

**UNIVERSIDAD NACIONAL AGRARIA
LA MOLINA**

FACULTAD DE INGENIERÍA AGRÍCOLA



**“POTENCIAL FOTOVOLTAICO EN LOS TECHOS DE LAS
EDIFICACIONES DE LA UNIVERSIDAD NACIONAL AGRARIA LA
MOLINA”**

**TESIS PARA OPTAR TÍTULO DE
INGENIERA AGRÍCOLA**

LENA ANGELICA ZAPATA MANDUJANO

LIMA - PERÚ

2019

DEDICATORIA

Dedico el siguiente trabajo a mi hermana Rocio y a mis padres Sonia y Welmer por su paciencia y su amor incondicional.

AGRADECIMIENTOS

A Dios por iluminar mi camino

A mis padres que subvencionaron mis gastos durante toda la etapa de la investigación.

A mi asesor Ing. Manuel Barreno Galloso, por su dedicación, apoyo y confianza para poder realizar el presente trabajo de investigación.

A mi co-asesor Dr. José Calle Maravi, por su apoyo, enseñanza constante y experiencia transmitida en el rubro de energía solar.

A la Ing. Judith Ramírez, que pese a estar lejos realizando sus estudios de post grado me siguió brindando sugerencias y comentarios en todo este tiempo.

A la Mg. Ana María Martín Ávila que siempre me ayudo a absolver mis dudas sobre los sistemas de información geográfica desde la tan lejana España.

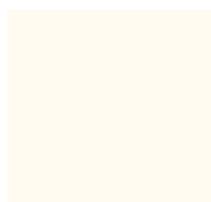
Al Ing. Luis Espinoza Quiñones, que pese a su agitada agenda pudo concederme una cita para aclararme el panorama de las energías renovables en el Perú

Al Dr. Néstor Montalvo e Ing. Pablo Quispe por el apoyo en la primera fase de la investigación y haberme brindado la información de campo requerida.

Al Sr. Manuel Bastidas por transmitir sus conocimientos en electricidad y sobre el manejo de este en la Universidad.

Al Ing. Mario Melgar y Wilfredo Herrera que permitieron que conozca el rubro solar gracias a que me dieron la oportunidad de trabajar en su empresa.

A todos los que en alguna manera lograron impactarme positivamente para que siga adelante con esta investigación.



INDICE

DEDICATORIA.....	1
AGRADECIMIENTOS.....	2
INDICE.....	3
ÍNDICE DE TABLAS.....	5
ÍNDICE DE FIGURAS.....	7
RESUMEN.....	9
ABSTRACT.....	10
I. INTRODUCCIÓN.....	1
II. REVISIÓN DE LITERATURA.....	3
2.1 CONCEPTOS PREVIOS.....	3
2.1.1 RADIACIÓN.....	3
2.1.2 POSICION DEL SOL.....	7
2.1.3 FOTOGRAMETRIA.....	7
2.1.4 TOPOLOGIA.....	9
2.1.5 SISTEMAS DE INFORMACIÓN GEOGRAFICAS.....	9
2.1.6 PRUEBA DE BONDAD DE AJUSTE.....	10
2.1.7DEFINICIONES USADAS.....	11
2.2 SITUACIÓN DE LA OFERTA ENERGÉTICA.....	13
2.2.1 MUNDIAL.....	14
2.2.2 PERÚ.....	15
2.2.3 UNALM.....	17
2.3 TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA.....	17
2.3.1 TENDENCIAS DE COSTO.....	19
2.3.2 TIPOS DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS.....	20
2.4 APLICACIONES DE LA INTEGRACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA EN EDIFICIOS.....	22
2.4.1 PÉRDIDA DE ENERGÍA POR CRITERIO DE INCLINACIÓN Y ORIENTACIÓN.....	23



2.4.2	PÉRDIDAS DE RADIACIÓN SOLAR POR SOMBRAS	25
2.5	NORMATIVA DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL PERÚ	25
III.	METODOLOGÍA.....	28
3.1	ÁREA DE ESTUDIO	28
3.1.1	UBICACIÓN	28
3.1.2	CARACTERÍSTICAS CLIMÁTICAS	29
3.2	MATERIALES	29
3.2.1	INFORMACIÓN TOPOGRÁFICA	29
3.2.2	INFORMACIÓN METEREOLÓGICA	29
3.2.3	PROGRAMAS DE CÓMPUTO.....	30
3.3	ETAPAS DE LA METODOLOGÍA	31
3.3.1	RECOLECCIÓN Y ANÁLISIS DE DATOS.....	32
3.3.2	CÁLCULO DEL POTENCIAL FOTOVOLTAICO Y ENERGÍA GENERADA	34
3.3.3	CÁLCULO DEL PORCENTAJE DE LAS NECESIDADES ENERGÉTICAS CUBIERTAS	35
IV.	RESULTADOS Y DISCUSIONES	36
4.1	DISTRIBUCIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA	36
4.2	CÁLCULO DE LA SUPERFICIE UTIL DE TECHOS EN EL CAMPUS.....	37
4.2.1	CRITERIO DE INCLINACIÓN	38
4.2.2	CRITERIO DE ORIENTACIÓN	38
4.2.3	CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS POR INCLINACIÓN Y ORIENTACIÓN	41
4.2.4	SUPERFICIE AFECTADA POR LAS SOMBRAS	43
4.3	DETERMINACIÓN DE LA IRRADIANCIA SOLAR.....	51
4.4	POTENCIA CALCULADA.....	53
4.5	ENERGÍA GENERADA.....	54
4.6	EVALUACIÓN DE LOS BENEFICIOS EN FUNCIÓN A LOS RESULTADOS	54
4.6.1	PORCENTAJE DE LAS NECESIDADES ENERGÉTICAS CUBIERTAS	54
4.6.2	ANÁLISIS DE VIDA ÚTIL.....	56

4.6.3 ESTIMACIÓN DE REDUCCIÓN DE EMISIONES	58
4.7 DISCUSIONES	58
V. CONCLUSIONES	60
VI. RECOMENDACIONES.....	62
VII. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	63
VIII. ANEXOS	68
ANEXO 1: LISTA DE DISTRIBUCIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DENTRO DEL CAMPUS	68
ANEXO 2: MODELO DIGITAL DE SUPERFICIE DE LOS EDIFICIOS DEL CAMPUS	72
ANEXO 3: DISTRIBUCIÓN ANUAL DE LAS SOMBRAS EN EL CAMPUS	73
ANEXO 4: FICHA TÉCNICA DE PANEL FOTOVOLTAICO USADO PARA EL CÁLCULO	74
ANEXO 5: PRUEBA DE BONDAD DE AJUSTE DE LA IRRADIANCIA (t=9 AÑOS)	76
ANEXO 6: MAPAS DE POTENCIA CALCULADA	83
ANEXO 7: MAPAS DE ENERGÍA GENERADA	89
ANEXO 8: PLANO DE MÓDULOS.....	95
ANEXO 9: REPRESENTACIÓN DE LOS RESULTADOS EN ARCGIS ONLINE	96

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Área de infraestructura según su uso	36
Tabla 2. Cuadro comparativo Superficie total y Superficie útil	50
Tabla 3. Ajuste de distribución según el mes	51
Tabla 4. Análisis de vida útil (t=20años).....	57

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Componentes de la radiación solar terrestre	4
Figura 2. Intensidad de radiación solar a nivel mundial.....	5
Figura 3. Energía solar incidente diaria (1975-1990).....	6
Figura 4. Ángulos relativos a la posición del sol.....	7
Figura 5. Tipos de Análisis Topológico	9
Figura 6. Demanda histórica de la matriz energética mundial	14
Figura 7. Matriz Energética Mundial	14
Figura 8. Evolución mundial de las ERNC	15
Figura 9. Distribución especial de la demanda eléctrica	16
Figura 10. Evolución de la potencia instalada por tipo de tecnología.....	16
Figura 11. Efecto Fotovoltaico	18
Figura 12. Celdas fotovoltaicas según su tipo	19
Figura 13. Proyección del costo de los elementos de un sistema fotovoltaico.....	20
Figura 14. Tipos de sistemas fotovoltaicos	21
Figura 15. Orientación e inclinación del módulo fotovoltaico.....	23
Figura 16. Muestra de Orientación de salida.....	24
Figura 17. Proyectos de generación con recursos energéticos renovables	26
Figura 18. Marco Normativo relacionado a la promoción de Energías Renovables.....	27
Figura 19: Ubicación del área de estudio	28
Figura 20. Metodología de la Investigación	31
Figura 21. Distribución de la Infraestructura.....	37
Figura 22. Modelo 3D de la zona urbana	38
Figura 23. Mapa de inclinación de los techos en la UNALM.....	39
Figura 24. Mapa de orientación de los techos en la UNALM.....	40
Figura 25. Mapa de % de perdidas por inclinación y orientación	42
Figura 26. Perdidas por inclinación y orientación menor a 15%.....	43
Figura 27. Modelo para la generación de sombras.....	44

Figura 28: Distribución de sombras mensuales (EN-AB).....	46
Figura 29. Distribución de sombras mensuales (MAY-AGO).....	47
Figura 30. Distribución de sombras mensuales (SEP-DIC)	48
Figura 31. Techos disponibles para instalación de SFV.....	49
Figura 32. Detalle de sombras de los servicios higiénicos	50
Figura 33. Distribución de la irradiancia para el mes de marzo	52
Figura 34. Irradiancia por cada mes (kW/m^2)	52
Figura 35: Potencia calculada por mes (kWp).....	53
Figura 36. Energía mensual calculada (kWmes).....	54
Figura 37. Detalle de los importes facturados en el recibo de Luz de la UNALM.....	55
Figura 38. Cobertura solar cubierta	55

RESUMEN

Actualmente las políticas mundiales exigen la implementación de fuentes alternas de energía, y el Perú no es ajeno a eso. Pero a veces ocurre que las personas a cargo de tomar las decisiones, no se arriesgan a probar con nuevas tecnologías debido a que no existe mucha información al respecto sobre la cantidad de energía que se podría obtener si empleará energías renovables no convencionales como la solar.

Es en ese contexto que la presente investigación desarrolló un análisis geoespacial con el software ArcGis que permita evaluar el potencial fotovoltaico que tienen los techos de la Universidad Nacional Agraria La Molina (UNALM). Teniendo como variables tres parámetros: las sombras, inclinación e irradiancia. En donde se obtuvo como principal resultado los mapas temáticos de potencial y energía fotovoltaica. Los cuales arrojaron que ante una posible instalación de sistemas fotovoltaicos en los techos aptos del campus se obtendría una generación mensual promedio de 254 MWh y una estimación de reducción de emisiones 1667 Tco₂/año.

Palabras claves: Sistemas fotovoltaicos, GIS, potencial fotovoltaico, Modelo geografico

ABSTRACT

At present, global policies require the implementation of alternative sources of energy, and Peru is no stranger to that. But sometimes the way to make decisions is given, you can not try new technologies, technology, energy, energy and solar energy. .

It is in this context that the present investigation sought to develop a geospatial analysis with ArcGis software that allows evaluating the photovoltaic potential of the National Agrarian University La Molina (UNALM). Having as variables the shadows, inclination and irradiation, where the main result is the result of the thematic maps of energy and photovoltaic energy. The answer is possible in an installation of photovoltaic systems in the ceilings of the campus you get an average monthly generation of 254 MWh and a reduction of emissions 1667 TCO₂ / year.

Keywords: Photovoltaic systems, ArcGIS, photovoltaic potential, Energy

I. INTRODUCCIÓN

El cambio a fuentes de electricidad renovables es imprescindible para lograr reducciones globales de las emisiones de carbono y garantizar la seguridad energética en el futuro. Una tecnología que ha comenzado a generar más entusiasmo a la hora de invertir es la energía solar fotovoltaica.

En nuestro país, se resalta el ingreso, a partir del 2010, de las centrales que emplean Recursos Energéticos Renovables (RER), producto de las licitaciones llevadas a cabo en el marco de las disposiciones establecidas mediante el Decreto Legislativo N° 1002. Pese a ello, el Perú mantiene una meta hacia el 2021 del incremento de matriz energética basada en energías renovables no convencionales en un 5%; siendo la producción a través de estas fuentes de un 2.7% a finales del 2017, según la Sociedad Peruana de Energías Renovables (SPR).

Este escenario es preocupante debido a que la demanda de energía viene aumentando considerablemente, y si no se diversifican las fuentes, se tendrán que usar las reservas de petróleo, lo que es altamente contaminante y, además, posee un alto precio.

Para impulsar en el Perú el uso de las energías no convencionales, se necesita el reconocimiento de la potencia firme (indicador de confiabilidad para los distintos tipos de energías), además que el precio de estas tecnologías decrezca para que estos beneficios puedan ser aprovechados.

Por lo expuesto anteriormente, esta investigación se justifica en el hecho de que cuando se pretende aplicar tecnología fotovoltaica lo primero que se debe determinar es el porcentaje de las necesidades energéticas que puede ser cubierta con la producción propia de electricidad. Esta estimación de los recursos energéticos dependerá de características de la zona como ubicación geográfica y las condiciones climáticas. Teniendo esos datos se podrá determinar si el área es óptima para desarrollar una tecnología de este tipo. Lo cual podría servir como una herramienta de soporte para la toma de decisiones relacionadas a la mejora en la propuesta de políticas de energía y ser replicada en otros escenarios

Bajo ese contexto la presente investigación plantea los siguientes objetivos:

Objetivo general

Determinar el potencial energético solar en las edificaciones de la Universidad Nacional Agraria la Molina (UNALM), con el fin de determinar la contribución de la energía solar fotovoltaica en el consumo total eléctrico de la UNALM.

Objetivos específicos

- Calcular la superficie total útil disponible de techos de la Universidad Nacional Agraria la Molina para la generación de energía solar fotovoltaica.
- Determinar el potencial solar para el área útil calculada.
- Determinar la posible generación solar para las condiciones específicas de la UNALM a lo largo de un año.

II. REVISIÓN DE LITERATURA

2.1 CONCEPTOS PREVIOS

Para comprender el tema de energía solar y la aplicación que se desarrollará en la siguiente investigación a continuación se explicaran algunos conceptos básicos:

2.1.1 RADIACIÓN

La radiación solar es la energía total liberada procedente del sol. Este se puede expresar como la energía electromagnética que surge en los procesos de fusión del hidrógeno contenido en el sol. La radiación solar recolectada fuera de la atmosfera sobre una superficie perpendicular a los rayos solares es conocida como constante solar y su valor es 1353 W/m², la cual varía durante el año en un $\pm 3\%$ a causa de la elipticidad de la órbita terrestre. El valor máximo medido sobre la superficie terrestre es de aproximadamente 1000 W/m², en condiciones óptimas de Sol a mediodía y en un día de verano despejado (Moro, 2010).

La radiación solar que llega a la superficie terrestre puede ser directa o dispersa. La radiación directa es la que incide sobre cualquier superficie con un ángulo de incidencia único y preciso, la dispersas cae en esa superficie con varios ángulos. Cuando esta no incide sobre una superficie a causa de un obstáculo, el área en sombra no se encuentra completamente a oscuras debido a la contribución de la radiación dispersa. Esta observación tiene importancia técnica para los dispositivos fotovoltaicos (FV), los cuales pueden funcionar en algunos casos solamente con radiación dispersa. Una superficie inclinada puede recibir la radiación reflejada por el terreno, por espejos de agua o por otras superficies horizontales, fenómeno conocido como albedo (Sanchez,2010).

Las proporciones de radiación directa dispersa y albedo (figura 1) recibida por una superficie dependen de:

- Las condiciones meteorológicas: En un día nublado la radiación es prácticamente dispersa en su totalidad; en un día despejado con clima seco predomina la componente directa que puede llegar hasta el 90 % de la radiación total.
- La inclinación de la superficie respecto al plano horizontal: Una superficie horizontal recibe radiación máxima si no hay alrededor objetos a una altura superior a la de la superficie.
- La presencia de superficies reflectantes: debido a que las superficies claras son las más reflectantes, la radiación albedo aumenta en invierno y disminuye en verano.

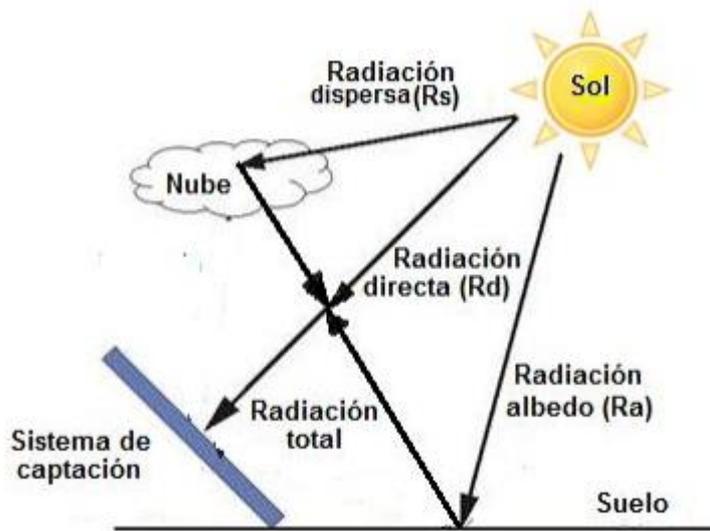


Figura 1. Componentes de la radiación solar terrestre

FUENTE: Erazo (2013)

La relación entre la radiación dispersa y la total, varía en función del lugar, ya que, al aumentar la inclinación de la superficie de captación, disminuye la componente dispersa y aumenta la componente albedo. Por ello, la inclinación que permite maximizar la energía recogida la cual es diferente dependiendo el lugar. En el caso del Perú la posición óptima es cuando el sistema fotovoltaico está orientado al norte, esto maximiza la radiación solar recibida durante el día, con un ángulo de inclinación igual a la latitud del lugar. La radiación solar que cae sobre la superficie (Sánchez, 2010) es:

$$R_t = R_d + R_s + R_a$$

Donde:

R_d: radiación directa

R_s: radiación dispersa

R_a: radiación de albedo.

El aprovechamiento de la energía del sol está condicionado por la intensidad de radiación que se recibe en la Tierra (Figura 2). La radiación solar varía según la latitud del lugar, el momento del día, las condiciones atmosféricas y climatológicas. La unidad métrica utilizada para la radiación es el W/m² que expresa la cantidad de energía que llega a un área de un metro cuadrado.

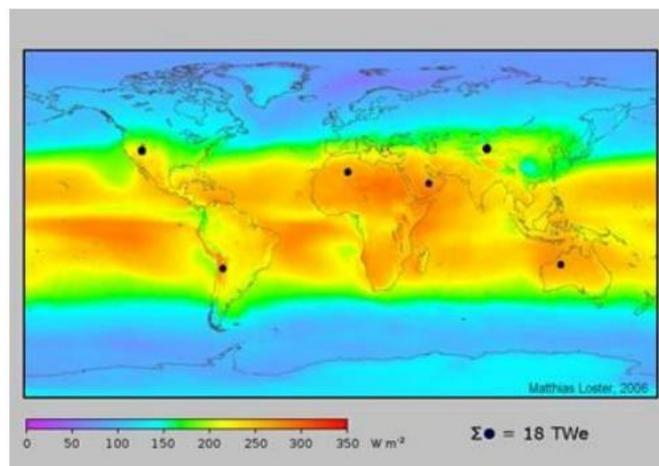


Figura 2. Intensidad de radiación solar a nivel mundial

FUENTE: Matthias (2010).

Esta se puede cuantificar en dos parámetros, los cuales corresponden a la potencia y a la energía de la radiación que llegan a una unidad de superficie terrestre:

a. IRRADIANCIA

Potencia o radiación incidente por unidad de superficie horizontal. Indica la intensidad de la radiación solar. Se mide en vatios por metro cuadrado (W/m²).

Su valor es variable a lo largo del día, alcanzando el pico máximo en horas del mediodía que es cuando existe mayor radiación (cerca a los 1200 W/m² en un día muy soleado)(Sanchez,2010).

b. IRRADIACIÓN

Es la cantidad de energía solar recibida durante un periodo de tiempo. Por lo general se mide en Watt hora por metro cuadrado por un periodo determinado de tiempo (Wh/m² por hora, día, semana, mes, año, etc., según el caso).

Típicamente, un módulo fotovoltaico trabaja a su potencia máxima cuando la irradiancia del lugar, donde este se encuentra ubicado, es de 1000 W/m² (ASTM G173 - 2012).

En el caso de Lima la irradiación varía durante el año tal como se muestra en la figura 3.

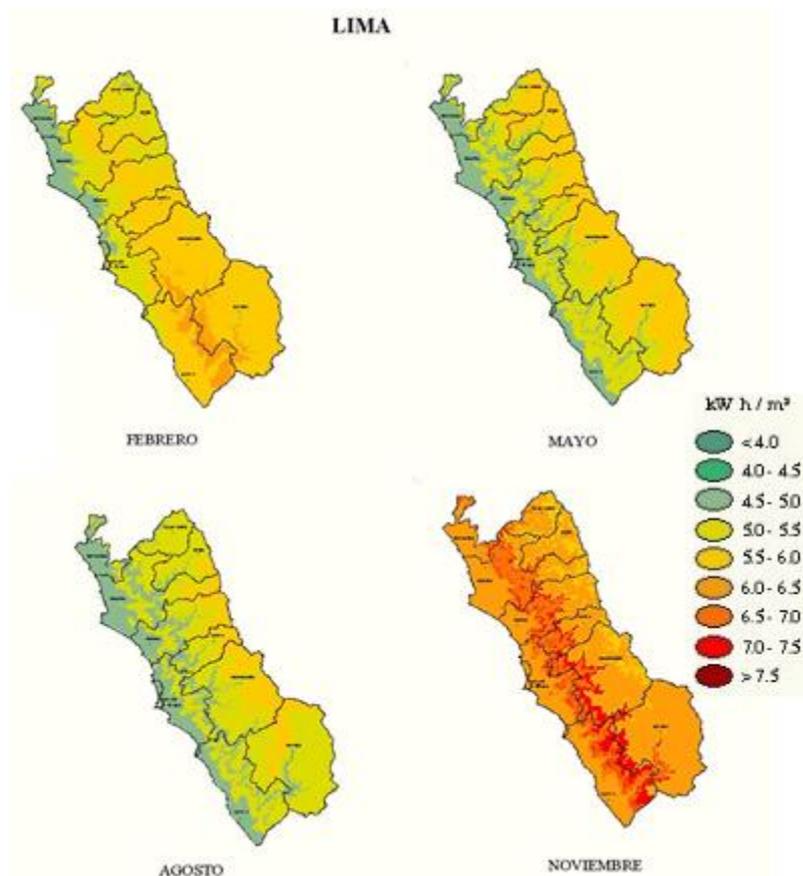


Figura 3. Energía solar incidente diaria (1975-1990)

FUENTE: SENAMHI (2003)

2.1.2 POSICION DEL SOL

Desde una ubicación fija en la superficie terrestre, el Sol parece moverse a lo largo del cielo. La posición del Sol depende de la ubicación de un punto de la Tierra, la hora del día y la época del año. Este movimiento aparente del Sol, causado por la rotación de la Tierra alrededor de su eje, cambia el ángulo en el que la luz llega al terreno y tiene un gran impacto en la cantidad de energía recibida por los módulos fotovoltaicos (Cuervo y Méndez, 2007). La posición del Sol se puede definir por dos ángulos:

- Azimut, posición angular del Sol expresada en grados de 0 a 360 tomando como posición inicial el norte y medido en sentido horario.
- Altura, ángulo vertical formado entre el horizonte y el Sol cuyo valor oscila de 0 a 90 grados.

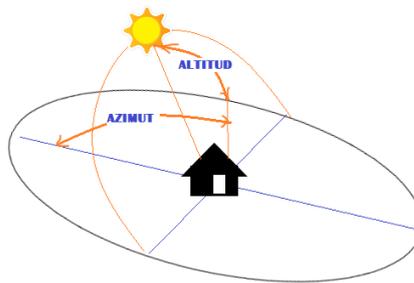


Figura 4. Ángulos relativos a la posición del sol

FUENTE: Quadri (2003)

2.1.3 FOTOGRAMETRIA

La fotogrametría es la ciencia que permite obtener las medidas de un objeto fotografiado, a partir de fotografías aéreas o terrestres. En la actualidad sus usos más frecuentes son: para cartografía, levantamientos topográficos, fotointerpretación y en medida menos frecuente la teledetección.

Sánchez (2007) refiere que la Sociedad Americana de Fotogrametría y Teledetección (ASPRS) que la fotogrametría es “el arte, ciencia y tecnología para la obtención de medidas fiables de objetos físicos y su entorno, a través de grabación,

medida e interpretación de imágenes y patrones de energía electromagnética radiante y otros fenómenos”.

Actualmente la fotogrametría realiza todas sus operaciones sobre imágenes digitales.

Una imagen satelital es una función (x, y) donde x e y son las coordenadas en elementos diferenciales de imagen, lo que comúnmente es conocido como píxel el cual tiene atribuido un cierto valor (color o nivel de gris).

La matriz de pixel $F(x, y)$ puede ser unidimensional, como es el caso de las imágenes en blanco y negro o multidimensional como es el caso de las imágenes a color la cual es la superposición de tres capas unidimensionales de los colores básicos (rojo, verde, azul) . A su vez las imágenes satelitales pueden almacenar información de pequeños intervalos del espectro tales como ultravioleta, visible, infrarrojo entre otros. (Sanchez,2006).

a. ORTOFOTO

Una ortofoto es equivalente geoméricamente a un mapa en el que se pueden medir ángulos y distancias en planimetría. La combinación de las ortofotos con información vectorial convencional de un mapa como curvas de nivel, vías de comunicación toponimia, hace que cada día sean mas utilizados frente a la cartografía convencional. Para la producción de ortofotos se debe tener la imagen georreferenciada y con un modelo digital de elevaciones si lo que se quiere es corregir la posición de un punto del desplazamiento debido al relieve, debemos para ello conocer su altitud (Sánchez, 2007).

Desde el punto de vista de imagen, lo que realmente se hace es una reasignación de niveles de gris de cada pixel, en función de la posición que debe ocupar cada pixel rectificado.

Un problema común en la generación de ortofotos estriba en la existencia de zonas de sombras u oclusiones causadas por edificios en zonas urbanas, sobre todo en vuelos de escalas grandes y en zonas alejadas del centro de la fotografía. La única solución pasa por aumentar el recubrimiento y utilizar sólo las zonas centrales de la fotografía (Martín, 2014).

2.1.4 TOPOLOGIA

La topología permite encontrar geometrías coincidentes o comunes tanto en entidades de puntos, líneas y polígonos, así como comprobar la integridad de la información y validación de las representaciones dentro de una geodatabase, muy útil en elementos hidrográficos, red vial, parcelas, etc. (Pucha, 2013).

Para establecer su identificación, no basta con la referencia catastral o un código registral asociado a una polilínea de CAD. Ya que se tiene que analizar el contexto geométrico – geográfico para dar respuesta al problema de la duplicidad e incoherencia de información ya en relación con sus colindantes de forma que la cartografía catastral mantenga una cohesión perfecta entre los inmuebles que la integran, sin vacíos, solapamientos o desplazamientos entre los mismos. (Carrión et Al, 2013).

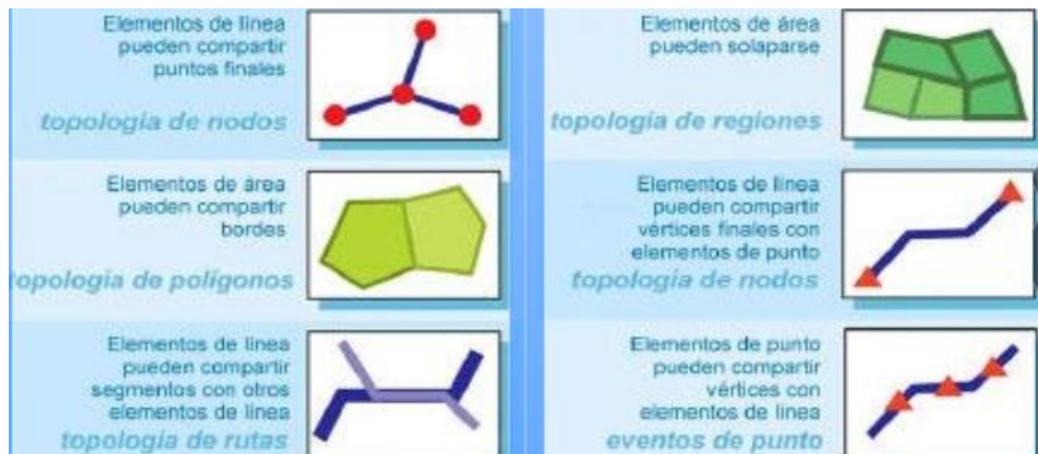


Figura 5. Tipos de Análisis Topológico

FUENTE: ESRI (2013)

2.1.5 SISTEMAS DE INFORMACIÓN GEOGRAFICAS

Según el portal web de la confederación de empresarios de Andalucía (CEA), los sistemas de información geográfica (SIG), son sistemas empleados para describir y categorizar un espacio geográfico con el objetivo de mostrar y analizar la información a la que se hace referencia espacialmente.

La tecnología SIG, permite almacenar y manipular información usando la geografía, contribuyendo a tomar mejores decisiones para solucionar amplias necesidades técnicas y al mismo tiempo, espaciales o territoriales (Zamora, 2009)

Los SIG operan como una base de datos geográfica asociada a los objetos existentes en un mapa digital, y dan respuesta a las consultas interactivas de los usuarios analizando y relacionando diferentes tipos de información con una sola localización geográfica. Esto es, conectando mapas con bases de datos. La cual esta dividida en las siguientes fases (CEA, 2009):

- Entrada de la información en el sistema, ya sea digital o pendiente de digitalización.
- Almacenamiento y actualización de las bases de datos geográficamente, es decir, georreferenciar la información mediante coordenadas geográficas de latitud y longitud.
- Análisis e interpretación de los datos georreferenciados.
- Salida de la información en forma de productos diferentes, que dependerán de las necesidades del usuario.

Los SIG facilitan el trabajo del profesional, ya que separan la información en capas temáticas y las almacena de forma independiente, haciendo más rápida y sencilla la tarea final de relacionar la información existente para la obtención de resultados (CEA, 2009).

Se pueden considerar Sistemas de Información Geográfica de sobremesa a aquellas aplicaciones SIG orientadas al trabajo normal de visualización, análisis, edición y salidas gráficas de información geográfica. Por otro lado, estarían los servidores de datos geográficos o las Geodatabases (CEA, 2009).

2.1.6 PRUEBA DE BONDAD DE AJUSTE

La bondad de ajuste de un modelo estadístico describe lo bien que se ajusta un conjunto de datos. Las medidas de bondad en general resumen la discrepancia entre los valores obtenidos y los valores esperados del modelo de estudio (Guerrero, 2015).

2.1.7 DEFINICIONES USADAS

a. CORRIENTE ALTERNA (AC)

Tipo de corriente eléctrica en la que la dirección del flujo de electrones va y viene a intervalos regulares o en ciclos, estos valores se repiten de forma periódica, senoidal e indefinida. (García y Alabern,2005).

b. CORRIENTE CONTINUA (DC)

Es aquella en donde el flujo de corriente eléctrica se da en un solo sentido de forma constante en una dirección. (García y Alabern,2005).

c. POTENCIA PICO TOTAL DEL SISTEMA DE CAPTACIÓN DE ENERGÍA

Es la potencia máxima que puede generar un sistema de captación energética bajo condiciones de la radiación incidente, y se obtiene como el producto de la tensión pico y la intensidad pico (Ibáñez et al,2005).

d. POTENCIA CALCULADA

La potencia calculada se define como la potencia a la entrada de la red eléctrica generada para un campo fotovoltaico con todos sus módulos en un mismo plano y que opera, sin sombras, a las unidades estándar de medida (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía – IDEA, 2011).

De la forma más sencilla la potencia instalada en kWp para una cierta tecnología de módulos fotovoltaicos en una superficie determinada, se calcula con la siguiente ecuación (Wiginton et al, 2010):

$$P = I_g * e * A_{PV} * P_{GRID}$$

Donde:

P = Potencia instalada kW.

I_g = Media diaria de la irradiación solar global (kWh/m²día).

e = Eficiencia de los módulos fotovoltaicos (dependerá del módulo que se use).

A_{PV} = Área útil multiplicado por el área que ocupa un módulo fotovoltaico (m²).

P_p = Potencia nominal máxima del módulo (se saca de la ficha técnica)

e. ENERGIA GENERADA

La energía total mensual producida (en kWh) se calcula a partir de la fórmula (Wiginton, Nguyen y Pearce, 2010):

$$E = I_{md} * Dias\ del\ mes * e * A_{PV} * P_p$$

Donde:

E = Energía anual.

I_{md} = Media diaria de la irradiación solar global (kWh/m²día).

e = Eficiencia de los módulos fotovoltaicos.

A_{PV} = Área útil multiplicado por el área que ocupa un módulo fotovoltaico (m²).

P_p = Potencia nominal máxima del módulo (se saca de la ficha técnica)

Además de la eficiencia de los módulos fotovoltaicos (e), otro coeficiente que hay que tener en cuenta es el rendimiento energético de la instalación que evalúa la calidad de una instalación fotovoltaica independientemente de la inclinación y orientación de los módulos. En el PR se incluyen factores como las pérdidas por temperatura, la eficiencia del cableado, pérdidas por presencia de suciedad en la instalación, eficiencia energética del inversor y otros. Se aplicará un valor por defecto de PR del 80% (0,8) que supone una disposición óptima del sistema y que no hay pérdidas por sombras (Amador, J.). La fórmula para determinar la energía considerando el PR es la siguiente:

$$E = I_{md} * Dias\ del\ mes * e * A_{PV} * P_p * PR$$

f. PLIEGO TARIFARIO

Documento emitido por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART) , que contiene la estructura, nivel y régimen tarifario para el servicio público de energía eléctrica para la aplicación de la distribuidora y cumple con los principios tarifarios establecidos en la normativa vigente (ARCONEL,2018).

g. RASTER

Explicado de una forma sencilla, un ráster consta de una matriz de celdas (o píxeles) organizadas en filas y columnas (o una cuadrícula) en la que cada celda contiene un valor que representa información, como la temperatura. Los rásteres son fotografías

aéreas digitales, imágenes de satélite, imágenes digitales o incluso mapas escaneados (ESRI, 2016).

Los datos almacenados en formato ráster representan fenómenos del mundo real (ESRI,2016):

- Los datos temáticos (también conocidos como discretos) representan entidades como datos de la tierra o de uso de la tierra.
- Los datos continuos representan fenómenos como la temperatura, la elevación o datos espectrales, entre ellos imágenes satelitales y fotografías aéreas.
- Las imágenes incluyen mapas escaneados o dibujos y fotografías de edificios.

Los rásteres temáticos y continuos se pueden visualizar en el mapa en forma de capas de datos junto con otros datos geográficos, pero a menudo se utilizan como datos de origen para el análisis espacial con la extensión de ArcGIS Spatial Analyst extension. Los rásteres de imágenes suelen utilizarse como atributos en tablas: pueden visualizarse con datos geográficos y se utilizan para transmitir información adicional acerca de las entidades geográficas de mapas (ESRI,2016).

