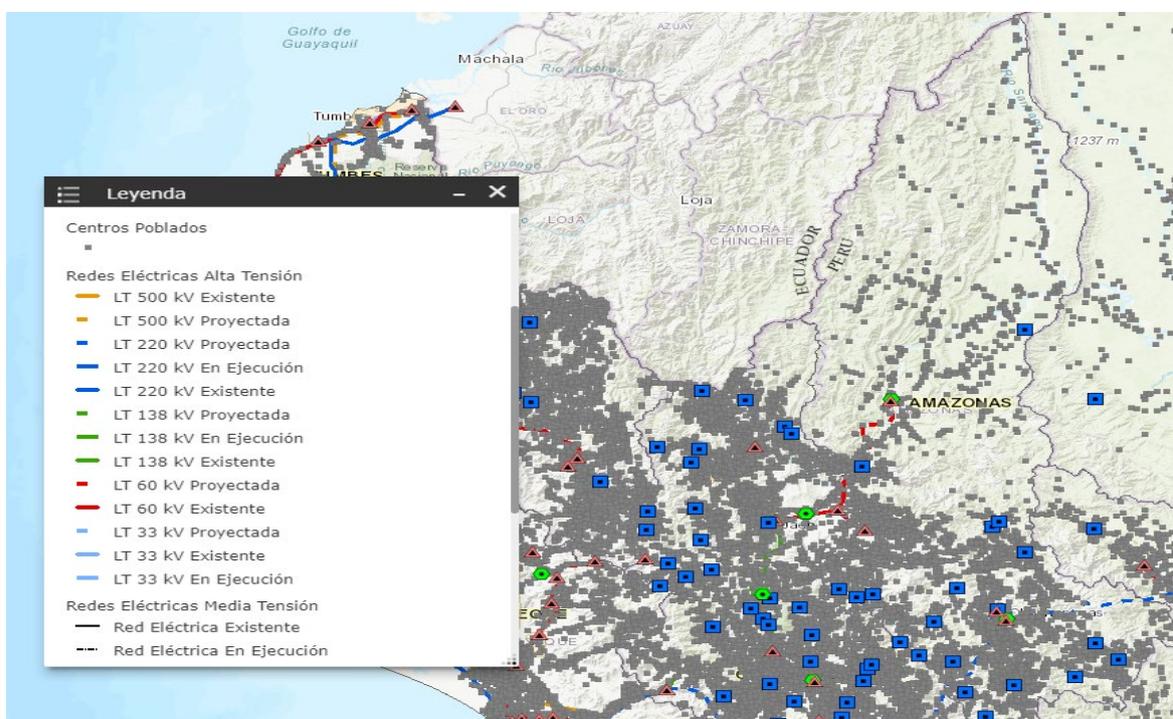


Figura 6. Centros poblados de la zona de estudio.

Fuente: DGER, 2021

Debido a que el recurso solar es el recurso renovable que está presente en todos los lugares, las Smart grids a diseñar estarán compuestas por mini-centrales fotovoltaicas.

Debido a que las subestaciones tienen una capacidad definida, la potencia nominal de la Smart grid que se interconectará con esta subestación debe ser menor a la capacidad de la subestación. Para fines de este trabajo se dimensionarán las Smart grid con una potencia igual al 25% de la capacidad de la subestación a la que se interconectarán.

La siguiente figura muestra las subestaciones existentes en la red de distribución Amazonas-Cajamarca. Y en la Tabla 2 se muestra una clasificación de las capacidades de las subestaciones después de haber sido procesadas por un algoritmo de clustering utilizando Python.

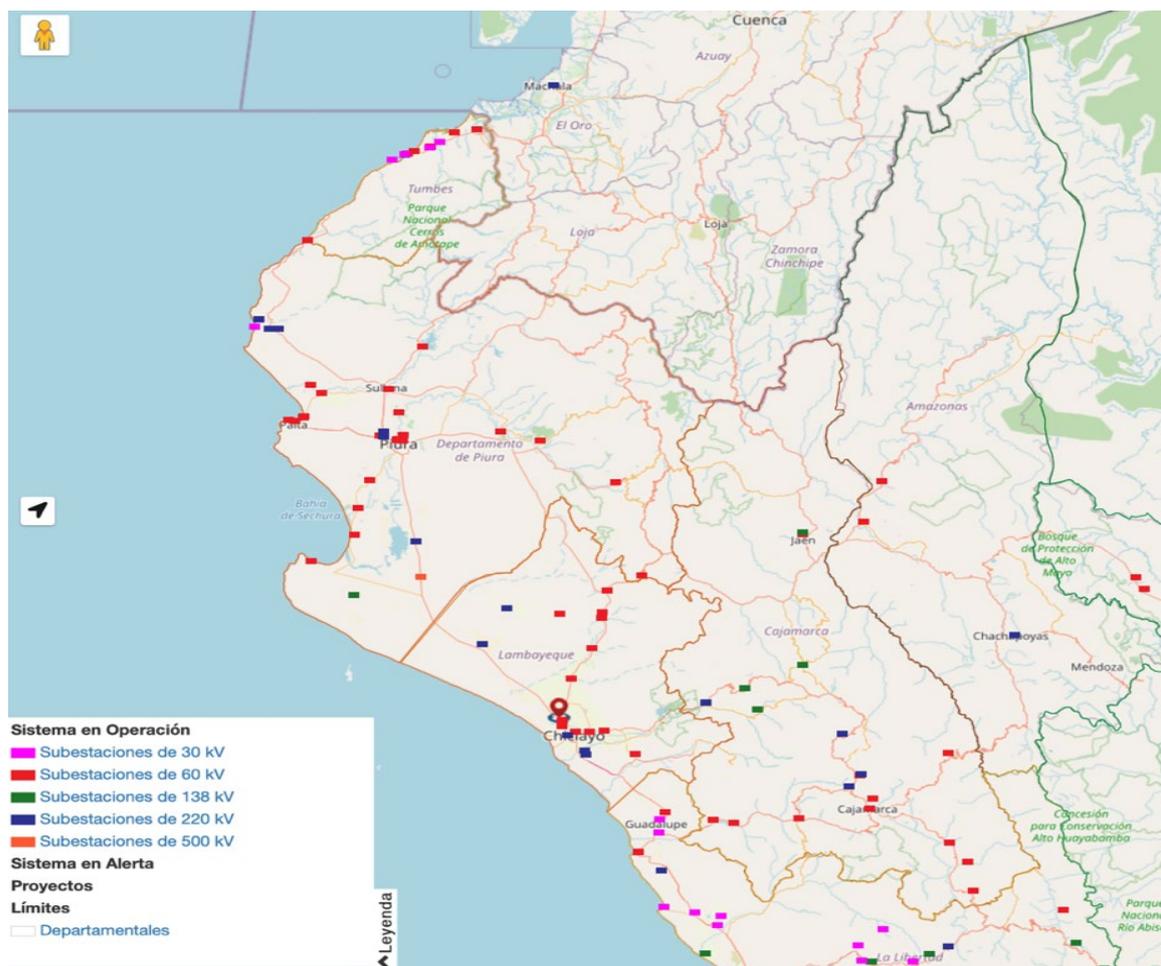


Figura 7. Subestaciones existentes.

Fuente: DGER, 2020

**Tabla 1. Subestaciones en la red de distribución**

<b>Item</b>	<b>Cantidad de Subestaciones</b>	<b>Capacidad (kVA)</b>
<b>1</b>	888	10
<b>2</b>	383	15
<b>3</b>	1	20
<b>4</b>	340	25
<b>5</b>	5	37
<b>6</b>	63	37.5
<b>7</b>	70	40
<b>8</b>	110	50
<b>9</b>	1	64
<b>10</b>	75	75
<b>11</b>	13	80
<b>12</b>	127	100
<b>13</b>	7	125
<b>14</b>	42	160
<b>15</b>	8	200
<b>16</b>	21	250
<b>17</b>	2	260
<b>18</b>	2	300
<b>19</b>	3	320
<b>20</b>	2	350
<b>21</b>	2	400
<b>22</b>	1	630
<b>23</b>	1	650
<b>24</b>	2	800
<b>25</b>	2	1000
<b>26</b>	1	2600
<b>27</b>	1	3000
<b>28</b>	1	3200

Fuente: Elaboración propia

Las Smart grids a diseñar deberán tener como máximo el 25% de la capacidad de las subestaciones de distribución indicadas en la Tabla 2.

Para uniformizar y reducir la cantidad de diseños a realizar clasificaremos las potencias de la Smart grid utilizando un algoritmo de clustering (agrupamiento).

Los algoritmos de clustering o agrupamiento permiten agrupar objetos por similitud, en grupos o conjuntos de manera que los miembros del mismo grupo tengan características similares. En este caso nosotros queremos agrupar las subestaciones existentes en grupos que tengan capacidades (kW) similares.

Para la presente tesis se utilizó un algoritmo de agrupamiento k-means el cual es un método de agrupamiento, que tiene como objetivo la partición de un conjunto de  $n$  observaciones en  $k$  grupos en el que cada observación pertenece al grupo cuyo valor medio es más cercano. Es un método ampliamente utilizado en minería de datos.

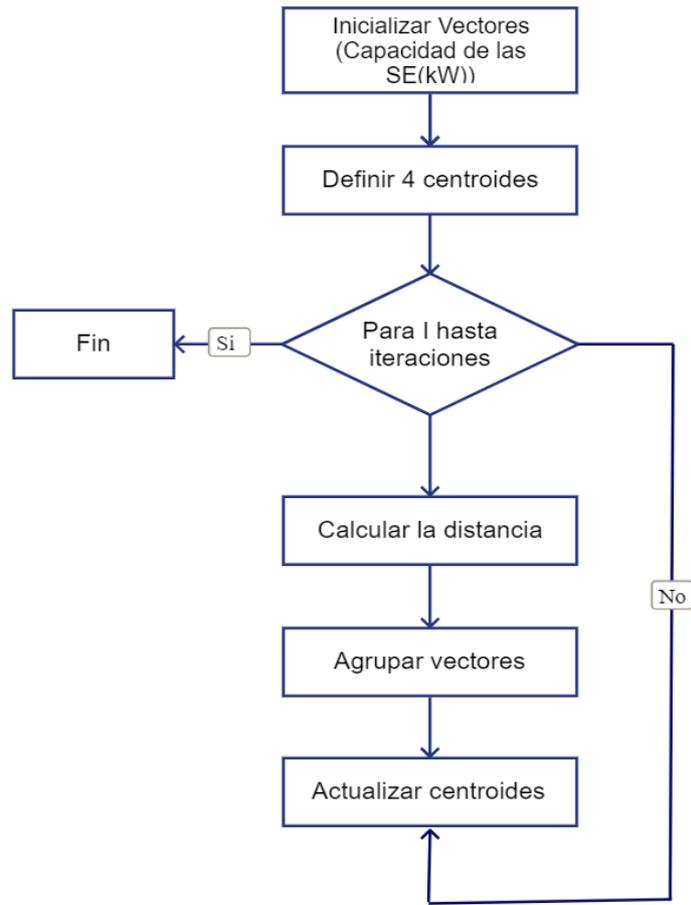


Figura 8. Diagrama de flujo del algoritmo de clustering utilizado.

Fuente: Elaboración propia

En este trabajo se definió  $k$  (número de centroides y de grupos) como 4. Es decir, se buscará conseguir 4 grupos de subestaciones para diseñar 4 tipos de Smart grid.

Los resultados del algoritmo arrojan que las potencias de los grupos serán las indicadas en la Tabla 2.

**Tabla 2.** Capacidad de las Subestaciones y Potencia de Smart grids

Cantidad de Subestaciones	Capacidad de Subestación (kVA)	Potencia de la Smart grid (kVA)
176	100 – 160	25
38	200 – 350	50
6	400 - 800	100
5	1000 - 3200	300

Fuente: Elaboración propia

Considerando que la potencia máxima de la Smart grid será el 25% de la capacidad de la subestación, esto con el propósito de que el sistema eléctrico de potencia tenga estabilidad y así evitar problemas de impactos en la estabilidad de voltaje y frecuencia relacionados con alta penetración fotovoltaico, en tal sentido se tendría que visualizar el concepto, por medio de la respuesta que brinda un sistema típico, ante un evento ocasionado por la falla en la línea de distribución.

Para este estudio, las Smart grids a diseñar serán de 25kW, 50kW, 100kW, 300kW de potencia nominal, considerando los rangos y la cantidad de subestaciones con las que cuenta la concesionaria, según como se puede apreciar en la Tabla 1, así como el porcentaje que se puede inyectar a la red. Las primeras se conectarán para las subestaciones que van de 100 a 160kVA y así sucesivamente como se indica en la Tabla 3.

Considerando los D.S de Ley de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables – D.L 1002 y el Reglamento de la generación de electricidad con energías renovables Decreto D.S 012-2011-EM , así como el potencial energético que posee la zona geográfica de Amazonas – Cajamarca, al estar ubicado en su mayoría en la selva baja la permanente presencia del sol, hace que se muy factible el desarrollo de energía fotovoltaica, a diferencia de la energía eólica, donde la zonas de estudio tienen nula presencia de potencial eólico ya que las fuerzas del viento son muy bajas, en tal sentido para el presente estudio se trabajará con sistemas fotovoltaicos On Grid.

#### **4.2 Diseño de las Smart grids**

El presente trabajo tiene como fin incorporar Smart grids para mejorar la calidad de energía de la red de distribución para ello estas Smart grid se deben de interconectar en las subestaciones eléctricas de la red de distribución. El primer paso entonces es determinar las subestaciones y la capacidad de estas.

Previamente hemos uniformizados las potencias de las Smart grids en 25, 50, 100, 300kW

Para el diseño de la Smart grid es necesario primero determinar los componentes de cada sistema. La Smart grid estará conformada por:

- Sistema de Generación Fotovoltaica
- Sistema de Almacenamiento de Energía
- Centro de Transformación y de Interconexión

El sistema de generación fotovoltaico (SFV) es el encargado de generar electricidad para la Smart grid la cual se inyectará en la subestación de distribución.

El sistema de almacenamiento de energía (ESS) está compuesto de baterías de litio y electrónica de potencia que brindará respaldo a la subestación cuando esta pierda alimentación de la red primaria y también servirá para estabilizar la tensión y frecuencia en casos de cambios bruscos en la demanda.

El centro de transformación y de interconexión será el encargado de interconectar el SFV y ESS al SEIN a través un transformador elevador.

#### **4.2.1 Diseño del Sistema de Generación Fotovoltaico**

Debemos de diseñar los sistemas de generación fotovoltaicos para las 4 potencias definidas anteriormente.

Para el diseño del Sistema de Generación Fotovoltaico es necesario contar con el recurso solar. Para uniformizar los diseños tomaremos el promedio de Irradiancia Global Horizontal en las regiones de Amazonas y Cajamarca.

La Fig. 7 muestra la irradiancia global horizontal en la zona de estudio. A partir de este gráfico se obtiene que el promedio en la región de estudio es de 4 kWh/m<sup>2</sup>/día. Con este valor de irradiancia dimensionaremos y diseñaremos el sistema fotovoltaico.

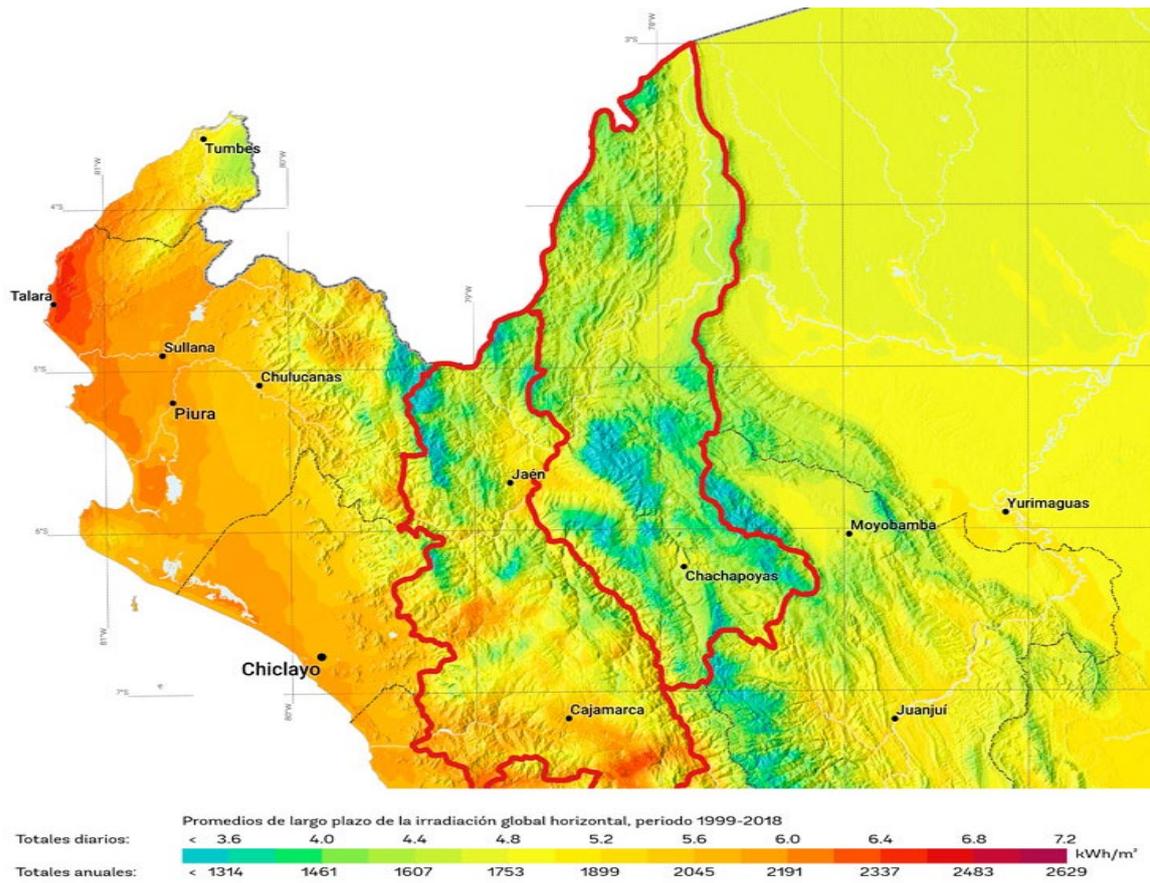


Figura 9. Irradiancia solar en la región de estudio.

Fuente: solargis.com

Las potencias nominales son de 25kW, 50kW, 100kW; 300kW. Para calcular la potencia pico debemos utilizar el ratio DC/AC, puestos que esos valores hacen referencia al lado AC y no al lado DC.

El ratio DC/AC recomendado para una irradiancia de 4.5kWh/m2/día es de 1.2. Por lo tanto la potencia de las microrredes serán:

$$P_{fv} > P_{ac} * 1.2$$

**Tabla 3.** Potencia de los sistemas fotovoltaicos

Pac	Ppv
25kW	30kWp
50kW	60kWp
100kW	120kWp
300kW	360kWp

Fuente: Elaboración propia.

Para el diseño del sistema fotovoltaico se utilizará módulos de alta eficiencia y de 500Wp, puesto que son la mejor opción del mercado.

Para calcular el número de módulos fotovoltaicos utilizaremos la siguiente formula:

$$N_{mod} > \frac{P_{FV}}{P_{mod}}$$

$$N_{mod} > \frac{P_{FV}}{0.5kWp}$$

**Tabla 4.** Número de módulos de los sistemas fotovoltaicos.

<b>Pfv</b>	<b>Número de módulos fotovoltaicos</b>
30kWp	60
60kWp	120
120kWp	240
360kWp	720

Fuente: Elaboración propia.

Debemos seleccionar un número de módulos que de preferencia sea par y múltiplo de 3 para tener más flexibilidad al momento de hacer las configuraciones, en este caso el número de módulos cumple con lo requerido.

Se utilizarán módulos de la marca Trina Solar de 500Wp.

#### **4.2.1.1 Orientación, inclinación y proyección de sombras**

Todos los sistemas fotovoltaicos que se encuentran en el hemisferio sur deben orientarse hacia el norte. Con respecto a la inclinación, la zona de estudio se encuentra entre la latitud 3 y 7.5 sur. De acuerdo a la literatura un sistema fotovoltaico en estas latitudes tiene una generación de energía óptima cuando el ángulo de inclinación es igual a su latitud, sin embargo, al tener latitudes muy bajas, se tendrá un ángulo de inclinación muy pequeño que propicia que se almacena polvo y suciedad en los módulos, debido a esto se optó por definir una inclinación de 10° en los módulos.

El análisis de proyección de sombras sirve para calcular la distancia mínima entre el arreglo solar y las estructuras que pueden proyectar sombra sobre ellos.

