

UNIVERSIDAD DE CUENCA



Facultad de Ingeniería Carrera de Ingeniería Eléctrica

“Análisis de factibilidad para la sustitución del uso de energía térmica a energía eléctrica en las camaroneras del cantón Machala”

Tesis previa a la obtención del
Título de Ingeniero Eléctrico

AUTORES: Roberto Carlos Fajardo Fárez

C.I: 0702279779

Claudio Enrique Quevedo Castillo

C.I: 1103916316

DIRECTOR: Ing. Patricio Alcides Astudillo Salinas Msc.

C.I: 1400588628

Cuenca - Ecuador

2018



RESUMEN

El presente trabajo de titulación tiene por objeto elaborar un análisis técnico - económico para el cambio del uso de la energía térmica a energía eléctrica en las camaroneras del cantón Machala. Para cumplir con el objetivo, se analizará una estación de bombeo y se evaluará el costo por uso de diésel y energía eléctrica.

El análisis se basa en la información recopilada sobre el proceso productivo y el consumo de diésel. Los aspectos que deben considerarse son, el sobredimensionamiento en las bombas, consideradas importantes debido al alto consumo de diésel que está relacionado con la capacidad de las máquinas. Otro aspecto es presentar una alternativa energética que reemplace las bombas diésel, por bombas eléctricas que funcionen con energía eléctrica que sean eficientes y que a su vez generen ahorros para contribuir a la disminución del consumo de diésel en el país.

En el sector camaronero, al reemplazar la energía térmica con energía eléctrica, reducirá los costos operativos de manera significativa, por lo tanto, este beneficio se debe utilizar para implementar las nuevas bombas y equipos eléctricos.

Palabras clave:

ENERGÍA, TÉRMICA, ELÉCTRICA, FOTOVOLTAICA, BOMBAS, MOTORES, ELÉCTRICOS, SOBREDIMENSIONADO.



ABSTRACT

The purpose of the present titration work is to elaborate a technical - economic analysis for the change of the use of thermal energy to electrical energy in the shrimp farms of the Machala canton. To fulfill the objective, a pumping station will be analyzed and the cost for the use of diesel and electric power will be evaluated.

The analysis is based on the information collected about the production process and diesel consumption. The aspects that must be considered are the oversizing of the pumps, considered important due to the high consumption of diesel that is related to the capacity of the machines. Another aspect is to present an alternative energy that replaces diesel pumps, electric pumps that work with electricity that are efficient and that in turn generate savings to contribute to the reduction of diesel consumption in the country.

In the shrimp sector, when replacing thermal energy with electrical energy, it will reduce operating costs significantly, therefore, this benefit should be used to implement new pumps and electrical equipment.

Keywords:

THERMAL ENERGY, ELECTRIC POWER, PHOTOVOLTAIC ENERGY, PUMPS AND ELECTRIC MOTORS, OVERSIZING.