2.2 SITUACIÓN DE LA OFERTA ENERGÉTICA

Diversos informes de la Agencia Internacional de la Energía (IEA) nos ratifican que las necesidades energéticas a escala mundial siguen aumentando, debido a que la energía juega un papel importante en la sociedad moderna ya que posibilita el funcionamiento de sistemas que cubren las necesidades humanas (alimentación, trabajo, transporte).

Por lo anterior expuesto, cada vez es más frecuente escuchar los pedidos para que los gobiernos modifiquen sus políticas energéticas, ya que se estima que se necesitan inversiones cercanas a los US\$10 billones para abastecer a los 5900 GW adicionales de demanda al 2035 (IEA,2010).

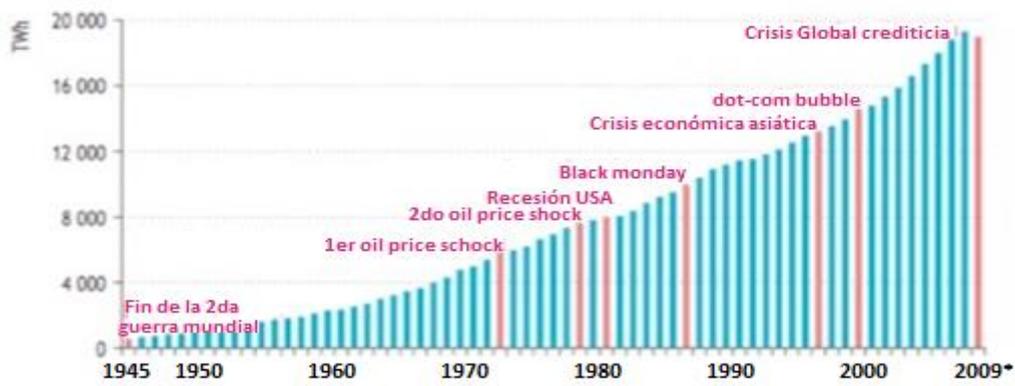


Figura 6. Demanda histórica de la matriz energética mundial

FUENTE: Agencia Internacional de la Energía (2010)

A continuación, se dará un panorama de la demanda energética a diversas escalas:

2.2.1 MUNDIAL

Según el informe la Agencia Internacional de la Energía (IEA) emitido en el año 2010, tal como se puede mostrar en la figura N°6 la demanda de la matriz energética mundial tiene como preferencia al carbón con un 41.1%, seguido por el gas natural con un 21.4%.

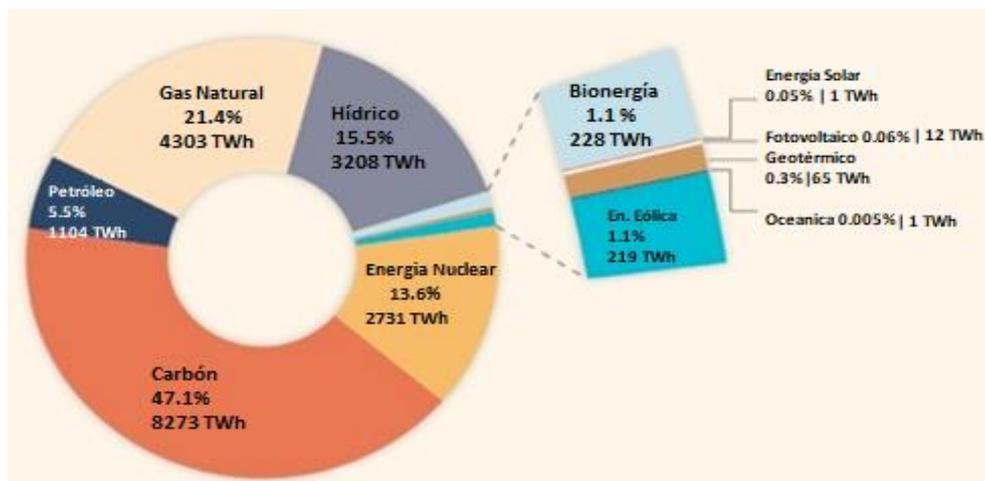


Figura 7. Matriz Energética Mundial

FUENTE: Agencia Internacional de la Energía (2010)

En cuanto a energías renovables no convencionales (ERNC) se han venido incrementado desde el 2008, este crecimiento se sustenta por el impulso que han dado varios países en incentivar estas energías. Existen diferentes modelos utilizados para esto, como lo es el modelo de subsidios del caso en España, donde la energía solar se ha desarrollado fuertemente, pero a precios muy altos. Existe otro modelo como el de Inglaterra, donde se exige un porcentaje de generación ERNC a las ventas de energías, tal como se adoptó en el caso chileno, y existen otros sistemas como por ejemplo el del caso de Brasil donde se hicieron licitaciones por paquetes de energías ERNC (Academia REN21,2015).

Con respecto al desarrollo de las ERNC según cada tecnología, existe un crecimiento dispar y varía según cada país, pero en general las cifras indican que la energía eólica y la energía solar experimentan los mayores aumentos (Academia REN21,2015).

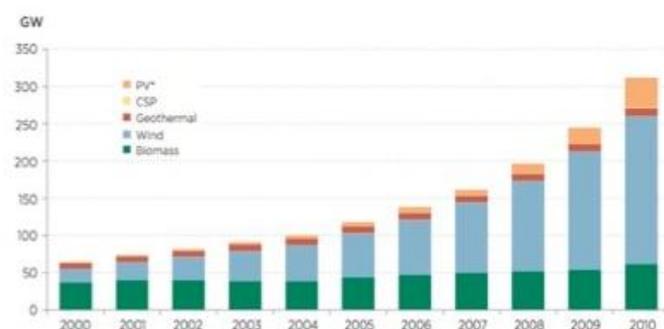


Figura 8. Evolución mundial de las ERNC

FUENTE: Agencia Internacional de la Energía, 2010

2.2.2 PERÚ

Así como en el mundo, el Perú ha tenido un incremento en la demanda energética, la cual en su mayoría se debe al aumento del consumo de los clientes libres (mayormente mineros), los que actualmente consumen entre 1 700 a 1 400 MW, es decir, aproximadamente un 30% a 35% de la demanda total de electricidad. El crecimiento de la demanda eléctrica espacial ha sido mayor en las zonas norte y sur; por el contrario, Lima sólo creció a tasas del 2.3% (Alejos, 2011).



Figura 9. Distribución especial de la demanda eléctrica

FUENTE: Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional

Si se habla del tipo de matriz energética se ve que ha variado en el tiempo, lo cual está relacionado con el inicio de operaciones del proyecto Camisea, que incentivó la instalación de centrales térmicas a gas natural en la zona de Chilca, al sur de Lima.

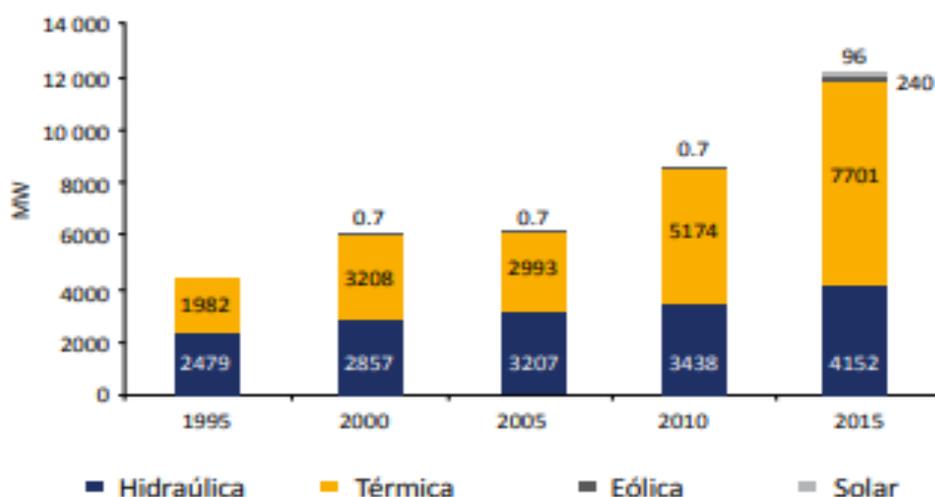


Figura 10. Evolución de la potencia instalada por tipo de tecnología

FUENTE: OSINERGMIN

2.2.3 UNALM

En el caso de la UNALM, según la entrevista realizada en el 2018 al Sr. Manuel Bastidas, encargado del mantenimiento de toda la parte eléctrica del campus, indica que:

La Universidad compra electricidad por la concesionaria Luz del Sur, el contrato que suscribe es la tarifa MT3 (Tarifa con doble medición de energía activa y contratación o medición de una potencia), la cual suministra al campus 10 000 voltios de tensión. Además, la universidad cuenta con 14 subestaciones de transformación de MT3 a BT3 las cuales reparten la energía en todo el campus.

Según el entrevistado, la universidad actualmente cuenta con un contrato de máxima de demanda de 950 kW pero se viene gestionando el aumento de la máxima demanda a 1900kW, lo cual otra vez nos hace saber que el aumento de la demanda energética es una tendencia a la que la universidad no es ajena.

En cuanto al procedimiento que existe en caso de corte del suministro eléctrico el entrevistado indicó que existe una subestación de distribución la cual abastecería 650kW, esta funciona 12 horas usando 100 galones y descansando 6 horas, y solo es activada si se sabe que no habrá suministro eléctrico por un periodo largo.

2.3 TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA

La tecnología fotovoltaica (FV) se desarrolla en base a células solares, las cuales no son cien por ciento eficientes debido a que el espectro de luz se refleja, incluso algunas son demasiado débiles como para crear electricidad, y existen otras que crean energía térmica en lugar de electricidad. Estas células solares desde el punto de vista eléctrico funcionan mediante el efecto fotovoltaico. La luz solar está compuesta por fotones, o partículas energéticas. Cuando estas inciden sobre una célula FV pueden ser reflejados, absorbidos o pasar a través de ella, pero únicamente los fotones absorbidos son los que generaran electricidad (Barbera, 2017).

Cuando este fotón es absorbido, su energía se transfiere a un electrón de un átomo de la célula, con esta nueva energía el electrón es capaz de escapar de su

posición normal asociada con un átomo de la célula para formar parte de una corriente en un circuito eléctrico.

Las células solares están compuestas por capas de semiconductores, que son especialmente tratados para formar dos capas diferentes dopadas (tipo P y tipo N) las cuales forman un campo eléctrico positivo en una parte y negativo en otra, pues la célula solar en definitiva es esto; una unión PN en la que la parte receptora de la luz será la tipo N y la no receptora será la tipo P. En el mercado actual la mayoría de células son de silicio, debido a su propiedad semiconductor que le permite actuar como aislantes a baja temperatura y como conductores cuando se aumenta la energía (Barbera, 2017).

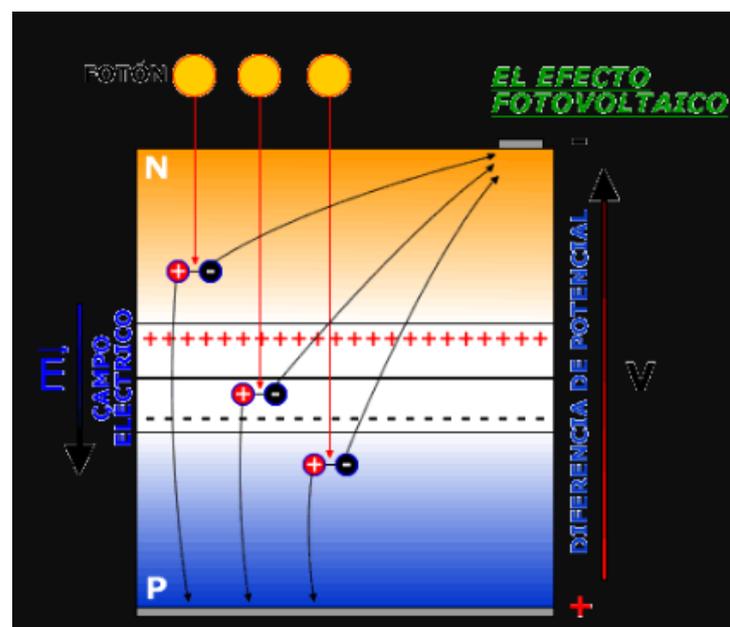


Figura 11. Efecto Fotovoltaico

FUENTE: Universidad de Jaén (2018)

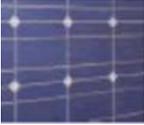
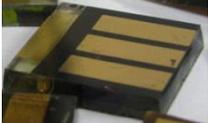
CELULAS	REND. LAB.	REND. DIREC.	CARACTERISTICAS	OBSERVACIONES
Monocristalino 	24%	16-19%	<ul style="list-style-type: none"> -Es típico los azules homogéneos - Son fabricados con SI de alta pureza - Su costo de fabricación es caro 	Se recomienda para climas fríos con tendencias a tormentas o niebla, ya que este tipo de placas solares tienden a absorber mejor la radiación y soportan menos el sobrecalentamiento.
Policristalino 	19-20%	12-16%	<ul style="list-style-type: none"> -La superficie está estructurada en cristales. -Su costo de fabricación es menor y por ende más barato 	Se recomienda para climas cálidos, pues absorbe el calor a una mayor velocidad y le afecta en menor medida el sobrecalentamiento.
lámina delgada CIS (Cobre/Indio/Seleniuro) Te Cd (Teluro/Cadmio) Silicio amorfo	11% 10.50% 6%		Se pueden fabricar de forma muy sencilla y en grandes remesas. Esto hace que sean más baratos que los paneles cristalinos	Tiene la ventaja de depositarse en forma de lámina delgada y sobre un sustrato como vidrio o plástico (son flexibles), tienen menor tiempo de vida
orgánicos 	13%	11%	<ul style="list-style-type: none"> -Se fabrican con materiales como los polímeros. -Impactan menos al ambiente 	Actualmente su producción es a baja escala y se usa principalmente en mochilas o la ropa a fin de que alimenten de energía a los dispositivos móviles. -El costo es alto
híbridos 	25.2%	20.1%	Cristales inorgánicos dentro una matriz polimérica (perovskita y silicio)	- A la perovskita le afecta la humedad ambiental su tiempo de vida es solo de 1000 horas

Figura 12. Celdas fotovoltaicas según su tipo

FUENTE: NREL, 2017

2.3.1 TENDENCIAS DE COSTO

Según el informe Rethinking Energy de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) para el año 2014 las tecnologías renovables han bajado sus costes debido a que hoy día mucho más eficientes, ya que cada vez son más capaces de generar energía incluso en condiciones óptimas, con poco viento, bajas velocidades o bajo irradiación solar. A ello se suma que las tecnologías de almacenamiento de energía están mejorando rápidamente y las políticas energéticas que son impulsadas en la UE, Estados Unidos y China.

Según el estudio el precio de las placas solares fotovoltaicas ha descendido entre un 65% y un 75% entre 2009 y 2013, y el precio de la energía lo ha hecho en un 80% desde 2008.

Como consecuencia de todo ello, crecen los mercados y aumenta el consumo en más de 100 países, generando nuevas necesidades, más oportunidades y más inversiones que atraen a nuevas empresas y nuevos competidores. La inversión global en energía fotovoltaica ha crecido exponencialmente en la última década, superando los ciento cuarenta mil millones.

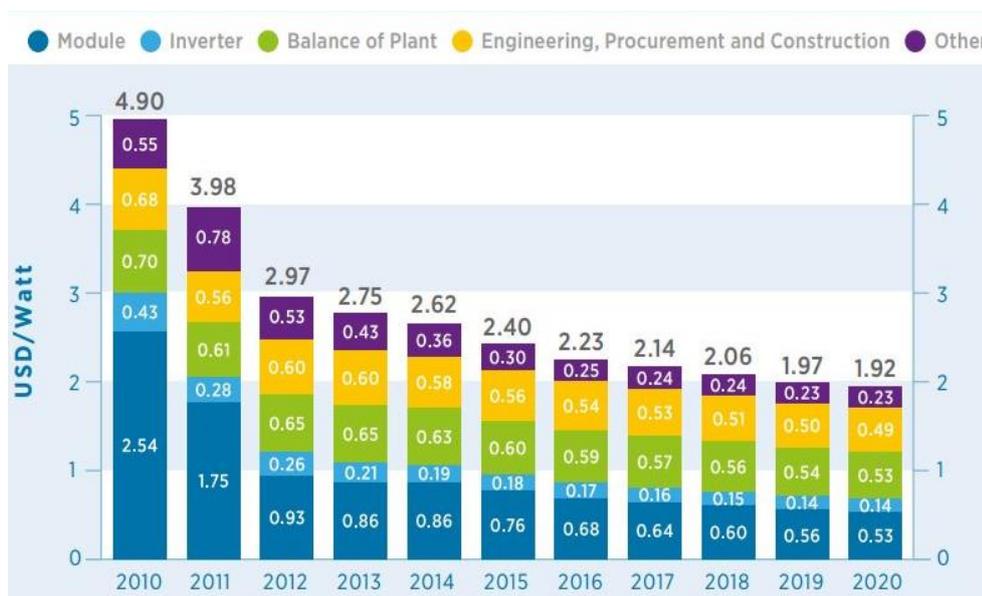


Figura 13. Proyección del costo de los elementos de un sistema fotovoltaico

FUENTE: Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA)

2.3.2 TIPOS DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS

Los sistemas solares fotovoltaicos se clasifican en dos grandes grupos:



Figura 14. Tipos de sistemas fotovoltaicos

FUENTE: Elaboración propia

Los sistemas conectados a red son para aplicaciones en donde los usuarios quieran ahorrar el consumo de energía en sus facturas. Esto gracias a que los sistemas fotovoltaicos se pueden conectar a la red sin ningún problema.

Dentro de este grupo hay dos tipos; el que inyecta directo a la red, el cual está compuesto por módulos fotovoltaicos y un inversor que convierte la electricidad de DC a AC. Su funcionamiento es el siguiente: los módulos solares envían electricidad a la red eléctrica durante las horas del día y por la noche las necesidades eléctricas son atendidas por la empresa de servicios públicos. De esta manera el usuario del sistema fotovoltaico puede ahorrar dinero produciendo y enviando más energía eléctrica a la red. Cabe resaltar que, por razones de seguridad, si hay un corte de energía desde el lado de la empresa que presta el servicio de electricidad el inversor está diseñado para apagarse y no enviar energía (Franklin, 2017).

El otro tipo son los sistemas conectados a red que incluyen un banco de baterías o un generador para proporcionar respaldo eléctrico. El panel solar carga el banco de baterías y proporciona energía. El funcionamiento de este tipo de sistema es el siguiente; envían electricidad a la red eléctrica durante las horas del día y por la

noche o durante un corte eléctrico, la alimentación eléctrica puede ser suministrada por el banco de baterías o encendiendo el generador eléctrico. El generador puede ser conectado al inversor del sistema para proporcionar alimentación de AC (Franklin, 2017).

Dentro de los sistemas fotovoltaicos aislados existen también dos tipos, el primero son los sistemas sin almacenamiento de energía, este tipo de sistemas son los más sencillos, el cual consiste en una carga, como una ventilación o una bomba eléctrica para mover el agua. Este sistema es ideal cuando la potencia para una carga solo se necesita durante las horas del día (Franklin, 2017).

El otro tipo de sistema son los aislado con almacenamiento de energía y son ideales para las zonas rurales en donde la conexión a la red eléctrica sería difícil. Para estos sistemas a la hora del diseño hay que tener cuidado en el cálculo de número de horas por día y los días por mes en que se cargarán las cargas, ya que si se supera la capacidad del sistema mediante la adición de cargas el sistema no podrá funcionar de manera eficiente (Franklin, 2017).

2.4 APLICACIONES DE LA INTEGRACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA EN EDIFICIOS

Cuando se habla de *Building Integrated PV* (BIPV) se está haciendo referencia a instalaciones fotovoltaicas integradas en cualquier parte de un edificio, siempre y cuando se respeten las condiciones básicas de diseño, como la orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos.

Un módulo fotovoltaico orientado al norte e inclinado a unos pocos grados por debajo del valor de la latitud local produce la máxima generación eléctrica en términos anuales.

El segmento de BIPV supone un 60% del mercado mundial fotovoltaico, lo que subraya la importancia que este tiene (Bloomberg, 2015).

No todos los edificios tienen una posición adecuada para captar radiación solar. Dependiendo de su situación, el aprovechamiento que realizan los módulos fotovoltaicos de la radiación solar recibida varía considerablemente. Los módulos se

instalan sobre los techos planos situados sobre una estructura con una inclinación y orientación determinada para maximizar su eficiencia. En los techos inclinados la posición de los módulos viene determinada por las características de este, debiendo situarse los paneles en aquellas zonas del tejado donde las pérdidas de energía del sistema sean lo menor posible (Cuervo y Méndez, 2007).

2.4.1 PÉRDIDA DE ENERGÍA POR CRITERIO DE INCLINACIÓN Y ORIENTACIÓN

La posición de los módulos fotovoltaicos está definida por dos ángulos que influirán en la cantidad de radiación solar que recibirá el sistema instalado:

- Inclinación, ángulo formado por el plano del módulo y el plano horizontal. El ángulo de inclinación para optimizar la producción energética anual suele ser algunos grados inferior a la latitud local
- Orientación, ángulo formado por la proyección sobre el plano horizontal de la normal al plano del módulo y la dirección óptima (en el hemisferio norte se utiliza la dirección sur y en el hemisferio sur la dirección norte).

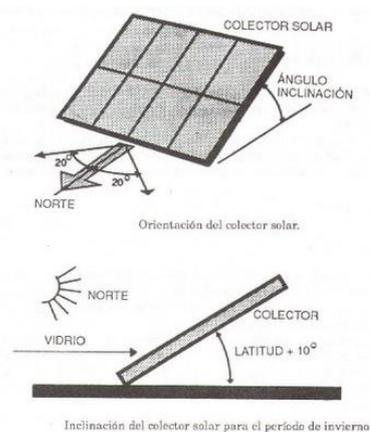


Figura 15. Orientación e inclinación del módulo fotovoltaico

FUENTE: Quadri (2003)

En las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red, la situación óptima de los módulos será aquella que permita maximizar la energía que es capturada por el sistema a lo largo del año. Como método de cálculo del porcentaje de pérdidas de

energía según la inclinación de la cubierta se emplearán las siguientes ecuaciones del Código Técnico de la edificación de España (CTE) sección HE5. Puesto que no existe normativa peruana al respecto:

$$\text{Perdidas (\%)} = 100 \cdot [1.2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \phi + 10)^2 + 3.5 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^2]$$

para $15^\circ < \beta < 90^\circ$

$$\text{Perdidas (\%)} = 100 \cdot [1.2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \phi + 10)^2] \quad \text{para } \beta \leq 15^\circ$$

Donde:

α = Ángulo de acimut (orientación).

β = Ángulo de inclinación (0° para orientación sur, -90° para orientación este y $+90^\circ$ para orientación oeste).

ϕ = Latitud del lugar. α , β y ϕ se expresan en grados sexagesimales

Estas consideraciones deben tenerse en el diseño y con la ayuda de la herramienta del ArcGIS, se identifica la dirección de la pendiente descendente de la tasa de cambio máxima en un valor desde cada celda hacia sus vecinas. Los valores de cada celda del Ráster de salida indican la dirección de brújula a la que apunta la superficie en esa ubicación. Se mide en el sentido de las agujas del reloj en grados de 0 (hacia el norte) a 360 (hacia el norte, nuevamente), formando un círculo completo (ESRI, 2014)

A continuación, se muestra un ejemplo de elevación de entrada y el ráster de orientación de salida:

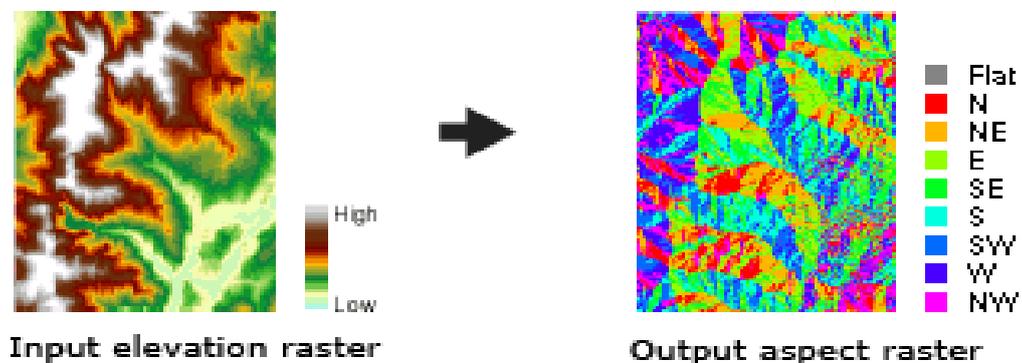


Figura 16. Muestra de Orientación de salida

FUENTE: ESRI (2014)

2.4.2 PÉRDIDAS DE RADIACIÓN SOLAR POR SOMBRAS

Según el Código Técnico de la edificación de España (CTE) sección HE5, el cálculo de las pérdidas de radiación solar que experimenta una superficie debidas a sombras se expresa como porcentaje de la radiación solar global que incidiría sobre la mencionada superficie, de no existir sombra alguna.

El procedimiento consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias del sol.(CTE-HE5, 2017). Lo cual se logra localizando los principales obstáculos que afectan a la superficie, en términos de sus coordenadas de posición acimut y elevación.

Para lograr dicho cometido en la actualidad se puede usar herramientas como el arcgis que modelan el movimiento del sol sobre una superficie determinada teniendo en cuenta el acimut y la elevación.

2.5 NORMATIVA DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL PERÚ

En la primera década del comienzo de este siglo, el gobierno retomó sus intereses e inversiones en una producción de electricidad diversificada, que incluye la energía renovable tradicional y moderna.

El fuerte crecimiento de la economía y el mejoramiento de las condiciones de vida, en general, requieren un incremento de energía eléctrica en forma proporcional.

Diferentes fuentes estimaron en aquel tiempo que un aumento anual entre 8 y 10 % es necesario para evitar una escasez. Actualmente, con la desaceleración del crecimiento de la economía, esta cifra es mucho menor.

Actualmente, la fuente predominante en producción de electricidad es el gas, debido a que es un tipo de energía económica para el Perú y no es sorprendente que está domine el mercado durante muchos años. Prueba de ello son las grandes instalaciones concentradas en Chilca, 65km al sur de Lima, suministran desde el año 2015 hasta el 50% de la energía eléctrica de todo el país (Delta Volt SAC, 2018).

A pesar de ello en abril de 2010, a través de un proceso de licitación de OSINERGMIN, Perú se comprometió en construir tres parques eólicos, cuatro

plantas solares, dos plantas de biomasa y 17 pequeñas hidroeléctricas con una capacidad de generación total de 411.7 MW. En la figura 7 se muestra los proyectos de generación con recursos energéticos renovables (El comercio, 2011). Desde marzo de 2016, todas estas instalaciones están en funcionamiento. Solamente las instalaciones de la cuarta subasta no se muestran en la figura 16.

Aunque las energías renovables no tradicionales representan actualmente (inicio 2018) un porcentaje de solamente 4 % del total de la producción nacional, son pasos importantes.

Siguiendo esa tendencia, el D.L. N°1221 “Ley de generación distribuida”, recientemente promulgado el 17 de septiembre del 2018, introduce la figura del mercado de corto plazo (MCP) y lo define como aquel en el cual se realizan las Transferencias de potencia y energía determinados por el COES (Comité de Operaciones del Sistema Interconectado Nacional). A su vez define Transferencia a la diferencia entre la cantidad inyectada por un Agente y la cantidad retirada por este, según corresponda. La Transferencia puede ser de Potencia y/o Energía. Lo cual abre la posibilidad para que más personas tomen interés y migren a las energías renovables no convencionales.



Figura 17. Proyectos de generación con recursos energéticos renovables

FUENTE: Diario El Comercio (2011)

Actualmente, el Perú se rige bajo las siguientes normas, en materia de las energías renovables (OSINERGMIN,2018):

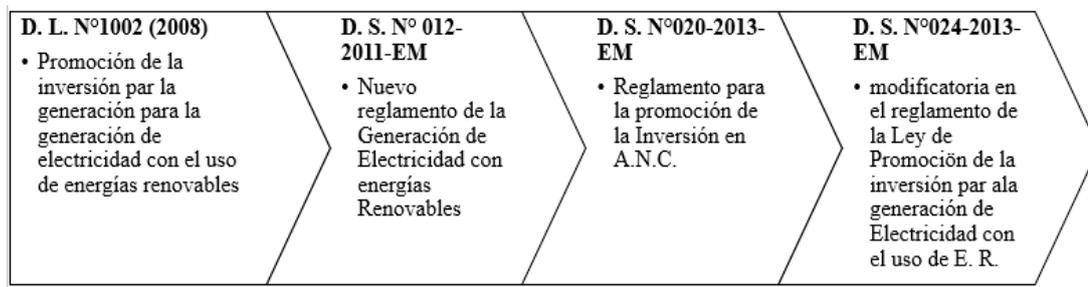


Figura 18. Marco Normativo relacionado a la promoción de Energías Renovables

FUENTE: OSINERGMIN (2018)

III. METODOLOGÍA

3.1 ÁREA DE ESTUDIO

3.1.1 UBICACIÓN

El área de estudio se ubica en el campus principal de la Universidad Nacional Agraria la Molina (UNALM), el cual se encuentra entre las coordenadas UTM, 287469.82 m E y 8663993.84 m S, 287981.67 m E y 8662828.91 m S, 289153.55 m E y 8663716.93 m S, 287009.36 m E y 8663209.30 m S.

Políticamente el campus de la UNALM se ubica en el distrito de la Molina, provincia de Lima, departamento de Lima.

El área de estudio consta de alrededor de 170 hectáreas, las cuales pertenecen exclusivamente al campus principal de la UNALM, el cual se muestra en la figura N°17



Figura 19: Ubicación del área de estudio

FUENTE: Google Earth

3.1.2 CARACTERÍSTICAS CLIMÁTICAS

La Universidad Nacional Agraria La Molina (UNALM), zona donde se realizó la presente investigación alcanza una temperatura máxima en verano de alrededor de 27°C y su temperatura mínima en invierno es de alrededor de 13°C y rara vez baja a menos de 13 °C o sube a más de 29 °C, y según la información pública de SENAMHI, en cuanto su humedad relativa el valor máximo en invierno llega al 98% y su mínimo en verano es de 53%. La frecuencia de días mojados (aquellos con más de 1 milímetro de precipitación líquida o de un equivalente de líquido) no varía considerablemente según la estación. La frecuencia varía de 0 % a 1 % (SENAMHI,2011).

3.2 MATERIALES

Para el presente estudio se requirió de los siguientes materiales y/o datos, agrupados de la siguiente manera:

3.2.1 INFORMACIÓN TOPOGRÁFICA

a. CATASTRO

El plano de catastro de la UNALM fue proporcionado por la Facultad de Ingeniería Agrícola realizado el año 2015 producto del inventario anual de la UNALM. El plano de catastro y otros complementarios proporcionaron datos del área que ocupa la infraestructura, así como las alturas de cada edificación.

b. ORTOFOTOGRAFÍA

Producto cartográfico georreferenciado y corregido de deformaciones que afectan a las fotografías, este servirá para corregir algunos errores que pueda haber en el plano catastral. Este es del año 2014 y tiene una resolución de 1kmx1km

3.2.2 INFORMACIÓN METEREOLÓGICA

a. RADIACIÓN SOLAR

Este parámetro se obtendrá de la estación meteorológica Alexander Von Humbolt que tiene sus instalaciones en la UNALM. Los datos requeridos serán: la radiación diaria, horas de sol. La línea de tiempo de la que se tomaron datos fueron datos horarios diarios para un periodo de tiempo de 9 años en donde se aplicó una

simulación en el software @RISK para comprobar si los datos son estadísticamente confiable para usarse (NREL,2018).

b. DATOS DE POSICIÓN DEL SOL

Fueron obtenidos del servicio web SoDa (Solar Energy Services for Professionals), el cual es un sistema que ofrece acceso a un conjunto de información relacionada con la radiación solar.

Uno de los servicios disponible es Solar Geometry 2 (SG-2), plataforma virtual para el cálculo de la situación relativa del Sol y la Tierra. El algoritmo desarrollado tiene un orden de exactitud de aproximadamente 0.005° y es válido durante el periodo comprendido entre 1980 a 2030 (Ph. Blanc y L. Wald, 2012). Este portal web genera una tabla con los datos de la posición solar para una determinada latitud y altitud.

3.2.3 PROGRAMAS DE CÓMPUTO

El presente estudio usó los siguientes programas:

a. AUTOCAD CIVIL 3D

Software de dibujo asistido por computador, con el cual se realizó la topología del plano catastral de la UNALM, así como la presentación de algunos planos.

b. ARCGIS 10.3

Software de análisis de datos geográficos, con el cual se desarrolló el procesamiento donde se generará una estimación del potencial fotovoltaico en un medio urbano, considerando la localización óptima de la instalación en los techos de las edificaciones. Así mismo se desarrollaron las presentaciones de los planos finales.

c. MICROSOFT EXCEL 2013

Hoja de cálculo que permitió la elaboración de diferentes cálculos matemáticos (área útil, energía generada), estadísticos y también cuadros y gráficos finales.

d. @RISK

Software que realiza análisis de riesgo utilizando la simulación para mostrar múltiples resultados posibles en un modelo de hoja de cálculo, indicando la probabilidad que se produzcan. Aquí se realizó el análisis de confiabilidad de los datos de irradiancia.