Se usó la siguiente fórmula:

$$d = h * \left[ \frac{\cos(A_m - A_s)}{\tan(a_s)} \right]$$

Donde:

- d (m): Distancia mínima entre arreglo y objeto con proyección de sombra.
- h (m): Altura de objetos con proyección de sombra.
- AM (grados): Azimut u orientación de módulo solar (N: 0°, E: 90°, S: 180°, O: 270°).
- AS (grados): Azimut u orientación del sol (N: 0°, E: 90°, S: 180°, O: 270°).
- aS (grados): Altitud del sol (0° - 90°).

Tanto los valores de altitud y azimut solar se obtuvieron del diagrama de trayectoria solar típica del departamento Lima, el cual se muestra en la siguiente figura:

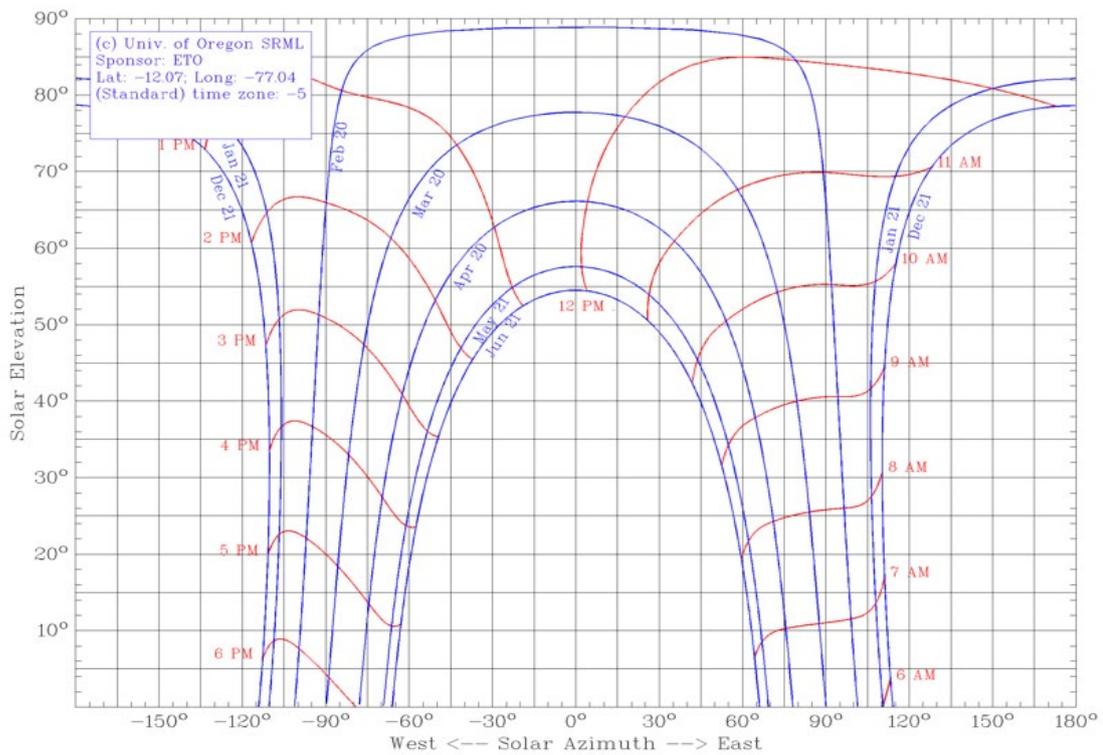


Figura 10. Diagrama solar para ubicación del proyecto.

Fuente: seslab.org

Resolviendo la formula anterior y considerando el diagrama solar se obtuvo que la distancia mínima para que no se genere sombras en los arreglos debe ser de 0.58 m, sin embargo, con el fin de proveer espacio para el mantenimiento de los módulos fotovoltaicos, se utilizó una distancia de separación entre filas de 2 m.

#### **4.2.1.2 Dimensionamiento del arreglo fotovoltaico**

Una vez obtenido la potencia que se requiere en el sistema fotovoltaico, es necesario dimensionar el arreglo, es decir cuántos módulos irán en serie por cadena (string) y cuantas series se necesitarán en paralelo.

En un sistema fotovoltaico se debe buscar tener la máxima cantidad de módulos en serie. Sin embargo, mientras mayor es la cantidad de módulos en serie, mayor será la tensión en el string y por lo tanto mayor la tensión en el sistema fotovoltaico.

La tensión de un sistema fotovoltaico no puede exceder los valores de entrada del inversor ni puede exceder valores definidos por normativas internacionales.

La mayoría de inversores comerciales en Perú tienen una tensión MPPT máxima de 1000 V. Partiremos de este valor para obtener la máxima cantidad de módulos en serie en el arreglo.

$$N_{s_{max}} = \frac{TensiónDC_{max}}{Tensión_{mod}}$$

La tensión DC máxima será de 1000V y la tensión MPPT del módulo fotovoltaico es de 42.8V.

$$N_{s_{max}} = \frac{1000}{42.8}$$

$$N_{s_{max}} \approx 23$$

El número máximo de módulos fotovoltaicos en serie es de 23. Sin embargo, nosotros necesitamos que el número de módulos en serie sea un divisor de la cantidad de módulos totales que tenemos, con el fin de tener series con la misma

cantidad de módulos. El menor más cercano a 23 que es es 20, por lo que nuestro arreglo tendrá series de 20 módulos fotovoltaicos cada una.

La cantidad de series en paralelo se obtiene dividiendo el total de módulos entre la cantidad de módulos por string (22):

**Tabla 5. Dimensionamientos de arreglo fotovoltaico**

<b>Ppv</b>	<b>Número de módulos</b>	<b>Número de módulos en serie</b>	<b>Número de series (strings)</b>
30kWp	60	20	3
60kWp	120	20	6
120kWp	240	20	12
360kWp	720	20	36



Figura 11. Central Fotovoltaica de 25kW en Subestación de Electroriente Chachapoyas de 160kVA ubicada en Jirón 2 de Mayo C-6 y Amazonas C-7.

Fuente: Google maps, 2021

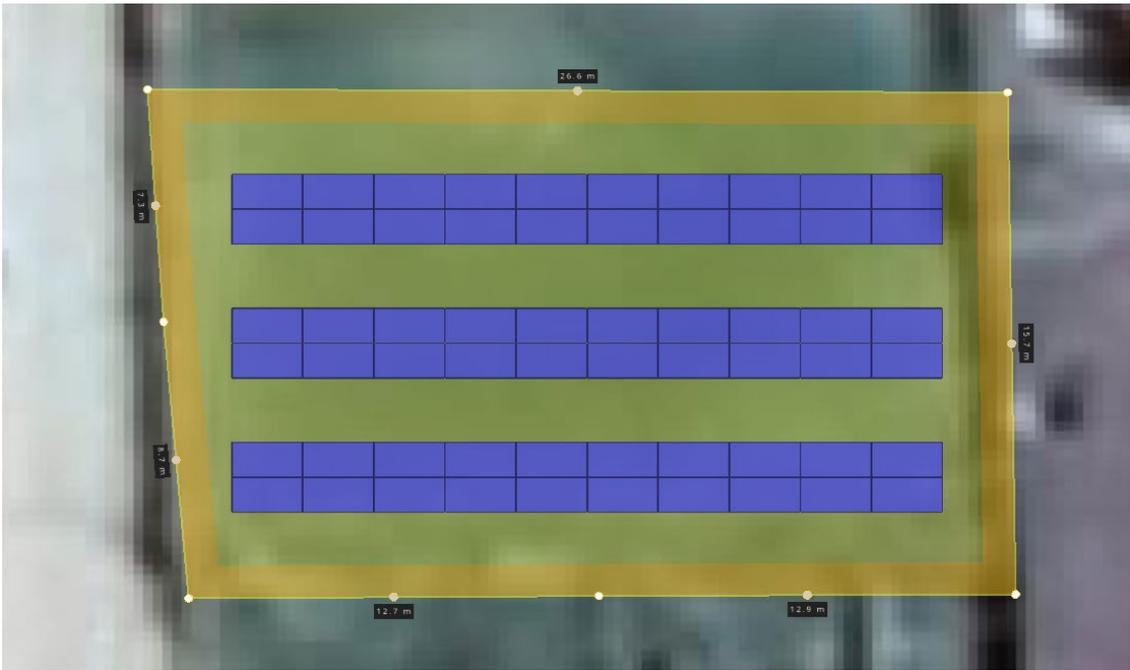


Figura 12. Distribución de 60 módulos fotovoltaicos en 3 strings de 20.

Fuente: Google maps, 2021

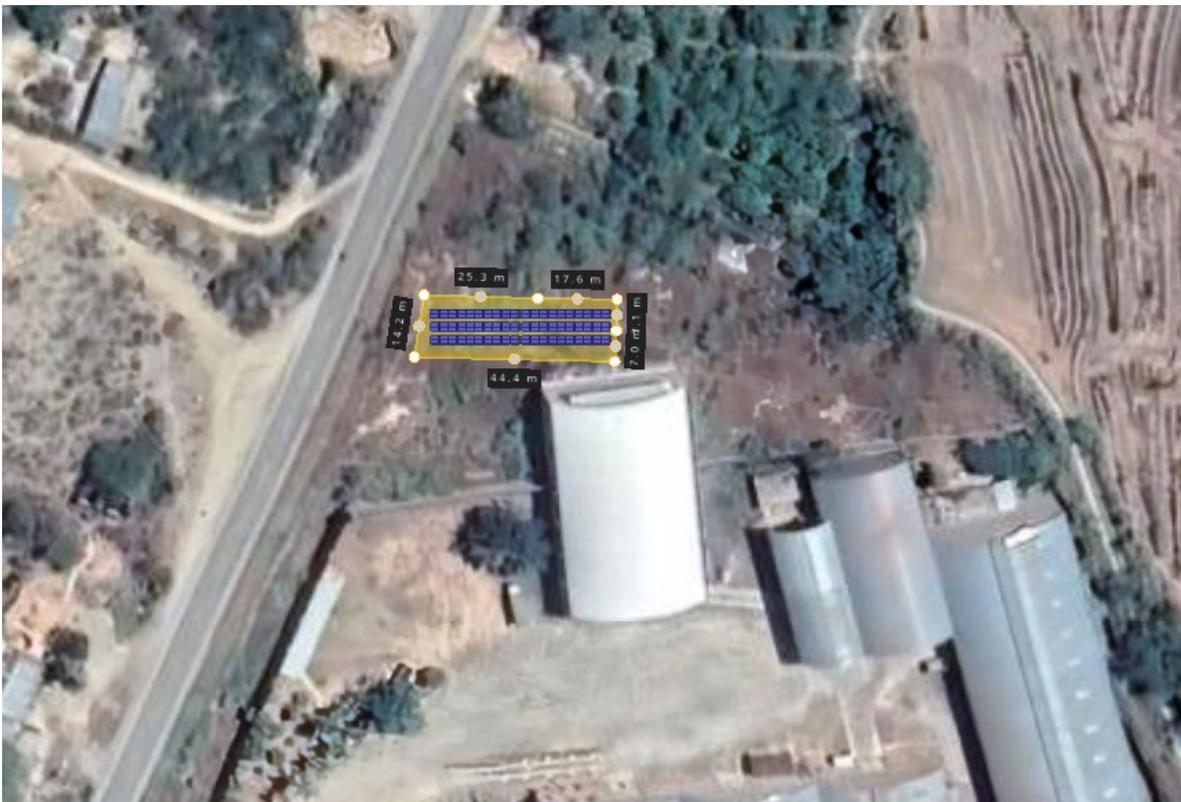


Figura 13. Central fotovoltaica de 50kW ubicada en Chamaya Coinca.

Fuente: Google maps, 2021

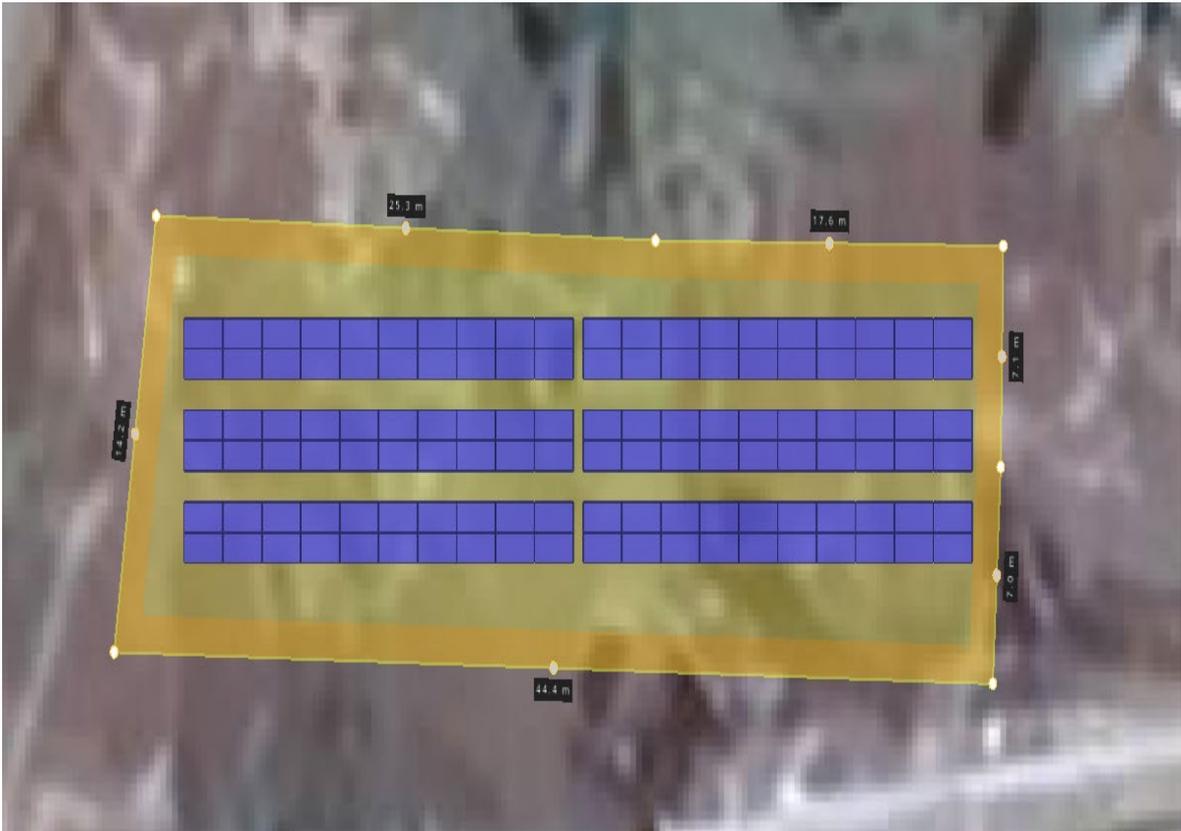


Figura 14. Distribución de 120 módulos fotovoltaicos en 6 strings de 20.

Fuente: Google maps, 2021

#### 4.2.1.2.1 Tensión mínima y máxima del sistema

Es importante saber la tensión mínima y máxima de operación del sistema por temas de rendimiento y seguridad. Para ello se hará el cálculo con 22 paneles en serie calculados previamente.

##### a. Tensión Nominal del Sistema

La tensión nominal es la alcanza por el sistema en condiciones estándar teniendo 22 módulos en serie por string.

$$V_{nom} = N_s * V_{mpp}$$

Donde,

- $N_s$  = Número de módulos por string.
- $V_{mpp}$  = Tensión nominal del módulo en el punto de máxima potencia

## b. Tensión mínima del sistema

En un sistema fotovoltaico la tensión es inversamente proporcional a la temperatura, a mayor temperatura la tensión será menor y esto afecta el rendimiento del sistema. La tensión mínima se determina mediante:

$$V_{min} = N_s * V_{mpp} * \left[ 1 + \left( (T_{max} + T_{aj} - T_{STC}) * \left( \frac{Tk_{Vmp}}{100} \right) \right) \right]$$

Donde:

- $N_s$  = Número de módulos por string.
- $V_{mpp}$  = Tensión nominal del módulo en el punto de máxima potencia
- $T_{max}$  = Temperatura ambiente alta para el sitio de instalación (° C).

Hay tres opciones diferentes para  $T_{m\acute{a}x}$ , todas son aceptables para las mejores prácticas de diseño:

- 2% de ASHRAE a alta temperatura (más comúnmente utilizado)
  - 0.4% ASHRAE de alta temperatura (requerido para incentivos ETO en USA, un poco más conservador)
  - Temperatura más alta registrada (la más conservadora).
- $T_{aj}$  = Ajuste de temperatura para el método de instalación (° C).

La temperatura se ajusta para tener en cuenta el método de instalación. En general, los sistemas montados en el techo se calientan más que los sistemas montados en el suelo porque generalmente hay menos flujo de aire y la superficie del techo irradia calor.

- Montado en el techo, paralelo al techo (<6 in. Separador): + 35 ° C

- Montaje en techo, montaje tipo bastidor (> 6 pulg. Separador): + 30 ° C
- Montaje en suelo o en poste: + 25 ° C
- $T_{STC}$  = Temperatura en condiciones Standar Test Condition (STC), 25 ° C,
- $k_{V_{mp}}$  = coeficiente de temperatura del módulo de  $V_{mp}$  [% / ° C].

Esto no es lo mismo que el coeficiente de temperatura para Voc. Muy a menudo, el coeficiente de temperatura de  $V_{mp}$  no está en la hoja de datos del módulo. En su lugar, puede usar el coeficiente de temperatura de potencia.

Entonces, según los datos técnicos del módulo fotovoltaico:

**Tabla 6. Datos técnicos del Módulos Fotovoltaico**

PARÁMETRO	VALOR
Fabricante	TRINA
Modelo	TSM-DE18M(II)
Potencia nominal ( $W_p$ )	500
Tensión en circuito abierto – Voc (V)	51.7
Intensidad en corto circuito – Isc (A)	12.28
Tensión en potencia máxima – $V_{mpp}$ (V)	42.8
Intensidad en potencia máxima - $I_{mpp}$ (A)	11.69
Eficiencia (%)	20.9
Coeficiente de temperatura de $P_{máx}$ (%/°C)	-0.36
Coeficiente de temperatura de Voc (%/°C)	-0.26
Coeficiente de temperatura de Isc (%/°C)	0.04
*STC: 1000 W/m <sup>2</sup> , Temp Cel: 25°C y AM: 1.5	

Fuente: Elaboración propia.

Donde:  $T^{\circ}máx$ , la temperatura máxima registrada en la zona = 32°C y  $T^{\circ}min$ , la temperatura mínima registrada en la zona = 8°.

Tenemos:

$$V_{min} = 22 * 42.8 * \left[ 1 + \left( (32 + 35 - 25) * \left( \frac{-0.36}{100} \right) \right) \right]$$

$$V_{min} = 799.23 V$$

### c. Tensión máxima del sistema

A una menor temperatura la tensión será mayor. La máxima tensión es un punto de seguridad eléctrica muy importante. Se debe comprobar la máxima tensión alcanzada para la correcta selección de conductores y equipos.

La máxima tensión se determina mediante:

$$V_{m\acute{a}x} = N_s * V_{oc} * \left[ 1 + \left( (T_{min} - T_{STC}) * \left( \frac{Tk_{Voc}}{100} \right) \right) \right]$$

Donde:

- $N_s$  = Número de módulos por string.
- $V_{oc}$  = Tensión de circuito abierto del módulo en el punto de máxima potencia
- $T_{min}$  = Temperatura ambiente mínima para el sitio de instalación [° C].
- $T_{STC}$  = Temperatura en condiciones de prueba estándar, 25°C
- $Tk_{Voc}$  = coef. de temp. del Voc del módulo [%/° C], siempre expresado como un valor negativo.

Entonces, tenemos:

$$V_{m\acute{a}x} = 22 * 51.7 * \left[ 1 + \left( (16 - 25) * \left( \frac{-0.26}{100} \right) \right) \right]$$

$$V_{m\acute{a}x} = 1164.67 V$$

Por lo que se tienen las siguientes tensiones:

**Tabla 7. Tensiones del sistema fotovoltaico**

TENSION (V)	VALOR
Mínima	799.23
Nominal	941.60
Máxima	1164.67

Fuente: Elaboración propia.

#### 4.2.1.2.2 Inversor

En la elección de un inversor solar es necesario conocer la potencia nominal del sistema fotovoltaico, y con ello se puede determinar la cantidad óptima de módulos en serie permitido (20 módulos) para el voltaje de entrada del inversor. Para el caso de los sistemas fotovoltaicos dimensionados tenemos un valor de potencia total instalada indicada en las tablas. Las series (strings) serán de 20 módulos cada una. Nuestro inversor o inversores deben ser capaz de soportar esta cantidad strings con 20 módulos por string.

Como se indicó anteriormente existen dos tipos de inversores: centralizados y multi-string, en este proyecto utilizaremos inversores multi-string porque son ideales para esta aplicación. Debido a que se proponen Smart grids de 4 diferentes potencias en AC (25, 50, 100 y 300), se utilizarán 3 tipos de los inversores más comunes (25kW, 50kW y 100kW).

