

**UNIVERSIDAD NACIONAL AGRARIA
LA MOLINA**

FACULTAD DE CIENCIAS



**“Dimensionado de un Sistema Solar Fotovoltaico para abastecer
cargas de baja potencia y consumo en el laboratorio de Ingeniería
Ambiental de la UNALM”**

Presentado por:

Elías Castañeda Santa Cruz

Tesis para Optar el Título Profesional de:

INGENIERO AMBIENTAL

Lima – Perú

2016

UNIVERSIDAD NACIONAL AGRARIA

LA MOLINA

FACULTAD DE CIENCIAS

**“Dimensionado de un Sistema Solar Fotovoltaico para abastecer
cargas de baja potencia y consumo en el laboratorio de Ingeniería
Ambiental de la UNALM”**

Presentado por:

Elías Castañeda Santa Cruz

Tesis para Optar por el Título Profesional de:

INGENIERO AMBIENTAL

Sustentado y aprobado por el siguiente Jurado:

Mg. Sc. Luís Yoza Yoza
PRESIDENTE

Ing. Hector Huisacaina Soto
MIEMBRO

Mg. Sc. Armando Aramayo Bazzetti
MIEMBRO

Ing. Judith Ramírez Candia
PATROCINADORA

ÍNDICE GENERAL

I. INTRODUCCIÓN.....	1
II. REVISIÓN DE LITERATURA	4
2.1. Descripción de la zona de estudio	4
2.1.1. Descripción física.....	4
2.1.2. Descripción de la situación energética	7
2.2. Conceptos previos	8
2.2.1. Definiciones y nomenclaturas usadas.....	8
2.2.2. Tipos de energía	12
2.2.3. Energía eléctrica en el sector público.....	13
2.3. Energía solar fotovoltaica / Electricidad solar	14
2.3.1. Parámetros radiantes	15
2.3.2. Factores que afectan el recurso solar.....	16
2.3.3. La tecnología fotovoltaica y tendencias de costo.....	18
2.3.4. Componentes de los sistemas solares fotovoltaicos	20
2.4. Diagnóstico energético.....	23
2.5. Métodos para el dimensionado de un Sistema Solar Fotovoltaico SSFV	24
2.5.1. Método del mes peor o mes más desfavorable.....	26
2.6. Marco legal y normatividad	45
2.7. Métodos económicos.....	48
2.7.1. Precio kWh.....	48
2.7.2. Análisis económico del ciclo de vida.....	48
2.8. Medio Ambiente.....	54
2.8.1. Reciclaje de módulos solares	54
2.8.2. Reciclaje de baterías plomo –ácido.....	56
III. MATERIALES Y MÉTODOS.....	60
3.1. Materiales.....	60
3.2. Metodología	60

3.2.1.	Análisis de la situación energética de la zona de estudio	62
3.2.2.	Cálculo del sistema solar fotovoltaico.....	65
3.2.3.	Análisis de las condiciones.....	73
IV.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	75
4.1.	Diagnóstico de la situación energética	75
4.2.	Dimensionado y diseño preliminar del sistema solar fotovoltaico.....	79
4.3.	Análisis de condiciones para la instalación.....	86
V.	CONCLUSIONES.....	96
VI.	RECOMENDACIONES.....	99
VII.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	100
VIII.	ANEXOS	105

ÍNDICE CUADROS

Cuadro 1: Nombre de las instalaciones ubicadas en el Bloque 1 del Laboratorio	5
Cuadro 2: Nombre de las instalaciones ubicadas en el Bloque 2 del Laboratorio	5
Cuadro 3: Receptores en Corriente Continua (CC).....	26
Cuadro 4: Receptores de Corriente Alterna (CA)	27
Cuadro 5: Promedio mensual del consumo diario de energía eléctrica.....	28
Cuadro 6: Horas solares picos mensuales	30
Cuadro 7: Intensidades máximas en régimen permanente, para cables formados por conductores flexibles de Cu	44
Cuadro 8: Ejemplos de composición promedio de paneles solares.....	55
Cuadro 9: Composición en peso de una batería convencional	59
Cuadro 10: Diagnóstico energético	63
Cuadro 11: Selección de consumos.....	66
Cuadro 12: Especificaciones del módulo fotovoltaico.....	69
Cuadro 13: Especificaciones de la batería.....	70
Cuadro 14: Características del regulador	71
Cuadro 15: Especificaciones del inversor	71
Cuadro 16: Resultados de medición puntual.....	78
Cuadro 17: Selección de consumos en el laboratorio de Ingeniería Ambiental	80
Cuadro 18: Determinación del consumo máximo diario de energía eléctrica.....	81
Cuadro 19: Insolación incidente (HPS) promedio mensual en una superficie (kWh/m ² /día) - 22 años en promedio	82
Cuadro 20: Determinación del ángulo en el mes crítico	82
Cuadro 21: Dimensionado de la unidad de generación.....	83
Cuadro 22: Dimensionado de la unidad de almacenamiento	84
Cuadro 23: Dimensionado de regulador.....	84
Cuadro 24: Dimensionado del inversor.....	85
Cuadro 25: Selección de sección nominal del conductor.....	86
Cuadro 26: Distancia mínima entre filas de módulos en un mismo plano.....	87

Cuadro 27: Lista de chequeo para ubicación.....	88
Cuadro 28: Lista de chequeo para orientación e inclinación del módulo fotovoltaico	90
Cuadro 29: Análisis de costo de ciclo de vida para el sistema solar fotovoltaico autónomo para una carga diaria de 19.8 kWh	92
Cuadro 30: Resultados del manejo de residuos del sistema solar fotovoltaico	95

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Mapa de la zona de estudio en el campus Universidad Nacional Agraria La Molina	4
Figura 2: Laboratorio de Ingeniería Ambiental.....	6
Figura 3: Consumo de energía en el sector público (1990-2012)	13
Figura 4: Distribución de consumo de energía en una infraestructura pública	14
Figura 5: Irradiancia y HSP en un día despejado	16
Figura 6: Trayectoria solar diaria y anual a unos 20° de latitud en el hemisferio sur	17
Figura 7: Distancia mínima entre filas de módulos instalados en un mismo plano	18
Figura 8: Desarrollo del precio para módulos de silicio cristalino.....	19
Figura 9: Opciones de eliminación de los componentes de las baterías de plomo ácido usadas	57
Figura 10: Componentes y estructura interna de los acumuladores de plomo convencionales.....	59
Figura 11: Diagrama de flujo de la metodología.....	61
Figura 12: Distribución de consumo en el laboratorio de Ingeniería Ambiental	77
Figura 13: Comparación de costos entre el sistema convencional y SSFV	94

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO 1: Oficio múltiple N°0014-2014-DGCA-VMGA/MINAM.....	105
ANEXO 2: Métodos simplificado de dimensionado y Amere-Hora.....	106
ANEXO 3: Cuadro de resultados del análisis energético.....	128
ANEXO 4: Fotos de la terraza	156
ANEXO 5: Esquema de distribución de los paneles fotovoltaicos	157

RESUMEN

Esta tesis presenta un estudio orientado a investigar la aplicabilidad, conveniencia y viabilidad del uso de la energía solar fotovoltaica en instituciones públicas como fuente de energía alterna para sistemas de baja potencia como luminarias y telecomunicaciones. Lo anterior mencionado surge ante la creciente demanda energética en el campus de la UNALM y la necesidad de buscar fuentes alternas de energía. Asimismo, el presente estudio se enmarca en la normativa legal y técnica vigente en el Perú, el cual incentiva el uso de energía solar como fuente energética. En consecuencia se ha realizado un análisis energético en julio del 2014 tomando como zona de estudio el Laboratorio de Ingeniería Ambiental, el cual determinó como su consumo mensual 8030 kWh de energía. Seguidamente, se realizó el dimensionado de un sistema solar fotovoltaico considerando el 5% del consumo diario (19.8 kWh/día) y basado en la metodología del mes peor se obtuvo que se podrían abastecer esta energía a través de 76 paneles solares. Para un logro de esta naturaleza se realice, el costo del ciclo de vida del proyecto sería de S/. 137 253. Además, se realizó un análisis de condiciones para su implementación y ciclo de vida que considera la normativa aplicable a la energía solar fotovoltaica, a la infraestructura y la gestión de residuos. Este análisis muestra que ante una posible instalación del sistema fotovoltaico, no se generaría inconveniente a nivel de la infraestructura, en el sistema eléctrico, en la seguridad ni ambiental.

Palabras clave: energía, energía solar, sistema solar fotovoltaico, diagnóstico energético, suministro de energía eléctrica, instituciones públicas, energías renovables.

ABSTRACT

This study is aimed to investigate the applicability, suitability and feasibility for the use of solar energy as alternative source of electricity for low power systems such as fluorescent lighting and telecommunications, using solar photovoltaic system in public institutions. The mentioned arises from the growing energy demand in the UNALM's campus and the need to find alternative sources of energy. Also, this study was based on the legal and technical regulations on Peru, which promotes the use of solar power as energy source. Consequently, it has made an energy analysis of environmental engineering laboratory on July 2014 and it determined a monthly consumption of 8030 kWh. Then, a design of a solar photovoltaic system was performed considering the 5 % of the diary consumption (19.8 kWh/day) and based on the methodology of the worst month it was obtained that could supply thus energy with 76 solar panels. For achievement of this nature, the life cycle cost of the project would be S/. 109 000 (PEN). In addition, an analysis of conditions for implementation and lifecycle which considers the regulations applicable to solar photovoltaic energy, infrastructure and waste management was held. This analysis shows that a possible installation of photovoltaic system, no objection would be generated at the infrastructure, in the electricity system, safety or environmental.

Key words: energy, solar, solar photovoltaic system, energy diagnostic, power supply, public institutions, renewable energy.

I. INTRODUCCIÓN

El presente documento tiene como finalidad exponer la investigación denominada “Dimensionado de un sistema solar fotovoltaico para abastecer cargas de baja potencia y consumo en el Laboratorio de Ingeniería Ambiental de la UNALM”.

La investigación podría servir como base para el dimensionamiento de sistemas solares fotovoltaicos en instituciones públicas y de esta manera cumplir con los objetivos fijados por la Resolución Ministerial N°217-2013-MINAM en donde se aprueba el “Programa de Promoción del uso del gas natural vehicular y módulos solares en las instituciones públicas 2013-2015” que tiene el objetivo de implementar el uso de energías alternativas ecológicas en las entidades públicas en el marco de las medidas de ecoeficiencia para el Sector Público. Cabe mencionar que la UNALM fue notificada mediante oficio múltiple N° 0014-2014-DGCA-VMGA/MINAM (ver Anexo 1) en el que se le solicita informar al MINAM sobre la implementación del uso de módulos en la institución, colocando como meta para el 2015 que al menos 5% de las instituciones públicas a nivel nacional usen paneles solares en lugares donde sea factible.

En atención a lo anterior mencionado, el documento se orienta a estudiar la conveniencia y viabilidad de la energía solar como fuente de energía eléctrica alternativa para sistemas de baja potencia como luminarias y telecomunicaciones, a través de Sistemas Solares Fotovoltaicos - SSFV en infraestructuras públicas. Particularmente en la UNALM, surge ante la creciente demanda energética en el campus y la necesidad de buscar fuentes alternas de energía.

Se pretende aportar con el presente documento, una propuesta de suministro de energía alternativa para una infraestructura en la UNALM. Asimismo, busca ser una contribución técnica para mostrar las posibilidades de aprovechamiento de energía solar fotovoltaica en infraestructuras públicas.

Bajo ese contexto el presente trabajo de investigación se plantea los siguientes objetivos:

Objetivo general

Analizar la aplicabilidad de la energía solar fotovoltaica aislada para el abastecimiento de cargas de baja potencia en instalaciones públicas, como tecnología de aprovisionamiento alternativo para problemas de exceso de demanda y/o ausencia de energía. Se toma como caso de estudio el Laboratorio de Ingeniería Ambiental de la Universidad Nacional Agraria La Molina.

Objetivos específicos

- Diagnosticar la situación energética del Laboratorio de Ingeniería Ambiental, a fin de determinar la demanda de energía, tipos de consumo y tiempos de uso de los equipos instalados.
- Dimensionar un Sistema Solar Fotovoltaico - SSFV para equipos de baja potencia y consumo.
- Evaluar las condiciones técnicas, económicas y ambientales para la instalación del SSFV propuesto.

Consideraciones del estudio

Es importante mencionar que la presente investigación posee tres consideraciones:

Primero, el rango cronológico de la data utilizada para los cálculos de consumo energético realizada durante un día representativo del mes de Julio en el año 2014.

Segundo, el diagnostico energético realizado es de primer nivel, por lo que la información recopilada considera la toma de datos en campo y mediante entrevistas, más no la utilización de instrumentación para medir consumos propios de cada equipo.

Tercero, esta investigación tiene naturaleza exploratoria. Dentro de las revisiones bibliográficas nacionales no se ha podido identificar un estudio que abarque este marco investigativo puntual. Por tal motivo, la presente tesis ha desarrollado su propia línea metodológica, a manera de propuesta, tomando metodologías nacionales y ensayadas en ámbitos internacionales.

II. REVISIÓN DE LITERATURA

2.1. Descripción de la zona de estudio

2.1.1. Descripción física

La investigación se ejecutó en el Laboratorio de Ingeniería Ambiental, la Figura 1 muestra la ubicación de mencionada infraestructura. Infraestructura construida de material noble fue puesta en funcionamiento a partir del año 2006. La zona de estudio se encuentra dentro del campus de la UNALM y en las coordenadas UTM (WGS84) 287 884 m E, 8 663 897 m S (Google Earth, 2014).

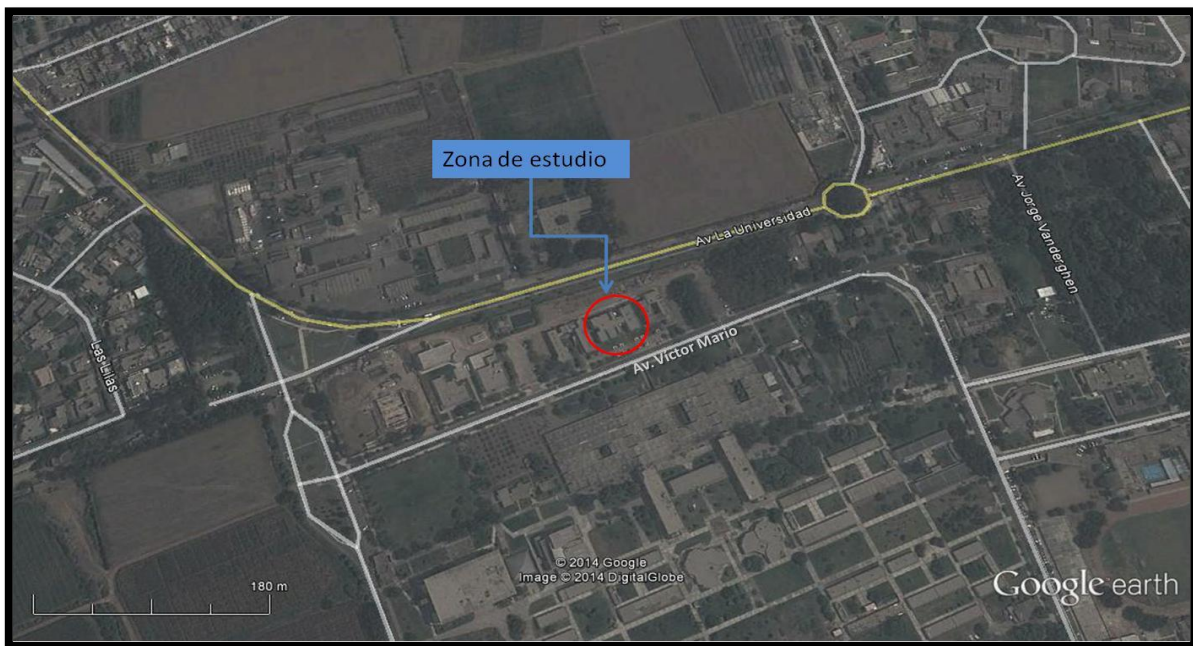


Figura 1: Mapa de la zona de estudio en el campus Universidad Nacional Agraria La Molina

La infraestructura denominada “Laboratorio de Ingeniería Ambiental”, conformada por dos bloques de dos plantas cada uno, actualmente ocupados por áreas administrativas, biblioteca, aulas de clases y el laboratorio. Ambos bloques tienen área total construida de 1998 m² y un área techada útil para colocación de equipos es de 573 m². A continuación, en el Cuadro 1 y Cuadro 2 se menciona la conformación de los dos bloques según los planos y una visita de inspección en julio del 2014:

Cuadro 1: Nombre de las instalaciones ubicadas en el Bloque 1 del Laboratorio de Ingeniería Ambiental

Primer piso	Segundo piso
<ul style="list-style-type: none"> - Laboratorio de calidad de agua - Servicios higiénicos de damas y caballeros - Laboratorio de contaminación de suelos. Actualmente aulas. - Laboratorio de residuos sólidos. Actualmente aulas. 	<ul style="list-style-type: none"> - Laboratorio de planeamiento ambiental. Actualmente es un auditorio. - Laboratorio de acústica. - Laboratorio de modelamiento ambiental. Actualmente aulas. - Oficinas y servicios higiénicos

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro 2: Nombre de las instalaciones ubicadas en el Bloque 2 del Laboratorio de Ingeniería Ambiental

Primer piso	Segundo piso
<ul style="list-style-type: none"> - Sala de atención al cliente, Preparación de muestras para análisis químicos, Depósito de muestras y contra muestras, Oficina de jefatura de laboratorio y Oficina 	<ul style="list-style-type: none"> - Laboratorio de investigaciones. - Oficina de docente. - Sala de reuniones y Centro de documentación. Actualmente biblioteca.

Primer piso	Segundo piso
de procesamiento de datos. Actualmente corresponde a áreas administrativas de maestría de Ciencias Ambientales	

Fuente: Elaboración propia.

La Figura 2 muestra una imagen del Frente del Laboratorio de Ingeniería Ambiental, en donde cada bloque mencionado anteriormente es dividido por la entrada principal del edificio, siendo el bloque uno el de la izquierda y el bloque dos el de la derecha (Google, 2012).

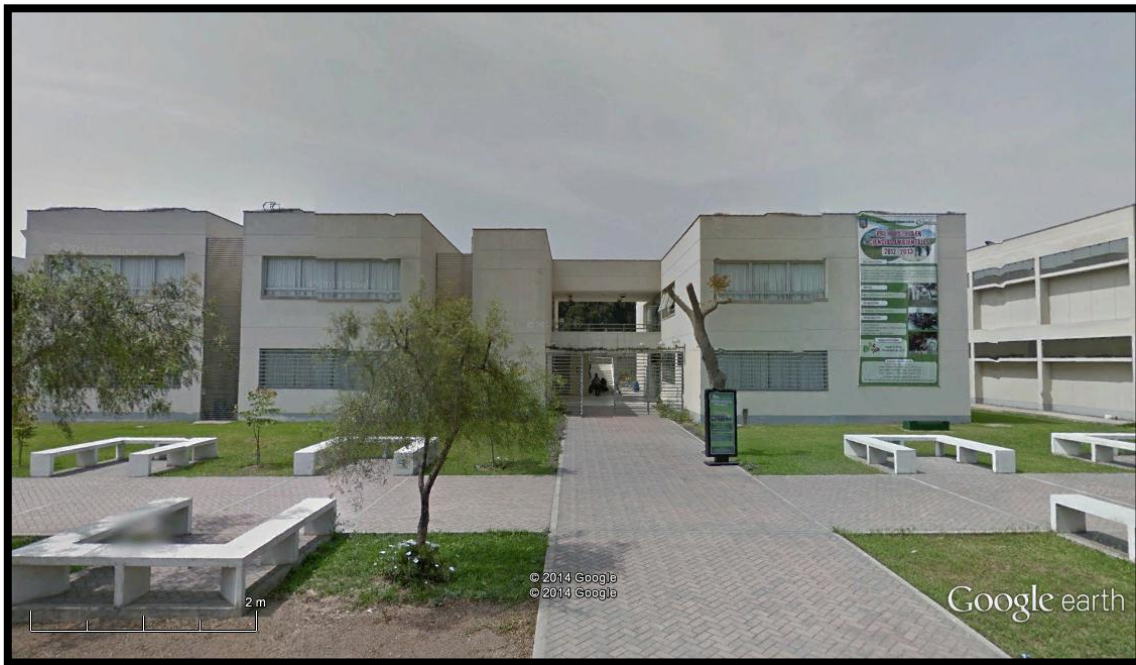


Figura 2: Laboratorio de Ingeniería Ambiental

2.1.2. Descripción de la situación energética

Según la entrevista realizada al Jefe de la sección de electricidad de la Oficina de Servicios Generales de la UNALM (2014) mencionó en cuanto a la situación energética de la universidad lo siguiente, “La UNALM compra a la concesionaria Luz del Sur 10 mil voltios de energía. Además, se tiene 12 subestaciones de transformación de 10 mil a 230 voltios distribuidas en diferentes partes de la universidad. A partir de esas sub estaciones se reparte a diferentes oficinas o aulas según sus requerimientos”.

En cuanto al procedimiento de contingencia en caso de corte del suministro energético el Jefe de la sección de electricidad afirmó que existe un generador eléctrico en caso de emergencia para trabajar de baja tensión a mediana tensión, la energía generada puede llegar a toda la universidad pasando por una sub estación de distribución a través de celdas y se priorizan 650 kW (se sabe que la máxima demanda es de 950 kW). Dicho generador, funciona con combustible diesel, trabaja 12 horas utilizando un estimado de 100 galones y descansa 6 horas. Normalmente ante la ausencia de fluido eléctrico, se consulta a Luz del Sur la duración de la ausencia; si el problema es de corto plazo (menor a 2 horas) no se hace funcionar la sub estación.

La sub estación número siete es la abastecedora de la zona de estudio. Dicha sub estación, es de 230 voltios, está ubicada cerca de los cultivos de hidroponía con las siguientes coordenadas UTM (WGS84) 288 038 m E, 8 663 854 m S; tiene un consumo promedio de 940 kW mensual.

Según los planos de instalaciones eléctricas se planificó para los laboratorios de ingeniería ambiental:

- Carga instalada general: 145.48 kW
- Máxima demanda general: 125.55 kW
- Factor de simultaneidad: 0.85
- Máxima demanda diversificada: 106.72 kW

No se ha encontrado información documentada relacionada al consumo energético de esta edificación. Lo cual será motivo de estudio del presente trabajo de investigación.

2.2. Conceptos previos

En el tema de energía solar, su aplicación y análisis, desarrollados en la presente investigación, es necesario aclarar ciertos conceptos básicos, resumidos a continuación:

2.2.1. Definiciones y nomenclaturas usadas

- **Bajas potencias:** Las bajas potencias representan equipos con potencias menores a 40 W. Por ejemplo, fluorescentes, ventiladores, equipos de conexión a internet, etc. (Romanillos Rodríguez, 2007).
- **Capacidad necesaria del sistema de acumulación $C'Tacu$:** Según Ibáñez et al (2005), es la cantidad de Amperios-hora, Ah, necesaria para abastecer la demanda energética.
- **Capacidad nominal del acumulador, $C'acu$:** Según Ibáñez et al (2005), es la cantidad de carga eléctrica que puede obtenerse durante la descarga completa del acumulador plenamente cargado. Una batería de 100 Ah de capacidad es capaz de suministrar, aproximadamente, 100 amperios durante una hora o 10 amperios durante 10 horas.
- **Corriente alterna monofásica:** Es que aquella de forma armónica oscila de un valor máximo en un sentido, hasta el mismo valor pero en sentido contrario y viceversa, pasando por cero cada vez y repitiendo los valores alcanzados de forma periódica senoidal e indefinida, durante el tiempo en que permanezcan invariables los demás parámetros del circuito (García Pascual & Alabern Morera, 2005).
- **Corriente continua:** Es aquella en que la intensidad es constante en el tiempo mientras permanezcan constantes los demás parámetros del circuito. (García Pascual & Alabern Morera, 2005)

- Corriente o intensidad de corriente: Una corriente eléctrica es carga en movimiento. Los portadores de carga pueden ser físicamente partículas como electrones y protones, que pueden o no asignarse a objetos mayores, átomos o moléculas. La corriente eléctrica en un hilo es la cantidad de carga que pasa por un punto fijo del mismo por unidad de tiempo. La unidad en el Sistema Internacional (SI) es el amperio (A). (Tipler & Mosca, 2005)
- Costo de capital: Gasto necesario para comprar los equipos e instalarlos (Apratin, 2012).
- Costo de mantenimiento: Valor económico sucedido cada año para gastos regulares (Apratin, 2012).
- Costo de reemplazo: Valor económico para reemplazar piezas del sistema fotovoltaico de forma irregular (Apratin, 2012).
- Días de autonomía: Según Ibáñez et al (2005), es la cantidad de días en ausencia total de generación eléctrica por parte de los módulos fotovoltaicos en los que la batería puede suministrar energía eléctrica.
- Elementos del sistema fotovoltaico: Según Palacios (2007), un sistema fotovoltaico está conformado por: Módulos o paneles fotovoltaicos, los cuales transforman la luz en electricidad; Banco de baterías, almacenan la energía eléctrica generada por el sistema; Reguladores de carga y descarga, protegen la batería; Cargas eléctricas, artefactos eléctricos a usar; Inversor DC/AC, Conversor 12 VDC a 220 VAC; Y cableado, cables de conexión.
- Insolación: La insolación es la cantidad de energía solar recibida durante un intervalo de tiempo, sus unidades son kilowatt hora por metro cuadrado (Kw-h/m²). El valor de la insolación diaria promedio se expresa por lo general en Horas Solares Pico (HSP o H_s) (Enríquez Harper, 2011).
- Intensidad de cortocircuito: Según Palacios (2007), es la corriente máxima que puede suministrar un panel solar iluminado, se obtiene cuando el correspondiente valor de voltaje es igual a cero. También conocido como corriente de cortocircuito, medida en Ampere.

- Intensidad pico total de salida del subsistema de captación de energía; IPgen: Según Ibáñez et al (2005), es la intensidad máxima que puede generar el subsistema de captación de energía bajo unas condiciones estándar de radiación incidente.
- Irradiancia: La potencia de la radiación solar que se recibe en un instante determinado sobre un metro cuadrado de superficie se conoce como irradiancia y se expresa en W/m² (Ibáñez Plana, Rosell Polo, & Rosell Urrutia, 2005).
- Irradiación: Corresponde al valor acumulado de irradiancia en un intervalo de tiempo determinado. Esta es la magnitud de mayor interés para la ingeniería solar.
- OSINERGMIN: Es el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería; fue el ente encargado de la primera subasta Recursos Energéticos Renovables - RER para el suministro de energía en áreas no conectadas a la red (instalaciones RER autónomas) (OSINERGMIN, 2014).
- Potencia eléctrica: Capacidad de producir energía o trabajo por unidad de tiempo. Según la ley de Watt, viene dado por el producto de una tensión o diferencia de potencial por la intensidad que la afecta. El watt es la unidad, literalmente vatio, que se designa con una W.
Es el trabajo entre la unidad de tiempo (1 watt = joule/seg). El watt (w) o volt-ampere la unidad correspondiente de potencia. (García Pascual & Alabern Morera, 2005)
- Potencia pico total del subsistema de captación de energía, Pgen: Según Ibáñez et al (2005), es la potencia máxima que puede generar el subsistema de captación de energía bajo unas condiciones estándar de la radiación incidente, y se obtiene como el producto de la tensión pico y la intensidad pico.
- Profundidad de máxima descarga, PDmax: Según Ibáñez et al (2005), la profundidad máxima de descarga profunda es el valor máximo admisible de la descarga de energía para un determinado tipo de acumulador, la cual es alcanzable unas pocas veces al año.
- Sistema fotovoltaico (SFV): El SFV para generación de electricidad es un conjunto de partes que funcionan armónicamente con el fin de transformar la energía solar en energía eléctrica y suministrarla adecuadamente a una serie de equipos, llamados también carga o aplicaciones, que la usan para su funcionamiento (CER-UNI, 2014).

- Tensión de trabajo: Según Ibáñez et al (2005), $V_{T,acu}$, es la tensión de trabajo del subsistema de acumulación o baterías, expresada en voltios. Los valores más habituales de $V_{T,acu}$ son 6V, 12V, 24V, 48V, 120V.
- Tensión eléctrica o voltaje: Diferencia de energía potencial entre dos puntos, lo que permite establecer un flujo de corriente entre ambos cuando se los pone en contacto por medio de un conductor eléctrico como un cable (Enríquez Harper, 2011).
- Tensión nominal de cada vaso acumulador, V_{acu} : Según Ibáñez et al (2005), es el voltaje típico de las baterías, pudiéndose conectar distintas unidades de baterías en paralelo para ajustarse a la tensión requerida por la instalación fotovoltaica.
- Tensión nominal del módulo fotovoltaico: Según Ibáñez et al (2005), la Tensión nominal del módulo fotovoltaico, V_{mod} es determinada por las especificaciones técnicas del panel solar.
- Tensión nominal total de salida del subsistema de captación de energía: La tensión nominal total de salida del subsistema de captación de energía, V_{gen} , es la cantidad de Volt resultado de la multiplicación del número de módulos solares en serie por tensión nominal del mismo (Ibáñez et al, 2005).
- Tensión nominal: Es la tensión eficaz con la que se denomina un Sistema y según la cual son determinadas ciertas características de su funcionamiento y aislamiento (Dirección General de Electricidad - MINEM, 1978).
- Tensión pico total de salida del subsistema de captación de energía, V_{Pgen} : Según Ibáñez et al (2005), es la tensión máxima que puede generar el subsistema de captación de energía bajo unas condiciones estándar de la radiación incidente.
- Tensión total en circuito abierto del subsistema de captación de energía, $V_{OC,gen}$: Según Ibáñez et al (2005), constituye la máxima tensión que puede obtenerse del sistema de captación, cuando no hay conectado ningún consumo y la intensidad que circula es nula.
- Tipo de corriente: Según el tipo de fuente de energía, pueden dar lugar a diferentes tipos de corriente. Por ejemplo, la corriente continua y alterna monofásica o trifásica; las cuales son las más utilizadas. (García Pascual & Alabern Morera, 2005)

2.2.2. Tipos de energía

La energía es la capacidad para realizar un trabajo, es decir se emplea energía en producir un trabajo. El J (Joule) es la unidad básica de energía y W (Watt) es la unidad básica de trabajo. (Fowler, 1992)

Casi todo lo que conocemos, lo podemos catalogar como una forma de energía, la luz, el calor, la materia y aunque no somos conscientes de ello, nuestra vida ordinaria se confronta momento a momento con alguna forma de energía y su transformación de una a otra. Así por ejemplo, cuando prendemos un fluorescente estamos transformando la energía eléctrica en energía radiante (Palacios, 2007).

Se denomina energía eléctrica a la forma de energía que resulta de la existencia de una diferencia de potencial (también llamado tensión eléctrica o voltaje) entre dos puntos, lo que permite establecer un flujo de corriente entre ambos cuando se los pone en contacto por medio de un conductor eléctrico como un cable. La energía eléctrica puede transformarse en muchas otras formas de energía, tales como la energía lumínica o luz, la energía mecánica y la energía térmica (Enríquez, 2011).

Las energías renovables son aquellas que se producen de manera continua y son inagotables a escala humana. Tienen la ventaja adicional de poder complementarse entre sí, favoreciendo la integración entre ellas. Además, son respetuosas con el medio ambiente, y aunque ocasionen efectos negativos sobre el entorno, son mucho menores que los impactos ambientales de las energías convencionales como combustibles fósiles (petróleo, gas y carbón), energía nuclear, etc. Por ejemplo, la generación de electricidad a través de las energías convencionales causa 31 veces más impacto que las energías renovables (Méndez y Cuervo, 2007).

La clasificación general de las energías renovables son, eólica, hidráulica, biomasa, geotérmica y solar. Dentro de este marco, el recurso solar está dentro de las destacadas por mayor desarrollo tecnológico y en consecuencia mayores posibilidades de competir en el mercado (Méndez y Cuervo, 2007).

Energía solar es esencialmente radiación electromagnética que emite el sol debido a su temperatura. Esta radiación está compuesta por tres tipos, radiación infrarroja, visible y

ultravioleta en una proporción de 42%, 46% y 12% respectivamente. En la radiación infrarroja constituye esencialmente ondas de calor, invisibles al ser humano pero sensibles al tacto. La radiación visible, constituye el único rango sensible por la vista humana. En menor proporción el sol emite radiación ultravioleta, que tampoco puede ser visualizada y es por ejemplo, la que causa quemaduras a la piel o cáncer, por ser radiación de alta energía (Palacios, 2007).

2.2.3. Energía eléctrica en el sector público

El consumo de energía del sector público comprende al consumo de las fuerzas armadas, administración pública y servicios de agua y desagüe, en ellos se incluyen las municipalidades, ministerios, actividades de defensa y de mantenimiento del orden público y de seguridad, entre las más importantes. Bajo este concepto, la energía consumida para el sector público para el año 2012 ha sido de 483 GWh, siendo el consumo total de 35985 GWh. Además, como se muestra en la figura 3, el consumo de energía en el 2012 para el sector público incrementó a una tasa anual de 3.4% con respecto al 2011 (Ministerio de Energía y Minas, 2013).

