

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE FORMACIÓN DE TECNÓLOGOS

**FORMULACIÓN METODOLÓGICA PARA EL DIMENSIONADO E
INSTALACIÓN DE SISTEMAS DE BOMBEO SOLAR FOTOVOLTAICO
PARA EL SECTOR RURAL DEL ECUADOR**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE TECNÓLOGO EN
ELECTROMECAÁNICA**

JOSÉ EDUARDO CAIZA LLANO

DIRECTOR:
Ing: Esteban Játiva

Quito, Abril 2017

DECLARACIÓN

Yo José Eduardo Caiza Llano, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

José Eduardo Caiza Llano

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por José Eduardo Caiza Llano, bajo mi supervisión.

Ing. Esteban Játiva
DIRECTOR DE PROYECTO

ÍNDICE DE CONTENIDOS

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1. Planteamiento del problema.....	2
1.2. Justificación.....	2
1.3. Alcance	2
1.4. Objetivo General	3
1.5. Objetivos Específicos	3
1.6. Metodología.....	3

CAPÍTULO 2

MARCO TEÓRICO

2.1. Conceptos básicos de energía solar	5
2.2. La energía solar fotovoltaica	6
2.3. El bombeo fotovoltaico en el Ecuador	8
2.3.1 Ventajas y Desventajas de un Sistema de Bombeo Solar Fotovoltaico	10
2.4. Necesidades de los sistemas de riego en sectores rurales del Ecuador.....	11
2.5. Métodos y características de los sistemas de riego utilizados en el Ecuador	15
2.5.1 Riego superficial o por gravedad.....	16
2.5.2 Riego a presión o presurizado	16
2.6. Aspecto legal de la energía solar fotovoltaica en el Ecuador	18
2.7. Introducción a sistemas de bombeo solar fotovoltaico	20
2.7.1 Características de un sistema de bombeo solar fotovoltaico	21
2.7.2 Tipos de configuración de sistemas de bombeo solar fotovoltaico	22
2.7.3 Componentes de un sistema de bombeo solar fotovoltaico	25
2.8. Métodos para el dimensionado del sistema fotovoltaico	38

2.9. Conceptos básicos de un sistema de bombeo de agua	39
2.10. Configuración básica de un sistema de bombeo de agua	44
2.10.1 Bombas hidráulicas	44
2.10.2 Motor eléctrico.....	49
2.10.3 Infraestructura hidráulica.....	51
2.11. Formas de determinar las pérdidas de carga	53

CAPÍTULO 3

FORMULACIÓN METODOLÓGICA

3.1. Establecimiento de las condiciones previas	57
3.2. Ubicación de la fuente de agua	58
3.3. Determinación del caudal	59
3.4. Evaluación del recurso solar	61
3.5. Dimensionado del sistema hidráulico	62
3.5.1 Cálculo del diámetro nominal de la tubería	68
3.5.2 Determinación de las pérdidas de carga	69
3.5.3 Cálculo de la altura manométrica total	71
3.5.4 Cálculo del $NPSH_{disponible}$	71
3.6. Selección de la bomba	72
3.7. Cálculo de la demanda de energía.....	73
3.8 Dimensionado de los módulos fotovoltaicos	75
3.8.1 Estimación del ángulo óptimo de inclinación de los módulos solares.	75
3.8.2 Cálculo del número de paneles solares	76
3.9. Dimensionado del sistema de acumulación (baterías)	78
3.10. Dimensionado del regulador de carga.....	80
3.11. Dimensionado del Inversor.....	81
3.12. Dimensionamiento del cableado, protecciones y la puesta a tierra.....	82

3.12.1 Dimensionamiento del cableado	82
3.12.2 Protecciones	88
3.12.3 Puesta a tierra.....	89
3.13. Aspectos sobre montaje e instalación	92
3.14. Consideraciones para la puesta en marcha	93
3.15. Pruebas de funcionamiento.....	95
3.16. Mantenimiento.....	96
3.16.1 Mantenimiento preventivo	96
3.16.2 Mantenimiento correctivo	98

CAPÍTULO 4

RESULTADOS

CONCLUSIONES.....	103
RECOMENDACIONES.....	105
BIBLIOGRAFÍA.....	106

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Métodos de riego utilizados en el Ecuador.....	15
Figura 2. Configuración básica de un sistema de bombeo utilizando un motor AC.....	22
Figura 3. Esquema básico de un sistema de bombeo solar directo, utilizado en un sistema de riego por goteo	23
Figura 4. Esquema básico de un sistema de bombeo solar con baterías, utilizado en un sistema de riego por aspersión.....	24
Figura 5. Partes de un panel solar.....	26
Figura 6. Curva característica de un panel solar	27
Figura 7. Conexión de paneles solares en serie.....	28
Figura 8. Conexión de paneles solares en paralelo.....	28
Figura 9. Conexión de baterías en serie y en paralelo	32
Figura 10. Esquema básico de operación de un regulador serie.....	34
Figura 11. Esquema básico de operación del regulador paralelo.....	34
Figura 12. Rendimiento de un inversor autónomo para cargas inductivas	37
Figura 13. Curva característica de una bomba centrífuga.....	43
Figura 14. Elementos básicos que conforman un sistema de bombeo de agua.....	44
Figura 15. Guía para la selección del tipo de bomba	48
Figura 16. Válvula de pie.....	52
Figura 17. Válvula de retención	52
Figura 18. Válvula de compuerta.....	52
Figura 19. Diagrama de la metodología para el dimensionamiento de un sistema de bombeo fotovoltaico	56
Figura 20. Esquema de la instalación del sistema de bombeo solar fotovoltaico para riego por aspersión.....	57
Figura 21. Esquema hidráulico del sistema de riego por aspersión	58
Figura 22. Distribución de la humedad del suelo en el mes de diciembre	59
Figura 23. Elementos básicos que conforman un sistema de bombeo de agua.....	67
Figura 24. Movimiento del sol durante el año para un observador en la tierra	76
Figura 25. Terminales para puesta a tierra de la estructura del generador fotovoltaico	91
Figura 26. Puesta a tierra del sistema fotovoltaico	91

Figura 27. Configuración del sistema de bombeo fotovoltaico dimensionado para una zona rural de la provincia de Pastaza..... 99

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Niveles de insolación global promedio del año 2008 en el Ecuador	8
Tabla 2. Balance nacional de energía del sistema eléctrico ecuatoriano año 2011	9
Tabla 3. Balance nacional de energía del sistema eléctrico ecuatoriano año 2011-2016	10
Tabla 4. Área bajo UPA, área agrícola y área con riego, por regiones, 2000.....	12
Tabla 5. Principales problemas y demandas de los sistemas de riego y drenaje por regiones, 2011.....	13
Tabla 6. Relación UPA pequeñas, UPA medianas y UPA grandes y control de área bajo riego	14
Tabla 7. Número de UPA y área regada según el método de riego en el Ecuador	17
Tabla 8. Métodos de riego por región.....	18
Tabla 9. Componentes eléctricos de un panel solar y sus características	26
Tabla 10. Características de las baterías de plomo-ácido y níquel-cadmio.....	31
Tabla 11. Características, ventajas y desventajas según el tipo de bomba	47
Tabla 12. Clasificación de hortalizas en base a la profundidad de su raíz	60
Tabla 13. Niveles de insolación difusa para la provincia de Pastaza	61
Tabla 14. Pérdidas de carga en accesorios de diferentes diámetros.	62
Tabla 15. Rugosidad absoluta de algunos materiales	64
Tabla 16. Pérdidas de carga en metros de columna de agua por cada 100 metros de tubería	65
Tabla 17. Pérdidas de carga en tuberías de PVC	69
Tabla 18. Pérdidas de carga en accesorios.....	70
Tabla 19. Tipos de aspersores	72
Tabla 20. Capacidad de corriente para conductores de cobre	84
Tabla 21. Costos de los equipos del sistema de bombeo solar fotovoltaico.....	100
Tabla 22. Costo de la electrobomba	102

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo I: Niveles de radiación en la Provincia de Manabí.....	112
Anexo II: Niveles de Radiación en la Provincia de Tungurahua	112
Anexo III: Propiedades del Agua a Diferentes Temperaturas.....	113
Anexo IV: Presión Atmosférica a Diferentes Altitudes Sobre el Nivel del Mar.....	113

RESUMEN

En el capítulo 1, se indica el planteamiento del problema, la justificación, el alcance, el objetivo general, los objetivos específicos y la metodología que se utilizará para el desarrollo de este trabajo.

El capítulo 2 contiene el marco teórico, el mismo que hace referencia a la situación actual de los sistemas de bombeo solar fotovoltaico en el Ecuador, además menciona las características y necesidades que presentan los sistemas de riego en cada una de las regiones del país. En el mismo capítulo, se indican los principales componentes de un sistema de bombeo solar fotovoltaico, la función que cumplen cada uno dentro del sistema y los factores que intervienen para su dimensionamiento. Finalmente se indican los principales componentes de un sistema de bombeo de agua y la forma de seleccionar adecuadamente los componentes hidráulicos.

En el capítulo 3, se presenta la formulación metodológica propuesta para el dimensionamiento del sistema de bombeo solar fotovoltaico para el caso de estudio, en la que se indica paso a paso los principales aspectos que se debe considerar al momento de dimensionar el sistema, además se menciona algunas consideraciones de montaje, puesta en marcha, pruebas de funcionamiento y las principales actividades de mantenimiento que se debe realizar, para que el sistema sea confiable y duradero en el tiempo.

En el capítulo 4, se indica los resultados y el costo de los equipos y demás accesorios necesarios para la instalación del sistema de bombeo solar fotovoltaico, para el caso de estudio.

ABSTRACT

The family economy of the rural habitants of the equator is mainly due to agriculture for that reason the irrigation systems are very necessary but because of the difficult access to their territories, many don't have the public electricity service. That is why many people don't have technical systems of irrigation, while others have had to resort to the use of generators that use fuels like gasoline.

The present work was done to solve this problem, for which it was made a study of the ways of dimensioning the main components of the solar pumping systems, allowing to select a suitable technology for the study area and to elaborate a methodology that contemplates all the physical, geographic and climatological parameters of the area, obtaining as a result that it is a suitable system for the rural areas of difficult access.

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

En el presente trabajo propone una formulación metodológica para el dimensionamiento de cada uno de los equipos que conforman un sistema de bombeo solar fotovoltaico. La metodología se realizará basándose en las características y requerimientos de las poblaciones rurales del Ecuador, las mismas que por cuestiones de costos, no cuentan con energía eléctrica, especialmente en la región amazónica la misma que según el Censo de Población y Vivienda realizado en el año 2010 por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos, el porcentaje de viviendas con energía eléctrica en el sector rural es del 89,03% (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2013). Las soluciones como la extensión de la red eléctrica, además de ser costosas han representado al gobierno ecuatoriano problemas técnicos y de gran impacto ambiental.

Los pobladores del sector rural se dedican casi en su totalidad a la actividad agropecuaria, así lo demuestran estudios realizados en el año 2016, por el Ministerio de Agricultura, Ganadería, Acuacultura y Pesca, cuyo resultado indica que en la actualidad el sector agropecuario es uno de los principales motores de la economía del país. Su importancia económica es enorme, además según datos del BCE (Banco Central del Ecuador) el sector agropecuario incluyendo el valor aportado por la producción de la agroindustria, con el 14% es la actividad económica que más aporta al Producto Interno Bruto global (PIB), mientras que con un 62% de la población que trabaja en el sector rural, la actividad agropecuaria se convierte en la segunda actividad generadora de divisas, siendo superada únicamente por la actividad petrolera (37% del total exportado) (Ministerio de Agricultura, Ganadería, Acuacultura y Pesca, 2013). El desarrollo del sector agropecuario es de vital importancia no solo para la economía familiar sino del país, por lo tanto esa es la razón por la cual un sistema de riego es fundamental, pero en sectores rurales al carecer de energía eléctrica, esto resulta imposible a pesar de poseer el recurso hídrico, la mayor parte del año.

Es por eso que en el presente trabajo, se formulará una metodología que contemple los factores más importantes, que intervienen al momento de dimensionar los equipos de un sistema de bombeo solar fotovoltaico. Esta metodología se realizará basándose en las características propias de una zona rural de la provincia de Pastaza, la misma que a pesar de tener mucha precipitación durante casi todo el año, ha sido tomada en cuenta porque combina

aspectos climáticos de la Costa con la geografía de la Sierra, lo que servirá como guía para que las personas de cualquier sector rural puedan contar con este tipo de sistema.

1.1. Planteamiento del problema

El desarrollo económico del país depende en gran medida del sector agropecuario, y conociendo los beneficios económicos que resulta de esta actividad, surge la interrogante:

¿Por qué los sectores rurales agrícolas del Ecuador no cuentan con sistemas tecnificados de riego?

Esto es en gran medida debido a la falta de energía eléctrica y a que no disponen del conocimiento necesario para la instalación de un sistema de riego que no dependa del suministro tradicional de energía, lo que los ha llevado a recurrir a sistemas de generación mediante el uso de combustibles de origen fósil como la gasolina, ignorando el daño que causan al medio ambiente y dejando a un lado una alternativa amigable con la naturaleza y adecuada para zonas muy alejadas, como lo es la energía solar fotovoltaica.

1.2. Justificación

La realización del presente trabajo, se sustenta en la necesidad que tienen los pobladores de los sectores rurales de acceder al uso de energía eléctrica, para poder dotar a sus cultivos de un sistema tecnificado de riego. Gracias a que los sistemas de bombeo solar fotovoltaicos, pueden ser implementados en lugares muy apartados, donde la red de servicio eléctrico público no llega, se convierten en sistemas idóneos para que las personas dedicadas a la actividad agrícola, puedan obtener mejores resultados con sus cultivos y de esta manera obtener mayores ganancias económicas que aporten al desarrollo de sus familias y por ende al desarrollo del país.

1.3. Alcance

El desarrollo del presente trabajo tiene como alcance, elaborar una formulación metodológica para el dimensionado de un sistema de bombeo solar fotovoltaico, para un sector rural de la provincia de Pastaza, además de una guía para que la elección de la tecnología adecuada para la zona de estudio, no resulte compleja.

1.4. Objetivo General

Formular una metodología para el dimensionado e instalación de sistemas de bombeo solar fotovoltaico para el sector rural del Ecuador.

1.5. Objetivos Específicos

- Determinar las ventajas y desventajas de un sistema de bombeo fotovoltaico (FV) para las condiciones del sector rural del Ecuador.
- Analizar las características y necesidades de los sistemas de riego en sectores rurales del Ecuador, en relación a las condiciones climáticas y geográficas de dichos sectores.
- Establecer las características, componentes y configuración típica de un sistema de bombeo fotovoltaico.
- Seleccionar la tecnología apropiada para lograr el mejor desempeño de un sistema de bombeo fotovoltaico ubicado en la región de estudio.
- Definir los procedimientos necesarios para la instalación de un sistema de bombeo fotovoltaico en la región amazónica, provincia de Pastaza.
- Formular la metodología general para dimensionar e implementar un sistema de bombeo fotovoltaico en la región de estudio.

1.6. Metodología

Para cumplir con el propósito final de esta investigación, tomando en cuenta el problema planteado, el objetivo general y los objetivos específicos, se realizará una investigación documental de tipo descriptivo.

El primer paso será analizar las diferentes formas de generación de electricidad, con la finalidad de establecer las ventajas y desventajas que ofrecen los sistemas fotovoltaicos frente a esas formas de generación, y su utilización en sistemas de bombeo de agua para sectores muy alejados.

Luego se investigará la situación más actual posible de los sistemas de riego en el Ecuador, con el objetivo de establecer sus necesidades, analizar los métodos más utilizados en el riego de cultivos y adoptar el método que resulte más accesible y adecuado para los pobladores de sectores rurales.

Después se estudiará los conceptos y los componentes básicos que conforman los sistemas de bombeo solar fotovoltaicos, para de esa manera analizar las diferentes configuraciones que estos sistemas pueden adquirir y poder optar por una configuración que se adapte a las necesidades del usuario.

Finalmente se estudiarán los manuales de instalación de los equipos y se analizará la tecnología con la que cuentan los sistemas de bombeo solar fotovoltaico, con el fin de derivar de dicho análisis el conocimiento necesario para seleccionar la tecnología apropiada de los equipos electromecánicos, establecer los procedimientos más importantes para su montaje y formular una metodología que se adapte a las condiciones del caso de estudio.

CAPÍTULO 2

MARCO TEÓRICO

2.1. Conceptos básicos de energía solar

A continuación se presentan los principales conceptos a considerar en los estudios sobre la generación fotovoltaica.

Energía Solar

Es la energía que se obtiene a través de la captación de la luz y calor provenientes del sol.

Irradiancia

La irradiancia es la magnitud utilizada para describir la potencia incidente por unidad de superficie de todo tipo de radiación electromagnética, por lo que su unidad es el kW/m^2 .

Insolación

Densidad de energía solar recibida en un determinado periodo de tiempo, medido en Wh/m^2 , o si es por día, $\text{Wh/m}^2/\text{día}$. La insolación que llega a la superficie terrestre puede ser directa o difusa.

Insolación Directa

Es aquella radiación que se recibe cuando los rayos solares no se difuminan o desvían a su paso por la atmósfera terrestre. Esta radiación incide sobre cualquier superficie con un único y preciso ángulo de incidencia.

Insolación Difusa

Es la radiación que se obtiene en la superficie como resultado de la dispersión de una parte de ella en la propia atmósfera.

Una superficie no se encuentra completamente a oscuras debido a la insolación difusa, gracias a eso los sistemas fotovoltaicos pueden funcionar incluso cuando la insolación directa no llega a una superficie por la presencia de obstáculos como nubes o gases contaminantes.

Horas de Sol Pico (HSP)

El término HSP es muy utilizado para la elaboración de proyectos de energía solar y se define como la cantidad de insolación recibida en un panel solar en un tiempo de una hora asumiendo una hipotética irradiancia de $1000\text{W}/\text{m}^2$.

$$1 \text{ HSP} = 1000\text{Wh}/\text{m}^2$$

2.2. La energía solar fotovoltaica

Este tipo de energía consiste en convertir los rayos del sol en energía eléctrica. Esto se logra cuando se hace incidir una radiación electromagnética sobre un material semiconductor, lo que produce un movimiento de flujo de electrones por dicho material y consecuentemente una corriente eléctrica. La potencia emisora del sol es de $3,7 \cdot 10^{14}$ Tera vatios [TW], de ellos $1,7 \cdot 10^5$ [TW] llega a la superficie de la tierra, es decir que en el lapso de una hora llega la energía que aproximadamente consume la humanidad en un año (Ramos, 2015). Entonces la generación de electricidad a partir de los rayos del sol, puede ser la solución para satisfacer el consumo energético en el planeta, además la fuente de energía que es el sol se la puede considerar como ilimitada, pero teniendo como inconveniente la captación de los rayos por razones físicas, geográficas y climatológicas. Debido al movimiento de la Tierra con respecto al sol y a su ubicación geográfica, en el Ecuador existen más horas de sol a lo largo del año, es decir que a diferencia de otros países, el recurso solar es más constante y por lo tanto es un lugar idóneo para la generación de electricidad a través de la captación de los rayos solares.

Existen dos tipos de sistemas de energía solar fotovoltaica que son: los sistemas aislados y los sistemas interconectados a la red.

Sistemas aislados

En estos sistemas, la energía eléctrica es consumida al mismo tiempo que es generada y si no se la utiliza, ésta puede ser almacenada en bancos de baterías para luego ser utilizada en las noches o en días nublados. Estos sistemas son independientes y pueden ser instalados en zonas muy alejadas, con la única condición que no sea un lugar con demasiada sombra.

Los sistemas aislados son utilizados principalmente en aplicaciones como:

- * Iluminación y alimentación de electrodomésticos de baja potencia
- * Señalización y comunicaciones
- * Sistemas de bombeo y purificación de agua
- * Antenas de telefonía en zonas muy alejadas

Sistemas interconectados a la red

Son sistemas que están conectados a la red eléctrica pública y que a diferencia de los sistemas aislados, son más económicos ya que no cuentan con un sistema de acumulación, su finalidad es proporcionar energía eléctrica a una vivienda, si no se produce la energía suficiente las cargas son alimentadas por la red eléctrica pública y si la producción de energía es mucho mayor que la que se consume, el excedente se inyecta a la red eléctrica pública, para lo cual se debe realizar un contrato regulado, el mismo que será tramitado por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, tal como lo estableció en el año 2015 la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica en el artículo 29, título 5, capítulo 1, Títulos Habilitantes. En la facturación de este usuario, se exceptúan los precios sujetos a regulación, así lo establece el artículo 61 (Excepciones) del Régimen Tarifario de la misma Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica.

Existen centrales de generación eléctrica fotovoltaica con una disposición a la red en media o alta tensión, esto se realiza a través de inversores y de un centro de transformación que eleva la tensión a su salida, adecuándola a la tensión de la red eléctrica. Este tipo de centrales pueden ser construidas en muy poco tiempo comparado con las centrales de generación convencionales, gracias a la facilidad de instalación de los equipos que la componen.

Ventajas de la energía solar fotovoltaica

- 1) Es una energía limpia, no produce emisión de CO₂.
- 2) El mantenimiento es mínimo.
- 3) Su fuente primaria es el sol, por lo que es un tipo de energía ilimitado.
- 4) Al ser un sistema modular se tiene flexibilidad en su operación.
- 5) Se puede utilizar en lugares remotos, donde las redes de distribución eléctrica no llegan.
- 6) Su instalación es sencilla.
- 7) No produce ruido.
- 8) Los costos de operación son bajos.

Desventajas de la energía solar fotovoltaica

- 1) El costo de la inversión inicial es muy alto.
- 2) Su rendimiento es bajo, alrededor del 20%.
- 3) Durante la noche y en días nublados no se produce energía.
- 4) Para la producción de electricidad a gran escala se requiere de una gran extensión de terreno.

En el Ecuador en la región Costa el recurso solar está presente en la mayor parte del año (entre los meses de mayo a diciembre), mientras que el resto del año es lluvioso pero también cálido. En la región Sierra el recurso solar es mayoritario entre los meses de junio a octubre que es la temporada seca, mientras que en la temporada de lluvias que es entre los meses de noviembre a mayo, el recurso solar está presente en menor cantidad. En la Amazonía la temperatura es algo similar a la de la región Costa, con la diferencia que, llueve durante todo el año y solo en los meses de enero a marzo las lluvias disminuyen. En la tabla 1 se muestra los niveles de insolación global del año 2008, tomando como ejemplo 2 provincias de cada región del Ecuador, en la que se demuestra que el recurso solar es abundante, tomando en cuenta por ejemplo que el nivel de insolación en un día soleado bordea los 3000Wh/m², por lo que este tipo de sistema resulta viable en cualquier zona rural del Ecuador (Consejo Nacional de Electricidad, 2008).

Tabla 1. Niveles de insolación global promedio del año 2008 en el Ecuador

Niveles de Insolación Global Promedio en el Ecuador Año 2008			
	Provincia	Insolación solar mínima Wh/m ² /día	Insolación solar máxima Wh/m ² /día
Costa	Guayas	4700	4920
	Manabí	4260	4480
Sierra	Tungurahua	4040	4260
	Loja	5140	5360
Amazonía	Pastaza	4480	4700
	Napo	4700	4920

Fuente: (Consejo Nacional de Electricidad, 2008)

2.3. El bombeo fotovoltaico en el Ecuador

A pesar de que el bombeo solar fotovoltaico se ha utilizado desde hace muchos años en el mundo, en el Ecuador hasta hace unos cinco años esta aplicación tenía muy poca acogida, pese a que gracias a la ubicación del país sobre la línea equinoccial, el recurso solar es constante durante gran parte del año. Así lo demuestran los datos de balance de energía del sistema eléctrico ecuatoriano del año 2011 obtenidos del Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) que se presentan en la tabla 2, en la que se puede ver que el 47,60% de la energía provenía de fuentes renovables, siendo la generación hidráulica con un 45,62% la principal fuente de energía renovable, seguida de la generación turbovapor y eólica con 1,93% y 0,05% respectivamente. En el caso de la energía solar se puede ver que su aporte de 0,04

MW, no tenía gran importancia frente a las demás formas de generación eléctrica (Consejo Nacional de Electricidad, 2011).

Tabla 2. Balance nacional de energía del sistema eléctrico ecuatoriano año 2011

Capacidad efectiva en generación		MW	%
Energía Renovable	Hidráulica	2.207,17	45,62%
	Solar	0,04	0,00%
	Eólica	2,4	0,05%
	Turbovapor	93,4	1,93%
Total Energía Renovable		2.303,01	47,60%
No Renovable	MCI (motores de combustión interna)	1.183,65	24,46%
	Turbogas	897,50	18,55%
	Turbovapor	454	9,38%
Total Energía No Renovable		2.535,15	52,40%
Total		4.838,16	100%

Fuente: (Consejo Nacional de Electricidad, 2011)

Debido a la poca acogida por parte de la población rural hacia la energía solar, los sistemas de bombeo fotovoltaico no eran utilizados, pero gracias al Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) y a organizaciones no gubernamentales, se han podido llevar a cabo proyectos de electrificación rural con energías renovables como el proyecto EURO-SOLAR, el mismo que para promover el uso de la energía fotovoltaica entregó a varias comunidades distribuidas en las provincias de: Guayas, Esmeraldas, Sucumbíos, Orellana, Napo, Pastaza y Morona Santiago, kits solares de 1100 vatios pico (Wp), los mismos que estaban destinados para dotar de iluminación, comunicación y consumo doméstico a los sectores rurales de las mencionadas provincias, y cuya culminación fue en el año 2013 (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2013). Este proyecto ha tenido buena acogida y ha servido para que los pobladores se familiaricen con el uso de este tipo de equipos y que sean ellos quienes sigan incentivando a los demás pobladores en el uso de energía solar. En la tabla 3 de acuerdo a los datos estadísticos proporcionados por el mismo Consejo Nacional de Electricidad del año 2016, se demuestra que la generación hidráulica con un 53,24% se mantiene como la principal fuente de energía renovable, la siguiente generación de energía eléctrica renovable la ocupa la biomasa (energía obtenida a través de materia proveniente de seres vivos o vegetales) con 1,99%, mientras que la energía eólica y fotovoltaica han crecido a 0,3% y 0,37% respectivamente (Consejo Nacional de Electricidad, 2016).

Tabla 3. Balance nacional de energía del sistema eléctrico ecuatoriano año 2011-2016

AÑO 2011				AÑO 2016			
Capacidad efectiva en generación		MW	%	Capacidad efectiva en generación		MW	%
Energía Renovable	Hidráulica	2.207,17	45,62%	Energía Renovable	Hidráulica	3.653,04	53,24%
	Solar	0,04	0,00%		Solar	25,57	0,37%
	Eólica	2,4	0,05%		Eólica	21,15	0,30%
	Turbovapor	93,4	1,93%		Biomasa	136,4	1,99%
			Biogas		1,76	0,03%	
Total Energía Renovable		2.303,01	47,60%	Total Energía Renovable		3.837,92	55,93%
No Renovable	MCI	1.183,65	24,46%	No Renovable	MCI	1.598,58	23,30%
	Turbogas	897,50	18,55%		Turbogas	974,45	14,20%
	Turbovapor	454	9,38%		Turbovapor	450,74	6,57%
Total Energía No Renovable		2.535,15	52,40%	Total Energía No Renovable		3.023,77	44,07%
Total		4.838,16	100%	Total		6.861,70	100%

Fuente: (Consejo Nacional de Electricidad, 2016)

Las principales formas de consumo de energía eléctrica provenientes de fuentes renovables como por ejemplo la energía solar fotovoltaica, han sido en alumbrado público, telecomunicaciones y consumo doméstico, pero gracias a su acogida, en comunidades como Puerto Rodríguez y Tres Fronteras, las dos pertenecientes a la provincia de Sucumbíos entre otras, se han instalado sistemas de bombeo solar fotovoltaico, los mismos que se espera se sigan expandiendo hacia los demás sectores rurales que se dediquen a la actividad agropecuaria y que carecen del servicio de energía eléctrica (EEQ, 2014).

2.3.1 Ventajas y Desventajas de un Sistema de Bombeo Solar Fotovoltaico

Una de las principales ventajas para la implementación de un sistema de bombeo solar fotovoltaico en los sectores rurales del Ecuador, es la disponibilidad del sol durante gran parte del año, por lo que el problema se traduciría en cómo utilizar esa energía.

Otra de las ventajas de los sistemas de bombeo solar fotovoltaico, es la independencia del uso de generadores eléctricos, que utilizan combustibles como la gasolina para su funcionamiento, los mismos que además de ser ruidosos, necesitan mucho mantenimiento y además contaminan el ambiente.

A las ventajas del sistema de bombeo solar fotovoltaico, se puede añadir su simplicidad de requerimiento de equipos, fácil manejo, instalación en zonas muy alejadas, labores de mantenimiento simples y que además en casos de reparaciones la mayoría de estos se puede realizar en el mismo lugar donde se encuentra instalado el sistema.

Entre las desventajas se tiene que los paneles solares no pueden ser colocados en cualquier lugar, por lo que al momento de instalarlos se pueden presentar algunos inconvenientes. En zonas rurales de la Sierra por ejemplo, se debe encontrar un lugar adecuado que no sea obstaculizado hacia el sol por elevaciones de terreno o por montañas, en la Amazonía en cambio se debe buscar un lugar donde no existan árboles demasiado altos, mientras que en la Costa se deben instalar sobre estructuras altas, ya que en temporada de lluvia pueden inundarse por acumulación de agua sobre el terreno y pueden quedar propensos a romperse por el paso de personas o animales.

Otra de las desventajas que presenta un sistema de bombeo solar fotovoltaico, es que no se puede bombear grandes volúmenes de agua debido al alto costo de las bombas, las mismas que deben ser de potencias más altas y en caso de utilizar motores de corriente alterna, se deberá utilizar inversores trifásicos o en caso de utilizar motores de corriente continua, estos deberán ser de mayor potencia, pero a diferencia de los motores de corriente alterna, los motores de corriente continua son más costosos y su disponibilidad es limitada.

Tomando en cuenta que los pobladores de los sectores rurales no tienen los recursos económicos necesarios para costear este tipo de sistema, la inversión inicial se convierte en la principal desventaja de un sistema de bombeo solar fotovoltaico.