Tomando en cuenta los inversores seleccionados para cada tipo de Smart grid, a continuación, se muestra la cantidad de ellos:

**Tabla 8.** *Inversores de los sistemas fotovoltaicos.*

<b>Ppv</b>	<b>Pac</b>	<b>Número de módulos en serie</b>	<b>Número de Series (Strings)</b>	<b>Número de inversores</b>
30kWp	25kW	20	3	1
60kWp	50kW	20	6	1
120kWp	100kW	20	12	1
360kWp	300kW	20	36	3

Fuente: Elaboración propia.

Cabe mencionar que el inversor a utilizar se dimensionó teniendo en cuenta que es capaz de soportar la corriente de entrada (ISC de 11.69 A) y el voltaje máximo y mínimo de cada string según la configuración de los módulos en serie.

**Tabla 9. Datos técnicos del inversor fotovoltaico de 25kW.**

CARACTERISTICA		VALOR
Modelo		SUN2000-25KTL-US
Entrada DC	Máxima potencia DC	25 kWp
	Rango de voltaje MPP	250 – 950 V
	Máximo voltaje DC en circuito abierto	1000 V
	Corriente de entrada por MPPT	25 A
	Número de entradas / MPP Trackers	6 / 3
Salida AC	Potencial Nominal de Salida	27 500 VA
	Potencia Máxima de Salida	25 000 W
	Corriente nominal de salida AC (Iac nom)	30.1A
	Acoplamiento a la red	480 VAC, 3W+PE / 3W+N+PE
	Frecuencia	60 Hz
General	Eficiencia Europea	98.60%
	Temperatura ambiente	25 a 60°C
	Grado de protección	IP66
	Armónicos	3%
	Factor de Potencia	0.8 LG ... 0.8 LD
	Dimensiones	550 x 770 x 281 mm
	Peso	57 kg

Fuente: Elaboración propia en base a la ficha técnica del inversor.

**Tabla 10. Datos técnicos del inversor fotovoltaico de 50kW**

CARACTERISTICA		VALOR
Modelo		SUN2000-50KTL-M0
Entrada DC	Máxima potencia DC	120 kWp
	Rango de voltaje MPP	200 – 1000 V
	Máximo voltaje DC en circuito abierto	1100 V
	Corriente de entrada por MPPT	22 A
	Número de entradas / MPP Trackers	20 / 10
Salida AC	Potencial Nominal de Salida	50 000 W
	Potencia Máxima de Salida	55 000 W
	Corriente nominal de salida AC (Iac nom)	76 A @380 V / 72.2 A @400 V
	Acoplamiento a la red	220 V / 230 V, default 3W + N + PE; 380 V / 400 V, 3W + PE
	Frecuencia	60 Hz
General	Eficiencia Europea	98.50%
	Temperatura ambiente	-25 a 60°C
	Grado de protección	IP65
	Armónicos	3%
	Factor de Potencia	0.8 LG ... 0.8 LD
	Dimensiones	1,075 x 555 x 300 mm
	Peso	74 kg

Fuente: Elaboración propia en base a la ficha técnica del inversor.

**Tabla 11. Datos técnicos del inversor fotovoltaico de 100kW.**

CARACTERISTICA		VALOR
Modelo		SUN2000-100KTL-M1
Entrada DC	Máxima potencia DC	120 kW <sub>p</sub>
	Rango de voltaje MPP	200 – 1000 V
	Máximo voltaje DC en circuito abierto	1200 V
	Corriente de entrada por MPPT	26 A
	Número de entradas / MPP Trackers	20 / 10
Salida AC	Potencial Nominal de Salida	100 000 VA
	Potencia Máxima de Salida	100 000 W
	Corriente nominal de salida AC (I <sub>ac nom</sub> )	120.3 A @480 V, 144.4 A @400 V, 152.0 A @380 V
	Acoplamiento a la red	480 V/ 400 V/ 380 V, 3W+(N)+PE
	Frecuencia	60 Hz
General	Eficiencia Europea	98.40%
	Temperatura ambiente	-25 a 60°C
	Grado de protección	IP66
	Armónicos	3%
	Factor de Potencia	0.8 – 1 ind / cap
	Dimensiones	1,035 x 700 x 365 mm
	Peso	90 kg

Fuente: Elaboración propia en base a la ficha técnica del inversor.

El inversor es capaz de soportar la corriente de cortocircuito de los módulos, y es capaz de soportar el voltaje máximo del string fotovoltaico.

El inversor Huawei SUN2000-100KTL-A de interconexión está preparado para ser instalado en viviendas que son alimentadas con corriente trifásica. Este inversor es uno de los modelos intermedios de la familia de inversores trifásicos Huawei de interconexión. Los 10 MPPT que incorpora el inversor Huawei SUN2000-100KTL-A se caracterizan por trabajar a un rango de tensión entre 200V y 1000V y por contar con un máximo de 20 entradas.

El inversor Huawei SUN2000-100KTL-A también cuenta con seccionador y contra polaridad inversa de corriente continua, así como monitorización de strings. El inversor Huawei SUN2000-33KTL-A también cuenta con detección de aislamiento de corriente continua y unidad de monitorización de la intensidad residual. Además, su pantalla LCD permite la monitorización del rendimiento del sistema. Este inversor es capaz de trabajar entre -25°C y 60°C y cuenta con protección IP65.

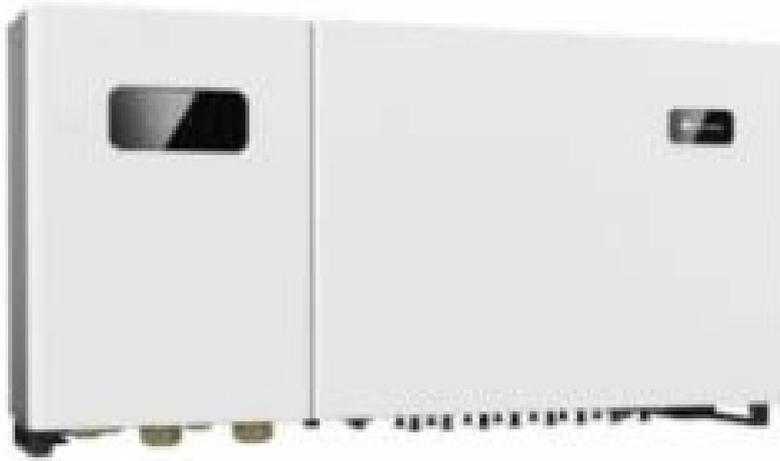


Figura 15. Inversor trifásico 100kW 380Vac-60Hz.

Fuente: huawei.com



Figura 16. Inversor trifásico 25 kW 480Vac-60Hz.

Fuente: huawei.com



Figura 17. Inversor trifásico 50 kW 380Vac-60Hz.

Fuente: huawei.com

#### **4.2.2 Diseño del Sistema de Almacenamiento de Energía**

El sistema de almacenamiento de energía tiene 3 objetivos principales.

El primero es que en el caso que la generación fotovoltaica (a partir de ahora generación PV) no pueda cubrir la demanda de la localidad, la Smart grid proporcionará energía a la localidad mediante el sistema de almacenamiento de energía en forma paralela a la red. Segundo, en el caso de que la red eléctrica pierda conexión (alguna falla o mantenimiento en la línea que alimenta la subestación), el sistema de almacenamiento de energía podrá cubrir la demanda de la subestación por algunos minutos (30 minutos) generalmente. Tercero, el ESS servirá como respaldo en casos en los que el sistema sufra cambios bruscos de demanda, que puedan afectar la calidad de la red eléctrica.

El sistema de almacenamiento de energía de batería (ESS) es un sistema que almacena energía utilizando una tecnología de batería, para ser utilizada en un momento posterior. El sistema de almacenamiento de energía se utiliza para garantizar que haya un flujo constante de energía incluso cuando la red principal está inactiva en incluso para proporcionar parámetros eléctricos a esta

(tensión, frecuencia, etc.) por medio de sus sistemas de potencia. El término ESS es un término genérico que está formado por una amplia gama de tecnologías de batería diferentes. Los principales tipos de baterías utilizadas incluyen:

- Baterías de plomo ácido reguladas por válvula (VRLB): son las baterías tradicionales y se utilizan en fuentes de alimentación ininterrumpida
- Baterías de iones de litio: emplea como electrolito una sal de litio que consigue los iones necesarios para la reacción electroquímica reversible que tiene lugar entre el cátodo y el ánodo.
- Baterías de níquel de sodio: este tipo de baterías usan sal fundida como electrolito para almacenar energía.
- Baterías de metal líquido: en estas baterías, el metal líquido se usa como electrodos y electrolitos.

El presente diseño contempla la integración de un Energy Storage System que utiliza baterías de iones de litio y que proporcionará un suministro confiable de energía fotovoltaica.

Se integra una ESS porque es la opción ideal para sistemas híbridos fuera de la red y aplicaciones innovadoras conectadas a la red. Y se elige iones de litio porque llevan años de evaluación y pruebas, son capaces de proporcionar y absorber energía en milisegundos en cualquier estado de carga para cualquier profundidad de descarga sin un período de descanso. Además, las baterías de iones de litio proporcionan un funcionamiento seguro y confiable a costos muy competitivos.

La solución a integrar debe presentarse en una carcasa compacta estándar aislada sin necesidad de ninguna otra estructura protectora, a prueba de vandalismo e ideal para operaciones en áreas remotas y condiciones ambientales desafiantes.

Todos los componentes deben estar preinstalados y probados en fábrica. Una vez en el sitio, el ESS simplemente se conecta a la red eléctrica y a las líneas

de comunicación. Debe ser fácil, rápido y confiable. Debe comunicarse vía MODBUS.

El ESS queda dimensionado por medio de la capacidad de las baterías. Para el presente proyecto las baterías deben ser capaces de suplir durante 30 minutos la potencia ac de la Smart grid. Por lo tanto, la capacidad de baterías de los sistemas será de:

$$\text{Capacidad ESS} = \text{Pac} * 0.5$$

**Tabla 12. Capacidad de baterías**

<b>Pac</b>	<b>Capacidad del ESS</b>
25kW	12.5kWh
50kW	25kWh
100kW	50kWh
300kW	150kWh

Fuente: Elaboración propia.

#### **4.2.3 Control del sistema Smart grid**

Los sistemas fotovoltaicos planteados, como se mencionó anteriormente, cuentan con los siguientes componentes:

- Sistema de generación fotovoltaica (Módulos fotovoltaicos, generación DC).
- Sistema de almacenamiento de energía (Baterías de litio).
- Centro de transformación e interconexión.

El control se centraliza en un Smart Logger, dispositivo capaz de identificar los parámetros de red y en base a los datos recopilados, suministrar energía por parte del sistema fotovoltaico (módulos fotovoltaicos), o por parte de la red eléctrica a la que se encontrarían conectados los sistemas. Durante periodos en que no se cuenten con suministro por parte de la red eléctrica, y el sistema fotovoltaico no pueda generar electricidad (Durante la noche), el Smart Logger se encargará de compensar la falta de energía y cubrir la demanda con el ESS (Sistema de almacenamiento de energía de baterías).

El detalle de los equipos que se usarán y los esquemas de comunicación entre inversores y Smart Logger será mostrado en los puntos siguientes.

#### 4.2.4 Interconexión Eléctrica y Sistema Inteligente

Como se mencionó anteriormente el objetivo de esta tesis es diseñar Smart grids que mejoren la calidad de red de distribución en la zona Amazonas-Cajamarca.

Las Smart grid se conectarán directa o indirectamente (conexión a la RP en media tensión) a las subestaciones de distribución que se encuentran en la zona rural de la concesión de Amazonas-Cajamarca.

La interconexión eléctrica como se muestra en la Figura 18, podrá realizarse en la Subestación Aramango SED 01, del Sistema Eléctrico Bagua MUY201, perteneciente a la SE0225 Bagua-Jaén Rural, así como se muestra en la siguiente figura 19.

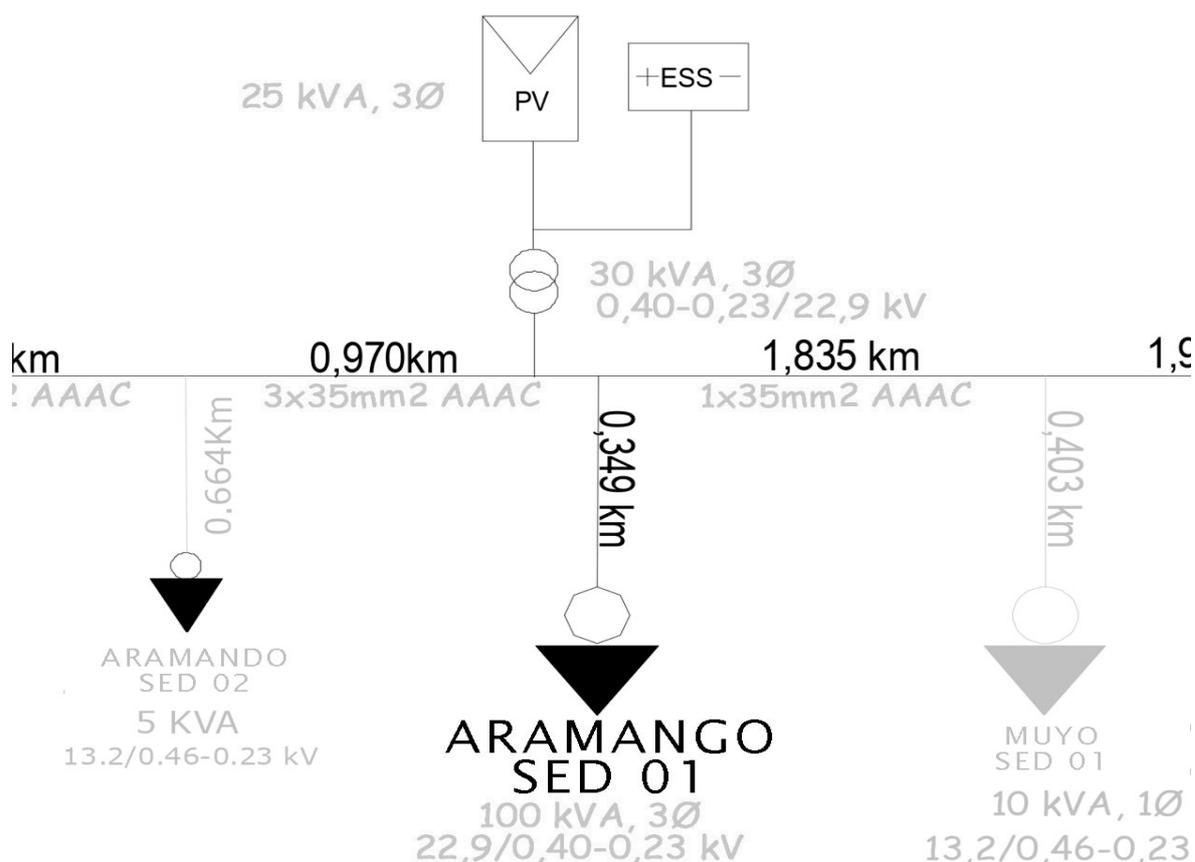


Figura 18. Caso interconexión eléctrica de la Smart grid a la subestación Aramango SED 01

Fuente: ELOR, 2021

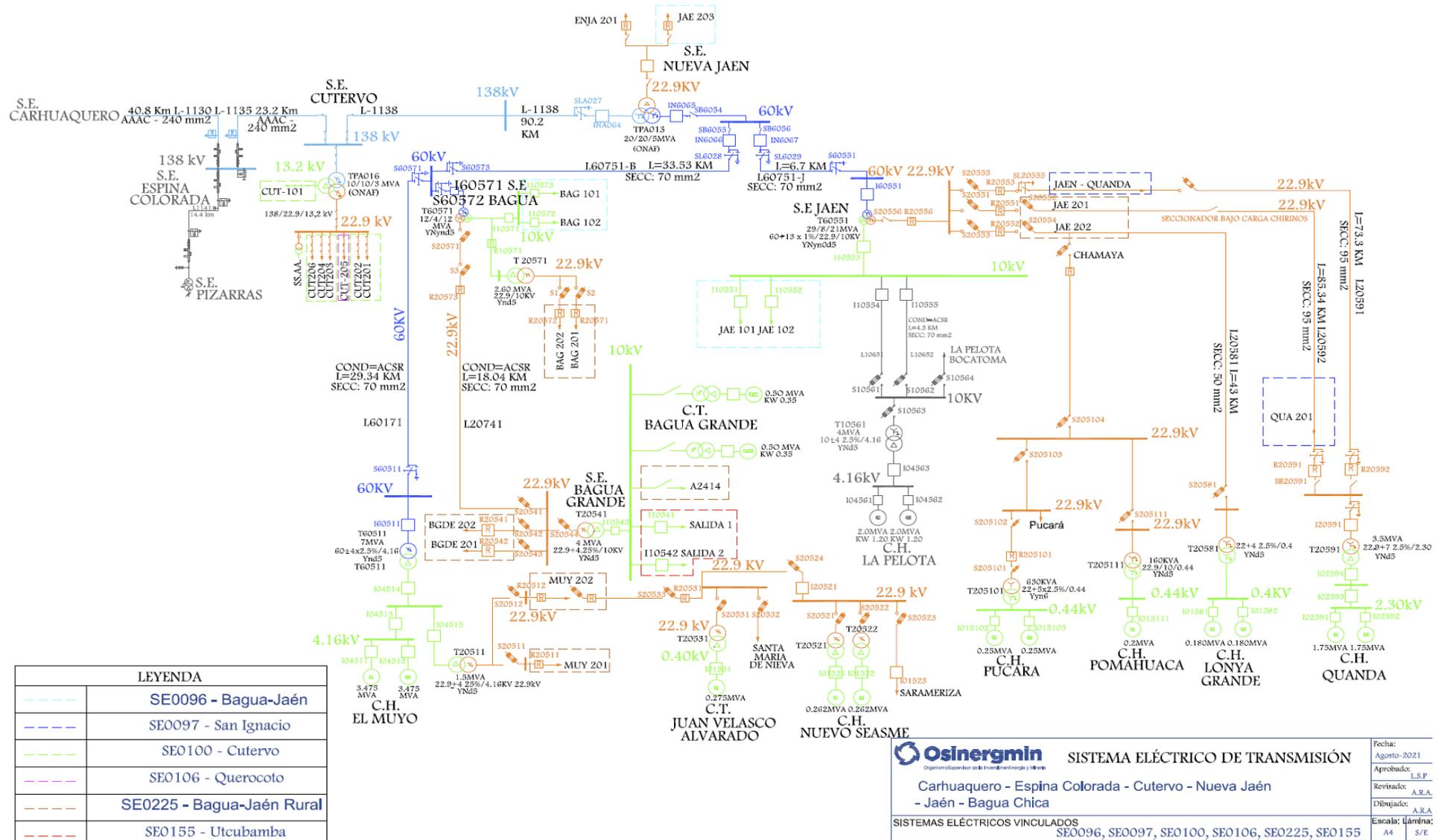


Figura 19. Caso interconexión eléctrica de la Smart grid a la subestación SE0225 – Bagua – Jaén Rural.

Fuente: Osinergrmin, 2021

Respecto al sistema inteligente, una Smart grid es un sistema que puede funcionar de manera aislada o interconectada a la red y se caracteriza por tener una gestión inteligente del sistema.

En la presente tesis se hará uso de tecnologías de comunicación existente para el monitoreo y gestión de la Smart grid. Estas tecnologías de comunicación están integradas en los inversores y ESS de la Smart grid.

Los parámetros que se monitorearán son:

- Energía generada por la subestación
- Potencia activa generada por la subestación
- Potencia reactiva generada por la subestación
- Factor de potencia en la subestación
- Tensión en el punto de interconexión smart-grid a subestación.
- Energía generada por el sistema fotovoltaico.
- Potencia activa generada por el sistema fotovoltaico.
- Potencia reactiva generada por el sistema fotovoltaico.
- Factor de potencia del sistema fotovoltaico.
- Potencia generada por el ESS

Como notamos en los parámetros indicados anteriormente se debe gestionar y monitorear tanto el sistema fotovoltaico como la smart-grid. Ambos pueden ser gestionados y monitoreados por un Data Logger. Un Data Logger es un equipo que recoge mediciones, las procesa, analiza y toma acciones en base a esto.

El Data Logger que utilizaremos en este trabajo será el Smart Logger de Huawei, el cual nos permitirá monitorear todos los parámetros indicados anteriormente. Además, el Smart Logger se conecta a internet ya sea mediante un router o mediante una tarjeta SIM y envía todos los datos a una nube, la cual podremos monitorear desde cualquier lugar con acceso a internet.