3.3 ETAPAS DE LA METODOLOGÍA

La presente investigación se estructura de acuerdo al siguiente esquema:

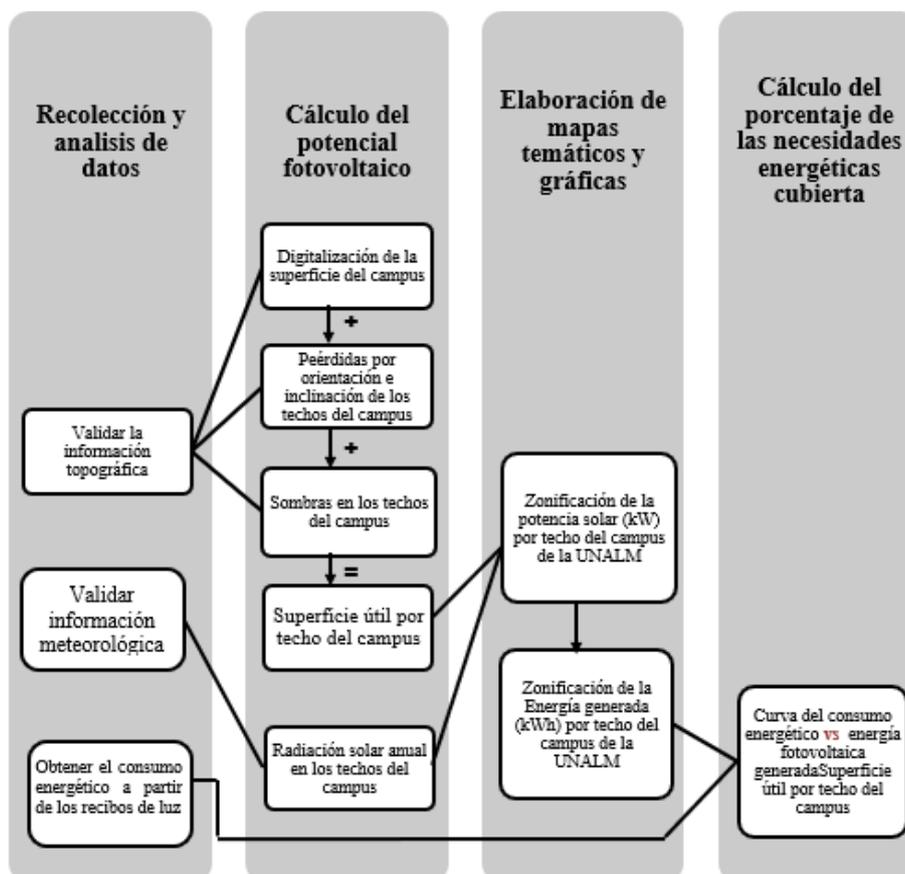


Figura 20. Metodología de la Investigación

FUENTE: Elaboración propia

Antes de empezar a desarrollar la metodología se indicará las consideraciones que se tuvieron al realizar la presente investigación:

Primero, se tomó como base el modelo geográfico del trabajo de investigación de fin de máster de Ana Martín Á., “Modelo geográfico para la estimación del potencial fotovoltaico en tejados. Caso de estudio: Miraflores de la Sierra”, UCM, 2014.

Segundo, el rango cronológico de la data utilizada para los cálculos del potencial fotovoltaico, serán datos horarios diarios para un periodo de 9 años en donde se usará la media mensual de los datos ya que mediante la prueba de bondad

de ajuste de determinó que los datos son estadísticamente confiables y pueden aplicados a esta investigación

Tercero, para el cálculo del porcentaje de las necesidades energéticas cubiertas el diagnóstico energético realizado de la demanda será de primer nivel, es decir, no se utilizará instrumentación para medir el consumo de cada equipo. Sino se considerará información recopilada de todo un año de los recibos de luz.

3.3.1 RECOLECCIÓN Y ANÁLISIS DE DATOS

a. CATASTRALES

El primer paso que se realizó fue el procesamiento topológico, esto con el objetivo de validar el catastro obtenido, ya que de este se usará la capa vectorial de polígonos que representa la delimitación de las construcciones. Esta capa deberá pasar por un proceso de edición para conservar solamente las construcciones en las que se puedan instalar módulos fotovoltaicos. El resultado de este primer análisis será el área total de techos. Además, se añadirán algunas áreas que no estén presentes por falta de actualización en el catastro oficial de la UNALM. El procesamiento topológico sirvió para validar el catastro obtenido, ya que de este se usará la capa vectorial de polígonos que representa la delimitación de las construcciones. Esta capa deberá pasar por un proceso de edición para conservar solamente las construcciones en las que se puedan instalar módulos fotovoltaicos. El resultado de este primer análisis será el área total de techos. Además, se añadirán algunas áreas que no estén presentes por falta de actualización en el catastro oficial de la UNALM.

Preparados los datos del paso anterior se desarrolló el modelamiento 3D en donde se generó una estimación del potencial fotovoltaico en el medio urbano definido para la UNALM, considerando la localización óptima de la instalación en los techos de las edificaciones. Dicho modelo requirió la incorporación de:

- El límite del área de estudio, que sirvió como máscara para todas las capas que se crearon en ArcGis.
- La capa de las edificaciones del catastro.

- La tabla con los datos sobre la posición del sol, de la cual se seleccionaron los valores correspondientes a las horas centrales de cada día del año (de 10:00 a 14:00 horas), que se usó para determinar las sombras.

Ejecutado el modelo geográfico, se obtuvo la ubicación útil de los módulos fotovoltaicos

Este análisis permitió la generación de los siguientes mapas:

- Digitalización de la superficie del campus de la universidad.
- Orientación de los techos del campus.
- Sombras en los techos del campus.
- Superficie útil por techo del campus.

b. IRRADIANCIA

Debido a que los parámetros de la irradiancia son aleatorios se desarrollará una metodología basada en el paper “Modelamiento de la irradiancia y la temperatura ambiente utilizando funciones de probabilidad”; por el cual en primera instancia se determinará una función de distribución de probabilidad para 12 horas al día, de 6 de la mañana (6:00 a. m.) a 6 de la tarde (6:00 p. m.) durante los 12 meses, con el fin de predecir el comportamiento de esta variable meteorológica. Con estas funciones de densidad, se calcularon las respectivas funciones de probabilidad acumuladas (Hernández *et al.*, 2013).

Dichas funciones obtenidas, sirvieron como base para realizar predicciones estadísticamente confiables, para el cual se utilizó la simulación de Montecarlo. Para lograr ello se siguieron los siguientes pasos:

- Colectar los datos históricos por cada hora para este caso se usaron datos de los años 2009 al 2017 los cuales representan un total de 3286 días. Sin embargo, debido a diferentes eventos ocurridos con el sistema de adquisición de datos no se dispone de información de todos los días del periodo de muestreo. La cantidad de días de los cuales se tiene información completa es de 3142, cifra que equivale al 95,61 %.

- Luego se procede a calcular los promedios por años de cada mes desde las horas de 6 de la mañana a 6 de la tarde. A los datos obtenidos por hora, se les realizó la prueba de Anderson-Darling prueba no paramétrica que determina a qué distribución de probabilidad se asemejan los datos recolectados. Esta prueba fue realizada con la ayuda de la herramienta computacional llamada “@RISK”
- Estas funciones de densidad de probabilidad que caracterizaban cada mes, se determinaron por medio del coeficiente A-D: si este coeficiente es menor a 10, la función de probabilidad encontrada representa de manera confiable el comportamiento de la variable aleatoria, y entre menor sea el valor de este coeficiente, mejor es la representación de la función de densidad de probabilidad.
- El procedimiento anteriormente descrito se repetirá para todos los meses comprendidos entre el Rango de 6 de la mañana a 6 de la tarde.

3.3.2 CÁLCULO DEL POTENCIAL FOTOVOLTAICO Y ENERGÍA GENERADA

El cálculo del potencial fotovoltaico y el posterior cálculo de la energía generada dependerán de la tecnología a emplear y las características del lugar.

Entonces sabiendo que la UNALM tiene un clima cálido y su demanda de energía en su mayoría es en la mañana. Según lo visto en el ítem 2.3 el tipo de sistema fotovoltaico que más se adaptaría sería uno de tipo policristalino conectado a red. Dentro de la tecnología policristalina existen varios tipos que varían básicamente en potencia pico y tamaño. Cuando se elige el modelo en específico, lo que se busca idealmente es que en un área pequeña se pueda tener la mayor potencia pico. Es por ello que actualmente en el mercado los módulos más usados son los que varían entre los 290 a los 320 Watts. Habiendo aclarado eso, se decidió optar para el diseño un módulo policristalino de 300 W (Anexo 4).

Finalmente, teniendo la tecnología a emplear se procede a calcular el potencial y la energía generada con las fórmulas expresadas en los ítems 2.1.5.c y 2.1.5.d

3.3.3 CÁLCULO DEL PORCENTAJE DE LAS NECESIDADES ENERGÉTICAS CUBIERTAS

En esta sección se calculó el porcentaje que se cubriría de la demanda actual con el tipo de sistema elegido.

Para ello se tomará en cuenta la energía activa que viene en el recibo de luz como dato de la demanda; y ya habiéndose obtenido la oferta fotovoltaica. El porcentaje de las necesidades energéticas cubiertas se obtuvo de la siguiente fórmula:

$$\% \text{ demanda} = \frac{E_{\text{generada}}}{E_{\text{demandada}}} \times 100\%$$

Donde:

E_{generada} : La energía que se generaría gracias a los módulos fotovoltaicos

$E_{\text{demandada}}$: La energía que demanda las luminarias en los edificios

Terminada la investigación se obtuvo:

- La Zonificación de la potencia solar (kW) por techo del campus de la UNALM, donde se puede visualizar la potencia fotovoltaica que se podría obtener en cada techo (Anexo 6).
- La Zonificación de la Energía generada (kWh) por techo del campus de la UNALM, en donde se puede visualizar la capacidad de energía que se podría obtener en cada techo (Anexo 7).
- La Curva del consumo energético de la UNALM por cada mes del año (se obtendrá de los recibos de luz) vs la energía fotovoltaica generada por cada mes del año para el módulo fotovoltaico específico mencionado en el ítem 3.3.2. (Ítem 4.6)

IV. RESULTADOS Y DISCUSIONES

En la siguiente sección se mostrará la presentación y discusión de resultados en base a cada objetivo específico planteado.

4.1 DISTRIBUCIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA

Se clasificó la infraestructura de la UNALM de acuerdo ha los usos que estas tienen: académico, administrativos, investigación y servicios. El cuadro 2 muestra el área total de techos disponibles en el campus.

Tabla 1. *Área de infraestructura según su uso*

Tipo	Área (m²)
Académico	45953.42
Administrativo	9336.62
Investigación	18459.14
Servicios	5046.08
TOTAL	78795.27

FUENTE: Elaboración propia

La figura 20 muestra el porcentaje que este representa según los cuatro usos determinados, donde se observa que el 58% de las infraestructuras del campus está destinado para investigación. La lista detallada de las infraestructuras que se están considerando para el cálculo se detallan en el anexo 1.

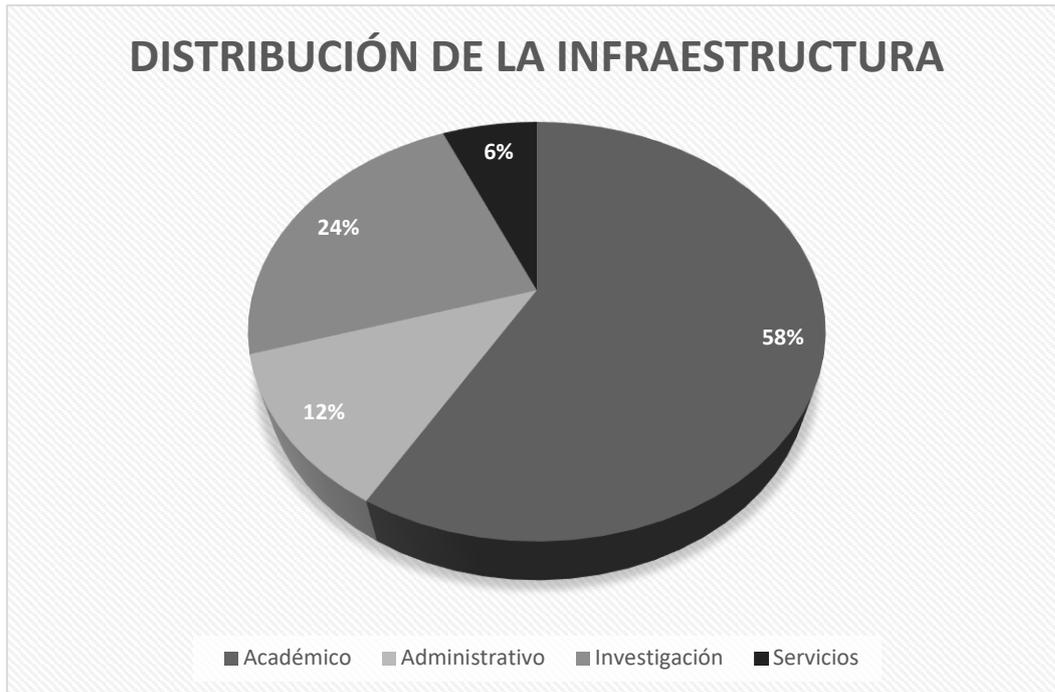


Figura 21. Distribución de la Infraestructura

FUENTE: Elaboración propia

4.2 CÁLCULO DE LA SUPERFICIE UTIL DE TECHOS EN EL CAMPUS

Para el cálculo de la superficie de techos se procesó la información geográfica estructurada en capas temáticas, con el objetivo de analizar simultáneamente las características tanto espaciales como temáticas de la información geoespacial (Buzai, 2012).

Los criterios que se consideraron fueron siguientes:

- Pérdidas de energía ocasionadas por la inclinación y orientación de los techos.
- Superficie de los techos afectada por las sombras generadas.
- Superficie de los techos destinada al acceso a los módulos fotovoltaicos.

Estos criterios se determinaron a partir del modelo de superficie digital (anexo 2). Utilizando las herramientas específicas para superficies de análisis espacial en ArcGis, se pueden identificar los patrones que definen cada uno de los criterios.



Figura 22. Modelo 3D de la zona urbana

FUENTE: Elaboración propia

4.2.1 CRITERIO DE INCLINACIÓN

La inclinación de los edificios fue obtenida por la herramienta Arcgis “generación de pendientes” y las unidades de medida utilizadas en el cálculo fueron los grados.

Debido a que en los edificios de la UNALM la mayoría de los techos son planos las pendientes son bajas (no superan los 15°) tal como se observa en la figura 22. Las excepciones de techos con pendiente más notorias serían el edificio nuevo de la biblioteca agrícola nacional y el auditorio principal. Este dato indica un resultado positivo especialmente en la época de verano, ya que el sol presenta una altura mayor y por lo tanto incide más en una superficie plana (Domínguez y García , 2016)

4.2.2 CRITERIO DE ORIENTACIÓN

Este dato es importante debido a que fue usado para el cálculo de las pérdidas de energía. Además, en la época de invierno, es más relevante considerar los datos de orientación del techo debido a que el sol no está tan alto y no se aprovecha tanto una superficie totalmente plana. La visualización de este mapa se observa en la figura 23.

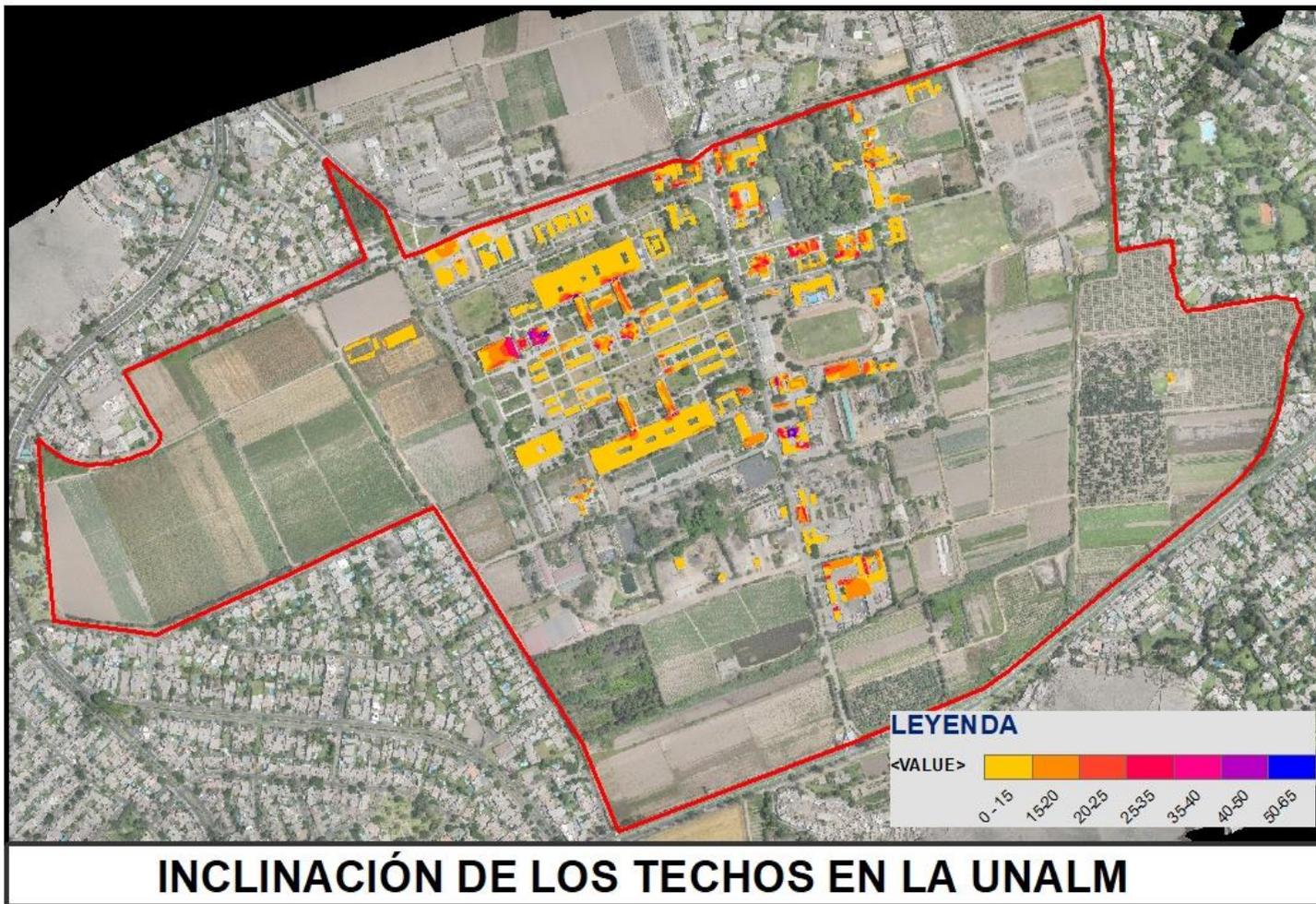


Figura 23. Mapa de inclinación de los techos en la UNALM

FUENTE: Elaboración propia

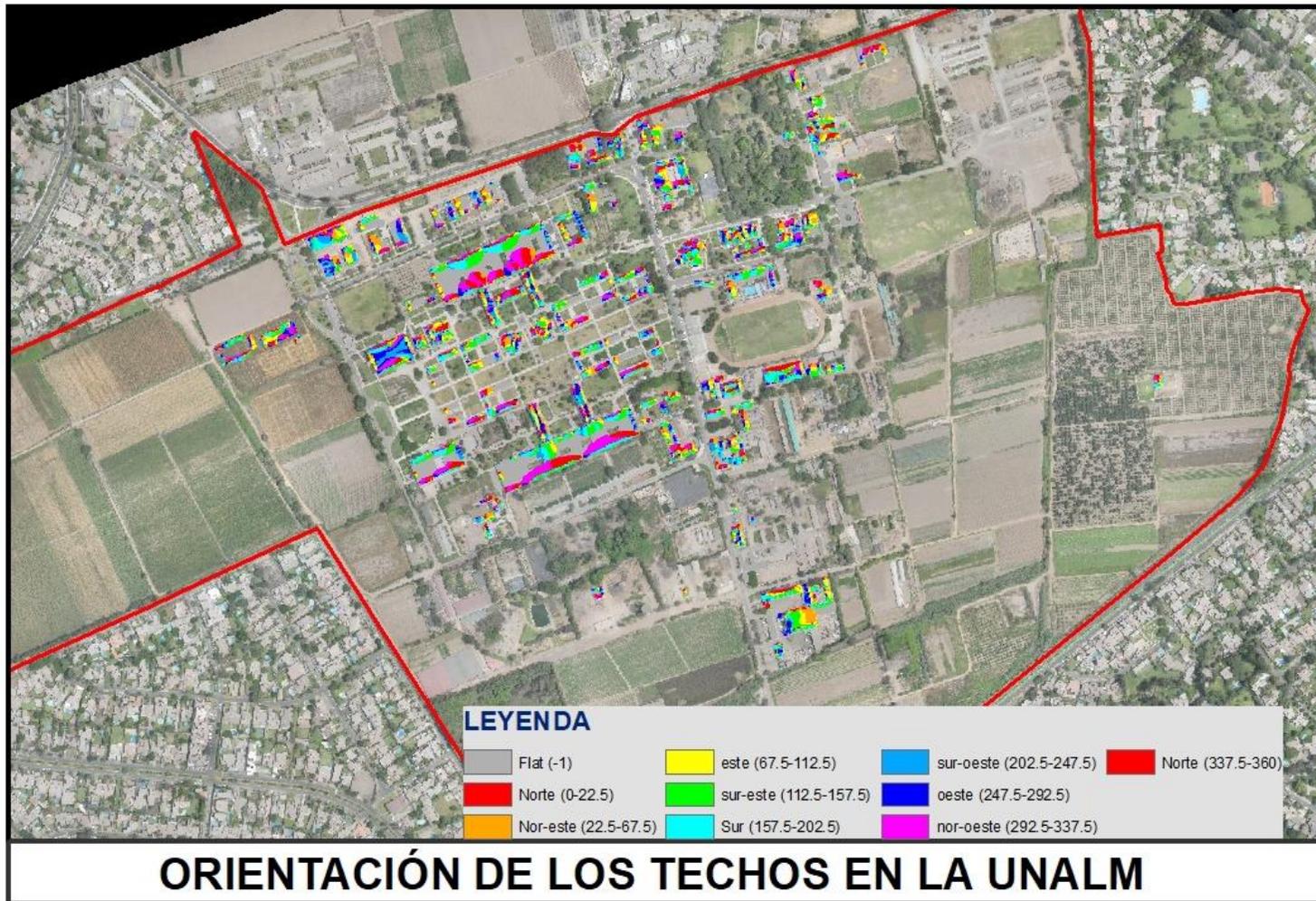


Figura 24. Mapa de orientación de los techos en la UNALM

FUENTE: Elaboración propia

4.2.3 CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS POR INCLINACIÓN Y ORIENTACIÓN

La justificación del cálculo de pérdidas por inclinación y energía es que para esta investigación se partirá del supuesto que los sistemas fotovoltaicos serán ubicados siguiendo la alineación con los ejes principales de la edificación (según su orientación) y con una inclinación de 15°.

Lo ideal para que no existan pérdidas de energía sería que los sistemas fotovoltaicos para el caso de Perú estén siempre orientados al norte para el caso del hemisferio sur. Pero habiendo determinado que no todos los Edificios están orientados al norte. Tal como lo explicado en el Ítem 2.4.1. y acorde al código técnico de Edificación de España (CTE) en la sección HE5, se procederá al cálculo de pérdidas de energía por inclinación y orientación, ya que según la norma anteriormente nombrada solo se permite tener un límite determinado de pérdidas que provengan por pérdidas de inclinación y orientación que no superen el 15 %. Todo ello con la finalidad de que se pueda asegurar un suministro constante de energía durante todo el año.

Todo ello se pudo lograr con la herramienta Raster Calculator, en la cual se generó la capa de pérdidas estableciendo una condición que seleccione la fórmula adecuada dependiendo de la inclinación de los techos de acuerdo a la fórmula del ítem 2.4.1 . La expresión utilizada es la siguiente (la latitud en la zona de estudio de - 12°), (Martín,2014): $\text{Con}(\text{"\%inclinación de edificios\%"} \leq 15, 100 * (1.2 * \text{Exp}10 (-4) * \text{Square}(\text{"\%inclinación de edificios\%"} - \text{latitud} + 10))) \ \& \ \text{Con}(\text{"\%inclinación de edificios\%"} > 15, 100 * (1.2 * \text{Exp}10 (-4) * \text{Square}(\text{"\%inclinación de edificios\%"} - \text{latitud} + 10) + 3.5 * \text{Exp}10 (-5) * \text{Square}(\text{"\%orientación de los edificios\%"})))$

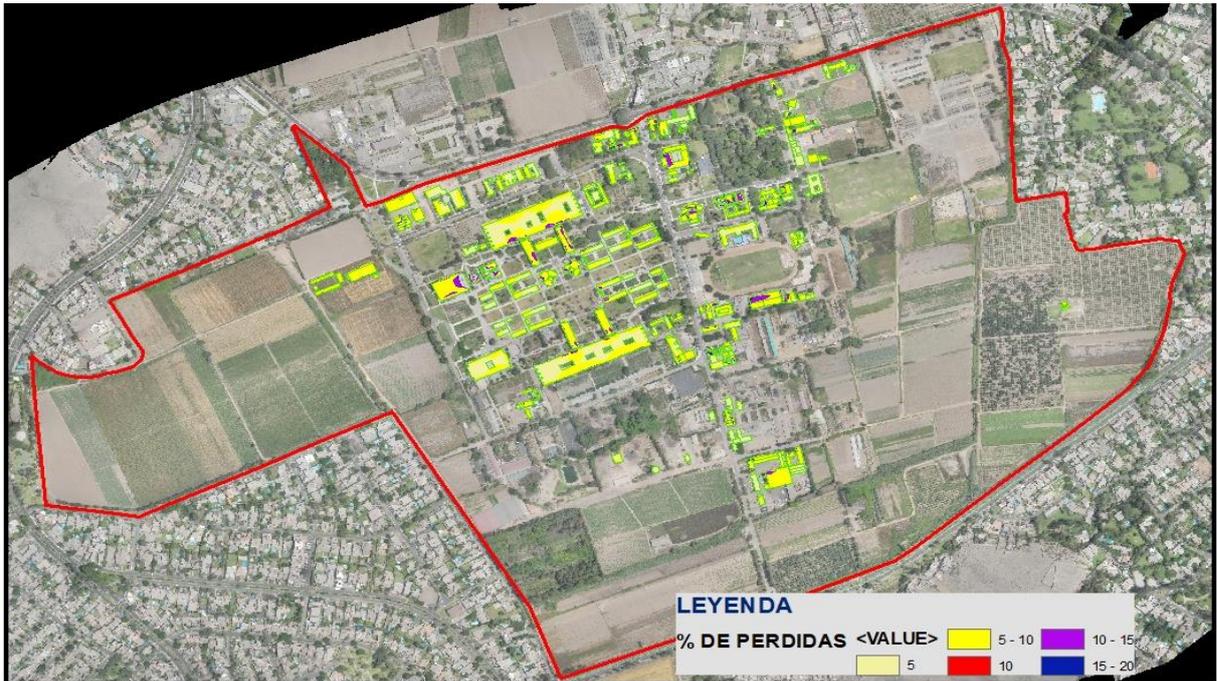


Figura 25. Mapa de % de pérdidas por inclinación y orientación

FUENTE: Elaboración propia

En la figura 24 se aprecia que la mayoría de los techos que se consideraron en la investigación no son inclinados, las pérdidas por inclinación y orientación no superan el 20% y en su mayoría solo son del 5%.

Por último, en la figura 25 se usó la herramienta Reclasificar para hallar las celdas correspondientes a las pérdidas menores o iguales al 15%, las cuales fueron asignadas con el valor 1.

En la figura 25 se observa que estructuras como la de la Biblioteca Agrícola Nacional nueva tiene pérdidas mayores a 15%

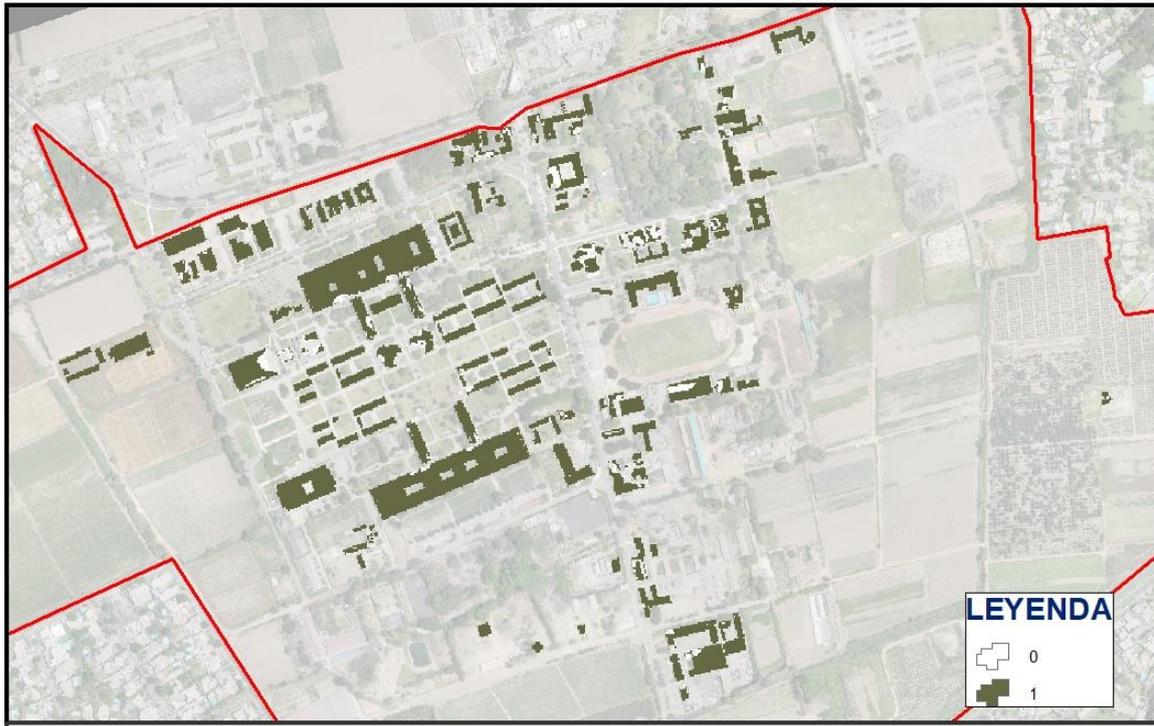


Figura 26. Perdidas por inclinación y orientación menor a 15%

FUENTE: Elaboración propia

4.2.4 SUPERFICIE AFECTADA POR LAS SOMBRAS

La justificación para realizar el análisis de sombras es que conociendo este parámetro se puede aprovechar al máximo la producción de energía, debido a que se podrá eliminar aquellas zonas afectadas por sombras a lo largo del año. Según el ítem 2.4.2 para lograr ello se debe localizar los principales obstáculos que afectan a la superficie, en términos de sus coordenadas de posición acimut y elevación. Para esta investigación se usará el siguiente criterio, la superficie útil no estará en sombra durante todo el año durante el periodo de diez hora a las catorce horas de día.

Para lograr este objetivo se usó la herramienta Hillshade de ArcGis, la cual obtiene la iluminación hipotética de una superficie determinando los valores de iluminación para cada celda en un ráster. Para esto, se configura la posición de una fuente de luz hipotética y se calculan los valores de iluminación de cada celda respecto de las celdas vecinas. Esta herramienta usa los siguientes parámetros: el

acimut (dirección angular del sol), la altitud (ángulo de la fuente de iluminación por encima del horizonte), pendiente y orientación de la zona de estudio (ESRI,2017).

Para el caso específico de esta investigación, el criterio que se empleo es que se eliminaran del área útil aquellas zonas afectadas por sombras en las cuatro horas centrales del día a lo largo del año, las cuales están comprendidas de 10 a las 14 horas.

El proceso de generación del mapa de sombras consta de los siguientes pasos:

- En el cálculo del sombreado se necesitan datos relativos al movimiento del Sol, los cuales están determinados por los ángulos de acimut y altura. Estos valores se obtienen de la tabla de datos de posición solar proporcionada por ‘SoDa Service’ con un intervalo de 1 hora correspondiente al año 2017. De la tabla de datos se seleccionan únicamente aquellos valores del periodo para el que se van a calcular las sombras (10 a 14 horas).
- Para calcular todos los mapas de sombras se ha creado un submodelo ‘Mapa de sombras’ Utiliza un iterador de filas que recorre la tabla y extrae de cada fila los valores de acimut y altura de la posición del Sol para crear todos los mapas de sombras necesarios.
- Una vez generados los mapas individuales de sombras se multiplican dando como resultado el mapa total de sombras a lo largo de año. Para poder realizar esta operación se ha creado la herramienta ‘Multiplicación Ráster’ con la que mediante un iterador de ráster se recorre el espacio de trabajo seleccionado y multiplica todas las capas ráster que se indiquen.

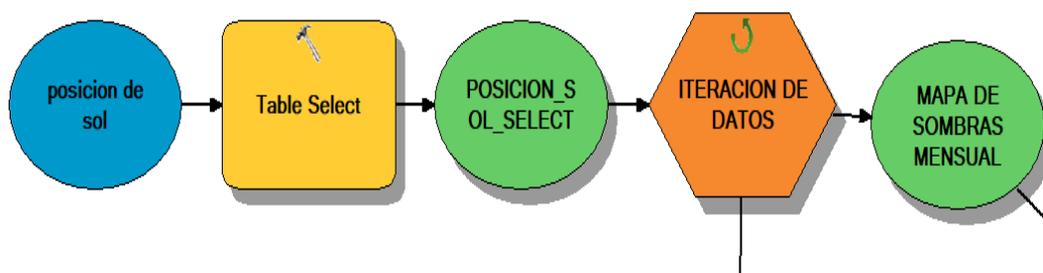


Figura 27. Modelo para la generación de sombras

FUENTE: Elaboración propia

El resultado final por mes se puede observar en las figuras 272 y 29. Donde las sombras varían según los meses. Por ejemplo, en los meses de enero, febrero y octubre existe menos sombra, debido a que en estos meses el sol tiene una elevación más cercana a la de 90 grados (80.45° , 84.06° y 85.77° respectivamente) lo que significa que el sol tiene una incidencia casi directa a las superficies planas que son la mayoría de edificaciones de la UNALM.

Todo lo contrario ocurre en los meses de mayo, junio y julio donde se puede observar que al tener una elevación mucho más inclinadas (58.85° , 54.76° y 56.74° respectivamente) las sombras que producen abarcan casi todo el suelo, esto debido a que el sol tendrá un menor ángulo, lo cual genera sombras de mayor tamaño.

Pese a que se visualiza como actúan las sombras por mes, para el cálculo del potencial y de la energía fotovoltaica se usará el mapa de sombras anual (Anexo 3).