2.4. Necesidades de los sistemas de riego en sectores rurales del Ecuador

A continuación se presentan brevemente las principales necesidades de riego de cada una de las regiones del Ecuador.

Costa

La Costa cuenta con un área de 4'906.337ha (hectáreas) de Unidades Productivas Agropecuarias (UPA), 3'214.924 ha de suelos aptos para la agricultura y un área de 490.373 ha que corresponde al 57% del total del área irrigada a nivel nacional. En la Costa se presenta una estación húmeda durante el primer cuatrimestre del año, en el que se concentra aproximadamente el 80% de lluvia anual, y una estación seca en lo que resta del año. En general en la costa existe un déficit hídrico estacional en las provincias de Los Ríos, Guayas, Santa Elena y El Oro, además en las pequeñas cuencas hidrográficas de la provincia de Manabí existe un balance hídrico negativo, a diferencia del noreste de Esmeraldas cuya precipitación anual oscila entre los 3.000 y 4.000mm (Ministerio de Agricultura, Ganadería, Acuicultura y Pesca, 2013).

Sierra

El área bajo UPA de la Sierra asciende a 4'762.331ha, de las cuales 1'962.228ha que representan el 31% tienen tendencia agropecuaria y el restante 2'800.103ha son zonas de pastos naturales, bosques, páramos etc. Del área agrícola de la Sierra se riegan 362.255ha, que representan el 42% del total de la superficie con riego del país. Además de Loja las provincias que presentan un déficit hídrico para riego son Cotopaxi, Tungurahua y Chimborazo debido a que han superado la disponibilidad de agua de las cuencas que las abastecen, presentándose además escasez para el consumo humano (Ministerio de Agricultura, Ganadería, Acuacultura y Pesca, 2013).

Amazonía

La Amazonía con 11'800.000ha es la región más grande del país, a pesar de esto solo representa una superficie bajo UPA 2'663.717ha y de esta superficie 1'041.959ha tiene vocación agrícola. La SENAGUA a través de un estudio indica que la región amazónica presenta un exceso hídrico aproximadamente del 55% del país, esto es debido a que las precipitaciones son frecuentes durante casi todo el año, por esta razón en la región amazónica se riegan 614ha, lo que representa una mínima parte del total de su área agrícola, sin embargo según la base de datos de la misma fuente (Noviembre 2010) a la Amazonía (especialmente para las provincias de Napo y Morona Santiago) se han otorgado concesiones para riego por un 2% del total de concesiones para riego a nivel nacional, lo que viene a constituir una evidencia de que en estos últimos años algunas zonas de la Amazonía estarían requiriendo de riego (Ministerio de Agricultura, Ganadería, Acuacultura y Pesca, 2013).

En la tabla 4 se presenta un resumen comparativo del porcentaje de riego entre las regiones del Ecuador.

Tabla 4. Área bajo UPA, área agrícola y área con riego, por regiones, 2000

Área Bajo UPA, área agrícola y área con riego, por regiones, 2000					
	Área bajo UPA (ha)	Área agrícola		Área con Riego	
		(ha)	(%)	(ha)	(%)
Total promedio Sierra	4.762.331	1.962.228	31%	362.255	42,45%
Total promedio Costa	4.906.337	3.214.924	52%	490.373	57,46%
Total promedio Amazonia	2.663.717	1.041.959	17%	614	0,10%
Total Galápagos	23.426	14.444	0%	81	0,00%
Total	12.355.831	6.233.555	100%	853.323	100%

Fuente: (Ministerio de Agricultura, Ganadería, Acuacultura y Pesca, 2013)

Los datos de la tabla 4, evidencian la necesidad de riego principalmente en la región Costa y Sierra, cuyas áreas con riego no llegan siquiera al 50% de su área agrícola. En la tabla 5 se muestran los principales problemas de los sistemas de riego y drenaje en las regiones del Ecuador del año 2011, presentado por el Ministerio de Agricultura, Ganadería, Acuacultura y Pesca (MAGAP) en su Plan Nacional de Riego y Drenaje 2012-2027.

Tabla 5. Principales problemas y demandas de los sistemas de riego y drenaje por regiones, 2011

Principales problemas y demandas de los sistemas de riego y drenaje por regiones, 2011				
Problemas	Costa	Sierra	Amazonía	Insular
Sociales	Escasa información procesada. Falta de capacitación y actualización de conocimientos. Politización de las organizaciones. Falta de procedimientos para la buena gestión de las juntas y mecanismos de control.	Incremento de los usuarios después de terminado un sistema de riego. Desgaste de las acequias y fuentes de agua. Problemas técnicos de conducción.	No existe infraestructura para riego y drenaje, sino más bien se evidencia la presencia de infraestructura de protección, como es el caso de muros cercanos a puentes	El principal problema es la falta de información y de conocimientos acerca de la necesidad de implementar infraestructura de riego
Técnicos	Deficiente funcionamiento de los sistemas de riego por falta de organización. Falta de mantenimiento de la infraestructura de canales y bombas. Falta de técnicos especializados para la supervisión y asesoramiento técnico. Ejecución de malos contratos. Proyectos en zonas con poco potencial productivo.	Falta de mantenimiento de acequias. Sobreexplotación de las fuentes de agua. Caudales bajos y limitaciones en el uso de agua. Falta de evaluación continua en el desempeño de los sistemas de riego. Fragilidad en la sostenibilidad del sistema de riego.	No existe infraestructura de riego y drenaje. Es notoria la falta de un sistema de drenaje. La lluvia es impredecible y frecuente todo el año y no hay sistemas que permitan captar y almacenar esta agua	Es notoria la falta de infraestructura de riego y drenaje.
Del recurso agua	Disponibilidad de agua para los cultivos decrece. Reducción de los recursos hídricos por la deforestación. Abuso en explotación de recursos ocasiona problemas de inundaciones y azolvamiento de cursos.	Reducción de los recursos hídricos. Explotación de los recursos trae problemas de inundaciones y acumulación de sedimentos.	La falta de infraestructura de riego y drenaje ocasiona problemas de inundaciones y acumulación de sedimentos.	Existen pocas fuentes de agua. Niveles de contaminación de acuíferos.

Fuente: (Ministerio de Agricultura, Ganadería, Acuacultura y Pesca, 2013)

En el sector agropecuario ecuatoriano, el principal problema social históricamente ha sido la significativa concentración de los recursos productivos (por ejemplo el agua) en pocas manos.

Una consecuencia de este problema es la desigualdad entre la agricultura empresarial y la pequeña agricultura familiar, ya que mientras la primera cuenta con alta incorporación de capital y tecnología que se transforman en altos niveles de ganancias, la segunda tiene grandes dificultades para la reproducción de sus Unidades de Producción Agropecuaria (UPA).

Según el III Censo Nacional Agropecuario (2000), del 100% de productores con acceso a riego, los productores que tienen UPA desde menos de 1ha hasta 50ha que pueden considerarse como pequeños productores, representan el 96,8% y controlan una superficie bajo riego del 48,7%, el grupo considerado como medianos productores con UPA entre 50 a 200ha constituye el 2,5% y controlan el 21,9% de superficie bajo riego, mientras que los grandes productores que concentran la mayor superficie agrícola del país, cuyas UPA tienen más de 200ha, representan apenas el 0,7% y controlan el 29,3% del área bajo riego, casi un tercio del área agrícola dotada con riego (Ministerio de Agricultura, Ganadería, Acuacultura y Pesca, 2013).

En la tabla 6 se encuentran los datos de riego en relación a UPA de acuerdo a su tamaño.

Tabla 6. Relación UPA pequeñas, UPA medianas y UPA grandes y control de área bajo riego

Relación UPA pequeñas, UPA medianas y UPA grandes y control de área bajo riego						
Tamaño de UPA con riego	UPA con riego		Área bajo riego		UPA %	Área de control bajo riego (%)
	N°	%	ha	%		
Menos de 1 ha	89.050	37,3	25.019	2,9	96,8	48,7
De 1 a >2	32.216	15,6	31.790	3,7		
De 2 a >3	22.886	9,5	30.473	3,6		
De 3 a >5	27.122	11,3	50.874	6		
De 5 a >10	26.787	11,4	81.067	9,5		
De 10 a >20	16.744	7	84.626	9,9		
De 20 a >50	11.146	4,6	112.136	13,1		
De 50 a >100	3.865	1,6	89.682	10,5	2,5	21,9
De 100 a >200	2.121	0,9	97.319	11,4		
Más de 200	1.646	0,7	250.366	29,3	0,7	29,3
Total Nacional	239.303	100	853.332	100	100	100

Fuente: (Ministerio de Agricultura, Ganadería, Acuacultura y Pesca, 2013)

En cuanto a los problemas técnicos, las principales causas que no permiten tener una buena eficiencia en la conducción y distribución del agua son: la geología deslizante de los

suelos, la infraestructura de riego en estado precario, caudales demasiado fluctuantes y sin regulación, ausencia o insuficiencia de obras en captación y distribución, altos desperdicios en horas nocturnas y en momentos de abundancia de agua y el uso de métodos inapropiados de riego etc.

Los factores que no permiten el buen uso y aprovechamiento del agua y que han ocasionado que las pérdidas en la aplicación del riego sean considerables son: alto grado de fragmentación y dispersión de las parcelas, sembríos en laderas que superan pendientes de 20% (comúnmente en toda la Sierra), suelos muy permeables, demasiado viento etc.

A los factores que se han indicado como problemas técnicos hay que añadirle la variedad de métodos y técnicas de riego que se utilizan en cada región. Por ejemplo de acuerdo a datos del Plan Nacional de Riego y Drenaje 2012-2027 en la Sierra aproximadamente el 95% de las comunidades utiliza el método por inundación o surcos, sin embargo con el fin de optimizar el agua, el riego presurizado se ha estado usando de a poco como método alternativo, pero se requiere de mayor inversión y asistencia técnica para un manejo más especializado.

Por todos los factores mencionados, generalizar un grado de eficiencia resulta imposible, sin embargo la misma fuente estima que la Sierra presenta una media de 60,55% de eficiencia en aprovechamiento del agua, mientras que en la costa la eficiencia promedio alcanzaría un 61,96%, estos datos variarían dependiendo de las características de cada provincia.

2.5. Métodos y características de los sistemas de riego utilizados en el Ecuador

Según el Plan Nacional de Riego 2012-2027, no se puede precisar la información exacta en cuanto a los métodos y técnicas de riego utilizados por los agricultores ecuatorianos, sin embargo en la figura 1 se muestran los métodos más comunes.

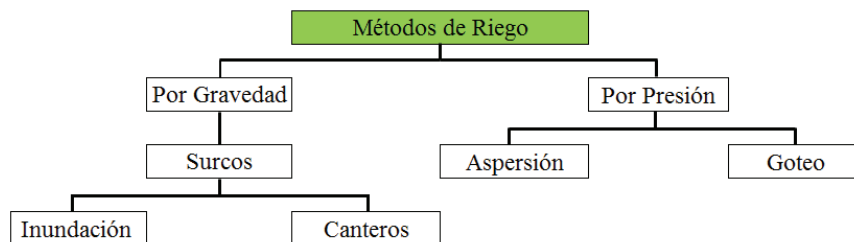


Figura 1. Métodos de riego utilizados en el Ecuador
Fuente: (Ministerio de Agricultura, Ganadería, Acuacultura y Pesca, 2014)

2.5.1 Riego superficial o por gravedad

Riego por canteros

En este método de riego, la gravedad hace correr el agua por surcos en forma de serpentina, el caudal que se hace correr por los canteros varía según la pendiente, esta puede ser entre 1 y 4 litros por segundo. Se usa para papas, fréjol, maíz y hortalizas (Ministerio de Agricultura, Ganadería, Acuacultura y Pesca, 2014).

Riego por inundación

Este método de riego consiste en distribuir el agua por medio de la gravedad, construyendo canales sobre el terreno que se asemejan a cajones con la única condición que el terreno sea plano o nivelado. Se usa principalmente para el cultivo de arroz (Ministerio de Agricultura, Ganadería, Acuacultura y Pesca, 2014).

En la Sierra, los sistemas comunitarios de riego superficial, aprovechan que las fuentes de agua se encuentran en los páramos para llevar el recurso hacia las parcelas por medio de acequias. A pesar de ser un método de baja inversión, debido a que la gravedad es quien conduce el agua, requiere de una gran organización, pues la irregularidad topográfica que demanda fuerte control, la dependencia a la disponibilidad de mano de obra para el mantenimiento y la precaria infraestructura, han hecho que el 90% de casos de riego por este método presenten pérdidas de agua (Ministerio de Agricultura, Ganadería, Acuacultura y Pesca, 2013).

Según datos del III Censo Nacional, el riego superficial cubriría el 77,8% de las superficies regadas en el país. Como ejemplo tenemos que en la Sierra se utiliza el riego por surcos, melgas e inundación para regar pastos, mientras que la inundación en el cultivo de arroz y por surcos en el cultivo de caña de azúcar y oleaginosas de ciclo corto, son muy utilizados en la Costa.

2.5.2 Riego a presión o presurizado

Los dos métodos que se presentan a continuación, tienen que ver con el riego por presión, en donde el agua va por tuberías con cierta fuerza, la misma que puede ser producida por un equipo de bombeo o por la misma toma, si es que esta se encuentra a alturas mayores a los 10 metros sobre el terreno a regar. Esta altura es conocida como metros de columna de agua (mca).

Riego por aspersión

Este método consiste en llevar agua hacia el terreno por medio de tuberías: principal, secundarias y laterales. Estas últimas poseen aspersores que hacen que el agua salga en forma de lluvia. Este método de riego alcanza una eficiencia del 85% gracias a que el agua casi no se desperdicia, lo que disminuye su eficiencia es el calor o el viento demasiado fuerte (Ministerio de Agricultura, Ganadería, Acuacultura y Pesca, 2014).

Debido a que el riego a presión requiere mayor inversión, el riego por aspersión ha sido utilizado en cultivos de alta rentabilidad, en la Costa especialmente en cultivos de exportación como banano, flores y frutales, mientras que en la Sierra en cultivos como flores, frutales y espárragos.

Riego por goteo

Este método es similar al anterior, es decir el agua llega al terreno por medio de tuberías, pero la diferencia es que son tuberías delgadas, las mismas que poseen goteros que humedecen la tierra alrededor de las raíces. La ventaja de este método, es que se proporciona el agua necesaria al suelo cercano a la planta, optimizando la humedad y dejando muy poco a la evaporación. Debido a que los orificios de los goteros son pequeños, el agua debe estar sin impurezas para que no se tapen. El caudal de agua que reparten los goteros oscila entre 1 y 8 litros por hora (Ministerio de Agricultura, Ganadería, Acuacultura y Pesca, 2014).

Como ya se mencionó, el método de riego a presión requiere mayor inversión, razón por la cual en cuanto a nivel campesino, el riego por goteo todavía les representa una alta inversión, por lo que únicamente se los utiliza en cultivos intensivos como mora, babaco, uvilla y algunos frutales. En la tabla 7 se presenta la cobertura de algunos de los métodos de riego utilizados por los agricultores en el Ecuador.

Tabla 7. Número de UPA y área regada según el método de riego en el Ecuador

Número de UPA y área regada según el método de riego en el Ecuador		
MÉTODO	ha	UPA
Goteo	19.401	3.158
Aspersión	170.058	11.912
Bombeo	220.842	31.807
Gravedad	432.147	185.915
Otros	10.885	6.511
Total Nacional	853.333	239.303

Fuente: (Ministerio de Agricultura, Ganadería, Acuacultura y Pesca, 2013)

De acuerdo al III Censo Nacional Agropecuario, el riego a presión o presurizado tiene una cobertura del 22,2% del total del área regada, de estos, los sistemas comunitarios ocupan apenas el 5%. Los estudios señalan además que en la Sierra la cobertura de riego alcanzaba las 362.254ha, de las cuales el 84% correspondía al riego por gravedad y el 12% a riego presurizado, principalmente por aspersión. Mientras que en Litoral de acuerdo a la misma fuente, la cobertura de riego alcanzaba las 486.707ha, de las cuales en las provincias de Manabí, Guayas y Santa Elena el 78% correspondía al riego por gravedad, bombeo y otros, mientras que el restante 21,4% a riego presurizado principalmente por aspersión (Ministerio de Agricultura, Ganadería, Acuacultura y Pesca, 2013).

En la tabla 8 se muestra un resumen de los métodos de riego por región, en la misma no se incluye la región amazónica, pues como se indicó se han otorgado concesiones para riego por un 2% del total de concesiones para riego a nivel nacional, por lo que no se tiene datos exactos sobre el riego en esa región.

Tabla 8. Métodos de riego por región

Método de riego por región			
Zona	Superficie bajo riego (ha)	Riego por gravedad %	Riego presurizado %
Sierra	362.254	84,23	12,56
Litoral	486.707	28,1	21,4
Nacional	848.961	50,83	22,07

Fuente: (Ministerio de Agricultura, Ganadería, Acuacultura y Pesca, 2013)

En resumen se puede decir que las principales necesidades a nivel campesino tanto en la Costa como en la Sierra, son económicas y de energía eléctrica, las mismas que son factores determinantes para el desarrollo de sus UPA. Además en la Costa el apoderamiento de los sistemas públicos de riego por parte de grandes empresarios y en la Sierra la irregularidad de los terrenos y las precarias infraestructuras de riegos por gravedad, hacen que la implementación de un sistema de riego utilizando energía solar fotovoltaica, sea viable.

Si bien es cierto que el costo inicial es elevado, también se debe mencionar que es un sistema confiable y con un mantenimiento adecuado puede durar hasta 25 años, de manera que su inversión se puede recuperar en un tiempo moderado (Feijoo, 2009).

2.6. Aspecto legal de la energía solar fotovoltaica en el Ecuador

En el Ecuador las normativas para la implementación de sistemas fotovoltaicos, se basan en planteamientos de la constitución del país, así como aspectos claves tratados en el

Plan del Buen Vivir y el Marco legal para el Desarrollo del Potencial Renovable de Ecuador, algunos de estos aspectos se expresan a continuación.

En la Constitución del Ecuador:

Artículo 15: “El Estado promoverá, en el sector público y privado, el uso de tecnologías ambientalmente limpias y de energías alternativas no contaminantes y de bajo impacto...” (Constitución de la República , 2008).

Artículo 113: “El Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos, de conformidad con los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia. Se consideran sectores estratégicos la energía en todas sus formas.....” (Constitución de la República , 2008).

Artículo 314: “El Estado será responsable de la provisión de los servicios públicos de agua potable y de riego, saneamiento, energía eléctrica, telecomunicaciones, vialidad, infraestructuras portuarias y aeroportuarias y los demás que determine la ley” (Constitución de la República , 2008).

Artículo 413: “El Estado promoverá la eficiencia energética, el desarrollo y uso de prácticas y tecnologías ambientalmente limpias y sanas, así como de energías renovables, diversificadas, de bajo impacto y que no pongan en riesgo la soberanía alimentaria, el equilibrio ecológico de los ecosistemas ni el derecho al agua” (Constitución de la República , 2008).

En el Plan nacional del Buen Vivir:

Estrategias: “La producción, transferencia y consumo de energía debe orientarse radicalmente a ser ambientalmente sostenible a través del fomento de energías renovables y eficiencia energética” (Plan Nacional del Buen Vivir, 2013).

Política 4.3: “Diversificar la matriz energética nacional, promoviendo la eficiencia y una mayor participación de energías renovables sostenibles” (Plan Nacional del Buen Vivir, 2013).

Meta 4.3.3: “Alcanzar el 6% de participación de energías alternativas en el total de la capacidad instalada de generación de electricidad” (Plan Nacional del Buen Vivir, 2013).

El marco legal para el desarrollo del potencial renovable de Ecuador, del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable contiene:

“Ley de Régimen del Sector Eléctrico y su Reglamento, norman la actividad de generación y la prestación de los servicios públicos de transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, para satisfacer la demanda nacional, mediante el

aprovechamiento óptimo de los recursos naturales” (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2013).

Reglamento Ambiental para Actividades Eléctricas: procedimientos y medidas aplicables al sector eléctrico en el Ecuador, para que las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, en todas sus etapas: construcción, operación - mantenimiento y retiro, se realicen de manera que se prevengan, controlen, mitiguen y/o compensen los impactos ambientales negativos y se potencien aquellos positivos (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2013).

“Regulación CONELEC - 002/11: Establece los principios y parámetros que permitan aplicar los casos de excepción para la participación privada en generación eléctrica, definidos en el párrafo segundo, artículo 2 de la Ley del Régimen del Sector Eléctrico” (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2013).

“Regulación CONELEC - 004/11: Establece los requisitos, precios, su período de vigencia, y forma de despacho para la energía eléctrica entregada al Sistema Nacional Interconectado y sistemas aislados, por los generadores que utilizan fuentes renovables no convencionales” (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2013).

Otros de los escenarios en los cuales se estipulan las normativas relacionadas con el tema objeto de estudio son los objetivos estratégicos del milenio, que promueven el cambio de la matriz energética del país, incorporando a ésta la eficiencia energética, así como el desarrollo y la utilización de prácticas y tecnologías limpias para no dañar el medio ambiente.

Todo lo anterior estimula al uso de fuentes renovables en lo que respecta a la generación de energía eléctrica bajo los principios de sostenibilidad, sustentabilidad y responsabilidad ambiental.

2.7. Introducción a sistemas de bombeo solar fotovoltaico

Antes del año 1973, ya existían los módulos fotovoltaicos, pero su uso era muy restringido como por ejemplo para sistemas de señalización. A pesar de eso ya se había intentado bombear agua con motores alimentados por energía solar, el sistema funcionaba de manera ineficiente, además eran demasiado grandes por lo que resultaban costosos y requerían de mantenimiento continuo.

La necesidad de abastecimiento de agua en zonas aisladas, llevó a la ingeniera Dominique Campana, a pensar en la utilización de la energía solar como fuente de alimentación

para las bombas de agua. Con la colaboración del fabricante de bombas Guinard y Philips como abastecedor de los módulos, se elaboró el primer prototipo que reemplazaba el motor de corriente alterna por un motor especial de corriente continua, además se mejoró el rendimiento de la bomba, obteniendo resultados excelentes. Mientras tanto en Mali, al enterarse de esto el padre Bernard Verspieren, viajó a conocer el prototipo de Campana, el mismo que a decir de sus propias palabras 'fue un amor a primera vista'. Esto lo llevó a pedir financiamiento a Europa, y con ello pudo realizar la primera instalación de bombeo solar fotovoltaico en la ciudad de Nabasco. La instalación resultó un éxito, por lo que este acontecimiento fue conocido en gran parte del país, y las solicitudes para replicar el sistema fueron recibidas en gran número por el padre Verspieren.

Durante los próximos años se instalaron sistemas de bombeo de diferentes tamaños, como por ejemplo los que llevó a cabo la Agencia de Cooperación Alemana (GTZ), con 90 sistemas de bombeo instalado, alcanzaron una potencia de 180KWp (kilovatios pico). Los sistemas empezaron a instalarse en países como: Argentina, Brasil, Filipinas, Indonesia, Túnez, Jordania y Zimbawe (Aqueveque, 2009).

Actualmente existe el Programa Regional Solar (PRS), programa que implantó un control de calidad, para lo cual se diseñaron especificaciones técnicas, consiguiendo como resultado, una mejora sustancial en la fiabilidad de los equipos (Aqueveque, 2009).

Los equipos que componen los sistemas de bombeo solar fotovoltaico, han ido evolucionando con el paso de los años. Actualmente se fabrican módulos solares de hasta 300 vatios pico, los reguladores de carga así como los inversores cada vez son más sofisticados tratando de trabajar en el punto de máxima potencia y el uso de baterías ha permitido darle autonomía al sistema durante las noches o en días nublados.

Actualmente los sistemas de bombeo solar fotovoltaico, son utilizados para diversas aplicaciones tales como: purificación de agua, abastecimiento de agua en conjuntos residenciales, extracción de agua para sistemas de riego presurizado (por goteo y aspersión) etc.

2.7.1 Características de un sistema de bombeo solar fotovoltaico

Los sistemas de bombeo solar fotovoltaico están compuestos básicamente de un generador fotovoltaico, un sistema de acondicionamiento de potencia (opcional), un sistema de

acumulación (baterías), un sistema motor-bomba, un sistema de tuberías y una fuente de agua (rio, pozo, reservorio).

Como la generación es en corriente continua (CD), el sistema motor-bomba puede ser acoplado directamente al generador si se utiliza un motor CD, caso contrario si se utiliza un motor de corriente alterna (AC), el sistema motor-bomba requerirá de un inversor monofásico o trifásico dependiendo del motor AC elegido tal como se indica en la figura 2.

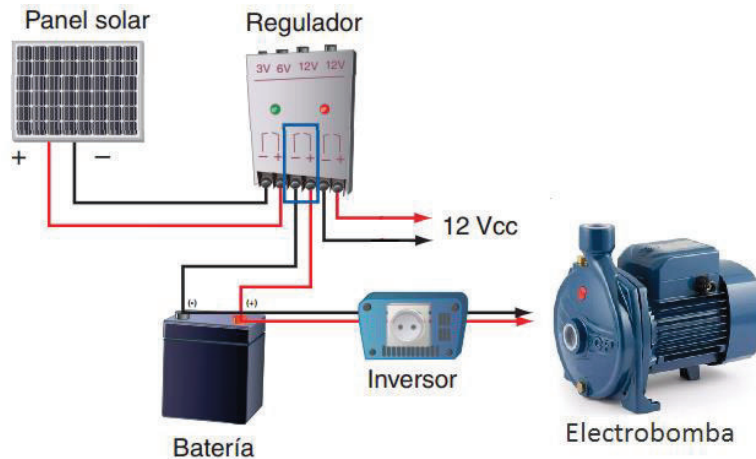


Figura 2. Configuración básica de un sistema de bombeo utilizando un motor AC
Fuente: (Díaz, 2010)

2.7.2 Tipos de configuración de sistemas de bombeo solar fotovoltaico

Generalmente existen dos alternativas para el diseño de un sistema de bombeo solar fotovoltaico aislado que son:

- * Sistema de bombeo solar directo
- * Sistema de bombeo solar con baterías

Entre los factores que inciden para la configuración de cualquiera de las alternativas están la profundidad del nivel agua, la altura de elevación sobre el nivel de extracción, las pérdidas de carga, las características físico-químicas del agua y la cantidad de energía eléctrica que puede producir el generador fotovoltaico. (Raboso, 2013)

Sistema de bombeo solar directo

En este tipo de sistema, el bombeo de agua se realiza únicamente cuando hay presencia de radiación solar, por lo que para un sistema (por goteo o aspersión) con este tipo de configuración, el trabajo de riego queda condicionado a realizarse únicamente durante el día.

Para solucionar esto comúnmente se instala un tanque de almacenamiento abierto, para que además de llenarlo por medio del bombeo, este sirva para la recolección del agua de lluvia. Como se indicó en la sección 2.5.2, este tanque de almacenamiento deberá situarse a alturas mayores a 10 metros sobre el terreno a regar, y tendrá un volumen adecuado para dar autonomía al sistema en un número de días determinado.

En un sistema de bombeo solar directo, se puede instalar bombas superficiales y bombas sumergibles, ya sean de corriente alterna o de corriente continua. Sin embargo la configuración más habitual en un sistema de bombeo directo es mediante el uso de una bomba sumergible en un pozo, junto con sondas de nivel para evitar que la bomba trabaje en vacío y así evitar daños irreversibles en su funcionamiento. (Arija, 2010)

En la figura 3, se indica el esquema básico de este tipo de configuración utilizada para un sistema de riego por goteo.

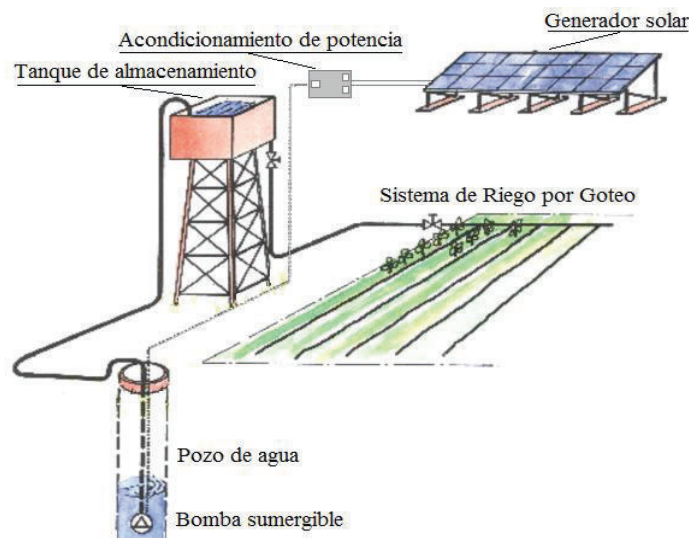


Figura 3. Esquema básico de un sistema de bombeo solar directo, utilizado en un sistema de riego por goteo

Fuente: (Suelosolar)

La configuración de un sistema de bombeo solar directo, se determina en base al tipo de bomba y tipo de motor que se vaya a utilizar, ya que de esto depende el tipo de acondicionamiento de potencia. El acondicionamiento de potencia consiste en la utilización de un inversor, si se utiliza un motor de corriente alterna, o la utilización de controladores de motor (convertidor DC/DC) si se utiliza un motor de corriente continua. La utilización de cualquiera de estos motores depende de las características específicas de diseño y de los costos de cada una de las bombas, por lo que se aconseja utilizar un motor de corriente continua en bombas centrífugas o volumétricas para sistemas de pequeña potencia (hasta 400 vatios pico), mientras

que para sistemas de mediana potencia (hasta 1500 vatios pico), se sugiere utilizar una bomba centrífuga sumergible, accionada por un motor de corriente alterna. (Arija, 2010)

Sistema de bombeo solar con baterías

A diferencia del caso anterior, este tipo de bombeo incluye un sistema de acumulación (baterías), para de esa manera darle autonomía al trabajo de riego durante un determinado número de días en ausencia de sol. Al igual que en bombeo solar directo, los sistemas de riego pueden contar con un tanque de almacenamiento abierto, esto es opcional, ya que al contar con un almacenamiento de energía, se puede realizar el bombeo de agua controlado en el tiempo, y el trabajo de riego se lo puede hacer directamente, aprovechando la energía que le transfiere la electrobomba al agua, esto se lo realiza mediante sistemas de riego por goteo o mediante el uso de aspersores (motivo de este trabajo).