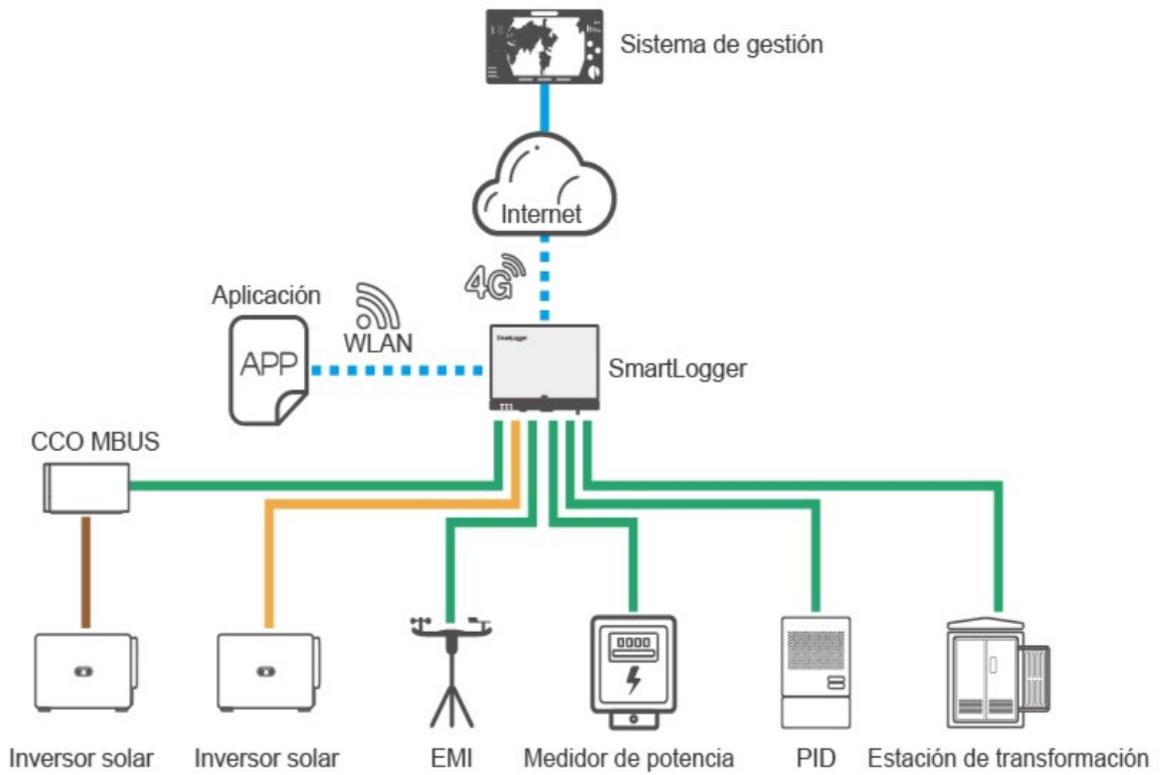


Figura 20. Conexión típica del Smart Logger.

Fuente: e.huawei.com

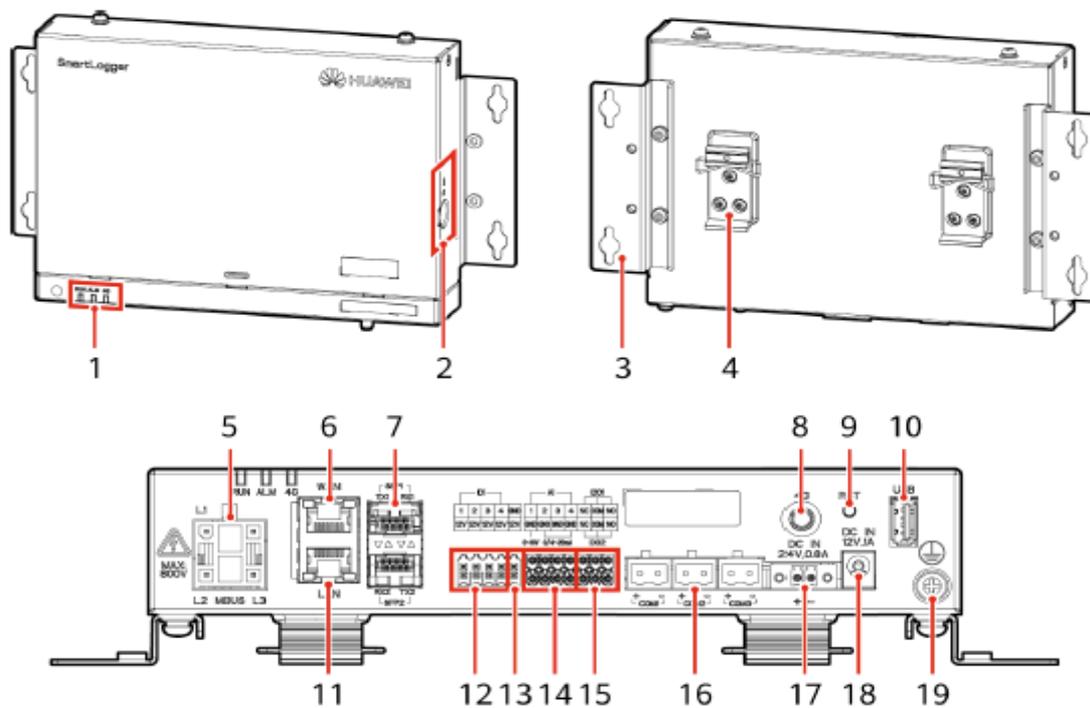


Figura 21. Puertos de entrada del Smart Logger.

Fuente: e.huawei.com

(1) Indicadores led, (2) Ranura para tarjeta SIM, (3) Orejeta de montaje, (4) Abrazadera del riel de guiado, (5) Puerto MBUS, (6) Puerto GE (WAN), (7) Puertos SFP, (8) Puerto de antena 4G, (9) Botón RST, (10) Puerto USB, (11) Puerto GE (LAN), (12) Puertos DI, (13) Puerto de potencia de salida de 12 V, (14) Puertos AI, (15) Puertos DO, (16) Puertos COM, (17) Puerto de potencia de entrada de 24 V, (18) Puerto de potencia de entrada de 12 V, (19) Punto de puesta a tierra de protección

#### 4.2.5 Gestión y monitoreo del sistema fotovoltaico

En las Smart grids diseñadas se utilizaron inversores SUN2000 los cuales se gestionan y monitorean mediante un Data Logger, el Data Logger para estos equipos es llamado SmartLogger y para la implementación de la comunicación se utilizará el protocolo de comunicación RS485.

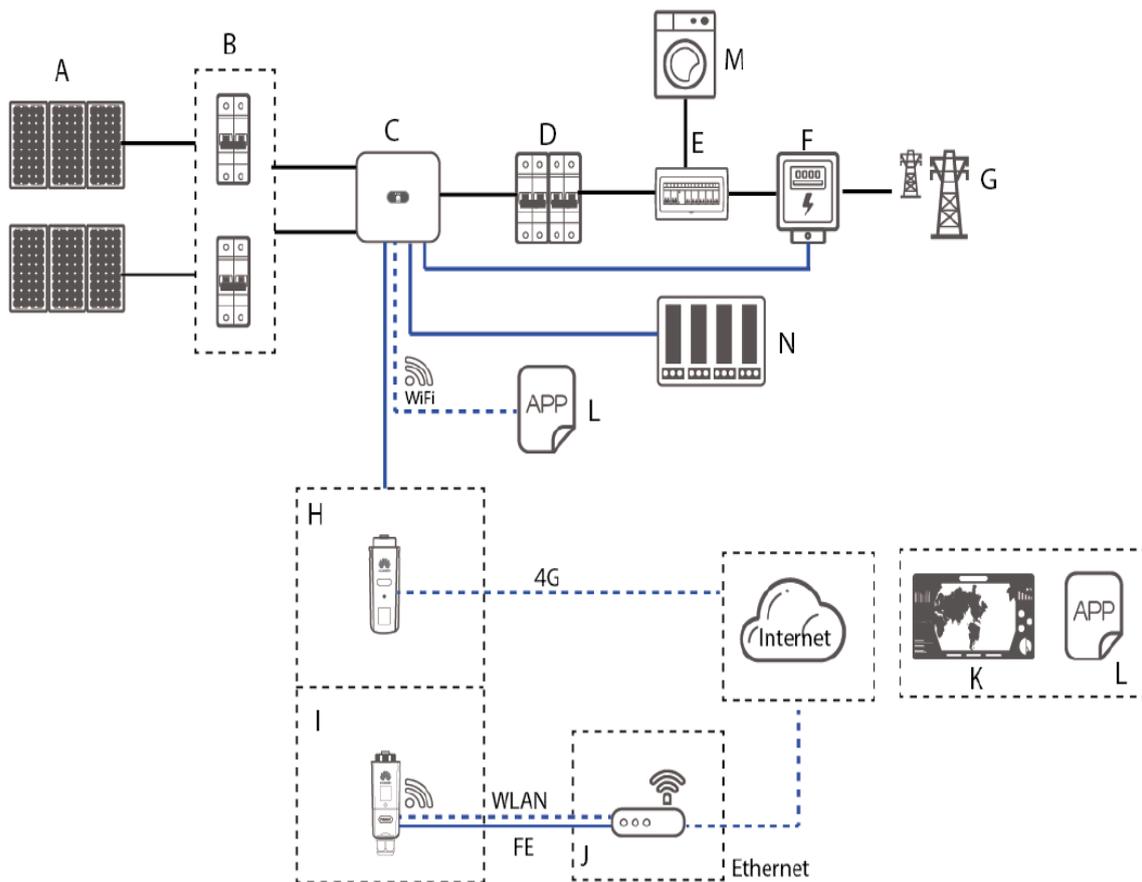


Figura 22. Conexión para comunicación del inversor SUN2000.

Fuente: e.huawei.com

(A) Cadena fotovoltaica, (B) Interruptor de CC (C), SUN2000, (D) Interruptor de CA, (E) AC/DC, (F) Smart Power Sensor, (G) Red eléctrica, (H) Smart Dongle 4G, (I) Smart Dongle WLAN-FE, (J) Router, (K) Sistema de gestión FusionSolar, (L) Aplicación FusionSolar, (M) Carga, (N) Dispositivo de control de rizado

Para el monitoreo se puede utilizar la aplicación SUN2000, Fusión Solar App o desde la interfaz web, la WebUI integrada o el software de gestión de red (como NetEco) en la PC para consultar información sobre el SUN2000, como el rendimiento energético, las alarmas y el estado de funcionamiento.

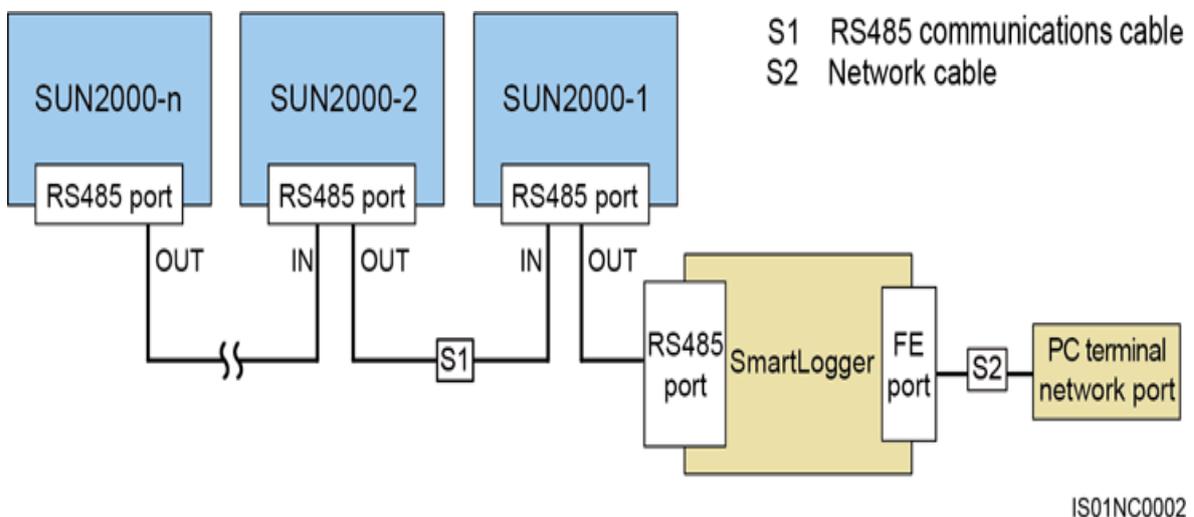


Figura 23. Comunicación entre inversores al Smar Logger.

Fuente: e.huawei.com

La Figura 23, muestra la conexión de comunicaciones de los inversores al Smart Logger. Los inversores reportan los siguientes parámetros al Smart Logger:

- Energía generada por el sistema fotovoltaico.
- Potencia activa generada por el sistema fotovoltaico.
- Potencia reactiva generada por el sistema fotovoltaico.
- Factor de potencia del sistema fotovoltaico.
- Potencia generada por el ESS

## 4.2.6 Gestión y monitoreo de la subestación

Para el monitoreo de la subestación también se utilizará el Smart Logger de Huawei, pero además se debe de incluir un medidor (Power Meter, Smart Module) instalado aguas arriba de la subestación como se indica en la Figura 24.

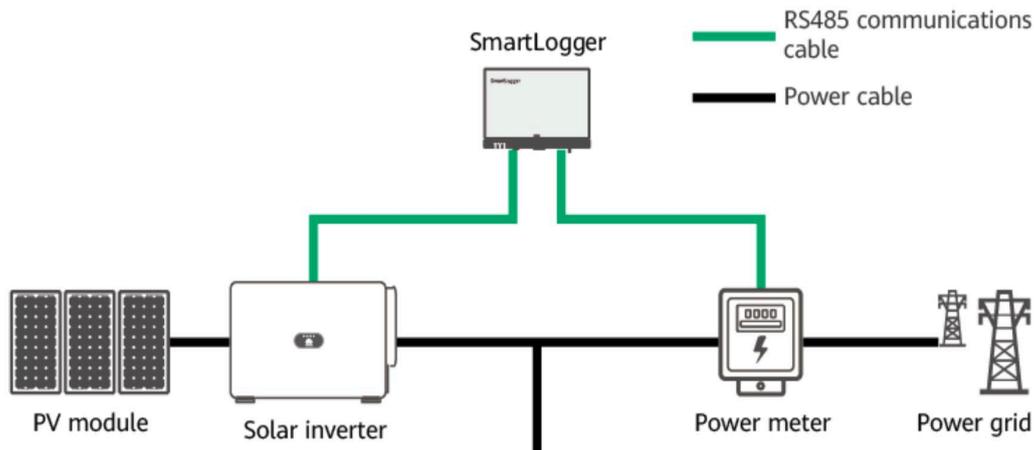


Figura 24. Medición y Gestión de la subestación.

Fuente: e.huawei.com

Mediante esta conexión el Smart Logger gestionará y permitirá monitorear los siguientes parámetros:

- Energía generada por la subestación
- Potencia activa generada por la subestación
- Potencia reactiva generada por la subestación
- Factor de potencia en la subestación
- Tensión en el punto de interconexión smart-grid a subestación.

### 4.2.6.1 Smart Module

El Smart Module es el equipo o dispositivo exclusivo para la plataforma de monitorización y gestión de los sistemas de alimentación fotovoltaica, este es el punto de convergencia de puertos, ya que este convierte los protocolos y realiza la recopilación de los datos para los dispositivos de los sistemas de alimentación fotovoltaica, así mismo este equipo es el encargado de expandir los puertos para el SmartLogger.

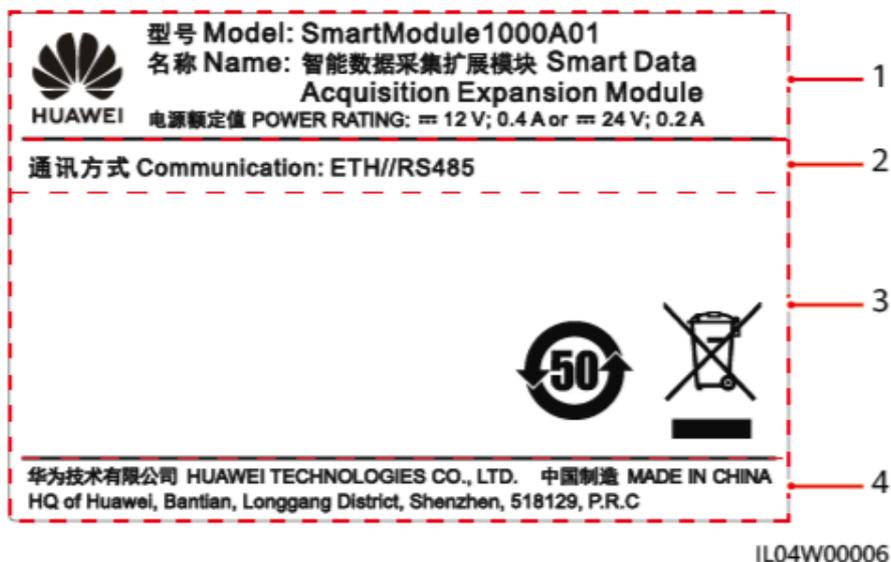


Figura 25. Placa de identificación Smart Module

Fuente: e.huawei.com

Para la identificación del modelo en el Smart Module, este se puede ver en la placa de identificación: (1) Marca comercial, módulo de expansión, modelo del producto y clasificación de potencia, (2) Modo de comunicaciones – tipo de versión, (3) Símbolos de cumplimiento, identificador de función, (4) Nombre de la compañía y lugar de fabricación.

#### 4.2.6.2 Instalación del SmartLogger y el SmartModule

La instalación de los equipos se puede realizar en la pared o en una estructura segura ubicada en el área de transformación, debe fijarse rieles o puntos en la pared antes de instalar el SmartLogger y el SmartModule, estos deben tener suficiente longitud para fijar el SmartLogger y el SmartModule, así mismo se deberá tener en cuenta la longitud efectiva recomendada por el fabricante que es de 360 mm o más.

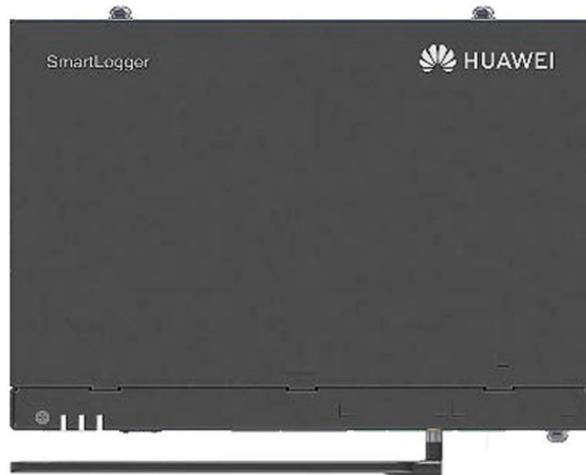


Figura 26. SmartLogger Huawei.

Fuente: e.huawei.com

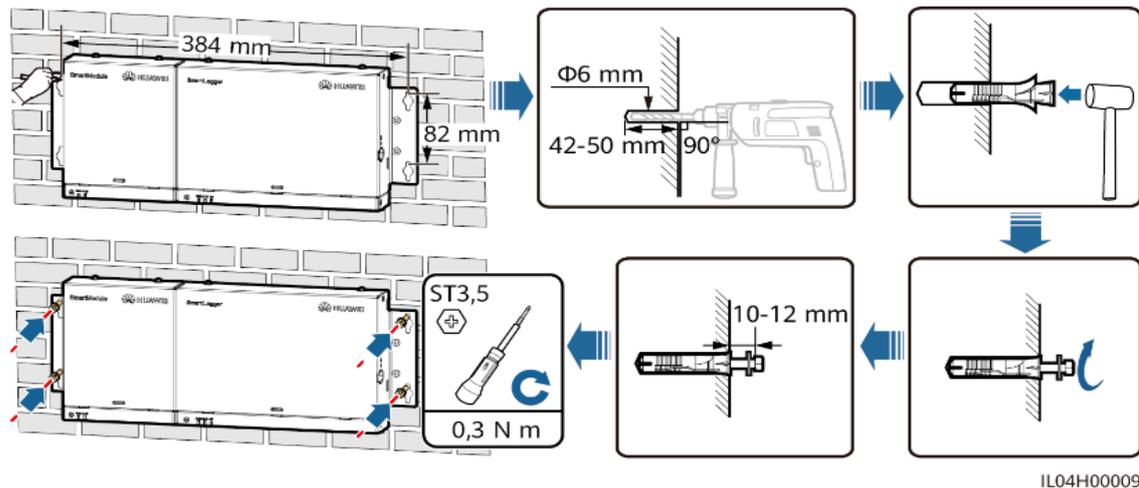


Figura 26.1. Instalación en pared SmartLogger y el SmartModule.

Fuente: e.huawei.com

#### 4.2.6.3 Conexión con el ModBUS

El SmartLogger se conectarse al inversor solar a través de un cable de alimentación de CA, así como se deberá conectar el cable de comunicaciones RS485 al inversor solar.