Figura 28: Distribución de sombras mensuales (EN-AB)

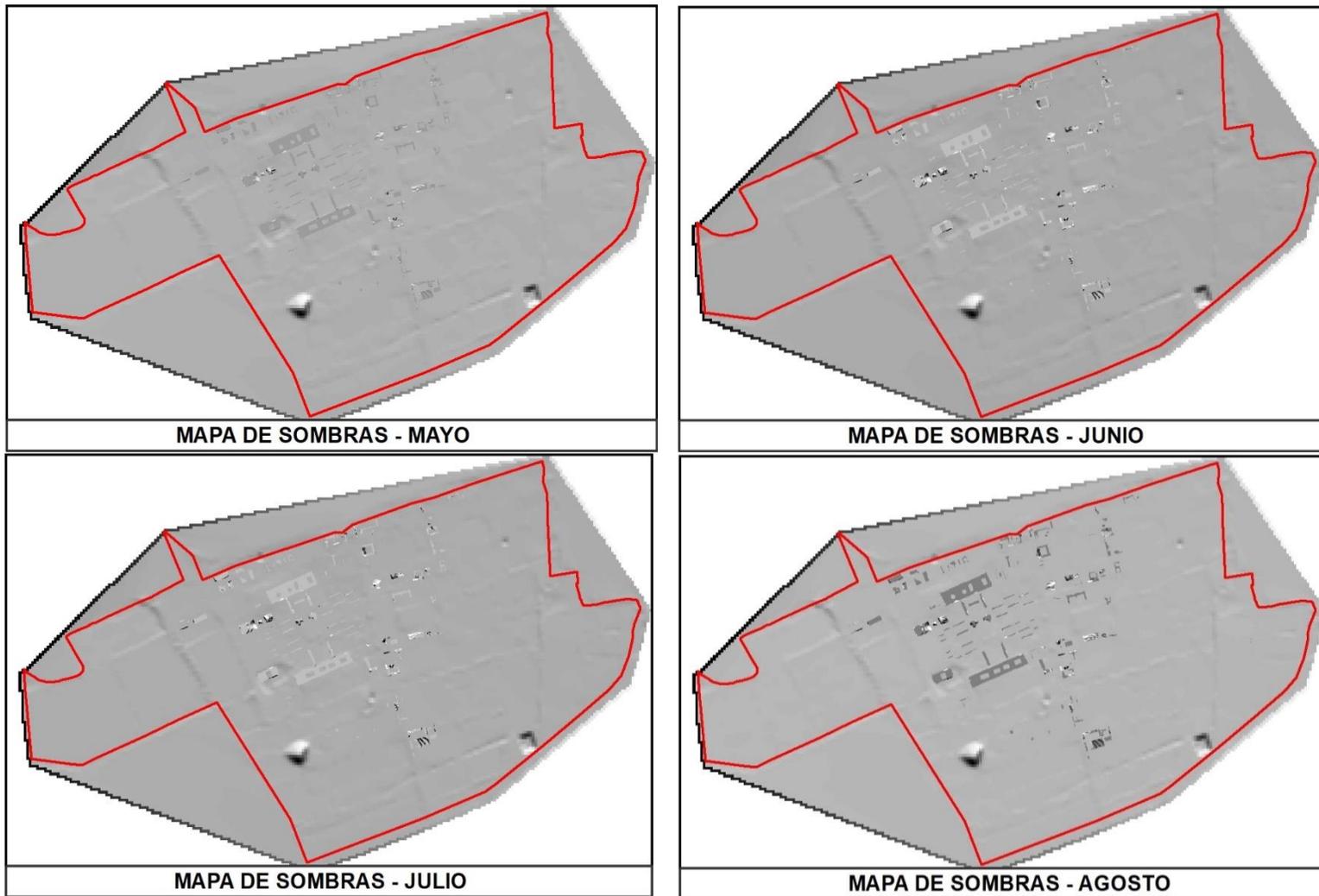


Figura 29. Distribución de sombras mensuales (MAY-AGO)

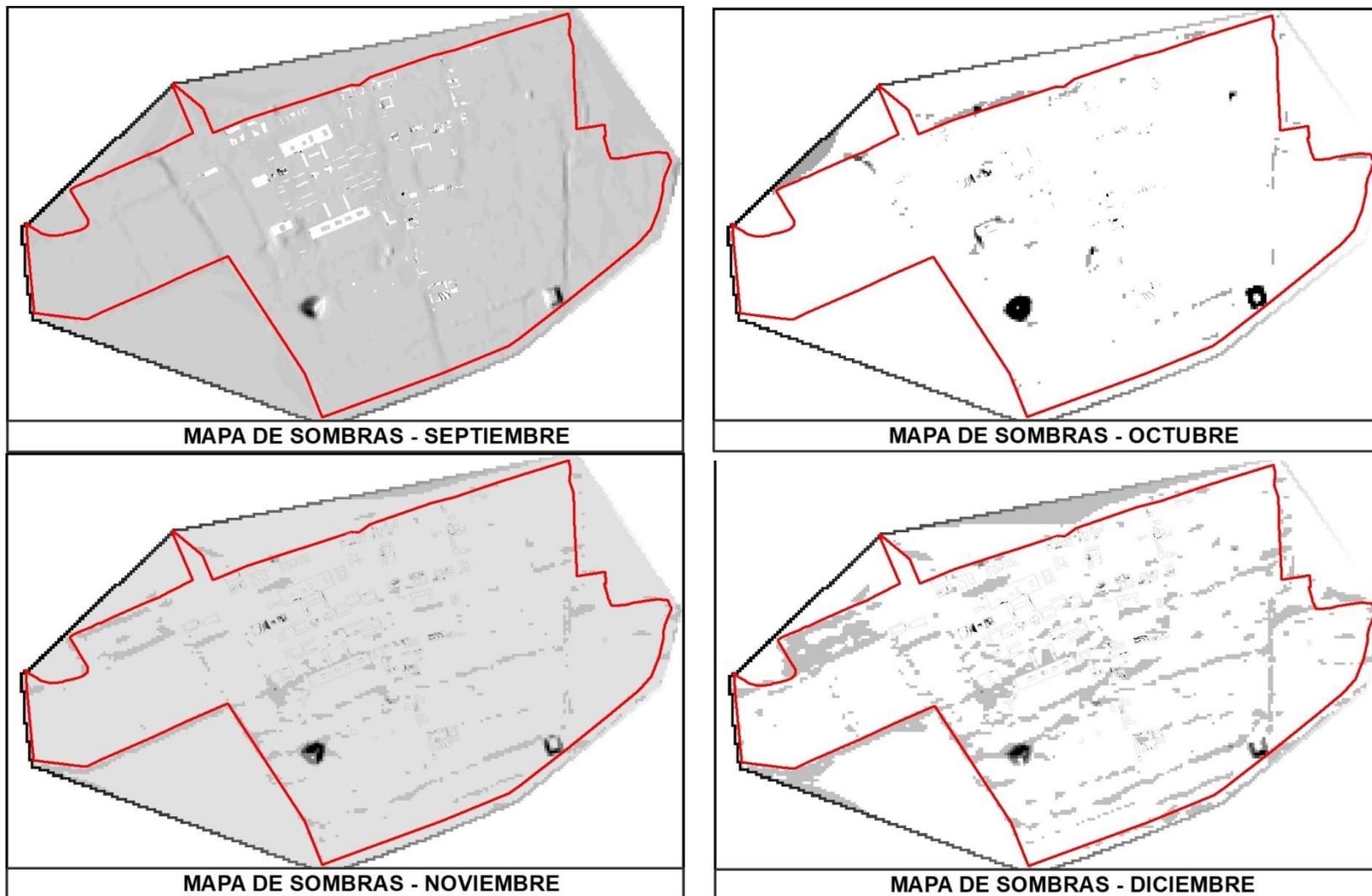


Figura 30. Distribución de sombras mensuales (SEP-DIC)

Finalmente, para el cálculo de la superficie útil se utilizará la siguiente expresión la cual se calculó con la herramienta Raster Calculator:

$$\text{Superficie útil} = \text{PIO} * \text{SO} * 0.9$$

Donde:

PIO: Pérdidas por inclinación y orientación **SO:** Sombras

Nota: **El 0.9** es por las pérdidas que existen por el acceso y borde de los techos



Figura 31. Techos disponibles para instalación de SFV

Se puede apreciar visualmente en la figura 30 en el caso del edificio nuevo de la Biblioteca agrícola nacional se redujo notablemente el área útil de techo (polígono azul) con respecto a su área inicial (borde naranja). La otra infraestructura que tuvo pérdidas de área notables visualmente fue la de PIPS en carnes (Debido a la gran torre que genera sombra).

Algo que sorprende es que se observa que infraestructuras como los servicios higiénicos quedan descartados pese a tener techo plano. Esto debido a la sombra que generan. La imagen a mayor detalle se visualiza en la figura 31.

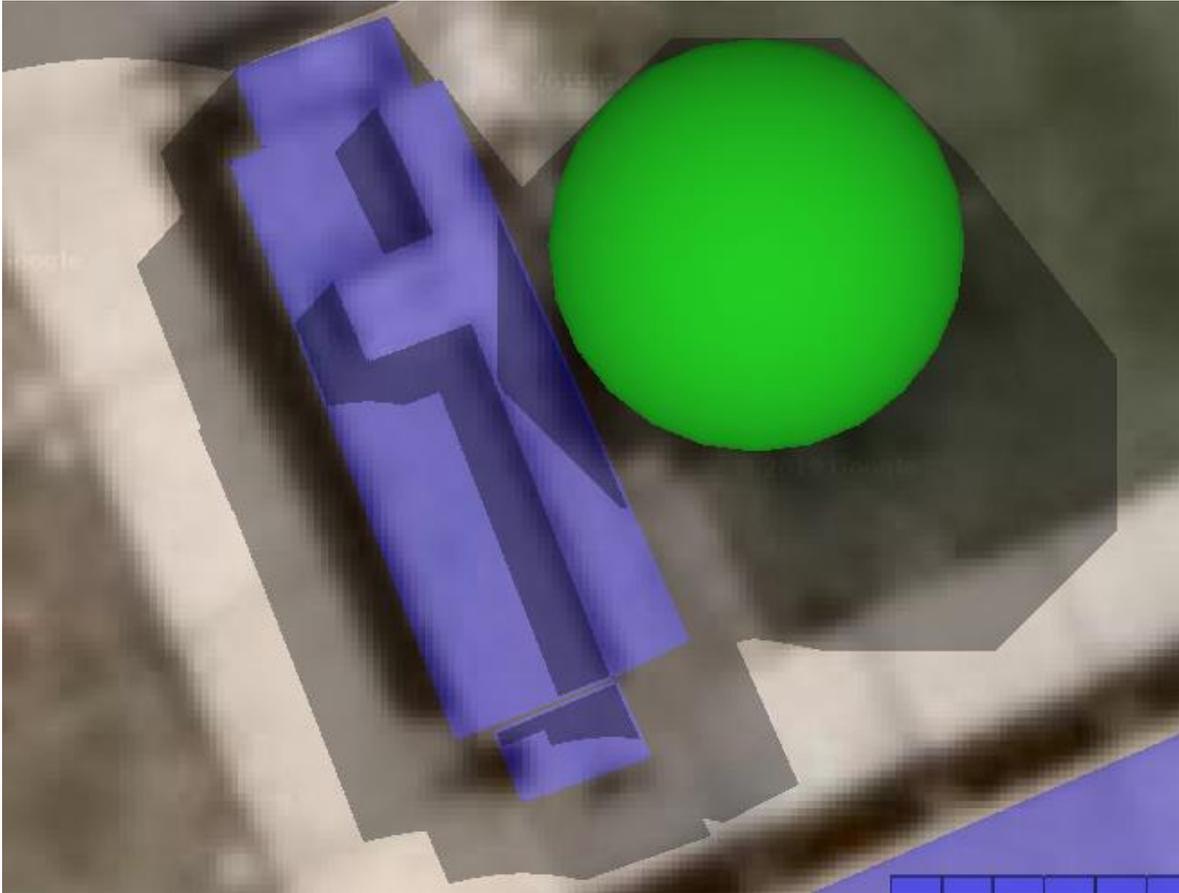


Figura 32. Detalle de sombras de los servicios higiénicos

La infraestructura que también quedó descartada, según el criterio aplicado en esta metodología es el centro de aprendizaje abierto (pirámide) porque no cumple con los criterios de pérdidas por inclinación y orientación menores a 15%.

Tabla 2. Cuadro comparativo Superficie total y Superficie útil

Tipo	Área Total(m²)	Área Útil (m²)	% útil
Académico	45953.42	22927.26	50%
Administrativo	9336.62	3750.12	40%
Investigación	18459.14	7413.64	40%
Servicios	5046.08	2713.82	54%
TOTAL GENERAL	78795.27	36804.85	47%

En el cuadro 3 se observa que el área útil es el 47% del área total de infraestructura con la que cuenta el campus (mostrado previamente en el cuadro 2). Y es con esta área útil con la que se trabajó el cálculo del potencial fotovoltaico.

4.3 DETERMINACIÓN DE LA IRRADIANCIA SOLAR

Habiendo realizado la metodología indicada en el ítem 3.3.1.a, se pudo obtener la certeza que los datos que se tenían se ajustan a distribuciones de probabilidad ya establecidos (cuadro 4). Lo cual indicaría que los valores son confiables y pueden ser usados para los cálculos del objetivo de la investigación.

Tabla 3. *Ajuste de distribución según el mes*

Mes	Irradiancia	
	Ajuste	Coefficiente A-D
Ene	Beta	3.6634
Feb	Beta	3.7995
Mar	Weibu	2.7519
Abr	Weibu	3.6235
May	Gamma	7.9507
Jun	Beta	2.7503
Jul	Gamma	8.7993
Ago	Weibu	5.8593
Set	Beta	2.6438
Oct	Beta	2.5482
Nov	Beta	7.7294
Dic	Weibu	9.8236

Para el cálculo del potencial fotovoltaico se utilizó el valor más probable de cada mes, el cual será obtenido de las iteraciones (anexo5). En ese anexo se puede observar la gráfica de distribución mensual en el horario de 6 AM a 6PM.

Para explicar la distribución de la irradiancia, lo primero que se debe indicar es que una variable continua, donde su distribución para cada mes está compuesta por los datos para el periodo de 9 años. Para el caso del mes de marzo (figura 32) se observa en el eje x como varia la radiación y en el eje y se muestra la densidad de la probabilidad puesto que es una variable continua, cuyas probabilidades se representan por áreas bajo una curva.

Finalmente, esta simulación en @risk logra brindarnos las funciones de densidad probabilidad que representen de forma estadísticamente confiable el comportamiento de la irradiancia a partir de mediciones reales. Esta validación indica que los datos pueden ser usados y basados en la distribución de los datos se usó la media para cada mes.

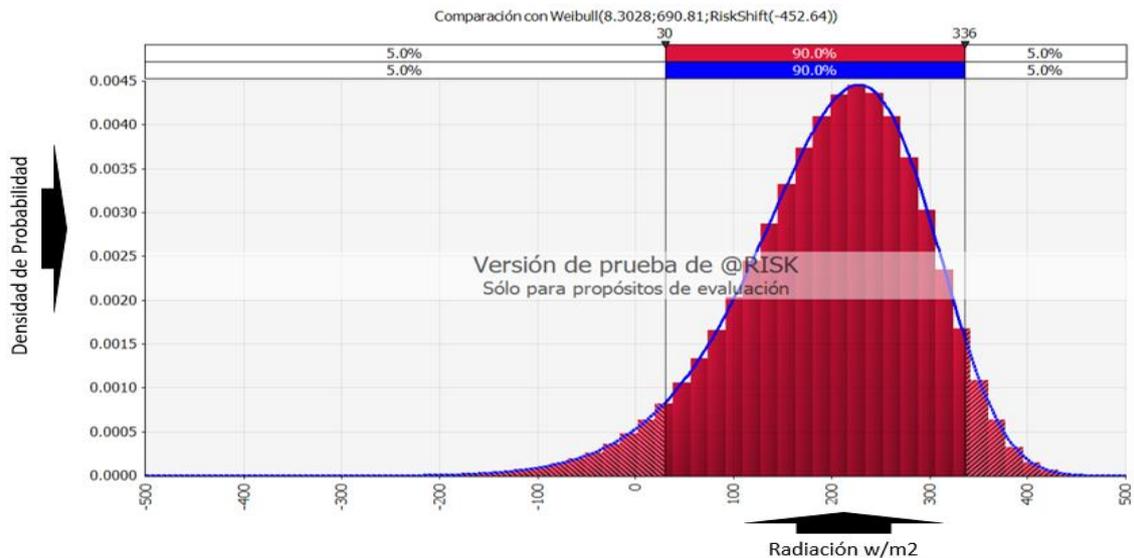


Figura 33. Distribución de la irradiancia para el mes de marzo

FUENTE: Elaboración propia

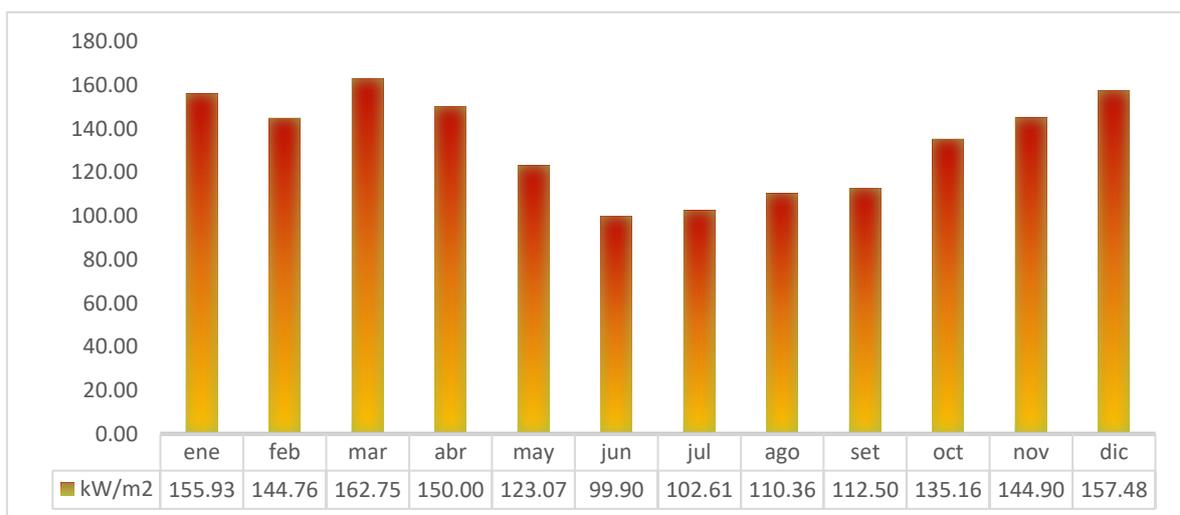


Figura 34. Irradiancia por cada mes (kW/m²)

En la figura 33 se puede observar que el mes más alto de irradiancia ocurre en marzo (162.75 kW/m²) y el mes que menor irradiancia se tiene es junio (99.9 kW/m²).

4.4 POTENCIA CALCULADA

El cálculo de la potencia calculada depende de la tecnología a usar. Para este caso según lo visto en el ítem 2.3.1 se decidió que para el cálculo se usará la eficiencia de los módulos tipo policristalinos por el hecho de que se adaptan mejor a los climas cálidos y húmedos, tienen un tiempo de vida elevado (20 años) y además son la variedad más usada por su precio. Esto sumado a que la mayoría de los proyectos realizados en el Perú usan sistemas de esta capacidad. El plano del sistema esta ejemplificado en el anexo 8.

En la figura 34 se muestra el resumen de la potencia calculada. Aquí se puede observar que el mes de junio es en donde menos Potencia se tendría y el mes de marzo sería el que más potencia generaría.

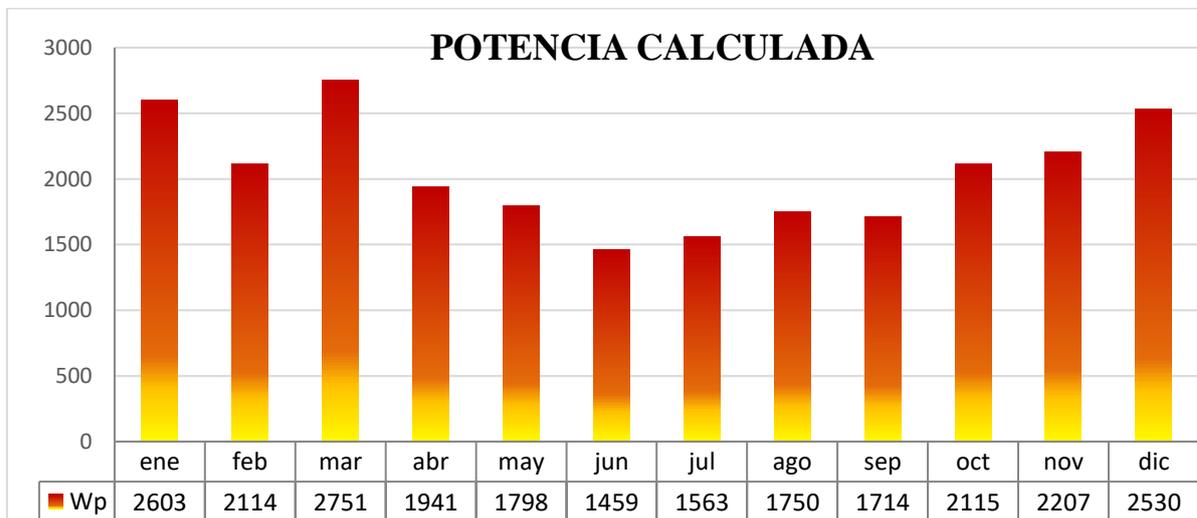


Figura 35: Potencia calculada por mes (kWp)

4.5 ENERGÍA GENERADA

La energía producida dependerá del módulo que se elija para el cálculo; en este caso tal como lo explicado en el punto 3.3.2 el sistema elegido para el cálculo es uno compuesto por 10 módulos cada uno de 300 watts que en total harían un sistema de 3kW y ocuparían un área de 20 m² por cada sistema. En la figura 35 se observa que los meses de marzo y julio serían los de mayor y menor energía producida respectivamente

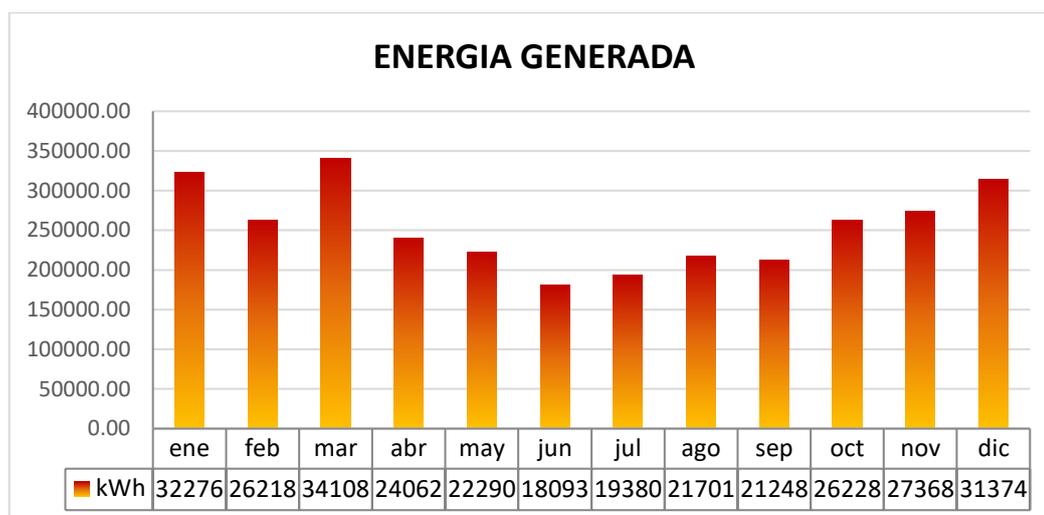


Figura 36. Energía mensual calculada (kWmes)

4.6 EVALUACIÓN DE LOS BENEFICIOS EN FUNCIÓN A LOS RESULTADOS

4.6.1 PORCENTAJE DE LAS NECESIDADES ENERGÉTICAS CUBIERTAS

Para el caso del cálculo del consumo solo se ha considerado el consumo de energía fuera de punta (señalado de rojo en la figura N°36), entendiendo que las horas fuera de punta comprenden de 00:00 a 18:00. El motivo por el cual se eligió solo este consumo es porque este cálculo está pensado para sistemas fotovoltaicos interconectados a red, esto quiere decir que solo funcionarían en horas de sol. Además, tal como se observa en la figura 34 el mayor consumo que genera la universidad se da en hora fuera de punta (HFP).

Descripción	Precio Unitario	Consumo	Importe
Cargo Fijo			3.16
Mant. Y Reposición de Conexión			27.05
Consumo de Energía Hora Punta	0.2096	56240.00	11,787.90
Consumo de Energía Fuera Punta	0.1731	299060.00	51,767.29
Consumo de Energía Reactiva inductiva	0.0421	82650.00	3,479.57
Potencia Generación Fuera de Punta	30.3480	1032.00	31,319.14
Potencia Distribución Fuera de Punta	10.2980	1080.00	11,121.84
Alumbrado Público			920.00
Interés Compensatorio			74.81
I.G.V.			19,890.14
Electrificación Rural (Ley N° 28749)	0.0081	355300.00	2,877.93
SUBTOTAL DEL MES			133,268.83
TOTAL LUZ DEL SUR			133,268.83

Figura 37. Detalle de los importes facturados en el recibo de Luz de la UNALM

FUENTE: Recibo de luz- Luz de Sur

De esta información se obtiene los siguientes resultados:

PROYECCIÓN MENSUAL

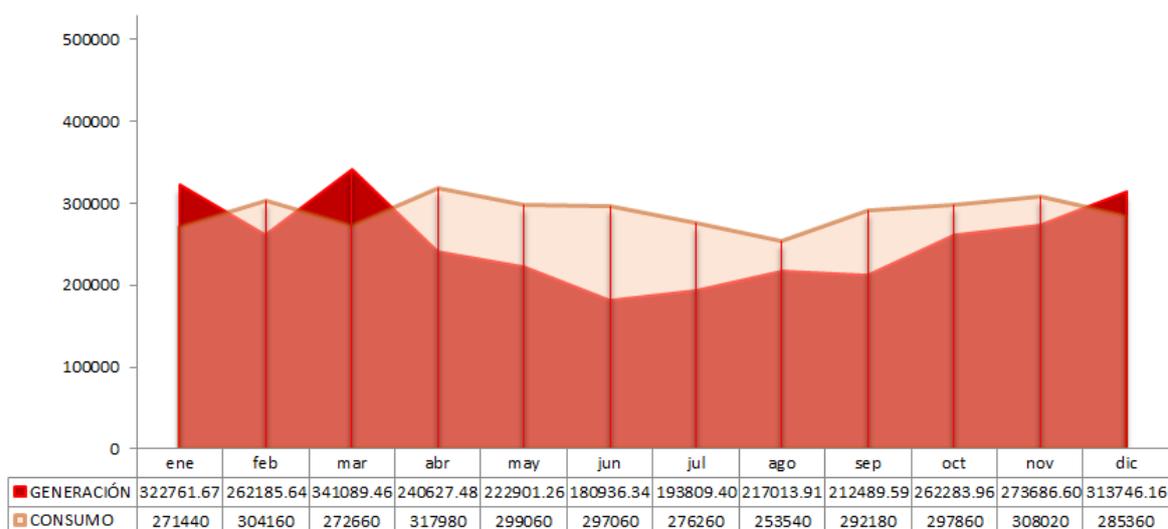


Figura 38. Cobertura solar cubierta

En la figura 37 se puede observar que solo se cubren las necesidades energéticas de enero, marzo y diciembre, además se observa que las fechas en donde mas consumo existe en la universidad son los meses de abril y noviembre las cuales coinciden con el inicio y final del año universitario. También se observa que la generación anual al inicio del proyecto sería de 3043 MW frente al consumo anual de la UNALM que es de 3475MW.

4.6.2 ANÁLISIS DE VIDA ÚTIL

Para este cálculo se necesitaron los siguientes datos:

- Primero se investigó en las subastas públicas Recurso Energéticos Renovables (RER) de la página web del OSINERGMIN, cual es el costo de instalación por kW.
- Así mismo se revisó presupuestos de licitaciones con el estado en RER para saber cuánto estiman por operación y mantenimiento.
- Por último se usó el costo nivelado de la energía durante el horizonte temporal del proyecto del pliego tarifario (costo en soles por kW) para la zona Lima Sur a la cual pertenece la concesión con la que se abastece la UNALM.

En Resumen:

Inversión	→	1000.0	US\$/kW
Energía mensual promedio	→	254.0	MWh
promedio de HSP	→	4380.0	horas
Potencia Media	→	0.058	MW
Factor Eficiencia	→	0.25	
Potencia Instalada	→	0.2	MW
INVERSIÓN TOTAL	→	231963.5	US\$
Costo Unitario O&M	→	5 %	
O&M Total	→	11598.2	US\$/año
Tarifa Energía (soles)	→	209.3	S/MWh
taza de cambio	→	3.3	S/\$
Tarifa Energía (dólares)	→	63.4	US\$/MWh

Tabla 4. Análisis de vida útil (t=20años)

AÑO	INVER.	O&M	COSTO	ENER. A SUST.	PREC. SUST.	REDUCCIÓN	BENEFICIO
0	231,963		231,963				-231,963
1		11,598	11,598	3048	63.4	193,317	181,719
2		11,598	11,598	3027.52	63.4	192,018	180,420
3		11,598	11,598	3007.17	63.4	190,728	179,129
4		11,598	11,598	2986.96	63.4	189,446	177,848
5		11,598	11,598	2966.89	63.4	188,173	176,575
6		11,598	11,598	2946.95	63.4	186,908	175,310
7		11,598	11,598	2927.15	63.4	185,652	174,054
8		11,598	11,598	2907.48	63.4	184,405	172,807
9		11,598	11,598	2887.94	63.4	183,166	171,567
10		11,598	11,598	2868.54	63.4	181,935	170,336
11		11,598	11,598	2849.26	63.4	180,712	169,114
12		11,598	11,598	2830.11	63.4	179,498	167,900
13		11,598	11,598	2811.09	63.4	178,291	166,693
14		11,598	11,598	2792.20	63.4	177,093	165,495
15		11,598	11,598	2773.44	63.4	175,903	164,305
16		11,598	11,598	2754.80	63.4	174,721	163,123
17		11,598	11,598	2736.29	63.4	173,547	161,949
18		11,598	11,598	2717.90	63.4	172,381	160,783
19		11,598	11,598	2699.64	63.4	171,222	159,624
20		11,598	11,598	2681.50	63.4	170,072	158,474
			463,927				3,165,261

Cabe aclarar que el análisis considerado en esta investigación se hace en referencia a las sugerencias del Ing. Luis Espinoza Quiñones- Especialista en Planeamiento Energético (ex viceministro de energía y minas). El análisis de ciclo de vida que el sugirió fue el de costo de kW generado, el cual es más efectivo cuando son proyectos de prefactibilidad, otro punto que sugirió es tomar en cuenta el desgaste de los sistemas fotovoltaicos es por ello que en la fila de energía a sustituir (cuadro 5) esta disminuye con el pasar del tiempo.

Así mismo, en el cuadro 5 se observa que para un periodo de 20 años lo que se evitaría gastar al implementar los sistemas fotovoltaicos sería de \$ **3165261** teniendo una inversión total en un periodo de 20 años de \$ **463927**.

4.6.3 ESTIMACIÓN DE REDUCCIÓN DE EMISIONES

Dejando en claro que ninguna tecnología es totalmente inocua, se debe rescatar que una de las ventajas de las tecnologías fotovoltaicas es que ofrecen más beneficios que afectaciones, pues conllevan una reducción gradual del consumo de recursos no renovables, así como de emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera. En ese sentido, el fondo nacional del ambiente del Perú (FONAM) establece un factor de reducción de emisiones por MW generado por sistemas fotovoltaicos. Para el cálculo de este factor el FONAM asumió que la generación generada por sistemas fotovoltaicos estaría reemplazando la generación por centrales térmicas. Teniendo como resultado la siguiente fórmula para el cálculo:

$$T_{CO_2} = MW_{gen} * 0.5470$$

En donde:

T_{CO_2} = Toneladas de CO_2

MW_{gen} = Mega watt generado

Entonces por año se evitaría emitir 1667 T_{CO_2} .

4.7 DISCUSIONES

En base a los resultados se discute lo siguiente:

- El resultado obtenido de la energía generada promedio es de 254 MW en un área de 78795.27 m² lo cual daría una densidad de 3.2 kW/m² pero lo consultado en el portal del OSINERMINING los proyectos solares tienen una densidad 2.5 kW/m². Estos resultados pueden salir así debido a que esta investigación no se está considerando el efecto de la temperatura en los sistemas fotovoltaicos. Y según la ficha técnica de la mayoría de las marcas en el mercado, los sistemas fotovoltaicos varían su eficiencia si están fuera de las condiciones óptimas que generalmente es de 25°C.
- Según la guía: “Mejores prácticas en operación y mantenimiento” emitida por la SolaPower Europe emitida en el 2018 indica que los datos de irradiancia se deben medir en la medida de posible in situ, pero si no se contase con algunos datos se

podría optar por datos basados en satélites , pero este deberá ser de un periodo largo. Es por ello que la prueba de bondad de ajuste era necesaria para saber si los datos eran confiable estadísticamente para ser usados.

- Para el cálculo de la superficie útil no se consideró si las edificaciones tienen un acceso adecuado para la instalación, ni si sus instalaciones eléctricas son adecuadas para que se interconecten con el sistema fotovoltaicos. Si en una posterior investigación se consideraría dichos parámetros la energía generada calculada se reduciría puesto que algunas edificaciones de la UNALM no cumplirían con los requerimientos mínimos eléctricos ni estructurales.
- Pese a que según lo consultado al Ing. Luis Espinoza (ex viceministro del MINEM) en los proyectos fotovoltaicos subastados bajo el control de OSINERGMIN se acostumbra a usar como costo de operación y mantenimiento el 1% de la inversión inicial, para esta investigación se considero el 5%. Ya que al ser un proyecto micro este tendría un costo más elevado a lo de un proyecto macro.
- Debido a que el cálculo de la inversión que se debería hacer para la instalación de sistemas fotovoltaico no se hizo por precio unitario, sino por MW generado el resultado si se costearía en una empresa que se dedica a la instalación de sistemas fotovoltaicos con el expuesto en esta investigación podría variar ya que ellos consideran otros costos (personal para la instalación).

V. CONCLUSIONES

- El desarrollo del presente trabajo de investigación permitió definir que el potencial energético solar de las edificaciones de la UNALM es de 2 MW, comprendió un total de 100 edificaciones distribuidas en 78795.27 m², seleccionándose para el cálculo 88 de ellas para llevar a cabo la investigación, en donde se determinó una superficie total aprovechable de 36804.85 m² (47 % de la superficie disponible).
- Se decidió el uso de la tecnología policristalina por los siguientes criterios técnico-económicos: costo en el mercado, adaptabilidad al clima de La Molina y rendimiento. Habiéndose obtenido como resultado una generación mensual promedio de 254 MW.
- Para las condiciones de la UNALM los sistemas fotovoltaicos policristalinos se adaptan mejor ya que La Molina presenta un clima cálido y estos sistemas se adecúan mejor al sobrecalentamiento pues absorben el calor a una mayor velocidad.
- La evaluación de la superficie útil se realizó a partir de dos criterios los cuales fueron sombras e inclinaciones. Es decir, el área útil no está en sombra ni en pendientes mayores al 15%.
- De la figura 27, 28 y 29 se visualiza que en las épocas de verano (enero-marzo) existe menos sombras que en los demás meses esto ocurre porque en las épocas de verano el sol tiene más altura y por lo tanto incide directamente en las superficies planas.
- En el desarrollo de la investigación se observó que cuando las edificaciones no son techos de superficie plana (no son homogéneos) existe mayor complejidad para la caracterización y el resultado es menos preciso.
- Debido a que el análisis se realizó a varias edificaciones y no a una sola, los resultados de esta investigación son aproximados. En el caso del cálculo para edificaciones puntuales las mediciones de las características físicas, pero resulta útil porque lo que se pretende es informar a la comunidad científica y potenciales usuarios cuanto sería lo que estarían generando si optaran por aplicar la tecnología fotovoltaica.
- Para el caso de un diseño específico para un espacio determinado se tendría que realizar con el valor más crítico el cual sería el mes de junio.