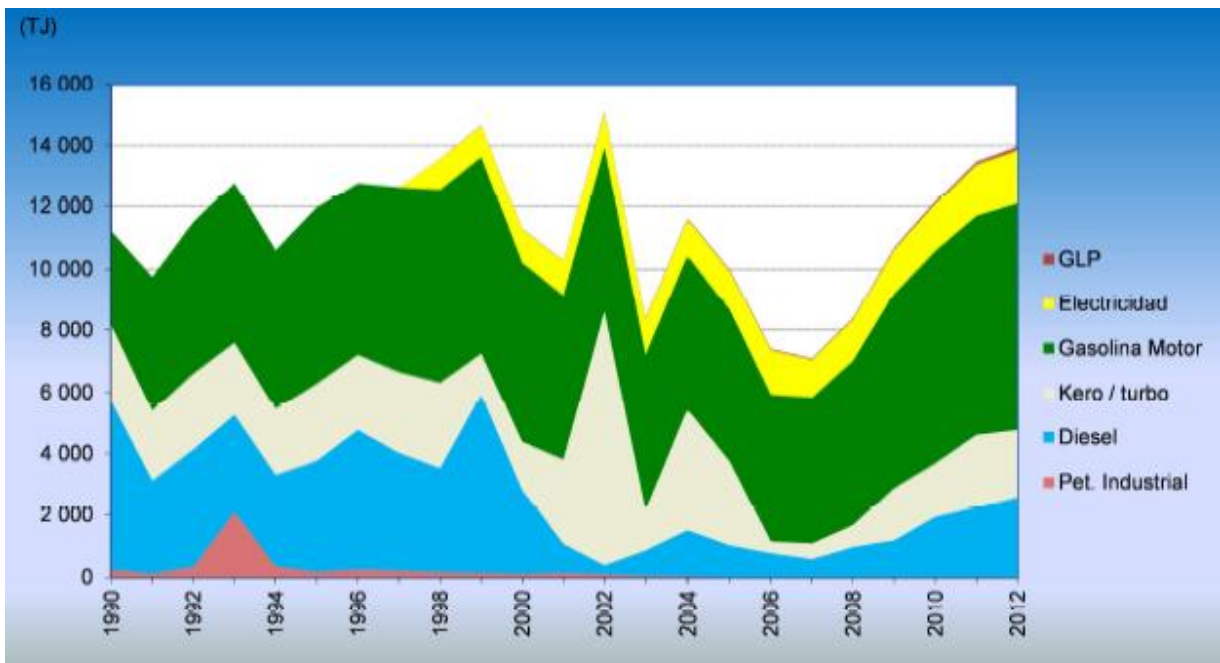


Figura 3: Consumo de energía en el sector público (1990-2012)

El balance nacional de energía eléctrica en el 2012, señala que el consumo de energía eléctrica por parte del sector público es de 1.3% del total de consumo final energético, mientras que el sector industrial representa el 28%, por lo que el sector público no presenta un consumo representativo (Ministerio de Energía y Minas, 2013).

La figura 4 muestra el consumo de energía eléctrica por equipos en una infraestructura pública es en su gran mayoría son debido al uso de aire acondicionado con un 33 % del consumo total, seguido por un 24% demandado por la iluminación, el 14% utilizados por los ascensores, un 12 % del total es consumido por equipos ofimáticos, 7% debido al uso de bombas y el 10% por otros consumos. La siguiente figura esquematiza la distribución del consumo de energía (Dirección General De Electricidad - Ministerio de Energía y Minas, 2008).

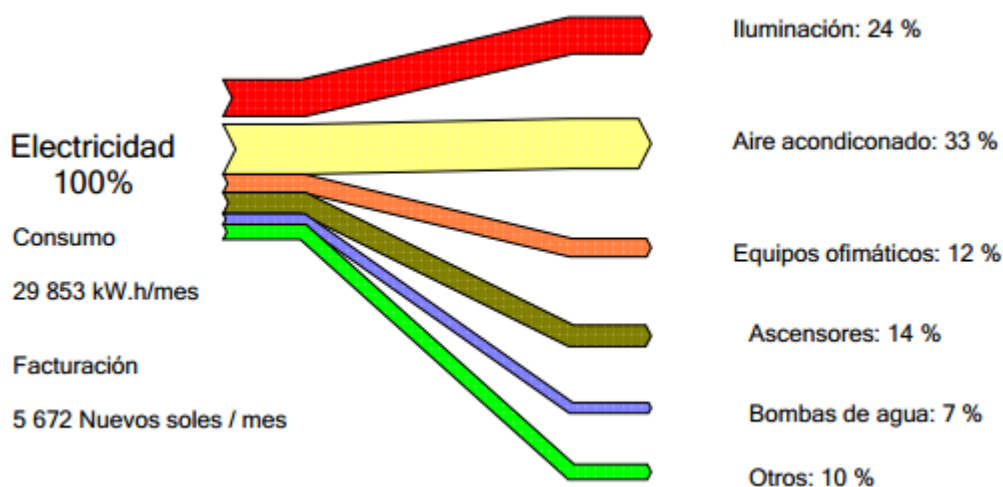


Figura 4: Distribución de consumo de energía en una infraestructura pública

2.3.Energía solar fotovoltaica / Electricidad solar

La energía solar directa es la energía del sol sin transformar, que calienta e ilumina. Para sacar provecho de ésta, es necesario sistemas de captación y almacenamiento, lo cual se puede

lograr a través de la transformación en electricidad por medio de celdas fotovoltaicas integrantes de módulos solares y acumulación en baterías (Méndez y Cuervo, 2007).

2.3.1. Parámetros radiantes

Los parámetros radiantes son básicamente las variables necesarias para la comprensión del funcionamiento y rendimiento de los sistemas fotovoltaicos, tales como irradiancia e insolación las cuales caracterizan el recurso solar.

Según Enríquez (2011), la irradiancia es la intensidad de la luz solar, las unidades más comunes son Watt por metro cuadrado (W/m^2) o kilowatt por metro cuadrado (Kw/m^2). La cantidad de irradiancia recibida por un objeto está relacionada con su ángulo de inclinación y los obstáculos que generen sombras. En un día despejado, la irradiancia sobre una superficie perpendicular al sol alcanza un máximo de 1 a $1.2 Kw/m^2$ al medio día.

La insolación es la cantidad de energía solar recibida durante un intervalo de tiempo, sus unidades son kilowatt hora por metro cuadrado ($Kw-h/m^2$). El valor de la insolación diaria promedio se expresa por lo general en Horas Solares Pico (HSP). Una hora solar pico es la energía recibida durante una hora a una irradiancia promedio de $1 Kw/m^2$. En la siguiente figura, se visualiza fácilmente este concepto, no confundir HSP con las llamadas “horas luz” que corresponden a la duración del día. Las horas luz corresponden a al resultado de la resta aritmética de las horas, en el final de la irradiancia menos el inicio de la irradiancia (Enríquez, 2011).

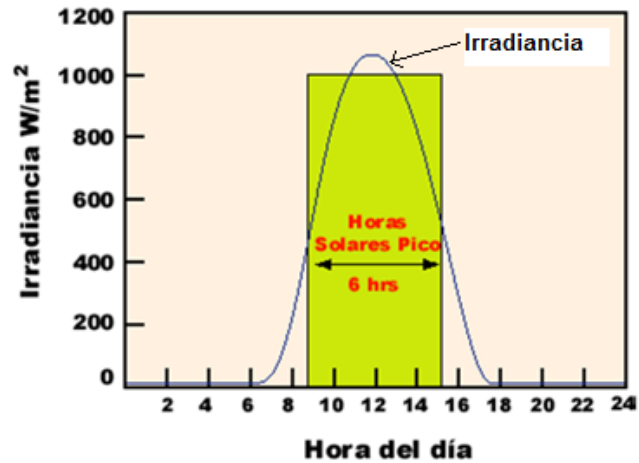


Figura 5: Irradiancia y HSP en un día despejado

2.3.2. Factores que afectan el recurso solar

La irradiación y la insolación están afectadas principalmente por factores atmosféricos, la latitud del sitio, la estación o época del año y la inclinación de la superficie captadora o sea el panel fotovoltaico (Enríquez, 2011).

Un factor que afecta la incidencia de la radiación sobre un captador solar o panel fotovoltaico, es el movimiento aparente del sol a lo largo del día y durante el año, tal como se muestra en la siguiente figura. Cada día se puede observar que “el sol sale” por el *este* y se “oculta” por el *oeste*, y por otro lado, el movimiento de traslación de la tierra alrededor del sol. Este movimiento repercute en la “*altura aparente*” del sol y consecuentemente en la duración del día. En el verano los días son más largos que en el invierno, debido a esta variación la insolación recibida sobre la superficie de la tierra cambia anualmente (Enríquez, 2011).

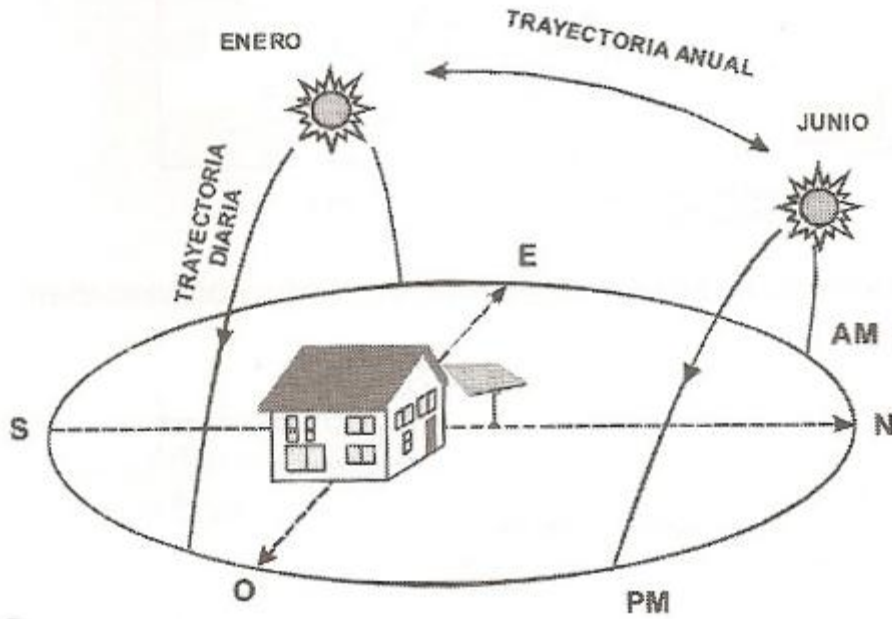


Figura 6: Trayectoria solar diaria y anual a unos 20° de latitud en el hemisferio sur

Otro factor importante es la separación mínima entre los módulos que debe existir entre sus filas para que no se hagan sombra en ninguna estación del año. En efecto cuando el dimensionado de la instalación requiere algunas filas de módulos, la separación mínima entre ellas debe garantizar que no se proyecte sombra de una fila sobre la adyacente en ningún momento (Perales Benito, 2007).

Según Santamaría A. et al (2010), la distancia mínima entre la parte superior de una fila y la parte inferior de la siguiente Figura 7 que cumple con:

$$d = \frac{h}{\text{tg}(61^\circ - \phi)}$$

Donde, “d” distancia mínima (m), “h” es la altura del obstáculo proyectada sobre la vertical (m) y “ ϕ ” es la latitud del lugar (°)

En la Figura 7 La altura proyectada sobre la vertical de una fila se calcula a partir del ángulo de inclinación y la longitud del módulo (Santamaría Herranz & Castejón Oliva, 2010).

$$h = L \times \text{sen}\beta$$

Donde, “h” es la altura proyectada sobre la vertical de un módulo (m), “L” es la longitud del módulo (m) y “ β ” la inclinación del módulo ($^{\circ}$) con respecto a la horizontal.

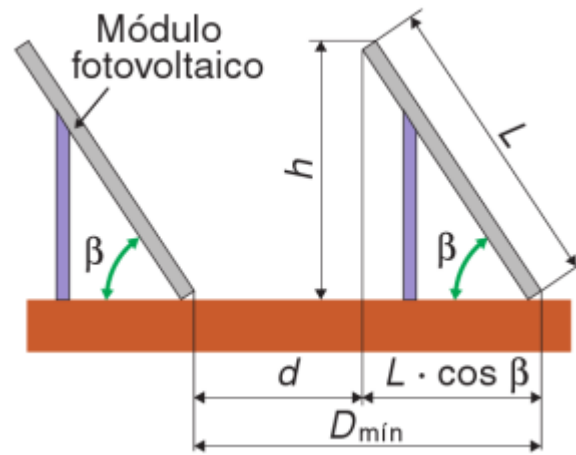


Figura 7: Distancia mínima entre filas de módulos instalados en un mismo plano

2.3.3. La tecnología fotovoltaica y tendencias de costo

Las ventajas más importantes que ofrece un sistema fotovoltaico son que, la energía proveniente del sol es limpia, renovable y sin costo; en muchos casos reduce la dependencia energética; evita los costos de instalación y mantenimiento de redes eléctricas, particularmente cuando se trata de zonas aisladas; la instalación se hace a base de módulos, permitiendo aumentar o distribuir la potencia requerida; tienen riesgo de falla y mantenimiento bajo, simples de instalar y silenciosas; es una tecnología en rápido desarrollo que tiende a reducir sus costos (Enríquez, 2011).

Los precios de tecnología fotovoltaica han descendido más de 10 veces sobre los últimos 30 años; sin embargo, el costo actual de electricidad de energía solar fotovoltaica sigue generalmente alto que los precios del mercado mayorista de electricidad. Bloomberg, citado por Cambridge University (2012) señala que el precio promedio global de la industria de módulos fotovoltaicos descendió desde cerca de USD₂₀₀₅ 22/W en 1980 a menos de USD₂₀₀₅ 1.5/W en 2010.

La Figura 8 representa el desarrollo del precio para módulos de silicio cristalino desde 1976 hasta 2010, representado por nódulos. El enorme crecimiento de demanda después del 2003 dio lugar a un incremento de precios debido a la limitada oferta de mercado, que luego se transformó en un mercado impulsado por la demanda que lleva a una reducción significativa de los precios debido a la sobre capacidad en el mercado (Cambridge University Press, 2012).

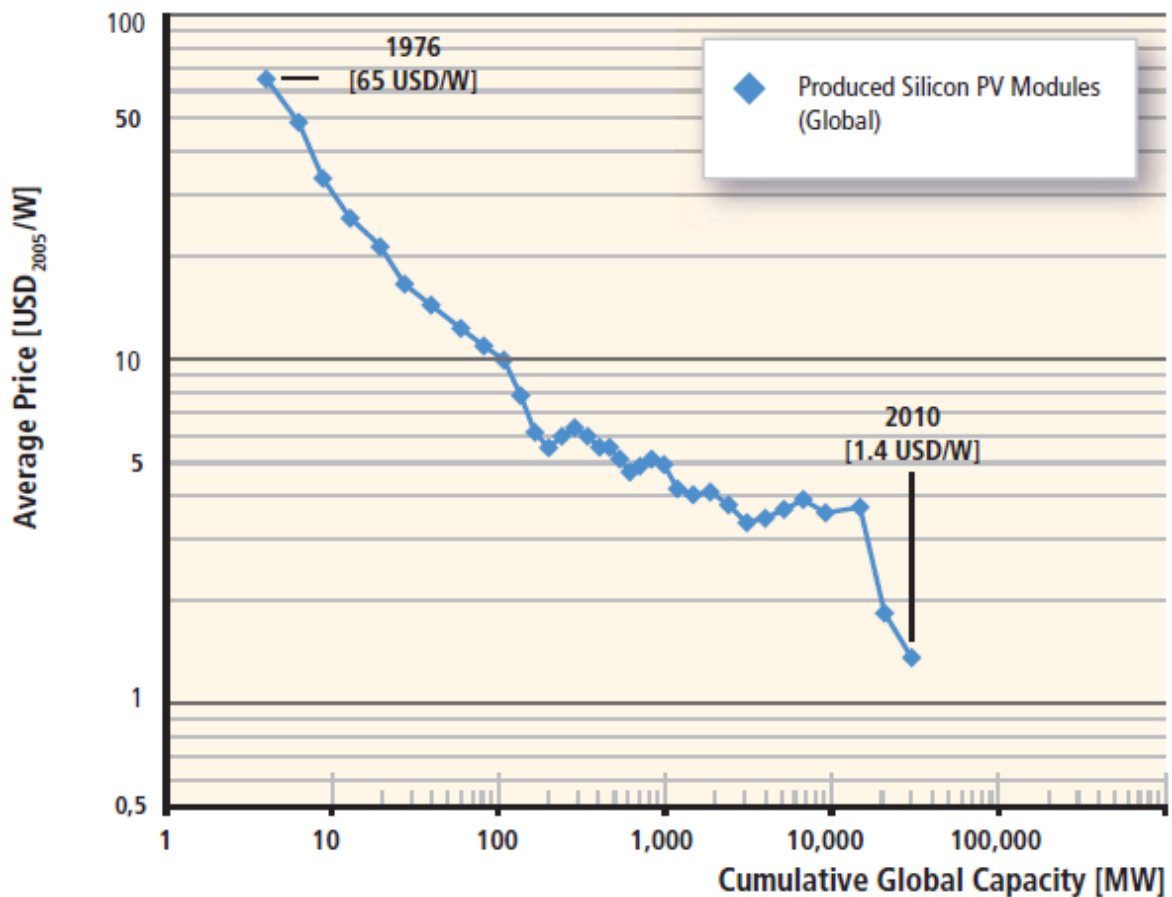


Figura 8: Desarrollo del precio para módulos de silicio cristalino

Según Breyer et al, citado por Cambridge University (2012), asumiendo que el mercado fotovoltaico continuará creciendo a más de 35% por año, se espera que el costo caiga más de un 50% alrededor de 7.3 US cent₂₀₀₅/kWh por 2020.

Las instalaciones basadas en paneles solares fotovoltaicos están clasificadas en tres versiones en correspondencia con su arquitectura y utilización. La primera versión son instalaciones

aisladas a la red, las cuales no tienen ningún punto de conexión con otras redes públicas de distribución de energía para inyectar en ellas corriente, por ejemplo las encontradas en viviendas rurales. La segunda versión son instalaciones con conexión a la red pública de distribución de energía para dos posibles finalidades, venta de la totalidad de la energía eléctrica generada o venta del sobrante de energía con respecto a la necesidad del lugar de generación. La tercera versión corresponde a instalaciones híbridas, las cuales incorporan diferentes fuentes generadoras de electricidad para la misma aplicación. La finalidad es obtener el máximo aprovechamiento de los recursos energéticos (Perales Benito, 2007)

2.3.4. Componentes de los sistemas solares fotovoltaicos

a. Unidad de generación

La función explícita de la unidad de generación o módulos fotovoltaicos es la de transformar la radiación solar incidente en energía eléctrica DC, la misma que puede ser usada directamente o conducida a una batería para su almacenamiento (Palacios, 2007).

El elemento básico de un sistema fotovoltaico es la celda solar, la que no obstante ha alcanzado al presente, un estado tecnológico importante, aún se encuentra lejos de alcanzar sus límites esperados en eficiencia y rentabilidad (Palacios, 2007).

- Celda solar

La materia base de las celdas solares son materiales semiconductores también utilizados en otros dispositivos como diodos, transistores y circuitos integrados. Actualmente existe una amplia gama de celdas que utilizan diferentes materiales y estructuras; el objetivo perseguido es obtener la máxima eficiencia al mínimo coste. En esta carrera se han conseguido importantes avances. Así por ejemplo, se han ensayado en laboratorio celdas con eficiencias

próximas al 30%, mientras que las fabricadas industrialmente superan con frecuencia el 15% (Ibáñez Plana, Rosell Polo, & Rosell Urrutia, 2005).

b. Unidad de control (Regulador) y conversión (inversor)

La conexión directa de los módulos fotovoltaicos a las baterías y éstas a su vez unidas de modo directo a los dispositivos a alimentar, podría dar lugar a ciclos de sobrecarga y sobre descarga, lo que supondría el deterioro prematuro de los equipos consumidores. La sobrecarga de las baterías puede ser provocada por la disminución o anulación del consumo, lo que supone el aumento de la tensión proporcionada por los módulos fotovoltaicos, en caso de la sobre descarga, por efecto contrario como consecuencia de un incremento notable del consumo eléctrico (Perales Benito, 2007).

El regulador de carga dispuesto entre la unidad de generación y la de almacenamiento, del que se toma la energía eléctrica para el consumo, permite mantener los dos ciclos en correspondencia con las características de carga/descarga de las baterías utilizadas y, para ello, recurre a dos posibles sistemas de operación: la aplicación automática de un algoritmo de carga/descarga adecuado a las baterías conectadas al regulador o bien mediante programación previa en el equipo de los parámetros de carga/descarga, datos que proporcionan los fabricantes de baterías (Perales Benito, 2007).

El uso de inversores es esencial para convertir corriente directa (DC) en corriente alterna (AC), ya que las celdas fotovoltaicas generan corriente directa y las baterías almacenan también corriente directa, pero la mayoría de los equipos consumidores requieren para su funcionamiento corriente alterna. Esta corriente es más común en las instalaciones eléctricas y en los electrodomésticos. Esto hace que los inversores sean convenientes para muchos sistemas, cambiando el bajo voltaje en DC (12, 24, 32, 36, 48, 96, 120 V) a un voltaje mayor en AC (120 ó 220 V), la eficiencia de los inversores es del orden de 80 a 95% (Enríquez, 2011).

Los inversores básicos operan bajo la base de conmutación usando elementos de *switcheo*, como es el caso de los transistores bipolares, y como además de cambiar de DC a AC, deben hacer el cambio de un voltaje a otro, entonces también deben incluir transformadores (Enríquez, 2011).

La corriente alterna que producen los inversores puede ser de onda cuadrada, senoidal modificada o cuasi-senoidal; los inversores de tipo de onda cuasi-senoidal o senoidal tienden a ser los de mejor calidad y eficiencia, pero tienen un costo que puede ser el doble de los de onda cuadrada o senoidal modificada. La señal de onda cuadrada puede ser perjudicial para la operación de algunos aparatos electrónicos por la alta distorsión armónica en la onda de voltaje. En la actualidad, la mayoría de los inversores disponibles en el rango de 50 W a 1000 VA son de onda senoidal modificada y resultan apropiados para casi todas las cargas de AC. Se pueden conseguir inversores de este tipo con baja distorsión armónica, alta eficiencia y buena calidad con distintos fabricantes que existen actualmente en el mercado (Enríquez, 2011).

c. Unidad de almacenamiento (Batería)

La batería de plomo-ácido debe cumplir requisitos distintos en función del tipo de aplicación a la que vaya destinada. Un requisito que puede ser prioritario en baterías de automóvil u otras aplicaciones de transporte, como es la densidad de energía o de potencia, por las limitaciones de espacio y peso, no tiene excesiva importancia en instalaciones fotovoltaicas aisladas, donde la batería se encuentra estática y la reducción de espacio no es, en general, prioritaria (Díaz Villar, 2003).

Según Díaz (2003), los condicionantes básicos de una batería para aplicaciones fotovoltaicas son los siguientes:

- Características estructurales adaptadas a regímenes de corriente típicos.
- Dimensionado acorde con el conjunto del sistema.
- Capacidad real y capacidad útil adecuada.
- Rango de operación que limite los fenómenos de degradación.

2.4.Diagnóstico energético

Según Hernández (2006), existen tres tipos de diagnósticos energéticos. El diagnóstico de primer grado, mediante el cual se detectan medidas de ahorro cuya aplicación es inmediata y con inversiones marginales; consiste en la inspección visual del estado de conservación de las instalaciones y el análisis de los registros de operación. Al realizar estos diagnósticos se debe considerar los detalles detectados visualmente y que se consideren como desperdicios de energía, tales como falta de aislamiento o purgas (salideros); asimismo, se debe detectar y cuantificar los costos y posibles ahorros producto de la administración de la demanda de energía eléctrica. Cabe resaltar que en este tipo de estudio no se pretende efectuar un análisis exhaustivo del uso de la energía, sino precisar medidas de aplicación inmediata.

El diagnóstico de segundo grado, comprende la evaluación de la eficiencia energética en áreas y equipos intensivos en su uso, como los motores eléctricos y los equipos que estos accionan, como los de compresión y bombeo, los que integran el área de servicios auxiliares, entre otros. Este tipo de diagnóstico requiere de un análisis detallado de los registros históricos de las condiciones de operación de los equipos, lo que incluye la información sobre volúmenes manejados o procesados y los consumos específicos de energía. La información obtenida directamente en la operación se compara con la de diseño, para obtener las variaciones de eficiencia (Hernández, 2006).

El diagnóstico de tercer grado, consiste en un análisis exhaustivo de las condiciones de operación y las bases de diseño de una instalación, mediante el uso de equipos especializados de medición y control. Debe realizarse con la participación de especialistas de cada área, auxiliados por el personal de ingeniería. En estos diagnósticos es común el uso de técnicas de simulación de procesos con la finalidad de estudiar diferentes esquemas de interrelación de equipos y procesos. Además, facilitan la evaluación de los efectos de cambios de condiciones de operación y de modificaciones del consumo específico de energía, por lo que se requiere información completa de los flujos de materiales, combustibles, energía eléctrica, así como de las variables de presión, temperatura y las propiedades de las diferentes sustancias o corrientes (Hernández, 2006).

El diagnóstico energético captura y describe el estado del sistema energético en el momento de su desarrollo. Es importante anotar que existen servicios con características dinámicas que pueden producir variaciones en el diagnóstico dependiendo del momento de su elaboración. Lo importante es que el diagnóstico establezca una línea base contra la cual se deberán evaluar los efectos e impactos de posibles mejoras a proponer e implementar (Dirección General De Electricidad - Ministerio de Energía y Minas, 2008).

El establecimiento del diagnóstico energético permite evaluar el impacto de las recomendaciones asociadas con buenas prácticas de mínima inversión y mejoras tecnológicas con grado de inversión orientadas a reducir costos de operación y mejorar la calidad del servicio (Dirección General De Electricidad - Ministerio de Energía y Minas, 2008).

El diagnóstico energético deberá estar expresado en forma cuantitativa y ser consistente con la situación real del sistema energético a efectos de comparación en un período determinado. El consumo de energía varía a lo largo de los meses, estas variaciones se deben a diversos factores, en particular a la cantidad de personas en el edificio, aspectos de control y operación de los equipos, y condiciones climáticas (Dirección General De Electricidad - Ministerio de Energía y Minas, 2008).

2.5.Métodos para el dimensionado de un Sistema Solar Fotovoltaico SSFV

Según Ibáñez et al (2005), la expresión dimensionado de un sistema fotovoltaico se refiere al proceso de cálculo y selección de los distintos componentes y subsistemas que constituyen una instalación fotovoltaica.

El primer paso para ello consiste en establecer qué tipo de sistema fotovoltaico se va a diseñar, diferenciándose, desde este punto de vista tres tipos de instalaciones genéricas (Ibáñez Plana, Rosell Polo, & Rosell Urrutia, 2005):

- Instalaciones autónomas, sin conexión a la red.
- Instalaciones autónomas o semi-autónomas, con conexión a la red.
- Instalaciones conectadas a red, no autónomas.

El procedimiento para el dimensionado y el número de componentes es distinto para cada tipo de instalación. Así, en el primer tipo de instalaciones, deben calcularse todos los elementos para satisfacer totalmente la demanda de energía eléctrica de la instalación receptora. En el tercer tipo, en cambio, el dimensionado del sistema fotovoltaico puede realizarse prescindiendo totalmente de las necesidades energéticas de los receptores, pues éstos obtienen, generalmente, la energía eléctrica que precisan íntegramente de la red eléctrica, mediante una línea de suministro independiente de la del sistema fotovoltaico. En este caso, el parámetro fundamental de diseño es la potencia máxima que el sistema fotovoltaico debe suministrar a la red. En función a ésta, se dimensionan todos los elementos y subsistemas de la instalación. Finalmente, a medio camino entre las dos, se hallan las instalaciones con conexión a la red eléctrica que, además, pueden funcionar sin conexión a ésta, es decir, de forma autónoma. En el modo de funcionamiento autónomo, debe establecerse el grado de autonomía, es decir, qué fracción o porcentaje de los receptores que pueden funcionar simultáneamente se desea abastecer.

Según el párrafo anterior, las instalaciones fotovoltaicas podrán ser *plenamente autónomas* (cuando han sido diseñadas para satisfacer la demanda máxima de la potencia de la instalación receptora) y *semi o parcialmente autónomas* (cuando solamente cubren una parte de la máxima potencia de la instalación receptora, normalmente los servicios esenciales o básicos).

A continuación se explica el método del peor mes o mes más desfavorable; en el Anexo 2 se encuentran dos métodos adicionales como el método simplificado de dimensionado (CER-UNI) y Amére-Hora. Los métodos fueron revisados y puestos en análisis para el presente estudio.

2.5.1. Método del mes peor o mes más desfavorable

- a. Determinación del promedio de la energía eléctrica diaria solicitada por la instalación receptora, para cada mes, E_{elec} , expresada en $\frac{Wh}{Día}$.

Realizar la estimación por mes, del promedio de la energía eléctrica diaria que necesitará la instalación receptora para su funcionamiento. Dado que puede haber instalaciones en las que coexistan receptores alimentados por CC y por CA, deberán contabilizarse las necesidades de ambos tipos de receptores separadamente. Ya que los receptores de CC pueden, normalmente, alimentarse directamente de las baterías mientras que los receptores de CA deben alimentarse de uno o varios inversores, con lo que deberá tenerse en cuenta la energía disipada en éstos, al ser su rendimiento menor que la unidad (Ibáñez et al, 2005).

A continuación se explica el cuadro con cada una de sus columnas:

Cuadro 3: Receptores en Corriente Continua (CC)

Receptores en Corriente Continua (CC)				
[1] Tipo de receptor	[2] Número de unidades N	[3] Potencia (W) P	[4] Horas de funcionamiento diario (h)	[5] Energía $E = N * P * \text{Horas}$ (Wh)
				Consumo total en CC (Wh) $E_{CC} = \sum E_i$

FUENTE: (Ibáñez et al, 2005)

Cuadro 4: Receptores de Corriente Alterna (CA)

Receptores en Corriente Alterna (CA)				
[1] Tipo de receptor	[2] Número de unidades N	[3] Potencia (W) P	[4] Horas de funcionamiento diario (h)	[5] Energía E = N*P*Horas (Wh)
				Consumo total en CA (Wh) $E_{CA} = \sum E_i$

FUENTE: (Ibáñez et al, 2005)

Donde:

[1] Tipo de receptor: Tipo de equipo consumidor de corriente continua

[2] Número de unidades: Cantidad de receptores idénticos existentes en la instalación.

[3] Potencia (W): Magnitud de potencia de cada equipo registrado.

[4] Horas de funcionamiento diario (h): Promedio diario de horas de funcionamiento de cada tipo de receptor.

[5] Energía: El número de receptores idénticos por la potencia absorbida por cada uno de ellos por el tiempo de funcionamiento diario. Resultado de multiplicar las columnas [2], [3] y [4].

E_{CC} : Promedio de la energía eléctrica diaria solicitada por los receptores de corriente continua en un mes determinado, expresada en $\frac{Wh}{Día}$.

E_{CA} : Promedio de la energía eléctrica diaria solicitada por los receptores de corriente alterna en un mes determinado, expresada en $\frac{Wh}{Día}$.

Según Ibáñez et al (2005), una vez conocidos los consumos medios diarios en CC y en CA, debe calcularse el consumo medio total diario de energía eléctrica, E_{elec} , a partir de las siguientes consideraciones:

- En primer lugar se sobredimensionan los consumos en *CC* y en *CA* mediante un margen o factor de seguridad, F_s , para tener en cuenta las pérdidas en las conexiones en los conductores, aumentos imprevistos en el consumo de los receptores, etc. En la mayoría de las instalaciones suele adoptarse un margen de seguridad del 10% ($F_s = 10\%$).
- En el caso de los consumos de *CA* deben, además aumentarse para tener en cuenta que los inversores tienen unas pérdidas como consecuencia de que su rendimiento no es del 100% (el rendimiento o eficiencia de un inversor es igual al cociente entre la potencia eléctrica que suministran, en *CA*, y la potencia eléctrica que reciben, en *CC*). Debe introducirse, por tanto, como parámetro en las expresiones finales, la eficiencia inicial o preliminares, en ausencia de información más precisa, puede adoptarse un valor de $\eta_{inv} = 90\%$.
- A fin de mantener una homogeneidad en las expresiones correspondientes a *CC* y a *CA*, en el caso de los receptores de *CC* se supone que existe un convertidor imaginario con un 100% de eficiencia, es decir $\eta_{conv} = 100\%$.