Si el SmartLogger usa un cable de alimentación de CA como cable de comunicaciones, se deben instalar un disyuntor en miniatura (MCB) y un interruptor de cuchilla con fusible para evitar que el dispositivo se dañe por un cortocircuito.

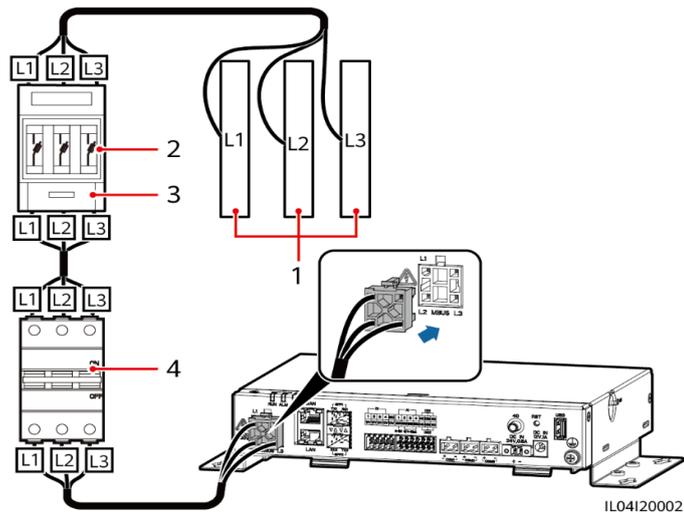


Figura 27. Conexión del cable ModBUS.

Fuente: e.huawei.com

- (1) Barra colectora L1/L2/L3
- (2) Fusible
- (3) Caja de interruptores de cuchilla
- (4) Interruptor automático en miniatura

El SmartModule puede conectarse a dispositivos de comunicaciones RS485, como un inversor solar, un EMI, un medidor de potencia y un PID, a través de puertos COM, para ello hay que asegurarse de que el puerto RS485+ esté conectado al puerto COM+ del SmartModule, y de que el puerto RS485- esté conectado al puerto COM- del SmartModule.

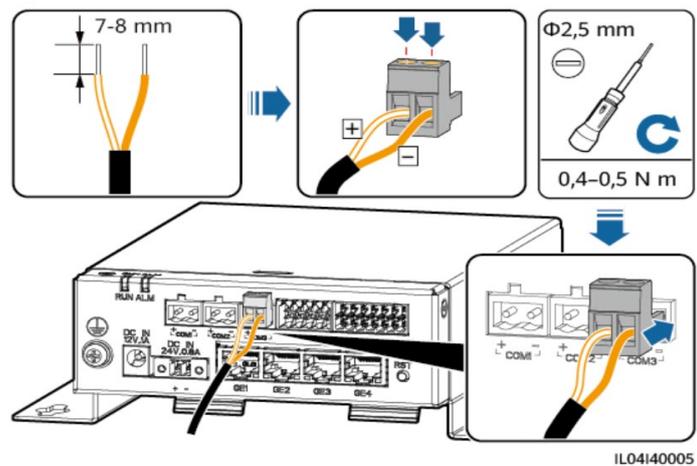


Figura 28. Conexión del cable de comunicaciones RS485.

Fuente: e.huawei.com

Si los dispositivos deben conectarse en cascada, esto según la necesidad, conéctelos en cascada y a continuación, conéctelos al SmartModule.

#### 4.2.7 Interfaz de usuario WebUI

A través de la interfaz de gestión WebUI del sistema, se podrá administrar parámetros tales como:

- **Información de planta activa:** Permite consultar información relacionada con las plantas de celdas fotovoltaicas.
- **Parámetros de comunicación y gestión:** Permite configurar parámetros de Red inalámbrica, datos móviles (4G/3G/2G), RS485, medidores de potencia, sistema de gestión y seguridad de comunicación, ModBUS TCP, control de potencia activa y reactiva, límites de exportación, compensación de potencia reactiva inteligente, apagado remoto y algoritmo de seguimiento inteligente.
- **Alarma activa:** Permite consultar alarmas activas, así como su edición y configuración de parámetros.
- **Rendimiento planta:** Permite consultar la producción energética del sistema como la Producción energética diaria (Los datos pueden almacenarse a cada hora durante 30 días), Producción energética mensual (Los datos pueden almacenarse de manera diaria durante un año), Producción energética anual (Los datos pueden almacenarse de manera mensual durante 10 años), Producción energética histórica (Los datos pueden almacenarse de manera anual durante 25 años).
- **Datos móviles:** Permite consultar los datos de la red móvil configurada(4G/3G/2G), así como exportar la información de funcionamiento de un dispositivo con su respectivo rendimiento.
- **SrmatLogger, SUN2000, ModBUS, Medidor de potencia, STS:** Permitirá visualizar o configurar los datos de rendimiento, Parámetros de funcionamiento, Sistema de seguimiento, Lista de STA (Permite configurar o sincronizar las velocidades de transmisión en baudios de los dispositivos de comunicación ModBUS, así como la exportación de información), Ajustes networking.

- **Gestión de seguridad:** Permite cargar un certificado de seguridad de red, cambiar la contraseña de usuario, configurar la fecha y la hora de cierre de sesión automático, actualizar la clave de acceso, configurar TLS1.0 web y la verificación de la firma digital.

La versión del software está basada en la web, con una UI (Interfaz de usuario) muy intuitiva y amigable, desde dicha interfaz se podrán gestionar los nombres de los parámetros, los intervalos de valores y los valores predeterminados que a su vez están sujetos a los cambios que se crea necesario.

Para configurar los parámetros, el personal responsable debe tener la capacitación necesaria para que se les dé el acceso para configurar los parámetros de la red eléctrica, protección, funciones y los parámetros de ajuste de alimentación de los inversores solares. Si los parámetros de la red eléctrica, los parámetros de protección y los parámetros de las funciones se configuran de forma incorrecta, es posible que los inversores solares no se conecten a la red eléctrica. Si los parámetros de ajuste de alimentación se configuran de forma incorrecta, es posible que los inversores solares no se conecten a la red eléctrica según lo requerido. En estos casos, se verá afectada la producción energética.

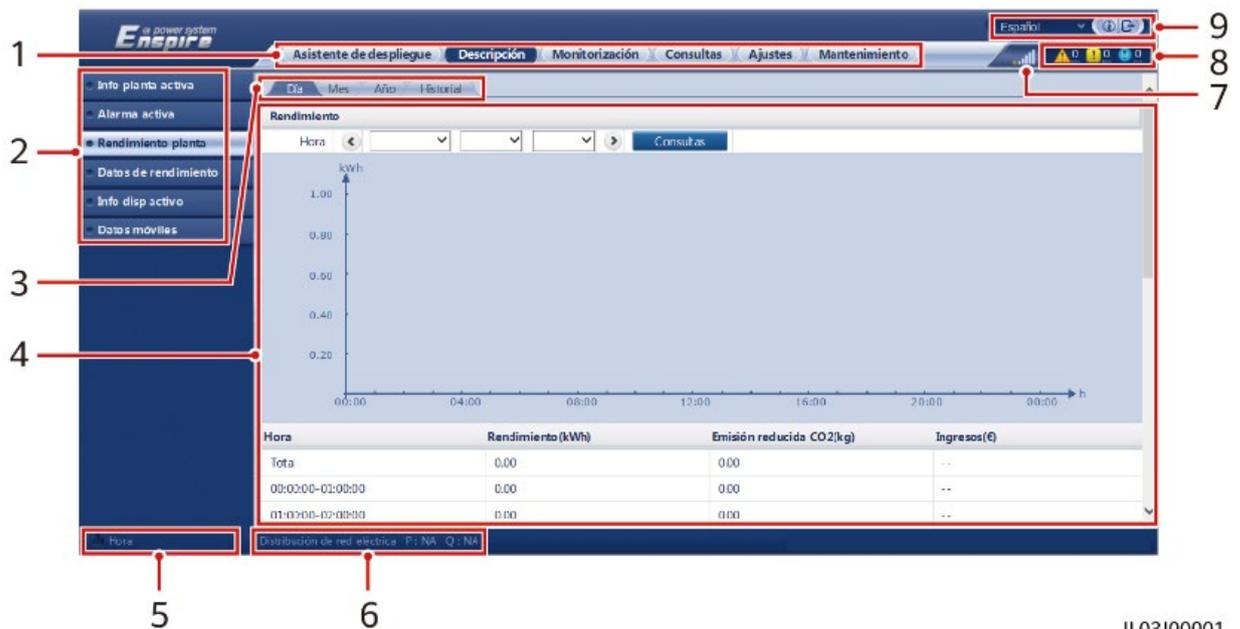


Figura 29. Interfaz de usuario WebUI

Fuente: e.huawei.com

IL03J00001

1. *Menú de primer nivel:* Seleccione el menú de primer nivel correspondiente antes de realizar cualquier operación mediante la interfaz de usuario basada en la web.
2. *Menú de segundo nivel:* Dentro del menú de primer nivel, seleccione el dispositivo que desee consultar o el parámetro que desee configurar en el menú de segundo nivel.
3. *Menú del tercer nivel:* Después de seleccionar un menú de segundo nivel, seleccione un menú de tercer nivel para acceder a la página de consulta o ajustes. Algunos menús de segundo nivel no incluyen menús de tercer nivel.
4. *Página de información detallada:* Muestra los detalles de la información consultada o la configuración de los parámetros.
5. *Fecha y hora del sistema:* Muestra la hora y fecha actual del sistema.
6. *Planificación de la red eléctrica:* Muestra el modo de planificación de la red eléctrica actual del sistema.
7. *Ícono de intensidad de señal de la tarjeta SIM:* Muestra la intensidad de la señal de la tarjeta SIM.
8. *Ícono de alarma:* Muestra la gravedad y la cantidad de alarmas activas del sistema. Se puede hacer clic en un número para acceder a la página de alarmas.
9. *Idioma de la interfaz:* Permite seleccionar el idioma de la pantalla o cerrar la sesión.

#### **4.2.7.1 Configuración de los parámetros para la conexión al sistema de gestión remoto**

Cuando el SmartLogger se conecta a un sistema de gestión de Huawei o de terceros usando el protocolo Modbus TCP cifrado a través de la red 4G/3G/2G, se deberá configurar los parámetros del sistema de gestión con los parámetros correctos de datos móviles, tal como se puede observar en la Figura 29.



Figura 30. Configuración de parámetros de datos móviles.

Fuente: e.huawei.com

Para los parámetros de tráfico mensual y modo de red, se deberá configurar la función del paquete de tráfico de la tarjeta, para el parámetro Modo APN, se deberá dejar con el parámetro por defecto en automático; cuando el parámetro Modo APN se configura como Manual, es necesario configurar los parámetros relacionados con la tarjeta (proporcionado por el operador de la tarjeta).

Al configurar el sistema de gestión, se deberá indicar la dirección IP del servidor o nombre de dominio de la empresa, así como el puerto por el que se permitirá la comunicación, según el fabricante recomienda que, para el parámetro del modo de dirección, el valor puede ser dirección de comunicación o dirección lógica. Si la dirección de comunicaciones del dispositivo conectado al SmartLogger es única, se deberá seleccionar dirección de comunicación. En otros casos, se debe seleccionar dirección lógica.

Para asegurar la seguridad en la transferencia de datos sin el riesgo de que estos sean alterados por cualquier método de ciberseguridad, se deberá seleccionar el cifrado SSL (Secure Socket Layer) en modo habilitar, para obtener una conexión segura entre el cliente y servidor. Si este parámetro se configura como Deshabilitar, el intercambio de datos entre el SmartLogger y el sistema de gestión no se cifrará, lo que genera riesgos de seguridad.

#### 4.2.7.2 Configuración de los parámetros de comunicación RS485

En la configuración para la comunicación del RS485, los parámetros Protocolo, Velocidad de transmisión en baudios, Paridad y Bit de parada, deben configurarse con los mismos valores para los dispositivos conectados al mismo puerto COM.

Cuando el SmartModule está conectado al SmartLogger, el nombre del dispositivo del SmartModule es Module(M1) y el puerto correspondiente es M1.COM, al usarse el protocolo ModBus. Cuando el inversor solar conectado realice la planificación rápida de la red eléctrica usando tanto ModBus como RS485, configure el parámetro Protocolo como Modbus-Control.



Figura 31. Configuración de los parámetros de RS48.

Fuente: e.huawei.com

#### 4.2.7.3 Configuración de parámetros del inversor Huawei SUN2000

La configuración para conectarse con el inversor solar, se puede realizar de manera automática realizando una búsqueda auto o añadiendo manualmente el dispositivo, en el parámetro tipo de dispositivo es donde se debe seleccionar SUN2000, en el modo de conexión ya que el inversor solar usa el puerto RS485 para la comunicación, se deberá configurar este parámetro indicando el puerto COM1 conectado al inversor solar, tal como se visualiza en la Figura 32.

Así mismo se deberá configurar todos los parámetros de funcionamiento, red eléctrica, protección, parámetros funcionales, ajustes de potencia y la detección de acceso a la cadena fotovoltaica.

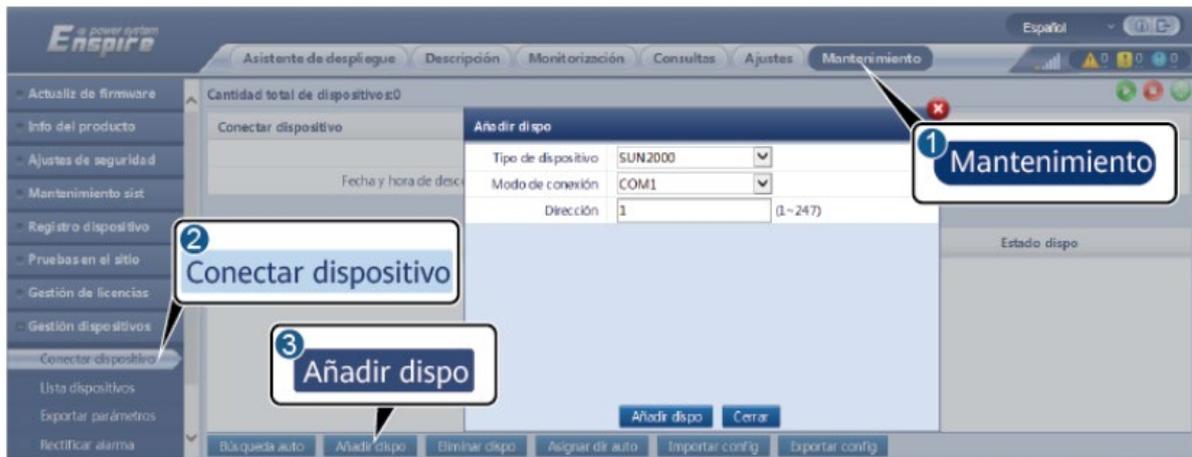


Figura 32. Configuración de parámetros del inversor SUN2000.

Fuente: e.huawei.com

#### 4.2.7.4 Planificación de la red eléctrica

Para los ajustes de potencia, de acuerdo con los requisitos estándares, el SmartLogger puede ajustar la potencia en tiempo real y de manera fiable para los inversores solares conectados; esto permite garantizar que la planta de celdas fotovoltaicas pueda cumplir los requisitos necesarios por la compañía eléctrica de forma oportuna.

Para asegurarse de que el SmartLogger envíe comandos de planificación a los inversores solares conectados, es necesario seleccionar el modo de control de potencia activa o reactiva antes de ajustar la potencia activa o reactiva de una planta de celdas fotovoltaicas. Si el Modo de control de potencia activa está configurado como Sin límites o el Modo de control de potencia reactiva está configurado como Ninguna salida, el SmartLogger no envía comandos de planificación a los inversores solares conectados.

El modo de control de potencia activa debe ser configurado como sin límites si es que se desea que el inversor solar funcione a carga plena o con limitación de valor fijo de porcentaje (bucle abierto) para controlar la potencia de salida máxima del inversor solar en función del horario que se desee establecer, así mismo si se configuran múltiples puntos temporales, el inversor solar funcionará con la potencia máxima especificada para el momento anterior y más próximo a la hora actual del sistema.



Figura 33. Control de potencia activa y reactiva.

Fuente: e.huawei.com

Para el control de potencia reactiva se debe ajustar el voltaje en el punto de conexión a la red eléctrica, en la planificación de la red eléctrica se puede permitir que una planta de celdas fotovoltaicas absorba o añada potencia reactiva en el punto de conexión a la red eléctrica; es decir, permite la compensación de potencia reactiva en función del estado de transmisión de potencia reactiva en tiempo real de la red eléctrica.

#### 4.2.7.4.1 Configuración de parámetros para la compensación inteligente de potencia reactiva

El algoritmo inteligente de compensación de potencia reactiva obtiene los datos de alimentación del medidor de potencia del gateway a través del SmartLogger, realiza un análisis inteligente de algoritmos, ajusta la salida de potencia reactiva del inversor solar, optimiza el factor de potencia del gateway y reduce o evita la carga del factor de potencia para aumentar la producción energética de la planta de celdas fotovoltaicas. Cuando el SmartLogger recibe un comando de planificación remota de potencia reactiva de la planta de celdas fotovoltaicas, pasa automáticamente del modo de control de potencia reactiva a Programación de comunicación remota. Si se requiere el control de factor de potencia por bucle cerrado, configure el parámetro modo de control de potencia reactiva como Control de factor de potencia por bucle cerrado y configure el factor de potencia deseado de forma correcta.

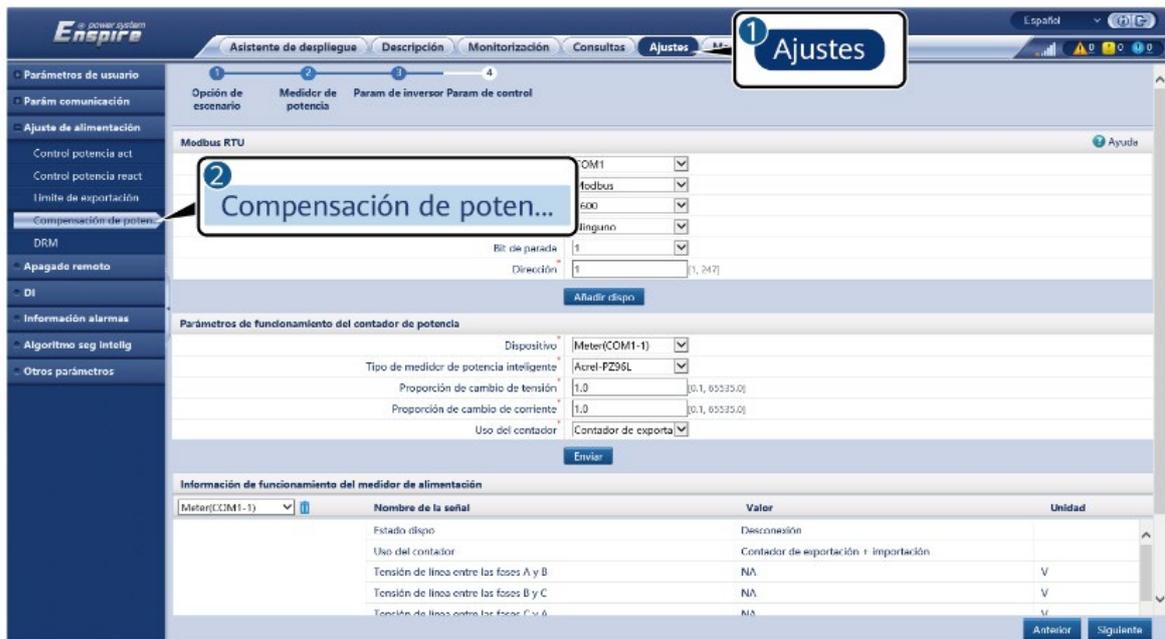


Figura 34. Configuración de parámetros para la compensación inteligente de potencia reactiva.

Fuente: e.huawei.com

### 4.3 Factibilidad económica de la implementación de Smart grid

#### 4.3.1 Beneficios económicos

Los sistemas de Smart grid diseñados anteriormente se integran a la red eléctrica de la distribuidora, como se mencionó anteriormente, con la finalidad principal de garantizar la calidad del servicio eléctrico en la población, reducir el nivel de pérdidas de energía eléctrica por los largos tramos, y atender el crecimiento de la demanda poblacional y cargas especiales del área de influencia del proyecto como cargas industriales. Pero adicionalmente existe un beneficio económico directo que promueven rentabilidad económica y esto se debe a que se dejará de comprar energía al SEIN en proporción a la energía generada por las Smart grid.

Los ahorros por dejar de comprar electricidad al SEIN y en los que se logran al mejorar la eficiencia y calidad de energía del sistema se estimaron en 10 ctm.S/kWh.

Para el cálculo del costo se consideró los siguientes gastos que se reducirán al implementar el sistema fotovoltaico.

- Compra de Energía del SEIN
- Pérdidas de Distribución
- Multas evitadas por cortes de energía.