- El porcentaje de cobertura estimado si se instalase sistemas fotovoltaicos en los techos de la UNALM es de 87% del consumo actual de horas fuera de pico, dejando sin cubrir un consumo de solo de 432MW.
- La energía generada por mes cubre el consumo total en los meses de enero, marzo y diciembre. Pudiéndose inyectar energía a la red en estos meses. Existiendo déficit en los meses restantes del año.
- Lo que se dejaría de pagar en un periodo de vida de 20 años sería del orden de \$3165261, contra una inversión inicial y un costo de operación y mantenimiento de \$ 463927.
- Ambientalmente se dejaría de emitir a la atmosfera 33 340 Tco₂ por los 20 años.

VI. RECOMENDACIONES

- Replicar la aplicación de dichos mapas temáticos (potencia calculada y energía generada) con la finalidad que lleguen al ciudadano o empresario que esté interesado en utilizar energías no convencionales.
- Para futuras investigaciones se recomienda, combinar los sistemas fotovoltaicos con los sistemas térmicos en un mismo análisis para conocer el potencial de cada sistema
- Para futuras investigaciones si se desea abarcar un área de estudio de mayor dimensión se recomienda realizar un modelo tridimensional digital generado por la tecnología LIDAR, ya que esta aportara una adecuada descripción del entorno urbano y es mucho más rápido el levantamiento de información.
- Analizar la eficiencia energética de las instalaciones del campus ya que haciendo mejoras internas simples como pasar todas las luminarias a LED, se lograría que el factor de cobertura entre lo generado y lo que se consume disminuya, haciéndolo así más atractivo al mercado.

VII. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Alejos, Ricardo. 2011. Proyecciones de la Matriz Energética al Largo Plazo. Centro Nacional de Planeamiento Estratégico (CEPLAN).
- ARCONEL. 2018. Pliego tarifario para las empresas eléctricas de distribución.
- ASTM G173 – 03.2012. Standard Tables for Reference Solar Spectral Irradiances: Direct Normal and Hemispherical on 37° Tilted Surface. Tabla donde indica las condiciones estándar a las que trabaja un módulo fotovoltaico.
- Buzai, G.D.; Baxendale, C.A. 2011. Análisis socioespacial con sistemas de información geográfica. Tomo 1: Perspectiva científica. Temáticas de base raster. Editorial. Buenos Aires.
- Amador, Guerra Julio. Coordinador de la Universidad Politécnica de Madrid (UPM). (mesa redonda colgada en YouTube).2014. Madrid, España.
- Academia REN 21.2015. Reporte de la situación mundial de las energías renovables. Versión on-line. F-75441 Paris CEDEX 09.
- Agencia Internacional de la Energía (EIA). 2010. Reporte sobre la Matriz Energética Mundial. Versión on-line.
- Agencia Internacional de la Energía (EIA). 2014. Informe REthinking Energy. Versión on-line.
- Barbera, Santos Daniel. 2017. Introducción a la energía Fotovoltaica. Separata de: Biblioteca de Ingeniería Universidad de Sevilla.
- Bernal Torres, Cesar Augusto. 2006. Metodología de la Investigación. Pearson Educación de México, S.A. de C.V.
- Byrne, J., Taminiu, J., Kurdgelashvili, L., Kim, K. N. 2014. “A review of the solar city concept and methods to assess rooftop solar electric potential, with an illustrative application to the city of Seoul”. Consultado el 20 de jul. 2018.

Recuperado de

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032114006996>

Bloomberg. Financial magazine . what apple just did in solar is a really big deal. (Entrevista colgada en youtube). 2015. Nueva York, Estados Unidos.

Castañeda Santa Cruz, Elias. 2016. Dimensionado de un sistema solar para abastecer cargas de baja potencia y consumo en el laboratorio de ingeniería ambiental de la UNALM. Ingeniero ambiental. Lima, Perú.

Carrión Navarro, José Tomás; Ramon Morte Alfaro. 2013. Importancia de los procesos de validación topológica en la gestión de alteraciones catastrales. Laboratorio de Geomática. Instituto Interuniversitario de Geografía. Universidad de Alicante. España.

Confederación de empresarios de Andalucía (CEA). Consultado el 24 de jun de 2019. Recuperado de http://sig.cea.es/como_funcionan

Córdova, Isaac. 2009. Estadística aplicada a la investigación. Lima: Editorial San Marcos.

Cuervo García, Rafael; Méndez Muñiz, Javier María. 2007. Energía solar fotovoltaica. Madrid, España. FC editorial. Segunda edición.

Delta Volt SAC. 2018. El Sector de la Energía Eléctrica. Consultado el 1 de jun. 2018. Recuperado de <https://deltavolt.pe/energia-renovable/renovable-peru>

Domínguez Bravo, Javier; García Palomares, Juan. 2016. Estudio sobre la evaluación del potencial fotovoltaico en el Polígono Industrial de Coslada. Máster en tecnologías de la información Geográfica. Madrid, España. Universidad Complutense De Madrid.

Erazo Vinueza, Carlos Civilino. 2013. Aplicación de energía solar fotovoltaica para vivienda unifamiliar de bajo consumo energético, en el valle de Tumbaco perteneciente al Distrito Metropolitano de Quito – Ecuador. Proyecto Fin de Master. Quito, Ecuador. Instituto Internacional de formación ambiental.

- ESRI. 2014. ArcGis for Desktop. Environmental Systems Research Institute, Inc: Cómo funciona Orientación. Consultado el 1 de jun. 2018. Recuperado de <http://desktop.arcgis.com/es/arcmap/10.3/tools/spatial-analyst-toolbox/how-aspect-works.htm>
- Estación Meteorológica Alexander Von Humbolt-UNALM. 2015. Separata del curso de Hidrología-UNALM.
- Franklin, Edward. 2017. Paper “ Types of Solar Photovoltaic Systems”. The University of Arizona College of Agriculture and Life Sciences. Tucson, Arizona, EEUU.
- Guerrero Ramos, Javier. 2015. Estadística inferencial I. Diapositiva de: Catedra de Estadística. Departamento de ingeniería industrial. Instituto tecnológico de aguas Calientes. México.
- Hernandez Mora, Johann Alexander; Trujillo Rodriguez, Cesar Leonardo; Vallejo Lozada, William Andrés. 2013. Modelamiento de la irradiancia y la temperatura ambiente utilizando funciones de probabilidad. Universidad Distrital Francisco José de Caldas. Bogotá, Colombia.
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). 2011. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red. PROGENSA.
- La Genusa, M. et al. 2011. A model for predicting the potential diffusion of solar energy systems in complex urban environments. Energy Policy.
- Matthias, Loster. 2010. Total Primary Energy Supply— From Sunlight. Consultado el 29 may. 2018. Recuperado de http://ez2c.de/ml/solar_land_area/
- Martín Ávila, Ana María. 2014. Modelo geográfico para la estimación del potencial fotovoltaico en tejados. Caso de estudio: Miraflores de la sierra. Msc. En tecnologías de información geográficas. Madrid, España. Universidad Complutense De Madrid.

- Méndez Muñiz, Javier María; Cuervo García, Rafael; Bureau Veritas Formación. 2010. Energía Solar Térmica. Fundación Confemetal.
- Ministerio de Energía y Minas. 2011. Proyectos de energía renovable en el Perú. El Comercio, Lima, Perú.
- Moro Vallina, Miguel. 2010. Instalaciones Solares fotovoltaicas. Madrid, España. Ediciones Paraninfo S.A.
- NREL-National Solar Radiation Database (NSRDB). “What Is TMY?”. Consultado el 15 jul. 2018. Recuperado de <https://nsrdb.nrel.gov/tmy>
- OSINERGMIN.2018. Marco Normativo relacionado a la promoción de Energías Renovables. (correo electrónico). Lima, Perú.
- Pucha Cofred, Franz. 2013. Topología en Arcgis. Blog personal Franzpc. Publicado el 2 ene. 2013. Consultado el 28 abr. 2018. Recuperado de <https://acolita.com/topologia-en-arcgis/>
- Quadri, Nestor Pedro. 2003. Energía Solar. Alsina 3º Edición.
- Sánchez C. y López S. 2012. Informe de la base de datos virtual del recurso solar en México. Comisión Federal de Electricidad – Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos.
- Sánchez Maza, Miguel Angel. 2010. Energía Solar Fotovoltaica. LIMUSA..
- Sánchez Sobrino, José Antonio. 2007. Introducción a la fotogrametría. Separata de: Catedra de topografía. (Separata de cátedra de topografía). E. T. S. I. Caminos, canales y puertos-Universidad Politécnica de Madrid.
- SENAMHI- Dirección General de Investigación y asuntos ambientales. 2003. Atlas de Energía Solar del Perú. Recuperado de <https://deltavolt.pe/phocadownload/Lima-Callao.jpg>.
- SolarPower Europe. 2018. Operación y Mantenimiento Guías de mejores prácticas / edición México.

Universidad de Jaén. 2018. Curso Solar online. Consultado el 29 may. 2018. Recuperado de <http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/index.htm>

Wiginton, L.K., Nguyen, H.T. y Pearce, J.M. 2010. Quantifying rooftop solar photovoltaic potential for regional renewable energy policy. *Computers, Environment and Urban Systems*.

Zamora G. 2009. Manual de ArcGis 9*: Básico e Intermedio. CEPEIGE Quito, Ecuador..

VIII. ANEXOS

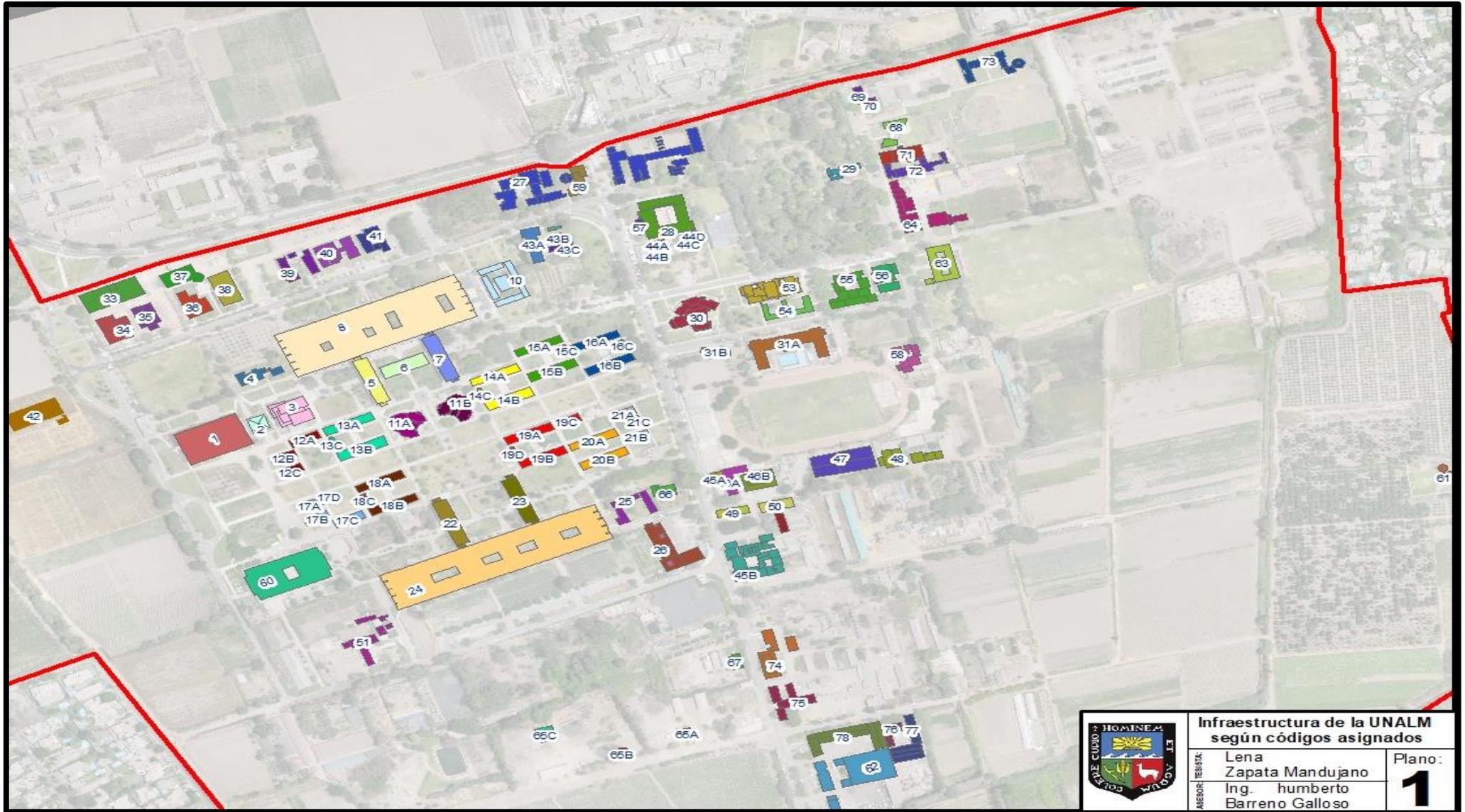
ANEXO 1: LISTA DE DISTRIBUCIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DENTRO DEL CAMPUS

Nombre	Código	Tipo
Biblioteca agrícola nacional Orlando Olcese	1	Académico
Centro de aprendizaje abierto	2	Académico
Biblioteca agrícola nacional (edificio nuevo)	3	Académico
Facultad DE ingeniería AGRICOLA	4	Académico
Facultad de ingeniería agrícola e industria alimentaria	5	Académico
Escuela de posgrado	6	Académico
Facultad de ciencias	7	Académico
Laboratorios de ciencias e industrias alimentarias	8	Académico
Facultad de ingeniería pesquera	10	Académico
Módulo auditorio 1	11A	Académico
Modulo aulas auditorio 2	11B	Académico
Módulos guindas	12A	Académico
	12B	Académico
	12C	Académico
Módulos turqueses	13A	Académico
	13B	Académico
Módulo SSHH 1	13C	Académico
Módulos amarillos	14A	Académico
	14B	Académico
Módulo SSHH 2	14C	Académico
Modulo aulas verdes	15A	Académico
	15B	Académico
Módulo SSHH 3	15C	Académico
Módulo de aulas azules	16A	Académico
	16B	Académico
Módulo SSHH4	16C	Académico
Módulo aulas celestes	17A	Académico
	17B	Académico
Oficina	17C	Académico
	17D	Académico

Continuación

Módulos aulas marrones	18A	Académico
	18B	Académico
Módulo SSHH 5	18C	Académico
Módulo aulas rojas	19A	Académico
	19B	Académico
	19C	Académico
Módulos SSHH 6	19D	Académico
Módulo aulas naranjas	20A	Académico
Módulo aulas plomas	20B	Académico
	21A	Académico
	21B	Académico
Módulo SSHH 7	21C	Académico
Facultad de agronomía	22	Académico
Facultad de economía y planificación	23	Académico
Pabellón de lab. (agronomía, pesquería y zootecnia)	24	Académico
Facultad de zootecnia (edificio antiguo)	25	Académico
Facultad de zootecnia (edificio nuevo)	26	Académico
Centro federado de ciencias forestales	27	Académico
Facultad de ciencias forestales	27	Académico
Instituto de pequeña producción sustentable	27	Académico
Laboratorio de ciencias forestales	27	Académico
Centro de idiomas	28	Académico
Centro de interpretación -casa Jules Gaudron	29	Académico
Auditorio principal	30	Académico
Educación física y actividades	31A	Académico
Gimnasia	31B	Académico
Centro preuniversitario UNALM	32	Académico
Laboratorio de micología y biotecnología	33	Investigación
Laboratorio de recursos hídricos	34	Investigación
Laboratorio de geomática	35	Investigación
Laboratorio de toxicología de plaguicidas	36	Investigación
Centro de investigación en prevención de desastres	37	Investigación
Laboratorio de enseñanza e investigación en micr.	38	Investigación
Laboratorio de ingeniería y evaluación sensorial	39	Investigación
Laboratorio de ingeniería ambiental	40	Investigación
Laboratorio de biología molecular y bioquímica	41	Investigación
Instituto de biotecnología	42	Investigación
Departamento de entomología- museo	43A	Investigación
Departamento de entomología - toxicología	43B	Investigación
Departamento de entomología-apicultura	43C	Investigación

Laboratorio de fertilidad de suelos	44A	Investigación
Aula y almacén	44B	Investigación
Invernadero	44C	Investigación
Modulo de hongos comestibles	44D	Investigación
Oficina PIPS en carnes	45A	Investigación
PIPS en carnes (torre zootecnia)	45B	Investigación
Planta piloto de leche	46A	Investigación
Planta piloto de leche (edificio de producción)	46B	Investigación
PIPS en alimentos-planta de alimentos balanceados	47	Investigación
PIPS en cerdos	48	Investigación
Laboratorio de panificación	49	Investigación
Sala de ordeño	50	Investigación
Departamento de suelos-agronomía	51	Investigación
Rectorado	53	Administrativo
Oficina administrativa del personal	54	Administrativo
Pabellón Jules Gaudron (economía)	55	Administrativo
Oficina administrativa de planificación	56	Administrativo
Vicerrectorado de investigación	56	Administrativo
Relaciones públicas e imagen institucional	57	Administrativo
Oficina académica de investigación	58	Administrativo
El WARIKE molinero	59	Servicios
Comedor universitario	60	Servicios
Observat. meteorológico Alexander Von Humboldt	61	Investigación
Servicios generales	62	Administrativo
Oficina de servicios informáticos	63	Administrativo
Programa de maíz	64	Investigación
Centrar-oficinas	65A	Investigación
Centrar-tanque elevado	65B	Investigación
Almacén-centrar	65C	Investigación
Capilla san isidro labrador	66	Servicios
CINPIS-oficina administrativa	67	Investigación
Aduna	68	Servicios
Oficina de admisión	69	Administrativo
ADEJUNA	70	Administrativo
SUTUNA	71	Servicios
Programa de mejoramiento animal	72	Investigación
Programa de cereales y granos nativos	73	Investigación
Granja de aves	74	Servicios
Campo agrícola experimental fundo UNALM	75	Investigación
Planeamiento físico	76	Administrativo
Almacén central	77	Administrativo
Unidad de control de bienes patrimoniales	78	Administrativo



**Infraestructura de la UNALM
según códigos asignados**

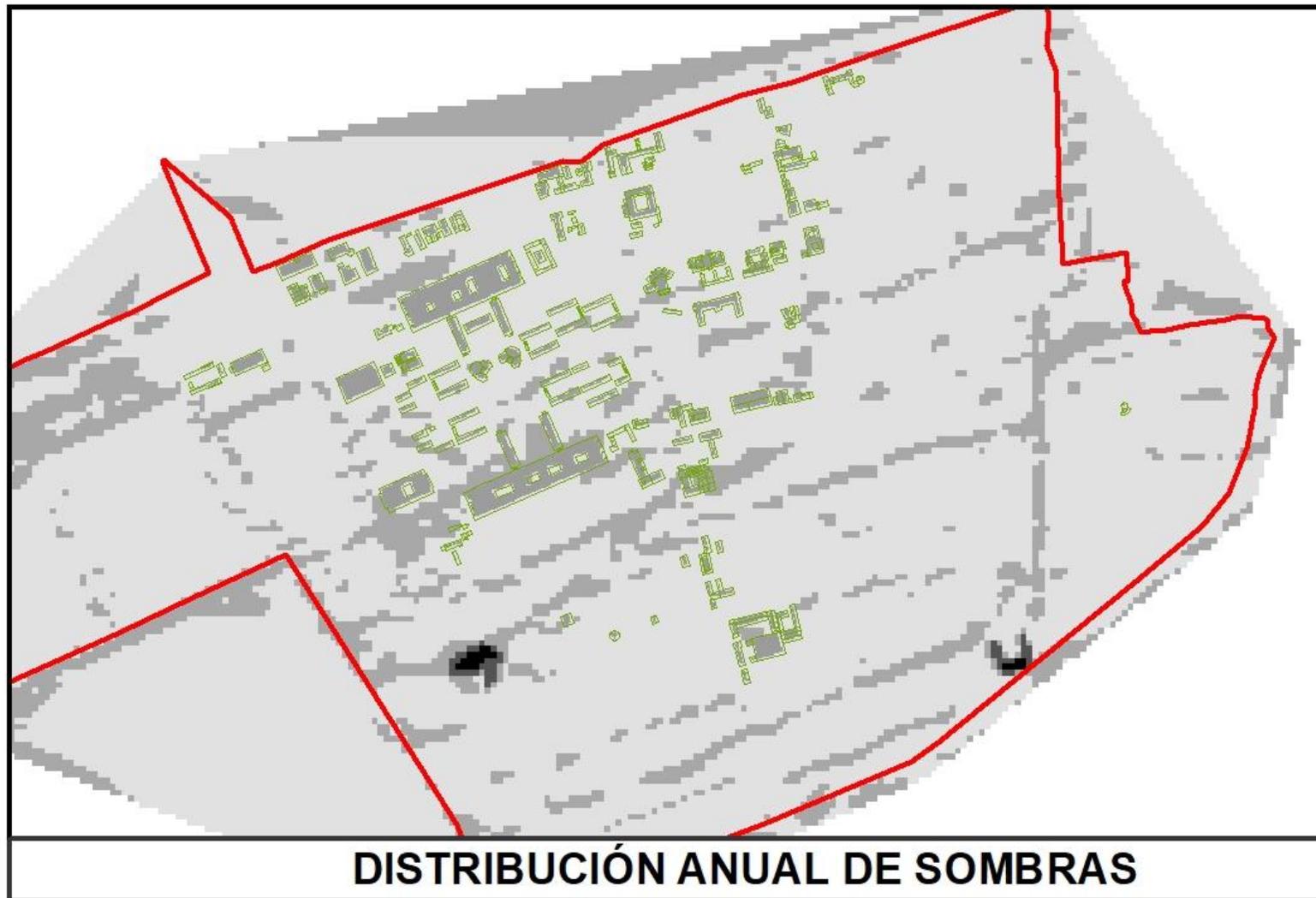
ASesor: TESISISTA:
 Lena
 Zapata Mandujano
 Ing. Humberto
 Barreno Galoso

Plano:
1

ANEXO 2: MODELO DIGITAL DE SUPERFICIE DE LOS EDIFICIOS DEL CAMPUS



ANEXO 3: DISTRIBUCIÓN ANUAL DE LAS SOMBRAS EN EL CAMPUS



ANEXO 4: FICHA TÉCNICA DE PANEL FOTOVOLTAICO USADO PARA EL CÁLCULO







MAXPOWER CS6U-315 | 320 | 325 | 330P

Canadian Solar's modules use the latest innovative cell technology, increasing module power output and system reliability, ensured by 15 years of experience in module manufacturing, well-engineered module design, stringent BOM quality testing, an automated manufacturing process and 100% EL testing.

KEY FEATURES

-  Excellent module efficiency of up to 16.97 %
-  Outstanding low irradiance performance of up to 96.0 %
-  No. 1 PTC High PTC rating of up to 91.55 %
-  IP67 junction box for long-term weather endurance
-  Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa

-  **25 years** linear power output warranty
-  **10 years** product warranty on materials and workmanship

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2008 / Quality management system
 ISO 14001:2004 / Standards for environmental management system
 OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

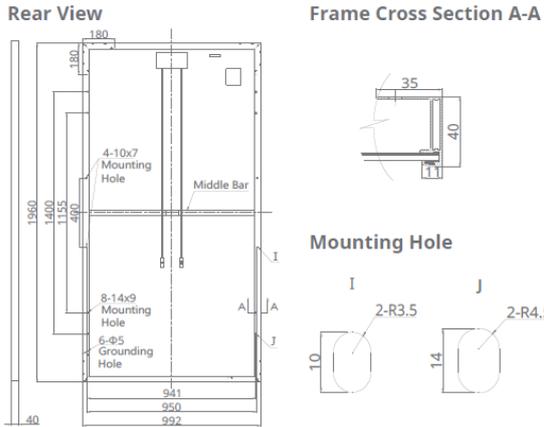
IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / CQC / MCS / INMETRO / CEC AU
 UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US) / FSEC (US Florida)
 UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE
 UNE 9177 Reaction to Fire: Class 1
 IEC 60086-2-68: SGS
 Take-a-way



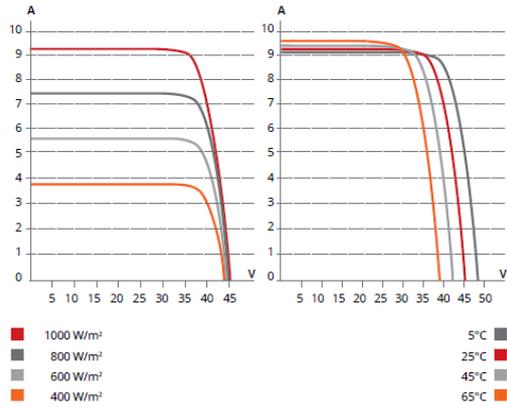
* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 17 GW deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) is one of the most bankable solar companies worldwide.

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS6U-320P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS6U	315P	320P	325P	330P
Nominal Max. Power (Pmax)	315 W	320 W	325 W	330 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.6 V	36.8 V	37.0 V	37.2 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.61 A	8.69 A	8.78 A	8.88 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.1 V	45.3 V	45.5 V	45.6 V
Short Circuit Current (Isc)	9.18 A	9.26 A	9.34 A	9.45 A
Module Efficiency	16.20%	16.46%	16.72%	16.97%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	15 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6×12)
Dimensions	1960 × 992 × 40 mm (77.2 × 39.1 × 1.57 in)
Weight	22.4 kg (49.4 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm² (IEC) or 4 mm² & 12 AWG 1000V (UL), 1160 mm (45.7 in)
Connector	T4 series or PV2 series
Per Pallet	26 pieces, 635 kg (1400 lbs)
Per container (40' HQ)	624 pieces

ELECTRICAL DATA | NOCT*

CS6U	315P	320P	325P	330P
Nominal Max. Power (Pmax)	228 W	232 W	236 W	239 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	33.4 V	33.6 V	33.7 V	33.9 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.84 A	6.91 A	6.98 A	7.05 A
Open Circuit Voltage (Voc)	41.5 V	41.6 V	41.8 V	41.9 V
Short Circuit Current (Isc)	7.44 A	7.50 A	7.57 A	7.66 A

* Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Outstanding performance at low irradiance, with an average relative efficiency of 96.0 % from irradiances, between 1000 W/m² and 200 W/m² (AM 1.5, 25°C).

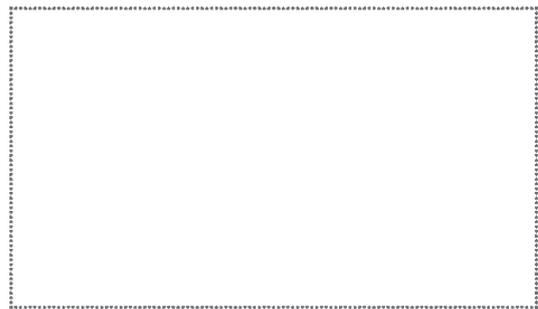
The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to on-going innovation, research and product enhancement, Canadian Solar Inc. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

Caution: For professional use only. The installation and handling of PV modules requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the modules.

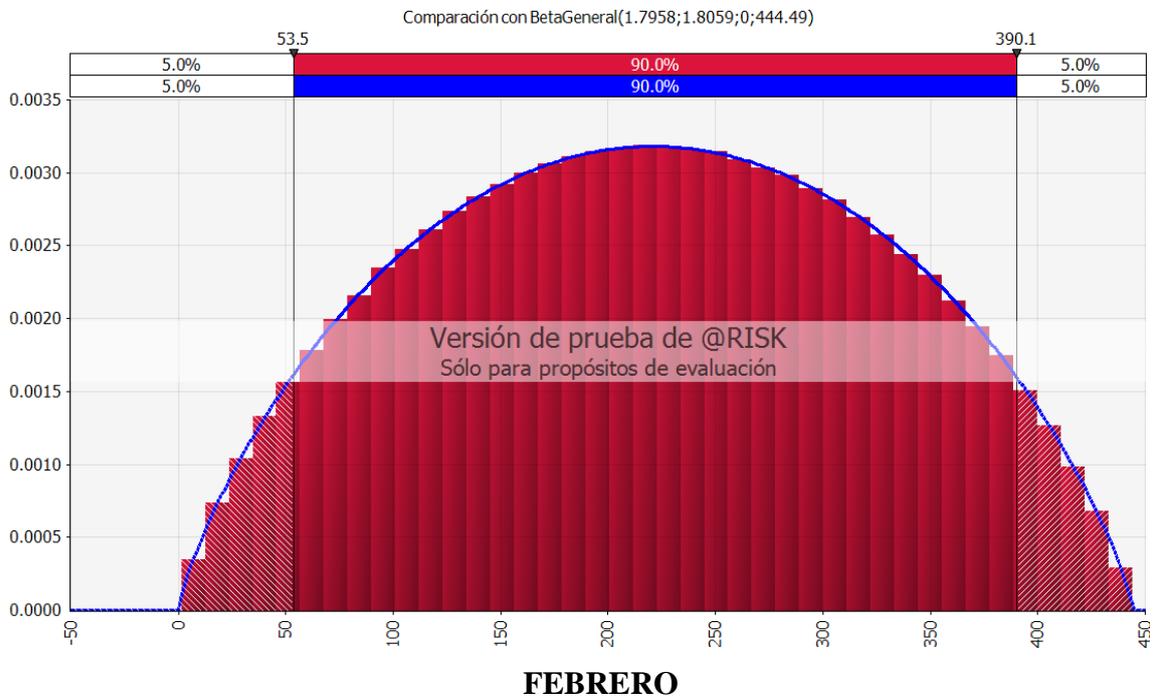
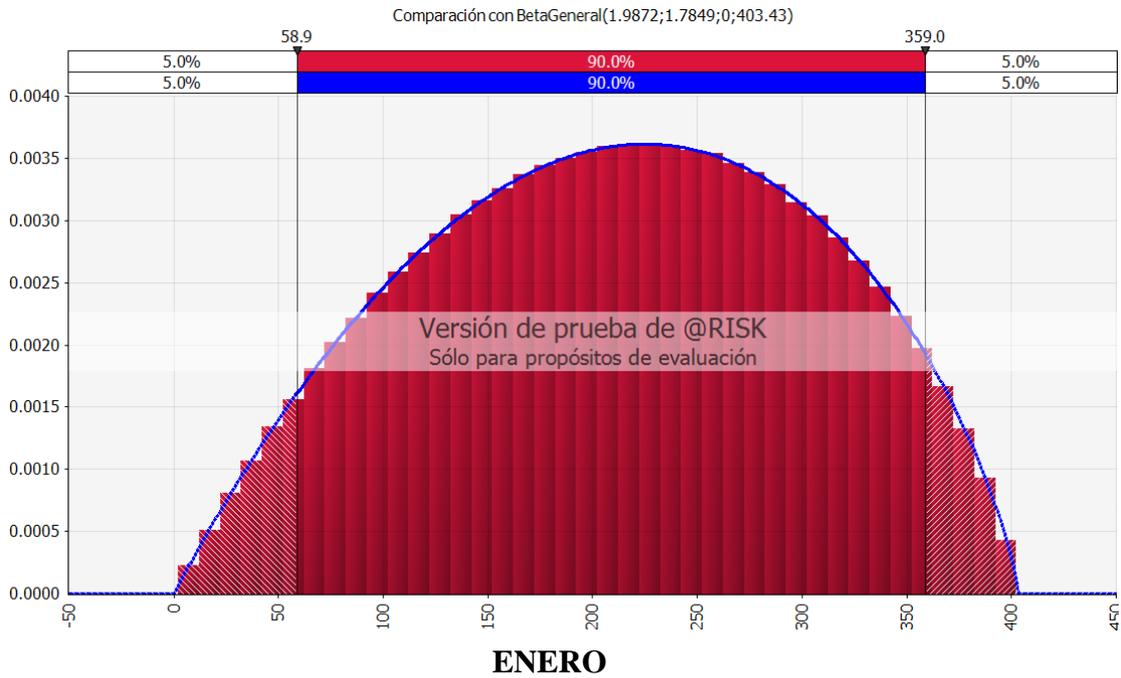
TEMPERATURE CHARACTERISTICS

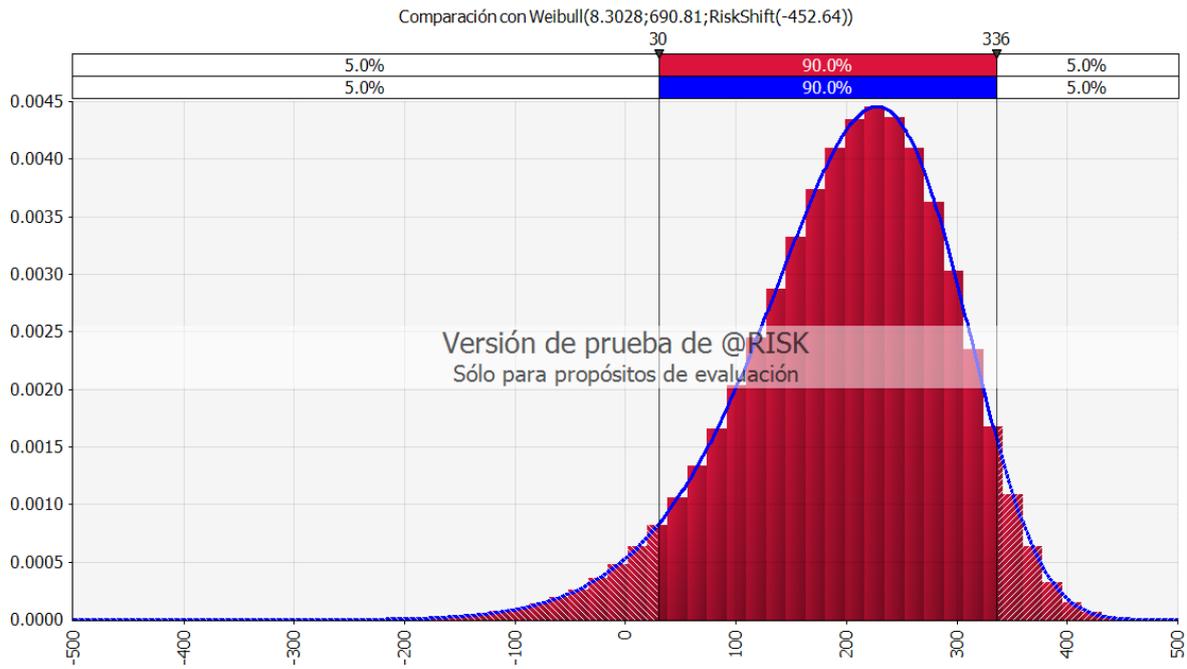
Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C