Según los anteriores argumentos, el consumo medio total diario de energía eléctrica, E_{elec} ($\frac{Wh}{Dia}$), se obtiene sumando las contribuciones en *CC* y *CA*:

$$E_{elec} = (100 + F_s) \times \frac{E_{CC}}{100} + (100 + F_s) \times \frac{E_{CA}}{\eta_{inv}} \dots [1.1]$$

El resultado de E_{elec} promedio mensual será escrito en el siguiente cuadro:

Cuadro 5: Promedio mensual del consumo diario de energía eléctrica

Mes	Ene	Feb	Mar	May	Jun	Jul	(...)	Dic
E_{elec} (Wh* día^{-1})								

FUENTE: (Ibáñez Plana, Rosell Polo, & Rosell Urrutia, 2005)

b. Determinación del promedio de irradiación diaria disponible

Según Ibáñez et al (2005), el siguiente paso consiste en estimar, para cada mes, H_3 : el promedio de la energía (expresada en $\frac{Wh}{m^2 \text{ Día}}$) de la irradiación solar que incide, durante un día, sobre un metro cuadrado de una superficie situada en el lugar de instalación de los paneles fotovoltaicos y con la misma orientación e inclinación que éstos. Se deben, sin embargo, ponerse énfasis en las consideraciones siguientes:

- Dado que lo más habitual es que no existan datos tabulados concretos de la radiación solar en la ubicación exacta de la instalación fotovoltaica planeada (a menos que se estime a partir de expresiones analíticas), deben tomarse los datos correspondientes a la ubicación, con datos disponibles, más representativa del emplazamiento escogido, lo que, normalmente significa la ubicación más cercana.
- Debe prestarse especial atención a que los datos de radiación utilizados correspondan a superficies con las mismas características de orientación e inclinación que los módulos fotovoltaicos. Si estos últimos utilizan un sistema de seguimiento, ya sea a un eje o, bien, a dos ejes, deben realizarse las correcciones que procedan, en los datos contenidos en las tablas, a fin de disponer de estimaciones precisas y fiables de la energía que incide, diariamente, sobre los módulos.
- Los valores de la radiación diaria disponible se pueden presentar en distintas unidades, siendo las más comunes $\frac{kWh}{m^2}$, $\frac{MJ}{m^2}$, $\frac{kJ}{m^2}$. Debe recordarse que, en el método que se propone, los datos de la energía solar diaria disponible deben expresarse en $\frac{kWh}{m^2}$, debiéndose convertir a estas unidades si los datos vienen en otras distintas. Sirvan para ello los siguientes factores de conversión:

$$1 \frac{kJ}{m^2} = 2,778 \times 10^{-4} \frac{kWh}{m^2}$$

$$1 \frac{MJ}{m^2} = 0,2778 \frac{kWh}{m^2}$$

- *Concepto de hora sol pico, H.S.P.:* Dado que las características nominales de los módulos fotovoltaicos corresponden a una potencia de la radiación solar incidente de

$1 \frac{kW}{m^2}$, la energía producida a lo largo de todo un día por un módulo, en un emplazamiento en el que le incide una irradiación media diaria de $H_s \frac{kW}{m^2}$, será la misma que produciría dicho módulo si la incidiera una radiación solar constante de potencia de $1 \frac{kW}{m^2}$ durante un día imaginario que tuviera un número de horas de sol (todas ellas con $1 \frac{kW}{m^2}$) igual a H_s . Por ello al valor H_s , expresado en $\frac{kW}{m^2}$ se le denomina *Horas sol pico*, *H.S.P.*: indica la cantidad de horas de sol, con una intensidad de radiación de $1 \frac{kW}{m^2}$, incidiendo perpendicularmente sobre la superficie de un módulo fotovoltaico, que tendría un día imaginario en el que el módulo recibiría la misma energía que en un día real.

Este razonamiento es válido en el supuesto de que la eficiencia de los módulos fotovoltaicos sea independiente de la potencia de la radiación incidente, suposición bastante válida, aunque no exacta, pues, normalmente si la potencia de la radiación incidente disminuye hasta el 50% del valor de ensayo por ejemplo, la potencia eléctrica generada por un módulo fotovoltaico suele ser algo superior al 50% de la potencia generada en condiciones nominales.

El resultado de *H.S.P.* se apunta en el siguiente cuadro:

Cuadro 6: Horas solares picos mensuales

Mes	Ene	Feb	Mar	May	Jun	Jul	(...)	Dic
Incl. módulos	°	°	°	°	°	°	°	°
HSP (kWh.m- 2.día-1)								

FUENTE: (Ibáñez Plana, Rosell Polo, & Rosell Urrutia, 2005)

c. Determinación del por mes o mes más desfavorable

Según Ibáñez et al (2005), se calcula a través del promedio para cada uno de los meses del año del cociente entre el consumo medio total diario de energía eléctrica, E_{elec} , y el promedio de la radiación diaria en el lugar de ubicación de los módulos fotovoltaicos, H_s .

$$Y = \frac{E_{elec}}{H_s} \dots [1.2]$$

“Y” tiene que ser expresado en $(Wh \cdot día^{-1}) / (kWh \cdot m^{-2} \cdot día^{-1}) = (W) / (kW \cdot m^{-2}) = m^2 \cdot 10^{-3}$. El cociente expresado en m^2 , representa 100 veces la superficie que debería tener un panel fotovoltaico ideal, de rendimiento 100% para satisfacer las necesidades diarias de energía eléctrica de la instalación receptora (Ibáñez et al, 2005).

El sistema fotovoltaico se dimensiona para cubrir las necesidades durante el *mes peor*, es decir, aquel en el que la relación entre el promedio diario de las necesidades de energía eléctrica y la radiación solar media diaria disponible resulta más desfavorable, o sea, el que le corresponda el valor Y_{max} valor máximo de los valores de Y de cada mes (Ibáñez et al, 2005).

d. Elección del tipo y número de paneles fotovoltaicos

Según Ibáñez et al (2005), se elige el tipo del panel fotovoltaico que va a instalarse, o, al menos, la potencia pico de los paneles, P_{mod} , expresados en Wp, vatios – pico.

Todos los cálculos y el dimensionado que se desarrollan a partir de aquí, deben referirse al mes peor y realizarse con los datos correspondientes a dicho mes (Ibáñez et al, 2005).

De acuerdo a Ibáñez et al (2005), en primer lugar, se va a calcular la energía producida por un único panel fotovoltaico, de la potencia pico escogida, $P_{mod}(Wp)$, durante un día cualquiera (perteneciente al mes peor). Para ello, debe recordarse que la potencia pico de un panel es la potencia que produce el panel medida en unas condiciones estándar que suponen una radiación incidente de $1000 Wm^{-2}$ (lo mismo sucede con la intensidad pico y la tensión nominal).

Según lo anterior, la energía producida, durante una hora, por un panel de potencia pico $P_{mod}(Wp)$ sobre el que incide una radiación solar de una intensidad igual a $1000 Wm^{-2}$ es igual a $P_{mod}(Wh)$. Si en lugar de una hora, la radiación solar de $1000 Wm^{-2}$ incide sobre el panel durante $H_s \times P_{mod}(Wh)$; por lo tanto

$$H_s (kWh m^{-2} día^{-1}) \times P_{mod}(Wp) \\ = \text{Energía diaria producida por un panel (Wh día}^{-1}) \dots [1.3]$$

Consiguientemente, si la demanda media diaria de energía eléctrica de los receptores es E_{elec} , y, según se acaba de ver, la energía media diaria producida por un panel es $H_s \times P_{mod}$, se concluye que el número de paneles, N_{mod} , necesarios para cubrir las necesidades diarias de los receptores (como siempre, durante el mes más desfavorable) viene dado por $1,1 \times E_{elec} / (H_s \cdot P_{mod})$:

$$N_{mod}(\text{número de módulos}) \\ = 1,1 \times E_{elec} (Wh día^{-1}) / [(H_s (kWh m^{-2} día^{-1}) \times P_{mod}(Wp))] \dots [1.4]$$

Lo que equivale, también a:

$$N_{mod}(\text{número de módulos}) = 1,1 \times Y_{max} [(Wh día^{-1}) / (kWh m^{-2} día^{-1})] / P_{mod}(Wp)$$

El coeficiente 1,1 es un factor de seguridad para hacer frente a imprevistos y a la depreciación de las presentaciones de los diferentes componentes del sistema fotovoltaico por diferentes causas (por ejemplo, depreciación debida al envejecimiento, pérdida de rendimiento debida a que los valores nominales suelen ser referidos por el fabricante para una temperatura de los módulos de $25^{\circ}C$ mientras que, frecuentemente, éstos trabajan a temperaturas superiores a $40^{\circ}C$, etc). Equivale a un sobredimensionamiento del 10 % (Ibáñez et al, 2005).

Método alternativo

Obsérvese que, a partir de la superficie útil de un módulo fotovoltaico, S_{mod} , expresada en m^2 , y del rendimiento de los módulos fotovoltaicos que se desea instalar, η_{mod} , siendo:

$$\eta_{mod} = P_{mod}(Wp) / (1.000 (W m^{-2}) \times (S_{mod})) \dots [1.5]$$

De acuerdo con la interpretación física de Y (y por extensión de Y_{max}), si se expresa Y_{max} en m^2 , entonces, la superficie necesaria total de paneles fotovoltaicos $S_{T,mod}$, expresada en m^2 , y el

número de módulos necesarios, N_{mod} , pueden calcularse mediante las sencillas expresiones siguientes:

$$S_{T,mod} = Y_{max}/\eta_{mod}/1.000 \dots [1.6]$$

$$N_{mod} = S_{T,mod}/S_{mod}$$

Si se incluye un factor de seguridad del 10% quedará, finalmente:

$$N_{mod} = 1,1 \times S_{T,mod}/S_{mod} \dots [1.7]$$

Evidentemente, los resultados obtenidos mediante los dos procedimientos deben ser coincidentes (salvo el factor de seguridad, que también es aconsejable incluir en el segundo procedimiento).

e. Cálculo de la conexión de los módulos en serie y en paralelo

Según Ibáñez et al (2005), llegada esta fase del diseño, debe estar definida la tensión de trabajo del subsistema de acumulación, $V_{T,acu}$. Si la tensión nominal de cada módulo fotovoltaico es V_{mod} (normalmente, 12 V), entonces, el número de módulos fotovoltaicos que deberán conectarse en serie, $N_{s,mod}$, para que la tensión de salida del campo fotovoltaico iguale a la tensión de las baterías vendrá dado por:

Número de módulos conectados en serie:

$$N_{s,mod} = V_{T,acu}/V_{mod} \dots [1.8]$$

El número de módulos conectados en paralelo, $N_{p,mod}$ (en realidad, $N_{p,mod}$ es el número de ramas o conjuntos de $N_{s,mod}$ módulos conectados en serie que deberán conectarse en paralelo) puede hallarse como:

Número de módulos conectados en paralelo:

$$N_{p,mod} = N_{mod}/N_{s,mod} \dots [1.9]$$

De este modo, el número total de módulos fotovoltaicos, N_{mod} , es igual al producto:

$$N_{mod} = N_{s,mod} \times N_{p,mod} \dots [1.10]$$

Debe tenerse en cuenta, sin embargo, que el número final total de módulos, N_{mod} , debe poderse expresar como el producto de dos números naturales, $N_{S,mod} \times N_{P,mod}$, siendo uno de ellos prefijado ($N_{S,mod}$), de modo que, si el número de paneles obtenido inicialmente no cumple con esta condición, deberá aproximarse al mínimo número inmediatamente superior que la cumpla, modificando, para ello el valor de $N_{P,mod}$ (puesto que el valor de $N_{S,mod}$ viene fijado por la tensión de trabajo de las baterías y no puede modificarse). Por ejemplo, si en el cálculo se ha obtenido un valor de $N_{mod} = 18$ paneles, y para obtener la tensión de trabajo de las baterías deben conectarse 4 paneles en serie, $N_{S,mod} = 4$, se obtendría $N_{P,mod} = 18/4 = 4,5$. Es evidente, pues, que 18 no puede descomponerse como producto de 4 y otro número natural, por lo que debe sustituirse $N_{mod} = 18$ por el mínimo número inmediatamente superior que permita la anterior descomposición; en este caso, tomando $N_{mod} = 20$ se cumple, pues $20 = 4 \times 5$, es decir: $N_{P,mod} = 20/4$ (deberían conectarse 5 líneas de 4 paneles en serie cada una) en paralelo.

En caso de que la modificación de N_{mod} no sea satisfactoria, puede ser el momento para realizar un replanteo de todo el dimensionado realizado hasta este estadio, empezando por escoger un nuevo modelo de panel fotovoltaico con características distintas al escogido en un principio.

Finalmente, una vez determinados el número de módulos conectados en serie, $N_{S,mod}$ y el número de módulos totales, N_{mod} , pueden calcularse los principales parámetros eléctricos totales del subsistema de captación de energía o campo fotovoltaico, según las expresiones:

Potencia pico total de subsistema de captación de energía P_{gen} :

$$P_{gen}(Wp) = N_{mod}(n^{\circ}total\ de\ paneles) \times P_{mod}(Wp/módulo) \dots [1.11]$$

Es decir,

$$P_{gen}(Wp) = N_{S,mod} \times N_{P,mod}(n^{\circ}total\ de\ paneles) \times P_{mod}(Wp/módulo) \dots [1.12]$$

Intensidad pico total de salida del subsistema de captación de energía $I_{P,gen}$:

$$I_{P,gen}(A) = I_{P,mod} \times N_{P,mod} \dots [1.13]$$

Intensidad total de cortocircuito del subsistema de captación de energía $I_{SC,gen}$:

$$I_{SC,gen}(A) = I_{SC,mod} \times N_{P,mod} \dots [1.14]$$

Tensión nominal total de salida del subsistema de captación de energía, V_{gen} :

$$V_{gen}(V) = V_{mod} \times N_{S,mod} \dots [1.15]$$

Tensión pico total de salida del subsistema de captación de energía, $V_{P,gen}$:

$$V_{P,gen}(V) = V_{P,mod} \times N_{S,mod} \dots [1.16]$$

Tensión total en circuito abierto del subsistema de captación de energía, $V_{OC,gen}$:

$$V_{OC,gen}(V) = V_{OC,mod} \times N_{S,mod} \dots [1.17]$$

f. Dimensionado de acumulación de energía eléctrica

Según Ibáñez et al (2005), para realizar el dimensionado del subsistema de acumulación deben conocerse o fijarse de antemano, los siguientes parámetros:

- $P_{D,máx}$: Profundidad máxima de descarga profunda u ocasional, expresada en tanto por uno. En el caso de acumuladores de plomo-ácido $P_{D,máx}$ suele estar comprendida entre 0.6 y 0.8, mientras que, en el caso de acumuladores de Ni/Cd, es igual a la unidad.
- $P_{D,diaria}$: Profundidad máxima de descarga diaria o superficial admisible, en tanto por uno. En el caso de acumuladores de plomo-ácido $P_{D,diaria}$ suele valer alrededor de 0.2, mientras que, en el caso de acumuladores de Ni/Cd, es igual a la unidad.
- $V_{T,acu}$: Tensión de trabajo del subsistema de acumulación o baterías, expresada en voltios (los valores más habituales de $V_{T,acu}$ son 6V, 12V, 24V, 48V, 120V).
- V_{acu} : Tensión nominal de cada elemento acumulador o vaso (alrededor de 2 V en acumuladores de plomo-ácido y entre 1.2 y 1.3 V en acumuladores de Ni/Cd). Las tensiones son mayores en el caso de tratarse de baterías, compuestas de varios vasos.
- N_D : Número de días de autonomía de baterías, es decir, la cantidad de días de la instalación receptora puede abastecerse de la energía eléctrica suministrada

exclusivamente por las baterías (en ausencia total de generación eléctrica por parte de los módulos fotovoltaicos).

Según Ibáñez et al (2005), la energía almacenada en una batería, E , que tenga una *capacidad* de C' Ah (amperios hora) y una *tensión nominal* igual a V_{acu} (voltios) viene dada por el producto de las dos magnitudes anteriores (recuérdese que $1\text{ W}=1\text{ V} \times 1\text{ A}$):

$$E(Wh) = C'(Ah) \times V_{acu}(V) \dots [1.18]$$

Por otro lado para Ibáñez et al (2005), la energía que debería almacenarse en un sistema de acumulación, E_{acu} (Wh), que admitiera una profundidad de descarga del 100%, para poder suministrar la energía consumida por la instalación receptora durante los días de autonomía especificados, N_D , viene dada por:

$$E_{acu}(Wh) = N_D \times E_{elec,max}(Wh\text{ día}^{-1}) \dots [1.19]$$

$E_{elec,max}$ es el promedio de la energía eléctrica diaria solicitada por la instalación receptora , *para el mes en el que el consumo de los receptores es máximo* (obsérvese que dicho mes no tiene por qué coincidir con el *mes peor*), expresada en $Wh\text{ día}^{-1}$.

La anterior expresión se justifica por el hecho de que, si la profundidad de descarga, P_D , admisible es igual a la unidad, $P_D = 1$, (descarga del 100%), *toda* la energía almacenada en los acumuladores es útil, esto es, aprovechable para ser suministrada a los receptores. Sin embargo, en el caso, más frecuente, de que las baterías admitan profundidades de descarga menores que la unidad, la anterior expresión debe tener este hecho en cuenta, incorporando la profundidad de descarga como divisor. De este modo, la energía almacenada en las baterías debe ser mayor que la energía necesaria por los receptores, ya que solamente una parte de la primera puede ser aprovechada para ser transferida a los receptores (Ibáñez Plana, Rosell Polo, & Rosell Urrutia, 2005).

Normalmente, es de esperar que la necesidad de alimentar a los receptores únicamente a partir de las baterías durante la totalidad de los N_D días surja muy de vez en cuando (ya que normalmente se dispondrá de la aportación, mayor o menor, de la energía generada por los módulos fotovoltaicos), por lo que, para dimensionar el sistema de acumulación se utiliza $P_{D,max}$: profundidad máxima de descarga profunda u ocasional (Ibáñez Plana, Rosell Polo, & Rosell Urrutia, 2005).

Así pues según Ibáñez et al (2005), la energía que debería almacenarse en el sistema de acumulación, $E_{acu}(Wh)$, tras añadir un factor de seguridad de 1.1, viene dada por:

$$E_{acu}(Wh) = 1.1 \cdot [N_D \times E_{elec,max} (Wh \cdot día^{-1})] / P_{D,max} \dots [1.20]$$

De donde, la capacidad necesaria del sistema de acumulación $C'_T(Ah)$, se obtiene como:

$$C'_T (Ah) = E_{acu}(Wh) / V_{T,acu}(V) \dots [1.21]$$

$$C'_T (Ah) = 1.1 \times [N_D \times E_{elec,max}(Wh \cdot día^{-1})] / [P_{D,max} \times V_{T,acu}(V)] \dots [1.22]$$

Debe comprobarse, además, que la capacidad de los acumuladores así obtenida sea superior a la mínima necesaria para que la batería no se descargue diariamente más de la profundidad de descarga diaria o superficial admisible, $P_{D,diaaria}$, a fin de evitar que se produzcan ciclos de descarga diarios superiores a los admitidos por el tipo de baterías empleadas (Ibáñez et al, 2005).

Para ello, se debe verificar que:

$$C'_T (Ah) \geq [E_{elec,max}(Wh \cdot día^{-1})] / [P_{D,diaaria} \cdot V_{T,acu}(V)] \dots [1.23]$$

En el caso de que no se cumpla la anterior condición (generalmente, esta situación puede suceder cuando el número de días de autonomía sea pequeño), la capacidad necesaria del sistema de acumulación, $C'_T (Ah)$, se obtiene como:

$$C'_T (Ah) = E_{elec,max}(Wh \cdot día^{-1}) / [P_{D,diaaria} \times V_{T,acu}(V)] \dots [1.24]$$

Todo los elementos acumuladores que se conecten deben ser del mismo tipo e idénticas características (misma capacidad, tensión...) y haber funcionado en las mismas condiciones. Cuando se conectan los acumuladores en *serie*, se suman las tensiones, y la capacidad total obtenida es igual a la capacidad individual de uno de los acumuladores. Cuando se conectan varios acumuladores en *paralelo*, la capacidad total obtenida es igual a la suma de las capacidades individuales de cada acumulador, siendo la tensión la misma que poseen cada uno de los acumuladores conectados. De todos modos, en la medida de lo posible, debe evitarse la conexión de acumuladores en paralelo debido a que, si existen acumuladores que se encuentran, por diversas causas, en distinto estado electroquímico, pueden establecerse corrientes eléctricas que circulen entre los distintos acumuladores conectados, disminuyendo

la eficiencia y las prestaciones del conjunto (Ibáñez Plana, Rosell Polo, & Rosell Urrutia, 2005).

Según Ibáñez et al (2005), en la conexión de elementos acumuladores en serie, deben por tanto, seleccionarse acumuladores individuales que, a ser posible, tengan aproximadamente la capacidad total que se desea (de lo contrario se deberán conectar, además, en paralelo, situación a evitar en lo posible) conectando tantos elementos individuales como sean necesarios, para poder obtener la tensión de trabajo requerida. Obsérvese que, para una misma energía acumulada, si se aumenta la tensión de salida total del subsistema de acumulación, disminuye la capacidad necesaria de los elementos acumuladores individuales conectados en serie. El *número de elementos acumuladores* individuales (también llamados *vasos*) que deben conectarse en serie se calcula mediante la expresión:

$$N_{S,acu} = V_{T,acu}/V_{acu} \dots [1.25]$$

Si es necesario conectar varios conjuntos de acumuladores en paralelo, a fin de alcanzar la capacidad –Ah– deseados , el *número de rapas en paralelo*, $N_{P,acu}$, se calcula como:

$$N_{P,acu} = C'_T/C' \dots [1.26]$$

Siendo C' la capacidad individual de cada elemento acumulador, en Ah. De este modo, el número total de acumuladores, N_{acu} , será igual al producto:

$$N_{acu} = N_{S,acu} \times N_{P,acu} \dots [1.27]$$

g. Dimensionado del subsistema de regulación

Independientemente de las características y presentaciones específicas de cada modelo concreto de regulador, deben especificarse los valores nominales de tres parámetros eléctricos, comunes a todos los inversores, para que un inversor sea adecuado a una instalación fotovoltaica determinada. Estos parámetros son: la tensión nominal de trabajo del regulador, la intensidad nominal del interruptor de acoplamiento entre los módulos fotovoltaicos y las baterías, por último la intensidad nominal del interruptor de acoplamiento entre las baterías y los receptores (Ibáñez et al, 2005).

- *Tensión nominal de trabajo del regulador, V_{Reg} , debe coincidir con las tensiones nominales de los subsistemas de captación de energía (generador) y de acumulación.*

$$V_{Reg} = V_{gen} = V_{T,acu} \dots [1.28]$$

- *Intensidad nominal del interruptor de conexión y desconexión de la corriente eléctrica desde el generador fotovoltaico hacia el subsistema de acumulación, $I_{Reg\ gen-acu}$, debe ser igual a la máxima intensidad de corriente que es capaz de suministrar el campo fotovoltaico, es decir:*

$$I_{Reg\ gen-acu} = I_{SC,gen} = I_{SC,mod} \times N_{P,mod} \dots [1.29]$$

Según Ibáñez et al (2005), deben preverse los aumentos de las intensidades y las tensiones suministradas por los módulos fotovoltaicos en condiciones medioambientales determinadas, multiplicando para ello, los valores anteriores por 1.25. Por consiguiente, el regulador debe estar diseñado para soportar los anteriores valores multiplicados por 1.25:

$$V_{Reg,máx} = 1.25 \times V_{OC,gen} \dots [1.30]$$

$$I_{Reg\ gen-acu} = 1.25 \times I_{SC,gen} = 1.25 \times I_{SC,mod} \times N_{P,mod} \dots [1.31]$$

Ibáñez et al (2005) señala que por motivos de reducción de costos, de versatilidad, de diseño, etc., puede dividirse el subsistema de captación en varios conjuntos de paneles fotovoltaicos y conectar cada conjunto a su respectivo regulador (por ejemplo, varias ramas en paralelo conectadas a un mismo regulador). Finalmente se conectan en paralelo los reguladores instalados (todos ellos deben ser del mismo tipo y tener las mismas tensiones e intensidades nominales).

- *Intensidad nominal del interruptor de acoplamiento entre las baterías y los receptores, $I_{Acu, recep}$, debe ser, como mínimo, igual a la intensidad total absorbida por la instalación receptora, ya se trate de una instalación con receptores de CC (en cuyo caso la intensidad total es igual a la suma de las intensidades de cada receptor), con receptores en CA (en cuyo caso la intensidad total es igual a la*

intensidad máxima absorbida por el inversor – teniendo en cuenta su rendimiento) o mixta – líneas de CC y líneas de CA -, en cuyo caso la intensidad total se obtiene sumando las intensidades totales de cada línea.

Algunos fabricantes confían la función del control del acoplamiento entre las baterías y los receptores (incluyendo la protección contra la sobre descarga de los acumuladores) a los inversores, en los cuáles se halla el interruptor de acoplamiento correspondientemente.

Finalmente, el número de reguladores es hallado a través de la división de la Intensidad nominal del interruptor de la corriente eléctrica desde generador a acumulación, $I_{Reg\ gen-acu}$, y la Corriente nominal del regulador (Ibáñez et al, 2005).

$$\text{Número de reguladores} = \frac{I_{Reg\ gen\ acu}}{\text{Corriente nominal de regulador}} \dots [1.32]$$

h. Dimensionado del subsistema de inversión

Recuérdese que los inversores se caracterizan por dos potencias características: *la potencia en servicio continuo* y *la potencia pico o en servicio intermitente*.

- Potencia en servicio continuo, P_{inv}

Así como el campo fotovoltaico y el subsistema de acumulación se dimensionan para cubrir las necesidades *energéticas* diarias (de uno o varios días, respectivamente) de los receptores, un inversor se dimensiona para satisfacer la demanda de *potencia* (en régimen permanente) máxima de los receptores – *potencia del inversor en servicio continuo*, P_{inv} –, que es igual al *valor máximo* de la suma de las potencias de todos los receptores que pueden funcionar simultáneamente. Aun así, es *recomendable un cierto sobredimensionamiento de la potencia*

del inversor en servicio continuo, por ejemplo, un 25 %, para situaciones no previstas de funcionamiento simultáneo de grandes receptores.

- Potencia pico o en servicio intermitente, $P_{P,inv}$

Además, debe asegurarse que el tipo de inversor seleccionado posea una *potencia pico o en servicio intermitente*, $P_{P,inv}$, capaz de suministrar los picos de sobre potencias transitorias que se presentan al conectar determinados tipos de receptores, especialmente los motores eléctricos, que, pueden oscilar entre 5 y 8 veces la potencia nominal del motor. Debe verificarse pues cuál es la potencia máxima de un motor que es capaz de arrancar el inversor.

Ambas potencias, P_{inv} y $P_{P,inv}$, se refieren a las potencias de salida, es decir, suministradas por el inversor a los receptores. Las correspondientes *potencias de entrada*, esto es, absorbidas por el inversor (normalmente de las baterías) se obtienen de dividir las anteriores por su rendimiento, y permiten, por ejemplo, hallar la intensidad máxima del interruptor de acoplamiento entre las baterías y los receptores, $I_{Acu\ recep}$ en líneas de CA, y la intensidad máxima de la línea de alimentación del inversor.

La intensidad nominal de interruptor de acoplamiento entre las baterías y los receptores, $I_{Acu\ recep}$, debe ser, como mínimo, igual a la intensidad total absorbida por la instalación receptora.

En el caso que el receptor se alimente mediante un inversor, $I_{Acu\ recep}$ se calcula como:

$$I_{Acu\ recep} = I_{Acu\ inv} \geq 1,25 \times I_{Max,inv} = 1,25 \times \frac{P_{inv}}{(V_{Min\ T\ acu} \times \eta_{inv})} \dots [1.33]$$

Siendo $I_{Acu\ inv}$, la intensidad nominal del interruptor de acoplamiento entre las baterías y el inversor.

i. Dimensionado del subsistema de transporte de la energía eléctrica

Se destacan, a continuación, algunas consideraciones del dimensionado de los conductores especialmente importantes. De los diferentes subsistemas que constituyen un sistema fotovoltaico, merecen un tratamiento especial, en lo que dimensionado de los conductores se refiere, el subsistema de captación fotovoltaica y las conexiones entre las baterías y los reguladores e inversores, ya que el resto de la instalación sigue las pautas normales de diseño de las instalaciones eléctricas convencionales.

En dichos subsistemas, debe presentarse especial atención a los valores de la máxima intensidad y tensión a que se verán sometidos los conductores.

Subsistema de captación de energía (campo de paneles fotovoltaicos)

Las intensidades de cortocircuito, $I_{SC,mod}$, (así como $I_{P,mod}$), y tensiones en circuito abierto, $V_{OC,mod}$ (así como, $V_{P,mod}$) de los módulos fotovoltaicos facilitadas por los fabricantes corresponden a unas condiciones de ensayo estandarizadas de $1,000 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ de irradiancia (potencia solar por m^2) y una temperatura del *módulo fotovoltaico* de 25°C . Sin embargo, los valores de $I_{SC,mod}$ y de $V_{OC,mod}$ se ven afectados por los cambios que puedan experimentar los parámetros solares anteriores.

Así, la intensidad de cortocircuito, $I_{SC,mod}$, se ve incrementada al aumentar la irradiancia y la temperatura (la primera puede alcanzar, ocasionalmente, valores de $1200 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ o incluso superiores, especialmente en momentos de alta irradiación solar y/o altas componentes de radiación reflejada adicional; por otro lado, la temperatura habitual de funcionamiento de los paneles puede ser de 75°C o superior). Por todo ello la intensidad máxima suministrada por los módulos debe estar sobredimensionada respecto a la intensidad de cortocircuito, aconsejándose un sobredimensionado del 25 %. Por consiguiente, la intensidad máxima suministrada por los módulos fotovoltaicos se tomará igual a:

$$I_{Max,mod} = 1.25 \times I_{SC,mod} \dots [1.34]$$

Aparte de este factor, las normas de algunos países, como por ejemplo Estados Unidos, establecen que las intensidades máximas que circulan por una línea sobre-dimensionen por un factor adicional igual a 1,25 (para que los conductores trabajen como máximo al 80% de su

capacidad) de modo que la sección de los conductores se escoge de acuerdo con la intensidad resultante (en este caso, sería $I_{\text{conductor}} \geq 1,25 \times 1,25 \cdot I_{\text{SC,mod}} = 1,56 \cdot I_{\text{SC,mod}}$). En resumen, los conductores que transportan corriente eléctrica procedente directamente de los módulos fotovoltaicos deben admitir el paso de una intensidad como mínimo igual a:

$$I_{\text{Conductor, mod}} \geq 1,25 \times I_{\text{SC,mod}} \text{ (caso general)}$$

$$I_{\text{Conductor,mod}} > 1,25 \times 1,25 \times I_{\text{SC,mod}} = 1,56 \times I_{\text{SC,mod}} \text{ (seguridad reforzada, EEUU) ... [1.35]}$$

Por su parte, *la tensión en circuito abierto*, $V_{\text{OC,mod}}$, aumenta al disminuir la temperatura, de manera que, en días fríos pero soleados, la tensión en circuito abierto puede superar ampliamente el valor facilitado por el fabricante. Para tener en cuenta este hecho debe tomarse como tensión máxima de los módulos (y, por extensión, la tensión máxima del subsistema de captación de energía) la tensión en circuito abierto facilitada por el fabricante multiplicada por un factor, normalmente 1,25. En consecuencia, *la tensión de aislamiento de los conductores debe escogerse considerando dicho factor*.

Subsistema de acumulación

Como consideraciones generales, los cables utilizados para acoplar las baterías entre sí y con el resto de equipamiento deben soportar las condiciones corrosivas y húmedas del recinto en el que éstas están ubicadas. Además, no deben emplearse conductores de aluminio debido a que presentan problemas de corrosión.

Los conductores que provienen del campo fotovoltaico, pasando por el regulador, se dimensionan según se acaba de explicar. Debe presentarse especial atención en que los conductores conectados a las baterías soporten las elevadísimas intensidades de cortocircuito (fácilmente de varios miles de amperios) que pueden presentarse, en función del tiempo de respuesta de las protecciones correspondientes.

Línea de conexión entre los acumuladores y los inversores

Los conductores de esta línea deben dimensionarse para soportar la máxima intensidad que pueden absorber los inversores sobredimensionada por un factor de 1,25 para tener en cuenta los picos de intensidad transitoria que se presentan al conectar determinados tipos de receptores, especialmente los motores eléctricos. La intensidad máxima de esta línea se calcula teniendo en cuenta:

- La potencia del inversor en servicio continuo, P_{inv} (recuérdese que es recomendable un cierto sobredimensionamiento de la potencia del inversor en servicio continuo, por ejemplo un 25% para situaciones no previstas de funcionamiento simultáneo de grandes receptores).
- El menor valor de la tensión del subsistema de acumulación con el que puede funcionar el inversor, $V_{Mín T acu}$, pues en esta situación cuando el inversor absorberá una intensidad mayor.
- La eficiencia del inversor a plena potencia η_{inv} (no necesariamente igual a la eficiencia máxima del inversor)

La intensidad máxima *permanente* de la línea de alimentación (CC) de los inversores, $I_{Máx inv}$ será:

$$I_{Máx inv} = P_{inv} / (V_{Mín T acu} \times \eta_{inv}) \dots [1.36]$$

Y, por tanto,

$$I_{conductor,inv} \geq 1,25 \times I_{Máx inv} = 1,25 \times P_{inv} / (V_{Mín T acu} \times \eta_{inv}) \dots [1.37]$$

Recuérdese que deben escogerse materiales aislantes adecuados a las condiciones ambientales de las líneas (por ejemplo, se recomienda que el aislamiento de los cables del subsistema de captación de energía – Campo fotovoltaico- soporte temperaturas de 90°C, y que la cubierta protectora soporte, además, condiciones ambientales extremas). En el siguiente cuadro se muestran intensidades de cable según la sección nominal del mismo.