Cuando el sistema que vamos a instalar inyecte energía activa se tendrán ahorros por energía.

#### 4.3.2 Beneficios ambientales

La generación fotovoltaica está reemplazando unidades de energía eléctrica no generadas de la red interconectada nacional, por ende, al emplear tecnologías limpias estamos evitando que se emita CO<sub>2</sub> contaminante a la atmosfera. Para cuantificar los beneficios ambientales, partimos de los siguientes datos:

En un año el sistema FV generará:

**Tabla 13.** *Generación del primer año sin pérdidas.*

<b>Pac</b>	<b>Energía generada en el primer año (kWh)</b>
25kW	43,800.00
50kW	73,000.00
100kW	146,000.00
300kW	438,000.00

Fuente: Elaboración propia.

En 25 años dicho valor, considerando la degradación, se convierte en:

**Tabla 14.** *Generación del primer año con pérdidas.*

<b>Pac</b>	<b>Energía generada en el primer año (MWh)</b>
25kW	860.00
50kW	1,460.00
100kW	2,920.00
300kW	8,760.00

Para calcular las emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas se usará el factor de conversión: 0.495 kg CO<sub>2</sub>/kWh.

Este factor es tomado de la base de cálculo que tiene el FONAM (Fondo Nacional del Ambiente).

Bajo este valor el acumulado de emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas será:

$$\text{Energía} \cdot \frac{495 \text{ kg CO}_2}{1 \text{ MWh}} \cdot \frac{1 \text{ Ton. CO}_2}{1000 \text{ kg CO}_2}$$

**Tabla 15. Indicador ambiental.**

<b>Pac</b>	<b>Emisiones de dióxido de carbono (tCO<sub>2</sub>e)</b>
25kW	425.7
50kW	722.7
100kW	1445.4
300kW	4336.2

Fuente: Elaboración propia.

Si hablamos de las emisiones de CO<sub>2</sub> este proyecto evitará la emisión de toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente en 25 años de vida útil, en el mismo tiempo beneficiando así a nuestro planeta Tierra, es decir el proyecto es sostenible.

#### **4.3.3 Beneficios técnicos**

Los beneficios técnicos son aquellos que mejoran el funcionamiento u operación del sistema eléctrico. Una de los principales beneficios que se pueden obtener de un sistema fotovoltaico es que los inversores son capaces de generar potencia reactiva. El inversor puede inyectar potencia reactiva capacitiva o inductiva a la red dependiente del factor de potencia que disponga. En nuestro caso dispone de un factor de potencia 0.8 reactivo y capacitivo, esto quiere decir que nuestro sistema puede inyectar hasta 60% de la potencia activa en de potencia reactiva capacitiva o inductiva incluso en horas en las que no hay radiación solar.

Se puede utilizar el sistema fotovoltaico instalado para inyectar potencia reactiva y aumentar el factor de potencia de la red eléctrica.

En cuanto al incremento de eficiencia, como se tiene un sistema de generación on-site, hay menos pérdidas de transmisión a nivel global, que consumiendo electricidad desde la red.

Los inversores producen corriente ac de alta calidad (con bajos armónicos) lo cual

es bueno desde el punto de vista técnico para el sistema eléctrico.

La instalación de un sistema fotovoltaico también permite tener cierta potencia adicional durante horas de radiación solar. Es decir, en horas del día se puede superar la potencia contratada puesto que el sistema fotovoltaico puede proveer esta potencia adicional sin incurrir en penalidades por parte de la transmisora.

#### **4.4 Evaluación económica**

##### **4.4.1 Gastos de capital (CAPEX)**

Se determina el costo de las partidas de acuerdo al equipamiento obtenido en el diseño formulado y en base a cotizaciones obtenidas con precios actuales del mercado.

Las partidas que se estimarán son las siguientes:

- a) Suministro Eléctrico Principal
- b) Mano de Obra
- c) Gastos Generales

Los Gastos Generales son aquellos costos indirectos relacionados a la ejecución de la obra, que no intervienen directamente en el proceso constructivo pero que sirven de apoyo o complemento y pueden ser ejecutados en el lugar de la obra o desde otras instalaciones ajenas a ella, y son derivados de la propia actividad empresarial o de administración.

##### **4.4.2 Gastos de Operación y Mantenimiento (OPEX)**

El mantenimiento de una instalación fotovoltaica no es muy complejo ya que la instalación es fija y aislada, lo cual los costos de operación del sistema de generación fotovoltaico son prácticamente nulos.

- La inspección es visual en su mayoría y se deben verificar principalmente los siguientes puntos:
- Inspeccionar el cableado, las conexiones, pletinas y terminales.
- Comprobación del buen estado de módulos, que el vidrio no se encuentre roto o penetre humedad al interior.

- Revisar posibles daños en la estructura, principalmente por corrosión.
- Verificar el estado físico y la limpieza de las baterías.
- Comprobar la caída de tensión entre terminales de los reguladores.
- Revisar el estado de indicadores y alarmas del inversor.
- Verificar el buen estado de los sistemas de seguridad como puesta a tierra, interruptores y fusibles.

Consideraremos gastos anuales del OPEX de un 2 % del CAPEX (valor típico).

**Tabla 16. Caso 25 kW**

Parámetros Energéticos	VALOR
Demanda Anual [kWh]	43800

PV + Batería	VALOR
Tasa de descuento	10%
CAPEX [\$]	25000
OPEX [\$/año]	500
Nº años	20

Costo de electricidad	VALOR
Tarifa + Otros [\$/kWh]	\$ 0.10

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 17. Flujo de caja del caso 25 kW**

Año	VALORES NETOS			VALORES NIVELADOS			
	OPEX	ENERGIA [kWh]	FLUJO ECONÓMICO	OPEX-nivelado	ENERGIA- nivelada	FLUJO ECONÓMICO	Flujo No Nivelado
0			-25000			\$ -25,000.00	-25000.00
1	\$ 500.00	43,800.00	3880.00	\$ 500.00	43,800.00	\$ 3,880.00	-21120.00
2	\$ 500.00	43,800.00	3880.00	\$ 454.55	39,818.18	\$ 3,527.27	-17592.73
3	\$ 500.00	43,800.00	3880.00	\$ 413.22	36,198.35	\$ 3,206.61	-14386.12
4	\$ 500.00	43,800.00	3880.00	\$ 375.66	32,907.59	\$ 2,915.10	-11471.01
5	\$ 500.00	43,800.00	3880.00	\$ 341.51	29,915.99	\$ 2,650.09	-8820.92
6	\$ 500.00	43,800.00	3880.00	\$ 310.46	27,196.35	\$ 2,409.17	-6411.75
7	\$ 500.00	43,800.00	3880.00	\$ 282.24	24,723.96	\$ 2,190.16	-4221.59
8	\$ 500.00	43,800.00	3880.00	\$ 256.58	22,476.33	\$ 1,991.05	-2230.53
9	\$ 500.00	43,800.00	3880.00	\$ 233.25	20,433.02	\$ 1,810.05	-420.49
10	\$ 500.00	43,800.00	3880.00	\$ 212.05	18,575.48	\$ 1,645.50	1225.01
11	\$ 500.00	43,800.00	3880.00	\$ 192.77	16,886.80	\$ 1,495.91	2720.92
12	\$ 500.00	43,800.00	3880.00	\$ 175.25	15,351.63	\$ 1,359.92	4080.84
13	\$ 500.00	43,800.00	3880.00	\$ 159.32	13,956.03	\$ 1,236.29	5317.12
14	\$ 500.00	43,800.00	3880.00	\$ 144.83	12,687.30	\$ 1,123.90	6441.02
15	\$ 500.00	43,800.00	3880.00	\$ 131.67	11,533.91	\$ 1,021.73	7462.75
16	\$ 500.00	43,800.00	3880.00	\$ 119.70	10,485.37	\$ 928.84	8391.59
17	\$ 500.00	43,800.00	3880.00	\$ 108.81	9,532.16	\$ 844.40	9235.99
18	\$ 500.00	43,800.00	3880.00	\$ 98.92	8,665.60	\$ 767.64	10003.63
19	\$ 500.00	43,800.00	3880.00	\$ 89.93	7,877.81	\$ 697.85	10701.48
20	\$ 500.00	43,800.00	3880.00	\$ 81.75	7,161.65	\$ 634.41	11335.89
<b>TOTAL</b>				<b>\$ 4,682.46</b>	<b>410,183.50</b>	<b>\$ 11,335.89</b>	

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 18. Caso 50 kW**

<b>Parámetros Energéticos</b>	<b>VALOR</b>
Demanda Anual [kWh]	73,000.00

<b>PV + Batería</b>	<b>VALOR</b>
Tasa de descuento	10%
CAPEX [\$]	\$ 50,000.00
OPEX [\$/año]	\$ 1,000.00
N° años	20

<b>Costo de electricidad</b>	<b>VALOR</b>
Tarifa + Otros [\$/kWh]	\$ 0.10

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 19. Flujo de caja del Caso 50 kW.**

Año	VALORES NETOS			VALORES NIVELADOS			
	OPEX	ENERGIA [kWh]	FLUJO ECONÓMICO	OPEX-nivelado	ENERGIA- nivelada	FLUJO ECONÓMICO	Flujo No Nivelado
0			-50000			\$ -50,000.00	-50000.00
1	\$ 1,000.00	73,000.00	6300.00	\$ 1,000.00	73,000.00	\$ 6,300.00	-43700.00
2	\$ 1,000.00	73,000.00	6300.00	\$ 909.09	66,363.64	\$ 5,727.27	-37972.73
3	\$ 1,000.00	73,000.00	6300.00	\$ 826.45	60,330.58	\$ 5,206.61	-32766.12
4	\$ 1,000.00	73,000.00	6300.00	\$ 751.31	54,845.98	\$ 4,733.28	-28032.83
5	\$ 1,000.00	73,000.00	6300.00	\$ 683.01	49,859.98	\$ 4,302.98	-23729.85
6	\$ 1,000.00	73,000.00	6300.00	\$ 620.92	45,327.26	\$ 3,911.80	-19818.04
7	\$ 1,000.00	73,000.00	6300.00	\$ 564.47	41,206.60	\$ 3,556.19	-16261.86
8	\$ 1,000.00	73,000.00	6300.00	\$ 513.16	37,460.54	\$ 3,232.90	-13028.96
9	\$ 1,000.00	73,000.00	6300.00	\$ 466.51	34,055.04	\$ 2,939.00	-10089.96
10	\$ 1,000.00	73,000.00	6300.00	\$ 424.10	30,959.13	\$ 2,671.81	-7418.15
11	\$ 1,000.00	73,000.00	6300.00	\$ 385.54	28,144.66	\$ 2,428.92	-4989.23
12	\$ 1,000.00	73,000.00	6300.00	\$ 350.49	25,586.05	\$ 2,208.11	-2781.12
13	\$ 1,000.00	73,000.00	6300.00	\$ 318.63	23,260.05	\$ 2,007.37	-773.74
14	\$ 1,000.00	73,000.00	6300.00	\$ 289.66	21,145.50	\$ 1,824.89	1051.14
15	\$ 1,000.00	73,000.00	6300.00	\$ 263.33	19,223.18	\$ 1,658.99	2710.13
16	\$ 1,000.00	73,000.00	6300.00	\$ 239.39	17,475.62	\$ 1,508.17	4218.30
17	\$ 1,000.00	73,000.00	6300.00	\$ 217.63	15,886.93	\$ 1,371.06	5589.36
18	\$ 1,000.00	73,000.00	6300.00	\$ 197.84	14,442.66	\$ 1,246.42	6835.79
19	\$ 1,000.00	73,000.00	6300.00	\$ 179.86	13,129.69	\$ 1,133.11	7968.90
20	\$ 1,000.00	73,000.00	6300.00	\$ 163.51	11,936.08	\$ 1,030.10	8999.00
<b>TOTAL</b>				<b>\$ 9,364.92</b>	<b>683,639.17</b>	<b>\$ 8,999.00</b>	

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 20. Caso 100 kW**

<b>Parámetros Energéticos</b>	<b>VALOR</b>
Demanda Anual [kWh]	146,000.00

<b>PV + Batería</b>	<b>VALOR</b>
Tasa de descuento	10%
CAPEX [\$]	\$ 100,000.00
OPEX [\$/año]	\$ 2,000.00
N° años	20

<b>Costo de electricidad</b>	<b>VALOR</b>
Tarifa + Otros [\$/kWh]	\$ 0.10

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 21. Flujo de caja del caso 100 kW

Año	VALORES NETOS			VALORES NIVELADOS		
	OPEX	ENERGIA [kWh]	FLUJO ECONÓMICO	OPEX-nivelado	ENERGIA- nivelada	FLUJO ECONÓMICO
0			-100000			\$ -100,000.00
1	\$ 2,000.00	146,000.00	12600.00	\$ 2,000.00	146,000.00	\$ 12,600.00
2	\$ 2,000.00	146,000.00	12600.00	\$ 1,818.18	132,727.27	\$ 11,454.55
3	\$ 2,000.00	146,000.00	12600.00	\$ 1,652.89	120,661.16	\$ 10,413.22
4	\$ 2,000.00	146,000.00	12600.00	\$ 1,502.63	109,691.96	\$ 9,466.57
5	\$ 2,000.00	146,000.00	12600.00	\$ 1,366.03	99,719.96	\$ 8,605.97
6	\$ 2,000.00	146,000.00	12600.00	\$ 1,241.84	90,654.51	\$ 7,823.61
7	\$ 2,000.00	146,000.00	12600.00	\$ 1,128.95	82,413.19	\$ 7,112.37
8	\$ 2,000.00	146,000.00	12600.00	\$ 1,026.32	74,921.09	\$ 6,465.79
9	\$ 2,000.00	146,000.00	12600.00	\$ 933.01	68,110.08	\$ 5,877.99
10	\$ 2,000.00	146,000.00	12600.00	\$ 848.20	61,918.25	\$ 5,343.63
11	\$ 2,000.00	146,000.00	12600.00	\$ 771.09	56,289.32	\$ 4,857.85
12	\$ 2,000.00	146,000.00	12600.00	\$ 700.99	51,172.11	\$ 4,416.22
13	\$ 2,000.00	146,000.00	12600.00	\$ 637.26	46,520.10	\$ 4,014.75
14	\$ 2,000.00	146,000.00	12600.00	\$ 579.33	42,291.00	\$ 3,649.77
15	\$ 2,000.00	146,000.00	12600.00	\$ 526.66	38,446.36	\$ 3,317.97
16	\$ 2,000.00	146,000.00	12600.00	\$ 478.78	34,951.24	\$ 3,016.34
17	\$ 2,000.00	146,000.00	12600.00	\$ 435.26	31,773.85	\$ 2,742.13
18	\$ 2,000.00	146,000.00	12600.00	\$ 395.69	28,885.32	\$ 2,492.84
19	\$ 2,000.00	146,000.00	12600.00	\$ 359.72	26,259.38	\$ 2,266.22
20	\$ 2,000.00	146,000.00	12600.00	\$ 327.02	23,872.17	\$ 2,060.20
<b>TOTAL</b>				<b>\$ 18,729.84</b>	<b>1,367,278.33</b>	<b>\$ 17,997.99</b>

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 22. Caso 300 kW**

<b>Parámetros Energéticos</b>	<b>VALOR</b>
Demanda Anual [kWh]	438,000.00

<b>PV + Batería</b>	<b>VALOR</b>
Tasa de descuento	10%
CAPEX [\$]	\$ 300,000.00
OPEX [\$/año]	\$ 6,000.00
N° años	20

<b>Costo de electricidad</b>	<b>VALOR</b>
Tarifa + Otros [\$/kWh]	\$ 0.10

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 23. Flujo de caja de caso 300 kW

Año	VALORES NETOS			VALORES NIVELADOS		
	OPEX	ENERGIA [kWh]	FLUJO ECONÓMICO	OPEX-nivelado	ENERGIA- nivelada	FLUJO ECONÓMICO
0			-300000			\$ -300,000.00
1	\$ 6,000.00	438,000.00	37800.00	\$ 6,000.00	438,000.00	\$ 37,800.00
2	\$ 6,000.00	438,000.00	37800.00	\$ 5,454.55	398,181.82	\$ 34,363.64
3	\$ 6,000.00	438,000.00	37800.00	\$ 4,958.68	361,983.47	\$ 31,239.67
4	\$ 6,000.00	438,000.00	37800.00	\$ 4,507.89	329,075.88	\$ 28,399.70
5	\$ 6,000.00	438,000.00	37800.00	\$ 4,098.08	299,159.89	\$ 25,817.91
6	\$ 6,000.00	438,000.00	37800.00	\$ 3,725.53	271,963.54	\$ 23,470.83
7	\$ 6,000.00	438,000.00	37800.00	\$ 3,386.84	247,239.58	\$ 21,337.11
8	\$ 6,000.00	438,000.00	37800.00	\$ 3,078.95	224,763.26	\$ 19,397.38
9	\$ 6,000.00	438,000.00	37800.00	\$ 2,799.04	204,330.23	\$ 17,633.98
10	\$ 6,000.00	438,000.00	37800.00	\$ 2,544.59	185,754.76	\$ 16,030.89
11	\$ 6,000.00	438,000.00	37800.00	\$ 2,313.26	168,867.96	\$ 14,573.54
12	\$ 6,000.00	438,000.00	37800.00	\$ 2,102.96	153,516.33	\$ 13,248.67
13	\$ 6,000.00	438,000.00	37800.00	\$ 1,911.78	139,560.30	\$ 12,044.24
14	\$ 6,000.00	438,000.00	37800.00	\$ 1,737.99	126,873.00	\$ 10,949.31
15	\$ 6,000.00	438,000.00	37800.00	\$ 1,579.99	115,339.09	\$ 9,953.92
16	\$ 6,000.00	438,000.00	37800.00	\$ 1,436.35	104,853.72	\$ 9,049.02
17	\$ 6,000.00	438,000.00	37800.00	\$ 1,305.77	95,321.56	\$ 8,226.38
18	\$ 6,000.00	438,000.00	37800.00	\$ 1,187.07	86,655.96	\$ 7,478.53
19	\$ 6,000.00	438,000.00	37800.00	\$ 1,079.15	78,778.15	\$ 6,798.66
20	\$ 6,000.00	438,000.00	37800.00	\$ 981.05	71,616.50	\$ 6,180.60
<b>TOTAL</b>				<b>\$ 56,189.52</b>	<b>4,101,835.00</b>	<b>\$ 53,993.98</b>

Fuente: Elaboración propia.

#### 4.4.3 Tiempo de recuperación de la inversión (ROI)

El tiempo del retorno de inversión (ROI) se considera al tiempo en el cual se empieza a recuperar la inversión económica realizada para el proyecto fotovoltaico. Para dicho cálculo se usará la metodología de flujo de caja acumulado (cash flow), donde en una hoja de datos se empieza a indicar los egresos (gastos de O&M, sustitución de equipos) e ingresos (ahorros generados en la factura de electricidad) que tendrá el proyecto a lo largo del tiempo de vida útil del mismo que para este caso consideraremos 20 años.

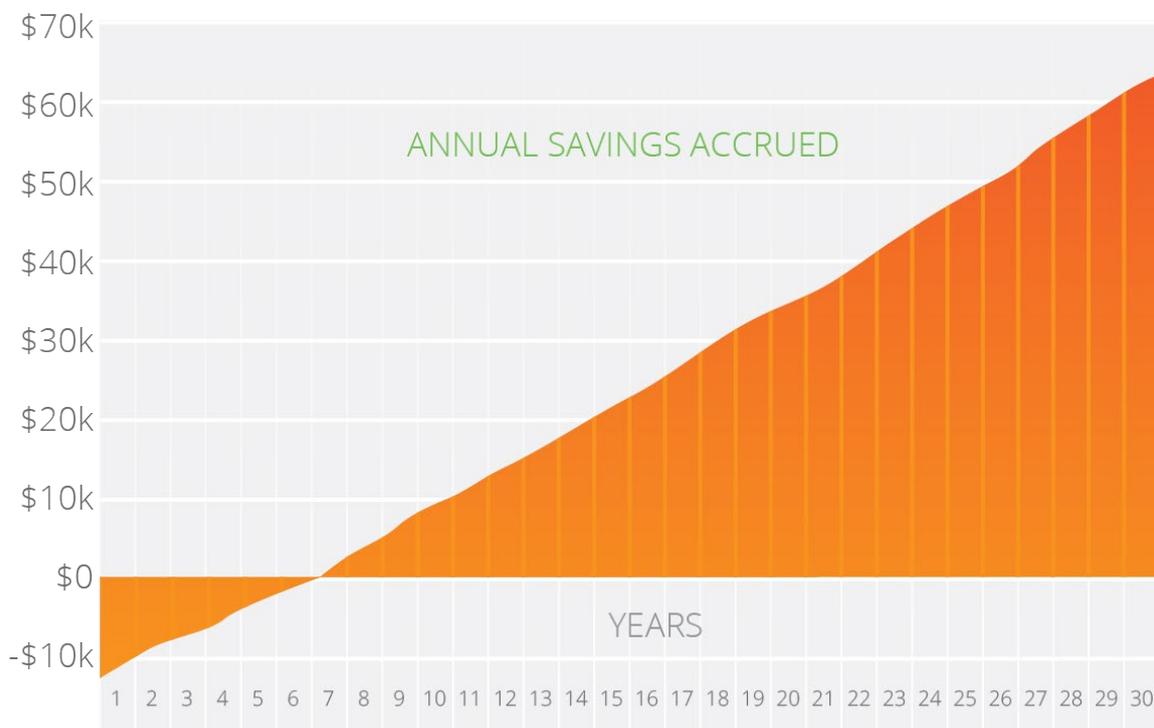


Figura 35. Modelo del flujo de caja acumulado para calcular el ROI.