PARTNER SECTION

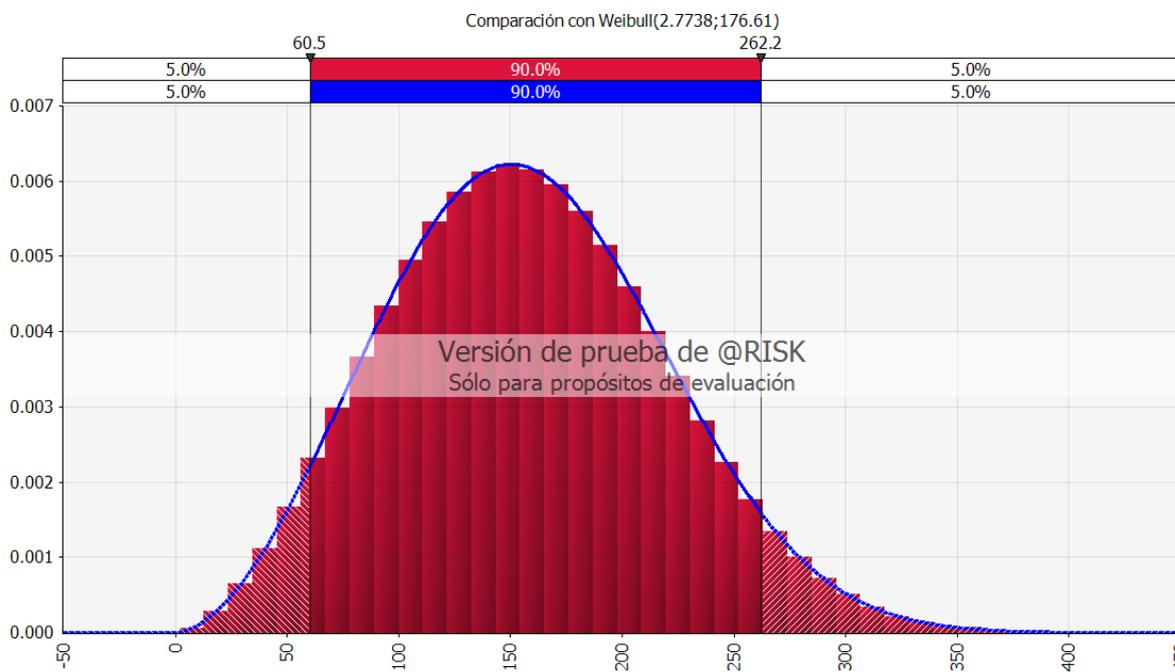


ANEXO 5: PRUEBA DE BONDAD DE AJUSTE DE LA IRRADIANCIA (t=9 AÑOS)

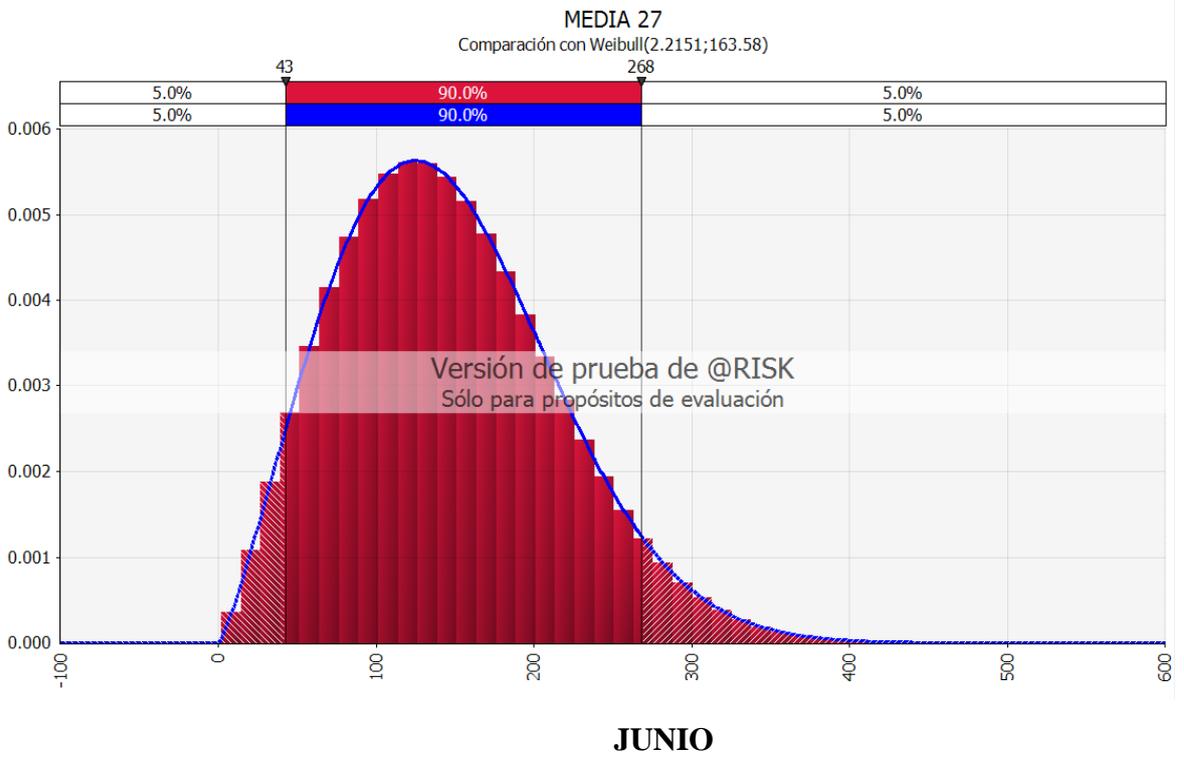
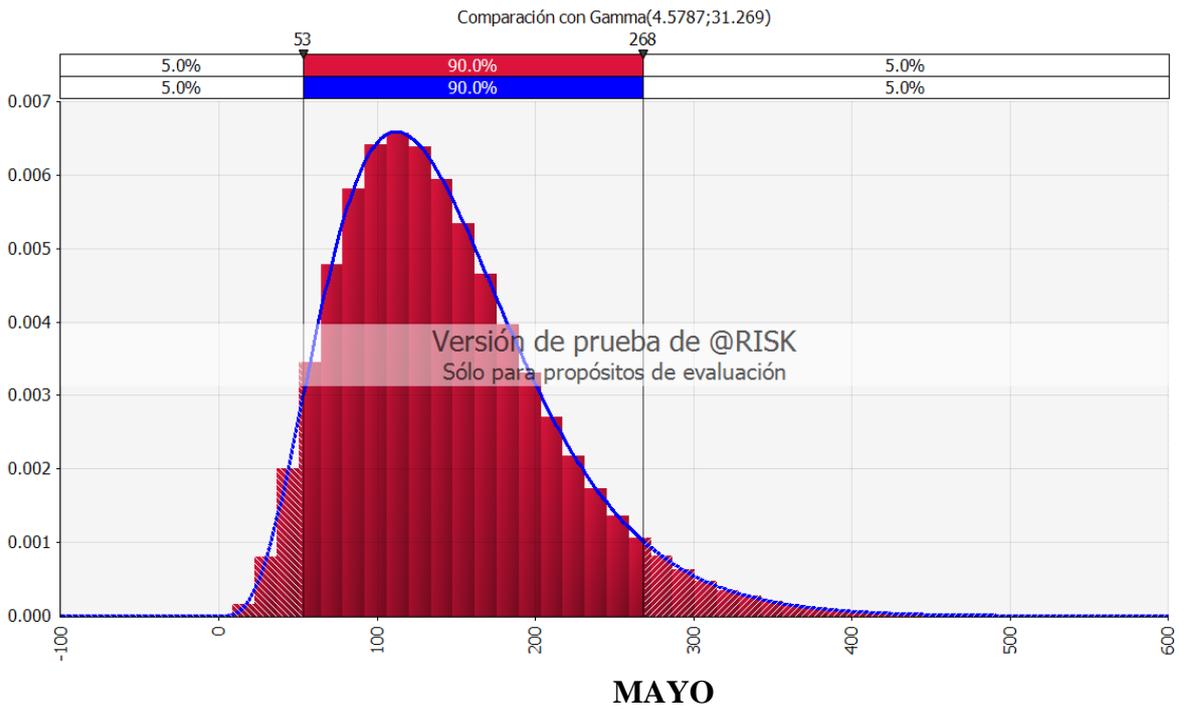


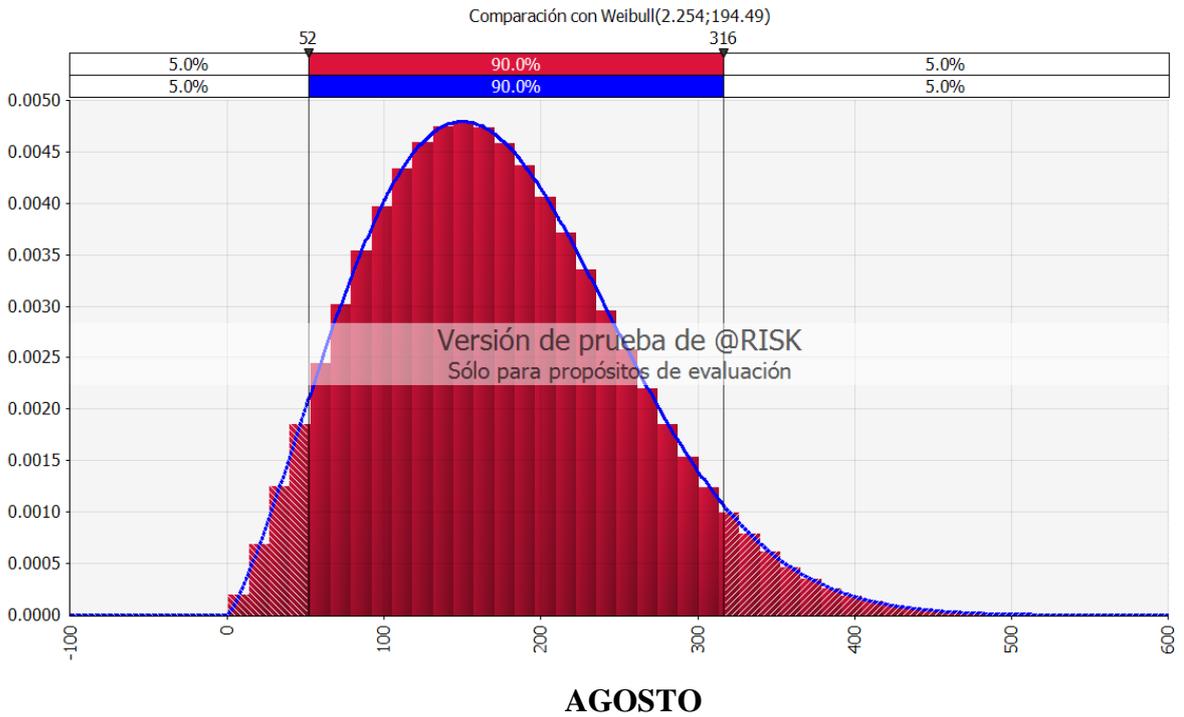
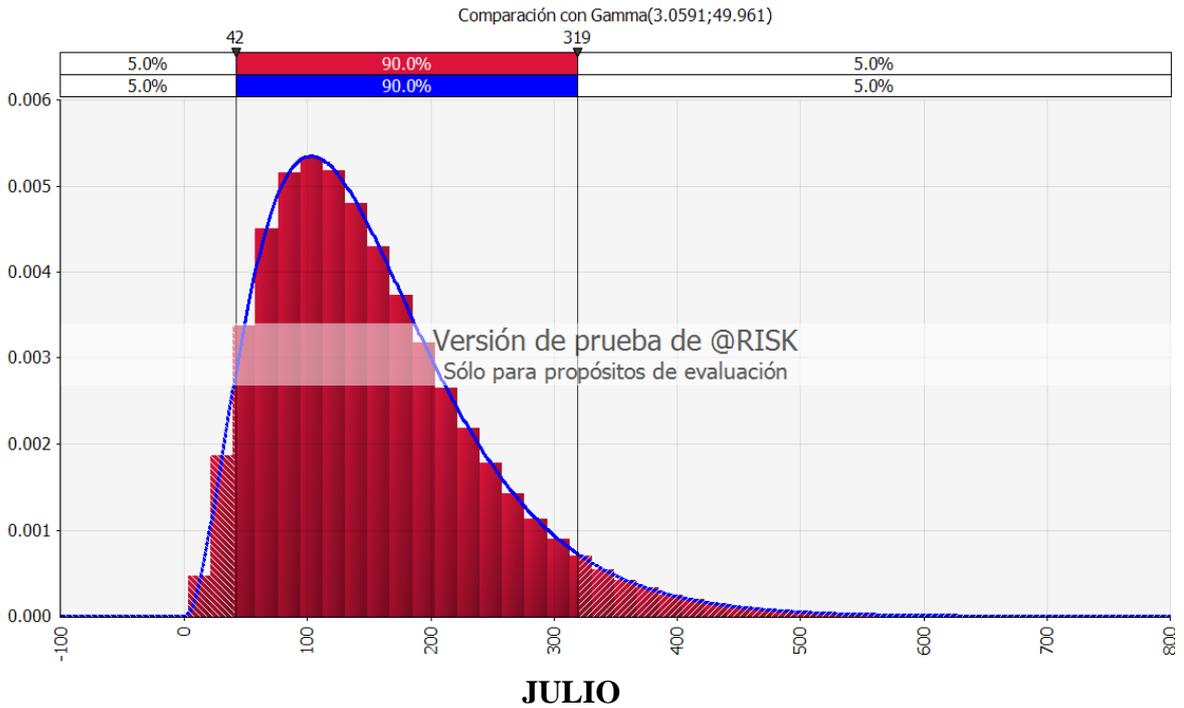


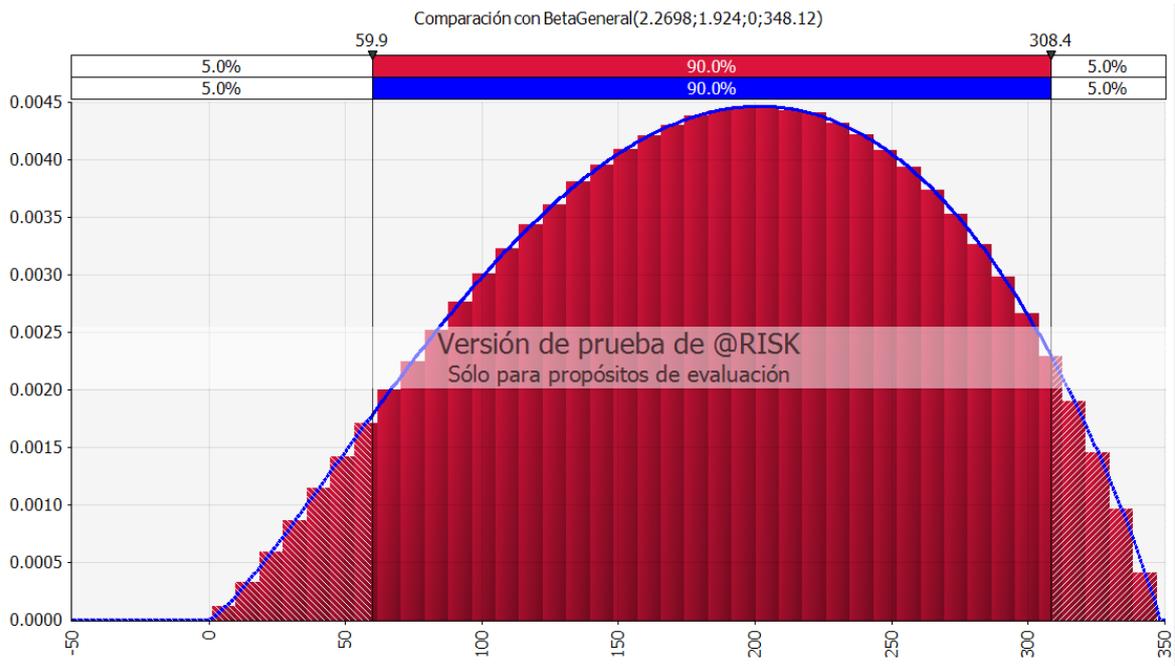
MARZO



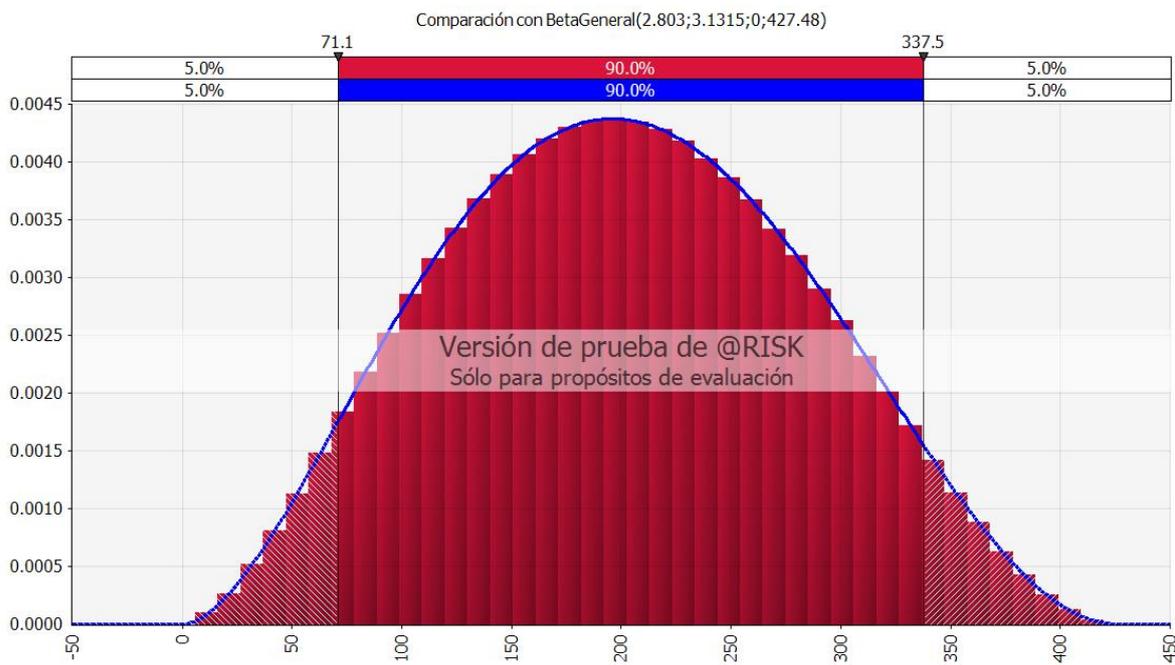
ABRIL



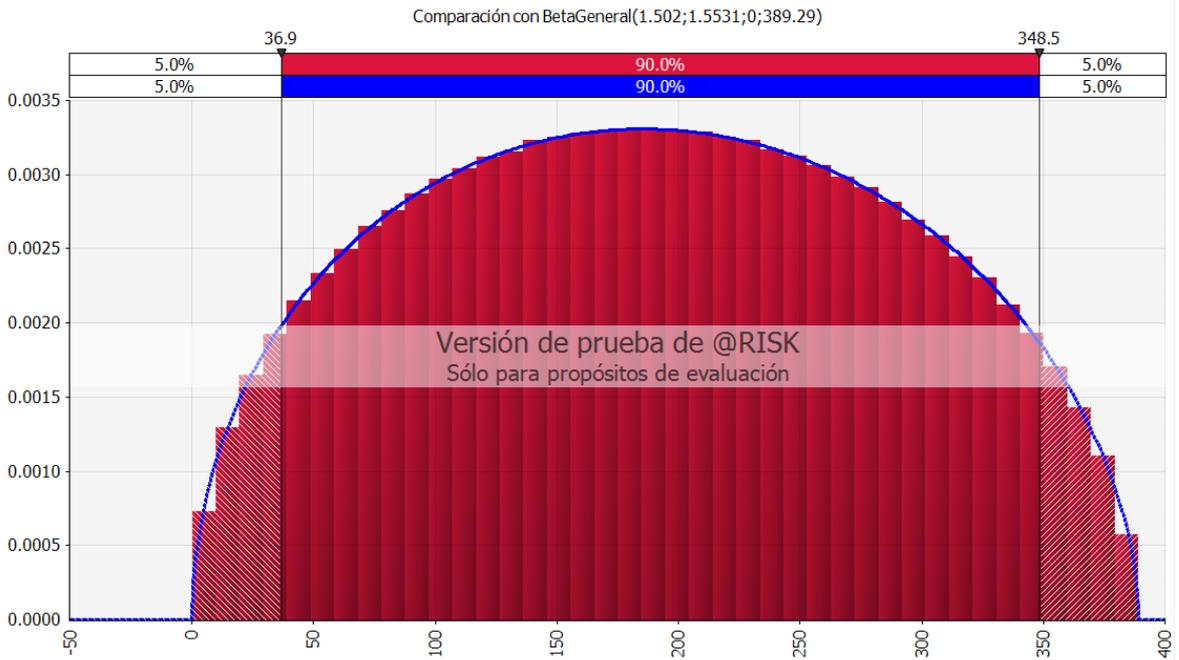




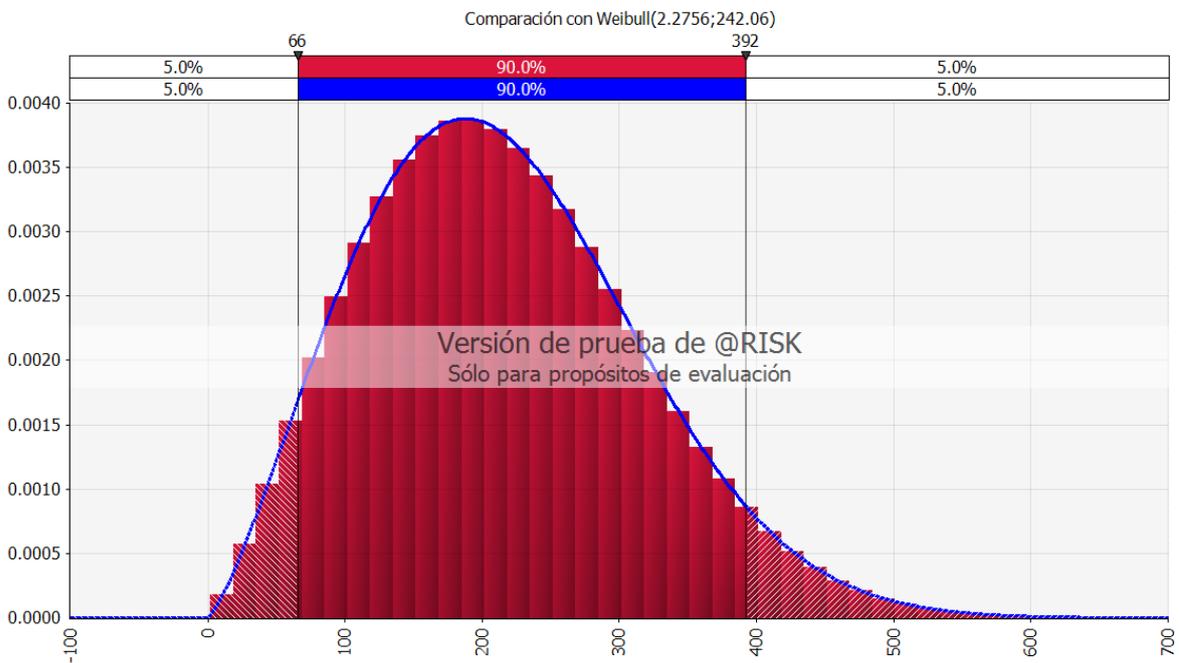
SETIEMBRE



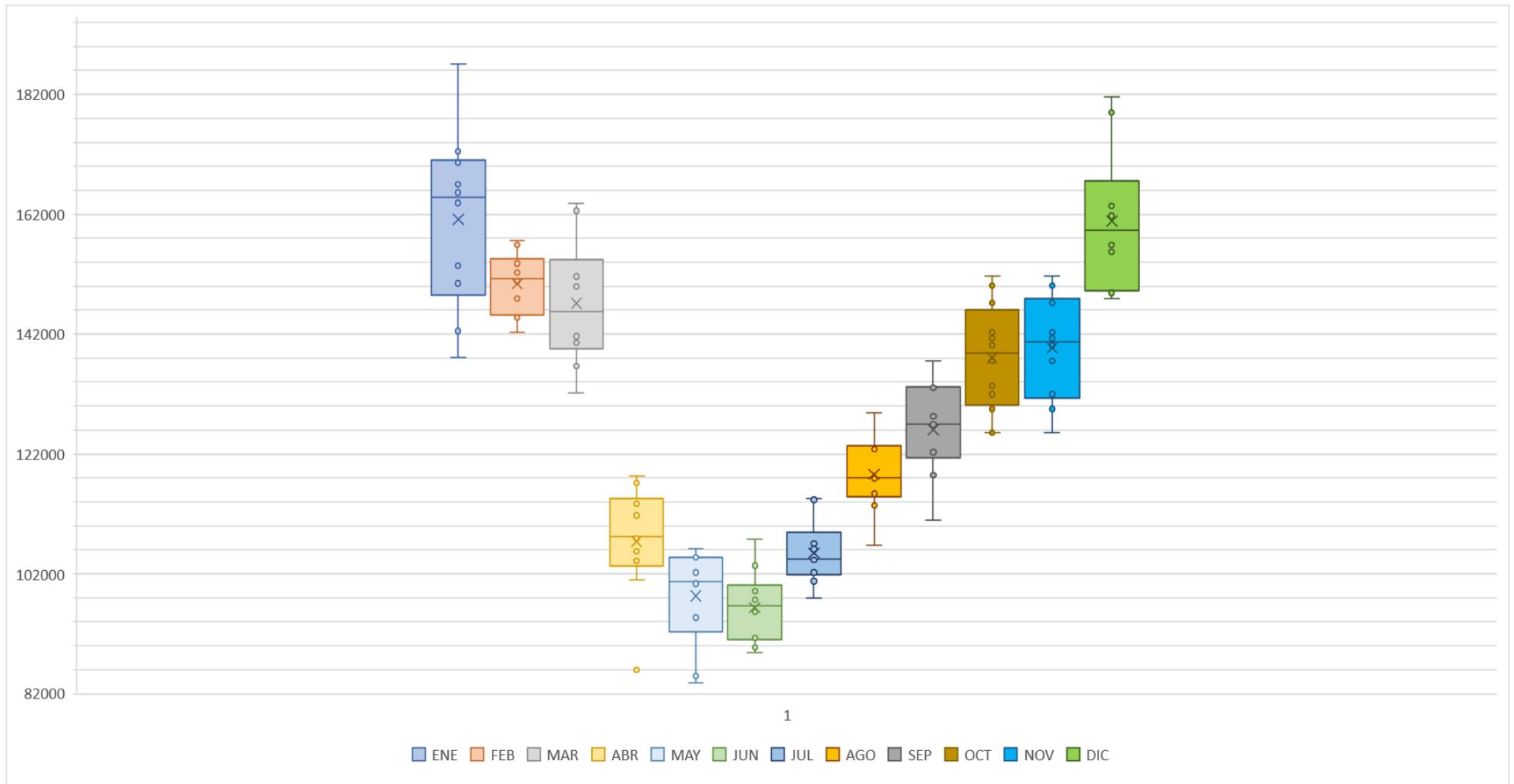
OCTUBRE



NOVIEMBRE

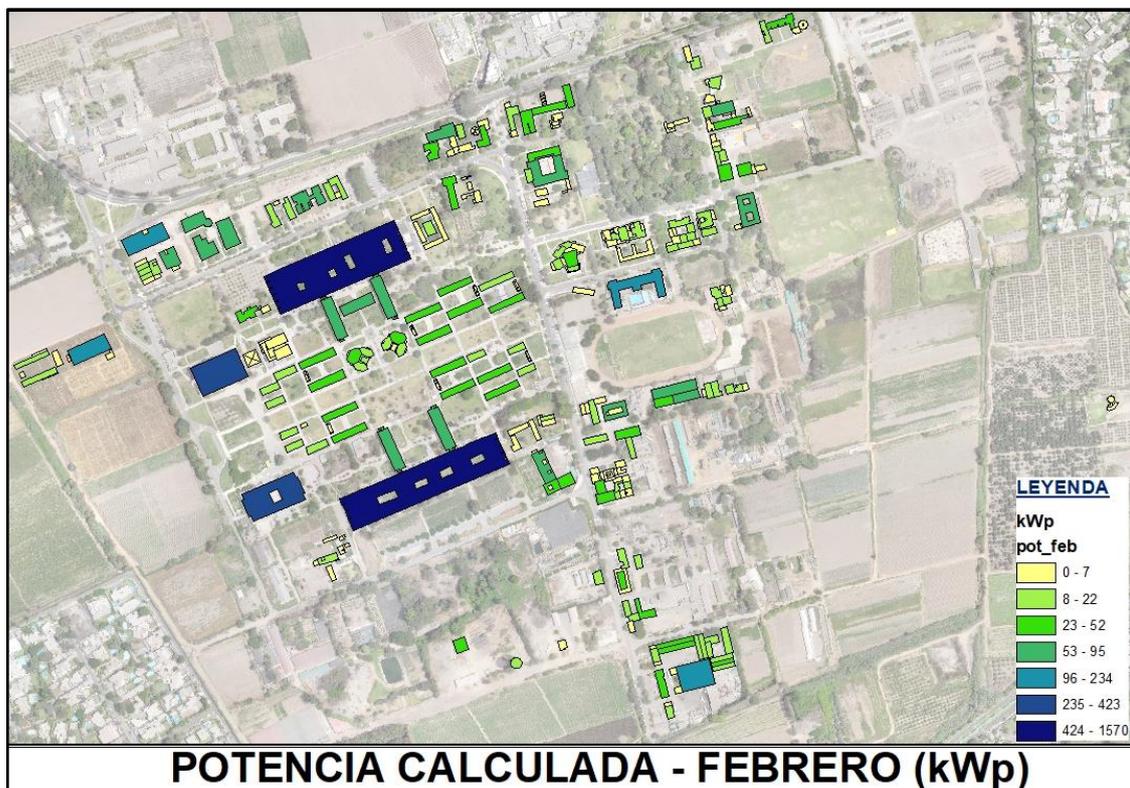
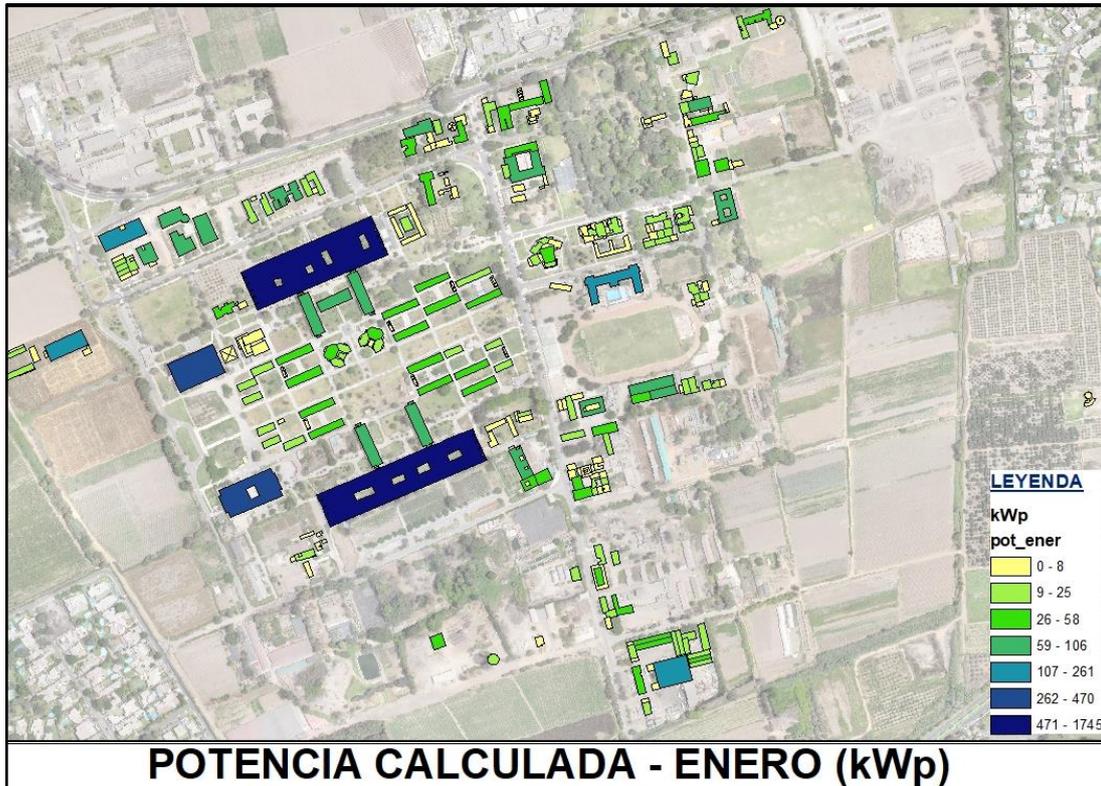