La configuración de este tipo de sistema, incluye un inversor en el caso que se utilice una bomba accionada por un motor de corriente alterna, mientras que si se utiliza una bomba accionada por un motor de corriente continua, la conexión se realiza directamente al regulador de carga tal como se muestra en la figura 4, donde se indica el esquema básico de este tipo de configuración, utilizado para un sistema de riego por aspersión.

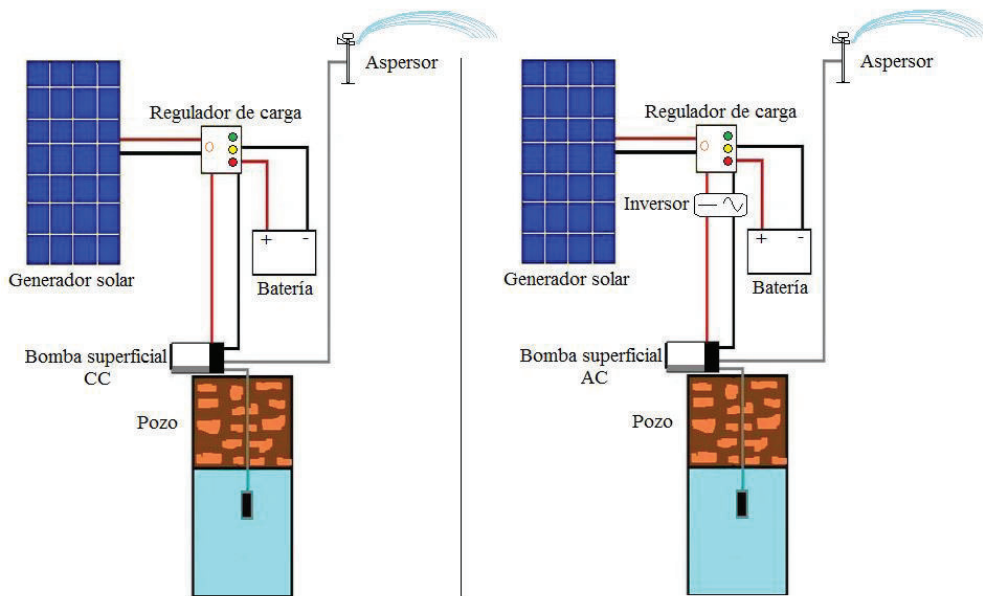


Figura 4. Esquema básico de un sistema de bombeo solar con baterías, utilizado en un sistema de riego por aspersión
Fuente: (Sebastián, Sf)

La utilización de cualquiera de estos motores para accionar la bomba, dependen de las características específicas de diseño, de los costos y de las ventajas y desventajas que ofrecen cada tipo de bomba ante una situación.

En el presente trabajo se utilizará un sistema de bombeo solar con baterías, y la elección del tipo de bomba así como el tipo de motor, se realizará tomando en cuenta el estudio realizado más adelante.

2.7.3 Componentes de un sistema de bombeo solar fotovoltaico

2.7.3.1 Panel solar

También conocido como módulo fotovoltaico, es quien transforma la energía solar en energía eléctrica. El panel solar está formado por un conjunto de células solares conectadas eléctricamente, con el fin proporcionar en su salida de conexión voltajes específicos (12, 24, 48V...), las mismas que definen la tensión de trabajo del sistema fotovoltaico. (Díaz, 2010)

Tipos de paneles solares

Existe una variedad de tipos de paneles solares, tanto por su configuración eléctrica como por sus características constructivas, su forma y hasta por su aspecto estético. Por el tipo de configuración eléctrica los paneles de 36 células (de silicio monocristalino o policristalino) asociadas en serie, ofrecen potencias comprendidas entre los 50 y 100 vatios pico (Wp) con tensiones cercanas a los 15 voltios en funcionamiento, por lo que son adecuados para acoplarse a baterías de 12 voltios y son utilizados comúnmente en sistemas de electrificación rural. Con el gran surgimiento de los sistemas de conexión a red, se han desarrollado módulos con potencias superiores a los 200 vatios pico y tensiones comprendidas entre 30 y 50 voltios. (Perpiñán, 2012)

En la tabla 9 se indica los tipos de paneles solares según su configuración eléctrica, el rendimiento y las características de cada uno.

Tabla 9. Componentes eléctricos de un panel solar y sus características

Componentes Eléctricos de un Panel Solar				
Células	Silicio	Rendimiento en laboratorio	Rendimiento directo	Características
	Monocristalino	24%	15-18%	Son típicos los azules homogéneos y la conexión de las células individuales entre sí.
	Policristalino	19-20%	12-14%	La superficie está estructurada en cristales y contiene distintos tonos azules.
	Amorfo	16%	<10%	Tiene un color homogéneo (marrón), pero no existe conexión visible entre las células.

Fuente: (Díaz, 2010)

Por sus características constructivas, se puede decir que las células solares de la mayoría de los paneles son encapsuladas entre dos capas de Etileno-Vinilo-Acetato, cubiertas con una lámina frontal de vidrio templado con algún tipo de tratamiento antirreflexivo y una capa posterior de un polímero termoplástico (ver figura 5). Es muy común que todo este conjunto se encuentre enmarcado en una estructura de aluminio, esto último se realiza con el propósito de facilitar el anclaje de los módulos a los soportes, mientras que el encapsulamiento de las células solares les brinda protección a la intemperie, protegiéndolas de la abrasión, la humedad, resistencia a posibles impactos y fenómenos atmosféricos. (Perpiñán, 2012)

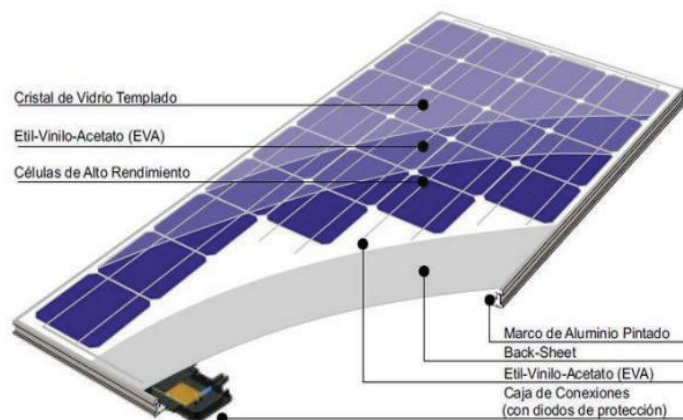


Figura 5. Partes de un panel solar

Fuente: (Sebastián, Sf)

Por su forma se tienen paneles de formato 'teja o baldosa', planos con sistema de concentración y paneles bifaciales. (Ferichola, 2008)

Curva característica de un panel solar

Independientemente de la tecnología de fabricación, los paneles solares vienen caracterizados por la curva V-I (voltaje versus corriente) como la de la figura 6, la misma que indica datos de valores como la corriente de cortocircuito, voltaje de circuito abierto, potencia pico máxima y el voltaje y corriente máximos de generación.

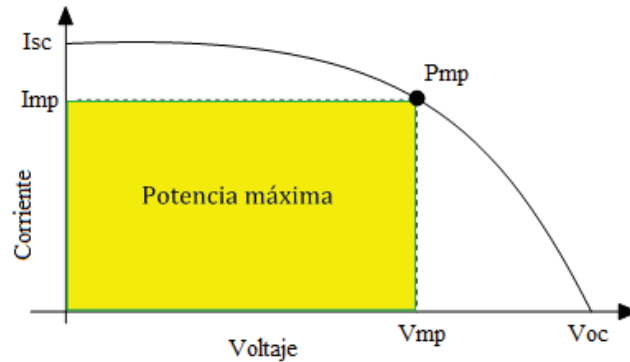


Figura 6. Curva característica de un panel solar
Fuente: (García, 2014)

Donde:

Voc: es el voltaje de circuito abierto, es decir el voltaje generado por el panel cuando no tiene conectada ninguna carga.

Pmp: es la potencia máxima que puede entregar el panel solar.

Imp & Vmp: son los valores de corriente y voltaje donde la potencia entregada es máxima.

Isc: es la corriente de cortocircuito, es decir el valor de corriente cuando sus terminales se encuentran en contacto.

Formas de conexión de los paneles solares

Dependiendo de la necesidad de la instalación, los paneles solares pueden conectarse en serie o en paralelo. Si existe la necesidad de un voltaje elevado a los terminales, se puede considerar la conexión de dos o más módulos en serie como se indica en la figura 7, obteniendo las siguientes relaciones.

$$V_T = V_1 + V_2 + V_3 + \dots + V_n \quad [1]$$

Donde:

V_T : es el voltaje total [V]

V_1, V_2, V_3, V_n : son los voltajes nominales de cada panel solar [V]

Entonces se tiene que:

$$I_T = I_1 = I_2 = I_3 = \dots \dots I_n \quad [2]$$

Dónde:

I_T : es la corriente total [A]

I_1, I_2, I_3, I_n : son las corrientes nominales de cada panel solar [A]

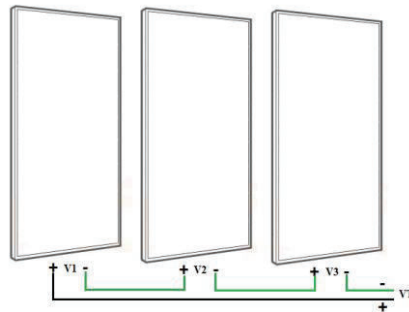


Figura 7. Conexión de paneles solares en serie
Elaboración: El Autor

Si el sistema requiere de una corriente elevada se puede optar por la conexión de varios módulos en paralelo como se indica en la figura 8, obteniendo las siguientes relaciones.

$$I_T = I_1 + I_2 + I_3 + \dots \dots I_n \quad [3]$$

Entonces se tiene que:

$$V_T = V_1 = V_2 = V_3 = \dots \dots V_n \quad [4]$$

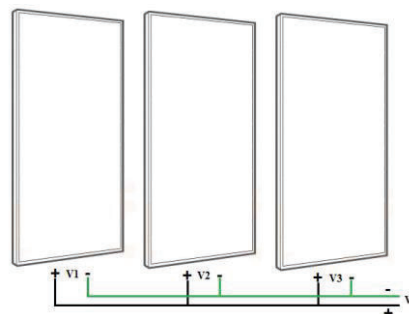


Figura 8. Conexión de paneles solares en paralelo.
Elaboración: El autor

Ángulo de inclinación

Otro factor muy importante que tiene que ver con los paneles solares es su orientación, pues lo ideal es que la radiación llegue de manera perpendicular a la superficie del panel, porque la generación de energía eléctrica es proporcional a la cantidad de radiación incidente sobre la superficie del panel solar. Pero dado que la tierra tiene un movimiento constante de

rotación, nunca se tendría un ángulo que permita recibir permanentemente la radiación de forma perpendicular, una buena opción sería modificar el ángulo de los módulos cada cierto tiempo dependiendo de la posición del sol. (Cervantes J. , 2009)

Si bien es cierto que existen métodos estadísticos para calcular el ángulo óptimo de inclinación, también estudios demuestran que la máxima radiación que se puede captar durante el mayor número de días del año, es cuando el ángulo de inclinación es igual a la latitud del lugar donde están situados los módulos más 10 o 15 grados, que además ayudan a que no se acumule polvo o restos de vegetación, los mismos que obstruirían el paso de la radiación y por ende se vería afectada la generación de energía eléctrica. La orientación en cambio se indica que debe ser hacia el norte si el lugar se encuentra en el hemisferio sur y orientados al sur si por el contrario los módulos se encuentran en un lugar del hemisferio norte. (Conejo, 2015) Como ejemplo se puede mencionar a una zona rural de la provincia de Esmeraldas, cuya latitud es $1,3^\circ$, si se instalara un sistema fotovoltaico en esa zona el ángulo de inclinación de los paneles solares sería de $11,3^\circ \approx 12^\circ$ o $16,3^\circ \approx 17^\circ$, con una orientación hacia el sur geográfico porque la zona se encuentra en el hemisferio norte.

2.7.3.2 Sistema de acumulación (baterías)

El sistema de acumulación está compuesto por un banco de baterías, las mismas que serán las encargadas de proporcionar energía eléctrica cuando los paneles solares no generan electricidad suficiente para abastecer el consumo de las cargas, esto es por las noches o en días nublados. Además en sistemas de bombeo de agua o en cualquier aplicación en que se utilice un motor eléctrico, las baterías sirven para suministrar los picos de corriente que demanda el arranque del motor.

El cálculo para la capacidad del banco de baterías, se lo hace en base al consumo de la carga, al número de días de autonomía del sistema y a la máxima profundidad de descarga DOD (Depth Of Discharge).

La profundidad de descarga (DOD), se define como el porcentaje de la capacidad nominal de la batería que ha sido extraída, la capacidad de soportar descargas poco profundas o muy profundas depende de los elementos con que hayan sido construidas las baterías. La profundidad de descarga indica la cantidad de energía que puede ser usada de la capacidad total de una batería sin que ésta haya sido recargada y sin que le cause daños, por lo que una forma de alargar su vida útil es extrayendo la menor cantidad de energía posible durante un

ciclo (carga-descarga). Se debe indicar entonces que una batería con poca DOD disponible, limitará la capacidad de un mayor número de días de autonomía del sistema fotovoltaico.

Baterías de ciclo ligero o de ciclo poco profundo

Son baterías que no pueden ser utilizadas hasta que se descarguen completamente, por lo que durante su uso se están cargando y descargando de manera alternativa. También son conocidas como baterías de arranque y están diseñadas para profundidades de descarga no mayores del 20%. Este tipo de baterías son más livianas y menos costosas que las baterías de ciclo profundo, pero son más susceptibles de daños permanentes si se exceden regularmente los niveles de descarga, son diseñadas para altas descargas iniciales solamente, por lo que son usadas comúnmente para el arranque de vehículos con motores de combustión. (Barrera, 2000)

Baterías de ciclo profundo

Estas baterías son diseñadas para ser utilizadas durante largos periodos de tiempo, sin la necesidad de ser recargadas y sin que sufran daños permanentes debido a descargas regulares. Este tipo de baterías, poseen una profundidad de descarga que puede alcanzar hasta el 80%, son más robustas y más costosas que las baterías de ciclo ligero o de ciclo poco profundo, pero gracias a sus características de funcionamiento, son las baterías idóneas para sistemas fotovoltaicos aislados. (Barrera, 2000)

De manera general las baterías recargables más utilizadas son las baterías de plomo-ácido, gracias a las prestaciones que ofrecen, pero actualmente las baterías de Litio superan las prestaciones que ofrecen las baterías de plomo-ácido, pero el principal problema para su uso en sistemas fotovoltaicos es su elevado costo, aunque esto podría cambiar en el futuro gracias a la aparición de este tipo de baterías más económicas. (Barbero, 2015)

Generalmente en sistemas fotovoltaicos, se utilizan dos tipos de baterías: baterías de plomo-ácido y baterías de níquel-cadmio, las mismas que son de ciclo profundo o conocidas también como de descarga profunda.

Baterías de plomo-ácido

Como ya se mencionó este tipo de baterías son más económicas, por lo que su potencial comercial es muy elevado. El electrolito está compuesto mediante diversas aleaciones de plomo en una solución de ácido sulfúrico, mientras que las placas están compuestas de una aleación de plomo con otros materiales, de dicha aleación depende la profundidad de descarga de la batería. Por ejemplo se tienen baterías con placas de una aleación de plomo-antimonio y plomo-calcio. En las baterías de plomo-antimonio, el antimonio evita que se dañen las placas

cuando la batería se descarga a profundidad, por lo que son baterías de ciclo profundo, mientras que en las baterías de plomo-calcio, el calcio reduce la autodescarga de la batería, sin embargo este tipo de aleación sufre daños si las profundidades de descarga superan el 25%, por lo que son baterías de ciclo ligero. (Barrera, 2000)

Existe otro tipo de baterías de plomo-ácido denominada 'Gel', debido a que el electrolito se encuentra en ese estado. La ventaja que ofrece este tipo de batería ante las baterías de electrolito líquido, es que gracias a que se encuentran completamente selladas pueden trabajar en distintas posiciones sin que se riegue el electrolito o haya fugas de gases, siendo utilizadas en sistemas fotovoltaicos que requieren de gran cantidad de energía y en condiciones lugareñas que carecen de ventilación.

Baterías de níquel-cadmio

Este tipo de baterías es diferente a las baterías de plomo-ácido, ya que utilizan una base de hidróxido de potasio como electrolito en lugar de ácido. Este electrolito no produce cambios químicos en los materiales de las placas, sino que únicamente sirve como camino para los electrones. El polo positivo de la batería está compuesto con aleaciones de níquel, mientras que el polo negativo con aleaciones de cadmio, de ahí que son llamadas baterías de níquel-cadmio. Entre las ventajas que ofrecen este tipo de baterías, se tiene que soportan condiciones de frío intensos así como también altas temperaturas, no son tan afectadas ante sobrecargas y pueden ser descargadas totalmente sin que esto les cause daños, mientras que la principal desventaja para su utilización en sistemas fotovoltaicos es su elevado costo en comparación con las baterías de plomo-ácido. (Barrera, 2000)

En la tabla 10 se hace una comparación entre las características de las baterías de plomo-ácido y las baterías de níquel-cadmio.

Tabla 10. Características de las baterías de plomo-ácido y níquel-cadmio

Características de las baterías de plomo-ácido y níquel-cadmio					
		Precio	Profundidad de descarga	Autodescarga por mes	Mantenimiento
Plomo-ácido	Plomo-antimonio	Bajo	40-80%	5%	Alto
	Plomo-calcio abiertas	Bajo	15-25%	1-4%	Medio
	Plomo-calcio selladas	Bajo	15-25%	1-4%	Bajo
	Híbridas (antimonio-calcio)	Medio	40-80%	3-6%	Medio
	Gel	Medio	40-80%	2-3%	Bajo
Níquel-cadmio	Placas 'sintered'	Alto	100%	3-6%	Ninguno

Fuente: (Ramón & Pineda, 2015) (Barrera, 2000)

Elaboración: El autor

Formas de conexión de las baterías

El banco de baterías puede ser conectado en serie o en paralelo tal como se indica en la figura 9. De la conexión en serie, se tiene que la corriente total del sistema, es igual a la corriente de cada batería que componen el sistema, mientras que de la conexión en paralelo, se tiene que la corriente total del sistema es igual a la suma de corrientes de cada batería que componen el sistema de acumulación.

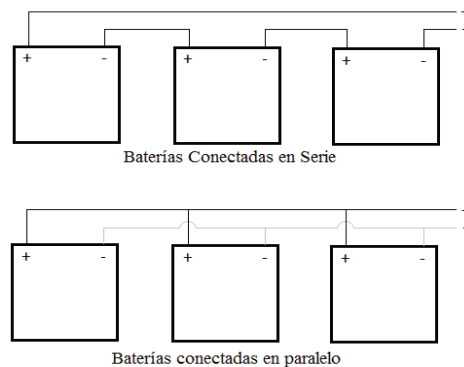


Figura 9. Conexión de baterías en serie y en paralelo
Elaboración: El autor

2.7.3.3 Regulador de carga

El regulador de carga es un dispositivo electrónico, que tiene como finalidad evitar la sobrecarga y la descarga excesiva de las baterías. Sin un regulador de carga, los módulos solares seguirían cargando las baterías sin importar si estas estén completamente cargadas o no. El resultado que provoca esta carga excesiva de las baterías, es un efecto químico llamado hidrólisis (liberación de hidrógeno), lo que ocasionaría una pérdida del electrolito, causando un calentamiento interno y disminuiría la vida útil de las baterías. Cuando las baterías se han cargado completamente, el regulador actúa como un interruptor, es decir que abre el paso de la corriente del generador fotovoltaico hacia las baterías, evitando así la pérdida del electrolito y el calentamiento interno. Una vez que las baterías empiezan a descargarse, el regulador cierra nuevamente el paso de la corriente hacia las baterías, permitiendo que estas vuelvan a cargarse. En caso de una producción insuficiente de energía por parte del generador fotovoltaico o un alto consumo por parte de la carga, las baterías pueden descargarse excesivamente, esto puede ocasionar daños irreparables como la formación de cristales aislantes en sus placas (en baterías de plomo-ácido), reduciendo su vida útil, para evitar esto el regulador actúa de manera similar al caso anterior, pero con la diferencia que se desconecta la carga del sistema de acumulación hasta que éstas se hayan cargado nuevamente, entonces el regulador vuelve a conectar la carga para que pueda funcionar. (Macancela, 2012)

En la actualidad existen reguladores que proporcionan información al usuario acerca del estado de carga de las baterías, ya sea por medio de una pantalla o por medio de luces led, también informan al usuario cuando el nivel de descarga está próximo a alcanzar un nivel máximo permitido o cuando está próximo a desconectar al generador fotovoltaico para evitar una sobrecarga, esto lo hacen mediante la emisión de luces o sonidos.

El regulador de carga trabaja conectando o desconectando el generador fotovoltaico o la carga de las baterías, dependiendo del valor de tensión que presenten los bornes de las baterías en un determinado momento, estos valores de tensión son conocidos como Voltaje de Sobrecarga, Voltaje de Rearme de Carga, Voltaje de Sobredescarga y Voltaje de Rearme de Descarga. Estos valores de voltaje, dependen del tipo de batería que se esté utilizando, algunos reguladores establecen estos valores de voltaje automáticamente al seleccionar en el dispositivo el tipo de baterías, mientras que en dispositivos menos sofisticados que no poseen esta característica, el usuario debe indicar los valores de Sobrecarga y Rearme de carga, basándose en que el regulador permita la carga por completo de las baterías (voltajes altos) y de esa manera evitar la corrosión de las rejillas y el excesivo consumo de agua (voltajes bajos), mientras que para los voltajes de sobredescarga y rearme de descarga, los valores son seleccionados procurando tener al usuario satisfecho (valores bajos de desconexión que maximizan la disponibilidad de energía) y a la vez protegiendo a las baterías (valores altos de desconexión que alejan el riesgo de sobredescarga). Como se mencionó los valores de tensión que manejan los reguladores, dependen del tipo de batería que se esté utilizando, por lo que para su adecuada determinación, es conveniente recurrir a ensayos en laboratorios o revisar las recomendaciones proporcionadas por los fabricantes. (Perpiñán, 2012)

Los dos métodos básicos en función del tipo de control utilizados por los reguladores son: el regulador serie y el regulador paralelo. Los reguladores paralelo o shunt son utilizados en sistemas fotovoltaicos de baja potencia, mientras que los reguladores serie son utilizados en sistemas fotovoltaicos de potencias grandes. (Pareja, 2010)

Regulador serie

El trabajo del regulador con este tipo de control, consiste en abrir el paso de corriente proveniente desde el generador fotovoltaico antes que sobrecarguen a las baterías y abrir el paso de corriente a la carga a fin de evitar una sobredescarga. En la figura 10 se indica el circuito básico de control que maneja un regulador serie, en la misma que se puede apreciar dos interruptores, uno que impide la sobrecarga de las baterías (interruptor de sobrecarga), y el

otro que corta la entrega de energía de las baterías a la carga (interruptor de sobredescarga). (Pareja, 2010)

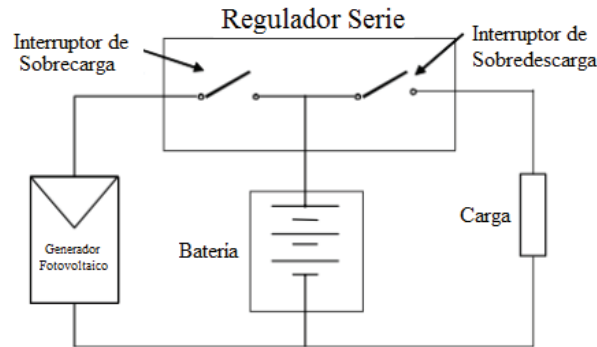


Figura 10. Esquema básico de operación de un regulador serie
Fuente: (Macancela, 2012)

Regulador paralelo

Cuando la tensión de las baterías se encuentra por encima de un valor preestablecido, este regulador limita la corriente hacia ellas, manteniendo únicamente un valor de carga conocido como carga de flotación, pero cuando el regulador detecta el voltaje de sobrecarga, disipa el exceso de energía a través de dispositivos de estado sólido que internamente (en el regulador) están conectados en paralelo con el generador fotovoltaico, ocasionando que en momentos el regulador se caliente debido a esta disipación, es por esto que este tipo de regulador es utilizado en sistemas fotovoltaicos de pequeñas potencias. (Pareja, 2010)

En la figura 11 se muestra el esquema básico de un regulador paralelo.

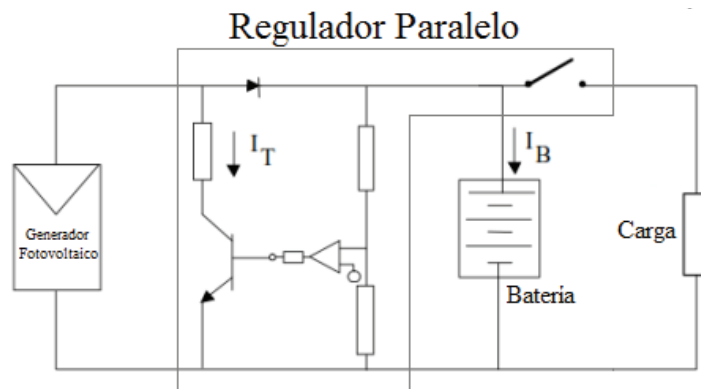


Figura 11. Esquema básico de operación del regulador paralelo
Fuente: (Macancela, 2012)

Tanto los reguladores serie como los reguladores paralelo operan gracias a variadas técnicas de control, una de ellas es por ejemplo la utilización de un control PWM (Pulse Width Modulation) para la carga de las baterías, y consiste en producir una carga pulsada o por pulsos

de corriente en lugar de abrir el circuito entre el generador fotovoltaico y las baterías, cuando estas alcancen un determinado valor de tensión en sus bornes.

En la actualidad existen reguladores de carga que incorporan un seguidor de punto máximo de potencia MPPT (Maximun Power Point Tracking), los cuales se denominan así porque gracias a diferentes algoritmos acondicionan las ondas de voltaje y corriente de tal manera que fuerzan al generador fotovoltaico a trabajar en su punto de máxima potencia instantánea, logrando de esa manera un aumento en el rendimiento total del sistema, razón por la cual estos equipos son más costosos comparados con un regulador de tipo PWM, y por lo tanto no resulta económicamente viable para sistemas de pequeña potencia.

Independientemente de la tecnología con que haya sido construido un regulador, es el punto donde se deben conectar las terminales provenientes del sistema de acumulación, del generador fotovoltaico y del inversor, además proporciona información sobre el estado de carga de las baterías e información general sobre la operación del sistema.

Podemos decir entonces que el regulador de carga es el responsable de la vida útil de las baterías (que conjuntamente con los módulos son los más costosos del sistema), y a pesar de no ser tan costosos comparados con el costo total del sistema fotovoltaico, es indispensable su instalación porque mientras funcione correctamente no se acortará la vida útil de las baterías, lo que significa un gran ahorro ante un posible reemplazo de una o varias de ellas.

2.7.3.4 Inversor

El inversor es un dispositivo electrónico que convierte la corriente continua en corriente alterna. En sistemas de bombeo solar fotovoltaico que utilizan bombas accionadas por un motor de corriente alterna, el uso de un inversor es indispensable, y su conexión hacia las baterías se lo puede hacer directamente mediante los bornes o a través de las borneras del regulador de carga.

Selección del inversor

Los motores de corriente alterna que accionan la bomba, necesitan de una onda de corriente senoidal pura, ya que una onda que contenga un elevado porcentaje de armónicos (THD- Total Harmonic Distortion), disipa calor por efecto Joule, esto se evidencia en el calentamiento de las bobinas de los motores, llegando inclusive a destruir sus aislamientos. Por esa razón en la actualidad existen inversores que generan una onda de salida sinusoidal pura, con valores de armónicos que no representan un valor considerable, y además con un mínimo error en la frecuencia, la misma que generalmente es de $\pm 0,05$ ciclos, alrededor de 60 veces

menor que los inversores que generan una onda sinusoidal modificada. Esto se logra mediante un proceso llamado modulación por anchura de pulsos o PWM, gracias al cual se puede tener un rendimiento del inversor de hasta el 90%, incluso si trabajan con bajas potencias. (Prado, 2008)

Entre los datos eléctricos que se encuentran en las especificaciones técnicas de los inversores, se tienen dos valores de potencia: una que indica la potencia que puede suministrar el inversor de manera continua, y otra que indica la máxima potencia que el inversor puede suministrar durante un corto lapso de tiempo (Prado, 2008), esto es de vital importancia dentro del sistema de bombeo solar fotovoltaico, ya que al ser la bomba accionada por un motor eléctrico, la corriente de arranque puede llegar incluso a ser 8 veces el valor de la corriente nominal, por lo tanto los inversores que poseen esta característica de sobrecarga para un instante corto de tiempo, resultan de mucha utilidad, porque de esa manera se evita sobredimensionar al inversor, y también el pago por uno de mayor potencia.

A continuación se presentan algunas de las características a tener en cuenta al momento de elegir un inversor.

- * Potencia de salida
- * Voltaje de entrada
- * Límites de voltaje de entrada (+, - del voltaje de entrada)
- * Rendimiento >90%
- * Capacidad de sobrecarga (para casos de inversores de frecuencia fija, que van conectados a motores)
- * Facilidad de reparación y mantenimiento
- * Capacidad de autoarranque (arrancar automáticamente cuando la carga ha sido activada)
- * Capacidad de regulación y mantenimiento del voltaje de salida al nominal y de la frecuencia de operación
- * Protecciones contra sobrecorrientes, sobretensiones, bajas tensiones, inversión de polaridad
- * Protección térmica

Rendimiento de los inversores

El rendimiento de los inversores varía en función de la potencia que se genera y el tipo de carga a las que se encuentra conectado.

En función de la potencia que se genera, el rendimiento es bajo a bajas potencias y va aumentando a medida que aumenta la potencia. En función del tipo de carga, por ejemplo en cargas inductivas como motores, se produce un desfase entre el voltaje y la corriente y con ello el factor de potencia, el mismo que disminuye la potencia activa suministrada a la carga, con lo que se ve afectado el rendimiento del inversor. (Alonso Abella, 2001)

La figura 12 muestra una curva de rendimiento para cargas resistivas e inductivas, la misma que nos da una idea sobre cómo se comportará el inversor.