Fuente: frontiersin.org

Este cálculo considera además la variabilidad anual de ahorros de la planta a causa de la degradación de producción de los módulos fotovoltaicos especificada por el fabricante como parte de su envejecimiento natural de operación.

Finalmente nos apoyamos de la misma hoja de cálculo para obtener los valores del VAN, TIR y LCOE del proyecto.

Para el presente proyecto calculó el LCOE a 20 años. Existen varias maneras de obtener el LCOE. Matemáticamente, nosotros la obtendremos utilizando la siguiente fórmula:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{C_t + O_t + V_t}{(1 + d)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1 + d)^t}}$$

Donde:

Et = Generación de energía vendida en el año t.

Ct = CAPEX en el año t

Ot = OPEX en el año t

Vt = Costos variables como combustibles o reemplazo de baterías en el año t

d = tasa de descuento

n = tiempo de vida del proyecto. En este caso se analizará a 20 años.

**Tabla 24.** *Indicadores económicos del caso 25 kW.*

INDICADOR	VALOR	DIMENSIÓN
LCOE	0.07	[\$/kWh]
VAN	11,547.94	\$
TIR	15%	-

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 25**  
*Indicadores económicos del caso 50 kW.*

INDICADOR	VALOR	DIMENSIÓN
LCOE	0.09	[\$/kWh]
VAN	9,211.05	\$
TIR	11%	-

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 26. Indicadores económicos del caso 100 kW.**

INDICADOR	VALOR	DIMENSIÓN
LCOE	0.09	[\$/kWh]
VAN	17,997.99	\$
TIR	11%	-

Fuente: Elaboración propia

**Tabla 27. Indicadores económicos del caso 300 kW.**

INDICADOR	VALOR	DIMENSIÓN
LCOE	0.09	[\$/kWh]
VAN	53,993.98	\$
TIR	11%	-

Fuente: Elaboración propia

Si el VAN es positivo y el TIR resultar mayor que la tasa asumida, se acepta el proyecto. Estos primeros indicadores nos muestran que el proyecto puede ser aceptado financieramente.

## V. Discusión

### 5.1 Calidad de red de distribución Amazonas – Cajamarca

De acuerdo a información obtenida de fuentes como OSINERGMIN, la empresa concesionaria cuenta con diversas zonas, de las cuales se consideró para el proyecto la zona de concesión de Amazonas – Cajamarca.

Interpretando los datos se puede observar que en la región de Cajamarca se cuenta con un sistema más interconectado que en Amazonas, producto de las cercanías de sus localidades.

En Amazonas, se cuentan con centrales hidroeléctricas y térmicas, pero en su mayoría estas se encuentran en el sur de Amazonas (Centrales y subestaciones eléctricas).

De acuerdo al análisis de la data de la Dirección General de Electrificación Rural (DGER), el nivel de electrificación rural en Amazonas es solo del 76.4%, y en

Cajamarca es de 82.2%. Esto es principalmente por la lejanía entre las localidades que se asientan sobre zonas rurales, lo que complica técnica y económicamente su interconexión a red. Ante esto se opta por sistemas alternativos para satisfacer y cubrir parte de su demanda, como sistemas que funcionan con grupos electrógenos, o la instalación de módulos fotovoltaicos independientes para cada domicilio que cubra solo su demanda de iluminación.

Aunque estos sistemas alternativos se presentan como buenas alternativas, son limitantes para el desarrollo de la localidad y en el caso de los equipos electrógenos, representan una fuente más de energía contaminante y no renovable.

## **5.2 Análisis de subestaciones y clasificación por capacidades**

El análisis por capacidades de las subestaciones eléctricas realizadas mediante el algoritmo de clustering, permitió analizar 225 estaciones de entre 100 a 3200 kVA, que fueron divididas en 4 grupos.

En cada uno de ellos se considera la implementación de Smart grids basadas en generación fotovoltaica y sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías, para cubrir como máximo el 25% de la capacidad de la subestación.

Este valor fue elegido como limitante para evitar los problemas relacionados con la alta penetración fotovoltaica, que principalmente está relacionado con problemas de sobretensión y cortocircuito como consecuencia de inversión en el flujo de la potencia.

Los valores de potencia fotovoltaica de 25, 50, 100, 300 kVA son comerciales, por lo que los equipos que se usarán también lo son (Inversores, Smart Logger).

## **5.3 Diseño de las Smart grids**

El ratio DC/AC es el que me permite definir y diseñar mi sistema fotovoltaico en DC y existen valores preestablecidos y recomendados de acuerdo a otros factores como las condiciones de irradiación en la localidad de ubicación del proyecto. Se busca un equilibrio entre aprovechar el punto máximo de potencia y no limitar al sistema de generación DC demasiado como para considerar otro inversor o incrementar la potencia de los existentes.

De acuerdo a la localidad de estudio, la irradiancia es de 4 kWh/m<sup>2</sup>/día, por lo que se está considerando un ratio de 1.2 y con ello se consideran las dimensiones de los sistemas en DC con las potencias 30, 60, 120, y 360 kWp.

Huawei es fabricante de los inversores más óptimos para sistemas On-grid, y considerar valores comerciales para el diseño del sistema representa una gran oportunidad en ahorro de recursos.

El utilizar strings de 20 módulos en serie me permite maximizar el uso de los inversores y sus capacidades en voltaje y corriente por cada seguidor del punto de máxima potencia (MPPT). Además, el sistema se diseña tomando en cuenta las variaciones del sistema producto de factores externos como la temperatura y la irradiancia.

De acuerdo a los cálculos, la distancia mínima entre módulos es de 2 metros, lo que me permite garantizar que no se generarán sombras entre ellos en las diversas condiciones que se puedan presentar.

Como se mencionó anteriormente, los inversores seleccionados son comerciales y de la marca Huawei, especialmente diseñados para trabajar con sistemas On-Grid. Sus capacidades son de 25, 50, y 100kW. Estos inversores On-Grid, me permiten corregir el factor de potencia de la red, inyectando energía reactiva con un factor opuesto, corrigiéndolo. Además, la potencia generada por los inversores es de alta calidad, con bajo niveles de armónicos.

Y los módulos fotovoltaicos a utilizar son de 500Wp de la marca Trina solar que representa una de las marcas más confiables que existen actualmente en el mercado y que use tecnología monocristalina.

El sistema de almacenamiento de energía fue diseñado para suministrar energía por 30 minutos en caso se cuente con un problema de suministro por parte de la red.

Las baterías de plomo ácido si bien son más económicas, son las más tradicionales, pueden resultar muy contaminantes y caras de mantener, sin embargo, las baterías de iones de litio son las más confiables.

#### **5.4 Factibilidad económica de la implementación de la Smart grid.**

Para analizar la factibilidad económica del sistema se utilizó el VAN (Valor Actual Neto) y el TIR (Tiempo de retorno de la inversión) para cada uno de las 4 propuestas de centrales.

Todo partió del cálculo de energía generada durante los primeros 25 años considerando la degradación propia del módulo que es de alrededor del 20% en total.

El impacto ambiental por utilizar centrales de generación no convencionales se aprecia con el cálculo del valor acumulado de emisiones de CO2 evitados que llega a ser hasta de 4336.2 kToneladas de CO2.

#### **5.5 Evaluación económica**

Para ello se consideraron valores para la evaluación de proyectos, como CAPEX y OPEX, que me permiten conocer los valores reales de inversión para la ejecución de la obra, y el segundo me permite conocer los gastos reales de operación y mantenimiento del equipo.

Para el cálculo del CAPEX se utilizaron 3 partidas principales:

1. Suministro Eléctrico Principal
2. Mano de Obra
3. Gastos Generales: Costos indirectos relacionados a la ejecución de la obra.

Para el cálculo del OPEX, se consideró un 2% del CAPEX por ser un valor típico. Estos costos, como se explicaron anteriormente, representan los gastos por operación y mantenimiento de la central, sin embargo, en este tipo de proyectos, la mayor parte la representa los costos por mantenimiento, propia de su complejidad, y los costos de operación son prácticamente nulos.

El cálculo del VAN y TIR se realiza a 20 años, durante los cuales se garantiza la operación óptima de los sistemas, y los resultados principales se discuten a continuación para los 4 tipos de centrales.

**Tabla 28** *Indicadores económicos del caso 25 kW.*

INDICADOR	VALOR	DIMENSIÓN
CAPEX	25000	[\$]

OPEX	500	[\$/año]
LCOE	0.07	[\$/kWh]
VAN	11,547.94	\$
TIR	15%	-

Fuente: Elaboración propia

**Tabla 29** *Indicadores económicos del caso 50 kW.*

INDICADOR	VALOR	DIMENSIÓN
CAPEX	50000	[\$]
OPEX	1000	[\$/año]
LCOE	0.09	[\$/kWh]
VAN	9,211.05	\$
TIR	11%	-

Fuente: Elaboración propia

**Tabla 30** *Indicadores económicos del caso 100 kW.*

INDICADOR	VALOR	DIMENSIÓN
CAPEX	100000	[\$]
OPEX	2000	[\$/año]
LCOE	0.09	[\$/kWh]
VAN	17,997.99	\$
TIR	11%	-

Fuente: Elaboración propia

**Tabla 30** *Indicadores económicos del caso 300 kW.*

INDICADOR	VALOR	DIMENSIÓN
CAPEX	300000	[\$]
OPEX	6000	[\$/año]
LCOE	0.09	[\$/kWh]
VAN	53,993.98	\$
TIR	11%	-

Fuente: Elaboración propia

El mejor costo nivelado de la energía (LCOE) es obtenido en la planta de 25kVA, con un valor de 0.07 USD/kWh, lo que significa que cuesta 0.07 USD generar cada kWh. Esto determina el valor de venta de la energía.

Por otro lado, el VAN mayor es para el sistema de mayor potencia, el de 300 kVA, con un total de 53993.98 USD, lo que significa que, dentro de 20 años, la ganancia total para una central de 300 kVA será de ese monto.

El VAN menor es para la central de 50kW con 9211.05 USD.

## VI. Conclusiones

1. Se concluyó que, la calidad de la red de distribución de energía de la zona de Amazonas – Cajamarca pudo ser mejorada con la implementación de las Smart grids, siendo capaces de inyectar el 60% de la energía generada para mantener la estabilidad del sistema y cubriendo el 25% de la demanda de las subestaciones analizadas.
2. Se concluyó que, la red de distribución actual de la zona de Amazonas – Cajamarca cuenta con un total de 225 subestaciones, las cuales han sido clasificadas según su capacidad en kVA, teniendo cuatro categorías: 100-160; 200-350, 400-800 y 1000-3200.
3. Se concluyó que, los sistemas de generación fotovoltaica diseñados deben ser capaces de suministrar como máximo el 25% de la capacidad máxima de la subestación, obteniendo las siguientes capacidades: 25, 50, 100 y 300 kVA de potencia máxima, para cada categoría correspondiente.
4. Se concluyó que, cada sistema requiere de un campo fotovoltaico de 30, 60, 120 y 360 kWp, con un sistema de almacenamiento (ESS) con una capacidad de 60, 120, 240, 720 kWh; respectivamente. El sistema está conformado por módulos fotovoltaicos de 500Wp de la marca TSM-DE18M(II), e inversores de la marca Huawei teniendo SUN2000-25KTL-US SUN2000-50KTL-M0 y SUN2000-100KTL-M1.
5. Se concluyó que, los sistemas generación de 25, 50, 100 y 300 kVA fueron capaces de generar 860, 1460, 2920 y 8760 MWh, respectivamente. Además, de la evaluación ambiental se obtuvo un indicador de 425.7, 722.7, 1445.4 y 4336.2 tCO<sub>2</sub> para cada sistema, respectivamente; y del análisis económico se obtuvo que el sistema de 25 kVA es el más rentable con un LCOE de 0.07 USD/kWh, mientras los demás sistemas obtuvieron un LCOE de 0.09 USD/kWh; aunque, analizando el VAN se establece que la mayor ganancia la tiene el sistema de 300 kVA con un total de 53 993.98 USD.

## **VII. Recomendaciones**

- Realizar un estudio de evaluación y comparación del costo nivelado de energía entre Smart grids a base de centrales fotovoltaicas y centrales eólicas como fuentes de generación renovables y no convencionales.
- El presente proyecto puede extenderse a otras zonas alejadas y con bajo porcentaje de electrificación rural como Ucayali y Loreto con 51.3% y 52.6% de electrificación rural de acuerdo a la información obtenida de OSINERGMIN.
- Hacer estudios detallados y planes de mantenimiento de sistemas fotovoltaicos conectados a red (On Grid) que se encuentren en zonas geográficas con acceso complicado, donde la gestión in situ sea no rentable y factible para la concesión.
- Evaluar las consecuencias de diseñar sistemas fotovoltaicos con una mayor penetración en la red, sus ventajas y desventajas.
- Realizar un tipo de investigación más profunda, que permita dar mayor precisión a cerca de todos los aspectos técnicos, económicos e impacto social y ambiental, para la implementación de redes eléctricas inteligentes.
- Investigar sobre la aplicación de Infraestructura de Medición Avanzada con la tecnología TWACS (two way automatic communication system), para el desarrollo de sistemas inteligentes, donde permita la gestión remota de las actividades comerciales como la gestión de cortes, reconexiones, toma de lecturas y facturación en las zonas rurales de difícil acceso, así como de las ciudades más pobladas de la concesión.

## VIII. Referencias

- ADIL, A.M. y KO, Y., 2016. Socio-technical evolution of Decentralized Energy Systems: A critical review and implications for urban planning and policy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 57, pp. 1025-1037. ISSN 1364-0321. DOI 10.1016/j.rser.2015.12.079.
- BALASUBRAMANIAM, V.K., PALANISWAMY, S., SINGARAVEL, M.M.R. y KRISHNASAMY, V., 2021. *Intelligent Paradigms for Smart grid and Renewable Energy Systems* [en línea]. S.I.: Springer Singapore. [Consulta: 4 mayo 2021]. Algorithms for Intelligent Systems. ISBN 9789811599675. Disponible en: <https://www.springer.com/gp/book/9789811599675>.
- BENITO MISARAY, R.P., HUANACHIN OSORIO, J.W. y RODRÍGUEZ RODRÍGUEZ, J.I., 2019. *Una propuesta basada en Smart grid para mejorar la electrificación rural en el Perú* [en línea]. Tesis de grado. Lima: Universidad ESAn. [Consulta: 22 septiembre 2021]. Disponible en: <https://repositorio.esan.edu.pe//handle/20.500.12640/1706>.
- BID, 2019. *Evolución futura de costos de las energías renovables y almacenamiento en América Latina* [en línea]. 2019. S.I.: Banco Interamericano de Desarrollo. [Consulta: 30 abril 2021]. Disponible en: [https://publications.iadb.org/es/publications/spanish/document/Evoluci%C3%B3n\\_futura\\_de\\_costos\\_de\\_las\\_energ%C3%ADas\\_renovables\\_y\\_almacenamiento\\_en\\_Am%C3%A9rica\\_Latina\\_es.pdf](https://publications.iadb.org/es/publications/spanish/document/Evoluci%C3%B3n_futura_de_costos_de_las_energ%C3%ADas_renovables_y_almacenamiento_en_Am%C3%A9rica_Latina_es.pdf).
- BORDONS, C., GARCIA-TORRES, F. y RIDAO, M.A., 2020. *Model Predictive Control of Microgrids*. [en línea]. 1. Cham: Springer International Publishing. [Consulta: 11 abril 2021]. Advances in Industrial Control, 2193–1577. ISBN 978-3-030-24570-2. Disponible en: [https://doi.org/10.1007/978-3-030-24570-2\\_4](https://doi.org/10.1007/978-3-030-24570-2_4).
- BORLASE, S., 2017. *Smart grids: Advanced Technologies and Solutions*. 2. Boca Raton: CRC Press. ISBN 978-1-4987-9955-3.
- DE PALACIO RODRÍGUEZ, C., 2015. *Marco de referencia para la implementación de tecnología de redes inteligentes y mapa de inversión: Caso práctico: Empresa de Alumbrado de Ceuta* [en línea]. <http://purl.org/dc/dcmitype/Text>. España: UNED. Universidad Nacional de Educación a Distancia (España). [Consulta: 4 mayo 2021]. Disponible en: <https://dialnet.unirioja.es/servlet/tesis?codigo=52587>.
- DGER, 2016. VISOR DE MAPAS - DGER. [en línea]. [Consulta: 15 septiembre 2021]. Disponible en: [https://mapas.minem.gob.pe/map\\_dger/](https://mapas.minem.gob.pe/map_dger/).
- ECHEVERRI-MARTÍNEZ, R., ALFONSO-MORALES, W., CAICEDO-BRAVO, E.F., ECHEVERRI-MARTÍNEZ, R., ALFONSO-MORALES, W. y CAICEDO-BRAVO, E.F., 2020. A methodological Decision-Making support for the planning, design and operation of Smart grid projects. *AIMS Energy*, vol. 8, no. 4, pp. 627-651. ISSN 2333-8334. DOI 10.3934/energy.2020.4.627.

- ELOR, 2018. *Plan Estratégico Institucional 2017- 2021* [en línea]. 2018. S.l.: s.n. Disponible en: [http://www.elor.com.pe/transparencia/web/historial/Plan%20Estrategico/Documento/Plan\\_Estrategico/ELOR\\_Plan\\_Estrategico\\_2017-2021.pdf](http://www.elor.com.pe/transparencia/web/historial/Plan%20Estrategico/Documento/Plan_Estrategico/ELOR_Plan_Estrategico_2017-2021.pdf).
- ELOR, 2019a. Electro Oriente invierte más de 40 millones de para ampliar potencia de subestaciones Santa Rosa e Iquitos. *ELOR* [en línea]. [Consulta: 22 septiembre 2021]. Disponible en: [https://www.elor.com.pe/portal\\_elor/Noticias/IndexNoticias?idNoticia=1590](https://www.elor.com.pe/portal_elor/Noticias/IndexNoticias?idNoticia=1590).
- ELOR, 2019b. Grandes obras de electrificación impulsa electro oriente con miras al bicentenario - año 2021. *ELOR* [en línea]. [Consulta: 22 septiembre 2021]. Disponible en: [https://www.elor.com.pe/portal\\_elor/Noticias/IndexNoticias?idNoticia=1649](https://www.elor.com.pe/portal_elor/Noticias/IndexNoticias?idNoticia=1649).
- ELOR, 2020. *Memoria Anual ELOR 2019* [en línea]. 2020. S.l.: s.n. Disponible en: [http://www.elor.com.pe/memoria\\_elor/assets/media/imprimir/Electro\\_Oriente\\_Memoria\\_Anual\\_2019.pdf](http://www.elor.com.pe/memoria_elor/assets/media/imprimir/Electro_Oriente_Memoria_Anual_2019.pdf).
- ELTAMALY, A.M., MOHAMED, M.A. y ALOLAH, A.I., 2016. A novel Smart grid theory for optimal sizing of hybrid renewable energy systems. *Solar Energy*, vol. 124, pp. 26-38. ISSN 0038-092X. DOI 10.1016/j.solener.2015.11.016.
- EUROPEAN COMMISSION, 2011. *Smart grid Mandate* [en línea]. 2 marzo 2011. S.l.: European Commission. Disponible en: [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2011\\_03\\_01\\_mandate\\_m490\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2011_03_01_mandate_m490_en.pdf).
- GÓMEZ, V.A., HERNÁNDEZ, C., RIVAS, E., GÓMEZ, V.A., HERNÁNDEZ, C. y RIVAS, E., 2018. Visión General, Características y Funcionalidades de la Red Eléctrica Inteligente (Smart grid). *Información tecnológica*, vol. 29, no. 2, pp. 89-102. ISSN 0718-0764. DOI 10.4067/S0718-07642018000200089.
- IEA, 2020. Smart grids – Analysis. *IEA* [en línea]. [Consulta: 4 mayo 2021]. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/smart-grids>.
- INCIBE CERT, 2020. *Security guide for Industrial Protocols - Smart grid* [en línea]. mayo 2020. S.l.: INCIBE CERT. Disponible en: [https://www.incibe-cert.es/sites/default/files/contenidos/guias/doc/incibe-cert\\_guide\\_protocols\\_smart\\_grid\\_2017\\_v2.pdf](https://www.incibe-cert.es/sites/default/files/contenidos/guias/doc/incibe-cert_guide_protocols_smart_grid_2017_v2.pdf).
- INEI, 2020. *Electrificación* [en línea]. 2020. S.l.: INEI. Disponible en: [https://www.inei.gob.pe/media/MenuRecursivo/publicaciones\\_digitales/Est/Lib1756/cap04.pdf](https://www.inei.gob.pe/media/MenuRecursivo/publicaciones_digitales/Est/Lib1756/cap04.pdf).
- IRENA, 2013. Smart grids and Renewables: A Guide for Effective Deployment. */publications/2013/Nov/Smart-Grids-and-Renewables-A-Guide-for-Effective-Deployment* [en línea]. [Consulta: 4 mayo 2021]. Disponible en: </publications/2013/Nov/Smart-Grids-and-Renewables-A-Guide-for-Effective-Deployment>.