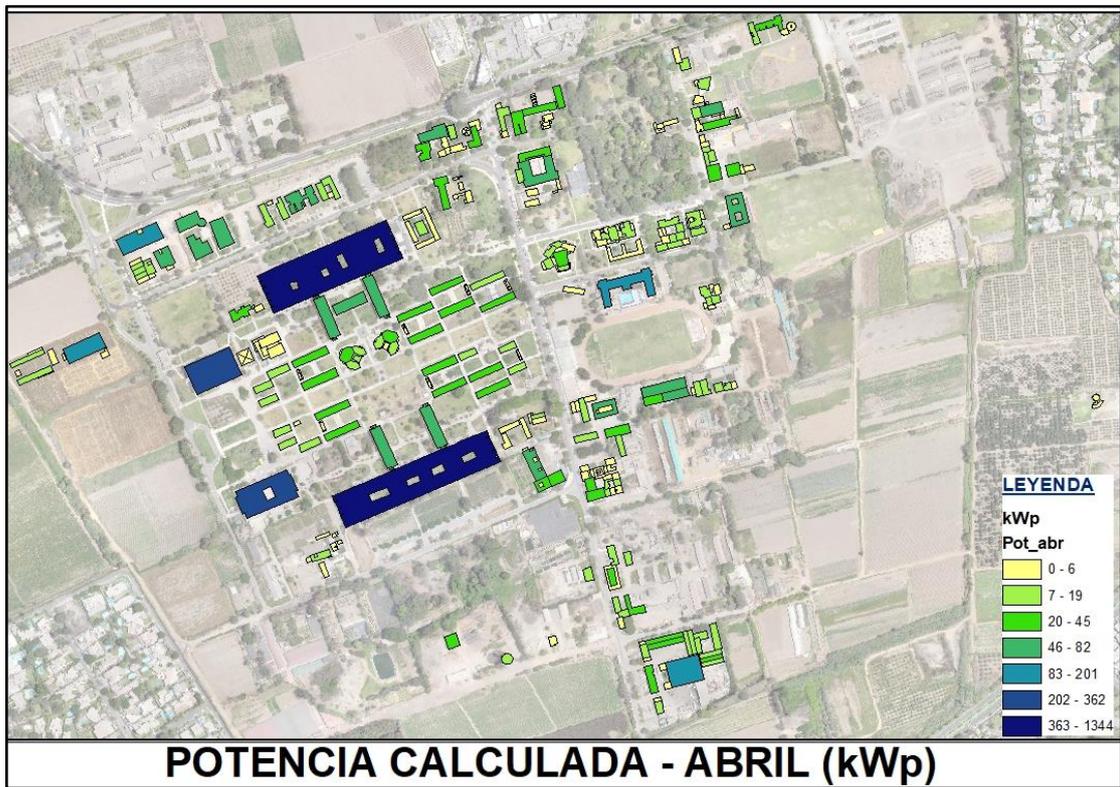
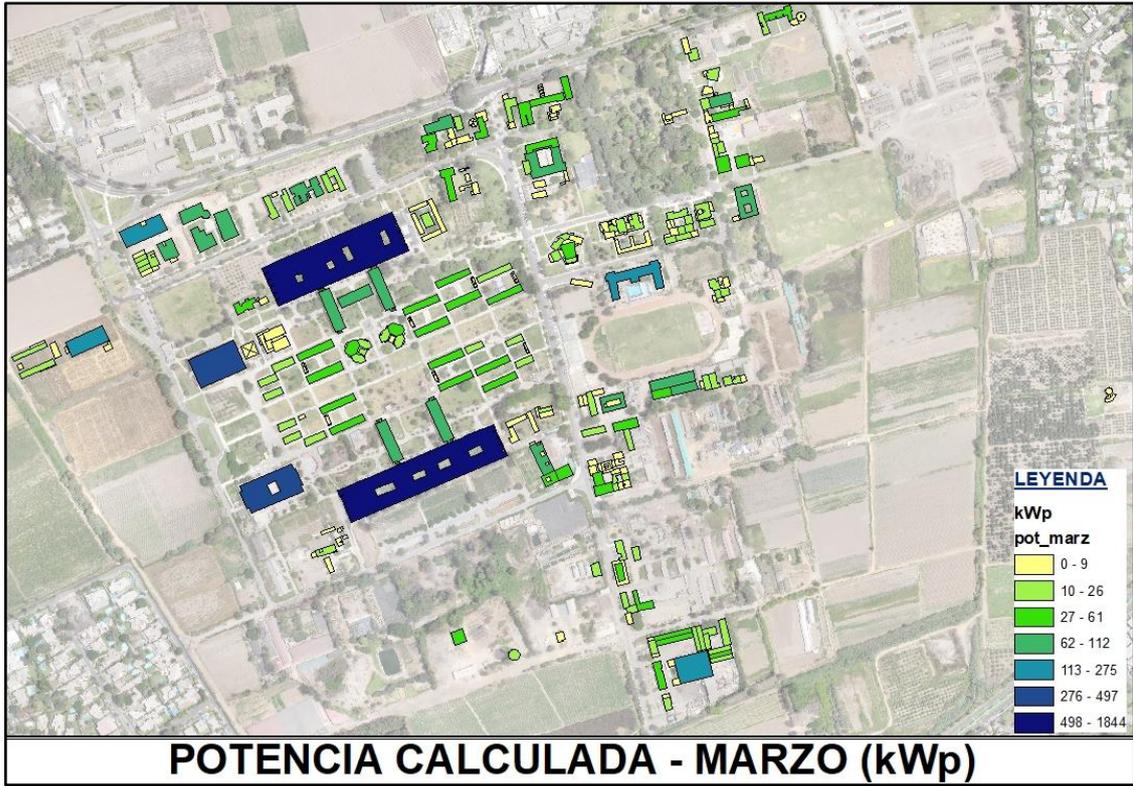
DICIEMBRE

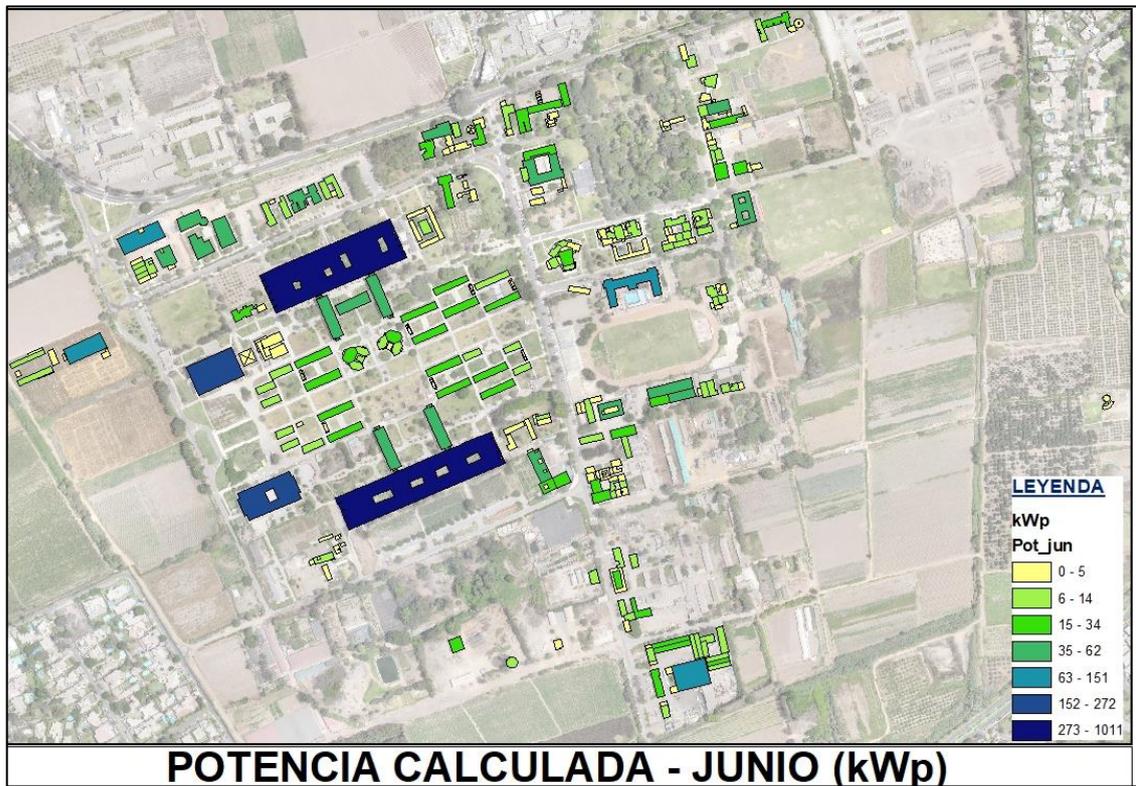
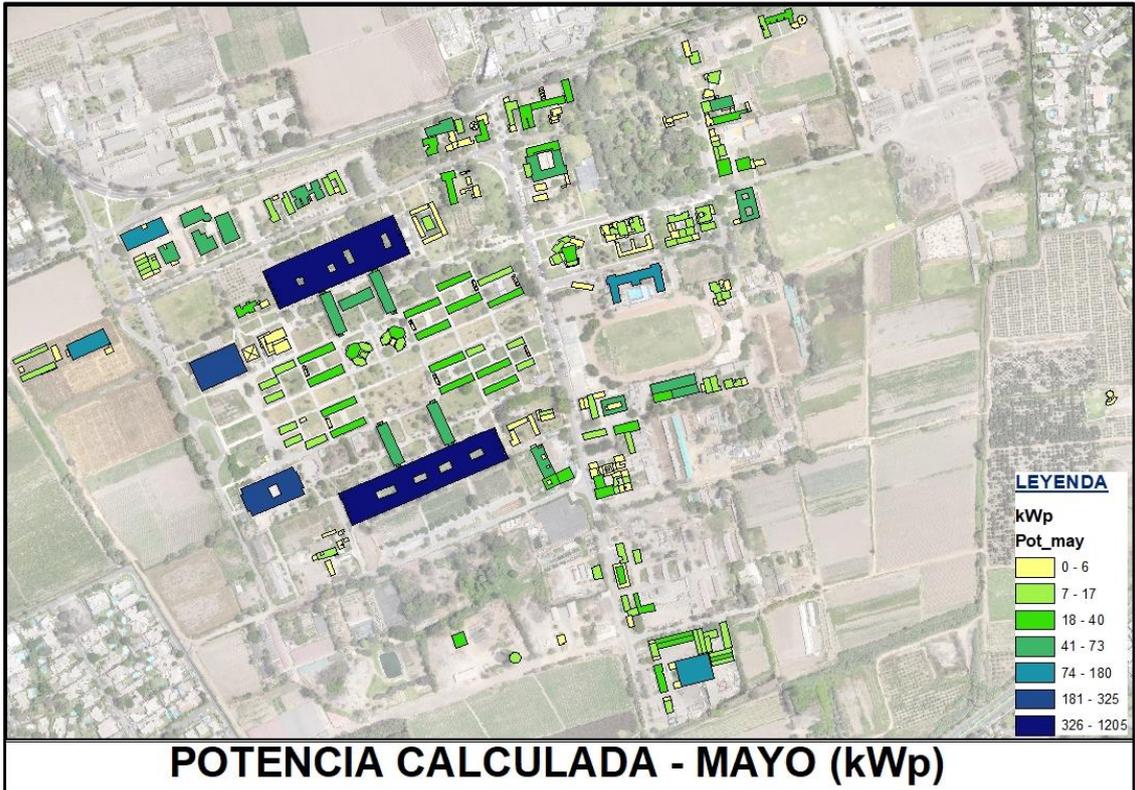


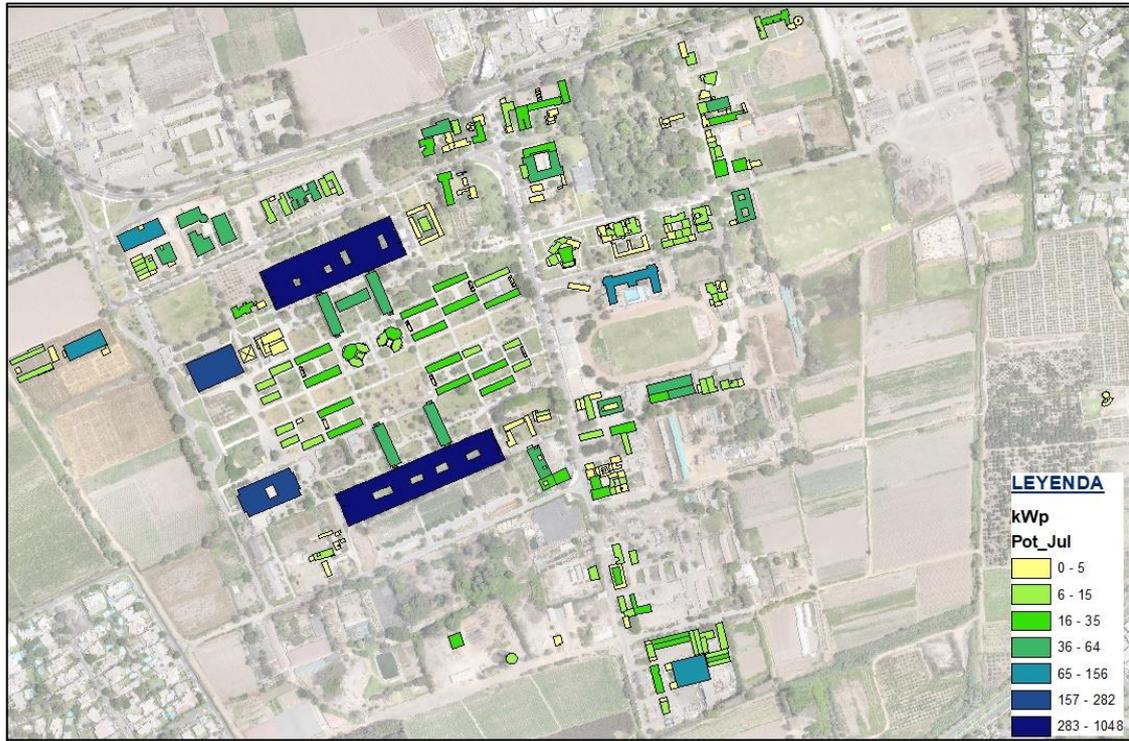
Distribución de datos mensuales de irradiancia (W/m²) colectados para t= 9 años

ANEXO 6: MAPAS DE POTENCIA CALCULADA

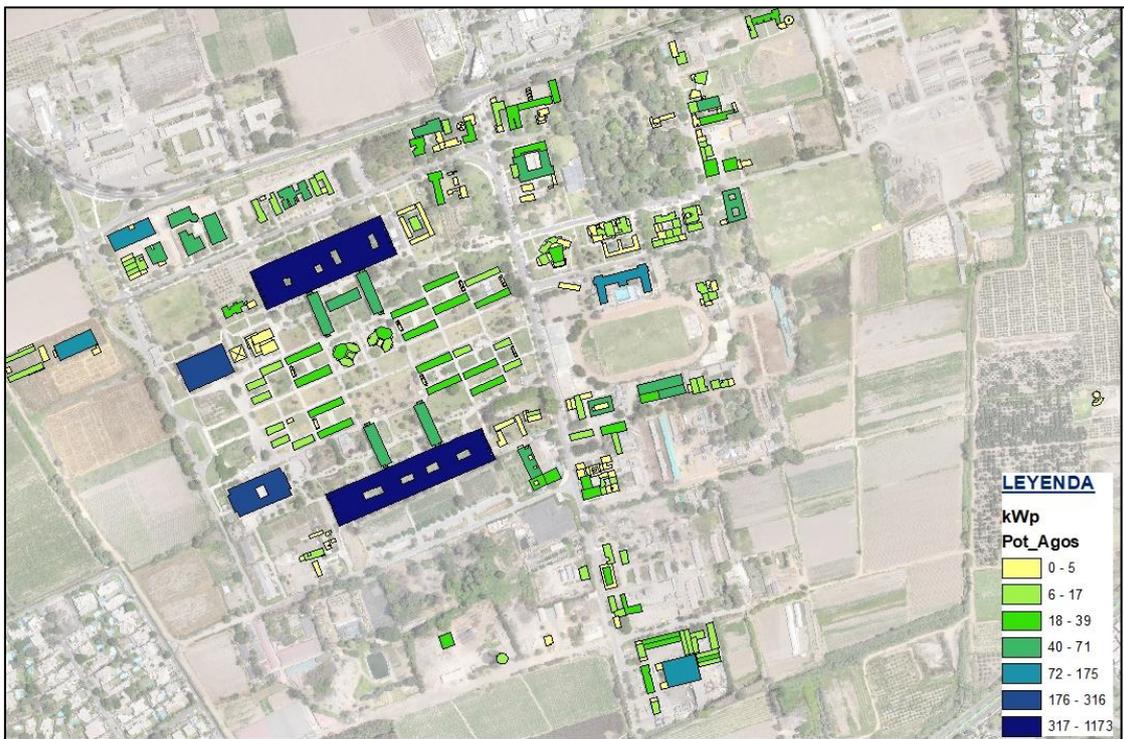




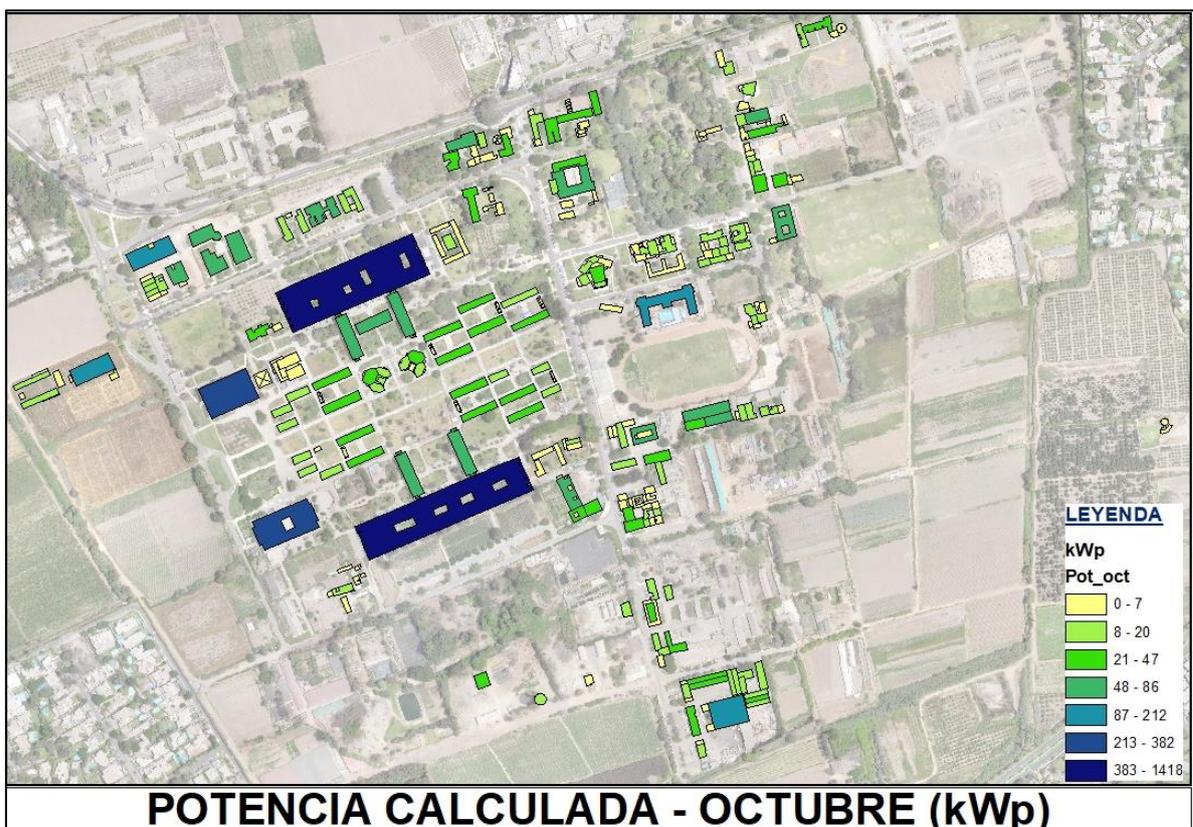
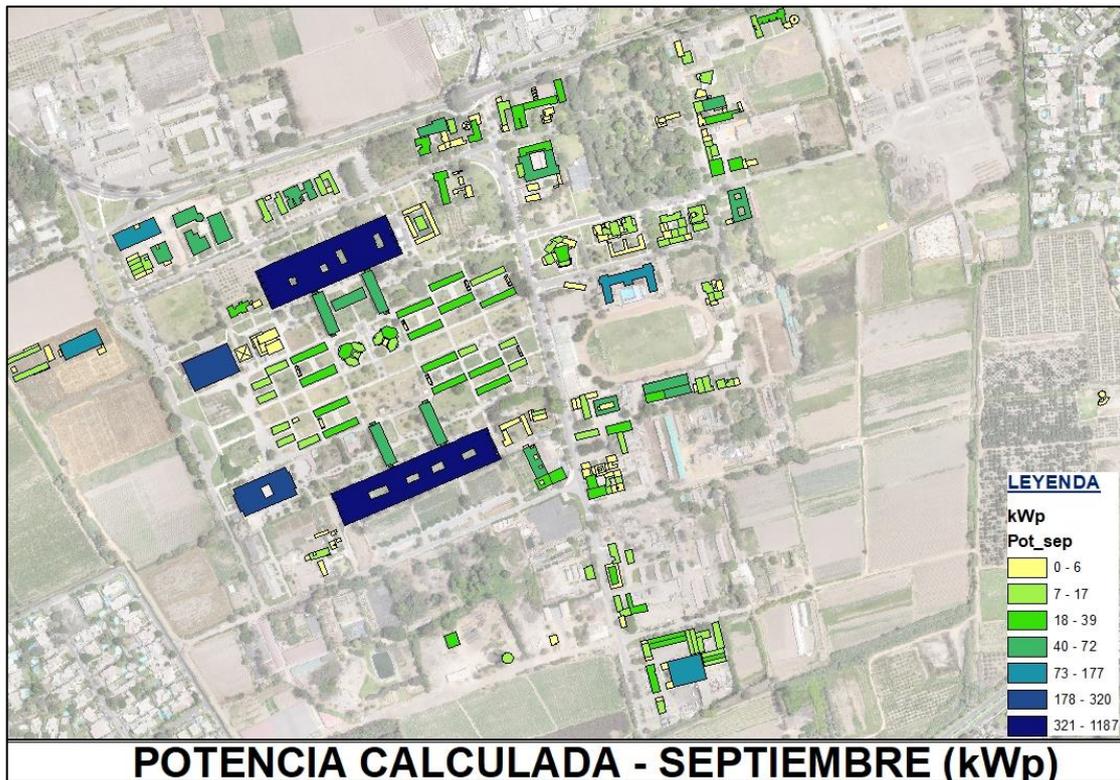


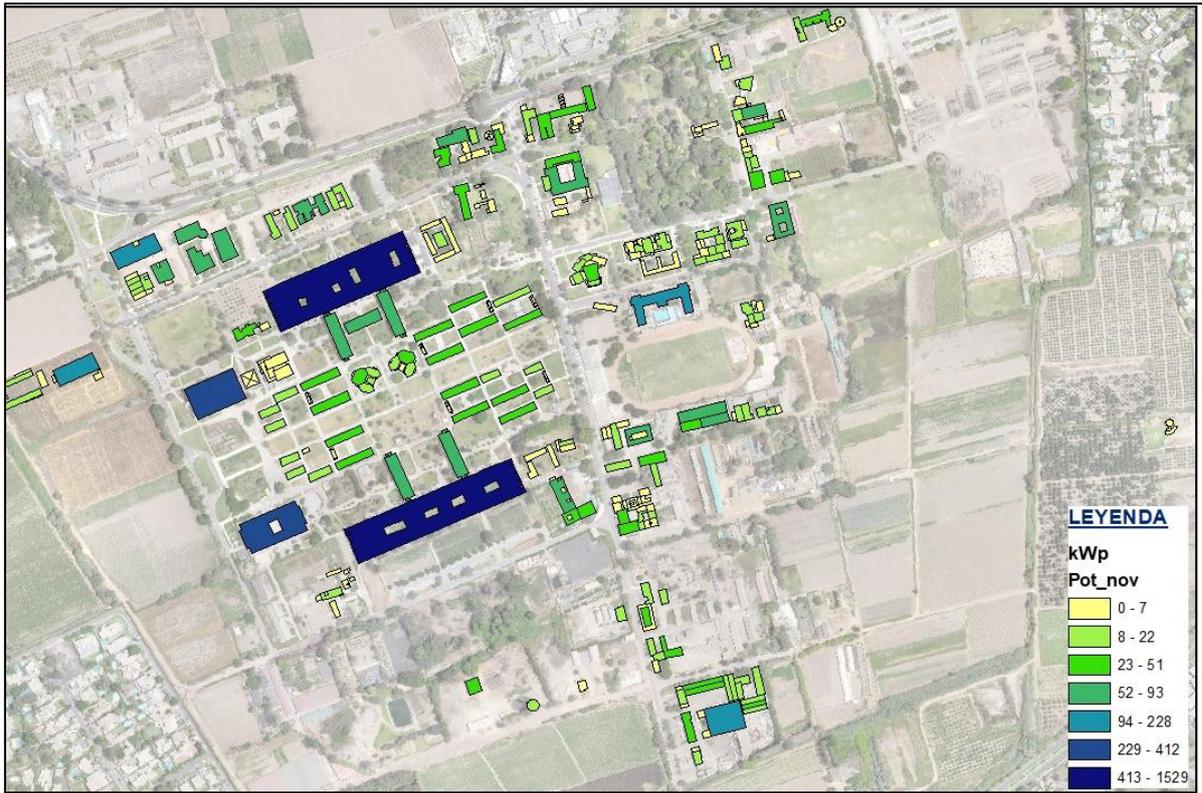


POTENCIA CALCULADA - JULIO (kWp)

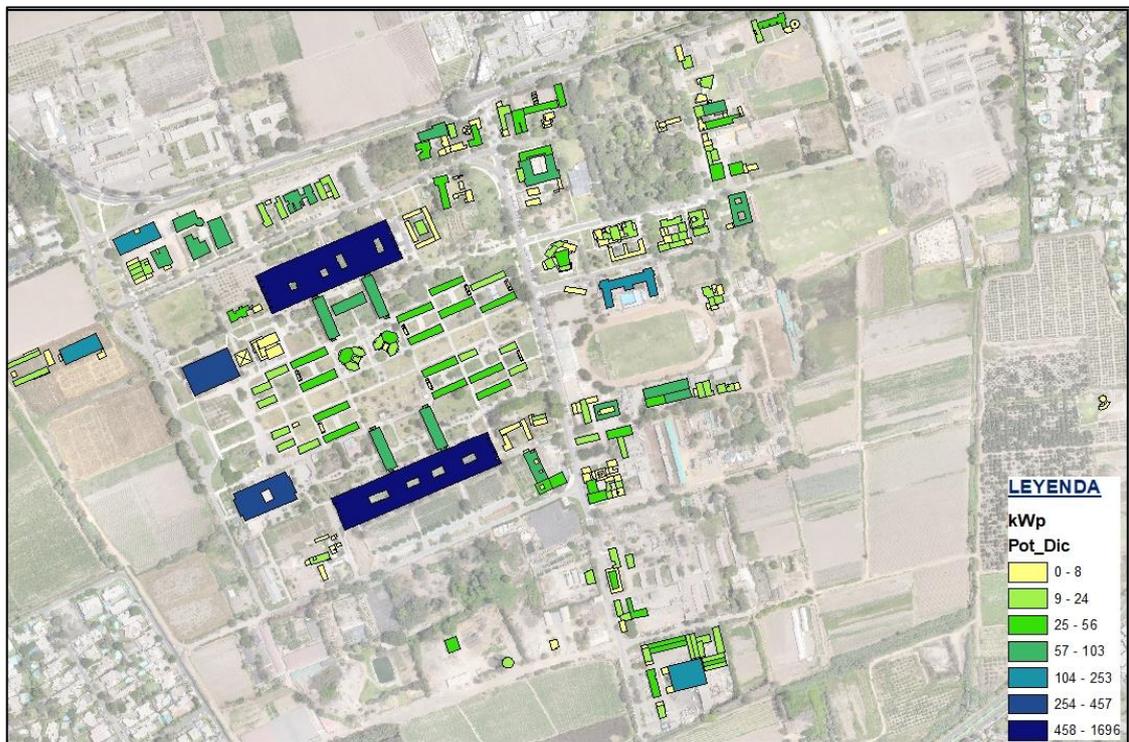


POTENCIA CALCULADA - AGOSTO (kWp)



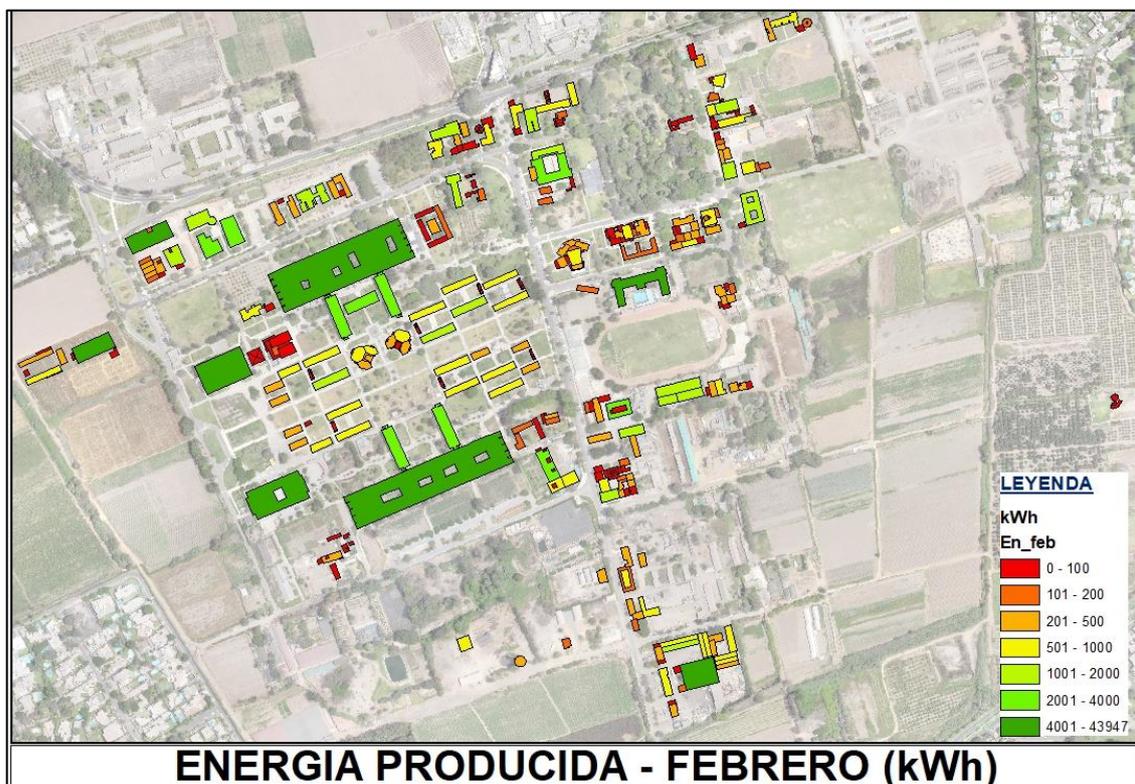
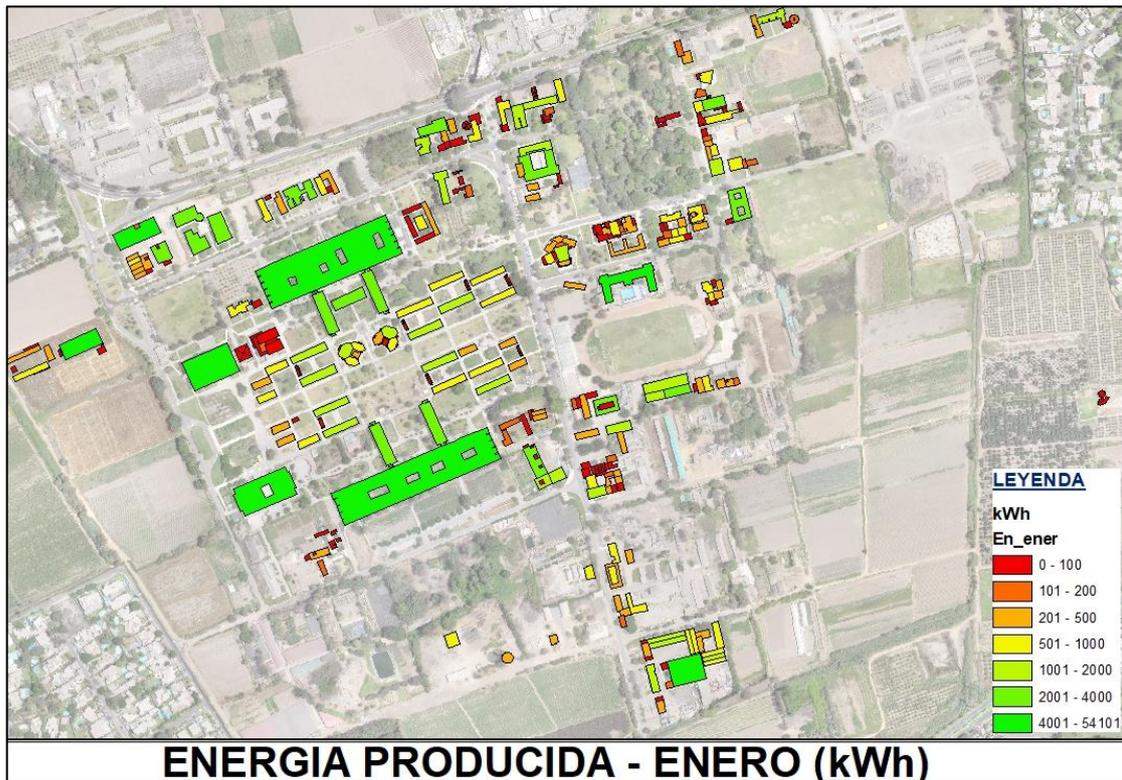


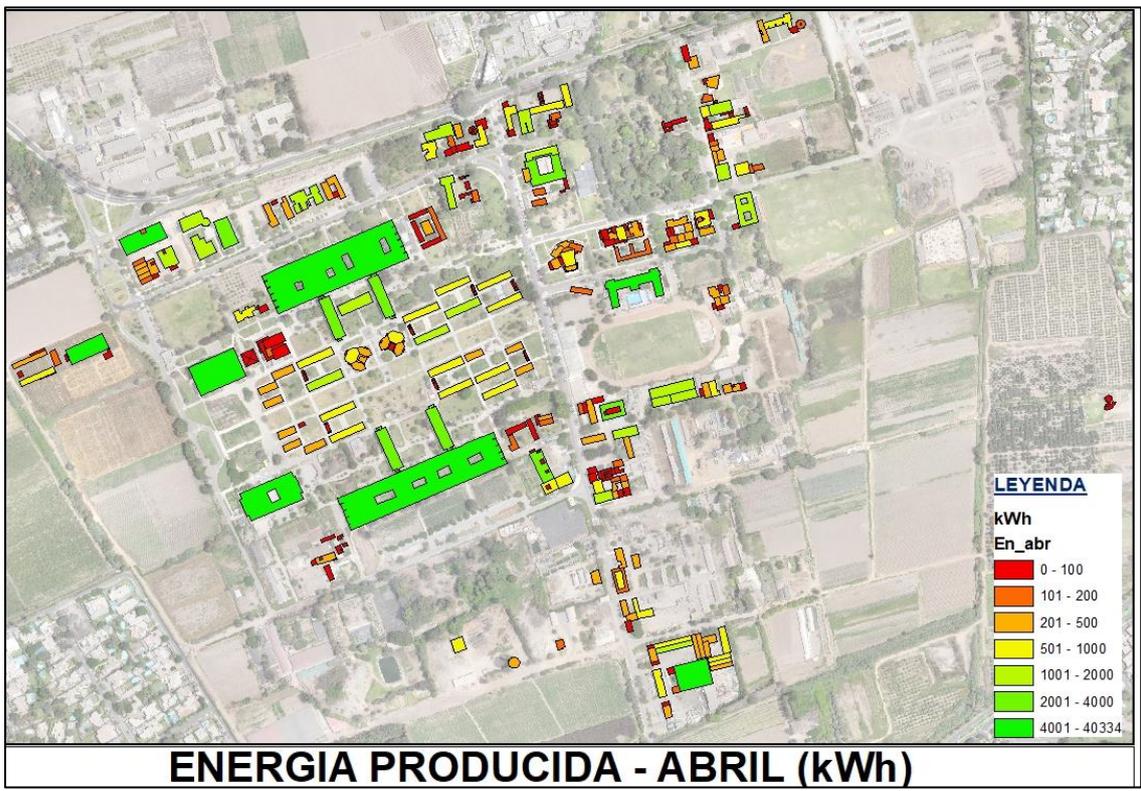
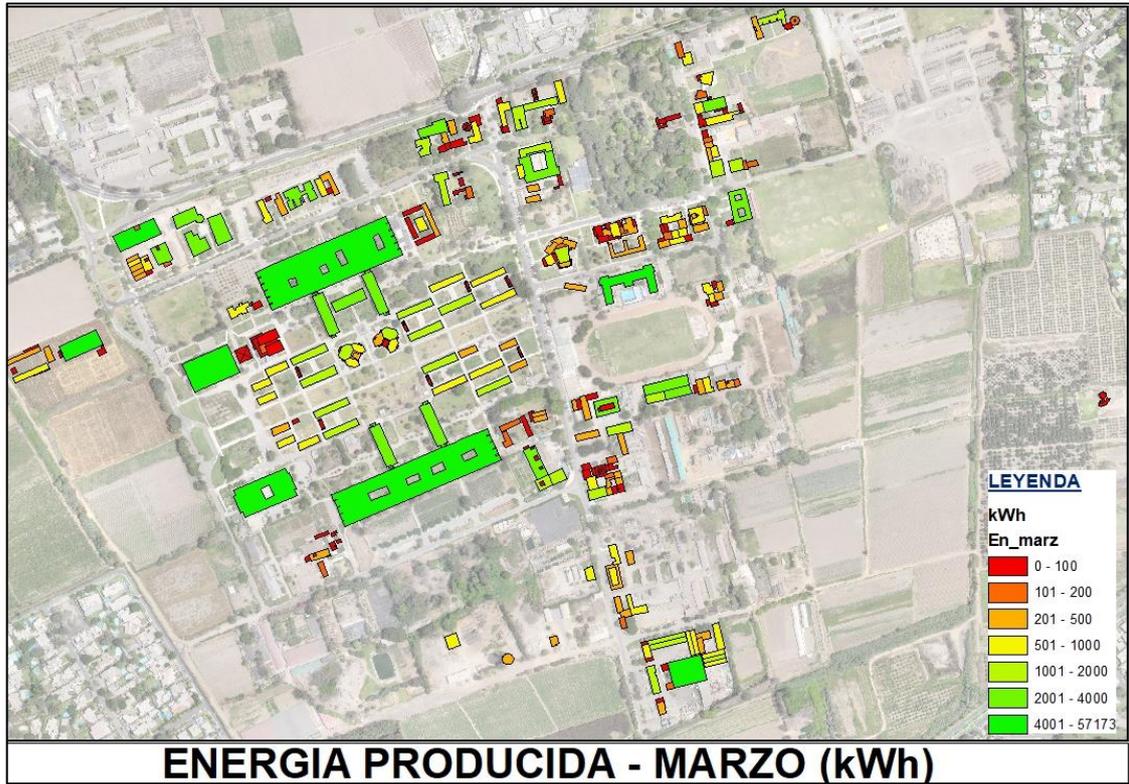
POTENCIA CALCULADA - NOVIEMBRE (kWp)