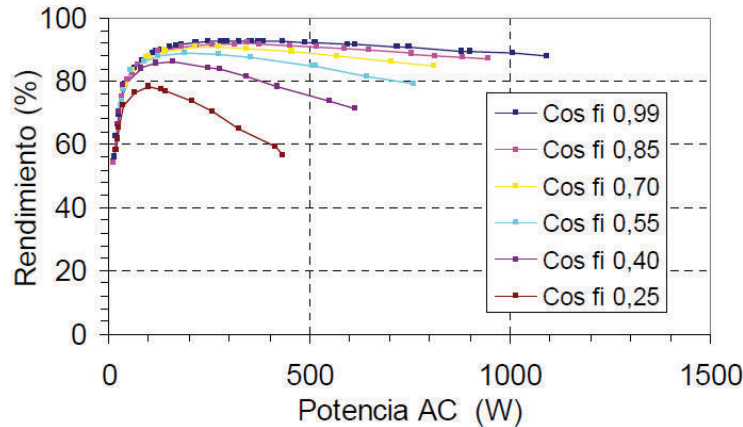


Figura 12. Rendimiento de un inversor autónomo para cargas inductivas
Fuente: (Alonso Abella, 2001)

Para la estimación de la demanda de energía en el dimensionado del sistema de bombeo fotovoltaico, es necesario conocer el rendimiento del inversor, por lo que se debe analizar un perfil diario de la carga y con ello recurrir a una gráfica como la de la figura 12, que nos indicará el rendimiento que va a tener el inversor la mayor parte del tiempo.

2.7.3.5 Conductores

Una buena elección de los conductores implica seleccionar tanto el material conductor como el tipo adecuado de aislamiento, dependiendo las condiciones eléctricas y climatológicas del lugar.

La finalidad del aislamiento es evitar cortocircuitos por lo que están hechos de materiales como plástico en su mayoría y para usos especiales están hechos de asbesto o silicona. (Fermaelec, 2005)

Los tipos de aislamiento más comunes son:

- * T: aislamiento plástico (termoplástico)
- * TW: aislamiento resistente a la humedad

- * TH: aislamiento resistente al calor
- * THW: aislamiento resistente al calor y a la humedad.

Para la selección adecuada del calibre, se debe tomar en cuenta la capacidad de corriente del material del conductor a elegir, debido a que mientras más pequeña sea su sección, habrá más oposición al paso de corriente, lo que produce un efecto calorífico llamado efecto Joule y las consecuencias van desde una pérdida de potencia, hasta la destrucción del aislamiento del conductor.

Otro factor a tomar en cuenta es la caída de tensión, el efecto Joule siempre está presente (solo varía en cantidad) en los conductores, ocasionando pérdidas por calor. Estas pérdidas se van acumulando y son considerables cuando se tienen grandes longitudes de conductor. El valor permisivo que comúnmente se maneja en la normativa ecuatoriana comprende valores entre 2 a 6% de la tensión nominal, este valor depende del tipo de instalación. (Escobar, 2008)

La temperatura también debe ser tomada en cuenta, ya que mientras mayor sea la temperatura mayor será la oposición del material conductor al paso de corriente.

Además se recomienda revisar tablas de los conductores, en las que se indican la capacidad de corriente de acuerdo al número de conductor, esto puede ser de gran ayuda cuando las distancias no son demasiado largas y la elección del calibre puede ser determinada únicamente por la corriente que va a demandar la carga, teniendo cuidado que ésta esté por debajo de la capacidad de corriente del conductor que se elija.

2.8. Métodos para el dimensionado del sistema fotovoltaico

Durante los últimos años se han realizado estudios que han permitido establecer desde métodos de diseño y dimensionado simples que solo requieren cálculos, hasta modelos matemáticos complejos que requieren un software para su simulación. Por lo que de manera general se pueden mencionar dos metodologías.

Probabilidad de pérdida de carga (LLP-Load Loss Probability)

En un sistema aislado esta metodología se basa en la probabilidad de pérdida de carga, en este método se asegura que dicha probabilidad sea la mínima posible, teniendo como consecuencia un buen funcionamiento del sistema, y lo hace más fiable que es lo que al final de cuentas interesa en este método, más no el producir la mayor cantidad de energía eléctrica, ya que es un sistema aislado y no un sistema conectado a la red. El uso de este método implica la

utilización de un software que simule las condiciones y componentes (radiación solar, generador, regulador, baterías) para la generación de energía eléctrica y proporcione información sobre la fiabilidad de la instalación fotovoltaica.

Método amperios-hora

Este método consiste en establecer el consumo diario de amperios-hora, teniendo en cuenta dentro de este consumo todo tipo de pérdidas presentes en el camino de la corriente, desde el banco de baterías hasta la carga. Para cubrir la demanda de amperios-hora es necesario conocer los datos de irradiación del lugar donde se instalará el generador fotovoltaico. Se debe hacer notar que el consumo diario de amperios-hora, se tomará como si fuese el mismo para todo el año, por lo que para dimensionar el generador fotovoltaico se tomarán en cuenta el dato de la irradiación del peor mes del año del lugar, así como un adecuado ángulo de inclinación. Este método a diferencia del anterior, no aporta con información preliminar acerca de la fiabilidad del sistema ante ciertas condiciones, pero sí ofrece una buena aproximación a la estructuración ideal del sistema fotovoltaico para las necesidades requeridas.

Ahora que se conoce las dos metodologías, se sabe que aunque no tienen en cuenta los mismos factores, las dos buscan que el sistema sea fiable, y mientras que en el primer método se necesita de un software para la simulación, en el segundo método solo se necesitan unos cuantos cálculos a mano, cuyos resultados no dejan de estar aproximados a los de un sistema fotovoltaico diseñado por medio de software.

Con el propósito de elaborar una metodología lo más completa posible y para que en cualquier zona rural del Ecuador un usuario pueda realizar el dimensionado de un sistema fotovoltaico autónomo, el presente trabajo utilizará el método de amperios-hora para el dimensionamiento.

2.9. Conceptos básicos de un sistema de bombeo de agua

Caudal (Q)

Es la cantidad de agua medida en volumen y que se mueve en una unidad de tiempo.

Presión (P)

Se define como presión a la fuerza ejercida sobre una superficie.

Presión Atmosférica (Pa)

La presión atmosférica, es aquella presión que ejerce el aire que envuelve al planeta sobre todo los cuerpos sumergidos en ella. Esta presión varía con la altitud, a mayor altitud menor presión atmosférica.

Presión Atmosférica Relativa (Pr)

Es la presión medida con relación a la presión atmosférica. Esta presión se la puede medir por ejemplo con un manómetro.

Presión de Vapor (Tv)

Es la presión a la que un líquido a determinada temperatura, se encuentra en equilibrio con su fase gaseosa.

Densidad (ρ)

Es la masa de una sustancia por unidad de volumen o la cantidad de masa que existe en un determinado volumen del cuerpo.

Peso (W)

Es la fuerza de atracción entre un objeto y la tierra.

Peso Específico (γ)

Se define como el peso de una sustancia por unidad de volumen, el peso específico influye en el bombeo dependiendo del tipo de sustancia, las mismas que necesitarán de una mayor o menor presión de descarga.

Viscosidad (μ)

La viscosidad es la propiedad de un fluido de oponerse a su flujo cuando se le aplica una fuerza. Los fluidos que son muy viscosos presentan una cierta resistencia a fluir, mientras que los fluidos de baja viscosidad fluyen con facilidad.

Rugosidad

Son las irregularidades en el acabado de una superficie.

Altura de Aspiración (Ha)

Es la altura geométrica medida desde el nivel mínimo del líquido al eje de la bomba.

Altura de Impulsión (Hi)

Es la altura geométrica medida desde el eje de la bomba hasta el nivel máximo de elevación.

Altura Manométrica de Aspiración (Hma)

Es la suma de la altura de aspiración más las pérdidas de carga equivalentes de la tubería y demás accesorios.

Altura manométrica de Impulsión (Hmi)

Es la suma de la altura geométrica más las pérdidas de carga equivalentes de la tubería y demás accesorios.

Pérdidas de Carga

Se denomina pérdidas de carga o pérdidas de presión de un sistema, a la producida por la fricción causada por la resistencia de la pared interna de la tubería, válvulas, filtros, codos y demás accesorios que componen la infraestructura hidráulica.

Pérdidas de Carga Continuas

Son causadas por el movimiento del agua, estas pérdidas son uniformes a lo largo de toda la tubería para un mismo diámetro independientemente de su posición, pero dependiente de la velocidad del agua, de su viscosidad, densidad y de la rugosidad de las paredes internas de la tubería.

Pérdidas de Carga Localizadas

Son causadas por el movimiento del agua en las paredes internas de las conexiones o accesorios de la instalación hidráulica, siendo mayores en los puntos donde hay cambios de dirección del agua, estas pérdidas no son uniformes aun si las conexiones o accesorios tengan el mismo diámetro.

Altura Manométrica Total (Hmt)

Es la altura total que debe vencer la bomba (presión diferencial).

Régimen de Desplazamiento del Fluido

Es la forma de cómo el líquido se desliza en el interior de la tubería, lo que determinará su velocidad en función de la fricción generada.

Régimen de Desplazamiento Laminar

Es cuando las partículas del líquido siguen la misma trayectoria que la seguida por las partículas anteriores al paso por un punto. El régimen laminar es caracterizado cuando el número de Reynolds es menor a 2000.

Régimen de Desplazamiento Turbulento

Se da cuando las líneas del líquido se rompen, originando remolinos con velocidades variables en dirección y magnitud en puntos e instantes diferentes, los mismos que absorben energía del líquido aumentando el arrastre por rozamiento. El régimen turbulento es caracterizado cuando el número de Reynolds es mayor a 4000, mientras que para un número de Reynolds comprendido entre 2000 y 4000, el régimen de desplazamiento es considerado crítico o de transición.

Potencia Absorbida [Pa]

La potencia absorbida de una bomba es la energía que la bomba consume para llevar el agua al caudal deseado, altura establecida y con el rendimiento esperado.

NPSH_{disponible} (Net Positive Suction Height)

Es la energía que el líquido posee en un punto inmediatamente anterior de la succión de la bomba y arriba de su presión de vapor a la temperatura de bombeo. El NPSH_{disponible} debe ser calculado por quien dimensiona el sistema de bombeo valiéndose de datos de la instalación y de coeficientes sacados de tablas.

NPSH_{requerido}

Es la energía necesaria para vencer las pérdidas de carga entre la conexión de succión de la bomba y las palas del impulsor. Este dato es proporcionado por el fabricante de la bomba a través de las curvas características de la bomba.

Cavitación

La cavitación es un fenómeno hidrodinámico que se presenta cuando la presión del fluido en la línea de succión adquiere valores inferiores al de la presión de vapor del mismo, lo que ocasiona que se formen burbujas de aire, estas burbujas de vapor son arrastradas por el fluido y se condensan, al pasar por el interior del impulsor y logran zonas de alta presión, vuelven al estado líquido bruscamente, cuando ocurre este cambio de estado el fluido dentro del impulsor tiene una alta velocidad, lo que provoca olas de presión de alta intensidad,

llegando a superar la resistencia a la tracción del material del impulsor, arrancando partículas del cuerpo, de las palas y de las paredes de la bomba, produciendo una caída en su rendimiento y reduciendo la vida útil de la misma. Una manera de saber si la bomba está cavitando, es escuchar cuando está trabajando ya que el sonido es diferente al sonido normal de operación, el sonido se asemeja al de piedras chocando en su interior o como si se estuviera bombeando arena, cuando lo que está pasando realmente es que son las burbujas de aire que están explotando dentro del impulsor.

Curva Característica de una Bomba

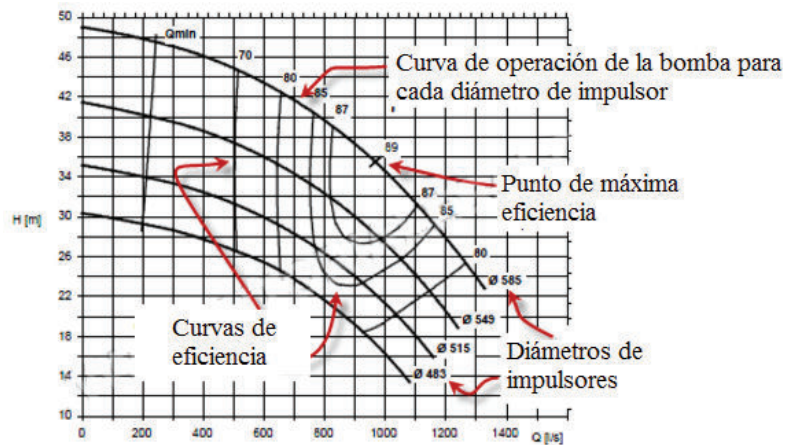


Figura 13. Curva característica de una bomba centrífuga
Fuente: (Ingeniería civil, s.f.)

La curva característica de una bomba, es la expresión gráfica de sus características de funcionamiento, expresada por el caudal en el eje de las abscisas y por la altura manométrica total en el eje de las ordenadas tal como se muestra en la figura 13.

Golpe de Ariete

Se define como las sobrepresiones que se producen en las tuberías ante cualquier modificación de la velocidad del líquido, por ejemplo ante un corte inesperado de la energía eléctrica, parada imprevista de la bomba y la apertura o cierre de una válvula.

Cebado de una Bomba

Cebado de una bomba es llenar de líquido toda la tubería de aspiración y el cuerpo de la bomba, con el fin de evitar que queden bolsas de aire en su interior y de esa manera facilitar la succión. El cebado de una bomba se debe hacer solo en las bombas centrífugas de eje horizontal pues las bombas de pistón no necesitan cebarse.

2.10. Configuración básica de un sistema de bombeo de agua

En la figura 14 se indica los elementos básicos que conforman un sistema de bombeo de agua.

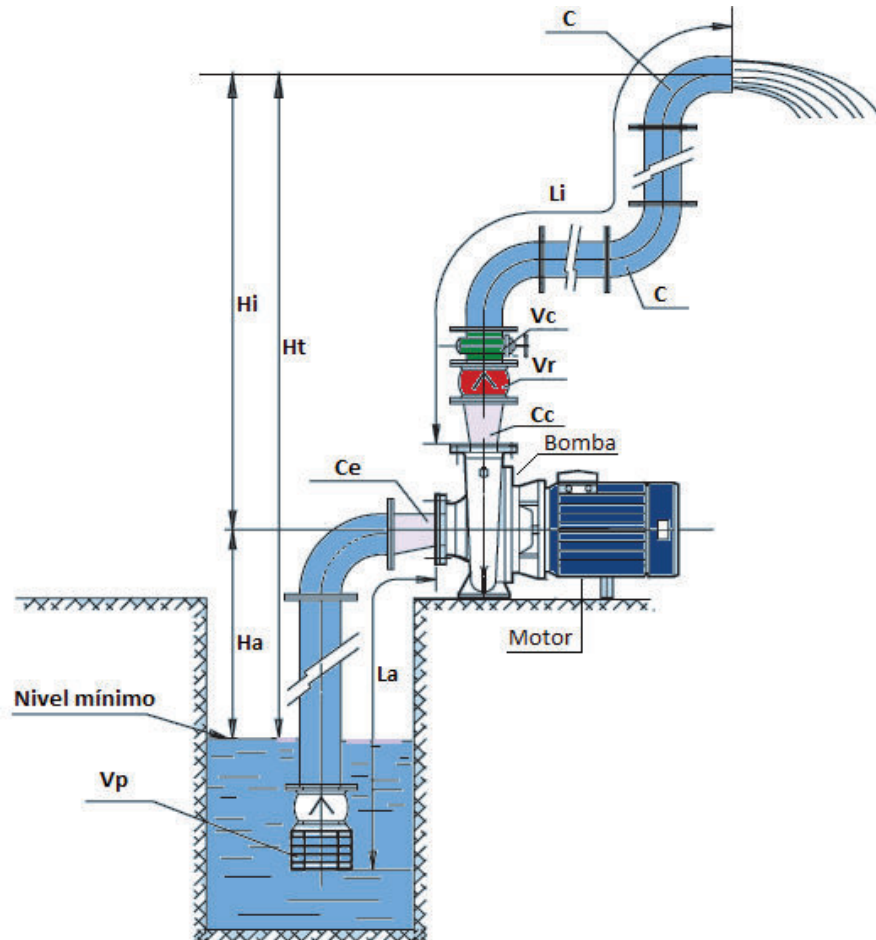


Figura 14. Elementos básicos que conforman un sistema de bombeo de agua
Fuente: (ESPA, 2000)

2.10.1 Bombas hidráulicas

Las bombas hidráulicas son dispositivos que convierten la energía mecánica del eje de un motor eléctrico en energía hidráulica, logrando que el líquido se movilice de un punto de menor presión a un punto de mayor presión.

La energía que consume una bomba depende de la presión del punto de descarga, longitud y diámetro de la tubería, velocidad del líquido, altura a la que se encuentra el punto de descarga y de las propiedades físicas del fluido como su densidad o viscosidad.

Las bombas hidráulicas que más se utilizan en sistemas de bombeo fotovoltaico son: bombas centrífugas superficiales y sumergibles, y bombas volumétricas de pistón y de diafragma conocidas también como bombas de desplazamiento positivo.

Bombas centrífugas

En las bombas centrífugas el movimiento del fluido se da por la acción de fuerzas que se desarrollan en la misma masa del líquido, como consecuencia de la rotación de un disco que contiene hélices conocidas como impulsores, a las que ingresa el líquido por su centro y lo arroja por su periferia gracias a la acción de la fuerza centrífuga que genera diferenciales de presión.

Este tipo de bombas pueden ser superficiales o sumergibles.

Bomba centrífuga superficial

Estas bombas se colocan fuera de la fuente del fluido, extrayendo el líquido en el lado de aspiración por medio de una tubería y cuya altura no debe exceder los ocho metros de longitud a fin de evitar el fenómeno de cavitación, pero tienen la ventaja de su fácil acceso para labores de mantenimiento.

Bombas centrífugas sumergibles

Este tipo de bombas se sumergen completamente gracias a que tienen acoplados los impulsores directamente al motor, el mismo que posee un sello hermético para evitar cortocircuitos, pero también hay bombas de este tipo que únicamente sumergen dentro del fluido a los impulsores que van acoplados al motor por medio de una flecha. Las bombas sumergibles poseen varios impulsores por lo que también son conocidas como bombas de paso múltiple o de múltiples etapas.

Las bombas sumergibles a diferencia de las bombas superficiales, pueden utilizarse para cargas dinámicas totales de hasta 60 metros o más dependiendo del número de impulsores. (Benalcázar, 2012)

Bombas volumétricas

En las bombas volumétricas el movimiento del líquido, es originado directamente por la acción del órgano de impulsión de la bomba, por lo tanto se obliga al líquido a ejecutar el mismo movimiento al que está sujeto este órgano impulsor. En este tipo de bombas el líquido ocupa y desocupa volúmenes conocidos en el interior de manera sucesiva, por esa razón son llamadas bombas volumétricas también conocidas como bombas de desplazamiento positivo, debido a

que el fluido se mueve en la misma dirección de la fuerza a él transmitida por el órgano de impulsión.

Las dos tipos de bombas volumétricas usadas comúnmente en sistemas de bombeo solar fotovoltaico son las Bombas de Pistón y las Bombas de Diafragma.

Bombas de pistón

En este tipo de bombas el movimiento del fluido se da gracias al trabajo de un pistón que se mueve dentro de un cilindro. Cuando el pistón baja, la cámara del cilindro se llena de líquido, y el empuje de su ascenso mueve al fluido con más presión por la tubería. Esto se puede hacer gracias a válvulas que abren o cierran las salidas por efecto del mismo empuje del líquido.

Bombas de diafragma

Este tipo de bombas son llamadas así debido a que la aspiración e impulsión se produce por medio de un diafragma (membrana) que se deforma, variando el volumen de la cámara y aumentando la presión del fluido gracias al empuje de una de sus paredes elásticas, unas válvulas de retención abren y cierran alternativamente la entrada y salida.

En la tabla 11 se presenta algunas ventajas y desventajas de las bombas mencionadas anteriormente, las mismas que servirán para ayudar a elegir el tipo de bomba que se adapte más a las condiciones geográficas, climatológicas y demás condiciones del lugar de instalación del sistema que pueden mermar en la eficiencia y vida útil de la bomba.

Tabla 11. Características, ventajas y desventajas según el tipo de bomba

Características, Ventajas y Desventajas Según el Tipo de Bomba		
Bombas	Características y ventajas	Desventajas
Bombas centrifugas sumergibles	Comúnmente disponibles. Pueden tolerar pequeñas cantidades de arena. Pueden utilizar el agua como lubricante. Utilizan motores de CD de velocidad variable o CA. Manejan altos caudales. Operan a cargas dinámica grandes. Tienen un diseño modular que les permite obtener más agua al agregar más módulos fotovoltaicos.	Tienen un intervalo de eficiencia estrecho con respecto a la carga dinámica total. Se dañan si trabajan en seco. Deben extraerse para darles mantenimiento. Sufren desgaste acelerado cuando se instalan en fuentes corrosivas.
Centrifugas de succión superficial	Comúnmente disponibles. Pueden tolerar cantidades pequeñas de arena. Son de fácil operación y mantenimiento Utilizan motores de CD de velocidad variable o AC. Manejan altos caudales. Manejan cargas dinámicas intermedias aunque no son capaces de succionar mas de 8 metros.	Tienen un intervalo de eficiencia estrecho con respecto a la carga dinámica total. Se dañan si trabajan en seco. Pueden dañarse por congelamiento en climas frios. Sufren desgaste acelerado cuando se instalan en fuentes corrosivas.
Desplazamiento positivo	Soportan cargas dinámicas muy grandes. La producción puede variarse ajustando la carrera del pistón.	Requieren de reemplazo regular de sellos del pistón. No toleran arena o sedimentos. La eficiencia se reduce a medida que el pistón pierde la capacidad de sellar el cilindro. Debe extraerse el pistón y el cilindro del pozo para reparar los sellos. No dan grandes caudales.
Diafragma	Operan a cargas dinámicas menores a 40 metros. Son muy económicas	No toleran arena sedimentos. No trabajan en cargas dinámicas grandes. Bajos caudales

Fuente: (Cervantes J. , 2009)

Sin embargo la elección de una bomba adecuada responde al caudal deseado diariamente y a la carga dinámica total del sistema (Hmt).

El caudal deseado dependerá de la necesidad del suministro del líquido y la presión de descarga dependerá de las condiciones a la salida del fluido como por ejemplo un depósito abierto o uno cerrado, con lo que se considerará si el sistema requiere de una baja, media o alta presión. Generalmente en sistemas de riego se considera sistemas de presión baja a aquellas menores de 2,5 kgf/cm² (35,55 PSI), de presión media a aquellas comprendidas entre

2,5 y 4 kgf/cm² (35,55-56,88 PSI) y de presión alta a aquellas mayores a 4 kgf/cm² (56,88 PSI). (Universidad de Castilla-La Mancha, 2009)

La carga dinámica total se debe calcular de manera que no se exceda innecesariamente en la longitud de la tubería, al igual que de la colocación de accesorios como codos o curvas, los mismos que ocasionan pérdidas de carga y con ello el aumento de la potencia motriz para vencer las fuerzas de fricción.

Una vez calculada la carga dinámica total se puede buscar una bomba que permita elevar el caudal seleccionado a la altura calculada y con el rendimiento esperado, en caso de utilizar bombas centrífugas superficiales se debe calcular el NPSH_{disponible} para las condiciones del lugar y del fluido como por ejemplo la temperatura, con el fin de comparar que este sea mayor que el NPSH_{requerido} proporcionado el fabricante de la bomba por medio de su curva característica.

Conseguir una bomba que se adapte a cierta necesidad no es un problema, de hecho existen varios modelos de bombas y más bien su selección se complica debido a que los fabricantes sacan al mercado una gran cantidad de modelos, cada una con diferentes características constructivas y con rangos de operación distintos. La figura 15 puede servir como guía para la elección del tipo de bomba según la carga dinámica total del sistema de bombeo y el volumen de agua que se requiere. Para la elección se recomienda tomar en cuenta las ventajas y desventajas de cada una de ellas y consultar las recomendaciones de los fabricantes.

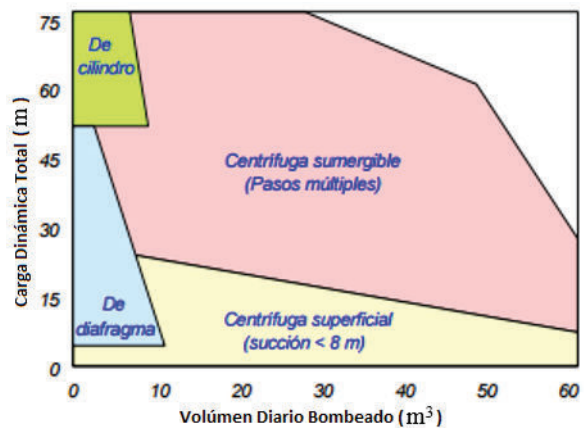


Figura 15. Guía para la selección del tipo de bomba
Fuente: (Rochín, Ortiz, & Ellis, 2000)

Para sistemas de bombeo no muy grandes se puede elegir una bomba comercial que cumpla con los requerimientos ya mencionados. Sin embargo para sistemas de mayor tamaño otra forma de seleccionar la bomba es mediante el uso de tablas que los fabricantes ponen a

disposición de los clientes, para que sean ellos mismos quienes seleccionen los parámetros mecánicos y eléctricos que conforman el cuerpo de la electrobomba que mejor se adapte a las necesidades de caudal y altura de agua a elevar.

2.10.2 Motor eléctrico

El motor eléctrico es el encargado de proporcionar la potencia absorbida por la bomba a través del acoplamiento de su eje.

De acuerdo al tipo de alimentación, existen Motores de Corriente Continua y Motores de Corriente Alterna, en sistemas de bombeo fotovoltaico cada uno de ellos es utilizado dependiendo de sus características y de las ventajas y desventajas que ofrecen ante una situación como se estudiará más adelante.

Motor de Corriente Continua

El motor de corriente continua es una máquina que convierte la energía eléctrica en energía mecánica, gracias al campo magnético generado por devanados conocidos como polos, los mismos que también pueden ser imanes permanentes. Un motor de corriente continua está compuesto básicamente de un rotor, un estator, un colector con delgas y escobillas. Un inconveniente que presenta este tipo de motor, es que las escobillas por estar hechas de grafito sufren desgaste, al estar en permanente rozamiento con las delgas por lo que requieren de un reemplazo y mantenimiento periódico.

También hay motores de corriente continua que en lugar de campos bobinados tienen imanes permanentes, resultan eficientes pero solo cuando se trata de cargas pequeñas, aun así requieren de un cambio periódico de sus escobillas, además de una limpieza del colector. Este problema no existe en los motores que poseen un control electrónico para la conmutación, los mismos que no emplean escobillas para realizar el cambio de polaridad necesario para que se produzca el giro del rotor, para esto utilizan controladores digitales y sensores de posición y aunque pueden ser utilizados en sistemas de alta capacidad y con poco mantenimiento, son muy costosos y con un riesgo de falla en el sistema electrónico, por esta razón son más utilizados en sistemas de bombeo fotovoltaico de muy baja potencia. (Cervantes J. , 2009)

Motor de Corriente Alterna

También conocidos como motores de inducción, estos motores no requieren de un campo magnético alimentado por corriente continua, una fuente de corriente alterna genera un

campo magnético giratorio en el estator, el mismo que induce una corriente en el circuito del rotor, haciéndolo girar. (Inacap, 2014)

Los motores de inducción son generalmente más baratos que los motores de corriente continua, su precio aumenta a medida que demanda de un control de velocidad, torque y corriente de arranque. Son también un poco menos eficientes, pero son los más adecuados para cargas grandes porque pueden funcionar por muchos años con poco mantenimiento. (Inacap, 2014)

En sistemas de bombeo fotovoltaico, el uso de motores de corriente alterna y de motores de corriente continua, depende generalmente del tamaño del sistema, de las condiciones físicas y ambientales a las que puede estar expuesto el motor y de la capacidad económica del usuario.

Las bombas accionadas por un motor de corriente continua, son de un costo más elevado que el de una bomba accionada por un motor de corriente alterna, sin embargo las bombas de corriente continua son más eficientes, ya que van conectadas al generador fotovoltaico únicamente a través de un convertidor DC/DC, por lo que la energía generada va casi de forma directa a la bomba para ser aprovechada casi en su totalidad, mientras que en las bombas de corriente alterna, la incorporación obligatoria de un inversor hace que disminuya la eficiencia, debido a las pérdidas por la conversión de corriente continua a corriente alterna. Por lo tanto los motores de corriente continua, son los que más se usan cuando se trata de sistemas de bombeo fotovoltaico cuyas potencias son consideradas pequeñas (hasta 400 vatios pico). En cambio los motores de corriente alterna, son más utilizados cuando se trata de sistemas de bombeo fotovoltaico cuyas potencias son consideradas intermedias a grandes (>400 vatios pico).

La principal ventaja de una bomba accionada por un motor de corriente alterna, además de su bajo costo, es que casi no requiere de mantenimiento gracias a la simplicidad de su construcción, a diferencia de una bomba de corriente continua, que requiere de cambio periódicos de sus escobillas o de mucho cuidado si el motor en lugar de tener escobillas, tiene un control de conmutación electrónico.

Una desventaja de utilizar una bomba de corriente alterna, es que mientras mayor sea su potencia, requerirá de un inversor de iguales características, lo que encarecería el sistema, pues un inversor trifásico puede sobrepasar los 5000 dólares.

Ahora que se ha mencionado las situaciones para las cuales se aconseja la utilización de cada tipo de motor, se tiene que para un sistema de bombeo fotovoltaico de pequeña potencia, se podría utilizar una bomba de corriente continua superficial, sin embargo ante algunas situaciones que se presentan en el campo, como por ejemplo exceso de polvo o la presencia de vapores corrosivos (por ejemplo debido al uso de pesticidas en cultivos), se podría obstaculizar el contacto de las escobillas con el colector, haciendo que el motor no funcione y que se requiera de un cambio de escobillas debido a un desgaste acelerado, a esto hay que añadir que el usuario deberá llevar la bomba desde un lugar muy alejado, hasta uno donde haya el personal capacitado para realizar el mantenimiento necesario. Estas condiciones incitarían entonces a seleccionar una bomba accionada por un motor de corriente alterna, sin que esto resulte demasiado costoso ya que en el mercado existen inversores monofásicos de 110-220 Voltios, de marcas reconocidas como Samlex America, cuyos precios no superan los 690 dólares para potencias de hasta 1500 vatios.