Cuadro 7: Intensidades máximas en régimen permanente, para cables formados por conductores flexibles de Cu

Sección nominal (mm ²)	Intensidad máxima (A) (Tmax conductor: 90°C) Dos cables unipolares	Intensidad máxima (*)	Intensidad máxima (**)
1.5	27	22	24
2.5	36	29	32
4	48	39	43
6	64	52	58

Sección nominal (mm ²)	Intensidad máxima (A) (Tmax conductor: 90°C) Dos cables unipolares	Intensidad máxima (*)	Intensidad máxima (**)
10	85	69	77
16	115	93	104
25	155	126	140
35	190	154	171
50	225	182	203
70	285	231	257
95	350	284	315
120	405	328	365
150	465	377	419
185	535	433	482
240	630	510	567
300	730	591	657
400	840	680	756

(*) Intensidades incluyen factores de corrección por temperatura ambiente distinta de 40°C y para cables expuestos directamente al sol

(**) Intensidades incluyen factor de corrección por temperatura ambiente distinta de 40°C
FUENTE: Ibáñez et al (2005)

2.6 Marco legal y normatividad

El Reglamento Nacional de Edificaciones tiene por objeto normar los criterios y requisitos mínimos para el diseño y ejecución de las habilitaciones urbanas y las edificaciones, permitiendo de esta manera una mejor ejecución de los planes urbanos. Además, es de aplicación obligatoria para quienes desarrollen procesos de habilitación urbana y edificación en el ámbito nacional, cuyo resultado es de carácter permanente, público o privado (El Peruano, 2006).

El Reglamento Nacional de Edificaciones estableció cinco principios generales para cumplir con su objetivo, los cuales se explican de manera general en las siguientes líneas. De la seguridad de las personas; busca garantizar la salud, la integridad y la vida de las personas que habitan una edificación o concurren a los espacios públicos. De la calidad de vida; busca

lograr un hábitat urbano sostenible, capaz de otorgar a los habitantes de la ciudad espacios que reúnan condiciones que les permitan desarrollarse integralmente en el plano físico y espiritual. De la seguridad jurídica; promueve y respeta el principio de legalidad y la jerarquía de las normas con arreglo a la constitución y el derecho. De la subordinación del interés personal al interés general; considera el interés general sobre el interés personal. Del diseño universal; promueve que las habilitaciones y edificaciones sean aptas para el mayor número de personas posible (El Peruano, 2006).

El Reglamento Nacional de Edificaciones comprende tres títulos. El Título Primero norma las Generalidades y constituye la base introductoria a las normas contenidas en los títulos siguientes. El Segundo, norma las Habilitaciones urbanas y contiene las normas referidas a los tipos de habilitaciones, los componentes estructurales, las obras de saneamiento y las obras de suministro de energía y comunicaciones. El Tercero norma las Edificaciones y comprende de las normas referidas a arquitectura, estructuras, instalaciones sanitarias e instalaciones eléctricas y mecánicas.

Por otra parte, las medidas de ecoeficiencia para el sector público aprobados mediante Decreto Supremo N° 009-2009-MINAM, establece como objetivo el ahorro en el gasto público de acuerdo con lo establecido en el numeral 7.5 del artículo 7° de la Ley N° 29289, Ley del presupuesto del Sector Público para el año fiscal 2009. Las medidas de ecoeficiencia en las entidades del sector público se harán en dos etapas, la primera referente al ahorro de recursos y eficiencia de los mismos; la segunda referente al uso de energías alternativas, además de implementar progresivamente el uso de energías alternativas ecológicas (El Peruano, 2009)

Además, el Decreto Legislativo N° 1002, Ley de Promoción de la Inversión en Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables (2008), tiene por objeto promover el aprovechamiento de los recursos Energéticos Renovables para mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente, mediante la promoción de la inversión en la producción de electricidad (Quijada, 2010).

El artículo 2 del Decreto Legislativo N° 1002, establece que cada cinco (5) años el Ministerio de Energía y Minas fijará un porcentaje objetivo en que debe participar, en el consumo

nacional de electricidad, la electricidad generada a partir de RER, no considerándose en este porcentaje objetivo a las centrales hidroeléctricas. Tal porcentaje objetivo será hasta el cinco por ciento (5%) en cada uno de los años del primer quinquenio (Quijada, 2010).

El artículo 11 del Decreto Legislativo N° 1002, estableció que en un plazo máximo de un año de la vigencia del Decreto, se debió de elaborar y aprobar el plan nacional de energías renovables por parte del Ministerio de Energía y Minas, lo que a la fecha no ha sido honrado. También, la norma señala que dicho plan incluirá aquellas estrategias, programas y proyectos a desarrollarse utilizando energías renovables que tienden a mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente. Hay más de seis millones de peruanos que no tienen acceso a luz, y aún no se tiene un mapa energético actualizado. Sumado a esto, el gobierno no ha cumplido con elaborar el plan de energías renovables (Quijada, 2010)

Asimismo, según la Resolución Ministerial del Ministerio del Ambiente N°217-2013-MINAM se aprobó el “Programa de Promoción del uso del gas natural vehicular y paneles solares en las instituciones públicas 2013-2015” que tiene el objetivo de implementar el uso de energías alternativas ecológicas en las entidades públicas en el marco de las medidas de ecoeficiencia para el Sector Público (Quijada, 2010).

Las condiciones técnicas para la instalación de un sistema solar fotovoltaico en el Perú se establecieron en el Reglamento Nacional de Edificaciones (RNE) en Junio 2006. Según la Norma G.010 (2006), el RNE tiene por objeto normar los criterios y requisitos mínimos para el diseño y ejecución de las habitaciones urbanas y las edificaciones, permitiendo de esta manera una mejor ejecución de los planes urbanos.

Todos estos dispositivos legales incentivan a la promoción de fuentes renovables de energía especialmente la última Resolución Ministerial del MINAM, la cual promueve la aplicación de estas fuentes en entidades públicas como la UNALM.

2.7 Métodos económicos

2.7.1 Precio kWh

La estimación intuitiva del coste que tendría el kWh producido (precio kWh) por un sistema fotovoltaico, atendiendo únicamente a los costes que supone la inversión inicial (gastos inversión) y los gastos de operación y mantenimiento (gastos op. y man.), prescindiendo de parámetros económicos tales como intereses y costes de capital. El precio del kWh producido se obtiene a partir del cociente entre los gastos anteriormente expuestos, contabilizados a lo largo del tiempo de vida útil (años de vida útil) asignado a la instalación (normalmente, 20 años) y la estimación de la energía anual producida (kWh/año), en kWh, a lo largo de la vida útil de la instalación, según la expresión:

$$\text{Precio kWh} = \frac{[\text{gastos inversión} + \text{gastos op. y man.}]}{\left[\frac{\text{kWh}}{\text{año}} \times \text{año de vida útil}\right]} \dots [2.1]$$

2.7.2 Análisis económico del ciclo de vida

Según Bhuyian MMH, et al (2000), citado por Apratim R. (2012), el Análisis Económico del Ciclo de vida (LCEA, por sus siglas en inglés), calcula el gasto en un servicio entregado durante el lapso total de vida de un proyecto. Esto es importante porque la inversión inicial no siempre refleja el verdadero gasto relacionado con un servicio entregado. Operación, mantenimiento y otros desembolsos importantes son también considerados en LCEA para estimar la verdadera carga económica de un producto.

Para proyectos de energía solar fotovoltaica usualmente se incurre en grandiosas inversiones iniciales a diferencia de generadores de energía a base de petróleo o diesel. Por esta razón, generadores impulsados por combustible pueden parecer una opción más atractiva que la energía solar fotovoltaica si se toma en cuenta solo la inversión inicial. Pero en el largo plazo,

el costo general por unidad de energía producida por generadores dirigidos por combustible no podrían necesariamente ser mejor que el costo por unidad de energía producida por módulos fotovoltaicos. (Apratin, 2012)

Iskander & Scerri (1996) citado por Apratin R. (2012), realizaron un análisis de evaluación de costos y sensibilidad del primer sistema solar instalado en Madagascar. Ellos consideraron el tiempo de vida para un sistema solar debería ser 20 años y encontraron que es razonable usar ese dato en evaluaciones económicas en sistemas solares fotovoltaicos.

Qoaider & Steinbrecht (2009) citado por Apratin R. (2012), realizaron un análisis económico de ciclo de vida para comparar el costo de generación de electricidad del sistema solar fotovoltaico y el generador a base de combustible en una comunidad agrícola remota del sur de Egipto. Ellos encontraron que el costo de unidad del generador a base de combustible es tres veces más alto que el sistema solar fotovoltaico.

El análisis económico del ciclo de vida es una herramienta estadística la cual asigna pesos ponderados para iniciales y posibles gastos futuros relativos a un proyecto, además provee una evaluación apropiada para la presente economía. Es versátil en el sentido que puede ser aplicada en cualquier nivel del proceso de diseño (para el proyecto entero o para componentes individuales) (Apratin, 2012).

En el caso de generación de energía aislada, cubre el total de desembolso en tres etapas individuales: fase de capital inicial, fase de mantenimiento y fase de desmantelamiento. En el comienzo del proyecto, gastando en construcción, equipamiento, instalación y mano de obra es incluida en la fase de capital inicial, medido en la presente economía. El gasto necesario para mantener el sistema operacional es incluido en la fase de mantenimiento y contiene gastos de combustibles regulares y los costes incurridos durante mantenimiento. Estas salidas ocurren de forma regular y el periodo total de análisis también se incluye en la evaluación. La tercera y última fase (para desmantelamiento) cubre la disposición de equipos en el servicio (Apratin, 2012).

Valor efectivo actual (EPV, por sus siglas en inglés) de los componentes tiene que ser calculados para hacer una evaluación significativa del futuro costo en la presente economía. Por esta razón, el futuro desembolso debido a mantenimiento y remplazo se descuentan a su

nivel equivalente en la economía actual y el valor actual del gasto es calculado con inflación contable y tendencias del mercado (Apratin, 2012).

El costo neto del sistema para un sector de generación de energía incorpora tres componentes los cuales cubren las etiquetas de precio junto con los gastos incurridos durante las tres fases consideradas por el análisis económico del ciclo de vida. Ejemplos de estos componentes son mostrados a continuación:

- Costo de capital inicial

El gasto necesitado para comprar equipos es incluido en el estudio como gastos de capital. Estos cubre costos del sistema fotovoltaico, algunas partes incluyendo, baterías, paneles solares, inversores, instalación y cableado (Apratin, 2012).

- Costos recurrentes o regulares

Estos gastos ocurren en una forma periódica sobre cada año el servicio que están primeramente relacionados con operación y mantenimiento de equipos, supervisión del lugar y gestión general del sistema. Las baterías, inversores y el montaje del sistema solar fotovoltaico requiere inspección después cada intervalo de tres meses (Apratin, 2012).

- Costo de remplazo o no recurrentes

Gastos de una vez o no recurrentes toman lugar en una forma irregular. Si ciertas partes del abastecimiento de poder son afectadas por un accidente o componentes empiezan a bajar el rendimiento, ellos tienen que ser sustituidos con nuevos equipos, así incrementan el gasto por el sistema. Para asegurar la calidad del desempeño, componentes principales como baterías del sistema fotovoltaico tienen que ser remplazados después de 5 ó 10 años de servicio. Estos gastos son incluidos en la categoría de costos de único gasto (Apratin, 2012).

Según Apratin (2012), el periodo efectivo de análisis es una práctica estándar en el análisis económico para considerar el tiempo de vida de suministrar el servicio en un lapso de tiempo como el periodo de análisis.

En términos económicos, si la inversión de capital de un proyecto de energía fuera desviado para un plan de ahorro, habría podido ganar intereses durante la vida del sistema. El precio de

los componentes del sistema también se intensifica sobre el tiempo dependiendo en el estado de la economía. La tasa de descuento (d) considera estas circunstancias y proporciona una debida importancia a los gastos a fin de que el propietario de un capital indiferente a si recibió una cuota de ganancia ahora o un mayor reembolso en algún momento del futuro. La tasa de descuento también es afectada si existen otras compensaciones como subsidios por parte del gobierno. Exceso de inflación (i) es un indicador general, afectaría todos los elementos del sistema en una manera uniforme (Apratin, 2012).

- Costo del ciclo de vida (LCC) y costo de unidad de electricidad (UC)

El valor presente total neto de los gastos regulares y reemplazos tienen que ser estimados en la etapa final del análisis del costo de ciclo de vida. En este proceso, el gasto futuro se descuenta por un factor determinado por las tasas de inflación y de descuento en exceso. Como la primera iniciativa de descuentos de los precios, la tasa de inflación se excluye del cálculo y la tasa de descuento sólo considera el valor temporal de dinero. Para un solo costo no recurrente de reemplazo (C_{rep}), que se espera pagar después de un periodo de N años, por un valor presente efectivo (PW) se estima por:

$$PW_{rep,0} = C_{rep} \times P_{ro} = C_{rep} \times \left(\frac{1}{1+d}\right)^N \dots [2.2]$$

Donde, d y P_{ro} representan una tasa de descuento independiente y presentan un factor de valor presente para costos de reemplazos, respectivamente. Similarmente, si la cantidad de un pago recurrente es C_{rec} descontado (inflación libre) el valor presente (PW) podría ser dado por:

$$PW_{rec,0} = C_{rec} \times P_{ao} = C_{rec} \times \left[\frac{(1+d)^N - 1}{d \times (1+d)^N}\right] \dots [2.3]$$

Donde, P_{ao} representa un factor de valor presente simplificado por gastos recurrentes.

Para hacer una completa evaluación de los factores que controlan el mercado, cuando la tasa de inflación (i) es también contada, la ecuación [1] luce como:

$$PW_{rep} = Cr \times Pr = C_{rep} \times \left(\frac{1+i}{1+d}\right)^N \dots [2.4]$$

Y la modificación de la ecuación [2] para regular o pagos recurrentes (incluyendo la influencia de i) toma forma de:

$$PW_{rec} = Cr \times Pa = C_{rep} \times \left[\frac{\left(\frac{1+i}{1+d}\right)^N \left(\left|\frac{1+i}{1+d}\right|^N - 1\right)}{\frac{1+i}{1+d} - 1} \right] \dots [2.5]$$

El factor de valor presente para costos regulares (Pa) es también llamado factor de anualización (AF), ya que presenta del número de años en los cuales puede efectivamente tomarse en cuenta para el todo periodo del análisis. Por ejemplo, en la ausencia de inflación y con 10% de tasa de descuento, el factor de anualización para un período de análisis de 20 años de un módulo solar está dado por 8,51. Así que, las definiciones del factor del valor presente para costos de una vez o reemplazo (Pr) y factor de anualización para gastos recurrentes (Pa) son dados por:

$$Pr = \left(\frac{1+i}{1+d}\right)^N \dots [2.6]$$

$$Pa = \frac{\left(\frac{1+i}{1+d}\right) \left(\left|\frac{1+i}{1+d}\right|^N - 1\right)}{\frac{1+i}{1+d} - 1} \dots [2.7]$$

Tas derivar el costo del ciclo de vida del gasto individual de los componentes del suministro de energía y calculando sus valores presentes con las ecuaciones [2.4] y [2.5], la suma de todos los descuentos estimados da el coste de ciclo de vida magnifica (LCC) de la oferta. El costo anualizado de ciclo de vida (ALC) y el costo de electricidad de la unidad (UC, el gasto por kWh de energía) se calcula a partir de todo el coste de ciclo de vida, utilizando los factores de anualización (AF, en años) y la calificación de la demanda de carga diaria (LD, situado en el rango de 0,4 a 14 kWh) utilizando las siguientes expresiones.

$$P_r = \left(\frac{1+i}{1+d}\right)^N \dots [2.8]$$

$$P_a = AF = \frac{\left(\frac{1+i}{1+d}\right) \left(\left|\frac{1+i}{1+d}\right|^N - 1\right)}{\frac{1+i}{1+d} - 1} \dots [2.9]$$

Donde,

Pa= Factor de valor presente para los gastos regulares. Representa el número de años que pueden ser considerados de manera efectiva para todo el período de análisis.

i= Exceso de inflación. Es un indicador de la tendencia general de aumento de los costos a través de la tasa media de inflación proyectada.

d= Tasa de descuento.

N= Periodo de años en los que se espera pagar el costo no recurrente de sustitución

2.8 Medio Ambiente

2.8.1 Reciclaje de módulos solares

Actualmente el reciclaje de paneles solares es no viable económicamente, debido a que los volúmenes generados son muy pequeños; volúmenes significantes de paneles solares podrían aparecer en 2025 o 2030. Si bien una serie de procesos de tratamiento y reciclaje se están desarrollando a nivel mundial para los paneles fotovoltaicos, sólo hay dos métodos de tratamiento y reciclaje adaptados a paneles fotovoltaicos que han sido probados y puesto en funcionamiento: Tratamiento solar y proceso de reciclado Alemán (*Deutsche solar*) para los paneles de silicio cristalino y Primer Tratamiento Solar (*First Solar*) y Proceso de reciclaje para paneles de telurio de cadmio (Bio Intelligence Service & European Commission, 2011).

Procedimientos de tratamiento y reciclaje para paneles fotovoltaicos son similares al reciclaje de LCDs, pantallas de cristal, espejos, parabrisas u otros vidrios laminados y lámparas fluorescentes, debido a su gran porción de cristal. Opciones de reciclaje comunes, que no sean técnicas especializadas desarrolladas por *Doutsche Solar* y *First Solar*, se centran en el reciclaje de vidrio, debido al vidrio es el componente con mayor porcentaje de los paneles fotovoltaicos. Opciones existentes para los productores de paneles fotovoltaicos que deseen solicitar un proceso de reciclado de material sencillo de sus residuos de producción son o bien el reciclaje de vidrio flotado o fibra de vidrio (Bio Intelligence Service & European Commission, 2011).

Los resultados futuros de los esfuerzos actuales de los paneles fotovoltaicos y las nuevas técnicas de reciclaje de investigación, desarrollo y pruebas son difíciles de evaluar. Un reto en el reciclaje de los paneles fotovoltaicos es su tiempo de vida largo que se estima en 25 años. Sin embargo, la vida útil técnica podría ser de hasta 30 a 40 años. No ha transcurrido suficiente tiempo para ser capaz de diferenciar tiempos de vida técnicos entre las tecnologías fotovoltaicas (Bio Intelligence Service & European Commission, 2011).

De acuerdo con la literatura existente disponible, paneles fotovoltaicos de residuos, si no se desechan adecuadamente, pueden causar los siguientes impactos negativos sobre el medio ambiente y la salud humana: a) La lixiviación de plomo; b) La lixiviación del cadmio c) Pérdida de los recursos convencionales, principalmente vidrio y aluminio d) Pérdida de metales raros, sobre todo de plata, indio, galio y germanio (Bio Intelligence Service & European Commission, 2011).

- Composición de paneles fotovoltaicos

Si bien la información detallada no estaba disponible para todos los tipos de paneles fotovoltaicos en el mercado, se ha hecho un esfuerzo para reagrupar la información básica disponible sobre la composición de las diferentes tecnologías fotovoltaicas. Como las tecnologías emergentes están actualmente en desarrollo y todavía no disponible en el mercado, es particularmente difícil de representar con precisión su composición y especificaciones. El siguiente cuadro ofrece una información más detallada sobre la composición del material de cada uno de estos tipos de tecnologías fotovoltaicas (Bio Intelligence Service & European Commission, 2011).

Cuadro 8: Ejemplos de composición promedio de paneles solares

Material	Módulos de Silicio Cristalino	Módulos de película delgada		
		a-Si	CdTe	CIS/CIGS
Vidrio	74%	86%	95%	84%
Aluminio	10 %	< 1 %	< 1 %	12 %
Otros componentes (inc. metales raros)	16%	14%	4%	4%

Otros materiales claves (representan < 1% de composición)	Acet de etilo vinilo (EVA), respaldo de película Tedlar, Silicio, Adhesivo	Polyol, Metileno Difenil Isocianato (MDI)	EVA	EVA
Metales raros incluidos	Plata	Indio, Germanio	-	Indio, Galio
Presencia de Cd y Pb	Pb	-	Cd	Cd

FUENTE: (Greenpeace & EPIA, 2011)

Nota: CIGS: Cobre Indio Galio Diselenido / CIS: Cobre Indio Selenido

2.8.2 Reciclaje de baterías plomo –ácido

El tipo de batería más usado en la actualidad, dado a su bajo costo, es la batería de plomo ácido. En ella los dos electrodos están hechos de plomo y el electrolito es una solución de agua destilada y ácido sulfúrico (CONAMA, 2013).

Según el CONAMA (2013), las baterías de plomo ácido usadas corresponden a baterías que no son susceptibles de recarga o que no son utilizables a consecuencia de rotura, corte, desgaste o cualquier otro motivo. Estas baterías contienen componentes potencialmente contaminantes, lo cual hace necesario establecer medidas para su manejo adecuado una vez que termine su vida útil.

Al final de su vida útil la batería contiene la misma cantidad de plomo que el producto nuevo. Por esta razón la batería usada adquiere un valor comercial significativo ya que posible reciclar el plomo a través de un proceso de fundición. En la separación de las partes de la batería para su reciclado se generan tres corrientes de residuos: electrolito ácido, placas de

plomo y plásticos, cuyas opciones de recuperación, valorización o disposición final se esquematizan en la siguiente figura (CONAMA, 2013).

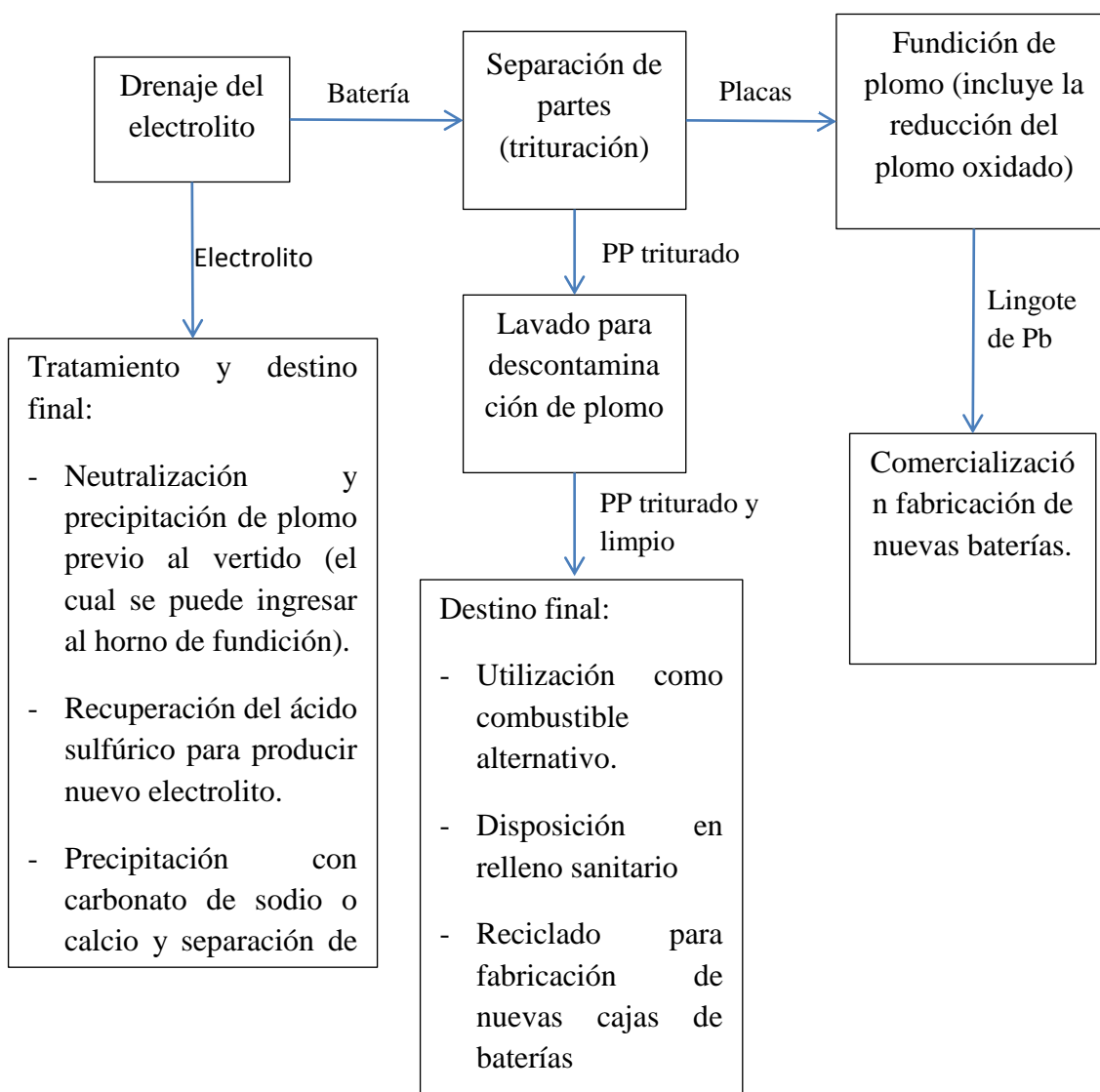


Figura 9: Opciones de eliminación de los componentes de las baterías de plomo ácido usadas

- Componentes de la batería de plomo ácido

En la siguiente figura se representa una batería de plomo ácido, donde se distinguen los siguientes componentes (CONAMA, 2013):

Electrolito: Solución diluida de ácido sulfúrico en agua (33.5% aproximadamente) que puede encontrarse en tres estados: Líquido, gelificado o absorbido.

Placas o electrodos: Estas se componen de la materia activa y la rejilla. La materia activa que rellena las rejillas de las placas positivas es dióxido de plomo, en tanto la materia activa de las placas negativas es plomo esponjoso. En estas últimas también se emplean pequeñas cantidades de sustancias tales como sulfato de bario, negro de humo y lignina. Se distinguen las placas Planté y las placas empastadas; éstas últimas pueden ser planas o tubulares.

Rejillas: La rejilla es el elemento estructural que soporta la materia activa. Su construcción es a base de una aleación de plomo con algún agente endurecedor como el antimonio o el calcio. Otros metales como el arsénico, el estaño, el selenio y la plata son también utilizados en pequeñas cantidades en las aleaciones. Las rejillas se fabrican en forma plana o tubular.

Separadores: Los separadores son elementos de material microporoso que se colocan entre las placas de polaridad opuesta para evitar un corto circuito. Entre los materiales utilizados en los separadores tipo hoja se encuentran los celulósicos, los de fibra de vidrio y los de PVC. Los materiales utilizados en los separadores tipo sobre son poliméricos siendo el más utilizado el PE.

Carcasa: Es fabricada generalmente de PP y en algunos casos de ebonita (caucho endurecido); en algunas baterías estacionarias se utiliza el estireno acrilonitrilo (SAN) que es transparente y permite ver el nivel del electrolito. En el fondo de la carcasa o caja hay un espacio vacío que actúa como cámara colectora de materia activa que se desprende de las placas.

Conectores: Piezas destinadas a conectar eléctricamente los elementos internos de una batería; están hechos con aleaciones de plomo-antimonio o plomo-cobre.

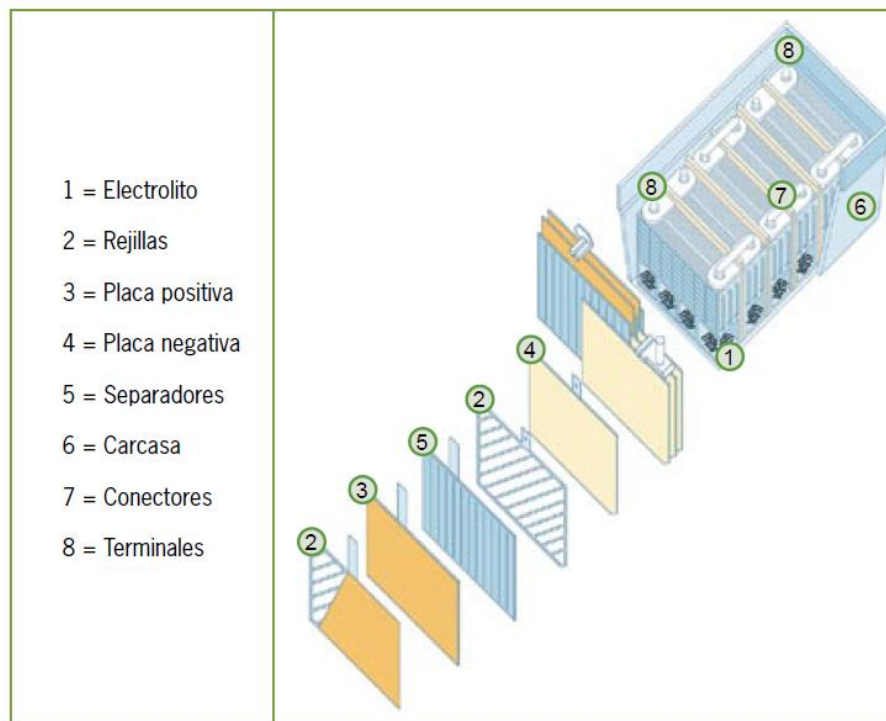


Figura 10: Componentes y estructura interna de los acumuladores de plomo convencionales

El siguiente cuadro muestra la composición de una batería convencional

Cuadro 9: Composición en peso de una batería convencional

Plomo (plomo, dióxido de plomo, sulfato de plomo)	65-75%
Electrolito (ácido sulfúrico)	15-25%
Separadores de plástico	5%
Caja de plástico	5%

Fuente: CONAMA (2013)

III. MATERIALES Y MÉTODOS

3.1. Materiales

En la elaboración de la presente investigación se utilizarán los siguientes materiales y equipos:

- Guías de referencias en formato físico y digital para el diseño de sistemas fotovoltaicos.
- Datos meteorológicos históricos registrados en el portal web de la NASA.
- Plano de diseño del laboratorio de Ingeniería Ambiental.
- Computadora con software Autocad, Word, .Excel.
- Cámara fotográfica
- Multímetro digital de gancho (marca Truper, modelo MUT-202).

3.2. Metodología

La presente investigación fue resultado de los siguientes procesos:

- Análisis de la situación energética de la zona de estudio
- Cálculo del sistema solar fotovoltaico
- Análisis de condiciones para la instalación

En la figura 11 se muestra un diagrama de flujo señalando una secuencia lógica para la aplicación de la presente metodología en la investigación.

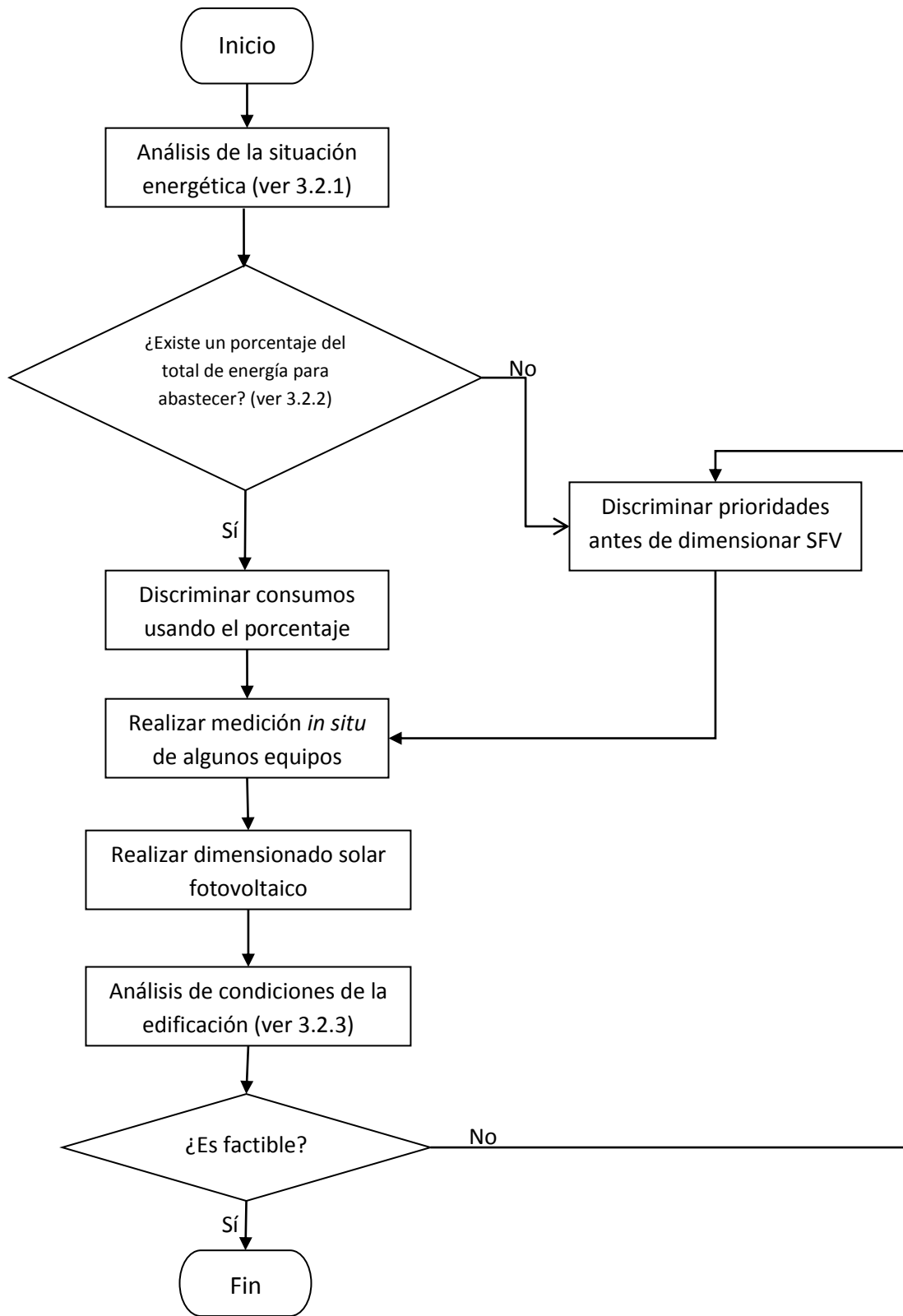


Figura 11: Diagrama de flujo de la metodología

3.2.1. Análisis de la situación energética de la zona de estudio

Para fines del presente análisis se considerará las siguientes presunciones, los equipos consumen lo indicado en sus rótulos, el personal consume lo manifestado y que la potencia del equipo es estable en el tiempo. Asimismo, no se consideran los consumos fantasmas, por ejemplo, focos Led de monitores sin usar, calentamiento de cables, entre otros.