INDICE

RESUMEN2

ABSTRACT3

INDICE4

INDICE DE FIGURAS7

INDICE DE TABLAS8

AGRADECIMIENTO.....13

DEDICATORIA.....14

DEDICATORIA.....15

CAPITULO I16

1. GENERALIDADES16

 1.1. Antecedentes..... 16

 1.2. Formulación del problema..... 17

 1.3. Hipótesis 17

 1.4. Justificación 17

 1.5. Objeto del estudio 17

 1.6. Objetivos..... 17

 1.6.1. Objetivo general 17

 1.6.2. Objetivos específicos 17

 1.7. La novedad científica..... 18

 1.8. Alcance 18

CAPITULO II19

2. MARCO TEORICO19

 2.1. Reseña Histórica del Camarón 19

 2.1.1. Uso de Energía 19

 2.1.2. Impacto que ocasionaría la eliminación del subsidio de hidrocarburos en el sector camaronero. 20

 2.1.3. Matriz energética..... 20

 2.1.4. Cambio de la matriz energética 21

 2.1.5. Cambio a energía eléctrica de las camaroneras en el cantón Machala..... 21

 2.1.6. El Diésel Como Fuente Energética 22

 2.1.7. Uso del Diésel en el Sector Camaronero..... 22

 2.1.8. Subsidio del Diésel..... 22

 2.2. Maquinaria dentro de las Camaroneras 23

 2.2.1. Motor de combustión interna a diésel 23

 2.2.2. Aireadores 24

 2.2.3. Estación de Bombeo..... 26



2.3.	Energías convencionales.....	33
2.3.1.	Carbón	33
2.3.2.	Petróleo.....	33
2.3.3.	Gas natural.....	33
2.4.	Energías no convencionales.....	34
2.4.1.	Energía Fotovoltaica	34
2.4.2.	Energía Eólica	48
2.5.	Sistema eléctrico de potencia	55
2.5.1.	Descripción de un sistema eléctrico de potencia.....	56
CAPITULO III		62
3.	DIMENSIONAMIENTO DE BOMBAS Y MOTORES EN LAS CAMARONERAS.....	62
3.1.	Cálculo y criterio técnico para la selección de un sistema de bombeo en una camaronera	62
3.2.	Consumo de galones de diésel de la estación de bombeo	69
3.2.1.	Análisis de consumo a diésel	69
3.2.2.	Análisis de Consumo con Energía Eléctrica	72
3.2.3.	Análisis de Consumo de energía eléctrica con tarifa industrial	72
CAPITULO IV.....		74
4.	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y DESCRIPTIVAS DE UN DISEÑO DE SERVICIO ELÉCTRICO TRIFÁSICO.....	74
4.1.	Alimentación en medio voltaje.....	74
4.2.	Bajante de medio voltaje	74
4.3.	Transformador	74
4.4.	Acometida en bajo voltaje	75
4.5.	Tablero eléctrico general	75
4.6.	Censo de cargas	75
4.7.	Protecciones y aterrizamiento en medio voltaje y bajo voltaje	77
4.8.	Especificaciones técnicas de construcción	77
4.9.	Equipos de medición	77
4.10.	Presupuesto de la obra	78
4.11.	Cálculo del consumo mensual de las bombas conectadas a un punto de red	80
CAPITULO V.....		81
5.	ESTUDIO FOTOVOLTAICO AISLADO DE LA RED PARA ABASTECER LA POTENCIA DE 734 KW	81
5.1.	Elementos de un sistema fotovoltaico autónomo, aspectos a considerar en el diseño. 81	
5.2.	Módulo TSM-PE14A-335	81
5.2.1.	Las especificaciones técnicas de este módulo son:	82



5.3. Diseño.....	85
5.3.1. Desarrollo:.....	85
CAPITULO VI.....	99
6. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA EÓLICA PARA ABASTECER LA POTENCIA DE 734 KW. 99	
6.1. Datos climatológicos del lugar de la instalación	99
6.2. Viento	99
6.3. Velocidad promedio del viento.....	100
6.4. Dirección del viento.....	100
6.5. Velocidad del viento mínima.....	101
6.6. Cálculo.....	103
6.7. Presupuesto instalación eólica.	106
CAPITULO VII.....	108
7. ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA SUSTITUCIÓN DE ENERGÍA TÉRMICA A ENERGÍA ELÉCTRICA CONECTADA A UN PUNTO DE RED Y ENERGÍA TÉRMICA A ENERGÍA ELÉCTRICA MEDIANTE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA.	108
7.1. Tasa Interna de Retorno (TIR).....	108
7.2. Valor Actual Neto (VAN)	108
7.3. Evaluación Económica para sustitución de energía térmica a energía eléctrica conectada a un punto de red.	109
7.4. Evaluación Económica para sustitución de energía térmica a energía eléctrica mediante generación fotovoltaica.....	111
CAPITULO VIII.....	114
8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	114
8.1. Conclusiones.....	114
8.2. Recomendaciones	115
BIBLIOGRAFÍA	116
ANEXOS	120