2.10.3 Infraestructura hidráulica

La infraestructura hidráulica consta de todos los elementos que conducen el líquido desde un punto a otro, es decir que aquí están incluidas válvulas, tuberías, accesorios y demás elementos que intervienen en el sistema de bombeo. Por lo tanto su dimensionamiento básicamente se concentrará en los diámetros de tubería y la determinación de las pérdidas de carga de cada uno de sus componentes, con el propósito de dimensionar una electrobomba adecuada.

En la figura 14 se indicó los elementos básicos que debe tener un sistema de bombeo de agua. A continuación se indica la función que cumple cada uno de ellos dentro del sistema de bombeo, utilizando como ejemplo el uso de una bomba centrífuga superficial.

Válvula de pie (Vp)

La válvula de pie (como la de la figura 16) es instalada al extremo de la tubería de aspiración, su trabajo es mantener cebada a la bomba gracias a una charnela que deja pasar el líquido de abajo hacia arriba cuando empieza a funcionar la bomba, pero que cae cuando la bomba se apaga. Dispone de un filtro para que ingrese el líquido pero no cuerpos extraños como piedras, palos, plásticos.



Figura 16. Válvula de pie
Fuente: (Cepex, s.f.)

Válvula de retención (Vr)

La válvula de retención (como la de la figura 17) o también conocida como válvula antiretorno, se coloca en el lado de impulsión y tiene como trabajo dejar pasar el líquido cuando la bomba está funcionando, pero no lo deja retroceder con el fin de proteger a la bomba del golpe de ariete cuando ésta se para bruscamente o cuando una válvula es abierta o cerrada.



Figura 17. Válvula de retención
Fuente: (Cepex, s.f.)

Válvula de compuerta (Vc)

Este tipo de válvula (como la de la figura 18) es la más utilizada en sistemas de riego, y su función es abrir y cerrar el paso del fluido en las tuberías.



Figura 18. Válvula de compuerta
Fuente: (Fundición Pacífico, s.f.)

Cono difusor

La función de los conos difusores, es adaptar la tubería de aspiración y la tubería de impulsión a la entrada y salida de la bomba respectivamente. Por lo que se necesitan dos conos llamados, Cono Difusor Excéntrico (Ce) (en el lado de aspiración) y Cono Difusor Concéntrico (Cc) (en el lado de impulsión).

La longitud recomendada de los dos conos difusores es entre 5 y 7 veces el diámetro interno de la tubería del lado al que pertenezca cada cono. (De Máquinas y Herramientas, 2016)

Aspersor

Un aspersor es un mecanismo que transforma un fluido presurizado en rocío, esparciéndolo uniformemente en un radio de acción de manera circular o semicircular.

Tuberías y codos

La tubería transporta el fluido de un punto a otro, la fricción interna que se produce con el líquido depende del material con el que está construido, de la velocidad y naturaleza propia del líquido. Los codos son accesorios que se instalan entre dos tuberías para realizar un cambio de dirección de flujo. Los codos pueden ser de 45, 60, 90 y 180°.

Todos los elementos mencionados y otros tipos de válvulas y accesorios que se instalan en los sistemas de bombeo complejos, ocasionan pérdidas de carga o pérdidas de presión dependiendo de material de fabricación, acabados, longitud y velocidad con que circule el caudal a través de ellos. Por lo que es muy importante conocer las pérdidas de carga equivalente en metros de columna de agua (mca) de cada uno de los elementos que conforman el sistema de bombeo. Este dato es proporcionado por los fabricantes a través de tablas, nos servirá para realizar el cálculo de la altura manométrica total y su elección dependerá de la calidad y de la cantidad equivalente en mca que estos presenten.

2.11. Formas de determinar las pérdidas de carga

La determinación de las pérdidas de carga que se producen cuando un fluido pasa por tuberías y accesorios como codos o válvulas, pueden ser algo complejas, y dependen principalmente de la resistencia al paso del fluido, que presentan los diferentes materiales con que son construidas las tuberías y los diferentes accesorios.

El propósito de determinar las pérdidas de carga, es para calcular la altura manométrica total, para de esa manera seleccionar una bomba con una potencia tal, que sea capaz de

vencer las fuerzas de fricción interna de las tuberías a las que se enfrenta el fluido a su paso, y de esa manera llegar a la salida de la línea de servicio con la velocidad y presión establecidas.

Existen varias ecuaciones para calcular las pérdidas de carga, entre las más conocidas están la fórmula general de Darcy-Weisbach, Blasius, Cruciani-Margaritora, Hazen Williams entre otras.

Otra forma de determinar las pérdidas de carga en tuberías y accesorios es mediante el uso de tablas que son proporcionadas por los fabricantes, las mismas que indican aproximadamente los metros de tubería equivalentes a las pérdidas para diferentes diámetros y tipos de tubería y accesorios.

Con el propósito de utilizar valores de pérdidas de carga de acuerdo al tipo y marca de tubería que se haya seleccionado, en el presente trabajo se determinará la altura manométrica total, mediante el uso de tablas de pérdidas de carga para tuberías y accesorios proporcionadas por la empresa PLASTIGAMA.

CAPÍTULO 3

FORMULACIÓN METODOLÓGICA

Los sistemas de riego en la región amazónica no son comúnmente implementados en comparación con las regiones Costa y Sierra, esto es debido a que en la región Amazónica llueve durante gran parte del año. Sin embargo con el propósito que este trabajo sirva como guía a cualquier comunidad de zonas rurales del Ecuador, se ha escogido como caso de estudio a la provincia de Pastaza debido a que fusiona aspectos geográficos y climatológicos de la Costa y de la Sierra.

La zona rural está ubicada al oeste de la ciudad de Puyo en la cordillera oriental de los Andes, a una altura de 1700msnm (metros sobre el nivel del mar), presenta pendientes de terreno (características que son propias de la Sierra) y el clima es soleado y con mucha humedad (características que son propias de la Costa).

Para formular la metodología para el dimensionamiento del sistema de bombeo solar fotovoltaico, para el caso de estudio, se indicará el orden en que se deben dimensionar los equipos, mencionando los aspectos más importantes que deben ser considerados para el dimensionamiento y elección de cada uno de ellos. De manera general los aspectos iniciales más importantes a tomar en consideración son los datos propios de la zona como, la presión atmosférica, la temperatura ambiental, la radiación solar que incide sobre el lugar de montaje del equipo generador, la necesidad de riego dependiendo del tipo de cultivo y el uso de la tecnología adecuada para el lugar y para la gente que se dedica a la actividad agropecuaria, de esa manera se podrá garantizar que el sistema será confiable y duradero en el tiempo, para que el costo inicial no sea un gasto sino una inversión.

En la figura 19 se presenta un diagrama de la metodología que se utilizará para el dimensionamiento del sistema de bombeo solar fotovoltaico, mediante el cual se presenta de manera resumida los principales cálculos y sus requerimientos. Se sugiere seguir la secuencia ordenada con el propósito de alcanzar mejores resultados.


Se utiliza estas expresiones	FORMULACIÓN METODOLÓGICA	Lo que necesitas saber
	1 Establecer Condiciones Previas Ubicación del sector y determinación de los parámetros físicos y requerimientos del servicio de bombeo	La ubicación geográfica de la zona. La temperatura de bombeo. Velocidad del agua en el lado de aspiración e impulsión. La presión de salida (aspersor). El periodo de riego.
	2 Ubicar la Fuente de Agua Pozo, canal de riego, reservorio, río etc.	La disponibilidad del agua para cubrir la demanda. La altura de impulsión. La altura de aspiración. La longitud de aspiración. La longitud de la tubería.
	3 Determinar el Caudal Necesario Volúmen de agua que requiere el cultivo	El tipo de terreno. El balance hídrico. Las características del cultivo.
	4 Evaluación del Recurso Solar Disponibilidad del recurso para la generación de electricidad	Las HSP para el mes crítico del sector.
$d = \sqrt{\frac{354 * Q}{v}}$ $Re = (V * d) / \mu$ $H_{mt} = H_{ma} + H_{mi} + (10(P1 - P2)) / \gamma$ $NPSH_{disponible} = 10Pa / \gamma - H_a - P_c - 10Tv / \gamma$	5 Dimensionado el Sistema Hidráulico Se define los diámetros y tipo de tubería, se selecciona el aspersor	El caudal. La velocidad en el lado de aspiración e impulsión. La viscosidad cinemática del agua. La tensión de vapor del agua. La presión de salida (aspersor). Las pérdidas de carga. Los tipos de tubería para riego. La presión en el lado de aspiración (fuente). El peso específico del agua.
$P_{ab} = \frac{Q * H_{m * \gamma}}{367 * \eta}$	6 Selección de la Bomba Se define la potencia nominal de la electrobomba	El caudal. La altura manométrica total. El rendimiento de la bomba. El peso específico del agua.
$E_{ac} = F_s * P_n * h$ $ET = (E_{dc} + E_{ac} / \eta_{inv}) / (\eta_{Bat} * \eta_{Cond})$	7 Calcular la Demanda de Energía Se establece la energía necesaria para el tiempo de funcionamiento de la electrobomba	La potencia nominal de la electrobomba. El tiempo de funcionamiento. El rendimiento del inversor. El rendimiento de las baterías. El rendimiento de los conductores.
$NT = \frac{ET}{P_p * HSP * PG}$	8 Dimensionado de los Módulos Fotovoltaicos Se calcula el número de paneles solares	El tipo de panel solar a utilizar. Las HSP para el mes crítico. La demanda de energía. El factor de pérdidas. La tensión nominal del sistema
$C_n = (ET * N) / P_d$ $C = (C_n [Wh]) / V_n$	9 Dimensionado del Sistema de Acumulación Se define el número de baterías	El número de días de autonomía. La tensión nominal de las baterías. La capacidad nominal de las baterías. La demanda de energía. La máxima profundidad de descarga de las baterías.
$I_e = 1,2 * I_{sc} * N_p$	10 Dimensionado del Regulador de Carga Se calcula la capacidad del regulador	La corriente de corto circuito de los módulos. El número de paneles solares por cada rama. Un factor de seguridad.
$P_{inv} = 1,2 * P_{ab} * I_a$	11 Dimensionado del inversor Se calcula la potencia del inversor monofásico o trifásico	La potencia nominal de la electrobomba. Un factor de seguridad.
$S = \frac{2 * \rho * L * I}{\Delta V}$ $S = (2 * \rho * L * I * \cos \theta) / \Delta V$ $S = (\sqrt{3} * \rho * L * I * \cos \theta) / \Delta V$ $d = \sqrt{(4 * S) / \pi}$ $d = 0,325 / 1,123n$ $V_{dc} = 1,2 * V_{oc} * N_s$ $I_n = (I_{sc} * N_p) / (K1 * K2)$	12 Dimensionado del Cableado, Protecciones y Puesta a Tierra Se define el tipo de aislamiento y sección o Número de cable AWG de los conductores y se calcula la corriente y voltaje nominal de los fusibles	Los tipos de aislamiento. La temperatura de los conductores. La resistividad del conductor a cierta temperatura. La caída de tensión. La máxima corriente del sistema. La longitud de los conductores. El factor de potencia del motor de corriente alterna. Los coeficientes de los fusibles (proporcionados por los fabricantes). El voltaje de circuito abierto de los paneles solares. La corriente de corto circuito de los paneles solares. El número de módulos por rama. El número de ramas. Normas del Código Eléctrico Nacional

Figura 19. Diagrama de la metodología para el dimensionamiento de un sistema de bombeo fotovoltaico
Fuente: El autor

3.1. Establecimiento de las condiciones previas

En este primer paso se debe hacer una lista de los accesorios que se utilizarán para la aspiración e impulsión del agua.

Los principales parámetros físicos son la presión y la velocidad del agua. Se debe seleccionar entonces la presión de salida del agua por el aspersor, la presión en el lado de aspiración y se debe elegir la velocidad del agua, sin salirse de las velocidades recomendadas tanto para el lado de aspiración como para el lado de impulsión.

Para este caso se ha establecido que el área del terreno donde se instalará el sistema de riego es de aproximadamente 4000m^2 , se encuentra a una altitud de 1700msnm con una temperatura media de 20°C y una presión atmosférica igual a $0,83\text{kgf/cm}^2$. La presión del aspersor es de $2,2\text{kgf/cm}^2$, la velocidad del agua en el lado de aspiración es de $1,5\text{m/s}$ y en el lado de impulsión es de $2,5\text{m/s}$,

La infraestructura hidráulica cuenta con 2 conos difusores (uno excéntrico y otro concéntrico), 4 codos de 90° y 3 válvulas (válvula de pie, válvula de retención y una válvula de compuerta). Su ubicación dentro del sistema se puede ver en la figura 20.

Se debe determinar en qué periodo de tiempo se realizará el riego, para lo cual se asume que el riego se realizará durante tres horas diarias.

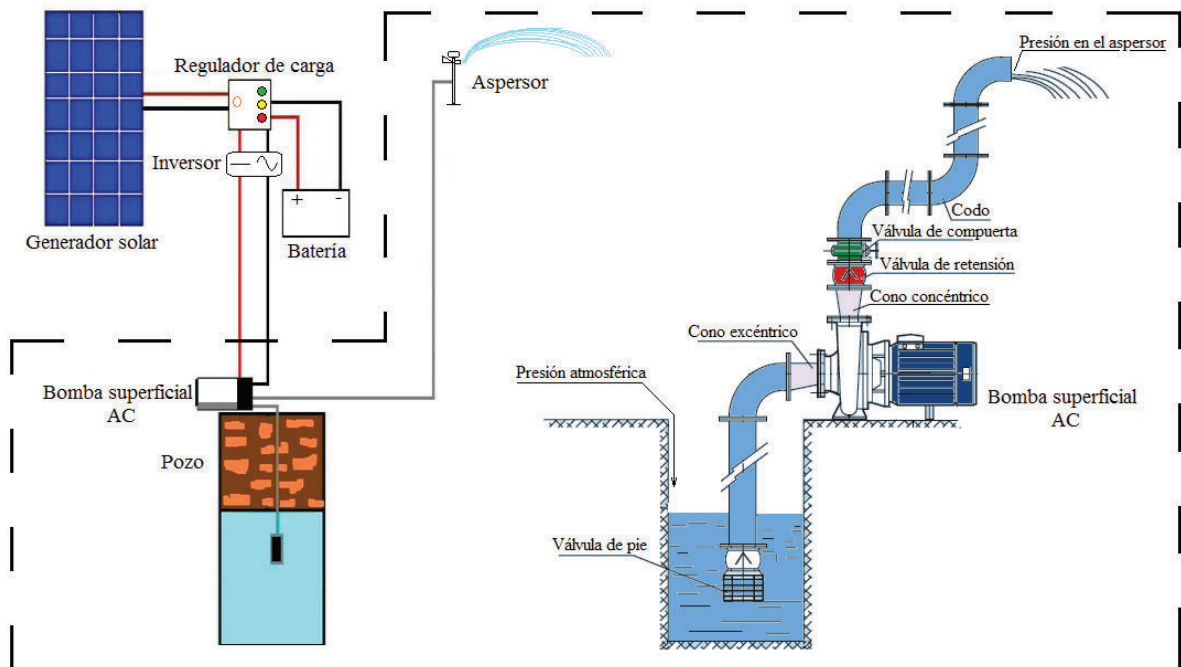


Figura 20. Esquema de la instalación del sistema de bombeo solar fotovoltaico para riego por aspersión

3.2. Ubicación de la fuente de agua

Se debe conocer la ubicación de la fuente de agua, la distancia y los accidentes geográficos existentes hasta el lugar donde se cumplirá la labor de riego, ya que de esto depende el cálculo de las pérdidas de carga, el tipo de tubería y en consecuencia la potencia de la bomba. Además se debe comprobar que la fuente tenga el suficiente volumen de agua para cubrir la demanda diaria y que no tenga demasiada arena o sedimentos.

Este segundo paso implica entonces asegurar la disponibilidad del agua y medir la longitud que tendrá la tubería desde el pozo, canal de riego, reservorio o desde donde se vaya a bombear el agua hasta el punto máximo donde se quiera colocar la boquilla para riego por aspersión.

Se puede consultar con los distribuidores de aspersores el alcance de los mismos, y de esa manera prever una reducción de la longitud de la tubería, con el propósito de reducir las pérdidas de carga.

Para este caso se tiene que el terreno se encuentra ubicado a una altura de 6 metros sobre el reservorio de agua, se ha determinado que se necesita aproximadamente 70 metros de tubería para poder tener acceso a toda la superficie del terreno. La altura geométrica de aspiración es de 1 metro y la longitud de aspiración es de 3,5 metros tal como se muestra en la figura 21.

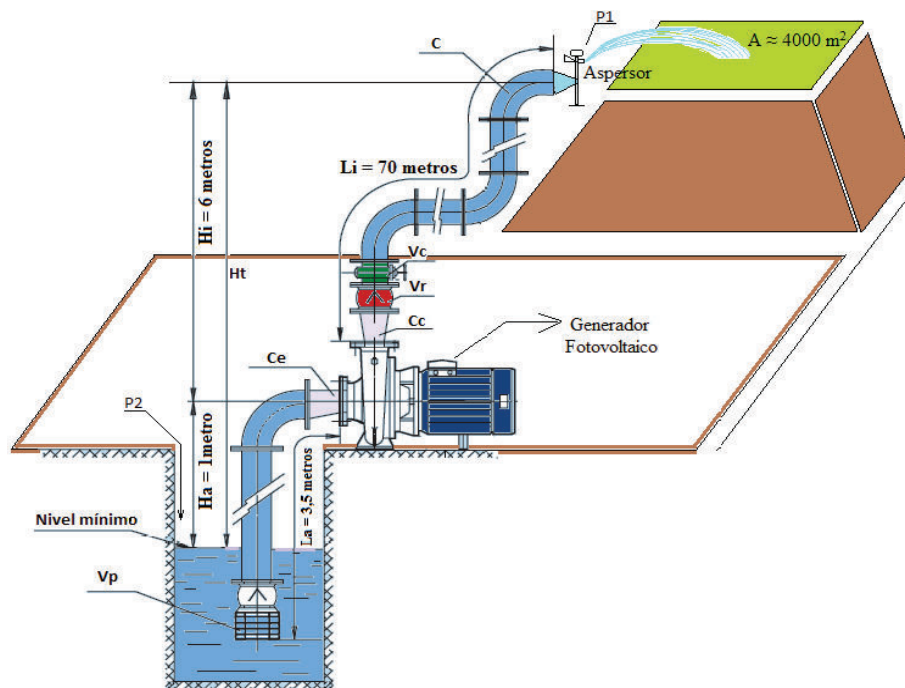


Figura 21. Esquema hidráulico del sistema de riego por aspersión

3.3. Determinación del caudal

Este tercer paso implica un estudio de las características climatológicas del lugar para conocer los promedios de lluvia de la zona y determinar la necesidad de agua, tomando en cuenta el tipo de cultivo y el balance hídrico.

Dependiendo de la textura y el contenido de materia orgánica, los suelos tendrán mayor o menor capacidad de retener la humedad después de una precipitación o un riego (conocido como Balance Hídrico).

Conociendo el balance hídrico, se puede tener una idea de la frecuencia con que se debe regar un cultivo. Por ejemplo un suelo arenoso o limo-arenoso tiene un balance hídrico de aproximadamente 25mm, el mismo que dependiendo de la temperatura podría agotarse hasta dentro de 7 días. (Universidad Autónoma de Nuevo León, s.f.). La evotranspiración (pérdida de humedad de una superficie) es una consecuencia directa de las condiciones climáticas de cada región.

En la figura 22 se muestra el balance hídrico del Ecuador, obtenido del boletín agroclimatológico del mes de diciembre del año 2008, elaborado por el Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología.

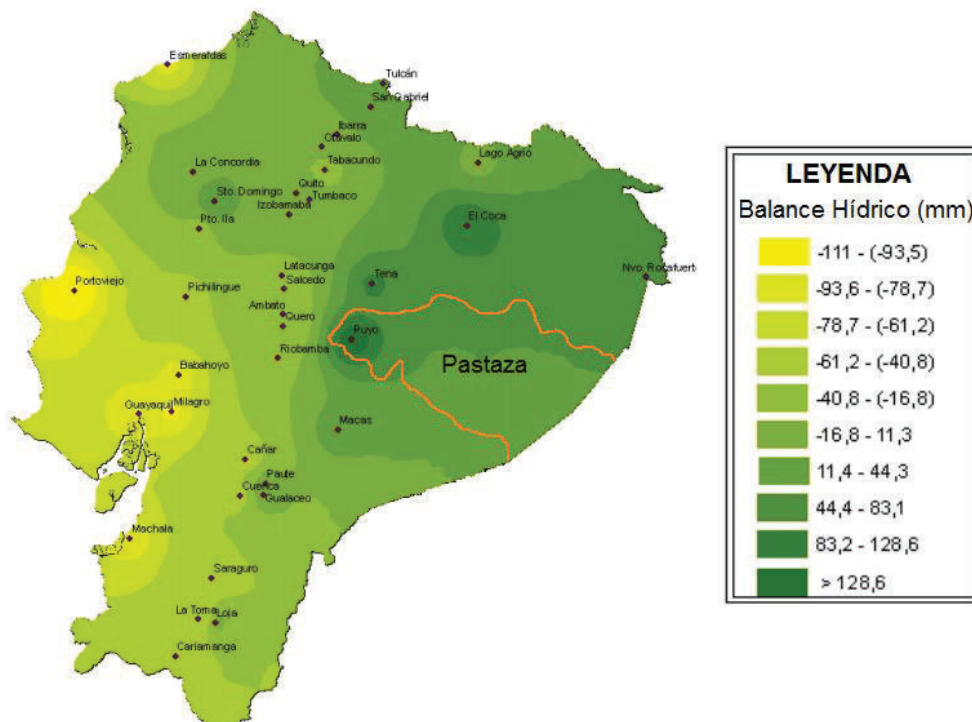


Figura 22. Distribución de la humedad del suelo en el mes de diciembre
Fuente: (Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología, 2008)

La figura indica que a pesar de que se presentó una escasa precipitación, el balance hídrico de Pastaza no presenta déficit, por lo que el riego en este momento del año no sería necesario, a diferencia de la Costa donde ciudades como Guayaquil y Babahoyo (-100 y -80mm respectivamente) presentan un déficit y la Sierra donde el 53% de localidades presentan déficits hídricos. Estas condiciones deficitarias resultan un problema para la agricultura por lo que la necesidad de riego es evidente.

Dependiendo del tipo de cultivo, el riego puede ser frecuente y ligero o profundo pero con menos frecuencia. Por ejemplo cultivos con raíces poco profundas, requieren un riego frecuente pero ligero de caudal, mientras que cultivos con raíces profundas, requieren un riego profundo pero con menos frecuencia. (Universidad Autónoma de Nuevo León, s.f.)

En la tabla 12 se muestra una clasificación de algunos cultivos respecto a la profundidad de su raíz, la misma que puede servir como referencia para establecer un programa de riego.

Tabla 12. Clasificación de hortalizas en base a la profundidad de su raíz

Clasificación de hortalizas en base a la profundidad de su raíz		
Raíz poco profunda (hasta 30cm)	Raíz intermedia (30-60 cm)	Raíz profunda
Papa	Pepino	Sandía
Cebolla	Col	Calabaza
Lechuga	Tomate	
Rábano	Melón	
Apio		

Fuente: (Universidad Autónoma de Nuevo León, s.f.)

De acuerdo a una publicación de la Facultad de Agronomía de la Universidad Autónoma de Nuevo León, para el cultivo de hortalizas se requiere un caudal de 0,8 a 1,2 L/s, por hectárea dependiendo de los factores antes mencionados.

En una zona rural de Pastaza, que como se indicó en el subcapítulo 2.4, llueve durante gran parte del año y tomando como ejemplo una superficie de terreno no mayor a 5000m², con pendientes moderadas y precipitaciones excesivas, no requieren de un riego urgente sino de un riego complementario (cada 10 a 14 días), por lo que un caudal adecuado en esas condiciones para un cultivo de hortalizas puede estar dentro de los 0,4 L/s.

Si se desea conocer el nivel de precipitaciones para una zona específica del Ecuador, se lo puede hacer consultando el Anuario Meteorológico del Ecuador en la página www.serviciometeorológico.gob.ec.

Para este caso de estudio, se ha determinado que el caudal requerido por el cultivo es de $0,34\text{L/s}=1,25\text{m}^3/\text{h}$ y como se mencionó anteriormente que el riego se realizará durante 3 horas diarias, la bomba deberá suministrar un caudal igual o mayor a $3,75\text{m}^3/\text{hora}$.

3.4. Evaluación del recurso solar

En cuanto al recurso solar, se debe conocer los datos mensuales de insolación con el propósito de establecer cuál es el mes crítico, y de esa manera utilizar su valor de HSP para el cálculo del número de módulos o paneles solares, con el propósito de asegurar que el sistema cubra la demanda de energía aún en condiciones de baja insolación.

En la tabla 13 se indica los valores mensuales de insolación difusa para la provincia de Pastaza.

Tabla 13. Niveles de insolación difusa para la provincia de Pastaza

Niveles de radiación en la provincia de Pastaza		
Mes	Radiación solar mínima Wh/m ² /día	Radiación solar máxima Wh/m ² /día
Enero	2900	3000
Febrero	3260	3380
Marzo	3200	3314
Abril	2600	2700
Mayo	2770	2907
Junio	1900	2050
Julio	2730	2900
Agosto	2050	2200
Septiembre	2640	2780
Octubre	2600	2720
Noviembre	2810	2940
Diciembre	2000	2110

Fuente: (Consejo Nacional de Electricidad, 2008)

Se puede ver entonces que el mes de junio con $1900\text{Wh/m}^2=1,9\text{HSP}$ es el mes crítico, por lo que este valor será el que se considere para el dimensionamiento de los módulos solares, y como se dijo anteriormente asegurar el cubrimiento de la demanda de energía por parte de la electrobomba.

En el anexo I y II, se presentan los niveles de insolación para la provincia de Manabí y Tungurahua, pero si se desea conocer los valores de insolación para otra provincia lo puede

hacer consultando el Atlas Solar del Ecuador con Fines de Generación Eléctrica en la dirección www.biblioteca.olade.org.

3.5. Dimensionado del sistema hidráulico

Para este quinto paso, se deben tener ya definidos todos los accesorios que se utilizarán para la aspiración e impulsión del agua. Los principales elementos que se tienen en cuenta para el dimensionamiento hidráulico son la presión, las pérdidas de carga, el caudal y la velocidad del agua. Ya definida la presión de salida del agua por el aspersor, la velocidad y el caudal, se calcula los diámetros nominales de las tuberías y se establece las pérdidas de carga, incluyendo las pérdidas en los accesorios por medio de los ábacos como la de la tabla 14, proporcionados por los fabricantes.

Tabla 14. Pérdidas de carga en accesorios de diferentes diámetros.

		Pérdidas de carga en accesorios			
		20	25	32	40
	Pérdidas de Carga	(m)			
A	Tee	0,7	0,8	0,9	1,5
C	Codo 90°	1,1	1,2	1,5	2
C	Codo 45°	0,4	0,5	0,7	1
E	Codo 90° L/R	0,4	0,5	0,6	0,7
S	Codo 45° L/R	0,2	0,3	0,4	0,5
O	Válvula de retención	2,5	2,7	3,8	4,9
R	Válvula de bola	11,1	11,4	15	22
I	Válvula de compuerta	0,1	0,2	0,3	0,4
O	Válvula de pie	6	7	8	9
	Cono difusor	5	5	5	5

Fuente: (Plastigama, 2015)

Se empieza entonces calculando el diámetro nominal de la tubería tanto en el lado de aspiración como en el lado de impulsión, se calculará tomando en cuenta el caudal que haya sido establecido previamente a una determinada velocidad. Estas velocidades de desplazamiento se recomienda que en el lado de succión, la velocidad del líquido sea menor a 1,5m/s sin que se exceda de 2m/s y para el lado de impulsión, la velocidad sea menor a 2,5m/s sin que se exceda los 3m/s (ESPA, 2000), para lo cual se hará uso de la ecuación 5.

$$d = \sqrt{\frac{354 * Q}{V}} \quad [5]$$

Dónde:

d= es el diámetro nominal de la tubería [mm]

Q= es el caudal [m³/h]

V: es la velocidad del líquido [m/s]

Una vez calculados los diámetros nominales, se puede escoger un diámetro comercial que sea igual o algo superior al calculado y comparar (con la tabla proporcionada por el fabricante) que la presión máxima de trabajo de la tubería seleccionada así como también su velocidad no sobrepase a la presión y velocidad elegida previamente de acuerdo a la necesidad en el lado de servicio.

Con el diámetro definido y la velocidad a la que se desplaza el líquido para esa tubería, mediante la ecuación 6 se calcula el régimen de desplazamiento al que estará expuesto el líquido, con el fin de determinar de qué dependen las pérdidas de carga, características del régimen laminar y el régimen turbulento.

El número de Reynolds es expresado por:

$$Re = \frac{V \cdot d}{\mu} \quad [6]$$

Dónde:

Re: es el número de Reynolds

V: es la velocidad media de desplazamiento [m/s]

d: es el diámetro de la tubería [m]

μ : es la viscosidad cinemática del líquido [m²/s]

La gran mayoría se encuentran dentro del régimen turbulento, de cuyas pérdidas de carga se puede decir que:

- * Son mayores en longitudes de tubería grandes
- * Dependen del tipo de material de la tubería
- * Dependen de la viscosidad y densidad del líquido
- * Se incrementan para grandes velocidades de líquido
- * Aumentan con el mal estado y falta de mantenimiento de la tubería (Slideshare, 2010)

En la tabla 15 se muestra la rugosidad de algunos materiales, para que sirva de guía y conjuntamente con lo indicado poder elegir el material de la tubería.