El análisis de la situación energética de la edificación consistirá básicamente en un mapeo de los equipos que se encuentran en la edificación, sus características técnicas (potencia, tensión y tipo de corriente) y tiempo de uso. La finalidad del diagnóstico es conocer la demanda de energía eléctrica de la edificación lo cual se logrará a través del Cuadro 10. Para la recopilación de la información se utilizará información primaria recogida mediante entrevistas y revisión de los equipos completando dicho cuadro. Con dicha información, se calculará el consumo energético por equipo y de la edificación en un mes regular, considerando un flujo promedio de personal administrativo y alumnos.

Conforme a la información a recolectar se podrá determinar la distribución de consumo en la infraestructura. Se realizará un diagrama de distribución en el que se aprecie el porcentaje de consumo según tipo de equipo. Además, usando la información de la máxima demanda diversificada con la que fue diseñada el edificio será comparada con la potencia simultánea (kW simultáneo).

Adicionalmente, se realizará una medición de la potencia consumida por algunos equipos dentro de la zona de estudios con fines referenciales. El equipo a utilizar para medir la intensidad (ampere) en el tablero fue un Multímetro digital de gancho.

Cuadro 10: Diagnóstico energético

[1] N°	[2] Equipo	[3] Lugar	[4] Tipo de corriente	[5] Cantidad	[6] kW simultaneo	[7] Total horas	[8] kWh/día	[9] Días del Mes	[10] Total kWh/mes	[11] Fotografía	[12] Comentarios
-----------	------------	-----------	-----------------------------	-----------------	----------------------	-----------------------	----------------	---------------------------	--------------------------	--------------------	---------------------

Fuente: Elaboración propia

Donde cada columna es,

[1] N°: Número correlativo del equipo encontrado.

[2] Equipo: Nombre del artefacto o equipo encontrado.

[3] Lugar: Nombre de la ubicación del equipo según plano de diseño de la infraestructura.

[4] Tipo de corriente: Especificar el tipo de corriente continua (CC) o alterna (AC).

[5] Cantidad: Número de equipos con iguales características y nombres.

[6] kW simultáneo: Potencia en kilo-Watt consumido por total de equipos. Resultado de la multiplicación de los kW por equipo y la columna [5] cantidad.

[7] Total Horas: Tiempo de utilización del equipo en horas en un día promedio.

[8] kWh/día: Potencia durante una hora en kilo-Watt-hora utilizado un día promedio por el equipo. Resultado de la multiplicación de las columnas [6] y [7].

[9] Días del Mes: Cantidad de días de utilización dentro un mes del equipo encontrado.

[10] Total kWh/mes: Total de kW-hora consumidos durante un mes por el equipo. Resultado de la multiplicación de las columnas [6], [7] y [9].

[11] Fotografía: Imagen del equipo.

[12] Comentarios: Nota o explicación que sería útil considerar al momento del dimensionamiento u otros fines.

3.2.2. Cálculo del sistema solar fotovoltaico

Para el cálculo del SFV se siguió la secuencia mostrada a continuación:

- a. Estimación del consumo, recurso solar en el laboratorio y selección de ángulo de inclinación

Se determinará el promedio de la energía eléctrica diaria necesaria por la edificación, para el mes más desfavorable, también se determinará el promedio de insolación diaria disponible. En primer lugar se seleccionarán las cargas de baja potencia y estables a partir de los resultados del diagnóstico energético, teniendo presente el porcentaje establecido. Luego, se determinará la energía disponible del lugar y finalmente el ángulo de inclinación de los paneles fotovoltaicos.

- Selección de consumos

Se seleccionará los consumos de baja potencia y tiempo definido a partir de los resultados del diagnóstico energético. Es decir, luminarias de uso común ya que son estacionales en tiempo en cuanto a consumo de energía (diferentes al consumo de motores) y necesarias durante un día laboral, se tomará en cuenta la meta del 5% de la energía a abastecer. Se utilizará el siguiente Cuadro 11 para la selección de consumos, conservará la mayoría de las columnas del diagnóstico energético de tal forma que se podrán añadir equipos o quitar equipos de consumo. El criterio de selección será escoger potencias necesarias y estables; se filtrará la columna número 8 sumando hasta alcanzar el porcentaje establecido en kWh/día.

Cuadro 11: Selección de consumos

[1] N°	[2] Equipo	[3] Lugar	[4] Tipo de corriente	[5] Cantidad	[6] kW simultaneo	[7] Total horas	[8] E_{CA} (kWh/día)	[9] Consumo (Ah/día)
-----------	---------------	-----------	-----------------------------	-----------------	----------------------	-----------------------	------------------------------	----------------------------

FUENTE: Elaboración propia

Donde cada columna es,

[1] N°: Número correlativo del equipo encontrado.

[2] Equipo: Nombre del artefacto o equipo que encontrado.

[3] Lugar: Nombre de la ubicación del equipo según plano de diseño de la infraestructura.

[4] Tipo de corriente: Especificar el tipo de corriente continua o alterna.

[5] Cantidad: Número de equipos con iguales características y nombres.

[6] kW simultáneo: Cantidad de kilo-Watt consumido por total de equipos. Resultado de la multiplicación de los kW por equipo y la columna [5] cantidad.

[7] Total Horas (h/día): Tiempo de utilización del equipo en horas de un día promedio.

[8] E_{CA} (kWh/día): Energía de corriente alterna, cantidad de potencia en kilo-Watt-hora utilizado en un día por el equipo. Resultado de la multiplicación de las columnas [6] y [7].

[9] Consumo (Ah/día): Resultado de la multiplicación de la columna [8] por 1000 entre la tensión del sistema fotovoltaico (12V, 24V 48V, etc).

Después de conocer los consumos representativos (E_{CA}) considerando el 5% de energía de la infraestructura para el sistema solar fotovoltaico, se calculará el consumo máximo total

diario de energía eléctrica, E_{elec} , utilizando la formula [1.1] señalada en la sección 2.5.1 del presente documento. El factor de seguridad y la eficiencia del inversor serán extraídos Ibáñez et al (2005).

- Cálculo del recurso solar y selección del ángulo de inclinación del módulo

En la determinación del recurso solar se estimará insolación promedio (HPS) de cada mes, como se explica a continuación.

Para obtener datos confiables se extraerán datos de la página web <<https://eosweb.larc.nasa.gov/>> perteneciente a La Administración Nacional de la Aeronáutica y del Espacio (NASA, por sus siglas en inglés). Dirigirse al proyecto *surface meteorology and solar energy (SSE)*, en ésta sección se presentan datos de distintos lugares formulados y re analizados a partir del satélites de la NASA, como insolación y meteorología para un periodo de 22 años, desde Julio de 1983 hasta Junio 2005. En la sección *Single Location*, se buscarán tablas para un sitio en particular. En la sección *Order data* se podrá solicitar datos de un lugar en específico colocando datos de Latitud y Longitud. De estos resultados seleccionaremos *Parameters for tilted solar panels*.

Para seleccionar el ángulo de inclinación se elegirá el mes con la mínima radiación solar (crítico) para tres distintos ángulos, bajo este criterio se asegura un diseño del sistema fotovoltaico para satisfacer el peor mes de un año promedio. El ángulo óptimo es aquel que dará mayor energía para el peor mes.

El cociente expresado en m^2 , representa 100 veces la superficie que debería tener un panel fotovoltaico ideal, de rendimiento 100% para satisfacer las necesidades diarias de energía eléctrica de la instalación receptora, es el cociente de la Insolación incidente promedio mensual HPS_{min} (HPS_{min}) y el consumo máximo diario de energía eléctrica (E_{elecCA}).

Los valores de superficie (m^2) serán obtenidos a partir de la formula [1.2] señalada en la sección 2.5.1 del presente documento.

b. Cálculo de la unidad de generación, almacenamiento y control e inversión

Para el cálculo de las unidades de generación, almacenamiento y control se seleccionó la metodología propuesta por Ibáñez et al (2005), desarrollada en el acápite 2.5.1 del presente documento. Ésta metodología a diferencia de otras cuenta con nivel de detalle adecuado en la secuencia de cálculos y variables, haciendo de ésta forma el resultado más certero. En el Anexo 2 se aprecian otras dos metodologías.

El cálculo cumplirá con los criterios de diseño como, autonomía - abastecerá de energía la totalidad de cargas seleccionadas según un porcentaje aún en el peor mes, tiempo - abastecerá de energía durante el tiempo necesario de uso, espacio - considerará disponibilidad mínima de espacio. Además, se elaborarán esquemas de distribución del sistema solar fotovoltaico.

Para la presente investigación se elegirá el panel, batería y regulador en base a características previamente aprobadas para su uso en electrificaciones domésticas en Perú, señaladas por OSINERGMIN en la “Primera subasta de suministro de electricidad con recursos energéticos no renovables en áreas no conectadas a la red” presentadas en el 2014. Para el caso del inversor se utilizara el modelo recomendado en el método del mes peor por Ibáñez et al (2005), debido a que las bases sólo especifican el mínimo de potencia nominal que es 1200 VA.

- Cálculo de la unidad de generación

El dimensionado de la unidad de generación se realizará bajo el criterio de abastecer el consumo diario. Antes de comenzar con el dimensionado se aclararán algunas especificaciones del panel fotovoltaico a través del siguiente Cuadro 12.

Cuadro 12: Especificaciones del módulo fotovoltaico

Características eléctricas		
P_{mod} : Potencia en prueba ($\pm 10\%$)	85	W
Número de celdas en serie	6 de 6"	
Intensidad pico	4.1	A
Tensión pico	18.29	V
Intensidad de cortocircuito	4.66	A
Tensión de circuito abierto	22.03	V
Características físicas		
Longitud	0.978	m
Ancho	0.971	m
Espesor	0.035	m
Peso	7.5	kg

FUENTE: Elaboración Propia

Definiremos la tensión de trabajo del subsistema de acumulación, $V_{T,acu}$. El número de módulos conectados en paralelo, $N_{P,mod}$ (en realidad, $N_{P,mod}$ es el número de ramas o conjuntos de $N_{S,mod}$ módulos conectados en serie que deberán conectarse en paralelo) se determinará a través del método del mes peor o mes más desfavorable.

El número preliminar de paneles fotovoltaicos será determinado por la fórmula [1.4] de la sección 2.5.1 del presente documento. La Tensión de trabajo del subsistema de acumulación, $V_{T,acu}$ será determinada por el diseñador en función a números de módulos en paralelo y en serie deseados. La Tensión nominal del módulo fotovoltaico, V_{mod} es determinada por las especificaciones técnicas del panel solar (según la bibliografía citada en la presente metodología es mayormente 12V). Los valores de Número de módulos conectados en serie, Número de módulos conectados en paralelo y Número de módulos totales, serán determinados por la fórmula [1.8], [1.9] y [1.10] respectivamente señalados en la sección 2.5.1. del presente documento. Igualmente en el caso de los principales parámetros eléctricos como Potencia pico total del subsistema de captación de energía, P_{gen} , Intensidad pico total de salida del subsistema de captación de energía $I_{P,gen}$, Intensidad total de cortocircuito del subsistema de captación de energía $I_{SC,gen}$, Tensión nominal total de

salida del subsistema de captación de energía, V_{gen} , Tensión pico total de salida del subsistema de captación de energía, $V_{P,gen}$, Tensión total en circuito abierto del subsistema de captación de energía, $V_{OC,gen}$, serán hallados a través de las fórmulas [1.12], [1.13], [1.14], [1.15], [1.16] y [1.17] respectivamente.

- Cálculo de la unidad de almacenamiento

El dimensionado de la unidad de almacenamiento se realizará bajo el criterio de almacenar energía necesaria para el consumo durante la ausencia solar. Antes de comenzar con el cálculo se aclararán algunas especificaciones del panel fotovoltaico a través del siguiente Cuadro 13.

Cuadro 13: Especificaciones de la batería

Características generales		
Tipo de batería	Plomo-ácido	
Tensión nominal de cada vaso acumulador, V_{acu}	2	V
Capacidad nominal del acumulador o batería, C'_{acu}	960	Ah
Celdas por unidad	6	-
Tensión por unidad	12	V
Características físicas		
Longitud	0.328	m
Ancho	0.172	m
Alto	0.222	m
Peso	50	kg

FUENTE: Elaboración propia

Definiremos el número días de autonomía, N_D . La profundidad de máxima descarga, $P_{D,máx}$ es extraído de la bibliografía del autor del método. Los valores de Capacidad necesaria del sistema de acumulación, $C'_{T,acu}$, Número de acumuladores en serie, $N_{S,acu}$, Número de acumuladores en paralelo, $N_{P,acu}$, y Número total de acumuladores, N_{acu} son determinados a través de las fórmulas [1.22], [1.25], [1.26] y [1.27] respectivamente.

- Cálculo de la unidad de control e inversión

Para el dimensionado de la unidad de control o regulador, se elegirá previamente el regulador exigido por el OSINERGMIN en sus bases técnicas. El Cuadro 14 muestra el regulador escogido.

Cuadro 14: Características del regulador

Características generales		
Corriente de cortocircuito máxima del módulo solar	30	A
Corriente de consumo máxima	30	A
Tensión del sistema	12 / 24	V
Tensión máxima del módulo solar	47 V	CC
Características físicas		
Longitud	0.187	m
Ancho	0.096	m
Espesor	0.045	m
Peso	0.345	kg

FUENTE: Elaboración propia

Las especificaciones del inversor serán definidas a continuación debido a que no existen especificaciones aprobadas por la entidad competente. En el cuadro 15 se muestran las características que se utilizarán para el dimensionado del inversor.

Cuadro 15: Especificaciones del inversor

Características generales		
Potencia nominal del inversor, P_{inv}	2600	VA
Tensión CC nominal de entrada	12	VCC
Tensión alterna de salida (RMS)	230	VCA
Pico de intensidad máxima transitoria en CA	34	A
Entrada en CC		
Modo de búsqueda	0.08	A
En funcionamiento, sin carga	1	A
En funcionamiento, potencia máxima	275	A
Salida cortocircuitada	700	A
Características físicas		
Peso	48	kg

FUENTE: Elaboración propia

Para el dimensionado del regulador se definirán valores provenientes del dimensionado del generador como la tensión nominal de trabajo del regulador, la tensión máxima de trabajo del regulador y la intensidad nominal del interruptor de la corriente eléctrica desde el generador a acumulación. La corriente nominal del regulador estará definida por las especificaciones del regulador.

Los valores de Tensión máxima de trabajo del regulador, $V_{\text{Reg,máx}}$, Intensidad nominal del interruptor de la corriente eléctrica desde generador a acumulación, $I_{\text{Reg gen-acu}}$, serán calculados a través de las fórmulas [1.30] y [1.31] respectivamente, señalados en la sección 2.5.1. del presente documento. La corriente nominal del regulador es una especificación técnica del regulador escogido. Finalmente, el número de reguladores es hallado a través de la división de la Intensidad nominal del interruptor de la corriente eléctrica desde generador a acumulación, $I_{\text{Reg gen-acu}}$, y la Corriente nominal del regulador.

La potencia teórica del inversor es el resultado de la sumatoria de todas las potencias del cuadro 10 de la sección 3.2.1 en la columna [6] del presente documento. La Potencia máxima transitoria es el resultado del 220 V por el Pico de Intensidad máxima transitoria en CA encontrado la especificación técnica del inversor escogido, señaladas en el cuadro 15 de la presente sección.

- Cálculo de la sección nominal de los conductores

La selección de los conductores, de cada línea será establecida mediante la aplicación de dos criterios de intensidad máxima admisible por los conductores en régimen permanente y la caída de tensión máxima admisible (adoptándose la mayor de las secciones obtenidas). Se utilizará la metodología de Ibáñez et al (2005) explicada en la sección 2.5.1 del presente documento.

3.2.3. Análisis de las condiciones

a. Condiciones técnicas

Se realizará un análisis de las condiciones técnicas mínimas que debe cumplir un sistema solar fotovoltaico según lo estipulado en el reglamento nacional de edificaciones y la R. D. N° 003-2007-EM-DGE.- Reglamento Técnico Especificaciones Técnicas y Procedimientos de Evaluación del Sistema Fotovoltaico y sus Componentes para Electrificación Rural.

El análisis de las condiciones estará basado en las condiciones mínimas según lo estipulado en la información técnica nacional debido a la zona de estudio es una infraestructura pública. En nuestro caso utilizaremos lo más cercano, debido a que a la fecha de elaboración del estudio no se encontró legislación aplicable a instituciones públicas. Cabe resaltar que el análisis de las condiciones brindará un panorama general de los inconvenientes que puedan surgir en la instalación de un sistema solar fotovoltaico.

Además, se calculará la distancia mínima entre las filas de módulos instalados en un mismo plano utilizando la metodología de German A. et al (2010). Con la finalidad de considerar posibles sombras entre filas y distancias necesarias en cuanto a seguridad.

Se presentarán listas de chequeo para el cumplimiento de la norma, dónde se pondrá en la primera columna el número correlativo de requisito o recomendación, en la segunda columna se colocará la descripción del requisito o recomendación y en la última columna se dirá el cumplimiento o no cumplimiento del requisito o recomendación.

Seguidamente se realizará una distribución de los paneles en el techo considerando las normas y los resultados de las fórmulas en mención presentadas a través de un esquema realizado en el programa Autocad.

b. Análisis de mercado y costos

Se utilizará la metodología del análisis económico del ciclo de vida propuesta por Apratin Roy (2012), explicada en la sección 2.7.2 del presente documento, debido a que la presente metodología considera un análisis completo del sistema solar fotovoltaico el cual incluye desde inversión inicial hasta reemplazos eventuales de los equipos. A través del análisis del ciclo de vida se obtendrá un aproximado de la inversión monetaria a realizar por parte de la universidad para instalar el sistema solar fotovoltaico.

Se realizará un análisis de ciclo de vida para el sistema solar fotovoltaico propuesto. Los costos unitarios de panel solar, inversor, instalación montaje, batería, controlador de carga y diversos fueron extraídos de un estudio realizado en Bangladesh el año 2012 por Apratin Roy. Asimismo, serán extraídos también del mismo estudio los costos de mantenimiento anual, reemplazo de baterías y reemplazo de componentes generales. Se considerará un exceso de inflación (i) del 0%, tasa de descuento (d) de 10% y un tiempo (N) de 20 años y 10 años para el factor de valor presente.

Además, se elaborará un diagrama comparativo del costo de la tarifa convencional y el costo del sistema solar fotovoltaico. Para ese efecto se considerará el precio de la tarifa convencional como 7.4 centavos de dólar / kWh. Se obtendrá el pago acumulado de la tarifa convencional en 20 años multiplicando la tarifa por los kWh a abastecer por el sistema solar fotovoltaico.

c. Análisis ambiental para la instalación

En este acápite se desarrollara un análisis basado en la generación de residuos e impactos al ambiente al final de la vida útil de los equipos. Esta información se recogerá para cada unidad del sistema solar fotovoltaico, de acuerdo a su periodo de reposición, identificación del material contaminante y cuál forma de tratamiento tendría. A través del manejo de residuos del sistema se obtendrá un panorama general de los costos por disposición que podrían generarse en el futuro.

IV. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. Diagnóstico de la situación energética

El diagnóstico de la situación energética de primer grado se llevó a cabo durante la semana del 21 al 25 de Julio del 2014, completándose el formato especificado en el Cuadro 10 señalado en la sección 3.2.1 del presente documento.

Como se puede ver en el Anexo 3: Cuadro de resultados del análisis energético, se encontraron 137 tipos de equipos eléctricos conectados a la red eléctrica convencional. Considerando una situación de funcionamiento paralelo de estos equipos en un tiempo determinado, se tendría una potencia simultánea de 66 kW, lo cual representa aproximadamente el 62 % de la demanda para lo cual fue diseñada la edificación. Por otro lado, existen 4 equipos consumidores de corriente continua 12 VDC, los cuales cuentan con transformadores a corriente alterna.

En las instalaciones de la infraestructura existen fluorescentes averiados, los cuales no fueron reemplazados desde su instalación y a la fecha de realización del estudio; Sin embargo, se considera en la contabilización como si estuvieran operativos, debido a que se considera una futura reposición.

Además, se encontraron sistemas de aire acondicionado en la edificación, pero no se consideraron en la cuantificación de la demanda por que no está en uso y a la fecha de realizado el estudio, no tiene previsión de mantenimiento.

Asimismo, el edificio cuenta con un sistema de alimentación ininterrumpida (UPS, por sus siglas en inglés) con el fin de alimentar cargas críticas (como incubadora, computadoras, entre otros) en casos de ausencia de fluido eléctrico; Sin embargo, actualmente funciona como estabilizador de energía debido a que el banco de baterías del sistema está fuera de operación.

Las cargas eléctricas en la edificación se gestionan mediante un panel de control energético que divide las redes de energía para la bomba de agua, tomacorrientes por piso, secadores de mano, UPS y sistema de iluminación.

Todos los equipos antes mencionados y contabilizados para el presente estudio, generan una demanda promedio de 365 kWh/día. Considerando que esta edificación esta operativa durante 22 días, su demanda mensual equivale a 8030 kWh/mes. La distribución de este consumo se muestra en la Figura 12.

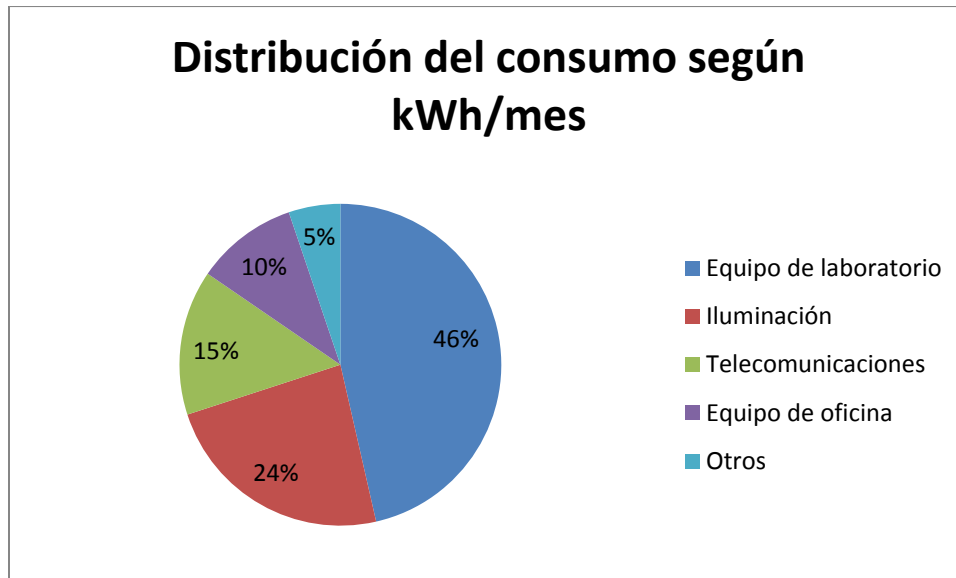


Figura 12: Distribución de consumo en el laboratorio de Ingeniería Ambiental

Como se puede apreciar el mayor consumo energético son de los equipos de laboratorio, representando aproximadamente 46 % del total del consumo mes, seguido por la iluminación con 24 %, equipos de telecomunicaciones con 15 %, equipos de oficina con 10 % y otros en los que considera equipos para limpieza, ventilación, bomba de agua, equipos de sonido, equipos de monitoreo de aire y secadores de baños con 5 % del total mensual.

El consumo energético de esta instalación y su distribución porcentual, no difiere de lo señalado por (MEM, 2008) en la Guía de orientación del uso eficiente y de diagnósticos energéticos, en donde el consumo de una infraestructura pública es equivalente a 24% de iluminación, equipos de oficina 12%, ascensores 14%, bombas de agua 7%, aire acondicionado 33% y otros 10%.

Se debe considerar que esta infraestructura no cuenta con todos los equipos para lo cual fue construido. Asimismo, alguna de sus áreas han cambiado de uso, tal es el caso de las aulas

de clases para maestría, áreas de atención al público y algunas oficinas de profesores que antes eran destinadas para laboratorios y almacén.

Por otro lado, las horas de uso de los equipos consideradas en el presente estudio fueron establecidas por los usuarios entrevistados durante la recopilación de información. Pero se estima que no fluctuará considerablemente en el tiempo, dada la función que cumple la edificación. Por lo que los resultados mostrados son temporales y deberán actualizarse según sea conveniente.

Adicionalmente y con un fin netamente informativo, se realizó una medición puntual del consumo energético de 9 fluorescentes en la instalación, los resultados se muestran en el siguiente cuadro:

Cuadro 16: Resultados de medición puntual

Equipo	Cantidad	Voltaje	Amperaje	Consumo energético instantánea (W/h)
Bomba de dos focos (áreas comunes)	9	226	2.91	658
TOTAL				658

FUENTE: Elaboración propia

De la comparación de la intensidad de corriente consumida por una bomba de dos focos de 26 W cada uno, equivalente a 0.23 A y considerando que son 9 equipos, la corriente total consumida equivale a 2.07 A, que muestra una diferencia del 41% con lo medido en campo.

4.2. Dimensionado y diseño preliminar del sistema solar fotovoltaico

A continuación se muestran los resultados del dimensionado del sistema solar fotovoltaico para el Laboratorio de Ingeniería Ambiental.

4.2.1. Consumo y energía solar disponible en el laboratorio

- Selección de consumos

Como se explicó en la sección 3.2.2 se trabajará en base a grado de autonomía de 5% del total de la demanda para lograr el dimensionado de un sistema solar fotovoltaico. Tomando en cuenta que el total de energía demanda por la edificación es aproximadamente 394 kWh/día, será necesario abastecer con paneles solares un mínimo de 19.8 kWh/día.

En el Cuadro 17 se muestran los resultados de la selección de equipos considerando el 5% del consumo.

Cuadro 17: Selección de consumos en el laboratorio de Ingeniería Ambiental

[1] N°	[2] Equipo	[3] Lugar	[4] Tipo de corriente	[5] Cantidad	[6] kW simultaneo	[7] Total horas	[8] kWh/día	[9] Consumo (Ah/día)
1	Fluorescentes	Baños	AC	16	0.576	5	2.88	60.00
2	Fluorescentes	Áreas comunes	AC	12	0.432	5	2.16	45.00
3	Switch para internet	Rack (área de routers)	AC	1	0.03	24	0.72	15.00
4	Fluorescentes	Administración (oficina)	AC	1	0.216	9	1.94	40.42
5	Proyector Led exterior	Áreas comunes	AC	4	0.28	4	1.12	23.33
6	Switch para internet	Rack (área de routers)	AC	3	0.063	24	1.51	31.46
7	Fluorescentes	Baños	AC	16	0.576	5	2.88	60.00
8	Fluorescentes	Áreas comunes	AC	12	0.432	5	2.16	45.00
9	Wi Fi	Recepción de muestras, control y depósito de envases (Sala de sesiones)	AC	1	0.018	24	0.43	9.00
10	Fluorescentes	Baños	AC	6	0.216	5	1.08	22.50
11	Wi Fi	Recepción, Información al cliente (oficina)	AC	1	0.018	24	0.43	9.00
12	Fluorescentes	Áreas comunes	AC	14	0.504	5	2.52	52.50

FUENTE: Elaboración propia

Como se puede apreciar, los equipos seleccionados fueron 77 luminarias y 9 equipos para internet debido son los que presentan baja potencia y son estables en su consumo.

En el Cuadro 18 se calculó el consumo máximo diario de energía eléctrica E_{elec} (Wh/día), en donde todos los equipos son considerados como Corriente Alterna (AC) debido a que todos los consumidores de corriente directa utilizan transformador.

Cuadro 18: Determinación del consumo máximo diario de energía eléctrica

Variable	Resultado	Unidad
Consumo diario	19.83	kWh/día
Factor de seguridad (F_S)	10	%
Eficiencia de inversores (η_{inv})	90	%
Consumo máximo diario de energía eléctrica (E_{elecCA})	24 200	Wh/día
	24.2	kWh/día

FUENTE: Elaboración propia

Para este cálculo se ha considerado lo señalado por (Ibañez, 2005) para el factor de seguridad (F_S) y la eficiencia del inversor (η_{inv}), teniendo como resultado que el consumo máximo diario de energía eléctrica (E_{elecCA}) es de 24.2 kWh/día. Este valor servirá de base para el dimensionado del SSFV.

- Determinación del recurso solar y selección del ángulo de inclinación del módulo

Se obtuvieron datos del portal web <<https://eosweb.larc.nasa.gov/>> perteneciente a La Administración Nacional de la Aeronáutica y del Espacio (NASA, por sus siglas en inglés). Se usan datos del portal de la NASA porque cuenta con información representativa y data históricos de 22 años, que sirve de base para determinar la insolación incidente (HPS) promedio mensual en una superficie (kWh/m²/día) para la zona de estudio. La recopilación de la data a utilizarse se muestra en el cuadro 19.

Cuadro 19: Insolación incidente (HPS) promedio mensual en una superficie (kWh/m²/día) - 22 años en promedio

Lat -12.079 Lon -76.948	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio anual
Incl 0	6.48	6.6	6.73	6.16	5.04	3.86	3.75	4.1	4.84	5.82	6.31	6.51	5.51
Incl 12	6.58	6.57	6.77	6.51	5.51	4.23	4.05	4.31	4.92	5.71	6.37	6.65	5.68
Incl 27	6.42	6.24	6.51	6.63	5.85	4.5	4.26	4.38	4.81	5.34	6.17	6.53	5.63

FUENTE: Nasa (2014)

Posteriormente se eligió del Cuadro 19, el mes de julio como el de insolación incidente promedio mensual menor, para los ángulos de inclinación 0°, 12° y 27° a fin de determinar el ángulo en el mes crítico, tal como se muestra en el cuadro 20.

Cuadro 20: Determinación del ángulo en el mes crítico

Ángulo	HPS _{min} (kWh/m ² día)	Superficie (m ²)
Incl. 0°	3.75	6453
Incl. 12°	4.05	5975
Incl. 27°	4.26	5681

FUENTE: Elaboración propia

Se eligió el ángulo de inclinación para la Hora Pico Solar (HPS) más baja, asegurando de esa forma el mayor provecho de la insolación en el peor mes (crítico). En consecuencia, el ángulo de inclinación elegido es de 27°. De esta manera se asegura un desempeño óptimo del sistema fotovoltaico en el mes que menor radiación se tiene durante el año y un mejor aprovechamiento de la superficie disponible. Según (Alva, 2010), los resultados de superficie representan 100 veces un panel ideal. Para nuestro cálculo significaría que deberíamos cubrir 56.81 m² de área de panel con rendimiento de 100% para satisfacer las necesidades diarias de energía eléctrica de la edificación.

Según la Norma E80-MCV, es recomendable usar como ángulo de inclinación la latitud del lugar más 10° (22°, para nuestro caso), con el panel en dirección hacia la línea ecuatorial;

por lo que el presente cálculo se aproxima a las sugerencias dadas con la salvedad que no se encontraron datos de insolación incidente con el ángulo de 22° en el portal web.

4.2.2. Dimensionado de la unidad de generación, almacenamiento y control

Se determinó el número de módulos fotovoltaicos necesarios (N_{mod}), los resultados se muestran en el Cuadro 21.

Cuadro 21: Dimensionado de la unidad de generación

Variable	Resultado	Unidad
Número preliminar de paneles fotovoltaicos	74	módulos
Tensión de trabajo del subsistema de acumulación, $V_{T,acu}$	48	V
Tensión nominal del módulo fotovoltaico, V_{mod}	12	V
Número de módulos conectados en serie	4	módulos
Número de módulos conectados en paralelo	19	módulos
Número de módulos totales	76	módulos
Potencia pico total del subsistema de captación de energía, P_{gen}	6460	W
Intensidad pico total de salida del subsistema de captación de energía $I_{P,gen}$	77.9	A
Intensidad total de cortocircuito del subsistema de captación de energía $I_{SC,gen}$	88.54	A
Tensión nominal total de salida del subsistema de captación de energía, V_{gen}	48	V
Tensión pico total de salida del subsistema de captación de energía, $V_{P,gen}$	73.16	V
Tensión total en circuito abierto del subsistema de captación de energía, $V_{OC,gen}$	88.12	V

FUENTE: Elaboración propia

El número de paneles calculado es de 76, considerando un subsistema de acumulación en 48 VCD, 4 módulos estarían conectados en serie y 19 módulos en paralelo.

Bajo las condiciones técnicas establecidas por OSINERGMIN, es posible generar aproximadamente 21 kWh; sin embargo, se podría generar mayor energía con otros paneles solares de mayor eficiencia.

- Dimensionado de la unidad de almacenamiento

El Cuadro 22 muestra el resultado del dimensionado de la unidad de almacenamiento para todas las cargas seleccionadas previamente.