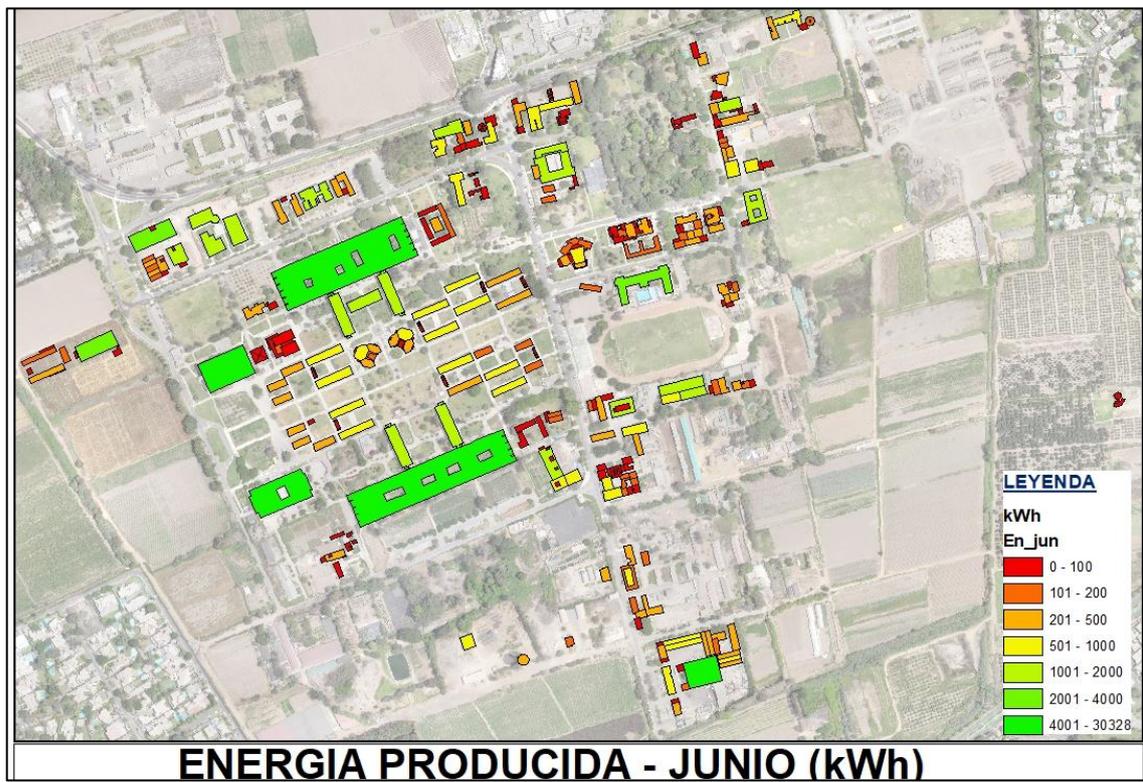
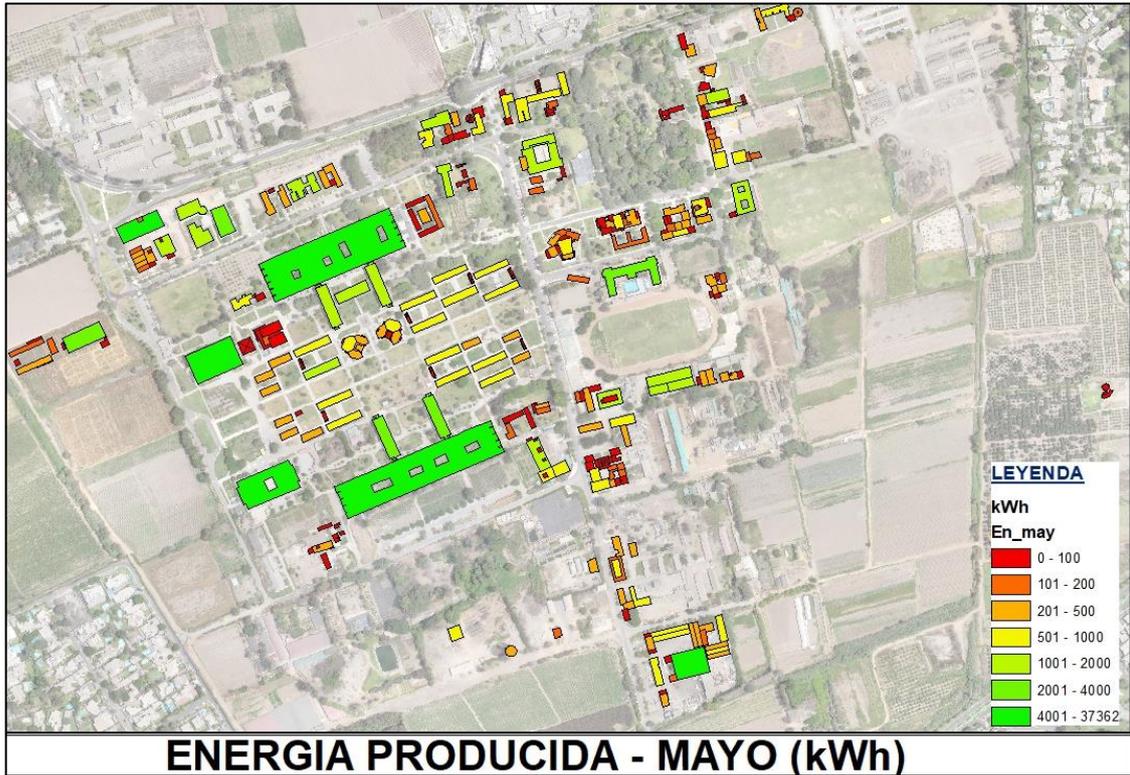


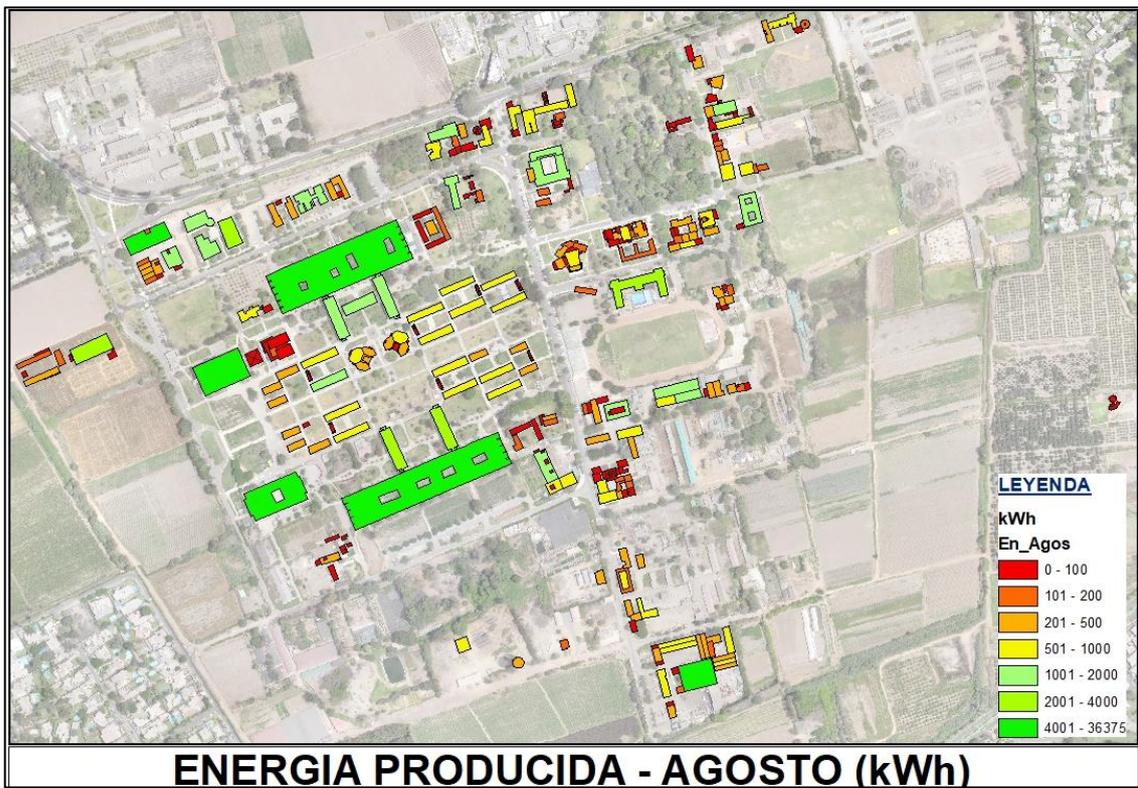
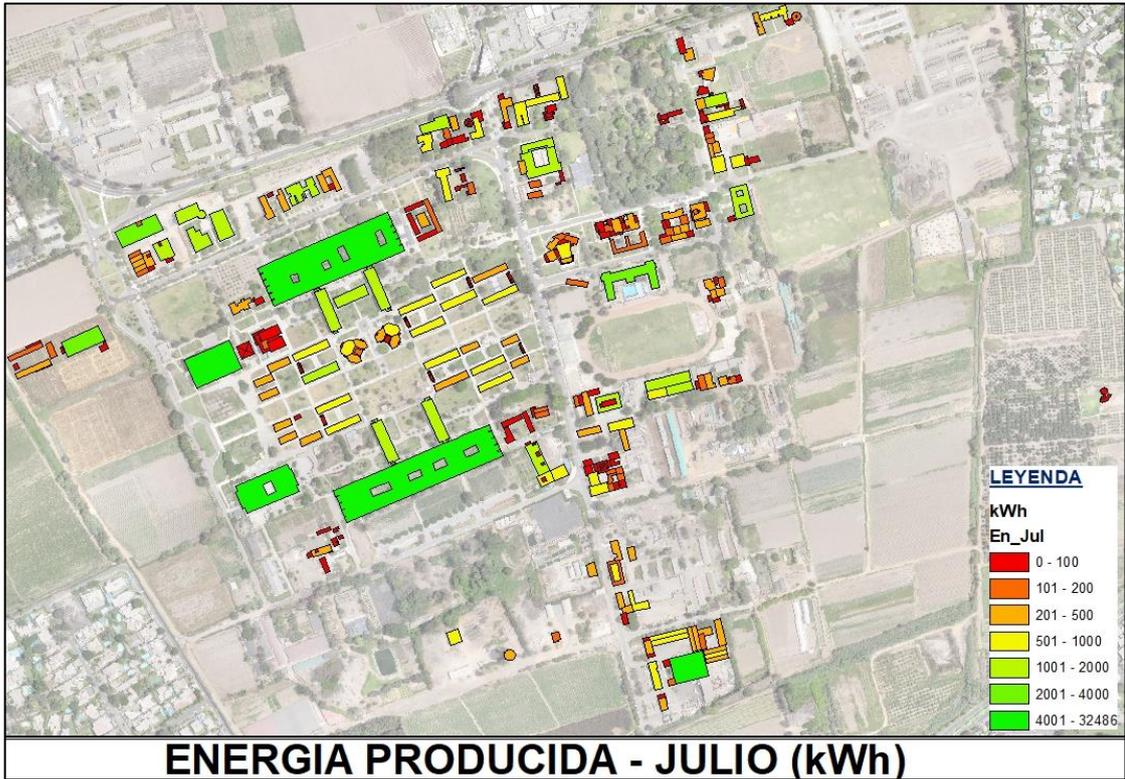
POTENCIA CALCULADA - DICIEMBRE (kWp)

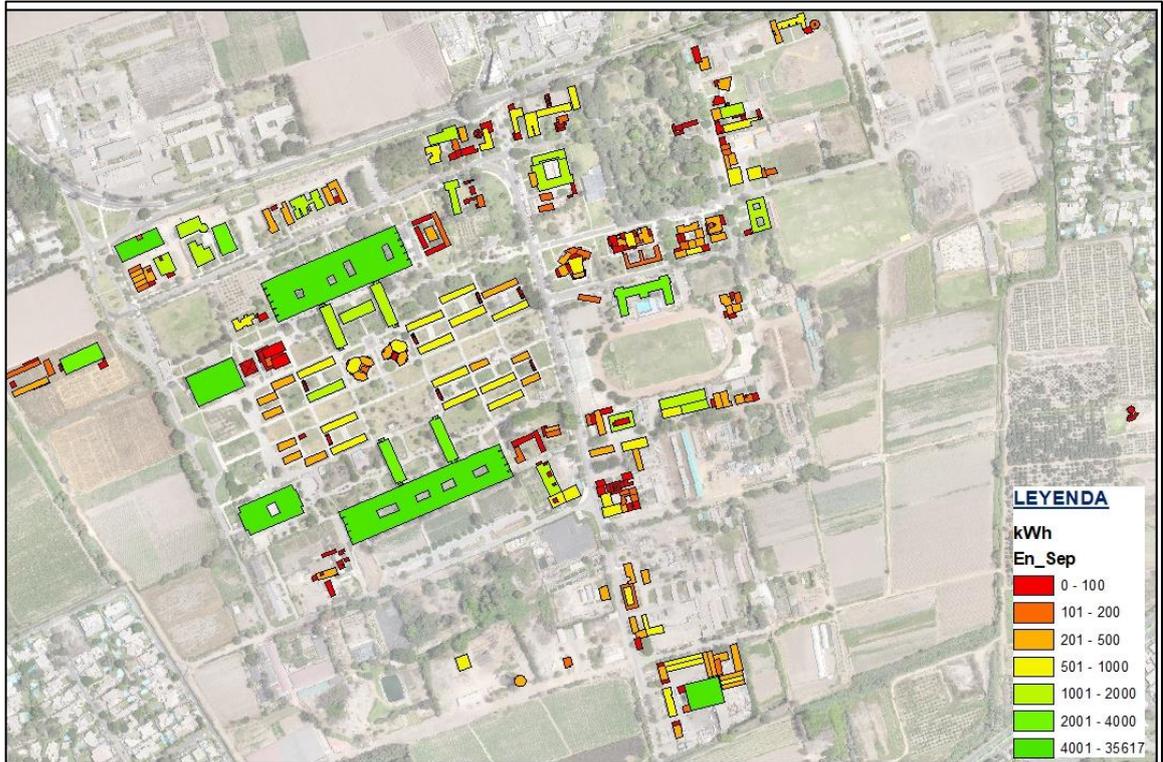
ANEXO 7: MAPAS DE ENERGÍA GENERADA



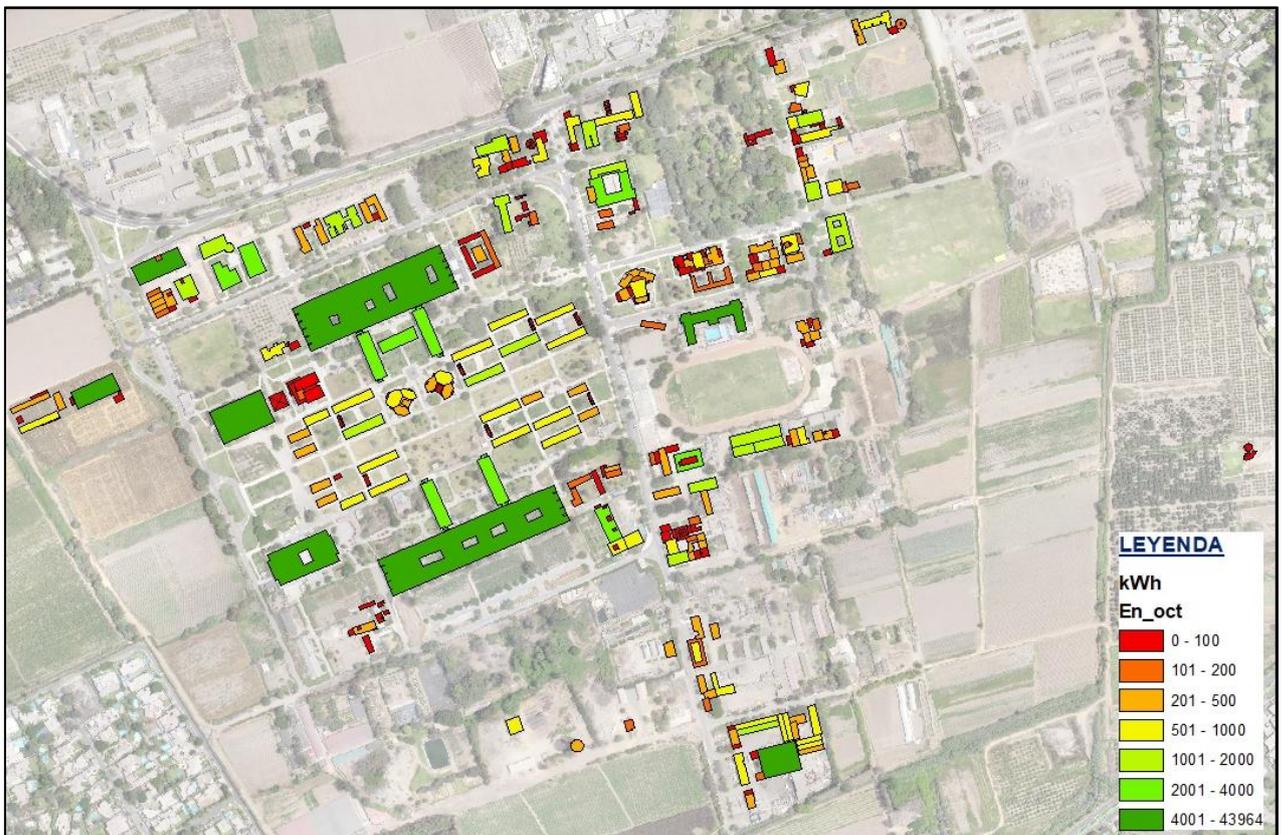




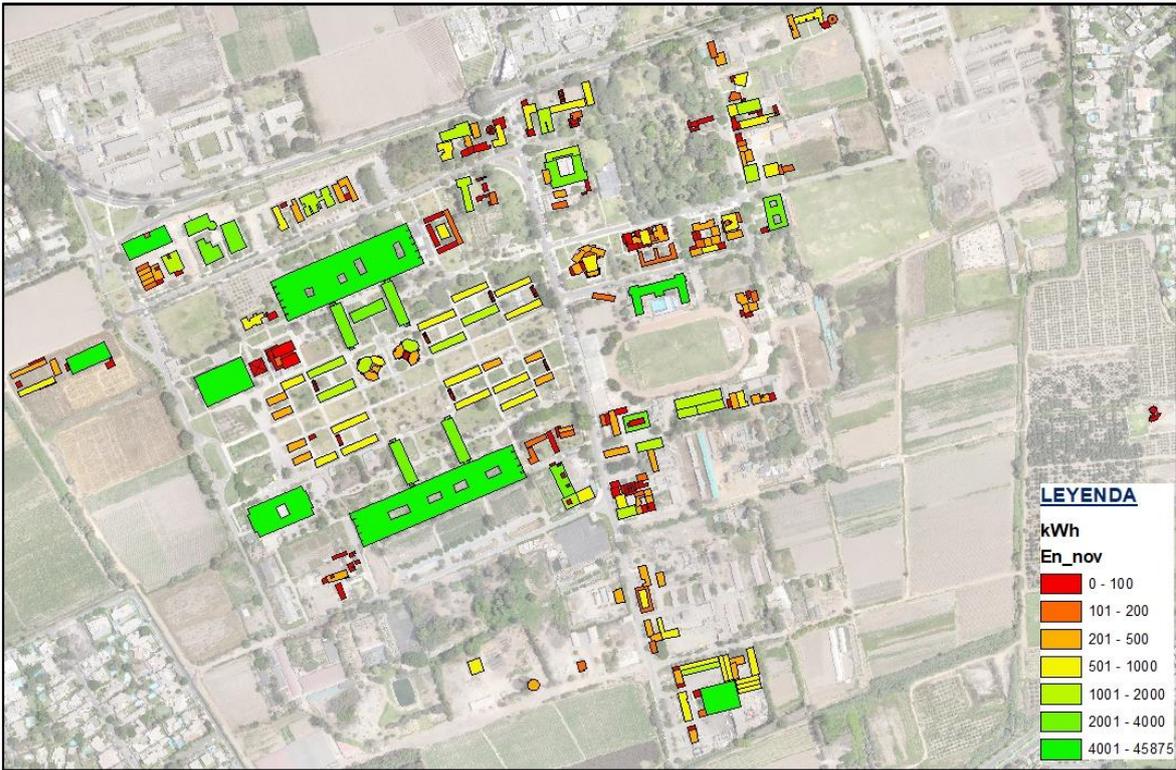




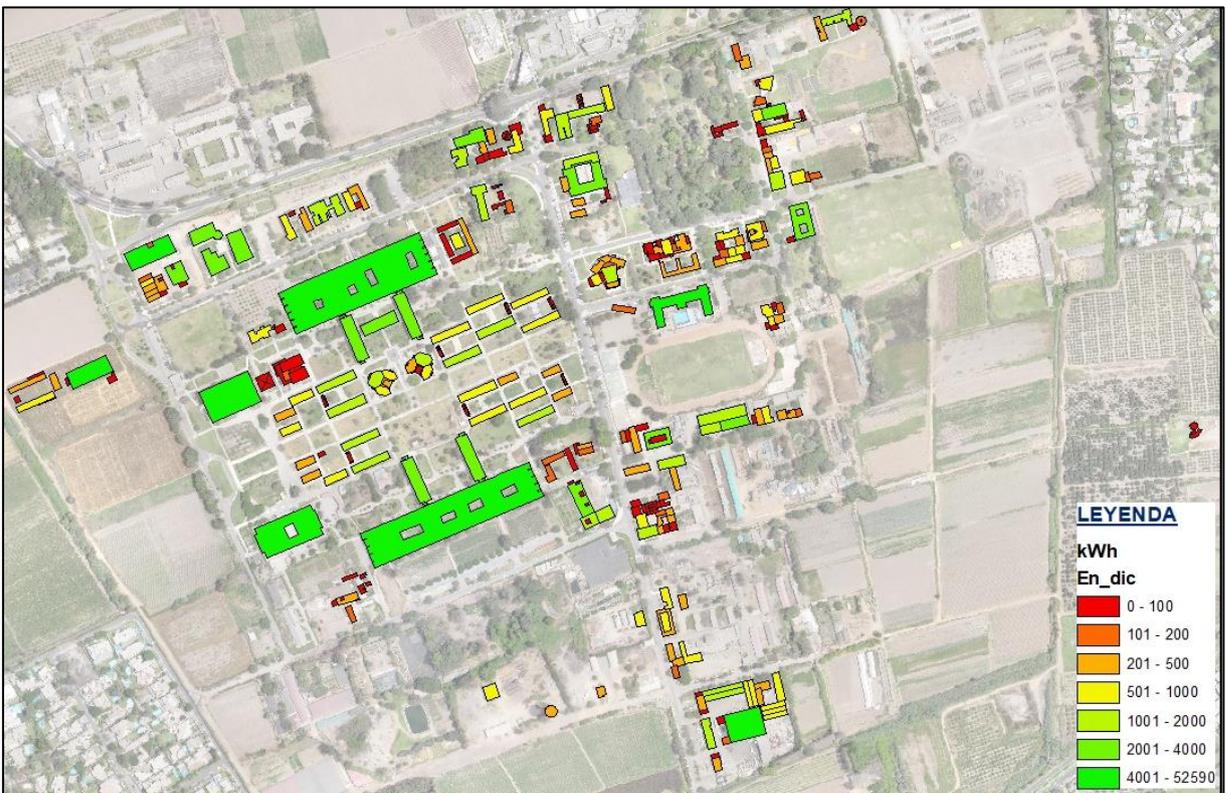
ENERGIA PRODUCIDA - SEPTIEMBRE (kWh)



ENERGIA PRODUCIDA -OCTUBRE (kWh)

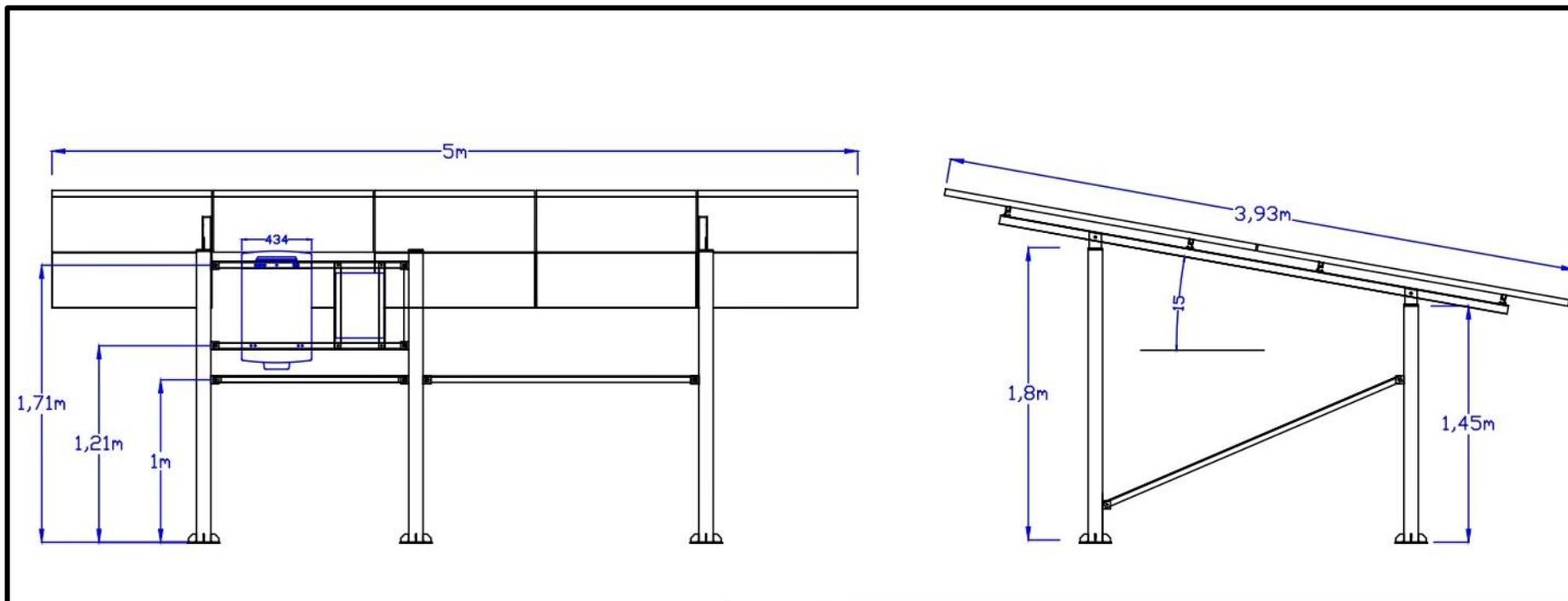


ENERGIA PRODUCIDA -NOVIEMBRE (kWh)



ENERGIA PRODUCIDA -DICIEMBRE (kWh)

ANEXO 8: PLANO DE MÓDULOS



UNIVERSIDAD NACIONAL AGRARIA LA MOLINA

Av. La Molina S/N - La Molina, Lima, Lima

PROYECTO:

PLANO DE VISTAS DE MODULOS (3kW)

LAMINA:

A - 01

ELABORADO:

BAC. LENA ZAPATA MANDUJANO

ASESOR:

ING. MANUEL BARRENO

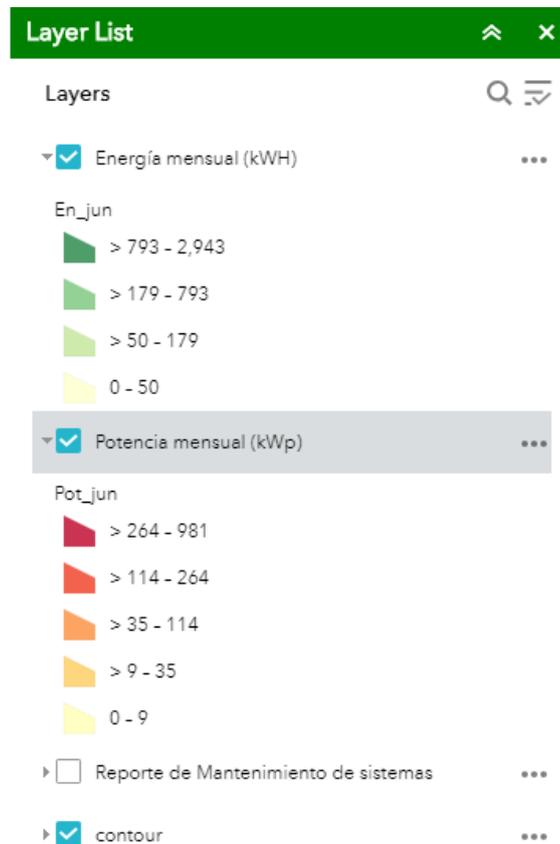
FECHA

16/03/2019

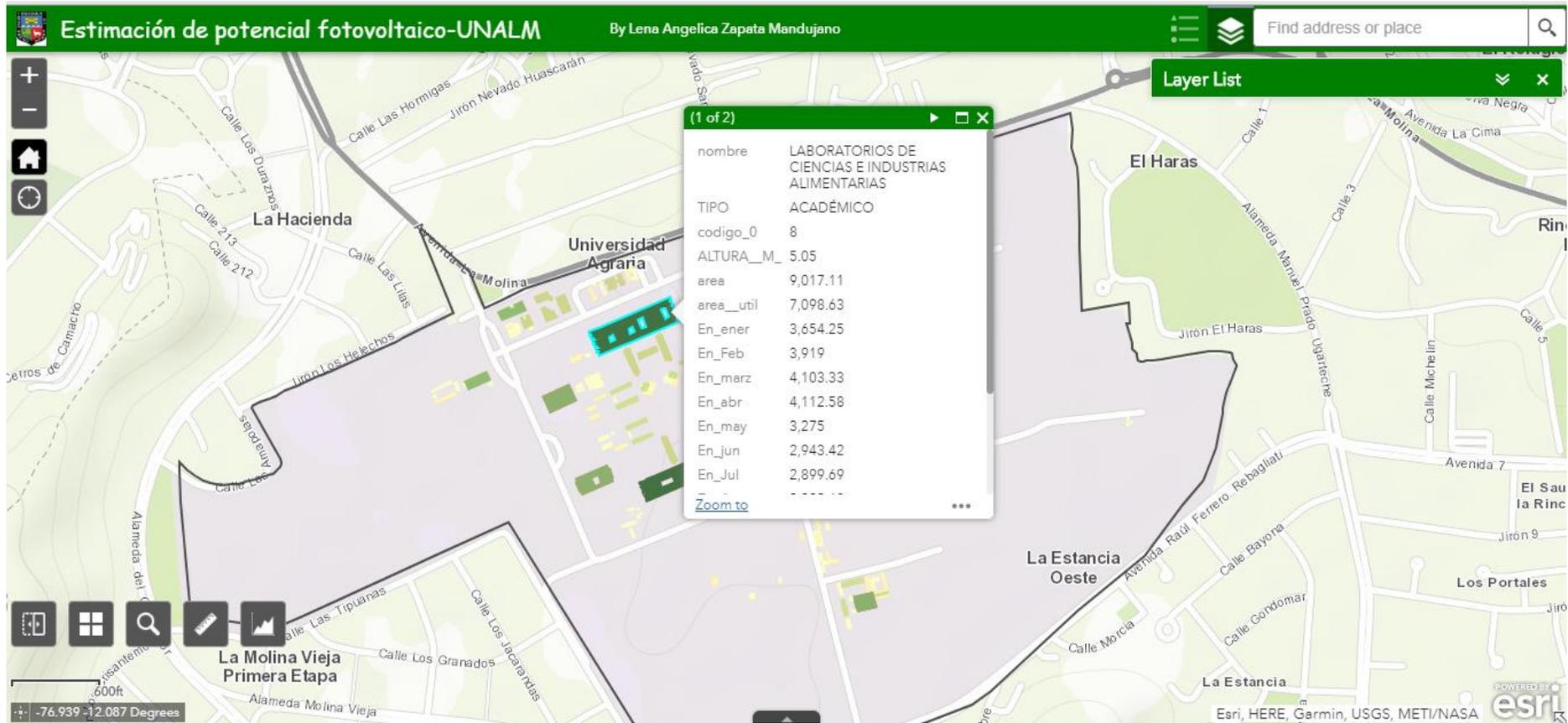
ANEXO 9: REPRESENTACIÓN DE LOS RESULTADOS EN ARCGIS ONLINE

Una manera apropiada de mostrar los resultados a través de mapas interactivos es creando un visor cartográfico a través de la plataforma web ArcGis Online para que al usuario puedan interactuar con ellos para poder poner más atención en aquello que les interesa concretamente. Para este caso se realizó un visor con la leyenda que aparece en la figura 36. Este visor está disponible en el siguiente enlace.

<https://lenazaman.maps.arcgis.com/apps/webappviewer/index.html?id=5579af279f154fb29f4a41166310ec8e>



Leyenda de visor web



Visor web. UNALM (Lima)