Tabla 15. Rugosidad absoluta de algunos materiales

Rugosidad absoluta de materiales	
Material	ϵ (mm)
Plástico (PE,PVC)	0,0015
Poliéster reforzado con fibra de vidrio	0,01
Hierro forjado	0,03-0,09
Hierro galvanizado	0,06-0,24
Hormigón	0,3-3,0
Tubos de latón o cobre	0,0015
Tubos estirados de acero	0,0024

Fuente: (SIAFA, 2013)

Los materiales más utilizados en sistemas de riego son tubería de PVC y tuberías de Polietileno (PE). A continuación se mencionan las ventajas que ofrecen cada una de ellas.

Tubería de PVC

- * Ideal para riego presurizado y por gravedad
- * No se produce corrosión, ni la formación de incrustaciones en las paredes internas
- * Resistentes al ataque de agua y suelos agresivos
- * Resistentes a fertilizantes
- * Trabajan a grandes presiones y con largos periodos de vida útil
- * Tienen bajo coeficiente de fricción comparado con otros materiales, por lo que asegura una mayor capacidad de conducción
- * Es liviano y facilita su transporte
- * Permite deflexiones

Tubería de Polietileno (PE)

- * Ideal para riego por goteo
- * Protección UV que la protege de los rayos solares
- * No se cuartea ni resquebraja con el tiempo
- * No se produce corrosión, ni la formación de incrustaciones en las paredes internas
- * Resistente y durable contra las inclemencias del tiempo
- * Es flexible

Una vez que se haya seleccionado un diámetro comercial, se puede verificar que el caudal requerido no se haya visto afectado, volviéndolo a calcular con la ecuación 7.

$$Q=d^2*V/354$$

[7]

Una vez que se conocen los diámetros y el tipo de las tuberías, se determinan las pérdidas de carga tanto en el lado de aspiración como en el lado de impulsión. Estas pérdidas vienen expresadas en metros de columna de agua (mca) por cada 100 metros de tubería (ver tabla 16) y son proporcionadas por los fabricantes.

Luego se procede al cálculo de la altura manométrica total (Hmt), para lo cual se debe hacer una lista por separado de cada uno de los accesorios y válvulas que componen el lado de aspiración y el lado de impulsión con el fin de obtener un valor de pérdidas equivalente por cada uno (en metros) y multiplicar la suma de todos por el valor de pérdidas obtenido de las tablas de los fabricantes por cada 100 metros de tubería.

Se lo debe hacer por separado para el lado de aspiración y para el lado de impulsión, porque las pérdidas de carga obtenidas de las tablas dependen del caudal y del diámetro, el diámetro de aspiración y el diámetro de impulsión pueden no ser los mismos, y por lo tanto las pérdidas de carga por cada 100 metros de tubería serán diferentes.

En la tabla 16 se muestra las pérdidas de carga para algunos diámetros comerciales de tubería PVC en función del caudal.

Tabla 16. Pérdidas de carga en metros de columna de agua por cada 100 metros de tubería

Pérdida de carga en metros de columna de agua por cada 100 metros de tubería									
D. Nominal (mm)		20		25		32		40	
Caudal		Pc	V	Pc	V	Pc	V	Pc	V
lps	gpm								
0,01	0,2	0,02	0,04						
0,02	0,3	0,07	0,08	0,02	0,05				
0,04	0,6	0,25	0,16	0,07	0,1				
0,06	1	0,53	0,25	0,16	0,15				
0,08	1,3	0,9	0,33	0,27	0,2				
0,10	1,6	1,36	0,41	0,4	0,25				
0,20	3,2	4,9	0,82	1,45	0,5	0,39	0,29		
0,30	4,8	10,39	1,23	3,07	0,75	0,83	0,58		
0,40	6,3	17,7	1,64	5,24	1	1,41	0,73		
0,50	7,9	26,75	2,06	7,92	1,25	2,13	0,87	0,66	0,45
0,60	9,5	37,5	2,47	11,1	1,5	2,98	0,87	0,93	0,54

Fuente: (Plastigama, 2015)

La altura manométrica total es igual a:

$$Hmt=Hma+Hmi+\frac{10(P1-P2)}{\gamma} \quad [8]$$

Dónde:

Hmt: es la altura manométrica total [m]

Hma: es la altura manométrica total de aspiración [m]

Hmi: es la altura manométrica total de impulsión [m]

P1: es la presión en el depósito de impulsión [Kgf/cm²]

P2: es la presión en el depósito de aspiración [Kgf/cm²]

γ : es el peso específico del líquido a la temperatura de bombeo [Kgf/dcm³]

En el Ecuador, el sistema de riego por gravedad es el más utilizado, independientemente de la fuente primaria de energía que se utilice (revisar sección 2.5.1), para el caso de un sistema de bombeo solar fotovoltaico, lo más común es adoptar la configuración de un sistema de bombeo directo (sin baterías,) con la característica principal de que los depósitos de aspiración e impulsión se encuentran en lugares abiertos (a una misma presión atmosférica), por lo tanto la presión 1 es igual a la presión 2 e igual a cero, por lo que el parámetro $\frac{10(P1-P2)}{\gamma}$ no se tomaría en cuenta dentro del cálculo de la Hmt, pero como en el lado de impulsión se encuentra un aspersor para riego, el valor de P1 es diferente de cero, por lo tanto debe ser calculado y sumado a la altura manométrica total del sistema.

Finalmente se debe calcular el NPSH_{disponible}, entonces se busca una bomba que eleve el caudal requerido a la altura calculada, con el rendimiento esperado y se comparara que su NPSH_{requerido} sea menor que el NPSH_{disponible} calculado, para que no se produzca el fenómeno de cavitación, para lo cual se utilizará las ecuaciones 9 y 10.

$$\text{NPSH}_{\text{disponible}} > \text{NPSH}_{\text{requerido}} \quad [9]$$

$$\text{NPSH}_{\text{disponible}} = \frac{10P_a}{\gamma} - H_a - P_c - \frac{10T_v}{\gamma} \quad [10]$$

Dónde:

P_a: es la presión atmosférica en el depósito de aspiración [kgf/cm²]

γ : es el peso específico del líquido [kgf/dcm³]

H_a: es la altura geométrica de aspiración [m]

P_c: son las pérdidas de carga en la aspiración [m]

T_v: es la presión de vapor del líquido a la temperatura de bombeo [kgf/cm²]

En la figura 23 se indican los elementos que conforman el sistema de bombeo de agua y cuyos datos necesarios para el dimensionamiento del sistema hidráulico en el caso de estudio, se presentan en el siguiente resumen.

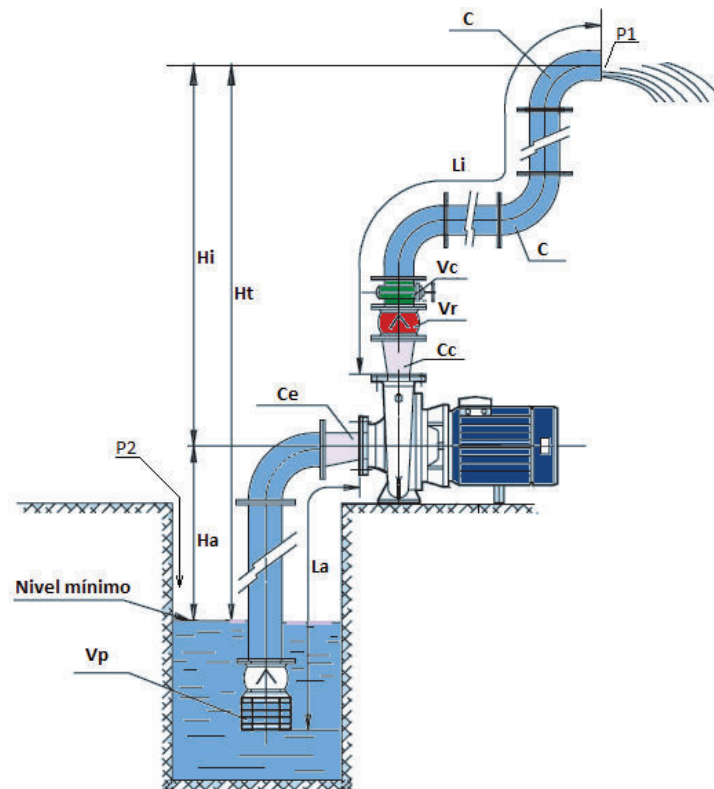


Figura 23. Elementos básicos que conforman un sistema de bombeo de agua
Fuente: (ESPA, 2000)

$$Q=1,25\text{m}^3/\text{h}=5,51\text{gpm (gal/min)}=0,34\text{L/s}$$

$$P_1=2,2\text{kgf/cm}^2=31,3\text{PSI (14,22 PSI=1kgf/cm}^2)$$

$$P_2= \text{Presión atmosférica}=\text{Presión de la zona (1700msnm)}=0,83\text{kgf/cm}^2$$

$$H_a=1\text{m}$$

$$H_i=6\text{m}$$

$$L_i=70\text{m}$$

$$L_a=3,5\text{m}$$

$$V_p=1 \text{ unidad; } V_r=1 \text{ unidad; } V_c=1 \text{ unidad}$$

$$C_e=1 \text{ unidad; } C_c=1 \text{ unidad}$$

$$\text{Codo}=1 \text{ unidad (lado de aspiración); } \text{Codo}=3 \text{ unidades (lado de impulsión)}$$

$$\text{Velocidad de aspiración}=1,5\text{m/s}$$

Velocidad de impulsión=2,5m/s

$\gamma=0,9982 \text{ kgf/dcm}^3$ (a 20°C)

$\mu=1,02 \cdot 10^{-7} \text{ m}^2/\text{s}$ (a 20°C)

$T_v=0,0238 \text{ kgf/cm}^2$ (a 20°C)

3.5.1 Cálculo del diámetro nominal de la tubería

- Diámetro de aspiración

$$d = \sqrt{\frac{354 \cdot 1,25}{1,5}}$$

$$d = 17,17 \text{ mm}$$

- Diámetro de impulsión

$$d = \sqrt{\frac{354 \cdot 1,25}{2,5}}$$

$$d = 13,30 \text{ mm} = 0,0133 \text{ m}$$

- Régimen de desplazamiento en el lado de impulsión

$$Re = \frac{2,5 \cdot 0,0133}{1,02 \cdot 10^{-7}}$$

$$Re = 325980$$

325980 > 4000 (por lo tanto régimen turbulento)

Como se indicó, de las características de las pérdidas de carga cuando se tiene un régimen turbulento, dependerá mucho la selección del tipo de tubería, así como de la longitud y velocidad del líquido.

De los diámetros para tuberías de PVC de la empresa Plastigama, se tiene diámetros comerciales desde 20mm en adelante (ver tabla 16), y diámetro de ½ pulgada en adelante para tubería de Polietileno. El acceso al terreno es irregular y la tubería que se seleccione deberá soportar mucha humedad, por lo tanto tomando en cuenta que estos dos tipos de tuberías son las más utilizadas para riego y en especial la tubería de PVC es la más utilizada en riegos presurizados, que además se adapta a las condiciones del lugar, se optará por seleccionar la tubería de PVC de 20 mm de diámetro (tanto para el lado de aspiración como para el lado de

impulsión), que de acuerdo al catálogo del fabricante esta tubería con este diámetro soporta una presión de trabajo desde 181 PSI hasta 290 PSI dependiendo de su espesor.

3.5.2 Determinación de las pérdidas de carga

Ahora con el dato del caudal y el diámetro de las tuberías, se debe obtener el valor de las pérdidas de carga mediante la tabla 17 proporcionada por el fabricante.

Tabla 17. Pérdidas de carga en tuberías de PVC

Pérdida de carga en metros de columna de agua por cada 100 metros de tubería									
D. Nominal (mm)		20		25		32		40	
Caudal		Pc	V	Pc	V	Pc	V	Pc	V
lps	gpm								
0,01	0,2	0,02	0,04						
0,02	0,3	0,07	0,08	0,02	0,05				
0,04	0,6	0,25	0,16	0,07	0,1				
0,06	1	0,53	0,25	0,16	0,15				
0,08	1,3	0,9	0,33	0,27	0,2				
0,10	1,6	1,36	0,41	0,4	0,25				
0,20	3,2	4,9	0,82	1,45	0,5	0,39	0,29		
0,30	4,8	10,39	1,23	3,07	0,75	0,83	0,58		
0,40	6,3	17,7	1,64	5,24	1	1,41	0,73		
0,50	7,9	26,75	2,06	7,92	1,25	2,13	0,87	0,66	0,45
0,60	9,5	37,5	2,47	11,1	1,5	2,98	0,87	0,93	0,54

Fuente: (Plastigama, 2015)

Se puede ver entonces que se ha seleccionado un caudal de 6,3 gpm que es el valor inmediatamente superior a elegir en caso que el caudal requerido por el sistema no se ajuste a la tabla.

Pc son las pérdidas de carga por cada 100 metros de tubería y V es la velocidad del líquido a la que se obtiene dicho valor de pérdidas. El valor de la pérdida de carga para el diámetro de 20mm de tubería, a una velocidad del agua de 1,64 m/s, es igual a 17,7 mca tal como se señaló en la tabla 17.

Con la ecuación 7 se puede verificar entonces que el caudal requerido con esa velocidad no se haya visto afectado.

$$Q=20^2*1,64/354$$

$$Q=1,85\text{m}^3/\text{h} \text{ (no hay problema)}$$

Los valores de pérdidas de carga para diferentes diámetros de los accesorios, se los puede obtener mediante la tabla 18.

Tabla 18. Pérdidas de carga en accesorios

Pérdidas de carga en accesorios				
Diámetro nominal	20	25	32	40
Pérdidas de Carga	(m)			
Tee	0,7	0,8	0,9	1,5
Codo 90°	1,1	1,2	1,5	2
Codo 45°	0,4	0,5	0,7	1
Codo 90° L/R	0,4	0,5	0,6	0,7
Codo 45° L/R	0,2	0,3	0,4	0,5
Válvula de retención	2,5	2,7	3,8	4,9
Válvula de bola	11,1	11,4	15	22
Válvula de compuerta	0,1	0,2	0,3	0,4
Válvula de pie	6	7	8	9
Cono difusor	5	5	5	5

Fuente: (Plastigama, 2015)

- Altura manométrica de aspiración

Longitud de la tubería	=3,5m
Válvula de pie (equivalente)	= 6m
Codo de 90°X1 (equivalente)	=1,1m
Cono difusor excéntrico (equivalente)	<u>= 5m</u>
Longitud equivalente total	15,6m

$$P_c = 15,6 * \frac{17,7}{100}$$

$$P_c = 2,76m$$

$$H_{ma} = 2,76 + 1$$

$$H_{ma} = 3,76m$$

- Altura manométrica de impulsión

Longitud de la tubería PVC	=70 m
Cono difusor concéntrico (equivalente)	= 5m
Válvula de retención (equivalente)	=2,5m
Válvula de compuerta (equivalente)	=0,1m

Codo de 90°x3 (equivalente)	<u>=3,3m</u>
Longitud equivalente total	80,9m

$$PC=80,9 \cdot \frac{17,7}{100}$$

$$Pc=14,31m$$

$$Hmi=14,31+6$$

$$Hmi=20,31m$$

- Altura de riego (Hr) $\left(\frac{10(P1-P2)}{\gamma}\right)$

$$Hr=\frac{10(2,2-0,83)}{0,9982}$$

$$Hr=13,72m$$

3.5.3 Cálculo de la altura manométrica total

$$Hmt=3,76+20,31+13,72$$

$$Hmt=37,8m$$

3.5.4 Cálculo del NPSH_{disponible}

$$NPSH_{disponible}=\frac{10 \cdot 0,83}{0,9982} - 1 - 2,76 - \frac{10 \cdot 0,0238}{0,9982}$$

$$NPSH_{disponible}=3,31m$$

- Selección del aspersor

La elección del aspersor será tomando en cuenta que la presión en la boquilla no supere los 2,2kgf/cm²=31,3PSI y que el caudal nominal se encuentre cerca de los límites del caudal que requiere el cultivo. Para este caso se presentan tres opciones de acuerdo al catálogo de la empresa Plastigama. Estos son el aspersor 2023 HD-1-3/4”M C/DIFUSOR (1 boquilla, círculo completo), el aspersor 4023-2-3/4”M (boquilla doble, círculo completo), y el aspersor 4123-1-3/4”M CIRCULO PARCIAL (1 boquilla, círculo parcial), cuyas características se indican mediante la tabla 19.

Tabla 19. Tipos de aspersores

2023 HD-1-3/4" M C/DIFUSOR	Presión en la boquilla (PSI)				
	25	30	35	40	45
Boq # 11 (11/64")					
Caudal (gpm)	4.19	4.63	5.00	5.34	5.67
Diámetro a 0.5 m	22.89	25.00	25.10	26.25	26.86
Diámetro a 1.00 m	24.11	26.86	27.15	28.05	28.70
4023-2-3/4" M	Presión en la Boquilla (PSI)				
	30	35	40	45	50
Boq # 12 x 6 (3/16 x 3/32)'					
Caudal (gpm)	6.89	7.54	8.07	8.55	9.02
Diámetro a 0.5 m	28.08	29.00	29.60	30.21	30.82
Diámetro a 1.00 m	29.60	30.21	30.82	31.43	32.04
4023-1-3/4" M CIRCULO PARCIAL	Presión en la Boquilla (PSI)				
	30	35	40	45	50
Boq # 12 (3/16")					
Caudal (gpm)	5.52	5.97	6.37	6.76	7.13
Diámetro a 0.5 m	13.72	14.00	14.63	14.94	15.24
Diámetro a 1.00 m	14.00	14.32	14.94	15.24	15.55

Fuente: (Plastigama, 2015)

Se ha elegido el aspersor 2023 HD-1-3/4" M C/DIFUSOR (1 boquilla, círculo completo), aunque el caudal requerido es ligeramente menor, su presión (30PSI) se adapta a la presión de trabajo (31,3PSI) de este caso de estudio.

3.6. Selección de la bomba

Con el dato del caudal requerido, la altura manométrica total y el rendimiento de la bomba (para este caso se asume un rendimiento igual a 0,6) se pasa a calcular la potencia que absorbe la bomba. La potencia absorbida por la bomba, es decir la energía motriz que la bomba necesitará que le proporcione el motor se calcula con la ecuación 11.

$$P_{ab} = \frac{Q \cdot H_m \cdot \gamma}{367 \cdot \eta} \quad [11]$$

Dónde:

P_{ab}: es la potencia absorbida por la bomba [KW]

Q: es el caudal [m³/h]

H_{mt}: es la altura manométrica total [m]

η : es el rendimiento esperado de la bomba

γ : es el peso específico del líquido, para este caso del agua [0,9982 kgf/dcm³].

La Potencia absorbida entonces es igual a:

$$P_{ab} = \frac{1,25 \cdot 37,8 \cdot 0,9982}{367 \cdot 0,6}$$

$$P_{ab} = 0,214 \text{ KW} = 214 \text{ W}$$

La elección del tipo de bomba así como también del tipo de motor, se realiza valiéndose de las ventajas que ofrecen cada uno frente a diversas adversidades. Según la figura 15, se debería elegir una bomba de diafragma pero tomando en cuenta que el agua del reservorio contiene algo de sedimentos y en ciertas ocasiones algo de arena, además de las ventajas y desventajas de cada tipo de bomba que se analizaron en la tabla 11, se decide utilizar una bomba centrífuga, la cual debe tener la capacidad de elevar 1,25m³/h=20,8 litros por minuto, a una altura de 37,8 metros y poseer un NPSH_{requerido} menor al calculado para el sistema.

Una bomba que se adapta a esta necesidad es la electrobomba marca PEDROLLO cuyas características son:

- * Potencia=0,85Hp
- * Alimentación: monofásica
- * Altura máxima de elevación: 40 metros
- * Caudal máximo: 90 litros por minuto
- * Diámetro de aspiración: 1 pulgada
- * Diámetro de impulsión: 1 pulgada

Se debe hacer notar que todos los cálculos han sido tomados en cuenta con una temperatura del agua de 20°C, si se desea hacer los cálculos para otras zonas, los valores de μ , γ y T_v del agua, así como los valores de la presión atmosférica a diferentes altitudes se los puede obtener del anexo III Y IV respectivamente.

3.7. Cálculo de la demanda de energía

Este cálculo se lo hace una vez que se sabe la potencia de la electrobomba, para lo cual se debe tener claro el tiempo que va a funcionar por cada día. La demanda de energía no solo toma en cuenta el tiempo de funcionamiento de la bomba, sino también el rendimiento del inversor, de las baterías y de los conductores.

Para realizar el cálculo de la demanda energética se debe tomar en cuenta la potencia requerida por la electrobomba y multiplicarla por el tiempo estimado (en horas) que se prevé esté en funcionamiento. Para este caso se tiene que la potencia de la electrobomba es de 214W y está previsto que va a funcionar durante 3 horas diarias, entonces mediante la ecuación 12 se tiene que:

$$E_{ac} = F_s * P_n * h \quad [12]$$

Dónde:

E_{ac} : es la energía consumida [Wh]

F_s : es un factor de seguridad

P_n : es la potencia nominal [W]

h : es el número de horas de funcionamiento de la carga

$$E_{ac} = 1,2 * 214 * 3$$

$$E_{ac} = 770,4 \text{ Wh}$$

Por otro lado, el consumo tiene en cuenta los rendimientos de las baterías, de los conductores y principalmente del inversor, por lo que para saber el rendimiento de este último se puede recurrir a la figura 12, obteniendo un valor de 0,9, mientras que para las baterías tomando en cuenta sus características, popularidad en sistemas fotovoltaicos y su profundidad de descarga se utilizará baterías de plomo-ácido híbridas (Antimonio-calcio), con un rendimiento de 0,9 y de los conductores un rendimiento del 100%. Entonces la demanda real de energía se puede calcular a partir de la ecuación 13.

$$E_T = \frac{E_{dc} + \frac{E_{ac}}{\eta_{inv}}}{\eta_{Bat} * \eta_{Cond}} \quad [13]$$

Dónde:

E_T : es la energía real requerida por el sistema [Wh]

E_{dc} : es la energía consumida por cargas de corriente continua (para este caso es cero)

η_{inv} : es el rendimiento esperado del inversor

η_{Bat} : es el rendimiento esperado de las baterías

η_{Cond} : es el rendimiento esperado de los conductores

$$E_T = \frac{\frac{770,4}{0,9}}{0,9*1}$$

$$E_T = 951,1 \text{Wh}$$

Es decir que la energía real diaria requerida es 951,1Wh.

3.8 Dimensionado de los módulos fotovoltaicos

Para el dimensionado de los módulos fotovoltaicos, se debe contar con la potencia eléctrica requerida por el sistema motor-bomba, así como del nivel de insolación para el mes crítico, el mismo que ya fue determinado anteriormente, también se debe determinar el ángulo de inclinación y la orientación adecuada que se les dará a los módulos. Los cálculos necesarios para el dimensionado de los módulos estarán basados en la metodología “Amperios – hora” mencionada en el subcapítulo 2.8. Luego del dimensionado de los módulos fotovoltaicos, se necesita seleccionar un modelo que cumpla con los requerimientos de la instalación, para ello se deberá tener en cuenta la relación entre eficiencia-costo-disponibilidad.

3.8.1 Estimación del ángulo óptimo de inclinación de los módulos solares.

La elección de un ángulo adecuado sirve para mantener a los módulos perpendiculares a los rayos solares, esto permite a los sistemas fotovoltaicos aumentar la energía producida, pero dado que la tierra tiene un movimiento constante de rotación, nunca se tendría un ángulo que nos permita recibir permanentemente la radiación de forma perpendicular.

Esto es debido al movimiento de la tierra respecto al sol durante el año, en la figura 24 se puede ver como el sol visto desde la tierra viaja de norte a sur entre los meses de junio a diciembre y regresa durante los próximos 6 meses, los puntos extremos alcanzados por el sol se llaman trópicos y alcanzan una latitud aproximada de $\pm 23^\circ$, los días en que el sol se encuentra vertical al Ecuador son el 21 de marzo y 21 de septiembre, por lo tanto en el Ecuador y otras latitudes menores a 23° tendrán el sol vertical a ellos dos veces al año (Garduño, 1994). Se puede concluir entonces que en el Ecuador el recurso solar es constante durante todo el año, y solo varía en cantidad los meses en que este se ‘mueve’ hacia el trópico de cáncer o hacia el trópico de capricornio.

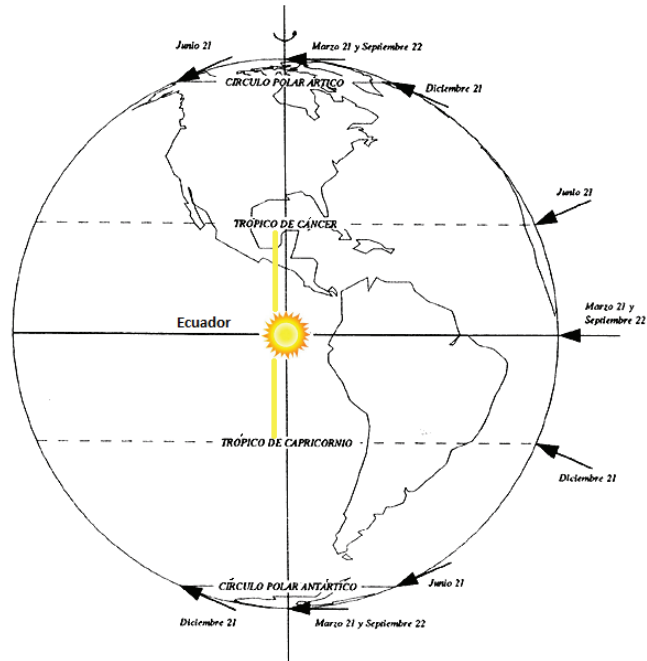


Figura 24. Movimiento del sol durante el año para un observador en la tierra
Fuente: (Garduño, 1994)

Como se mencionó anteriormente, una forma de elegir el ángulo de inclinación es mediante la latitud del lugar, en este caso la latitud de la zona rural ubicada en la provincia de Pastaza es de -1,5 grados, a este valor se debe sumarle los 15 grados que además ayudan a que no se acumule polvo o restos de vegetación, los mismos que obstruirían el paso de la radiación y por ende se vería afectada la generación de energía eléctrica, entonces se tiene un ángulo de inclinación de 13,5 grados. En cuanto a la orientación los módulos apuntarán al norte ya que además de lo mencionado también se toma en cuenta que el mes crítico en Pastaza es en junio, temporada en que la declinación del sol es aproximadamente de +23 grados.

3.8.2 Cálculo del número de paneles solares

A continuación se indica la ecuación 14, con la que se puede calcular el número de paneles de una instalación fotovoltaica, la misma que ha sido obtenida del Dimensionado de Sistemas Fotovoltaicos Autónomos de Jorge Aguilera de la ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR UNIVERSIDAD DE JAÉN.

$$NT = \frac{ET}{P_p * HSP * PG} \quad [14]$$

Dónde:

NT: es el número de paneles

ET: energía total requerida [Wh]

Pp: potencia Pico del Módulo [W]

HSP: horas de sol pico [h]

PG: Factor Global de Pérdidas (suele variar entre 0.65 y 0.95)

Dependiendo de la necesidad de potencia se puede hacer dos tipos de conexiones para conseguirlo, estas son: la conexión serie y la conexión paralelo, cuyas ecuaciones son 15 y 16 respectivamente.

$$N_s = \frac{V_{BAT}}{V_m} \quad [15]$$

Dónde:

N_s: número de módulos en serie por rama.

V_{BAT}: tensión nominal de la batería [V].

V_m: tensión máxima de los módulos [V]

$$N_p = \frac{N_T}{N_s} \quad [16]$$

Dónde:

N_p: número de módulos a conectar en ramas paralelo.

Para poder saber la potencia pico que se necesita de un módulo y de esa manera utilizar sus datos para calcular el número total de paneles, se puede dividir el valor de la energía real diaria requerida para 24 horas (en este caso 951,1 Wh/24=39,6), entonces se conoce que se puede utilizar módulos no menores de 40Wp. Si se seleccionan módulos de mayor potencia la cantidad de ellos disminuirá y con eso se puede ahorrar espacio en la obra civil.

Del catálogo de la empresa PROVIENTO S.A se ha optado por elegir el panel de 90 vatios pico SIMAX SM536-90 monocristalino, porque como se indicó en la tabla 9 los paneles monocristalinos poseen un mayor rendimiento directo, y en este caso se eligen unos de mayor potencia, para ahorrar espacio en el terreno donde se instalará el sistema fotovoltaico.

Las especificaciones técnicas de este tipo de módulo son:

Voltaje nominal (V_n) =12V

Voltaje máximo de generación (V_{max}) =17,6V

Voltaje de circuito abierto (V_{oc})=21,8V

Corriente máxima de generación (I_{max}) =5,11A

Corriente de corto circuito (I_{sc}) =5, 51A

Potencia pico (W_p) =90W +-2%

Para el cálculo del número de paneles solares es necesario conocer el valor de las horas de sol pico (HSP), valor que corresponde al mes crítico de la zona que en este caso es el mes de junio con un valor de $1900Wh/m^2=1,9HSP$ y el valor de la potencia pico de los módulos elegidos, en este caso su valor es de 90 vatios pico.

Una vez que se conoce el valor de HSP y se haya determinado el ángulo de inclinación apropiado que captará la radiación mínima requerida por el sistema, podemos calcular el número de paneles solares.

$$N_T = \frac{951,1}{90 * 1,9 * 0,95}$$

$$N_T = 5,85 \approx 6 \text{ módulos}$$

En este punto se puede decidir la tensión nominal del sistema (tensión de las baterías, del regulador y del inversor), el mismo que será de 12 voltios igual a la tensión nominal de los módulos. Se puede determinar entonces si es necesario agrupar los módulos en serie o en paralelo.

$$N_s = \frac{12}{17,6}$$

$$N_s = 0,68 \approx 1 \text{ módulo por rama}$$

$$N_p = \frac{6}{1}$$

$$N_p = 6 \text{ ramas}$$

3.9. Dimensionado del sistema de acumulación (baterías)

El cálculo para la capacidad del banco de baterías, es algo muy importante a tener en cuenta, porque si la capacidad de almacenamiento de las baterías es mayor a la capacidad de suministro del generador fotovoltaico (paneles solares), habrá problemas para cargarlas completamente, lo que disminuiría su vida útil.