Cuadro 22: Dimensionado de la unidad de almacenamiento

Variable	Resultado	Unidades
Días de autonomía, N_D	1	Días
Profundidad de máxima descarga, $P_{D,m\acute{a}x}$	0.8	-
Capacidad necesaria del sistema de acumulaci3n, $C'_{T,acu}$	693.2	Ah
N3mero de acumuladores en serie, $N_{S,acu}$	24	Baterías
N3mero de acumuladores en paralelo, $N_{P,acu}$	1	Baterías
N3mero total de acumuladores, N_{acu}	24	Baterías

FUENTE: Elaboraci3n propia

Para el almacenamiento de carga se requieren 24 baterías, todas en serie. Cabe mencionar que la profundidad de descarga escogida fue debido a que la zona de estudio presenta radiaci3n relativamente alta, por lo que no es necesario dimensionar la unidad de almacenamiento para m3s de un día.

- Dimensionado la unidad de control e inversi3n

El Cuadro 23 muestra los resultados del dimensionado de regulador:

Cuadro 23: Dimensionado de regulador

Variable	Resultado	Unidad
Tensi3n nominal de trabajo del regulador, $V_{reg}=V_{gen}=V_{T,acu}$	48	V
Tensi3n m3xima de trabajo del regulador, $V_{Reg,m\acute{a}x}$	110	V

Variable	Resultado	Unidad
Intensidad nominal del interruptor de la corriente eléctrica desde generador a acumulación, $I_{Reg\ gen-acu}$	111	A
Corriente nominal del regulador	30	A
Número de reguladores	4	Reguladores

FUENTE: Elaboración propia

El siguiente Cuadro 24 muestra el dimensionado del inversor según especificaciones técnicas del cuadro 18, se puede observar que el número de inversores es uno, considerando un una potencia de 4861 VA resultado del diagnóstico energético. La potencia máxima transitoria es resultado de la multiplicación de 220 V por la 34 A. Finalmente, la cantidad de inversores en paralelo es la división de la potencia teórica del inversor entre la potencia máxima transitoria.

Cuadro 24: Dimensionado del inversor

Potencia teórica del inversor	4861	VA
Potencia máxima transitoria	7820	VA
Inversores en paralelo	1	-

FUENTE: Elaboración propia

Por otro lado, se calculó adicionalmente el número de módulos solares máximos entrantes en el techo del edificio, dando como resultado un total de 92 paneles solares con las especificaciones técnicas utilizadas en el presente estudio. Los mencionados, podrían abastecer 29,1 kW (6% del total de carga); utilizando 24 baterías, 5 reguladores y un inversor.

- Selección de las secciones nominales de los conductores del sistema

Para la selección de las secciones nominales de los conductores del sistema se eligió la metodología de Ibáñez et al (2005). Obteniendo como resultados el siguiente cuadro:

Cuadro 25: Selección de sección nominal del conductor

Descripción	Resultados
$I_{conductor,mod}$	5.8 A
Sección nominal: Módulos individuales o varios módulos en serie	2.5 mm²
$I_{Conductor,gen20}$	29 A
Sección nominal: Línea desde el campo solar al regulador y baterías	35 mm²
$I_{Conductor,gen-reg-acu}$	117 A
Sección nominal: Línea común desde los reguladores hasta las baterías	95 mm²
$I_{Conductor,inv}$	104 A
Sección nominal: Línea de alimentación (CC) de las baterías a los inversores	95 mm²

Es importante mencionar que en la presente metodología se toma en consideración la intensidad máxima admisible por los conductores en régimen permanente y la caída de tensión máxima admisible.

4.3. Análisis de condiciones para la instalación

4.3.1. Condiciones técnicas

Se realizó un análisis de las condiciones técnicas necesarias que debe cumplir un sistema solar fotovoltaico según lo estipulado en el reglamento nacional de edificaciones y sus respectivas normas técnicas. Además, se ha tomado en cuenta la ubicación geográfica y predial a fin que el plan de crecimiento urbano alrededor de la infraestructura, no afecte el diseño del sistema solar fotovoltaico.

Se verificó lo establecido en el reglamento nacional de edificaciones, según la Norma E.020 (MVCS, 2006), los módulos solares fotovoltaicos son considerados carga viva del techo y según el artículo 7 de la misma norma, establece que la carga viva del techo mínima

para una edificación con una inclinación de hasta 3° con respecto a la horizontal, 1,0 kPa (100 kgf/m^2).

Se calculó la distancia mínima entre filas de módulos instalados en un mismo plano, dando como resultado el Cuadro 26. Se puede observar una distancia mínima de 0.4 m entre base y proyección del otro panel solar de la fila próxima, éste resultado corresponde para paneles con una inclinación de 27° sobre la horizontal, longitud de 1 m y la latitud del distrito de La Molina que corresponde a 12.07° . Para efectos del presente dimensionado se consideró una distancia de 2 m entre base y proyección de otro panel solar de la fila más cercana, debido a medidas de seguridad en cuanto a rutas de escape, mantenimiento y circulación de más de una persona a la vez para el mantenimiento de los paneles.

Cuadro 26: Distancia mínima entre filas de módulos en un mismo plano

Variable	Descripción	Resultado
Dmin	Distancia mínima entre bases del módulo	1.3 m
d	Distancia mínima entre base y proyección del otro	0.4 m
$L \cdot \cos \beta$	Proyección horizontal del módulo inclinado	0.9 m
β	Ángulo de inclinación del módulo	27°
L	Longitud del módulo	1 m
h	Altura del módulo proyectada sobre la vertical	0.44 m
ϕ	latitud del lugar	12.07°

Fuente: Elaboración propia

La Norma técnica E.080 (MVCS, 2009), considera el peso del módulo fotovoltaico varía de acuerdo a la superficie que ocupa. Se puede considerar un aproximado de 15 kg/m^2 . Por otro lado la estructura de soporte del módulo fotovoltaico varía de acuerdo al material empleado (hierro, aluminio, madera, etc.), a la forma de anclaje, etc. En consecuencia se puede inferir que el techo de una edificación con una inclinación de hasta 3° con respecto a la horizontal puede soportar un sistema solar fotovoltaico. Sin embargo, es necesario un estudio a mayor detalle de la estructura por parte especialistas en estructuras para el momento en que se decida la carga.

Según la Norma E.080 (MVCS, 2009), para el lugar de ubicación se dan las siguientes recomendaciones mostradas como una lista de chequeo en el cuadro 27.

Cuadro 27: Lista de chequeo para ubicación

N°	Descripción	Cumple
1	Los módulos fotovoltaicos se pueden instalar en terrazas, tejados, patios, ventanas, balcones, paredes, cornisas, postes, etc. Teniendo muy en cuenta que no deben existir obstáculos que les puedan dar sombra (como vegetación, nieve, tierra, elementos constructivos, otras edificaciones cercanas, otros módulos, etc.) al menos durante las horas centrales del día.	Sí
2	Si se permite el montaje en los tejados, considere una separación adecuada entre los módulos y el tejado o cubierta para permitir la circulación del aire.	Sí
3	Los módulos deben ser montados de tal manera que tengan un fácil acceso a los servicios de limpieza, manteniendo así como los espacios mínimos para una buena circulación de los usuarios. Esto también se aplica a la batería y al controlador.	Sí
4	Los módulos no deben colocarse cerca de las fuentes contaminantes como chimeneas industriales de combustión, carreteras polvorientas, etc. Así como de elementos de almacenamiento de agua para evitar el deterioro del módulo fotovoltaico.	Sí
5	De preferencia los módulos deben ubicarse cerca de los lugares donde se ubicaran la unidad de control, la batería y el uso final para evitar cables largos que elevan el costo y que originan pérdidas de disipación.	Sí
6	La unidad de control y batería de almacenamiento deben instalarse dentro de un espacio que pueda soportar las inclemencias del clima, los golpes, etc. Y que tenga suficiente ventilación natural. Evitando lugares expuestos directamente a la luz solar. Si la batería de almacenamiento tiene electrolito líquido debe ubicarse en un ambiente aislado que evite el contacto de los gases emanados con los componentes electrónicos.	No

N°	Descripción	Cumple
7	La instalación de los cables debe cumplir con lo estipulado en el Código Nacional de Electricidad.	Sí
8	Los cables deben asegurarse a las estructuras de soporte o a las paredes, para evitar esfuerzos mecánicos sobre otros elementos de la instalación eléctrica (cajas de conexión, balastos, interruptores, etc.)	Sí
9	Así mismo, su ubicación no debe conllevar ningún riesgo para la seguridad y la salud de las personas lo que tiene que dejar libre las rutas de escape en caso de emergencias.	Sí

FUENTE: Elaboración propia

Como se puede observar en la lista de chequeo del Cuadro anterior, el punto N° 1 es cumplido debido a la ubicación elegida es el techo del laboratorio y no cuenta con sombras considerables como árboles u otras edificaciones, en el Anexo 4 se pueden observar fotografías de acceso a la terraza y el principal obstáculo presentado en la terraza son tragaluces de la edificación. Los puntos N° 2, 3 y 10 son cumplidos debido a la distancia considerada de 1.8 m presentada en el gráfico de distribución del Anexo 5, observándose la consideración de espacio para rutas de evacuación. El punto N° 4 es cumplido debido a la inexistencia de fuentes contaminantes cercanas. El punto N° 5 es cumplido porque los módulos solares podrían ser ubicados en el techo de la misma edificación que usará la energía generada. El punto N° 6 no cumple debido a la inexistencia de un lugar idóneo para la ubicación de las baterías en el plano de diseño del laboratorio; en caso necesario se tendría que diseñar un espacio ideal para el almacenamiento de las baterías en la terraza, se propone en el Anexo 5 un área para esos tipos de equipos. El punto N° 7 es cumplido porque son requisitos básicos para sistemas solares fotovoltaicos como rotulados, cargas de circuitos, medios de desconexión, etc. Los cuales son asequibles y no presentan mayor impedimento. El punto N° 8 cumple porque es una condición básica que no presenta mayores inconvenientes en el momento de la instalación.

Según la Norma EM.080 (MVCS, 2009), para la orientación e inclinación se dan las siguientes recomendaciones mostradas como una lista de chequeo en el cuadro 37.

Cuadro 28: Lista de chequeo para orientación e inclinación del módulo fotovoltaico

N°	Descripción	Cumple
1	La orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos debe analizarse de tal modo que reciba una óptima radiación solar para el abastecimiento eléctrico de la vivienda de acuerdo con los usos y necesidades.	Sí
2	Los módulos fotovoltaicos estacionarios deben estar orientados hacia el norte y mantener un ángulo de inclinación equivalente a la latitud del lugar de instalación más 10 grados.	Sí

FUENTE: Elaboración propia

Los puntos N° 1 y 2 del cuadro anterior son cumplidos debido a las consideraciones establecidas en el dimensionado del sistema solar presentados en la sección 4.2.1.

El diseño de la infraestructura con respecto a su orientación, presencia de obstáculos como infraestructuras vecinas o vegetación, diseño del techo, la carga viva que puede soportar y su uso actual es otro punto en consideración. En nuestra zona de estudio, la fachada tiene una orientación Sur-Este, cuenta con techo plano, sin obstáculos para la generación de sombras.

4.3.2. Análisis de mercado y económico

El Cuadro 29 muestra el análisis de costo de ciclo de vida. El costo de capital es de S/. 134 161, éste monto cubre la compra de los equipos del sistema solar fotovoltaico como módulo solar, inversor, cables, batería, controlador de carga, entre otros. El costo de mantenimiento recurrente durante el ciclo de vida del proyecto, 20 años, es de S/. 1 885, cubriendo con éste dinero gastos que ocurren periódicamente relacionados con la operación y mantenimiento de los equipos, supervisión del lugar y gestión del sistema solar fotovoltaico. El costo de reemplazo de equipos durante el ciclo de vida del sistema solar fotovoltaico, 10 años en éste caso, es de S/. 1 095, cubriendo el reemplazo de baterías y de componentes generales que puedan ser afectados por accidentes.

Cuadro 29: Análisis de costo de ciclo de vida para el sistema solar fotovoltaico autónomo para una carga diaria de 19.8 kWh

Descripción de capital	USD/ Watt	USD/ m ²	USD	Nuevos soles
a Costo por módulo solar	2,67		17 333	53 733
b Costo de inversor	0,93		6 673	20 687
c Instalación (cables)	0,67		4 333	13 433
d Montaje Solar	0,27		1 733	5 373
e Costo de la batería	2,67		938	2 907
f Controlador de carga	0,27		1 733	5 373
g Diversos	0,27		1 733	5 373
h Acondicionado de nuevas áreas		400	8 800	27 280
1 Costo capital (= a+b+c+d+e+f+g+h)			43 278	134 161
2 Costo de mantenimiento recurrente		Mantenimiento Anual, Ca	71	221
		Factor de anualización, Pa (de Eq. [2.7])	9	9
		Costo de mantenimiento de ciclo de vida (LCMC) (=Ca*Pa)	608	1 885
3 Costo de replazos		Reemplazo de baterías (BR, en 10 años)	938	2 618
		Reemplazo de componentes generales, GR (en 10 años)	71	221
		Sub total, CR (=BR+GR)	1 009	2 839
		Factor de valor presente, Pr (en 10 años)(de Eq [2.6])	0,39	0,39
		Costo de replazo de ciclo de vida (LCRC)=(Pr*Cr)	389	1 095
			\$	S/.
		Costo de ciclo de vida por 20 años (= 1+2+3)	44 275	137 253

(*) Acondicionado de nuevas áreas cuyo precio unitario es en (USD/m²)

FUENTE: Elaboración propia

Nota: Tipo de cambio S/. 3.1

Cabe resaltar que según la bibliografía consultada el mercado fotovoltaico continuará creciendo a más del 35% por año, se espera que el costo caiga más de un 50% alrededor de

7.3 US Cent2005/kWh por 2020 (ver sección 2.3.3.). Además, se han ensayado en laboratorio celdas con eficiencias próximas al 30%, mientras que las fabricadas industrialmente superan con frecuencia el 15% (ver sección 2.3.4.). Bajo éste contexto, se podría precisar que en el caso no haya presupuesto en los próximos años para una inversión como la mostrada en el Cuadro 29, se podría implementar el sistema solar fotovoltaico en el año 2020, cuando la eficiencia de los paneles solares hayan mejorado y los precios por kWh también.

En el análisis económico del presente estudio basado en la metodología de Apratin (2012) puede adaptarse de mejor forma a las condiciones nacionales para cálculos de SFV, determinando marca, modelo y costos unitarios de los componentes de SFV de proveedores nacionales. En el caso de nuestro estudio se ha omitido éste ejercicio, toda vez que no se va a llegar a la fase de implementación.

Por otro lado, en caso se quiera abastecer el 6% de la carga por el cual se llenaría el techo de la infraestructura con paneles solares, se tendría un costo de ciclo de vida por 20 años de S/. 155,415.

La siguiente figura muestra una comparación del costo de abastecer 19.8 kWh/día mediante el sistema convencional y el sistema solar fotovoltaico. Se puede apreciar que abastecer durante 20 años pagando la tarifa convencional costaría S/. 161 092, en cambio, el costo del sistema solar fotovoltaico sería de S/. 137 141. Cabe resaltar, que para el presente cálculo no se ha determinado la inflación que sufriría la tarifa convencional durante el tiempo.

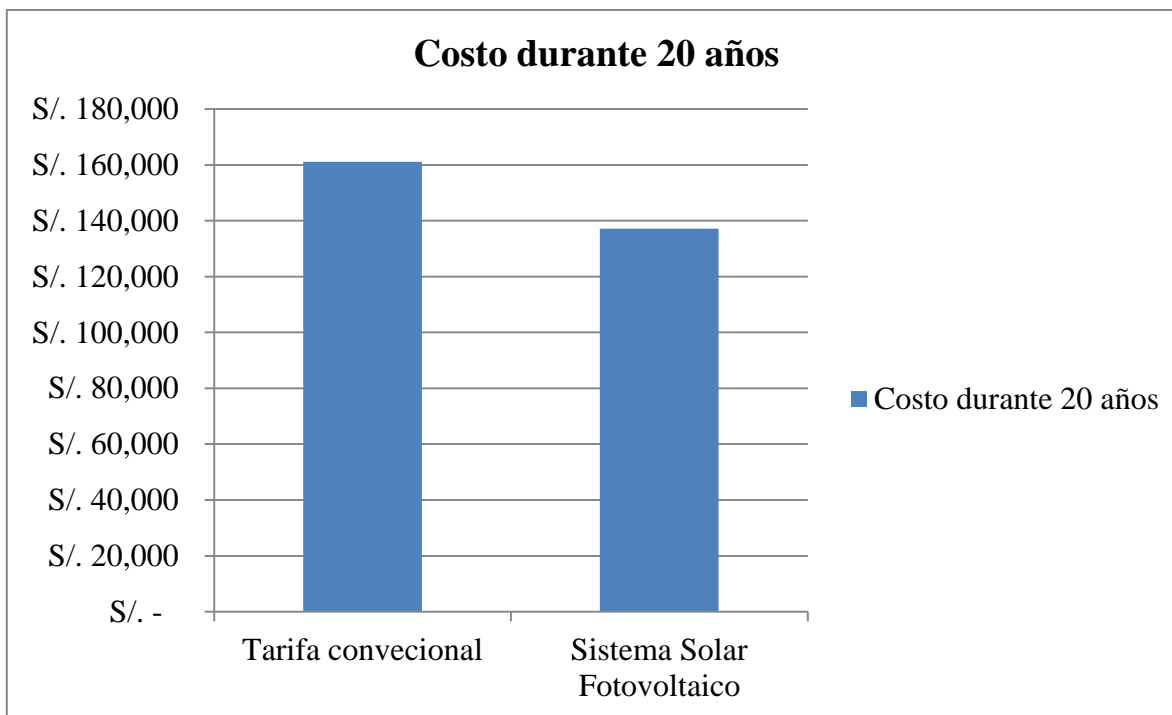


Figura 13: Comparación de costos entre el sistema convencional y SSFV

4.3.3. Análisis ambiental para la instalación

Se han analizado 04 componentes del SFV. Los resultados se muestran en el siguiente cuadro. Teniendo en cuenta que los módulos escogidos para el presente estudio son de Silicio Cristalino (recomendados por OSINERGMIN), se podría afirmar que el componente que generaría mayor impacto sería el panel solar, debido a la falta de tratamiento para el reciclaje de algunos componentes como plomo o plata. Según la bibliografía consultada aún no es rentable el reciclaje de paneles solares debido al poco volumen generado. Sin embargo, el mayor componente del panel (vidrio) puede ser reciclado convencionalmente.

La batería solar en cambio (recomendado por OSINERGMIN), a pesar de tener mayores componentes contaminantes puede sufrir un proceso de reciclado lo que disminuye su actividad contaminante sobre el ambiente.

Cuadro 30: Resultados del manejo de residuos del sistema solar fotovoltaico

	Módulos fotovoltaicos	Regulador	Baterías	Inversor
Periodo de reposición	10 a 20 años	5 a 10 años	5 a 10 años	5 a 10 años
Material contaminante	Q: No tiene F: No tiene	Q: No tiene F: No tiene	Q: Sí tiene F: No tiene	Q: No tiene F: No tiene
Tipo de material	- Lámina de vidrio. - Caja de Aluminio - Placas de silicio - Cables y tornillos	- Carcasa de plástico o metal - Placas electrónicas	- Carcasa de plástico o metal - Piezas de polipropileno - Placas de Plomo - Separadores de Polietileno - Ácido sulfúrico	- Carcasa de plástico o metal - Placas electrónicas
Forma de tratamiento	- Despiece, reciclado y reuso	- Transporte a centros de reciclaje	- Transporte a centros de reciclaje	- Transporte a centros de reciclaje

FUENTE: Elaboración propia

A través de la identificación de los residuos a generar y su posible tratamiento en el proyecto de instalación del sistema solar fotovoltaico, se pretende tener un manejo adecuado para el cumplimiento del D.S. N°009-2009 – MINAM – Medidas de ecoeficiencia para el sector público, el cual tiene como uno de sus objetivos la minimización de residuos e impactos ambientales, los cuales se traducen en ahorro económico para el estado. Asimismo, la norma tiene un ámbito de aplicación obligatorio para todas las entidades del sector público.

V. CONCLUSIONES

1. El presente trabajo de tesis, evidencia a través del análisis de parámetros solares, secuencia de cálculo, análisis normativo, económico y ambiental, que la energía solar fotovoltaica es viable para la alimentación de cargas de baja potencia en instalaciones públicas, como el laboratorio de ingeniería ambiental de la UNALM. Bajo las condiciones del estudio, es posible suplir 19.8 kWh/día de energía para la alimentación de equipos de iluminación y telecomunicación, con un precio de sistema de 109 000 Nuevos Soles, estimado a un tiempo de vida útil de 20 años. Para el diseño del sistema solar fotovoltaico se ha considerado como un sistema alternativo de energía, dado que se ha considerado el cableado independiente en el diseño como en el análisis de costos.
2. La zona de estudio analizada, presenta un consumo de energía equivalente a 394 kWh/día repartido en equipos de laboratorio, iluminación y telecomunicaciones. Los tiempos de funcionamiento de los equipos, en su mayoría, son variables durante el día y no son predecibles, dada la función educativa de la infraestructura. Los equipos de baja potencia están representados por 81 luminarias y 6 equipos para internet, que representan el 5% de la demanda total, los cuales serían alimentados con energía solar.
3. Para los parámetros solares de la zona de estudio, se considera que es posible utilizar el sistema solar fotovoltaico durante 8 horas/día, con 1 día de autonomía. Bajo las especificaciones de OSINERGMIN, es posible generar 21 kW/hr con 76 paneles solares, que se almacenarían en 24 baterías, regulados por 4 controladores de corriente. Esta energía almacenada se convertiría en corriente alterna mediante un 1 inversor de corriente y de esta forma alimentaría las cargas previstas.

4. La instalación del SSFV en la infraestructura estudiada, no presentaría inconvenientes considerando el efecto de la sombra de vegetación e infraestructura circundante. Por otro lado, el área ocupada por la instalación, cubre los espacios de seguridad para acceso y mantenimiento.
5. El peso del SSFV diseñado asciende a 1800 kg, el mismo que estaría distribuido a lo largo del techo de la instalación de 573 m² de área. Considerando que la carga que puede soportar un techo en una infraestructura es de 100 kgf/cm²; sin embargo, es necesario realizar estudios más detallados para determinar la resistencia de los materiales.
6. De la comparación de costos se puede indicar que por la generación de 19.8 kW/hr.día de energía, en un periodo de 20 años, el costo del SSFV es menor que el pago por el consumo de energía por el sistema convencional, cuya diferencia asciende aproximadamente a S/.23 000.
7. Desde el punto de vista de la gestión de los residuos, es viable la recuperación y reutilización del vidrio, el cual es un componente representativo en el panel solar. En cambio, la batería, el controlador e inversor tienen componentes recuperables y cuya gestión se rige a reglamentos y estándares nacionales.
8. Tomando en cuenta que las características, en cuanto a consumo energético de las edificaciones públicas en el Perú son similares, y en tanto se cuente con parámetros solares aprovechables, se considera posible utilizar la metodología del presente estudio como referencia.
9. Es necesario diseñar un espacio con características especiales para el almacenamiento de baterías, regulador e inversor. Lo cual podría implicar mayores costos. En el caso del laboratorio de Ingeniería ambiental, se podría diseñar éste espacio en la terraza de la infraestructura; toda vez que el dimensionado de los módulos fotovoltaicos no exceda el espacio disponible en la terraza.

10. La Universidad Nacional Agraria La Molina actualmente tiene una limitante en el abastecimiento de energía debido a que ya ha alcanzado su capacidad de carga, por lo que resulta importante promover medidas de eficiencia y buscar alternativas energéticas. La energía solar fotovoltaica es una buena opción para la zona de estudio, por su ubicación geográfica y la cantidad de horas solares promedio, podría cubrir determinadas demandas energéticas. En consecuencia, haría falta realizar estudios que consideren el estado de la infraestructura a abastecer, el dimensionado, pre diseño, los costos y un análisis de ciclo de vida para el proyecto. La metodología propuesta en el presente estudio, puede servir de referencia para este fin.
11. El presente estudio podría utilizarse como línea base para profundizar la investigación de aprovechamiento de energías renovables para las infraestructuras públicas, además es una herramienta para la toma de decisiones en eficiencia energética de zonas similares.

VI. RECOMENDACIONES

1. El análisis energético es una buena base para notar oportunidades de mejoras, en este caso se recomienda implementar medidas de eco eficiencia energética en la infraestructura debido a ser una edificación que terminará de implementarse en el futuro, algunas medidas simples como apagar las computadoras que no están en uso, usar luz natural durante el día abriendo las cortinas, utilizar sensores de ocupación, utilización de lámparas más eficientes (LED) y utilización de laptops entre otros.
2. En el presente estudio se utilizaron las especificaciones técnicas recomendadas por OSINERGMIN en una licitación pública. Sin embargo, para fines de mejora de la presente investigación se podrían utilizar paneles solares con mayor Watt-pico (Wp) o mayor eficiencia de transformación de energía con el objetivo de disminuir el número de paneles solares.
3. Un sistema solar fotovoltaico (SSFV) representa una forma de generación de energía más limpia, pues a diferencia de la energía convencional (energía hidráulica y combustibles fósiles), las emisiones de CO₂ son menores. Por ello otro factor importante que fortalecería la toma de decisión para un proyecto de esta naturaleza sería la cantidad de huella de carbono que se genera durante el ciclo de vida del proyecto. Por lo que se recomienda incluir en estudios posteriores un cálculo de la huella de carbono del sistema.

VII. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Abella, M. A. (2009). Dimensionado de sistemas fotovoltaicos. Madrid, España: CIEMAT.
2. Agredano Díaz, J. (Abril de 2008). Instituto de investigaciones eléctricas. Recuperado el 13 de 10 de 2014, de <http://www.iie.org.mx/boletin022008/tenden02.pdf>
3. Alonso, M. (2008). Dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos. España.
4. Apratin, R. (2012). Relative life cycle economic analysis of stand-alone solar PV and fossil fuel powered systems in Bangladesh with regard to load demand and market controlling factors. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 4629-4638.
5. Barman, J. (2011). Design and feasibility study of PV systems in Kenya, a case study. Göteborg, Sweden.
6. Bio Intelligence Service & European Commission. (14 de Abril de 2011). Comisión Europea. Recuperado el 27 de 11 de 2015, de <http://ec.europa.eu/environment/waste/weee/pdf/Study%20on%20PVs%20Bio%20final.pdf>
7. Cambridge U. Press. (2012). *Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. EEUU: IPCC.
8. Cambridge University Press. (2012). *Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. EEUU: IPCC.

9. CER-UNI. (2014). Programa de ahorro de energía. Recuperado el 09 de 09 de 2014, de <http://intranet2.minem.gob.pe/web/archivos/dge/publicaciones/uso/4/04/indice.htm>
10. CONAMA. (04 de Diciembre de 2013). Sistema Nacional de Información Ambiental. Recuperado el 07 de 11 de 2015, de http://www.sinia.cl/1292/articles-47018_recurso_1.pdf
11. Díaz Villar, P. (Abril de 2003). Confiabilidad de los sistemas fotovoltaicos autónomos: Aplicación a la electrificación rural. Madrid, España: Universidad Politécnica de Madrid.
12. Dirección General de Electricidad - MINEM. (19 de Mayo de 1978). Tomo IV del código Nacional de Electricidad . Lima, Lima, Perú.
13. Dirección General De Electricidad - Ministerio de Energía y Minas. (Mayo de 2008). Guía N°14: Elaboración de proyectos de guías de orientación del uso eficiente de la energía y de diagnóstico energético. Edificios públicos. Lima, Lima, Perú.
14. EenerAgen. (2008). Asociación de Agencias Españolas de Gestión de la Energía. España.
15. El Peruano. (23 de Mayo de 2006). Reglamento nacional de edificaciones. El Peruano, pág. 22.
16. Enríquez Harper, G. (2011). El ABC de las instalaciones eléctricas en sistemas eólicos y fotovoltaicos. México D.F.: Limusa.


17. Fernandez, J. G. (s.f.). Cálculo de Instalaciones de alumbrado. Recuperado el 24 de Marzo de 2014, de <http://recursos.citcea.upc.edu/llum/exterio/calculos.html>
18. Fowler, R. J. (1992). Electricity: Principles and Applications. New York: McGraw-Hill.
19. García Pascual, A., & Alabern Morera, X. (2005). Instalaciones eléctricas. Barcelona: UOC.
20. Google Earth. (06 de Mayo de 2014). Google Earth. 2014. Lima, Lima, Perú.
21. Greenpeace & EPIA. (1 de Febrero de 2011). Greenpeace. Recuperado el 27 de Noviembre de 2015, de <http://www.greenpeace.org/international/Global/international/publications/climate/2011/Final%20SolarGeneration%20VI%20full%20report%20lr.pdf>
22. Harper, E. (2011). El ABC de las instalaciones eléctricas en sistemas eólicos y fotovoltaicos. . México: 1ª ed.
23. Hernández, M. (01 de 03 de 2006). Cuba Solar. Recuperado el 2014 de 11 de 12, de <http://www.cubasolar.cu/Biblioteca/Energia/Energia25/HTML/articulo09.htm>
24. Ibáñez Plana, M., Rosell Polo, J., & Rosell Urrutia, J. (2005). Tecnología solar. Madrid: Mundi-Prensa.
25. Méndez, J. (2010.). Energía solar térmica. Madrid: Fundación confemetal.
26. Ministerio de Energía y Minas. (2013). Balance nacional de energía 2012. Lima, Lima, Perú.
27. Mora, J. (2010). Evaluación de un sistema de riego localizado de baja presión con bombeo fotovoltaico. Lima, Lima, Perú: Universidad Nacional Agraria La Molina.

28. OSINERGMIN. (28 de 11 de 2014). OSINERGMIN. Recuperado el 28 de 09 de 2015, de <http://www2.osinerg.gob.pe/EnergiasRenovables/contenido/1eraSubastaOffGrid.Bases.html>
29. Palacios, A. V. (2007). Energía Solar II. Lima: ANR.
30. Perales Benito, T. (2007). Guía del instalador de energías renovables. México D.F.: Limusa.
31. Quijada, V. (2010). Marco normativo de la generación eléctrica por energías renovables en el Perú. Lima: Universidad de San Martín de Porres.
32. Rocha del Real, S. (2003). Proyecto de electrificación de comunidades rurales por medio de fuentes alternas de energía. . Nuevo León, México: Universidad de Nuevo León.
33. Romanillos Rodríguez, V. E. (2007). Cargas adaptadas en guía de onda. Madrid: Universidad de Alcalá.
34. Santamaría Herranz, G., & Castejón Oliva, A. (2010). Instalaciones solares fotovoltaicas. Madrid: Editex.
35. Servicios Generales, M. B. (14 de Abril de 2014). Situación energética de la UNALM. (E. Castañeda, Entrevistador)
36. Simec Chile, S. (2013). Uso de sistemas fotovoltaicos. Santiago, Chile.
37. Solortronic, S. (2004). Conversión de la energía solar en energía eléctrica. México.

38. Tipler, P., & Mosca, G. (2005). Física para la ciencia y la tecnología. Barcelona: Reverté S.A.

VIII. ANEXOS

ANEXO 1: Oficio múltiple N° 0014-2014-DGCA-VMGA/MINAM

	PERÚ	Ministerio del Ambiente	Viceministerio de Gestión Ambiental	Dirección General de Calidad Ambiental
---	------	-------------------------	-------------------------------------	--

"DECENIO DE LAS PERSONAS CON DISCAPACIDAD EN EL PERÚ"
"AÑO DE LA PROMOCIÓN DE LA INDUSTRIA RESPONSABLE Y DEL COMPROMISO CLIMÁTICO"

San Isidro, 20 de enero de 2014

OFICIO MULTIPLE N° 0014 -2014-DGCA-VMGA/MINAM

Señor
Dr. Jesús Abel Mejía Marcacuzco
Rector
UNIVERSIDAD NACIONAL AGRARIA LA MOLINA (UNALM)
AV. LA MOLINA S/N LA MOLINA
LA MOLINA-LIMA.-

(Hoja, 2011)

Asunto : Implementación del uso de paneles solares en las instituciones públicas.

Referencia : a) RM N° 217-2013-MINAM- Promoción del uso del Gas Natural Vehicular (GNV) y Paneles Solares en las Instituciones Públicas 2013-2015.
b) D.S. N° 009-2009-MINAM-Medidas de Ecoeficiencia para el Sector Público.

De mi consideración,

Es grato dirigirme a usted para saludarle cordialmente y hacer de su conocimiento que en el marco de la Implementación de la Segunda Etapa de las Medidas de Ecoeficiencia para el Sector Público³⁰⁷, se dispuso la implementación progresiva del uso de energías alternativas ecológicas en las entidades públicas. Asimismo, mediante R.M. N° 217-2013-MINAM, se aprobó el "Programa de Promoción del Uso de Gas Natural Vehicular y Paneles Solares en las Instituciones Públicas 2013-2015", estableciéndose al 2014 y 2015 las siguientes metas referidas a paneles solares:

2014: En los lugares donde sea factible, al menos 2% de las instituciones públicas a nivel nacional usan paneles solares.


2015: En los lugares donde sea factible, al menos 5% de las instituciones públicas a nivel nacional usan paneles solares.

En tal sentido, solicito tenga a bien informar al MINAM sobre la implementación del uso de paneles solares en su institución, a efectos de establecer un diagnóstico de uso de paneles solares a nivel nacional, conforme lo señalado en el mencionado Programa.


Para cualquier consulta o aclaración al respecto, sirva contactarse con la Ing. Rocio Prieto al correo rprieto@minam.gob.pe, o al teléfono 611-6000 anexo 1277.

Sin otro particular, aprovecho la ocasión para reiterarle los sentimientos de especial consideración.