- JAHAN, I.S., SNASEL, V. y MISAK, S., 2020. Intelligent Systems for Power Load Forecasting: A Study Review. *Energies*, vol. 13, no. 22, pp. 6105. DOI 10.3390/en13226105.
- KABALCI, E. y KABALCI, Y., 2019. *From Smart grid to Internet of Energy* [en línea]. 1. S.I.: ELSEVIER. [Consulta: 4 mayo 2021]. Energy. ISBN 978-0-12-819711-0. Disponible en: <https://www.elsevier.com/books/from-smart-grid-to-internet-of-energy/kabalci/978-0-12-819710-3>.
- KASZNAR, A.P.P., HAMMAD, A.W.A., NAJJAR, M., LINHARES QUALHARINI, E., FIGUEIREDO, K., SOARES, C.A.P. y HADDAD, A.N., 2021. Multiple Dimensions of Smart Cities' Infrastructure: A Review. *Buildings*, vol. 11, no. 2, pp. 73. DOI 10.3390/buildings11020073.
- KOTTAYIL, S.K., 2020. *Smart Microgrids* [en línea]. Primera. S.I.: CRC Press. [Consulta: 10 mayo 2021]. ISBN 978-0-367-34362-0. Disponible en: <https://www.routledge.com/Smart-Microgrids/Kottayil/p/book/9780367343620>.
- MIREZ TARRILLO, J.L., 2020. An novel power dispatch optimization using linear programming and operating strategy in DC Microgrid. *2020 International Conference on Mechatronics, Electronics and Automotive Engineering (ICMEAE)* [en línea]. S.I.: s.n., pp. 196-201. DOI 10.1109/ICMEAE51770.2020.00041. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/9359425>.
- OSINERMING, 2021. Mapa Instalaciones Alta Tensión - DSE. [en línea]. [Consulta: 15 septiembre 2021]. Disponible en: <https://www.osinergmin.gob.pe/newweb/uploads/Publico/MapaSEIN/>.
- PEÑAHERRERA SÁNCHEZ, J.A., 2017. *Diseño óptimo de una red eléctrica inteligente con criterios de eficiencia energética en la demanda, a partir de la infraestructura eléctrica existente en el sector del parque bicentenario en el área de servicio de la Empresa Eléctrica Quito S.A.* [en línea]. Tesis de postgrado. Quito: Escuela Politécnica Nacional. [Consulta: 13 mayo 2021]. Disponible en: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/17427>.
- RAMOS GUARDARRAMA, J., HERNÁNDEZ AREU, O. y SILVERIO FREIRE, R.C., 2019. Sistema de supervisión para el monitoreo de redes eléctricas inteligentes. *Ingeniería Energética*, vol. 40, no. 3, pp. 264-272. ISSN 1815-5901.
- RUIZ, M. y INGA, E., 2019. Despliegue óptimo de redes ópticas para comunicaciones en redes eléctricas inteligentes. *I+D Tecnológico*, vol. 15, no. 2, pp. 79-85. ISSN 2219-6714. DOI 10.33412/idt.v15.2.2249.
- SALLAM, A.A. y MALIK, O.P., 2019. Microgrids and Smart grids. *Electric Distribution Systems* [en línea]. S.I.: IEEE, pp. 553-580. [Consulta: 26 mayo 2021]. ISBN 978-1-119-50930-1. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8538848>.

- SHAFIE-KHAH, M., 2020. *Blockchain-Based Smart grids*. 1. London: Academic Press. ISBN 978-0-12-817862-1.
- SIOSSHANSI, F., 2011. *Smart grid* [en línea]. 1. S.I.: ELSEVIER. [Consulta: 26 mayo 2021]. ISBN 978-0-12-386453-6. Disponible en: <https://www.elsevier.com/books/smart-grid/sioshansi/978-0-12-386452-9>.
- SWAIN, A., SALKUTI, S.R. y SWAIN, K., 2021. An Optimized and Decentralized Energy Provision System for Smart Cities. *Energies*, vol. 14, no. 5, pp. 1451. DOI 10.3390/en14051451.
- TOMAR, A. y KANDARI, R., 2020. *Advances in Smart grid Power System* [en línea]. 1. S.I.: ELSEVIER. [Consulta: 26 mayo 2021]. ISBN 978-0-12-824338-1. Disponible en: <https://www.elsevier.com/books/advances-in-smart-grid-power-system/tomar/978-0-12-824337-4>.
- VICINI, R. y MICHELOUD, O., 2012. *Smart grids: Fundamentos, tecnologías y aplicaciones*. 1. S.I.: Cengage Learning. ISBN 978-607-481-736-2.
- ZOBAA, A.F., POTA, H.R. y VACCARO, A., 2021. *Technology and Economics of Smart grids and Sustainable Energy* [en línea]. 1. S.I.: Springer International Publishing. [Consulta: 4 mayo 2021]. Disponible en: <https://www.springer.com/journal/40866>.

## Anexos

### Anexo I

**Tabla 31. Matriz de Operacionalización de Variables.**

Variables De Estudio	Definición Conceptual	Definición Operacional	Dimensión	Indicadores	Escala de Medición
Variable Independiente Smart grid	Sistema de energía con capacidad de monitorear, registrar y analizar los datos de la red de manera eficiente, tanto en la generación – transmisión y distribución (Gómez et al., 2018).	Sistema capaz de monitorear los parámetros de una red y mejorar la calidad de energía.	Diseño de Smart grid	Evaluación del recurso renovable Simulación con algoritmo	Razón
Variable Dependiente Calidad de energía eléctrica	Se define como la gran variedad de fenómenos electromagnéticos que caracterizan la tensión y la corriente en un instante dado y en un punto determinado de la red eléctrica. (Estándar IEEE 1159/1995).	Señales de tensión y corriente eléctrica, en un tiempo dado y espacio determinado de un sistema eléctrico que garanticen la continuidad del servicio, los cuales pueden estar en zonas urbanas o rurales.	Demanda energética	Informe de la empresa distribuidora	Ordinal
			Accesibilidad	Distancia a la red principal	Intervalo
			Indicadores Técnicos	LPSP (Ley de presupuesto del sector público)	Razón
			Indicadores Económicos	VAN (Valor Actual Neto) ROI (Tiempo de retorno de la inversión)	Razón

Fuente: Elaboración propia.

## Anexo II

**Tabla 32.** *Técnicas e instrumentos de estudio.*

<b>Técnicas</b>	<b>Instrumentos</b>
Análisis documental	Informes y Reportes de la empresa distribuidora
Algoritmo clustering	PYTHON
Análisis de GIS	QGIS Datos de consumo – Distribuidora Datos de recurso energético – NREL.
Uso de algoritmo de optimización	Fórmulas de dimensionamiento e indicadores tecno-económicos. PYTHON
Estadística descriptiva	Open Office Calc

Fuente: Elaboración propia.

### Anexo III

**Tabla 33. Potencia generada por las centrales de la concesionaria.**

Ubicación	Potencia		% Particip.
	Instalada	Efectiva	
C.T. Iquitos	74.34	55.40	49.9%
C.T. Indiana	2.15	1.70	1.5%
C.T. Nauta	3.55	1.55	1.4%
C.T. Tamshiyacu	0.81	0.60	0.5%
C.T. Gran Perú	0.04	0.03	0.0%
C.T. Requena	4.83	3.01	2.7%
C.T. Contamana	4.70	1.56	1.4%
C.T. Orellana	0.97	0.45	0.4%
C.T. Cabalococha	3.33	1.76	1.6%
C.T. El Estrecho	0.86	0.33	0.3%
C.T. Isla Santa Rosa	0.43	0.30	0.3%
C.T. Mayoruna	0.70	0.38	0.3%
C.T. San Francisco	0.40	0.30	0.3%
C.T. Islandia	0.40	0.30	0.3%
C.T. Petropolis	0.06	0.05	0.1%
<b>LORETO</b>	<b>97.57</b>	<b>67.72</b>	<b>61.0%</b>
C.T. Tarapoto	12.48	12.00	10.8%
C.T. Yurimaguas	2.50	2.25	2.0%
C.T. Bellavista	2.50	-	0.0%
C.H. El Gera	9.10	8.60	7.7%
C.H. Shitariyacu	0.80	0.25	0.2%
C.T. Lagunas	1.40	1.35	1.3%
<b>SAN MARTÍN</b>	<b>28.78</b>	<b>24.45</b>	<b>22.0%</b>
C.H. Muyo	5.67	2.60	2.3%
C.H. La Pelota	3.18	2.90	2.6%
C.H. Cáclic	5.01	2.30	2.1%
C.H. Pucará	0.40	0.36	0.3%
C.H. Tabaconas	0.12	-	0.0%
C.T. Tabaconas	0.13	-	0.0%
C.T. Chachapoyas	5.25	2.60	2.3%
C.T. Bagua Grande	3.45	1.90	1.7%
C.T. San Ignacio	3.20	2.30	2.1%
C.H. Quandá	2.88	2.80	2.6%
C.T. Juan Velazco	1.10	1.10	1.0%
<b>AMAZONAS CAJAMARCA</b>	<b>30.39</b>	<b>18.86</b>	<b>17.0%</b>
Total Térmica	132.45	91.22	82.2%
Total Hidráulica	24.29	19.81	17.8%
<b>Total</b>	<b>156.74</b>	<b>111.03</b>	<b>100%</b>

Fuente: ELOR (2020)

## **Anexo IV**

### **Justificación para el uso de sistemas fotovoltaicos en la zona de estudio**

Según el estudio PER/98/G31 de la energía solar(fotovoltaica) del Perú elaborado por el MINEM (Ministerio de Energía y Minas) señala que el país cuenta con una elevada radiación solar, 5.5 a 6.5 kWh/m<sup>2</sup>; 5.0 a 6.0 kWh/m<sup>2</sup> en la Costa y en la Selva de aproximadamente 4.5 a 5.0 kWh/m<sup>2</sup> como se puede ver en la Figura 9, Figura 36 y Figura 37, unas cifras que denotan el altísimo potencial fotovoltaico que tiene el país, el cual debe ser aprovechado para generar energía limpia para sus habitantes, a diferencia del escaso potencial eólico en las zonas de estudio que no cuenta con la velocidad necesaria que requieren los sistemas eólicos, ya que las velocidades del viento son menores a los 3 m/s (10 km/h).

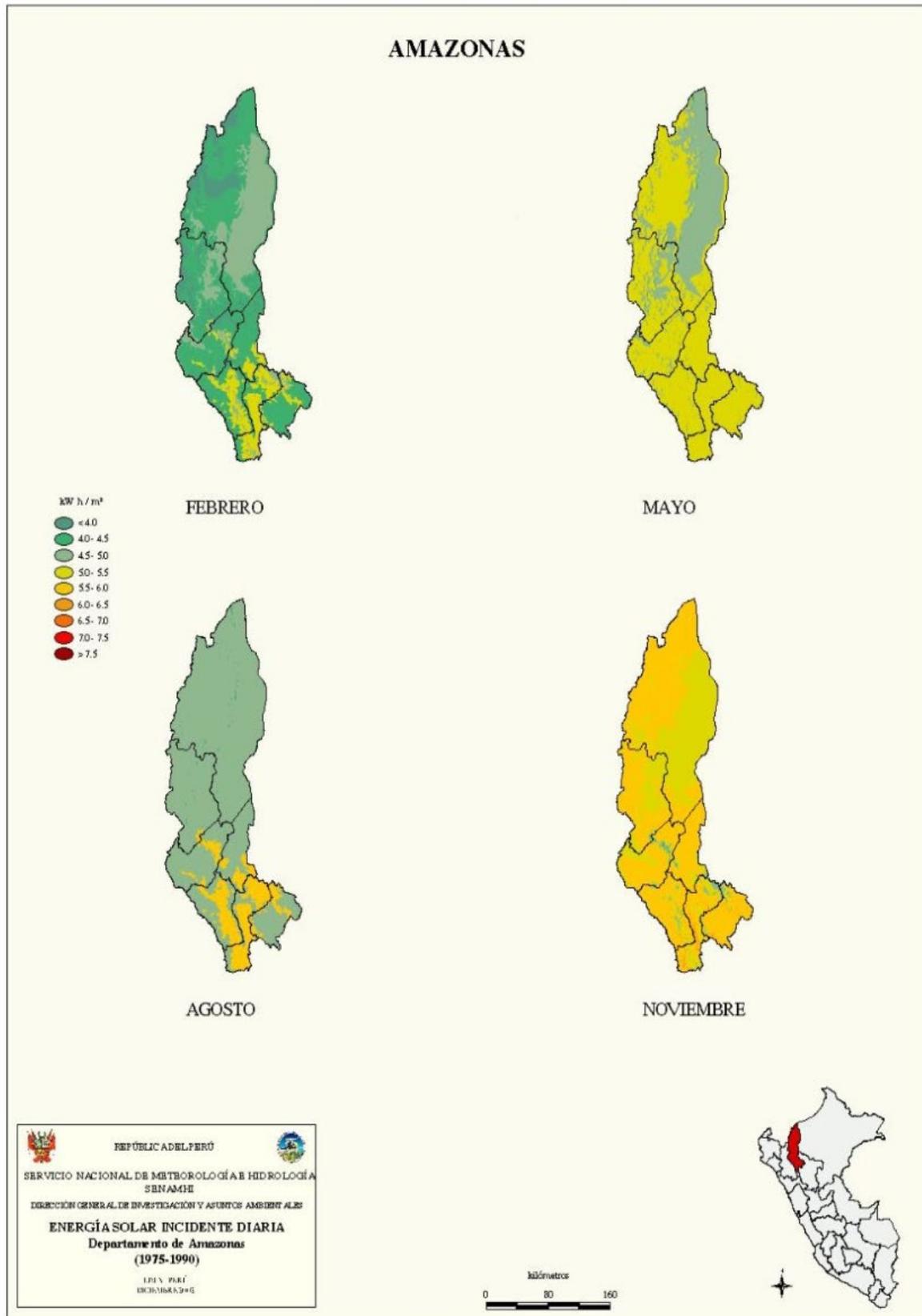


Figura 36. Radiación solar en el departamento de Amazonas

Fuente: SENAMHI, 2020

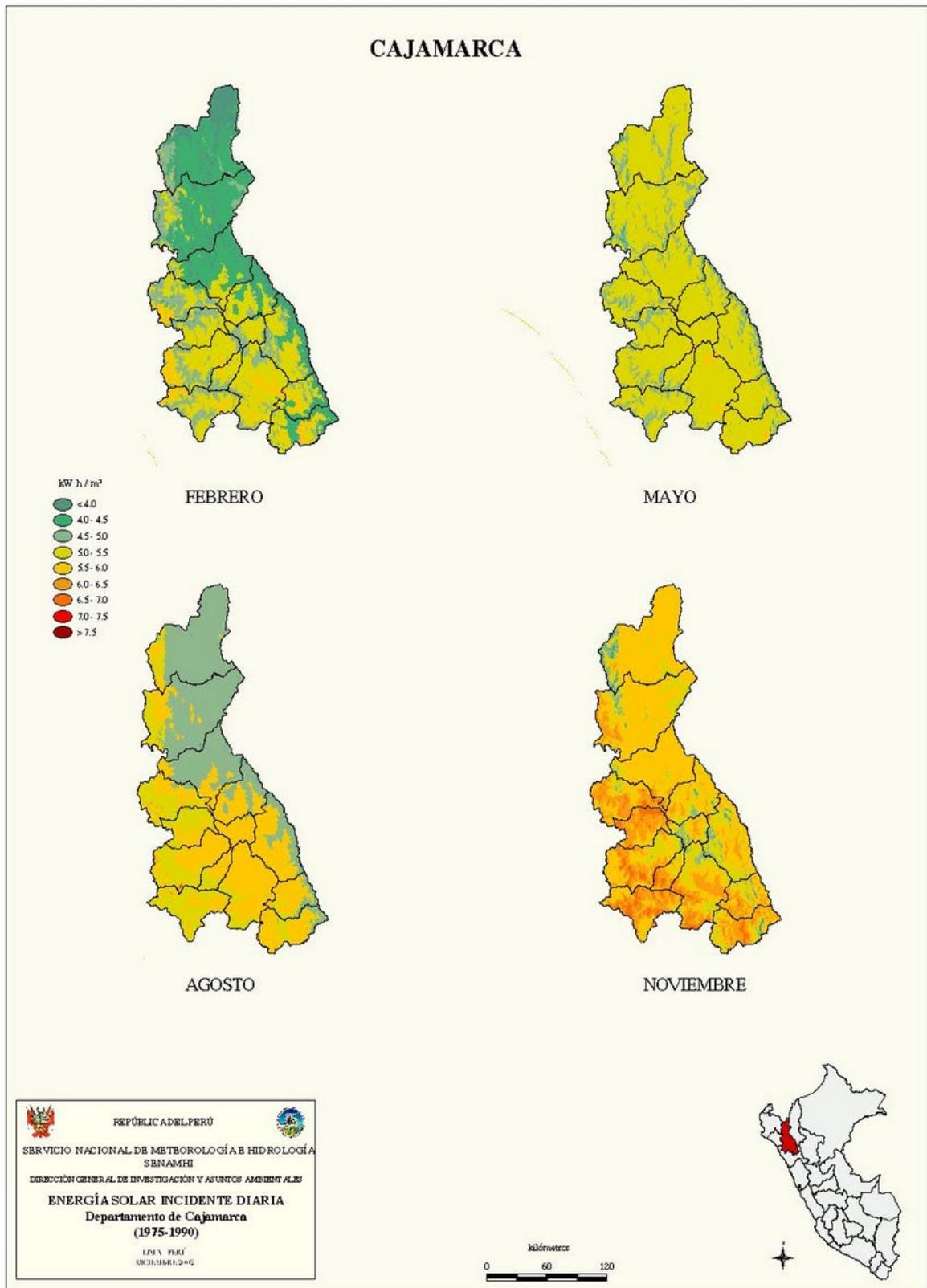


Figura 37. Radiación solar en el departamento de Cajamarca

Fuente: SENAMHI, 2020

## **Anexo V**

### **Normatividad en los sistemas fotovoltaicos conectados a red (On Grid)**

Para que los sistemas Smart Grid propuesto, puedan desarrollarse y conectarse a la red eléctrica en las zonas de estudio de la concesionaria, deben cumplir la normatividad vigente tales como:

Normativa del sector electricidad, Normativa sobre gobiernos Regionales y Locales, Normativa sobre Patrimonio Cultural, Normativa Sobre Biodiversidad, Normativa Sobre el Uso de Tierras, Normas de Calidad Ambiental, Normas Relacionadas Con Los Estudios Ambientales, Normas Relacionada con la Preservación del Medio Ambiente y el Desarrollo Sostenible, esto según los lineamientos que describen la Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, el Decreto Supremo N° 029-94-EM, Reglamento de Protección Ambiental para las Actividades Eléctricas, Ley N° 27867, Ley Orgánica de Gobiernos Regionales y su Modificatoria en la Ley N° 27902, Ley N° 26505 - Ley de la Inversión Privada en el Desarrollo de las Actividades Económicas en las Tierras del Territorio Nacional y de las Comunidades Campesinas y Nativas y su Reglamento, aprobado por Decreto Supremo N° 011-97-AG, Decreto Supremo N° 009-2012-TR, Normas reglamentarias para la aplicación de las atribuciones de supervisión, fiscalización y sanción transferidas del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN al Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo, Resolución Ministerial N° 205-2013-MINAM Establecen las Cuencas Atmosféricas a las cuales les será aplicable los numerales 2.2 y 2.3 del artículo 2° del D.S. N° 006-2013-MINAM que aprueba disposiciones Complementarias para la aplicación de Estándar de Calidad Ambiental (ECA) de Aire” y su modificatoria, Decreto Supremo N° 019-2009-MINAM, Reglamento de la Ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental, Ley N° 28611, Ley General del Ambiente, modificada por Decreto Legislativo N° 1055.