Los parámetros a tener en cuenta en el sistema de acumulación, es el voltaje nominal de las baterías y para su dimensionamiento la capacidad nominal en vatios-hora (ecuación 17) o en amperios-hora (ecuación 18), esta última se obtiene a partir de la ecuación 17 en términos de energía o vatios-hora. Las ecuaciones han sido obtenidas del Dimensionado de Sistemas

Fotovoltaicos Autónomos de Jorge Aguilera de la ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR UNIVERSIDAD DE JAÉN.

$$C_n = \frac{ET \cdot N}{P_d} \quad [17]$$

Dónde:

C_n: es la capacidad nominal de la batería [Wh]

ET: es la energía total requerida [Wh]

N: es el número de días de autonomía del sistema fotovoltaico

P_d: es la máxima profundidad de descarga

$$C = \frac{C_n \text{ [Wh]}}{V_n} \quad [18]$$

C: es la capacidad nominal de la batería [Ah]

V_n: es el voltaje nominal de la batería

Los factores que intervienen para el dimensionamiento del sistema de acumulación son el número de días de autonomía que se le quiere dar al sistema, la máxima profundidad de descarga dependiendo del tipo de batería que se utilice y la cantidad de amperios-hora que requerirá la carga para su funcionamiento.

Se ha considerado que el sistema debe tener 3 días de autonomía, las baterías se han elegido tomando en cuenta las sus características analizadas en la tabla 10, por lo que se ha elegido las baterías de plomo-ácido híbridas de 55Ah con una tensión de 12 voltios y una profundidad máxima de descarga del 50%.

$$C_n = \frac{951,1 \cdot 3}{0,5}$$

$$C_n = 5706,6 \text{ Wh}$$

$$C = \frac{5706,6}{12}$$

$$C = 475,55 \text{ Ah}$$

El número de baterías en paralelo se puede determinar mediante la ecuación 19.

$$N_{\text{batp}} = \frac{C}{C_{\text{bat}}} \quad [19]$$

Dónde:

N_{batp} = es el número de baterías en paralelo

Cr_{bat} = es la capacidad real de las baterías [Ah]

$$N_{batp} = \frac{475,55}{55}$$

$$N_{bat} = 8,64 \approx 9$$

Como el valor de la tensión real de las baterías es de 12 voltios, no hará falta conectar baterías en serie, en caso de ser la tensión nominal del sistema diferente al valor de tensión real de las baterías, el número de baterías en serie se puede calcular con la ecuación 20.

$$N_{bats} = \frac{V_{nbat}}{V_{rbat}} \quad [20]$$

Dónde:

N_{bats} : es el número de baterías en serie por rama

V_{nbat} : es el voltaje nominal de las baterías [V]

V_{rbat} : es el voltaje real de las baterías [V]

A la hora de dimensionar el sistema de acumulación se recomienda considerar periodos de autonomía cortos, para de esa manera alargar la vida útil de las baterías. También se puede redondear el valor del número de baterías por exceso para obtener así un mejor margen de seguridad.

3.10. Dimensionado del regulador de carga

Tanto el regulador serie como el regulador paralelo, se seleccionan en función de la tensión del sistema y se dimensionan en función de la corriente de cortocircuito I_{sc} (dato del fabricante) de los módulos, multiplicada por el número de ramas (si la conexión es en paralelo), y por un factor de seguridad (normalmente 1,2). La ecuación para su determinación ha sido obtenida del Boletín Solar Fotovoltaica Autónoma SunFields Europe.

$$I_e = 1,2 * I_{sc} * N_p \quad [21]$$

Dónde:

I_e : es la corriente de entrada al regulador

I_{sc} : es la corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico

N_p : es el número de ramas en paralelo del generador

1,2: es un factor de seguridad

$$I_e = 1,2 * 5,51 * 6$$

$$I_e = 39,7A$$

Como los módulos que se utilizarán son aislados de 12 voltios (36 células), el tipo de regulador que se colocará será un PWM estándar con una tensión de 12 voltios (dc), sus características son:

Regulador Morningstar SunSaver-10

- * Corriente de entrada hasta 40A
- * Voltaje nominal: 12 voltios
- * Tensión de Corte de Sobrecarga [Vsc]=14,4V
- * Tensión de Rearme de Carga [Vrc]=14,1V
- * Tensión de Corte de Sobredescarga [Vsd]=11,5V
- * Tensión de Rearme de Descarga [Vrd]=12,6V

3.11. Dimensionado del Inversor

El dimensionamiento del inversor se lo puede hacer con la ecuación 22, la misma que ha sido obtenida del Boletín Solar Fotovoltaica Autónoma SunFields Europe, y toma en cuenta el número de veces que se estima sube la potencia por la corriente de arranque del motor, aunque este parámetro ya no se toma en cuenta porque actualmente los inversores vienen fabricados de tal manera que producen una alta potencia durante cortos periodos de tiempo, de esa manera se evita el sobredimensionamiento de su potencia, por lo tanto se puede obviar este parámetro o tomarlo en cuenta si el inversor a elegir no posee esta característica.

$$P_{inv} = 1,2 * P_{ab} * I_a \quad [22]$$

Dónde:

P_{inv} : es la potencia del inversor

P_{ab} : es la potencia absorbida por la bomba (potencia que demanda la carga en AC) [W]

I_a : es el número de veces que se estima sube la corriente nominal

1,2: es un factor de seguridad

$$P_{inv} = 1,2 * (214)$$

$$P_{inv} = 256,8W$$

El inversor seleccionado es un ZONHAN con las siguientes características.

- * Potencia continua hasta 1500W

- * Potencia pico hasta 3000W
- * Tipo de onda: senoidal pura (THD< 3%)
- * Frecuencia: 60 Hz +-0,1%
- * Voltaje de salida: 100≈120VAC / 200≈240VAC (opcional)
- * Eficiencia máxima (90% a toda carga) / (95% a 1/3 de carga)

3.12. Dimensionamiento del cableado, protecciones y la puesta a tierra.

Finalmente se calcula la sección y el tipo de aislamiento adecuado de los cables, tomando en cuenta las condiciones en las que se van a encontrar en el campo. Las protecciones se dimensionan tomando en cuenta las corrientes más altas que se producirán en el sistema con el fin de salvaguardar los equipos y la seguridad de las personas.

3.12.1 Dimensionamiento del cableado

A continuación se indican las ecuaciones para calcular directamente la sección de un conductor (las mismas que han tomado en cuenta la resistencia del conductor a 20°C), además de la ecuación para calcular el número de conductor de acuerdo a la AWG (American Wire Gauge).

- * Para Corriente Continua

$$S = \frac{2 \cdot \rho \cdot L \cdot I}{\Delta V} \quad [23]$$

- * Para Corriente Alterna Monofásica

$$S = \frac{2 \cdot \rho \cdot L \cdot I \cdot \cos \phi}{\Delta V} \quad [24]$$

- * Para Corriente Trifásica

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot \rho \cdot L \cdot I \cdot \cos \phi}{\Delta V} \quad [25]$$

Dónde:

S: es la sección del conductor [mm²]

ρ: es la resistividad del conductor [Ω*mm²/m]

L: es la longitud del conductor [m]

I: es la corriente [A]

$\cos\phi$: es el factor de potencia

ΔV : es la caída permisiva de tensión [V]

* Para el diámetro de la sección

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot S}{\pi}} \quad [26]$$

Dónde:

d: es el diámetro del conductor [mm]

* Para el número del conductor AWG

$$d = 0,325/1,123^n \quad [27]$$

Dónde:

d: es el diámetro del conductor [pulg]

n: es el número del conductor de cobre AWG

El lugar donde se instalará el sistema fotovoltaico es un lugar con mucho calor y mucha humedad, por este motivo se partirá considerando el tipo de aislamiento del cable, en este caso se elige el THW por ser el tipo que se adapta a las condiciones de la zona.

Como se mencionó en la parte de Conductores, el calibre de un conductor depende de su longitud, de la corriente que por él circula, de la caída de tensión permitida y del coeficiente de resistividad del material a cierta temperatura, estos factores se encuentran resumidos en las ecuaciones 23, 24 y 25 para calcular directamente la sección del conductor, sin embargo se ha decidido estimar el calibre del conductor tomando en cuenta que la temperatura de los cables será similar a la temperatura del lugar (20°) y no habrá caídas de tensión porque los componentes del sistema no se encuentran a distancias mayores a 5 metros por lo que estas son mínimas, entonces se puede revisar las tablas de los conductores en las que se indican la capacidad de corriente de acuerdo al número de conductor.

Tomando en cuenta lo anterior, la elección del calibre de los cables de conexión entre los módulos, el regulador de carga, las baterías y el inversor, dependerá de la máxima corriente que va a circular a través de ellos.

La mayor corriente del sistema será la que se produzca entre los módulos y el regulador de carga, esta corriente es la corriente de cortocircuito de los módulos. El valor máximo será el valor de corriente que se calculó que ingresará al regulador de carga y es igual a 39,7 amperios.

En la tabla 20 se puede ver que el cable AWG # 10-THW-75°C tiene una capacidad de corriente de 45 amperios, por lo que ese será el número de cable que se selecciona para el conexionado de este sistema.

Tabla 20. Capacidad de corriente para conductores de cobre

Capacidad de corriente para conductores de cobre					
Calibre del conductor AWG- MCM	Sección transversal mm ²	Instalación en tubo		Instalación en el aire	
		Temperatura máxima de operación del conductor			
		60°C TW	75°C THW	60°C TW-TWT	75°C THW
22	0,324	3		5	
20	0,517	5		8	
18	0,821	7		10	
16	1,31	10		15	
14	2,08	15	15	20	22
12	3,31	20	20	25	28
10	5,26	30	30	40	45
8	8,37	40	45	55	65
6	13,3	55	65	80	90
4	21,15	70	85	105	120
2	33,63	95	115	140	160
1	42,41	110	125	165	195
1/0	53,51	125	150	195	230
2/0	67,44	145	175	225	265
3/0	85,02	165	200	260	310
4/0	107,2	195	230	300	360
250	126,7	215	255	340	400
300	152	240	285	375	445
350	177,4	260	310	420	505

Fuente: (Ley.exam, 2015)

En cuanto a la electrobomba, si tuviera que encontrarse a distancias muy largas suponiendo a manera de ejemplo a 80 metros del generador fotovoltaico, el dimensionamiento del calibre del conductor deberá tomar en cuenta la caída de tensión. En este caso la electrobomba se encuentra a 1,5 metros del inversor por lo que la caída de tensión será mínima, entonces este parámetro no se tomará en cuenta.

Si las condiciones del lugar, ameritan para que se calcule el número de conductor AWG, se lo puede hacer de la forma como se indica a continuación, para lo cual se tomará como ejemplo, que la electrobomba está ubicada a 80 metros del generador fotovoltaico y cuyas características son las siguientes:

- * Motor monofásico de 220 voltios
- * Potencia= 0,85 Hp \approx 634,1 vatios
- * Rendimiento (η)= 0,85
- * Factor de potencia= 0,9
- * Temperatura máxima alcanzada= 70°C

Se ha previsto una caída de tensión máxima del 4% (8,8 voltios) y se desea calcular el calibre del conductor a condiciones normales de trabajo (20°C) y el calibre del conductor si la temperatura llegara a ser la máxima (70°C).

Se debe calcular la corriente que demanda la carga, para lo cual se utiliza las siguientes ecuaciones.

$$\eta = \frac{P_s}{P_e} \quad [28]$$

Dónde:

η : es el rendimiento

P_s : es la potencia de salida o potencia mecánica

P_e : es la potencia de entrada o potencia eléctrica

- * Para circuitos monofásicos

$$P_e = V * I * \cos\theta \quad [29]$$

Dónde:

V: es el voltaje nominal

I: es la corriente nominal

$\cos\theta$: es el factor de potencia

- * Para circuitos trifásicos

$$P_e = \sqrt{3} * V * I * \cos\theta \quad [30]$$

- Cálculo del calibre del conductor a 20°C

Despejando P_e de la ecuación 28 se tiene entonces que:

$$P_e = \frac{0,85 \cdot 746}{0,85}$$

$$P_e = 746 \text{ [W]}$$

Despejando I de la ecuación 29 se tiene entonces que:

$$I = \frac{746}{220 \cdot 0,9}$$

$$I = 3,77 \text{ [A]}$$

La caída de tensión para circuitos monofásicos se calcula mediante la siguiente ecuación.

$$\Delta V = 2RL \cdot I \quad [31]$$

Dónde:

ΔV : es la caída de tensión [V]

RL: es la resistencia de la línea [Ω]

I: es la corriente [A]

$$RL = \frac{8,8}{2 \cdot 3,77}$$

$$RL = 1,16 \text{ [Ω]}$$

La resistencia en función de la resistividad, longitud y área del conductor es:

$$RL = \frac{\rho \cdot L}{A} \quad [32]$$

Dónde:

ρ : es la resistividad del conductor a 20°C e igual a $0,0171 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}$

L: es la longitud del conductor [m]

A: es el área del conductor [mm^2]

$$A = \frac{0,0171 \cdot 80}{1,16}$$

$$A = 1,2 \text{ [mm}^2\text{]} = 0,012 \text{ [cm}^2\text{]}$$

Mediante la ecuación 26 se tiene entonces que el diámetro del conductor es:

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,012}{\pi}}$$

$$d = 0,123 \text{ [cm]} = 0,048 \text{ [pulg]}$$

Finalmente el número de conductor AWG se obtiene mediante la ecuación 27.

$$1,123^n = \frac{0,325}{0,048}$$

$$n = 16,5$$

Entonces se puede elegir un conductor AWG comercial número 16 o número 18.

- Cálculo del calibre del conductor a 70°C

Para el cálculo se utiliza la ecuación de la variación de la resistividad del conductor en función de la temperatura.

$$\rho_{Tf} = \rho_{20^\circ C} [1 + \alpha \Delta T] \quad [33]$$

Dónde:

ρ_{Tf} : es la resistividad final del conductor a la temperatura de trabajo $\left[\frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}\right]$

$\rho_{20^\circ C}$: es la resistividad del conductor a 20°C (para un conductor de cobre es igual a $0,0171 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}$)

α : es el coeficiente de la variación de la resistividad con la temperatura a 20°C (α del cobre a 20°C = 0,0039)

ΔT : es la diferencia de la temperatura final e inicial [°C]

Entonces se tiene que:

$$\rho_{Tf} = 0,0171 [1 + 0,0039(70 - 20)]$$

$$\rho_{Tf} = 0,020 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}$$

De la ecuación de la resistencia en función de la resistividad, longitud y área del conductor se tiene que:

$$A = \frac{0,020 \cdot 80}{1,16}$$

$$A= 1,38 \text{ mm}^2=0,0138\text{cm}^2$$

De la ecuación 26 se tiene entonces que el diámetro del conductor es:

$$d=\sqrt{\frac{4*0,0138}{\pi}}$$

$$d=0,132 \text{ [cm]} = 0,052 \text{ [pulg]}$$

De la ecuación del número de conductor AWG se tiene que:

$$1,123^n=\frac{0,325}{0,052}$$

$$n=15,7$$

Entonces se puede elegir un conductor AWG comercial número 14 o número 16.

3.12.2 Protecciones

Todos los equipos con excepción de las baterías, tienen sus propias protecciones internas contra sobrecargas y cortocircuitos, sin embargo esto reducirá su vida útil, por lo que se debe instalar protecciones adicionales entre ellos como por ejemplo fusibles.

A continuación se indica las ecuaciones para el cálculo de la tensión y corriente soportados por el fusible.

$$V_{dc} \geq 1,2 * V_{oc} * N_s \quad [34]$$

Dónde:

V_{dc}: es la tensión soportada por el fusible [V]

1,2: es un factor de seguridad

V_{oc}: es el voltaje de circuito abierto de los módulos [V]

N_s: es el número de módulos por rama

$$I_n \geq \frac{I_{sc} * N_p}{K_1 * K_2} \quad [35]$$

Dónde:

I_n: es la corriente nominal del fusible [A]

I_{sc}: es la corriente de cortocircuito de los módulos [A]

Np: es el número de ramas

K1: es una constante proporcionada por el fabricante (Ej. 0.8)

K2: es la constante de temperatura proporcionada por el fabricante (Ej. 0.9)

Como ya se mencionó, la mayor corriente del sistema será la que se produzca entre los módulos y el regulador de carga, entonces será en este tramo en el que se coloque un fusible, en este caso el mismo valor de tensión y corriente nominal del fusible nos servirá para poner en el tramo regulador de carga-baterías y en el tramo regulador de carga-inversor si es que se desea.

$$V_{dc} \geq 1,2 * 21,8 * 1$$

$$V_{dc} \geq 26,16V$$

$$I_n \geq \frac{5,51 * 6}{0,8 * 0,9}$$

$$I_n \geq 46A$$

Para verificar que los fusibles han sido dimensionados correctamente, la corriente máxima del sistema debe corresponder aproximadamente al 80% de la corriente nominal del fusible, mientras que para el voltaje nominal del fusible este debe ser igual o superior al voltaje del circuito donde se instale el fusible. Por ejemplo un fusible con un voltaje nominal de 600 voltios se lo puede utilizar en un circuito de 220 voltios.

Los fusibles seleccionados deberán ser entonces de un voltaje nominal mayor o igual a 27 voltios, con una corriente nominal igual pero no muy mayor a 46 amperios.

3.12.3 Puesta a tierra

La puesta a tierra es una conexión eléctrica entre una parte conductora que no pertenece al circuito y una toma de tierra compuesta por un electrodo o varios de ellos enterrados en el suelo. La finalidad de esta conexión es proveer a la corriente un camino de poca resistencia, para proteger a las personas de una posible electrocución en caso de una fuga de electricidad.

Dentro de los sistemas fotovoltaicos se debe poner a tierra todas las partes expuestas metálicas no portadoras de corriente, como son las estructuras y soportes metálicos de los módulos, del regulador de carga, de las baterías y la carcasa del inversor, así lo determina el Código Eléctrico Nacional en el artículo 690-43 del capítulo 6.

Para la conexión a tierra se puede utilizar electrodos fabricados, los mismos que según el artículo 250-83 capítulo 2 del Código Eléctrico Nacional, indica que si es posible, estos deben ser enterrados por debajo del nivel de humedad permanente (nivel freático) y deben estar libres de recubrimientos no conductores como pintura o esmalte. Un tipo de electrodo que cumple con estas características es la varilla para tierra Copperweld.

Si se desea consultar más acerca de otras opciones de puesta a tierra en caso de no poseer electrodos, lo puede hacer revisando el artículo 250-81 del capítulo 2 del Código Eléctrico Nacional.

De acuerdo al artículo 690-45 del capítulo 6 de la misma fuente, la sección del conductor de puesta a tierra de equipos en sistemas fotovoltaicos, debe tener una sección no menor a la de los conductores de los circuitos, siempre y cuando la corriente de cortocircuito de la fuente de alimentación, sea menor al doble de la corriente nominal del dispositivo de protección contra sobrecorriente. Para este caso de estudio la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico es 33,06 amperios, que es menor al doble de la corriente nominal del fusible (92 amperios) que se determinó en la sección anterior. Por lo tanto se puede utilizar un cable de cobre AWG número 10 o número 8.

Para otros sistemas en los que el conductor de puesta a tierra de los equipos deba tener otra sección, se recomienda revisar los artículos 250-95 del capítulo 2 del Código Eléctrico Nacional.

La forma de identificar el conductor de puesta a tierra en sistemas fotovoltaicos lo dicta la norma del Código Eléctrico Nacional en el artículo 200-6 del capítulo 2-Excepciones, en donde se menciona que cuando se utilice un solo conductor en la conexión a tierra, este se debe identificar en el momento de la instalación, mediante una marca de color blanco visible en todos sus extremos.

Los marcos de la mayoría de paneles solares, cuentan con un terminal de tierra debidamente identificado, mientras que aquellos que no lo poseen, presentan varios orificios en el marco, para de esa forma utilizar cualquiera de ellos y realizar la conexión a las estructuras metálicas de soporte (también cuentan con un terminal de tierra) como se muestra en la figura 25.

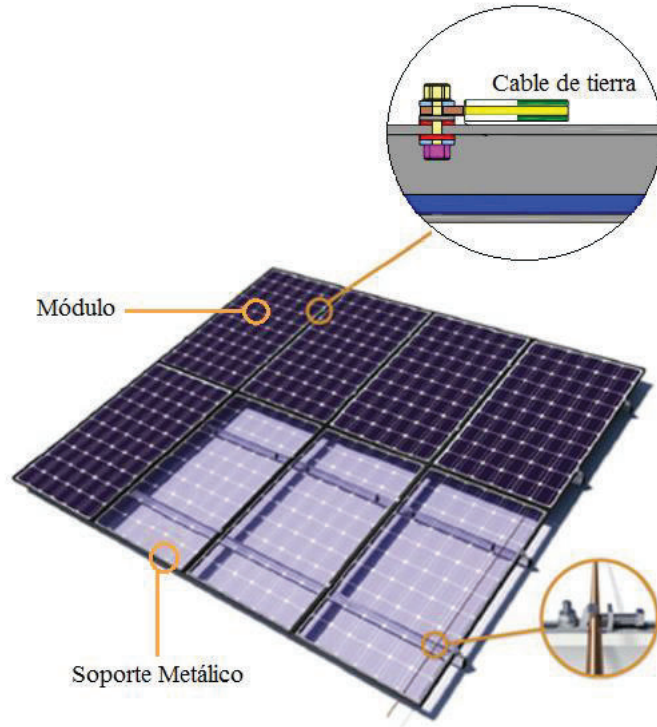


Figura 25. Terminales para puesta a tierra de la estructura del generador fotovoltaico
Fuente: (ccee)

Posteriormente se debe conectar el cable al electrodo, el mismo que para este caso de estudio, será una varilla Copperweld enterrada lo más cerca posible de la estructura metálica de soporte de los paneles solares. El mismo procedimiento de debe realizar para los soportes metálicos de los demás equipos. La conexión de la puesta a tierra del generador fotovoltaico se muestra en la figura 26.

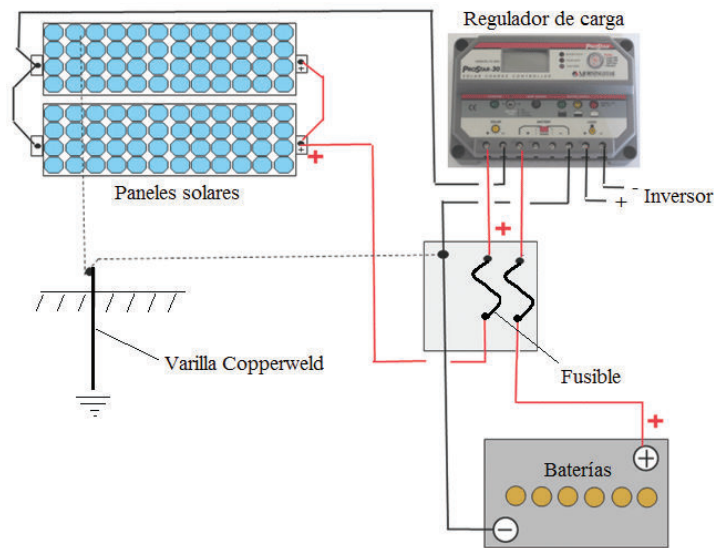


Figura 26. Puesta a tierra del sistema fotovoltaico
Fuente: (bajatec.net)

3.13. Aspectos sobre montaje e instalación

A continuación se menciona algunos aspectos a tomar en cuenta, al momento de instalar los diferentes componentes del sistema de bombeo solar fotovoltaico.

- Asegurarse que la fuente de agua sea capaz de producir el líquido necesario.
- Realizar una inspección sobre el lugar donde se instalará la obra civil, con el fin de establecer el lugar adecuado para los cimientos de las estructuras metálicas y de los equipos.
- Determinar la longitud de tubería y accesorios necesarios para trasladar el agua desde la fuente hasta el lugar donde se realizará el riego.
- Al determinar la longitud de la tubería, tratar de tomar caminos cortos desde la fuente de agua hasta el lugar de riego, con el fin de disminuir las pérdidas de carga.
- De preferencia utilizar tubería de PVC o de Polietileno (PE), ya que son las más utilizadas en sistemas de riego.
- Realizar un listado de todos los materiales y herramientas que sean necesarios, asegurándose de su disponibilidad durante el tiempo que demore la instalación del sistema.
- Los paneles solares deben ser trasladados con las dos manos y no se debe utilizar su caja de conexiones a manera de sujeción.
- No colocar los módulos solares cerca de materiales inflamables o cerca de tanques de gas.
- Al momento de colocar los equipos sobre las estructuras, asegurarse que estos se queden bien fijos.
- Para evitar la corrosión metálica, se recomienda utilizar materiales de sujeción de acero inoxidable.
- Todos los paneles solares deben tener la misma orientación e inclinación (adecuada con respecto a la ubicación geográfica de la zona), con el fin de evitar descensos de rendimiento producido por desajustes de los módulos.
- Realizar la conexión a tierra de los equipos siguiendo las normas de Código Eléctrico Nacional.
- La conexión a tierra de los módulos se sugiere hacerlo de manera equipotencial, es decir usando tuercas, tornillos y arandelas de presión.
- Se debe conectar primero el inversor a las baterías, luego las baterías al inversor y finalmente los paneles hacia el regulador de carga.

- Los equipos electrónicos deben quedar protegidos de la intemperie con cajas metálicas, las mismas que deben contar con un terminal para su conexión a tierra.
- En lo posible se debe montar el regulador de carga sobre una pared de concreto, con suficiente espacio a los lados para facilitar su ventilación y con las borneras hacia abajo.
- Tratar de montar el regulador lo más cerca posible al banco de baterías.
- Las baterías deben ser colocadas en un lugar protegido de la intemperie pero con suficiente ventilación.
- Tanto el regulador de carga como las baterías no deben ser instalados en lugares donde existan materiales inflamables (por ejemplo emanaciones de gas o pintura), pues la conexión y desconexión ocasiona chispas y puede producirse un incendio.
- Utilizar los conductores con la sección y aislamiento adecuados para las condiciones eléctricas del sistema así como también para las condiciones, físicas y climatológicas de la zona, evitando que su longitud sea demasiado grande, ya que al ser un sistema de pequeña potencia la caída de tensión puede ocasionar pérdidas significativas.
- Comprobar que los conductores se encuentren en buen estado eléctrico y mecánico.
- Los fusibles o interruptores que se utilicen se deben colocar en cajas adecuadas y protegidos de la intemperie.
- El inversor debe ser instalado con espacios suficientes en la parte inferior y superior para su ventilación y posterior enfriamiento por convección.
- El inversor no debe ser instalado en lugares expuestos directamente al sol con la finalidad de evitar sobrecalentamientos.
- Si se utiliza una bomba centrífuga superficial, se debe tener cuidado que esta se encuentre a una altura de succión máxima de 8 metros.
- Utilizar una válvula de pie en el lado de aspiración con el fin de mantener cebada a la bomba.
- Instalar una válvula de retención a la salida de la bomba con el fin de evitar el golpe de ariete.
- Realizar el empalme de las tuberías de tal manera que no se presenten fugas de agua.
- Tratar de evitar el uso excesivo de accesorios como curvas y codos.

3.14. Consideraciones para la puesta en marcha

Una vez que se hayan instalado todos los equipos, se sugiere realizar las siguientes actividades antes de poner en marcha la electrobomba.

- Revisar con la ayuda de un multímetro, que la corriente proveniente del generador fotovoltaico no sobrepase el máximo valor de corriente admisible por el regulador de carga.
- Revisar que la polaridad de conexión de los paneles, las baterías y el inversor se encuentren conectados al regulador de carga de manera correcta.
- Revisar que los terminales de los bornes de las baterías se encuentren bien sujetos y conectados de manera correcta, para este caso de estudio en paralelo.
- Revisar que todas las conexiones (entre equipos, protecciones y puesta a tierra) se encuentren bien sujetas, por lo que se recomienda tirar de ellos con fuerza moderada, a fin de asegurarse que no se salgan durante la puesta en marcha de todo el sistema.
- Verificar que la tubería de aspiración no llegué a tocar directamente las paredes de la fuente de agua, para evitar posibles vibraciones.
- Realizar una última inspección de las uniones de las tuberías en el lado de aspiración y en el lado de impulsión, y de ser necesario reapretar las uniones con el fin de evitar fugas de agua.
- Antes de conectar la electrobomba se debe verificar que esta se encuentre cebada.
- Se conecta la electrobomba al inversor.
- Colocar el fusible entre el generador fotovoltaico y el regulador de carga.
- Se configura el regulador de carga de forma manual o si se desea se selecciona el tipo de batería que se está utilizando y los valores de corte y rearme de carga se establecerán automáticamente.
- Para la puesta en marcha de la electrobomba, se debe tomar en cuenta que los inversores permiten una operación manual y una operación automática. La diferencia es que en operación automática, el inversor iniciará automáticamente su trabajo si la radiación solar es lo suficientemente fuerte y se detendrá cuando la radiación es débil. En este caso de estudio, como se utilizan baterías se recomienda que al poner el inversor en marcha por primera vez, se configure para su uso de forma manual, caso contrario el inversor no se detendrá hasta descargar las baterías.
- Para la operación manual del inversor, se puede ajustar la frecuencia de salida desde los botones de control del inversor. Para que este ajuste se establezca se debe apagar y encender nuevamente el inversor.
- Finalmente la electrobomba puede trabajar encendiendo de forma manual el inversor.

3.15. Pruebas de funcionamiento

Consiste en verificar que los equipos que componen el sistema de bombeo solar fotovoltaico, funcionen de acuerdo a lo especificado en sus características eléctricas. A continuación se menciona algunas pruebas que se pueden realizar a cada uno de los equipos para asegurarse de su correcto funcionamiento.

- Verificar con la ayuda de un multímetro, que el voltaje del generador fotovoltaico (voltaje de circuito abierto) sea igual a la suma de los voltajes de circuito abierto de los módulos individuales, valor que se indica en su hoja de características eléctricas. Si la tensión de circuito abierto es demasiado baja, esto puede ser debido a la conexión incorrecta en los terminales de los diodos de derivación, entonces se debe revisar todas las conexiones de las cajas de los módulos y si persiste el error pueda que un diodo de derivación se encuentre defectuoso, por lo que se debe comprobar el voltaje de circuito abierto de cada módulo por separado para reemplazarlo.
- Verificar que la corriente de cortocircuito de cada módulo coincida con las especificadas en la hoja de características eléctricas, el valor obtenido de la medición puede variar dependiendo de las condiciones climáticas del día.
- Revisar el estado de carga de las baterías a través del regulador, además esto indica que el regulador está funcionando correctamente.
- Verificar en los bornes de la batería que la tensión sea ligeramente superior a los 12V, esto se lo hace con la ayuda de un multímetro.
- Con un multímetro verificar que en los terminales de salida del inversor haya 120 o 220 voltios en AC, según lo especificado por el inversor en sus características eléctricas.
- Por ningún motivo una bomba centrífuga superficial puede ser probada sin antes ser cebada.