Atentamente,



Ing. JUAN E. MAROSO CHAVEZ
Director General de Calidad Ambiental
MINISTERIO DEL AMBIENTE



UNIVERSIDAD NACIONAL AGRARIA
LA MOLINA
06 FEB. 2014
MESA DE PARTES
REG. N° 0559

³⁰⁷ Artículo 4°.- Medidas de Ecoeficiencia (D.S. N° 009-2009-MINAM de fecha 15 de mayo de 2009).

www.minam.gob.pe Av Javier Prado Oeste 1440
San Isidro, Lima 27, Perú.
T: (511) 611-6000
F: (511) 611-1634

ANEXO 2: Métodos simplificado de dimensionado y Amere-Hora

1. Método de simplificado de dimensionado (CER-UNI)

a. Evaluación del recurso solar

En esta sección se evaluará la energía realmente disponible después de la elección del un módulo solar fotovoltaico y una batería. Es necesario realizar el cálculo y dimensionado del generador fotovoltaico en función de los Ampere-hora, debido a la pérdida de energía generada cuando se dimensiona con Watt-hora, lo cual se pone en evidencia a través de la columna [5] en el cuadro 10 (CER-UNI, 2014).

En el siguiente cuadro se tabularán tres tipos de módulos fotovoltaicos para un mismo voltaje nominal.

Cuadro 31: Evaluación del recurso solar

[1] Lugar	Recurso solar		Módulo solar			Energía resultante				[5] Factor A/G
	[2.1] Energía diaria (kWh/m ²)	[2.2] Horas de "1 sol al día" (h)	[3.1] Wp (W)	[3.2] Im (A)	[3.3] Vm (V)	[4.1] Enviada a la batería EEG (Ah)	[4.2] Voltaje nominal de batería (VDC)	[4.3] Acumulada en la batería A (Wh)	[4.4] Generada por el módulo solar G (Wh)	

FUENTE: (CER-UNI, 2014)

Donde,

[1] Lugar de instalación del panel solar fotovoltaico

[2.1] Energía diaria disponible en el lugar de instalación del panel solar fotovoltaico

[2.2] Horas sol pico

[3.1] Wm: Watt pico del módulo solar fotovoltaico, obtenido de fábrica.

[3.2] Im: Intensidad del módulo fotovoltaico a instalar, obtenido de fábrica.

[3.3] Vm: Voltaje del módulo fotovoltaico a instalar, obtenido de fábrica.

[4.1] Ampere-Hora enviados a la batería durante las horas pico solares, resultante de la multiplicación de las columnas 2.2 y 3.2

[4.2] Voltaje nominal de la batería seleccionada, obtenida de fábrica.

[4.3] Energía acumulada en la batería, expresada en Wh (igual Ah X V), resultante de la multiplicación de las columnas 4.1 y 4.2.

[4.4] Energía generada por el módulo fotovoltaico en Wh, resultante de la multiplicación de las columnas 2.2 y 3.1.

[5] Factor de comprobación resultante de la división de las columnas 4.3 y 4.5 con la finalidad de ver la energía verdaderamente aprovechada por el sistema.

b. Demanda eléctrica

Según CER-UNI (2014), el siguiente paso consiste en estimar la demanda eléctrica de los equipos para el sistema solar fotovoltaico, se recomienda calcular el total diario de energía eléctrica requerida, expresado en Ah - V_{Bat}, es decir Ampere - hora a la tensión nominal de la batería: 12V, 24V, 36V, 48V, etc. Tanto para corriente alterna como corriente continua, asumiendo la potencia constante se transformará la corriente alterna a continua (ver columna [7] del Cuadro 11). Por consecuencia es necesario aclarar:

Potencia en DC = Potencia en AC

$$\text{Potencia en DC} = V_{DC} * I_{DC}$$

$$\text{Potencia en AC} = V_{AC} * I_{AC}$$

Donde,

V_{DC} es el voltaje del equipo en corriente directa

V_{AC} es el voltaje del equipo en corriente alterna

I_{DC} es intensidad de corriente en Ampere para equipos de corriente directa.

I_{AC} es la intensidad de corriente en ampere para quipos de corriente alterna.

Cuadro 32: Características técnicas de la carga DC y AC

Características técnicas de la carga DC y AC									
[1] N°	[2] Equipos	[3] Tipo de corriente	[4] Cant	[5] Potencia (W)	[6] Uso diario (h)	Corriente por equipo en A		Consumos diarios en	
						[7] 12VDC	[8] 220VAC	[9] Wh	[10] Ah
Corriente total (A) de consumo simultaneo:						IC2	IC3		
Máx. corriente directa de carga (salida del regulador)						IC1			(CD)

FUENTE: (CER-UNI, 2014)

Donde:

[1] Número correlativo de equipos

[2] Tipo de equipo (p. ej. Fluorescente, horno, ventilador, etc.) que abastecerá el sistema solar fotovoltaico.

[3] Tipo de corriente que abastecerá el sistema solar fotovoltaico, elegir entre corriente alterna y directa.

[4] Cantidad del tipo de equipo que abastecerá el sistema solar fotovoltaico.

[5] Potencia del equipo que abastecerá el sistema solar fotovoltaico.

[6] Tiempo de uso diario en horas del equipo que abastecerá el sistema solar fotovoltaico

[7] Corriente por equipo en Ampere, producto de la multiplicación de la columna 4 y 5 entre la división del voltaje nominal de la batería seleccionada.

[8] Corriente por equipo en Ampere, producto de la multiplicación de la columna 4 y 5 entre la división del voltaje de 220.

[9] Consumo diario de los equipos que serán abastecidos por el sistema solar fotovoltaico en Watt-hora. Resultado de la multiplicación de las columnas [4], [5] y [6]

[10] Consumo diario de los equipos que serán abastecidos por el sistema solar fotovoltaico en Ampere-hora. Resultado de la multiplicación de las columnas [4] y [7]

IC1: Intensidad de corriente 1. Máxima corriente de carga directa, salida del regulador para abastecer equipos de corriente directa.

IC2: Intensidad de corriente 2. Máxima corriente de carga en consumo simultáneo tanto para corriente continua como alterna, salida de la batería para el inversor.

IC3: Intensidad de corriente 3. Máxima corriente de carga en consumo simultáneo para corriente alterna, salida del inversor hacia el equipo final de consumo.

CD: Carga eléctrica total requerida diariamente, en Ampere-hora. Obtenidos con una suma aritmética de todos los tipos de carga (CD y AC) en la columna [10].

CD 12VDC: Total de consumo eléctrico diario de las cargas de corriente directa. Obtenidos con una suma aritmética de sólo los tipo de carga de corriente directa (CD).

CD 220VAC: Total de corriente alterna en Ah (CD 220VAC) de consumo diario se obtiene de la sumatoria de las multiplicaciones de las columnas [7] y [8].

c. Diagrama energético

CER-UNI (2014) señala a través de un diagrama energético (ver Figura 15), los componentes del sistema solar fotovoltaico y sus respectivos flujos de energía.

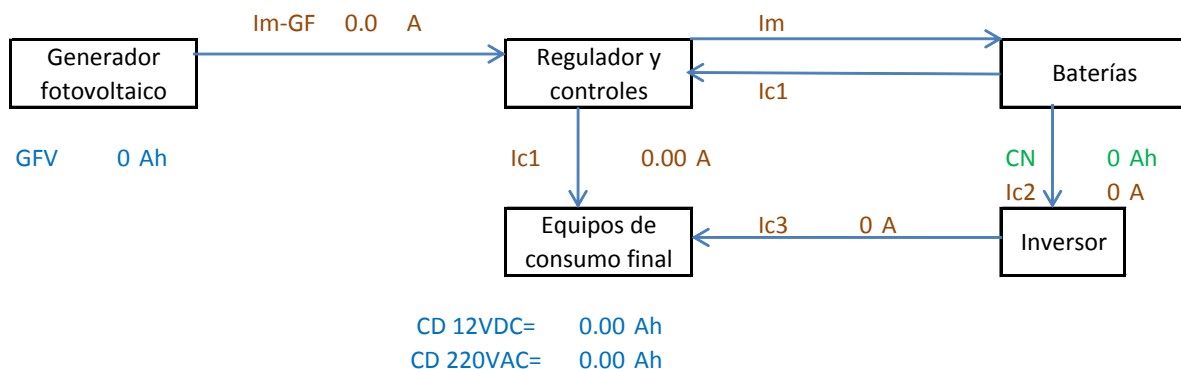


Figura 14: Diagrama de energético del sistema solar fotovoltaico

Los valores obtenidos en los pasos anteriores son IC1, IC2, IC3, CD, CD 12VDC y CD 220VAC. A los siguientes cuadros describen los demás parámetros señalados en la Figura 15:

Cuadro 33: Corriente máxima de potencia del generador (Im-GF)

Im-GF = CD / HPS		
CD	Carga eléctrica diaria	Ah
HPS	Hora pico solar	h
Im-GF	Corriente máx. de potencia del generador	A

FUENTE: CER-UNI (2014)

Cuadro 34: Número de paneles fotovoltaicos

Número de paneles fotovoltaicos		
NFV = Im-GF / Im		
Im-GF	Corriente máx. de potencia del generador	A
Im	Corriente máx. de potencia de un módulo FV	A
NFV	Número de paneles fotovoltaicos	und

FUENTE: CER-UNI (2014)

Cuadro 35: Energía generada por los módulos fotovoltaicos

Energía generada por módulos fotovoltaicos		
GFV = NFV * Im * # de soles		
NFV	Número de paneles fotovoltaicos	Und
Im	Corriente máx. de potencia de un módulo FV	A
HPS	Horas pico solares	h
GFV	Energía generada por módulos FV	Ah

Cuadro 36: Capacidad de la batería

Capacidad de batería		
$CNm = (CD) \cdot (1 + da) / fpa$		
CD	Carga eléctrica diaria, Ah (tabla)	Ah
da	Días de autonomía de la batería (recomendación de diseñador 3 a 5)	día
Fpa	Factor de profundidad descarga permitida en la batería (información del fabricante)	
CN	Capacidad nominal mínima de la batería, Ah	Ah

2. Método Ampere-Hora

Éste método se basa en el cálculo del consumo diario en amperios-hora, teniendo en cuenta las pérdidas entre la batería y las cargas y el rendimiento de carga de la batería. La batería se dimensiona teniendo en cuenta el “número de días de autonomía”. Para dimensionar el generador fotovoltaico son necesarios los datos de irradiación del lugar de la instalación (Abella, 2009).

A continuación se presentan los cuadros a completar en caso de un diseño fotovoltaico, cada casillero cuenta con un operador matemático y la lectura se realiza de izquierda a derecha para la obtención de resultados. El método se desarrolla en el siguiente orden:

a. Determinación del consumo

Según Abella (2009), se trata de obtener el consumo medio diario, en amperios-hora por día, en la batería. Si éste no es constante durante todo el año se puede calcular para cada mes. La idea es armar un listado de los diversos aparatos conectados al sistema, en un principio la determinación del consumo resulta claro y directo, pues únicamente se necesita calcular el consumo de energía de todos los dispositivos que serán abastecidos por el

sistema fotovoltaico. En la práctica, sin embargo, dicha determinación resulta incierta debido a que a menudo se desconoce el periodo de tiempo que funciona cada aparato.

El siguiente cuadro determina la potencia y consumo total que la instalación fotovoltaica aparentemente abastecerá.

Cuadro 37: Determinación potencia total y consumo total

[1.1] Descripción	[1.2] N°	[1.3] Corriente (A)	[1.4] Voltaje (V)	[1.5a] Potencia DC (W)
		x	x	=
Potencia total (W)				[1.11a]

[1.5b] Potencia AC (W)	[1.6] Ciclo diario (horas / día)	[1.7] Ciclo semanal (Días/semana)	[1.8] Rendimiento de conversión	[1.9] Voltaje nominal del sistema (V)	[1.10] Consumo Amp-Hora (Ah/día)
	x	x / 7	/	/	=
[1.11b]	Consumo total Ah/día				[1.12]

FUENTE: (Abella, 2009)

Donde cada número entre corchetes indica,

1.1 Descripción de la carga: Breve descripción de cada consumo (carga) como por ejemplo lámparas, radio, etc. Anotar las cargas DC y AC. Agrupar las cargas según la tensión de utilización. Si el consumo varía cada mes o cada estación de año, considerar el “peor” caso.

1.2.Nº: Anotar la cantidad de consumos idénticos en el sistema.

1.3.Corriente (A): Anotar una estimación de la corriente en Ampere, consumida por cada carga. Utilizar los datos del fabricante o medirla en caso de disponer de los aparatos.

1.4.Voltaje (V): Anotar el voltaje de operación de la carga (Normalmente indicado en los diferentes aparatos que se vayan a utilizar).

1.5.a. Potencia DC (W): Calcular y anotar la potencia de corriente directa (DC) en Watt de cada carga DC.

1.5.b. Potencia AC (W): Calcular y anotar la potencia de corriente alterna (AC) en Watt de cada carga AC.

1.6.Ciclo diario (Hrs/Día): Anotar en promedio el número de horas al día que se va a utilizar dicho consumo (Anotar las fracciones de horas en forma decimal, p.e. 1 hora y 15 minutos se debe poner como 1,25).

1.7.Ciclo semanal (Días/semana): Anotar el número de días a la semana que se va a utilizar el consumo.

1.8.Rendimiento de conversión: Este factor tiene en cuenta las pérdidas del sistema si se utilizan dispositivos de acondicionamiento de potencia (inversores o convertidores DC/DC). Los valores que se pueden tomar por defecto son para, Inversor DC/AC es 0.80 y Convertidor DC/DC es 0.85.

1.9.Voltaje nominal del sistema (V). Anotar el voltaje nominal del sistema. Los valores normales son de 12, 24, 48, 120 V.

1.10. Consumo en Amperios-Hora (Ah/Día): Anotar el consumo diario en amperios-hora.

El siguiente cuadro indica la forma en que se determina la corriente pico y el consumo total corregido del sistema solar fotovoltaico.

Cuadro 38: Determinación de corriente pico y consumo total corregido

[1.11a]Potencia DC total (W)	[1.11b]Potencia AC total (W)	[1.9]Voltaje Nominal del sistema (V)	[1.13]Corriente pico (A)
	+	/	=

[1.12]Consumo total A.h (W)	[1.14]Factor de rendimiento de cableado	[1.15]Factor de rendimiento de batería	[1.16]Consumo total Ah corregido (Ah/día)
	/	/	=

FUENTE: (Abella, 2009)

Donde cada número indica,

1.11. Potencias totales AC y DC (W): Anotar la potencia total AC y DC en Watt.

11.a. Potencia total DC en Watt

11.b. Potencia total AC en Watt

- 1.12. Consumo total (Ah/Día): Anotar el consumo total diario en amperios-hora diarios, obtenidos de la suma de las casillas 1.10.
- 1.13. Corriente pico (A): La corriente máxima requerida por el consumo si todas las cargas del sistema estuviesen funcionando simultáneamente. Este valor se utiliza para el dimensionado de los fusibles, interruptores, cableado, etc.
- 1.14. Factor de rendimiento del cableado: Anotar el factor que tiene en cuenta las pérdidas en el cableado del sistema. Este factor puede variar desde 0.95 a 0.99. El cableado se debe seleccionar para que las caídas de tensión sean menores del 3% (factor > 0.97) en cualquiera de los circuitos del sistema. Factor de rendimiento del cableado por defecto es 0.98.
- 1.15. Factor de rendimiento de la batería: Anotar el rendimiento de la batería que es igual a los amperios-hora que se pueden descargar dividido por los que se han utilizado para cargar. Factor de rendimiento de la batería por defecto es 0.9.
- 1.16. Consumo total Ah corregido (Ah/Día): Calcular la energía necesaria para suministrar el consumo diario de diseño.

b. Corriente de diseño y ángulo de inclinación

Con este procedimiento de dimensionado existe un mes determinante para el diseño del sistema que es el mes en que baja al mínimo la proporción de energía solar disponible y el consumo. Con este criterio, el sistema fotovoltaico se dimensiona para satisfacer dicho consumo en el peor mes del año promedio. Por ejemplo, si el consumo es constante durante todo el año, el mes peor será el de menor radiación media. Si el consumo no es constante, es necesario realizar los cocientes para cada mes del año, ya que los cambios en el consumo pueden compensar las variaciones de radiación solar. (Abella, 2009).

Los Cuadros 9 y 10 deberán ser completados para determinar el ángulo de inclinación del panel fotovoltaico.

Cuadro 39: Datos de ubicación

2.1	Localidad		Latitud		Longitud	
	Datos de radiación		Latitud		Longitud	

FUENTE: (Abella, 2009)

Donde,

- 2.1. Localidad/Datos de radiación: Anotar la latitud y longitud del sistema así como la del lugar de los datos de radiación que se vayan a utilizar. Se recomienda calcular la corriente para varias inclinaciones y seleccionar el caso peor.

Cuadro 40: Determinación de la corriente de diseño para un ángulo de inclinación

Ángulo inclinación		=	
Mes	[1.6] Consumo corregido (Ah/día)	[2.2] Horas pico solar (h/día)	[2.3] Corriente diseño (A)
Ene		/	=
Feb		/	=
Mar		/	=
Abr		/	=
May		/	=
Jun		/	=
Jul		/	=
Ago		/	=
Sep		/	=
Oct		/	=
Nov		/	=
Dic		/	=

FUENTE: (Abella, 2009)

NOTA: El ángulo de inclinación del generador FV se selecciona determinando primero la mayor corriente de diseño para cada inclinación, y después seleccionando la menor de ellas. En otras palabras, el ángulo de inclinación óptimo es aquel que da la mayor radiación para el mes peor.

Donde,

2.2. Horas sol pico (h/Día): Anotar el promedio del número de horas en cada día en las que la radiación solar es 1000 W/m². Anotar el valor medio para cada mes. El número de horas de sol pico puede ser obtenido de la radiación media mensual en kWh/m², sobre superficies inclinadas.

2.3. Corriente de diseño: Se calcula la corriente necesaria para satisfacer el consumo.

El siguiente Cuadro determinará la corriente de diseño del sistema solar fotovoltaico.

Cuadro 41: Selección de corriente de diseño

Ángulo	=	
[2.4a] Horas sol pico (h/día)		[2.4b] Corriente diseño (A)

Ángulo	=	
[2.5] Horas sol pico (h/día)		[2.6] Corriente diseño (A)

FUENTE: (Abella, 2009)

Donde,

2.4. Horas pico (h/Día) y corriente de diseño (A): Seleccionar y anotar la mayor corriente de cada mes y las horas sol pico correspondientes de las casillas 2.2 y 2.3.

2.5. Horas pico (Hrs/Día) y 2.6. – Corriente de diseño (A): Seleccionar el menor de las corrientes de diseño y las correspondientes horas de sol pico de las casillas 2.4.

c. Dimensionado de la batería

Según Abella (2009), en el dimensionado de la batería en sistemas no críticos se recomienda un número de días de autonomía entre 2 y 5, mientras que en sistemas críticos el número de días de autonomía puede incrementarse tomando valor entre 5 y 10. El aumento de la fiabilidad se obtiene tanto aumentando tanto el tamaño del generador como de batería. Una de las limitaciones del presente método de dimensionado es que no

proporciona un método para calcular cuánto generador ha de ser sobredimensionado, trata la fiabilidad del sistema únicamente en función de la capacidad de batería.

Cuadro 42: Determinación de las baterías en paralelo

[1.16] Consumo total Ah (Ah/día)	[3.1] Días de autonomía	[3.2] Máxima profundidad de descarga	[3.3] Corrección por temperatura	[3.4] Capacidad necesaria de batería (Ah)	[3.5] Capacidad de la batería seleccionada (Ah)	[3.6] Baterías en paralelo
	x	/	/	=	/	=

FUENTE: (Abella, 2009)

Donde,

- 3.1. Días de autonomía: Elegir el número de días que la batería ha de suministrar el consumo sin que haya radiación solar disponible.
- 3.2. Máxima profundidad de descarga: Anotar la máxima profundidad de descarga permitida a la batería. Este valor dependerá del tipo y tamaño de la batería. Los valores recomendados son según el tipo de batería, en caso de plomo antimonio un valor de 0.8, en caso de plomo calcio un valor de 0.6 y en caso de níquel cadmio un valor de 0.9.
- 3.3. Corrección por temperatura: Elegir un factor que corrija la capacidad de la batería debido a bajas temperaturas. Valor por defecto para factor de corrección por temperaturas es 0.9.
- 3.4. Capacidad necesaria de la batería (Ah): Se calcula la capacidad necesaria de batería para abastecer el consumo para el número de días de autonomía seleccionado.
- 3.5. Capacidad de la batería seleccionada (Ah): Anotar la capacidad nominal de la batería en amperios-hora.
- 3.6. Baterías en paralelo: Cálculo del número de baterías en paralelo necesarias para suministrar el consumo.

Con la ayuda del siguiente cuadro se determina número de baterías a considerar en el sistema solar fotovoltaico.

Cuadro 43: Determinación de número de baterías

[1.9] Voltaje nominal del sistema (V)	[3.7] Voltaje nominal de la batería (V)	[3.8] Baterías en serie	[3.6] Baterías en paralelo	[3.9] N° total de baterías
	/	=	x	=

FUENTE: (Abella, 2009)

Donde,

- 3.7. Voltaje nominal de la batería (V): Anotar el voltaje nominal de la batería seleccionada.
- 3.8. Baterías en serie: Cálculo del número de baterías en serie necesarias para alcanzar el voltaje del sistema.
- 3.9. N° total de baterías: Cálculo del número total de baterías en el sistema.

El siguiente cuadro determina la capacidad útil del banco de baterías del sistema solar fotovoltaico.

Cuadro 44: Determinación de capacidad útil del banco de baterías

[3.6] Baterías en Paralelo	[3.5] Capacidad de la batería seleccionada (Ah)	[3.10] Capacidad del sistema de baterías (Ah)	[3.11] Factor de profundidad de descarga estacional	[3.12] Capacidad útil (Ah)
	x	=	x	=

FUENTE: (Abella, 2009)

Donde,

- 3.10. Capacidad del sistema de baterías (Ah): Cálculo de la capacidad total del sistema de baterías.
- 3.11. Factor de profundidad de descarga estacional: Un factor de ajuste para la descarga estacional de la batería durante largo tiempo. Este factor da como resultado una reducción de la capacidad del generador fotovoltaicos cuando se proyecta usar la capacidad de almacenamiento de la batería para satisfacer completamente los requisitos del consumo durante el mes determinante para el

diseño del sistema (mes peor). Valor por defecto de profundidad de descarga estacional 0.25.

3.12. Capacidad útil (Ah): El número de amperios-hora usado para reducir la capacidad del sistema debido al factor estacional de profundidad de descarga.

d. Dimensionado del generador fotovoltaico

Según Abella (2009), en la presente metodología, el dimensionado del generador fotovoltaico se basa en suministrar energía para el consumo medio diario.

A través del siguiente Cuadro se obtiene la reducción estacional de corriente debido al número de días consecutivos de radiación baja.

Cuadro 45: Cálculo de la reducción estacional de corriente

[3.12]Capacidad útil (Ah)	[2.5]Hora pico solar máximo (h/día)	[4.1]Días consecutivos estacionales sol mínimo (días)	[4.2]Reducción estacional de corriente (A)
	/	/	=

FUENTE: (Abella, 2009)

Donde,

- 4.1.Días consecutivos estacionales de sol mínimo: Elegir el número de días consecutivos en que es posible tener una baja radiación en un lugar determinado. Este número se debe escoger junto con el factor de profundidad de descarga estacional. Valor por defecto para el número de días consecutivos por defecto es 45.
- 4.2.Reducción estacional de corriente: Cálculo de la reducción de corriente resultante.

El siguiente cuadro determina la corriente de diseño corregida, tomando en cuenta la reducción estacional de corriente.

Cuadro 46: Corrección de la corriente

[2.6]Corriente de diseño(A)	[4.2]Reducción estacional de corriente (A)	[4.3]Corriente corregida (A)
	-	=

FUENTE: (Abella, 2009)

Donde,

4.3. Corriente corregida (A): Corriente de diseño corregida según el factor estacional.

El siguiente Cuadro determina la cantidad de módulos fotovoltaicos del sistema solar fotovoltaico.

Cuadro 47: Determinación de módulos fotovoltaicos en paralelo

[2.6]Corriente corregida (A)	[4.4]Factor de corrección del módulo	[4.5]Corriente de diseño corregida (A)	[4.6]Corriente nominal del módulo(A)	[4.7]Módulos en paralelo
	/	=	/	=

FUENTE: (Abella, 2009)

Donde,

4.4. Factor de corrección del módulo: Elegir un factor para corregir que el módulo no estará operando en las condiciones nominales (STC) de 1000 W/m² a 25°C. El factor de corrección del módulo por defecto según su tipo, para módulos cristalinos es 0.9 y para módulos amorfos es 0.7.

4.5. Corriente corregida de diseño (A): Cálculo de la corriente mínima del generador para suministrar en promedio el consumo diario en el lugar seleccionado.

4.6. Corriente nominal del módulo (A): Anotar el valor de la corriente del punto de máxima potencia en condiciones nominales de medida (STC).

4.7. Módulos en paralelo: Cálculo del número de módulos conectados en paralelo para suministrar la corriente necesaria.

A continuación en el siguiente Cuadro se determina el número total de módulos fotovoltaicos para el sistema.

Cuadro 48: Determinación del total de módulos fotovoltaicos

[1.9]Tensión nominal sistema (V)	[4.8]Tensión nominal del módulo (V)	[4.9]Módulos en serie	[4.7]Módulos en paralelo	[4.10]Total de módulos
	/	=	X	=

FUENTE: (Abella, 2009)

Donde,

4.8.Voltaje nominal del módulo (V): Anotar el voltaje nominal del módulo (no confundir con el voltaje de circuito abierto). La mayoría de los módulos de 36 células tienen un voltaje nominal de 12V.

4.9.Módulos en Serie: Cálculo del número de módulos conector en serie necesarios para producir el voltaje del sistema. No se puede redondear hacia el entero inferior.

4.10. Total Módulos: Cálculo del número total de módulos en el generador fotovoltaico.

e. Especificaciones del generador

Después de calculado el número de módulos fotovoltaicos que incluirá el sistema solar. Es necesario determinar algunas especificaciones del generador. A continuación se determina en el siguiente Cuadro la corriente nominal del generador.

Cuadro 49: Determinación de la corriente nominal del generador

[4.6]Corriente nominal del módulo (A)	[4.7]Módulos en paralelo	[5.1]Corriente nominal generador (A)
	x	=

FUENTE: (Abella, 2009)

Donde,

5.1. Corriente nominal del generador (A): Es la corriente del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico.

El siguiente Cuadro determina la corriente de cortocircuito del generador.

Cuadro 50: Determinación de la corriente de cortocircuito del generador

[5.2]Isc Módulo (A)	[4.7]Módulos en paralelo	[5.3]Isc del generador (A)
	x	=

FUENTE: (Abella, 2009)

Donde,

5.2. Isc módulo (A): Anotar la corriente de cortocircuito del módulo utilizado.

5.3. Isc del generador (A): Corriente de cortocircuito del generador FV.

La determinación del voltaje nominal es descrita en el siguiente Cuadro.

Cuadro 51: Determinación del voltaje nominal

[4.8]Voltaje nominal del Módulo (V)	[4.9]Módulos en serie	[5.4]Voltaje nominal generador (V)
	x	=

FUENTE: (Abella, 2009)

Donde,

5.4. Voltaje nominal del generador (V): Cálculo del voltaje nominal del generador FV (normalmente resulta en 12, 24, 48, 120 V).

Seguidamente se determina el voltaje de circuito abierto del generador fotovoltaico a través del siguiente Cuadro.

Cuadro 52: Determinación de circuito abierto del generador

[5.5]Voc Módulo (V)	[4.9]Módulos en serie	[5.6]Voc Generador(V)
	x	=

FUENTE: (Abella, 2009)

Donde,

5.5.Voc Módulo (V): Anote el voltaje de circuito abierto del módulo FV utilizado.

5.6.Voc del generador (V): Voltaje de circuito abierto del generador FV.

f. Especificaciones del regulador de carga

Los reguladores de carga son incluidos en los sistemas fotovoltaicos para proteger las baterías contra sobrecargas y descargas excesivas. El controlador debe tener suficiente capacidad para controlar la máxima corriente del sistema. Dado que las características y los tipos de reguladores disponibles es muy amplia, se ha de elegir aquel regulador que mejor se adapte al sistema que se está diseñando (Abella, 2009).

Cuadro 53: Determinación de reguladores en paralelo

[6] Factor de seguridad	[5.2]Isc del generador (A)	[6.1]Corriente mínima del regulador (A)	[6.2]Corriente nominal regulador (a)	[6.3]Reguladores en paralelo
	x	=	/	=

FUENTE: (Abella, 2009)

Donde,

6.1.Corriente mínima del regulador (A): Cálculo de la corriente mínima que ha de ser capaz de regular el controlador de carga. Se sobredimensiona en un 25% la corriente de cortocircuito del generador FV en STC, por lo tanto el factor de seguridad es de 1.25.

6.2. Corriente nominal del regulador (A): Anotar la corriente nominal del regulador seleccionado.

6.3. Reguladores en Paralelo: Cálculo del número de reguladores en paralelo necesarios.

g. Acondicionamiento de potencia

A diferencia las otras secciones del presente método, ésta parte no contiene cálculos aritméticos. El acondicionamiento de potencia se da a través de el inversor y el convertidor DC/DC, en las siguientes tablas se especificarán los requerimientos y características de cada uno de ellos.

Cuadro 54: Requerimientos del sistema del inversor

7.1	Forma de onda	V
7.2	Voltaje DC	V
7.3	Voltaje AC	W
7.4	Potencia Máxima	W
7.5	Potencia Nominal	W
7.6	Tiempo de operación en sobrecarga	Minutos
7.7	Régimen de servicio continuo	W
7.8	Rendimiento a carga nominal	%

FUENTE: (Abella, 2009)

Donde,

7.1. Especificar la forma de onda necesaria.

7.2. Especificar el voltaje DC de entrada que se ha de corresponder con el voltaje de batería, o con el voltaje de salida del convertidor DC/DC.

7.3. Especificar el voltaje AC de salida que ha de corresponderse con el voltaje AC de los consumos en AC.

7.4. Especificar la potencia máxima del inversor

7.5. Potencia nominal del inversor. Ha de corresponderse con la potencia total AC especificada en la primera parte del método.

- 7.6. Especificar el tiempo máximo de operación en condiciones de sobrecarga.
- 7.7. Especificar la potencia en régimen de servicio continuo.
- 7.8. Especificar el rendimiento a potencial nominal.

Seguidamente, completar las especificaciones más relevantes del inversor a través del siguiente cuadro.

Cuadro 55: Especificaciones del inversor

7.9	Especificaciones del inversor	
	Marca	
	modelo	
	forma de onda	
	Voltaje (DC)	V
	Voltaje (AC)	V
	Potencia máx	W
	<u>Características (x)</u>	
	Carga de batería	
	Voltímetro	
	Control remoto	
	Arranque de generador aux.	
	Conmutador de cambio	
	Seguimiento MPP	

FUENTE: (Abella, 2009)

Donde,

- 7.9. Anotar las especificaciones del inversor, tomar los datos del fabricante.

Cuadro 56: Requerimientos del sistema

7.10	Voltaje DC entrada	a	V
7.11	Voltaje DC salida	a	V
7.12	Potencia salida		W
7.13	Temperatura operación	a	W

FUENTE: (Abella, 2009)

Donde,

- 7.10. Voltaje DC de entrada (V): Es el voltaje nominal del sistema de la primera parte del método.
- 7.11. Voltaje DC de salida (V): Anotar el voltaje de salida del convertidor DC/DC.
- 7.12. Potencia de salida (W): Anotar la potencia que debe suministrar para la operación de los diferentes consumos.
- 7.13. Anotar la temperatura de operación

Cuadro 57: Especificaciones del Convertidor DC/DC

7.14	Convertidor DC/DC	
	Marca	
	Modelo	V
	Voltaje entrada	V
	Voltaje salida	A
	Temperatura operación	°C
	<u>Características</u>	
	Tensión de salida regulable	V

FUENTE: (Abella, 2009)

Donde,

- 7.14. Anotar las especificaciones del convertidor.





h. Cableado del sistema






Según Abella (2009), si se desea un sistema con larga vida útil y funcionando de acuerdo a lo dimensionado es necesario realizar unas conexiones seguras. La correcta selección del tipo y calibre de los conductores aumenta el rendimiento y la fiabilidad del sistema fotovoltaico.







Algunas recomendaciones del autor con respecto a esta sección es que el cableado de un sistema fotovoltaico debe cumplir con el reglamento electrotécnico de baja tensión. Asegurarse de especificar cables para exterior resistentes a la degradación por acción de la luz solar (Abella, 2009).