De manera general se recomienda leer los manuales de instalación y funcionamiento de los equipos, con el propósito de evitar posibles fallos durante su trabajo o daños permanentes, y de esa manera asegurar su correcto funcionamiento.

3.16. Mantenimiento

3.16.1 Mantenimiento preventivo

Se puede decir que el mantenimiento preventivo es un factor determinante para maximizar los beneficios que ofrece el sistema de bombeo fotovoltaico.

El mantenimiento preventivo en este caso consta de una inspección visual del funcionamiento de cada parte del sistema, para verificar que estos se encuentren dentro de los límites aceptables de funcionamiento. Generalmente este tipo de sistemas requiere de muy poco mantenimiento y los requisitos de cada uno dependen de operaciones específicas instaladas de acuerdo a los requerimientos del propietario.

Algunas de las actividades generales que se deben realizar dentro del mantenimiento preventivo son:

- * Inspección visual y detección de ruidos extraños en todos los equipos
- * Limpieza de los equipos ante la presencia de cualquier agente que pueda ser corrosivo
- * Verificar que no haya fugas de agua en cualquier punto de la infraestructura hidráulica
- * Comprobar el estado del aislamiento de los cables
- * Verificar que los cables no presenten calentamiento
- * Verificar que las conexiones estén bien sujetas

Mantenimiento de los módulos solares

La región amazónica se caracteriza por ser un lugar con mucha vegetación y mucha humedad, por lo que el principal mantenimiento que se debe tener en cuenta para los módulos solares será la inspección de sus cimientos, estructura y soporte, el monitoreo de las conexiones de sus terminales y la limpieza de hojas o hierbas que caigan en el vidrio, con el propósito de que no se obstaculice la incidencia de los rayos solares hacia las células fotovoltaicas.

Mantenimiento de los reguladores

Las principales actividades dentro de un mantenimiento preventivo de inversores son:

- * Verificar que las luces indicadoras funcionen correctamente
- * Revisar si en el momento de operación presenta demasiado calentamiento

- * Revisar que las conexiones a sus terminales no estén flojas
- * Comprobar que en los terminales de conexión a las baterías no presenten una caída de tensión
- * Proteger al equipo de la presencia de polvo o agua

Mantenimiento de las baterías

Algunas de las actividades que se pueden hacer para alargar la vida útil de las baterías son:

- * Inspección visual del nivel del líquido electrolítico
- * Revisar que los terminales estén bien sujetos a sus bornes
- * Revisar que los bornes no presenten sulfatación
- * No dejar objetos metálicos entre sus bornes
- * No ubicarlas en lugares cercanos a fuentes de calor
- * Mantenerlas ventiladas

Mantenimiento del inversor

- * Comprobar que en los terminales de salida no se presente una caída de tensión
- * Verificar que no produzca demasiado ruido
- * Revisar que no presente calentamientos excesivos
- * Revisar que las conexiones se encuentren bien sujetas

Mantenimiento de la electrobomba

De manera general lo más importante es evitar que una bomba trabaje en seco, debido a que el agua sirve para disipar el calor y de esa manera evitar que se sobrecaliente el motor.

En este caso se cuenta con una bomba centrífuga superficial, por lo que antes de ponerla en marcha se debe verificar que la bomba se encuentre cebada, y posteriormente revisar que no exista ninguna obstrucción en el aspersor, porque esto ocasionará un sobrecalentamiento en el motor.

El principal problema que se va a tener en la bomba será el desgaste de los impulsores, debido a que la calidad del agua del reservorio no es la mejor, no en lo que tiene que ver con su composición química sino con la presencia de algo de arena y demás sedimentos propios de la

zona, los mismos que pueden ingresar a la bomba a pesar de que la válvula de pie tenga una malla metálica que funciona como filtro, por lo que se aconseja que se realice una limpieza periódica de esta malla metálica también conocida como alcachofa. Se recomienda también monitorear que el caudal de la bomba no haya disminuido, pues esto será un claro indicio que los impulsores se han desgastado.

3.16.2 Mantenimiento correctivo

Dentro del mantenimiento correctivo están las actividades de reparación y reemplazo de los elementos que presentan un mal funcionamiento o que se encuentran fuera de los límites normales para los que fueron diseñados.

Todos los equipos del sistema fotovoltaico, vienen con un manual de operación y mantenimiento, pero en caso de falla total, será un experto quien evaluará los daños, por eso se aconseja no modificar las conexiones o seguir intentando hacerlo funcionar cuando este no responda.

En el caso de la bomba, si se detecta una disminución de caudal se recomienda el reemplazo de la misma, pues a pesar que los impulsores pueden ser reemplazados, el reemplazo puede resultar más económico que su reparación.

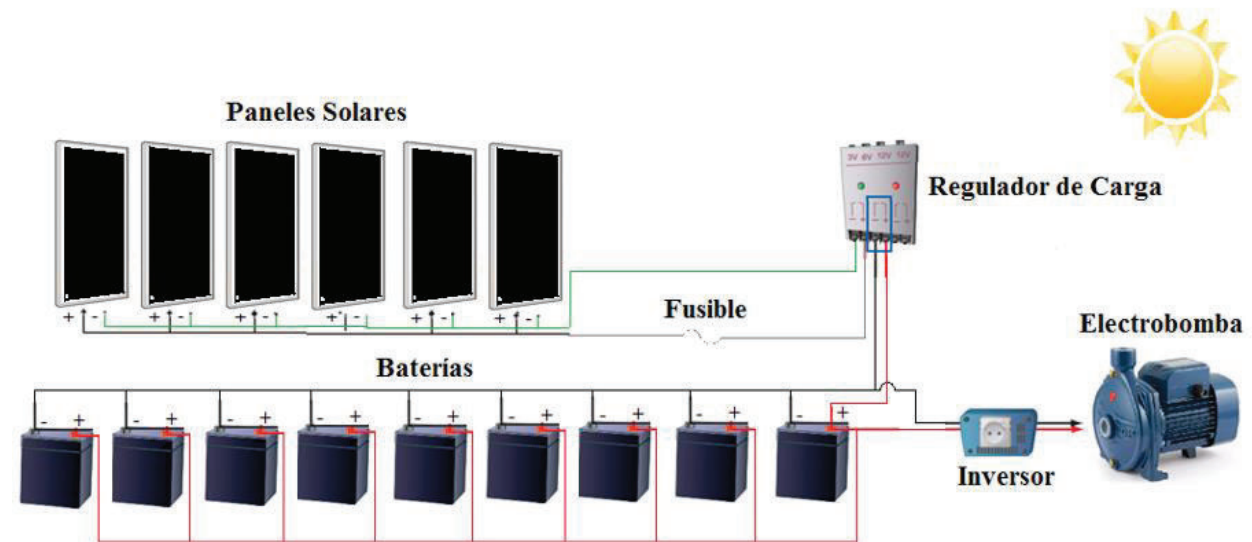
CAPÍTULO 4

RESULTADOS

Los resultados han sido obtenidos luego de realizar un estudio sobre la necesidad de riego en la zona, así como de los factores y equipos principales que intervienen en la instalación de un sistema de bombeo solar fotovoltaico. En este trabajo se ha tomado en cuenta un sistema de riego por aspersión, como una aplicación de los sistemas fotovoltaicos. Los equipos fueron seleccionados con una tecnología adecuada, es decir tomando en cuenta las necesidades e intereses de los usuarios que deseen contar con este tipo de sistema renovable y amigable con el ambiente.

En la figura 27 se muestra el arreglo total del sistema de bombeo solar fotovoltaico que se ha dimensionado en este trabajo.

Figura 27. Configuración del sistema de bombeo fotovoltaico dimensionado para una zona rural de la

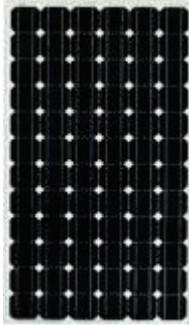






provincia de Pastaza

Fuente: El autor

En la tabla 21 se presentan los costos estimados para el sistema de bombeo solar fotovoltaico, los mismos que han sido obtenidos de la empresa PROVIENTO S.A de Quito, y en la tabla 22 se presenta el costo estimado de la electrobomba, el mismo que ha sido obtenido de la página de internet Mercado Libre Ecuador.

Tabla 21. Costos de los equipos del sistema de bombeo solar fotovoltaico

Equipos Medición:		Equipos Generación:	x	Servicios internos:	Servicios externos:			
Cantidad: #		Descripción Item:			Valor (USD)			
					Unidad	Total		
6 Pcs	6	<p>Panel Solar Monocristalino 90Wp/12VDC Paneles de calidad SIMAX</p> <p>Panel Monocristalino 90 Wp / 12V Potencia: 90W +/- 2% Voltaje circuito abierto/óptimo: 21,8/17,6V Corriente cortocircuito/óptimo: 5.51/ 5.11A Configuración: 125 x 125mm Max. Voltaje String: 700VDC Dimensiones: 1200 x 540 x 355 mm</p>					120,00	720,00
								
1 Pcs	1	<p>Controlador Morningstar SunSaver Modo de carga PWM Voltaje 12/24 VDC Corriente 40 A Sealed battery 14.1V Flooded battery 14,4V Load disconnect 11,5V LVD reconnect 12,6V Todas las protecciones eléctricas</p>					250,00	250,00
								

1	Pcs	1	<p>Inversor UPS Powerstar 3KW/12VDC</p> <p>Potencia nom: 1500 W (continua)</p> <p>Potencia max: 3000 W (10seg) Voltaje</p> <p>Entrada: 12 VDC (baterías)</p> <p>Voltaje Salida:120/220 VAC</p> <p>Eficiencia 90% (Full load) /95% (1/3 load)</p> <p>autosensing 60Hz sinusoidal pura</p> 	290,00	290,00
9	Pcs	9	<p>TAB BATTERY POWERSUN 150Ah/12Vdc</p> <p>PLOMO-ÁCIDO</p> <p>Voltaje: 12 VDC</p> <p>Capacidad: 150 Ah@10h</p> <p>descarga profunda Libre mantenimiento.</p> <p>Ciclos 2400</p> <p>DOD50%</p> <p>Dimensiones: 206x175x175 mm</p> 	170,00	1.530,00
6	Pcs	6	<p>Estructura de soporte paneles solares</p> <p>Estructuras en hierro galvanizado para instalación en piso.</p> <p>Material menor, pernos, tuercas, etc.</p> 	100,00	600,00
9	Pcs	9	<p>Soporte de baterías</p> <p>Soporte para baterías en hierro galvanizado. Con pintura anticorrosiva.</p>	25,00	225,00
1	Glb	0	<p>Gabinete conexionado 60*40*20 cm</p> <p>Gabinete eléctrico para conexionado de controlador, protecciones, precableado, etc.</p>	200,00	200,00

1	Glb	0	Material menor (Cables, fusibles)	150,00	150,00
SUBTOTAL:					3.965,00
IVA 14%					551,10
VALOR					<u>4.516,10</u>

A este valor se debe sumar el costo de la electrobomba.

Tabla 22. Costo de la electrobomba

		Valor	
Cantidad	Descripción	Unidad	Total
1	Bomba Centrífuga Pedrollo 0,85 Hp	270.00	270.00
		IVA 14%	37.80
		VALOR TOTAL (USD)	307.80

Por lo tanto se tiene que este sistema de bombeo solar fotovoltaico, tendrá un costo total de 4.823,90 USD.

CONCLUSIONES

1. Analizando las ventajas y desventajas de los sistemas de bombeo solar fotovoltaico para las condiciones del sector rural de Ecuador, se obtuvo como resultado que es favorable ya que aprovecha recursos naturales inagotables como la radiación solar, y además es una tecnología limpia la cual evita la contaminación de los ríos, la flora y la fauna de la región.
2. Del estudio realizado sobre las necesidades de riego, según las características climatológicas y del relieve, se pudo diseñar una metodología para ser aplicada en esta zona, además que puede ser utilizada para otros sectores rurales del Ecuador.
3. Se definieron los procedimientos necesarios para llevar a cabo el dimensionado del sistema de bombeo solar fotovoltaico, de manera sencilla y eficiente tomando en cuenta los factores determinados por las características propias de la región.
4. Se analizaron sistemas típicos utilizados para el diseño y montaje de estaciones de bombeo alimentadas por energía fotovoltaica, lo que permitió conocer a fondo su principio de funcionamiento, así como cada una de las partes y componentes que conforman el sistema.
5. El método utilizado en el presente trabajo (amperios-hora), sirvió para utilizar el valor de insolación más bajo de la provincia de Pastaza, de esa manera se garantiza que la demanda de energía sea cubierta por el generador fotovoltaico aún en el peor mes del año.
6. El uso de equipos con la tecnología adecuada para esta zona, ayuda a los usuarios a comprender de una mejor manera el funcionamiento de cada uno de los componentes del sistema, generando un conocimiento que les permita solucionar algunos problemas que puedan presentarse durante el funcionamiento del sistema en general.
7. La mayoría de los sistemas tecnificados de riego en el Ecuador, son implementados por los grandes productores, y los beneficios que éstos les proporcionan se ven evidenciados en la venta de sus productos a nivel nacional e internacional, por lo que se deduce que el riego de cultivos no debe ser complementario sino necesario.
8. La información climática de la zona, necesaria para el dimensionamiento, debe ser obtenida de una fuente confiable con la finalidad de no cometer errores en los cálculos, lo que podría resultar en un sistema de bombeo solar fotovoltaico deficiente.
9. Con el pasar de los años la tecnología ha ido abaratando los costos de los equipos, además éstos actualmente resultan ser más eficientes, por lo que su implementación ha ido incrementándose en el Ecuador.

10. En el Ecuador ya existen empresas dedicadas específicamente a la comercialización de equipos de energía renovable, lo que resultó de mucha ayuda para conocer el valor total de los equipos dimensionados en el presente trabajo.
11. El mantenimiento del sistema de bombeo solar fotovoltaico, para el caso de estudio es sencillo, ya que sus componentes requieren mayoritariamente una verificación visual, por ejemplo la presencia de agentes corrosivos que puedan provocar fallos en su funcionamiento.
12. El número de paneles solares que se deben utilizar, se reduce mientras el valor de insolación promedio en la zona de estudio aumenta.
13. Es muy importante colocar los accesorios básicos que componen el sistema hidráulico, ya que éstos ayudan a proteger la bomba en caso de puestas en marcha o paros repentinos.
14. El uso de baterías encareció la instalación, pero darle autonomía al sistema resulta importante, ya que en algunos sectores el riego por aspersión se lo realiza en la noche, debido a que la cantidad de viento es menor, por lo que se evita que el agua se desvíe de la planta y de esa manera se la optimice.
15. Los sistemas fotovoltaicos son los idóneos para satisfacer la demanda de electricidad de zonas muy aisladas.
16. Gracias a que en el Ecuador, el recurso solar es constante durante todo el año, los sistemas fotovoltaicos pueden ser instalados en cualquier sector rural.

RECOMENDACIONES

1. Se recomienda que a partir de la formulación de esta metodología, se analice las características y condiciones propias de la fuente de agua y de la zona, con la finalidad de determinar si es posible desarrollar un control automático para el apagado de la bomba, lo que permitirá al usuario centrarse en el trabajo de riego, sin que se esté verificando a cada momento que la fuente de agua no quede descargada por completo, para de esa forma evitar que se dañe la bomba.
2. Implementar la metodología con el fin de evaluar los resultados y comprobar las ventajas de ésta para el sector rural del Ecuador sobre otras ya existentes.
3. Establecer una comparación entre las metodologías existentes para las regiones de la costa y la sierra con la metodología propuesta en la presente investigación con el propósito de identificar las principales diferencias.
4. Realizar un plan detallado de las actividades necesarias para el montaje del sistema.
5. Revisar los manuales de instalación de cada uno de los equipos, con la finalidad de cumplir con los requerimientos de montaje de cada uno de ellos.
6. No colocar una bomba centrífuga superficial, cuando la altura de succión supere los 8 metros de altura.
7. Analizar las diferentes alternativas de montaje con la finalidad de abaratar sus costos.
8. Realizar un plan de mantenimiento para alargar la vida útil del sistema.
9. Consultar con personal autorizado en caso de falla total del sistema.
10. Analizar el funcionamiento de cada equipo dentro del sistema, para de esa manera solucionar problemas que no necesiten de la presencia de un técnico o del desmontaje del equipo para su traslado fuera del campo.

BIBLIOGRAFÍA

- Alonso Abella, M. (2001). *Sistemas fotovoltaicos*. Obtenido de http://api.eoi.es/api_v1_dev.php/fedora/asset/eoi:45337/componente45335.pdf
- Argueta, E. (febrero de 2011). *Implementación de sistemas hidroneumáticos residenciales, ventajas y desventajas*. Obtenido de http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08_3217_C.pdf
- Arija, D. (28 de julio de 2010). *Prototipo de sistema de bombeo fotovoltaico para proyectos de cooperación al desarrollo con tecnologías apropiadas*. Obtenido de <http://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/10871/PROYECTO%20final.%20David%20Arija%20Gonzalez.pdf?sequence=1>
- Barbero, L. (2015). *Sistema autónomo para carga de baterías mediante una instalación fotovoltaica con aplicación directa al vehículo eléctrico y otros usos*. Obtenido de http://oa.upm.es/39368/1/ANGEL_LUIS_BARBERO_CORNEJO.pdf
- Barrera, E. (2000). *Ingeniería de la energía solar*. Obtenido de http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/10864/dec_d_2211.pdf?sequence=1
- Benalcázar, D. &. (2012). *Diseño y construcción de un prototipo de un sistema de bombeo de agua utilizando energía fotovoltaica*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Cepex. (s.f.). *Válvulas*. Obtenido de <http://www.cepex.com/productos-riego/valvulas-de-retencion-bola-y-retencion-de-muelle>
- Cepex. (s.f.). *Válvulas*. Obtenido de <http://www.cepex.com/productos-riego/valvulas-de-retencion-bola-y-retencion-de-muelle>
- Cervantes, D., & Muñoz, O. (2010). *Diseño de control y simulación de un sistema de generación de Energía Eléctrica basado en paneles fotovoltaicos, un inversor Trifásico conectado a la red y una unidad de almacenamiento SMES*. Guayaquil: Escuela Superior Politécnica del Litoral.

- Cervantes, J. (25 de septiembre de 2009). *Estudio de sistemas de bombeo fotovoltaicos*. Obtenido de http://www.cenidet.edu.mx/subaca/web-elec/tesis_mc/233MC_jch.pdf
- Conejo, J. (mayo de 2015). *Cálculo del ángulo de inclinación para la instalación de paneles solares*. Obtenido de http://cursos.eie.ucr.ac.cr/IE1103_004/work/assig_12/Tarea1_A92388_1.pdf
- Consejo Nacional de Electricidad. (agosto de 2008). *Atlas solar del Ecuador con fines de generación eléctrica*. Obtenido de <http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/cg00041.pdf>
- Consejo Nacional de Electricidad. (2011). *Folleto resumen estadísticas*. Obtenido de <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/11/Folleto-Resumen-estadísticas-2011.pdf>
- Consejo Nacional de Electricidad. (Septiembre de 2016). *Balance Nacional de Energía Eléctrica*. (Agencia de Regulación y Control de Electricidad) Recuperado el 15 de enero de 2017, de <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/estadistica-del-sector-electrico/balance-nacional/>
- Constitución de la República . (2008). *Constitución de la República del Ecuador*. Quito : Asamblea Nacional .
- De Máquinas y Herramientas. (24 de agosto de 2016). *Como elegir una bomba de agua para pozos*. Obtenido de <http://www.demaquinasyherramientas.com/herramientas-electricas-y-accesorios/como-elegir-bomba-agua-para-pozos>
- Díaz, T. &. (2010). *Componentes de una instalación solar fotovoltaica*. Obtenido de <http://assets.mheducation.es/bcv/guide/capitulo/8448171691.pdf>
- EEQ. (28 de noviembre de 2014). *EEQ instalará sistemas de bombeo solar en comunidades de Sucumbíos*. (Empresa Eléctrica de Quito) Recuperado el 16 de enero de 2017, de http://www.eeq.com.ec:8080/nosotros/comunicamos/noticias/-/asset_publisher/PDd0RO7lSu5d/content/eeq-instalara-sistema-de-bombeo-solar-en-comunidades-de-sucumbios;jsessionid=2E0F9E36436564F485D22209D03E69E4

- Escobar, S. (2008). *Rediseño de la red de distribución para el mejoramiento de la calidad de producto del Barrio Osorio*. Obtenido de <http://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/6502/6/UPS-KT00344.pdf>
- ESPA. (2000). *Espa apéndice técnico*. Obtenido de <http://global.espa.com/doc-descarga-1/espaapendicetecnico.pdf>
- Feijoo, J. (2009). *Proyecto de implementación de paneles solares en haciendas alejadas de la fuente de energía convencional*. Obtenido de <https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/21609/1/D-42260.pdf>
- Ferichola, J. F. (2008). *Caracterización de módulos fotovoltaicos con dispositivo portátil*. Obtenido de http://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/6037/PFC_Julio_Fernandez_Ferichola.pdf?sequence=1
- Fermaelec. (2005). *Conductores eléctricos clases y sus tipos de aislamientos*. Anzoategui, Venezuela.
- Fundición Pacífico. (s.f.). *Válvulas de compuerta*. Obtenido de <http://www.fundicionpacifico.com/ferreteria/valvulas-compuerta/valvulas-de-compuertas.html>
- García, R. &. (sep-dic de 2014). *Parámetros comparativos de células fotoeléctricas para generación de energía*. Obtenido de http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1815-59012014000300004
- Garduño, R. (1994). *El clima a la luz del sol*. Obtenido de http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen3/ciencia3/127/htm/sec_21.htm
- Inacap. (14 de diciembre de 2014). *Motores eléctricos*. Obtenido de <http://documents.mx/documents/motores-electricos-inacap.html>
- Ingeniería civil. (s.f.). *Curva característica de una bomba centrífuga*. Obtenido de <http://ingenieriacivil.tutorialesaldia.com/sabes-que-es-la-curva-caracteristica-de-una-bomba-centrifuga/>

Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología. (2008). *Análisis climatológico*. Quito: INAMHI.

Ley.exam. (2015). *Materiales utilizados para conductores eléctricos*. Obtenido de <http://ley.exam-10.com/law/5692/index.html>

Macancela, L. (junio de 2012). *Diagnóstico de la implementación de los sistemas fotovoltaicos correspondientes a la primera etapa del proyecto Yantsa ii Etsari*. Obtenido de <http://dspace.ucuenca.edu.ec/bitstream/123456789/689/1/te321.pdf>

Ministerio de Agricultura, Ganadería, Acuacultura y Pesca. (2013). *Plan nacional de riego y drenaje*. Obtenido de Subsecretaría de riego y drenaje: <http://balcon.magap.gob.ec/mag01/magapaldia/2013/Pdf,%20banner,%20eventos/PNRD.pdf>

Ministerio de Agricultura, Ganadería, Acuacultura y Pesca. (junio de 2014). *Manual de riego parcelario*. Obtenido de <http://balcon.magap.gob.ec/mag01/magapaldia/HOMBRO%20A%20HOMBRO/manuales/Manual%20de%20riego%20parcelario.pdf>

Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. (agosto de 2013). *Electrificación Rural con Energías Renovables*. (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable) Recuperado el 12 de enero de 2017, de <http://www.energia.gob.ec/electrificacion-rural-con-energias-renovables/>

Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. (2013). *Proyectos de energía renovable en Ecuador*. Quito: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. (2 de septiembre de 2012). *Ministerio de Electricidad y Energía Renovable presentó el primer mapas eólico del Ecuador*. (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable) Recuperado el 17 de enero de 2017, de <http://www.energia.gob.ec/ministerio-de-electricidad-y-energia-renovable-presento-el-primer-atlas-eolico-del-ecuador/>

- Padilla, F. (abril de 2000). *Sistema de bombeo de agua a presión constante mediante la aplicación de variadores de velocidad*. Obtenido de <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/10552/1/T1593.pdf>
- Pareja, M. (2010). *Energía solar fotovoltaica- Cálculo de una instalación aislada*. marcombo.
- Perpiñán, O. (enero de 2012). *Energía solar fotovoltaica*. Obtenido de https://procomun.files.wordpress.com/2012/01/esf_operpinnanene2012.pdf
- Plan Nacional del Buen Vivir. (2013). Plan Nacional del Buen Vivir. Quito : Asamblea Nacional
- Plastigama. (marzo de 2015). *Catálogo agrícola*. Obtenido de http://sitio.plastigama.com/images/hojasTecnicas/catalogo_agricola_2015-03.pdf
- Prado, C. (junio de 2008). *Diseño de un sistema eléctrico fotovoltaico para una comunidad aislada*. Obtenido de <http://eie.ucr.ac.cr/uploads/file/proybach/pb0831t.pdf>
- Raboso, A. (2013). *Diseño de un sistema fotovoltaico para alimentar una potabilizadora desalinizadora autónoma*. Obtenido de http://dspace.unia.es/bitstream/handle/10334/2508/0447_Raboso.pdf?sequence=1
- Ramón, A., & Pineda, R. (marzo de 2015). *Análisis del rendimiento de los acumuladores de energía del sistema fotovoltaico existente en la universidad Politécnica Salesiana sede Cuenca*. Obtenido de <http://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/7945/1/UPS-CT004799.pdf>
- Ramos, J. (julio de 2015). *Instalación solar fotovoltaica aislada para colegio infantil*. Obtenido de <https://uvadoc.uva.es/bitstream/10324/14110/1/TFG-P-303.pdf>
- Rochín, J., Ortiz, S., & Ellis, A. (2000). *Energía solar para bombeo de agua*. La Paz, Baja California: FIRCO-SWTDI.
- Sebastián, E. (Sf). *Componentes de un panel solar fotovoltaico*.
- SIAFA. (abril de 2013). *Fugas en recipientes y conducciones*. Obtenido de <http://www.siafa.com.ar/notas/nota181/fugas.htm#arriba>

Slideshare. (3 de mayo de 2010). *Hidráulica*. Obtenido de <http://es.slideshare.net/lorencholl/hidraulica>

Suelosolar. (s.f.). Obtenido de Bombeo y riego solar.

Universidad Autónoma de Nuevo León. (s.f.). *Riego en hortalizas*. Obtenido de http://www.infoagro.com/hortalizas/riego_hortícolas.htm

Universidad de Castilla-La Mancha. (18 de mayo de 2009). *Riego por aspersión*. Albacete: Universidad de Castilla-La Mancha. Obtenido de https://www.uclm.es/area/ing_rural/Hidraulica/PresentacionesPDF_STR/TemaRiegoAspersion.pdf

Vergara, F. (2012). *Proyectos Energéticos Sector Eléctrico Ecuatoriano con Biomasa*. Quito: CONELEC.

ANEXOS

Anexo I: Niveles de radiación en la Provincia de Manabí

Niveles de Radiación en la Provincia de Manabí		
Mes	Radiación solar mínima Wh/m ² /día	Radiación solar máxima Wh/m ² /día
Enero	2700	2800
Febrero	2900	3020
Marzo	2800	2900
Abril	2700	2800
Mayo	2510	2640
Junio	2350	2500
Julio	2390	2560
Agosto	2650	2800
Septiembre	2780	2920
Octubre	2840	2960
Noviembre	2550	2680
Diciembre	2770	2880

Anexo II: Niveles de Radiación en la Provincia de Tungurahua

Niveles de Radiación en la Provincia de Tungurahua		
Mes	Radiación solar mínima Wh/m ² /día	Radiación solar máxima Wh/m ² /día
Enero	2600	2700
Febrero	2780	2900
Marzo	2700	2800
Abril	2600	2700
Mayo	2510	2640
Junio	1900	2050
Julio	2220	2390
Agosto	2350	2500
Septiembre	2220	2360
Octubre	2360	2480
Noviembre	2290	2420
Diciembre	2220	2330

Anexo III: Propiedades del Agua a Diferentes Temperaturas

Propiedades del Agua a Diferentes Temperaturas			
Temperatura °C	Tv Kg/cm2	γ Kg/dcm3	μ m2/s
0	0,0062	0,9998	1,75 x 10-6
5	0,0089	0,9997	1,52 x 10-6
10	0,0125	0,9996	1,30 x 10-6
15	0,0174	0,999	1,15 x 10-6
20	0,0238	0,9982	1,02 x 10-7
25	0,0323	0,997	8,94 x 10-7
30	0,0432	0,9955	8,03 x 10-7
35	0,0573	0,9939	7,22 x 10-7
40	0,0752	0,9921	6,56 x 10-7
45	0,0977	0,99	6,00 x 10-7
50	0,1258	0,988	5,48 x 10-7
55	0,1605	0,9857	5,05 x 10-7
60	0,2031	0,9831	4,67 x 10-7
70	0,3177	0,9777	4,11 x 10-7
80	0,4829	0,9718	3,60 x 10-7
90	0,7149	0,9653	3,22 x 10-7
100	1,0332	0,9583	2,94 x 10-7

Anexo IV: Presión Atmosférica a Diferentes Altitudes Sobre el Nivel del Mar

Presión Atmosférica a Diferentes Altitudes Sobre el Nivel del Mar							
Altura (m)	P atmosférica (m)	Altura (m)	P atmosférica (m)	Altura (m)	P atmosférica (m)	Altura (m)	P atmosférica (m)
0	10,33	1000	9,11	2000	8,04	3000	7,1
100	10,2	1100	9	2100	7,94	3100	7,01
200	10,08	1200	8,89	2200	7,85	3200	6,93
300	9,92	1300	8,78	2300	7,75	3300	6,84
400	9,83	1400	8,67	2400	7,65	3400	6,76
500	9,69	1500	8,56	2500	7,56	3500	6,68
600	9,53	1600	8,45	2600	7,47	3600	6,6
700	9,43	1700	8,34	2700	7,37	3700	6,52
800	9,34	1800	8,24	2800	7,28	3800	6,43
900	9,23	1900	8,14	2900	7,19	3900	6,35