ANEXO 3: Cuadro de resultados del análisis energético






Cuadro 58: Resultados del análisis energético en Laboratorio de Ingeniería Ambiental







[1] N°	[2] Equipo	[3] Lugar	[4] Tipo de corriente	[5] Cantidad	[6] kW simultaneo	[7] Total horas	[8] kWh/día	[9] Días del Mes	[10] Total kWh/mes	[11] Fotografía	[12] Comentarios
1	Fluorescentes	Laboratorio de calidad de agua	AC	48	1.728	8	13.82	22	304.128		* no se usan todos, solo cuando hay clases se encienden todos
2	Distillation unit k-314 / Destilador para nitrógeno kendal	Laboratorio de calidad de agua	AC	1	1.8	0.5	0.90	1	0.9		*3-5 min por muestra (24 muestras por semestre)
3	Incubator BE 200 / Encubadora	Laboratorio de calidad de agua	AC	1	1.4	8	11.20	22	246.4		*algunos fines de semana trabaja
4	Laboratory furnace LM 312 / Mufla	Laboratorio de calidad de agua	AC	1	2.8	24	67.20	1	67.2		*El equipo dice 2.8kVA.Existen 2 pero una sólo funciona cuando hay altas cargas. Se usa cuatro veces por






[1] N°	[2] Equipo	[3] Lugar	[4] Tipo de corriente	[5] Cantid ad	[6] kW simultaneo	[7] Total horas	[8] kWh/ día	[9] Día s del Me s	[10] Total kWh/me s	[11] Fotografía	[12] Comentarios
											semestre
5	Digestor	Laboratorio de calidad de agua	AC	1	1.1	5	5.50	1	5.5		-
6	Balanza electrónica	Laboratorio de calidad de agua	CC	1	0.066	0.01667	0.00	22	0.0242		*Equipo que usa transformador para output: 15V/700mA
7	Extractor de gases	Laboratorio de calidad de agua	AC	1	0.75	11	8.25	1	8.25		-
8	Refrigerador a eléctrica doméstica	Laboratorio de calidad de agua	AC	1	0.57	8	4.56	31	141.36		-
9	Equipo para muestra de jarras	Laboratorio de calidad de agua	AC	2	0.22	2	0.44	1	0.44		*Cuando hay tesis trabaja 4 horas diarias de lunes a viernes






[1] N°	[2] Equipo	[3] Lugar	[4] Tipo de corriente	[5] Cantid ad	[6] kW simultaneo	[7] Total horas	[8] kWh/ día	[9] Día s del Me s	[10] Total kWh/me s	[11] Fotografía	[12] Comentarios
10	Encubadora	Laboratorio de calidad de agua	AC	1	0.7475	24	17.94	5	89.7		-
11	Potenciometr o / Ph-metro	Laboratorio de calidad de agua	CC	1	0.00539	1	0.01	22	0.11858		-
12	Estufa eléctrica	Laboratorio de calidad de agua	AC	1	4	4	16.00	4	64		-
13	Congelador	Laboratorio de calidad de agua	AC	1	1.09	24	26.16	31	810.96		*se usa como conservadora
14	Digital reactor / Reactor	Laboratorio de calidad de agua	AC	1	0.9	2	1.80	2	3.6		-
15	Electro fotometro	Laboratorio de calidad de agua	CC	1	0.176	0.5	0.09	2	0.176		-





[1] N°	[2] Equipo	[3] Lugar	[4] Tipo de corriente	[5] Cantidad	[6] kW simultaneo	[7] Total horas	[8] kWh/día	[9] Días del Mes	[10] Total kWh/mes	[11] Fotografía	[12] Comentarios
16	Bomba al vacío	Laboratorio de calidad de agua	AC	1	0.25	4	1.00	4	4		-
17	Laboratory furnace LM 312 / Mufla	Laboratorio de calidad de agua	AC	1	2.8	0.54545	1.53	22	33.6		*Equipo de uso eventual
18	Fluorescentes	Laboratorio de calidad de agua - Microbiológico (depósito)	AC	48	1.728	8	13.82	22	304.128		* no se usan todos, solo cuando hay clases se encienden todos
19	Fluorescentes	Laboratorio de calidad de agua - Espectrofotometro (depósito)	AC	48	1.728	8	13.82	22	304.128		* no se usan todos, solo cuando hay clases se encienden todos
20	Aire acondicionado	Laboratorio de calidad de agua - Espectrofotometro (depósito)	AC	1	2.14	0	0.00	0	0		*Equipo en desuso



[1] N°	[2] Equipo	[3] Lugar	[4] Tipo de corriente	[5] Cantidad	[6] kW simultaneo	[7] Total horas	[8] kWh/día	[9] Días del Mes	[10] Total kWh/mes	[11] Fotografía	[12] Comentarios
21	Muestrador de aire Low Vol	Laboratorio de contaminación atmosférica (Aula 102)	AC	1	0.38	1	0.38	1	0.38		
22	Fluorescentes	Laboratorio de contaminación atmosférica (Aula 102)	AC	24	0.864	3	2.59	12	31.104		*uso de maestría.
23	Fluorescentes	Laboratorio de contaminación atmosférica - Oficina (almacén)	AC	6	0.216	0.5	0.11	1	0.108		*No se utiliza con regularidad
24	Fluorescentes	Laboratorio de residuos sólidos(Aula 101)	AC	24	0.864	5	4.32	22	95.04		*uso de maestría.
25	Proyector	Laboratorio de residuos sólidos(Aula 101)	AC	1	0.33	5	1.65	22	36.3		*Marca Hitachi







[1] N°	[2] Equipo	[3] Lugar	[4] Tipo de corriente	[5] Cantidad	[6] kW simultaneo	[7] Total horas	[8] kWh/día	[9] Días del Mes	[10] Total kWh/mes	[11] Fotografía	[12] Comentarios
26	Computadora de escritorio	Laboratorio de residuos sólidos(Aula 101)	AC	2	0.44	5	2.20	22	48.4		-
27	Parlantes	Laboratorio de residuos sólidos(Aula 101)	AC	3	0.075	1	0.08	5	0.375		-
28	Switch para internet	Rack (área de routers)	AC	1	0.03	24	0.72	31	22.32		-
29	Ventilador de switch	Rack (área de routers)	AC	3	0.0162	24	0.39	31	12.0528		-
30	Fluorescentes	Baños y áreas comunes	AC	16	0.576	5	2.88	22	63.36		*Uso en baños
31	Secador de manos	Baños y áreas comunes	AC	2	4.4	0.25	1.10	1	1.1		*Uso en baños *Se desconecta a veces para evitar ruidos






[1] N°	[2] Equipo	[3] Lugar	[4] Tipo de corriente	[5] Cantidad	[6] kW simultaneo	[7] Total horas	[8] kWh/día	[9] Días del Mes	[10] Total kWh/mes	[11] Fotografía	[12] Comentarios
32	Fluorescentes	Baños y áreas comunes	AC	12	0.432	5	2.16	22	47.52		*Uso en áreas comunes
33	Fluorescentes	Cuarto de bombas	AC	2	0.072	5	0.36	22	7.92		-
34	Bomba de hidroneumática (para agua a la infraestructura)	Cuarto de bombas	AC	1	0.75	0.41667	0.31	26	8.125		-
35	Fluorescentes	Laboratorio de modelamiento ambiental	AC	20	0.72	4	2.88	22	63.36		-
36	Proyector de cristal líquido	Laboratorio de modelamiento ambiental	AC	1	0.33	4	1.32	22	29.04		*Marca Hitachi





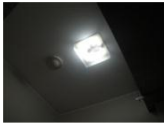
[1] N°	[2] Equipo	[3] Lugar	[4] Tipo de corriente	[5] Cantidad	[6] kW simultaneo	[7] Total horas	[8] kWh/día	[9] Días del Mes	[10] Total kWh/mes	[11] Fotografía	[12] Comentarios
37	Computadora	Laboratorio de modelamiento ambiental	AC	1	0.22	4	0.88	22	19.36		-
38	Parlantes	Laboratorio de modelamiento ambiental	AC	1	0.025	4	0.10	22	2.2		*no siempre se usan
39	Fluorescentes	Laboratorio de planeamiento ambiental (Aula 202)	AC	30	1.08	4	4.32	22	95.04		-
40	Computadora	Laboratorio de planeamiento ambiental (Aula 202)	AC	1	0.22	4	0.88	22	19.36		-
41	Proyector de cristal líquido	Laboratorio de planeamiento ambiental (Aula 202)	AC	1	0.33	4	1.32	22	29.04		*Marca Hitachi





[1] N°	[2] Equipo	[3] Lugar	[4] Tipo de corriente	[5] Cantidad	[6] kW simultaneo	[7] Total horas	[8] kWh/día	[9] Días del Mes	[10] Total kWh/mes	[11] Fotografía	[12] Comentarios
42	Parlantes	Laboratorio de planeamiento ambiental (Aula 202)	AC	1	0.025	4	0.10	22	2.2		-
43	Fluorescente pequeño	Laboratorio de planeamiento ambiental (Aula 202)	AC	2	0.052	0.5	0.03	1	0.026		*uso eventual
44	Fluorescentes	Laboratorio de planeamiento ambiental - Mapoteca (oficina de Prof. Erick)	AC	4	0.144	0.5	0.07	22	1.584		-
45	Fluorescentes	Laboratorio de planeamiento ambiental - Impresiones (oficina de Prof. Quipuzco)	AC	4	0.144	0.5	0.07	22	1.584		-





[1] N°	[2] Equipo	[3] Lugar	[4] Tipo de corriente	[5] Cantid ad	[6] kW simultaneo	[7] Total horas	[8] kWh/ día	[9] Día s del Me s	[10] Total kWh/me s	[11] Fotografía	[12] Comentarios
46	Computadora	Laboratorio de planeamiento ambiental - Impresiones (oficina de Prof. Quipuzco)	AC	1	0		0.00		0		*no es utilizada
47	Impresora	Laboratorio de planeamiento ambiental - Impresiones (oficina de Prof. Quipuzco)	AC	1	0		0.00		0		*no es utilizada
48	Fluorescentes	Laboratorio de contaminación acústica	AC	16	0.576	8	4.61	22	101.376		-
49	Computadora de escritorio	Laboratorio de contaminación acústica	AC	1	0.22	8	1.76	22	38.72		*Uso personal del profesor





[1] N°	[2] Equipo	[3] Lugar	[4] Tipo de corriente	[5] Cantidad	[6] kW simultaneo	[7] Total horas	[8] kWh/día	[9] Días del Mes	[10] Total kWh/mes	[11] Fotografía	[12] Comentarios
50	Monitor	Laboratorio de contaminación acústica	CC	1	0.0247	8	0.20	22	4.3472		-
51	Parlantes	Laboratorio de contaminación acústica	AC	1	0.025	1	0.03	1	0.025		*uso eventual
52	Computadora de escritorio	Laboratorio de contaminación acústica	AC	1	0.22	8	1.76	1	1.76		*uso para las clases
53	Monitor	Laboratorio de contaminación acústica	CC	1	0.0247	8	0.20	1	0.1976		*uso para las clases
54	WiFi	Laboratorio de contaminación acústica	AC	1	0.0054	8	0.04	22	0.9504		-
55	Amplificador de sonido	Laboratorio de contaminación acústica	AC	1	0		0.00		0		*No se utiliza, sólo se utilizó una vez






[1] N°	[2] Equipo	[3] Lugar	[4] Tipo de corriente	[5] Cantidad	[6] kW simultaneo	[7] Total horas	[8] kWh/día	[9] Días del Mes	[10] Total kWh/mes	[11] Fotografía	[12] Comentarios
56	Fluorescentes	Laboratorio de Contaminación acústica - Oficina (depósito)	AC	6	0.216	1	0.22	1	0.216		-
57	Fluorescentes	Laboratorio de Contaminación acústica - Oficina (depósito)	AC	2	0.072	1	0.07	1	0.072		-
58	Fluorescentes	Baños y áreas comunes	AC	16	0.576	5	2.88	22	63.36		*de los baños
59	Secador de manos	Baños y áreas comunes	AC	2	4.6	0.25	1.15	1	1.15		*Uso estimado
60	Fluorescentes	Baños y áreas comunes	AC	12	0.432	5	2.16	22	47.52		*de áreas comunes






[1] N°	[2] Equipo	[3] Lugar	[4] Tipo de corriente	[5] Cantidad	[6] kW simultaneo	[7] Total horas	[8] kWh/día	[9] Días del Mes	[10] Total kWh/mes	[11] Fotografía	[12] Comentarios
61	Bombas fluorescentes	Baños y áreas comunes	AC	1	0.052	0.25	0.01	22	0.286		*de áreas comunes (escalera para el tercer piso)
62	Switch para internet	Rack (área de routers)	AC	3	0.66	24	15.84	31	491.04		*Existen cinco, pero solo se utilizan 3
63	Ventilador de switch	Rack (área de routers)	AC	3	0.0162	24	0.39	31	12.0528		*potencia calculada
64	Fluorescentes	Recepción de muestras, control y depósito de envases (Sala de sesiones)	AC	6	0.216	11	2.38	22	52.272		-
65	Fluorescente pequeño	Recepción de muestras, control y depósito de envases (Sala de sesiones)	AC	1	0.026	1	0.03	1	0.026		*uso eventual






[1] N°	[2] Equipo	[3] Lugar	[4] Tipo de corriente	[5] Cantid ad	[6] kW simultaneo	[7] Total horas	[8] kWh/ día	[9] Día s del Me s	[10] Total kWh/me s	[11] Fotografía	[12] Comentarios
66	Computadora de escritorio	Recepción de muestras, control y depósito de envases (Sala de sesiones)	AC	1	0.22	11	2.42	22	53.24		-
67	Monitor	Recepción de muestras, control y depósito de envases (Sala de sesiones)	CC	1	0.02492	11	0.27	22	6.03064		-
68	Scanner	Recepción de muestras, control y depósito de envases (Sala de sesiones)	CC	1	0.088	8	0.70	1	0.704		-
69	Refrigerador doméstico 180L	Recepción de muestras, control y depósito de envases (Sala de sesiones)	AC	1	0.35	8	2.80	31	86.8		*El consumo de una refrigeradora es de 6 a 8 horas por día







[1] N°	[2] Equipo	[3] Lugar	[4] Tipo de corriente	[5] Cantid ad	[6] kW simultaneo	[7] Total horas	[8] kWh/ día	[9] Día s del Me s	[10] Total kWh/me s	[11] Fotografía	[12] Comentarios
70	Hervidor eléctrico	Recepción de muestras, control y depósito de envases (Sala de sesiones)	AC	1	0.72	0.5	0.36	22	7.92		-
71	Cafetera	Recepción de muestras, control y depósito de envases (Sala de sesiones)	AC	1	0.6	0.5	0.30	22	6.6		-
72	Cocina eléctrica	Recepción de muestras, control y depósito de envases (Sala de sesiones)	AC	1	0		0.00		0		*No se usa
73	Sandwichera	Recepción de muestras, control y depósito de envases (Sala de sesiones)	AC	1	1.4		0.00		0		*No se usa







[1] N°	[2] Equipo	[3] Lugar	[4] Tipo de corriente	[5] Cantidad	[6] kW simultaneo	[7] Total horas	[8] kWh/día	[9] Días del Mes	[10] Total kWh/mes	[11] Fotografía	[12] Comentarios
74	Horno microondas	Recepción de muestras, control y depósito de envases (Sala de sesiones)	AC	1	1	0.16667	0.17	22	3.66667		*Uso de personal administrativo de la maestría.
75	Licuadaora	Recepción de muestras, control y depósito de envases (Sala de sesiones)	AC	1	0.5		0.00		0		*No se usa
76	Trituradora	Recepción de muestras, control y depósito de envases (Sala de sesiones)	AC	1	0		0.00		0		*No se usa
77	Wi Fi	Recepción de muestras, control y depósito de envases (Sala de sesiones)	CC	1	0.018	24	0.43	22	9.504		-







[1] N°	[2] Equipo	[3] Lugar	[4] Tipo de corriente	[5] Cantidad	[6] kW simultaneo	[7] Total horas	[8] kWh/día	[9] Días del Mes	[10] Total kWh/mes	[11] Fotografía	[12] Comentarios
78	Ventiladores	Recepción de muestras, control y depósito de envases (Sala de sesiones)	AC	2	0.084		0.00		0		*Se usa en verano
79	Fluorescentes	Depósito de muestras (almacén)	AC	4	0.144	8	1.15	1	1.152		*Uso eventual
80	Aire acondicionado	Depósito de muestras (almacén)	AC	1	0		0.00		0		*No se utiliza
81	Fluorescentes	Depósito de contramuestras (almacén)	AC	4	0.144	8	1.15	1	1.152		*Uso eventual
82	Aire acondicionado	Depósito de contramuestras (almacén)	AC	1	0		0.00		0		*No se utiliza







[1] N°	[2] Equipo	[3] Lugar	[4] Tipo de corriente	[5] Cantidad	[6] kW simultaneo	[7] Total horas	[8] kWh/día	[9] Días del Mes	[10] Total kWh/mes	[11] Fotografía	[12] Comentarios
83	Fluorescentes	Área común y baños	AC	6	0.216	5	1.08	22	23.76		*de baños
84	Fluorescentes	Vestidor (oficina)	AC	4	0.144	13	1.87	22	41.184		-
85	Computadora de escritorio	Vestidor (oficina)	AC	1	0.22	13	2.86	22	62.92		-
86	Monitor	Vestidor (oficina)	CC	1	0.032	13	0.42	22	9.152		-
87	Fluorescentes	Preparación de muestras análisis físico químico (Almacén)	AC	18	0.648	8	5.18	1	5.184		-
88	Aire acondicionado grande	Preparación de muestras análisis físico químico	AC	2	0		0.00		0		*No se utiliza







[1] N°	[2] Equipo	[3] Lugar	[4] Tipo de corriente	[5] Cantidad	[6] kW simultaneo	[7] Total horas	[8] kWh/día	[9] Días del Mes	[10] Total kWh/mes	[11] Fotografía	[12] Comentarios
		(Almacén)									
89	Lustradora	Preparación de muestras análisis físico químico (Almacén)	AC	1	1.119	4.5	5.04	22	110.781		-
90	Ablandador de agua	Preparación de muestras análisis físico químico (Almacén)	AC	1	0.003	24	0.07	31	2.232		-
91	Fluorescentes	Jefatura de laboratorio (almacén)	AC	3	0.108	8	0.86	1	0.864		*Uso eventual
92	Fluorescentes	Procesamiento de datos (almacén)	AC	3	0.108	8	0.86	1	0.864		*Uso eventual






[1] N°	[2] Equipo	[3] Lugar	[4] Tipo de corriente	[5] Cantidad	[6] kW simultaneo	[7] Total horas	[8] kWh/día	[9] Días del Mes	[10] Total kWh/mes	[11] Fotografía	[12] Comentarios
93	Aire acondicionado	Procesamiento de datos (almacén)	AC	1	0		0.00		0		*No se utiliza
94	Fluorescente pequeño	Depósito	AC	3	0.108	8	0.86	1	0.864		*Uso eventual
95	Fluorescentes	Absorción atómica (almacén)	AC	4	0.144	8	1.15	1	1.152		*Uso eventual
96	Aire acondicionado	Absorción atómica (almacén)	AC	1	0		0.00		0		*No se utiliza
97	Fluorescentes	Balanza (almacén)	AC	2	0.072	8	0.58	1	0.576		*Uso eventual
98	Aire acondicionado	Balanza (almacén)	AC	1	0		0.00		0		*No se utiliza


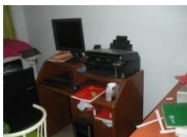


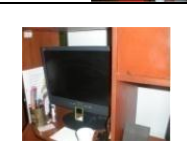

[1] N°	[2] Equipo	[3] Lugar	[4] Tipo de corriente	[5] Cantidad	[6] kW simultaneo	[7] Total horas	[8] kWh/día	[9] Días del Mes	[10] Total kWh/mes	[11] Fotografía	[12] Comentarios
99	Fluorescentes	Cromatografía (almacén)	AC	4	0.144	8	1.15	1	1.152		*Uso eventual
100	Aire acondicionado	Cromatografía (almacén)	AC	1	0		0.00		0		*No se utiliza
101	Fluorescentes	Ingreso (Área de atención)	AC	2	0.072	13	0.94	22	20.592		-
102	Computadora de escritorio	Ingreso (Área de atención)	AC	1	0.22	13	2.86	22	62.92		-
103	Monitor	Ingreso (Área de atención)	CC	1	0.02492	13	0.32	22	7.12712		*potencia calculada (DC 14V/1.78A)
104	Impresora	Ingreso (Área de atención)	CC	2	0.046	2	0.09	22	2.024		-

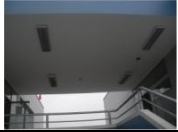


[1] N°	[2] Equipo	[3] Lugar	[4] Tipo de corriente	[5] Cantidad	[6] kW simultaneo	[7] Total horas	[8] kWh/día	[9] Días del Mes	[10] Total kWh/mes	[11] Fotografía	[12] Comentarios
105	Fluorescentes	Recepción, Información al cliente (oficina)	AC	6	0.216	9	1.94	22	42.768		-
106	Computadora de escritorio	Recepción, Información al cliente (oficina)	AC	1	0.22	9	1.98	22	43.56		-
107	Monitor	Recepción, Información al cliente (oficina)	AC	1	0.176	9	1.58	22	34.848		-
108	Impresora	Recepción, Información al cliente (oficina)	AC	1	0.11	1	0.11	22	2.42		-
109	WiFi	Recepción, Información al cliente (oficina)	CC	1	0.018	24	0.43	31	13.392		-
110	Fax	Recepción, Información al cliente (oficina)	AC	1	0.288	24	6.91	31	214.272		-

[1] N°	[2] Equipo	[3] Lugar	[4] Tipo de corriente	[5] Cantidad	[6] kW simultaneo	[7] Total horas	[8] kWh/día	[9] Días del Mes	[10] Total kWh/mes	[11] Fotografía	[12] Comentarios
111	Advanced Hybrid system kx-TA616	Recepción, Información al cliente (oficina)	AC	1	0.22	24	5.28	31	163.68		-
112	Dispensadora de agua	Recepción, Información al cliente (oficina)	AC	1	0.55		0.00		0		*Equipo en desuso
113	Fluorescente pequeño	Almacén	AC	1	0.026	1	0.03	22	0.572		-
114	Fluorescentes	Administración (oficina)	AC	6	0.216	9	1.94	22	42.768		-
115	Computadora de escritorio	Administración (oficina)	AC	2	0.44	9	3.96	22	87.12		-
116	Monitor	Administración (oficina)	CC	2	0.0494	9	0.44	22	9.7812		-

[1] N°	[2] Equipo	[3] Lugar	[4] Tipo de corriente	[5] Cantidad	[6] kW simultaneo	[7] Total horas	[8] kWh/día	[9] Días del Mes	[10] Total kWh/mes	[11] Fotografía	[12] Comentarios
117	Impresora	Administración (oficina)	AC	1	0.11	1	0.11	22	2.42		-
118	WiFi	Administración (oficina)	CC	1	0.055	24	1.32	31	40.92		-
119	Fotocopiadora	Administración (oficina)	AC	1	1.254	1	1.25	22	27.588		-
120	Fluorescentes	Laboratorio de investigación	AC	18	0.648	6	3.89	22	85.536		-
121	Baño María	Laboratorio de investigación	AC	1	1.2	24	28.80	31	892.8		*Se utiliza 24 horas durante un mes
122	Agitadores magnéticos	Laboratorio de investigación	AC	12	0.18	24	4.32	31	133.92		-

[1] N°	[2] Equipo	[3] Lugar	[4] Tipo de corriente	[5] Cantidad	[6] kW simultaneo	[7] Total horas	[8] kWh/día	[9] Días del Mes	[10] Total kWh/mes	[11] Fotografía	[12] Comentarios
123	Espectrofotometro	Laboratorio de investigación	AC	1	0.242	5	1.21	1	1.21		-
124	Fluorescentes	Laboratorio de investigaciones Oficina (futura oficina de Profesor)	AC	4	0		0.00		0		*no se utiliza esta área
125	Fluorescentes	Sala de reuniones (depósito)	AC	6	0.216	1	0.22	1	0.216		*Uso eventual
126	Fluorescentes	Control de documentación (Biblioteca)	AC	26	0.936	10	9.36	22	205.92		*se están contando dos fluorescentes extras de área entre biblioteca y oficina.
127	Ventiladores	Control de documentación (Biblioteca)	AC	4	0.24	8	1.92	22	42.24		*se usan ventiladores sólo en la época de verano

[1] N°	[2] Equipo	[3] Lugar	[4] Tipo de corriente	[5] Cantidad	[6] kW simultaneo	[7] Total horas	[8] kWh/día	[9] Días del Mes	[10] Total kWh/mes	[11] Fotografía	[12] Comentarios
128	Computadora	Control de documentación (Biblioteca)	AC	1	0.22	9	1.98	22	43.56		-
129	Computadora	Control de documentación (Biblioteca)	AC	1	0.22	5	1.10	22	24.2		-
130	Fotocopiadoras	Control de documentación (Biblioteca)	AC	2	1.8	1	1.80	22	39.6		-
131	Impresoras	Control de documentación (Biblioteca)	AC	2	1.276	0.5	0.64	22	14.036		-
132	Monitores	Control de documentación (Biblioteca)	AC	1	0.036	9	0.32	22	7.128		-
133	Monitores	Control de documentación (Biblioteca)	AC	1	0.04	5	0.20	22	4.4		-

[1] N°	[2] Equipo	[3] Lugar	[4] Tipo de corriente	[5] Cantidad	[6] kW simultaneo	[7] Total horas	[8] kWh/día	[9] Días del Mes	[10] Total kWh/mes	[11] Fotografía	[12] Comentarios
134	Fluorescentes	Áreas comunes	AC	14	0.504	5	2.52	22	55.44		*de escaleras primer y segundo piso
135	Bombas de dos focos	Áreas comunes	AC	9	0.468	5	2.34	22	51.48		*Iluminan la entrada a los bloques y la parte posterior de la escañera
136	Proyector Led exterior	Áreas comunes	AC	4	0.28	4	1.12	22	24.64		*Iluminan afiche y el nombre de la entrada

FUENTE: Elaboración propia

ANEXO 4: Fotos de la terraza

Las siguientes fotografías fueron tomadas el 24 de julio del 2014.



Escalera hacia la terraza

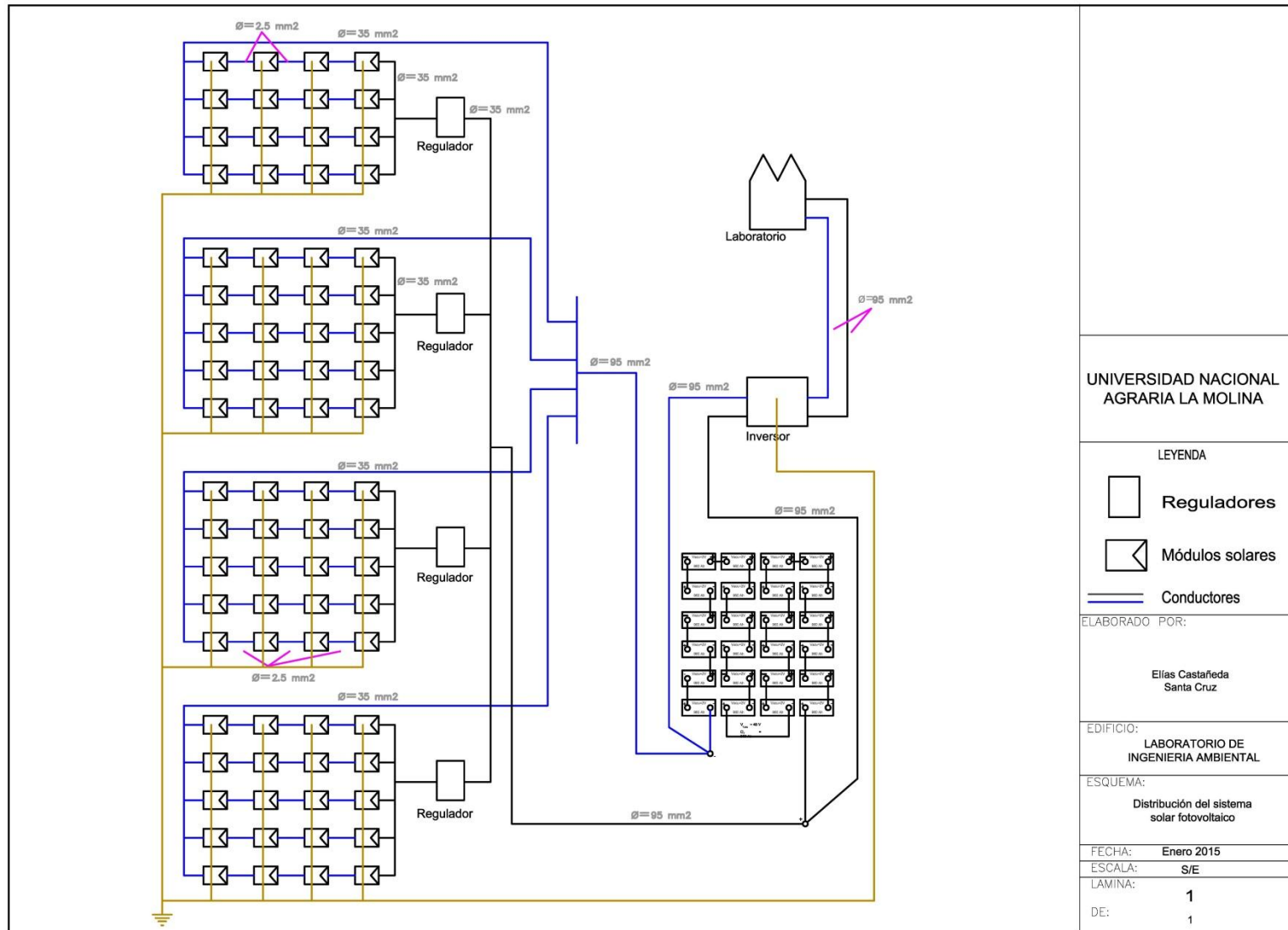


Traga luces

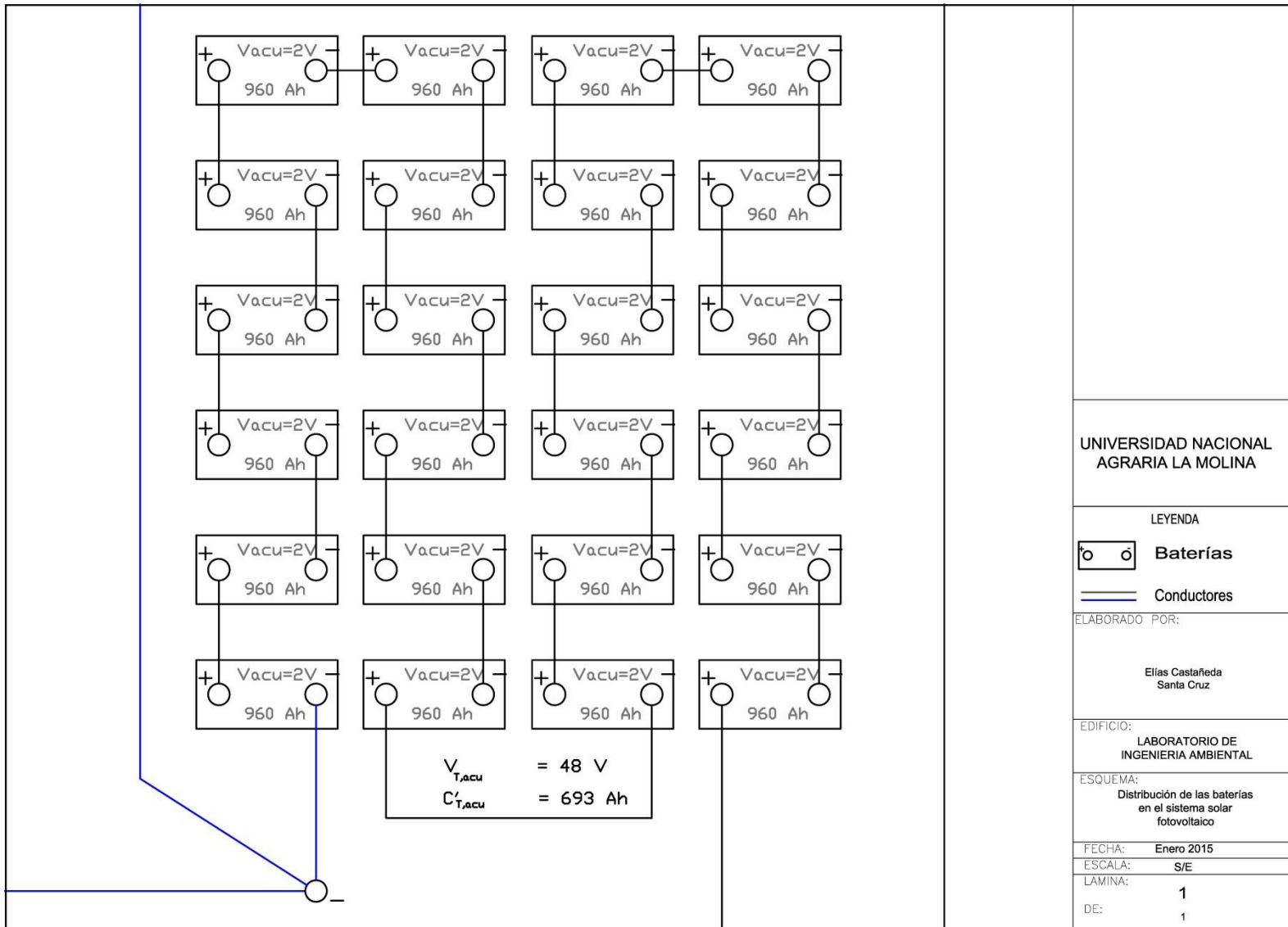
ANEXO 5: Esquema de distribución de los paneles fotovoltaicos



Esquema de distribución general del sistema solar fotovoltaico



Esquema de distribución de las baterías



Esquema de distribución de paneles solares y reguladores