INDICE DE FIGURAS

FIGURA 2-1 CAMBIO DE LA FUENTE DE ENERGÍA EN LA INDUSTRIA ACUÍCOLA [4].....	21
FIGURA 2-2. AIREADORES DE 4 PALETAS TRIFÁSICO 440 VOLTIOS. [11].....	25
FIGURA 2-3. AIREADORES DE 6 PALETAS TRIFÁSICO 440 VOLTIOS. [11].....	25
FIGURA 2-4. AIREADORES DE 13 PALETAS MOTOR A DIÉSEL. [11].....	26
FIGURA 2-5. ESTACIÓN DE BOMBEO [13].	26
FIGURA 2-6. BOMBA AXIAL ESTACIONARIA.....	27
FIGURA 2-7. BOMBA CENTRÍFUGA, DISPOSICIÓN, ESQUEMA Y PERSPECTIVA [14].	27
FIGURA 2-8. CURVAS DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LA BOMBA [14].	28
FIGURA 2-9 FLUJO A TRAVÉS DE UN DISCO.....	49
FIGURA 2-10. ESQUEMA BÁSICO DE UN GENERADOR DE CORRIENTE CONTINUA [26].....	54
FIGURA 3-1. SELECCIÓN DE LA BOMBA PARA LA CAMARONERA [32].....	66
FIGURA 5-1. ESQUEMA GENERAL DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO AISLADO DE LA RED [34]	81
FIGURA 5-2. MODULO TSM-PE14-335 [35].....	81
FIGURA 5-3. DIMENSIONES MM/PLG [35].....	82
FIGURA 5-4. DIMENSIONES MM/PLG VISTA TRASERA [35].....	82
FIGURA 5-5. CURVAS P-V DEL MÓDULO PV (335W) [35].....	84
FIGURA 5-6. CURVAS I-V DEL MÓDULO PV (335W) [35].....	85
FIGURA 5-7. GRÁFICO COMPARATIVO- ENERGÍA GENERADA & CARGA CONSUMIDA.	92
FIGURA 5-8. BATERÍAS: ECOSAFE OPZV [38].....	95
FIGURA 6-1. RESUMEN DE DATOS METEOROLÓGICOS [39]	99
FIGURA 6-2. VELOCIDAD PROMEDIO DEL VIENTO [40].....	100
FIGURA 6-3. DIRECCIÓN DEL VIENTO [40].....	101
FIGURA 6-4. ILUSTRACIÓN DIDÁCTICA DE LA VIABILIDAD DE LA INSTALACIÓN [41].....	102
FIGURA 6-5. CURVA DE POTENCIA VS VELOCIDAD DEL GENERADOR [42]	104
FIGURA 6-6. BATERÍA VISIÓN CP12120 BATERÍA 12V 12AH [42].....	105
FIGURA 7-1. FLUJO DE INVERSIÓN ENERGÍA TÉRMICA A ENERGÍA ELÉCTRICA.....	111
FIGURA 7-2. FLUJO DE INVERSIÓN ENERGÍA TÉRMICA A ENERGÍA FOTOVOLTAICA.	113



INDICE DE TABLAS

TABLA 2-1 PRECIO DE VENTA A NIVEL TERMINAL DERIVADOS DE PETRÓLEO PERIODO AGOSTO 2018. [8]..... 23

TABLA 2-2. CRITERIO DE SELECCIÓN DEL VOLTAJE DEL SISTEMA. [24]..... 44

TABLA 3-1. DATOS SELECCIÓN BOMBAS 62

TABLA 3-2. SUCCIÓN 62

TABLA 3-3. DESCARGA..... 62

TABLA 3-4. VELOCIDAD Y PÉRDIDA DE CARGO POR FRICCIÓN EN TUBERÍA DE HIERRO. [32] 64

TABLA 3-5. SUMATORIA DE LOS COEFICIENTES DE RESISTENCIA 65

TABLA 3-6. RESULTADOS OBTENIDOS 68

TABLA 3-7. CONSUMO DE DIÉSEL EN LAS ESTACIONES DE BOMBEO. 71

TABLA 3-8. GASTOS MENSUALES POR MANTENIMIENTO DE MOTORES. 72

TABLA 3-9. ANÁLISIS DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA. 73

TABLA 4-1. ELEMENTOS, CUADRO DE DEMANDAS Y DISTRIBUCIONES DE CARGA 76

TABLA 4-2. ANÁLISIS DEL CONSUMO DE DIÉSEL..... 78

TABLA 4-3. CONSUMO MENSUAL DE BOMBAS CONECTADAS A UN PUNTO DE RED..... 80

TABLA 5-1. STC: IRRADIANCIA 1000W/M², TEMPERATURA DE CELDA 25°C, MASA DE AIRE [35] 83

TABLA 5-2. NOCT: IRRADIANCIA DE 800W/M², TEMPERATURA AMBIENTE 20°C, 83

TABLA 5-3. DATOS MECÁNICOS DEL PANEL SOLAR [35] 83

TABLA 5-4. LÍMITES DE TEMPERATURA [35]..... 84

TABLA 5-5. OTRAS ESPECIFICACIONES [35] 84

TABLA 5-6. CRITERIO DE SELECCIÓN DEL VOLTAJE DEL SISTEMA [24]..... 86

TABLA 5-7. DEMANDA 86

TABLA 5-8. DATOS DE RADIACIÓN DEL LUGAR DE LA INSTALACIÓN [36] 87

TABLA 5-9. RADIACIÓN GLOBAL MEDIA DIARIA. (Wh/m² – día) 88

TABLA 5-10. RADIACIÓN GLOBAL MEDIA DIARIA (KWh/m² – día) 89

TABLA 5-11. CANTIDAD DE CARGA TOTAL CORREGIDA 89

TABLA 5-12. RELACIÓN ENTRE CANTIDAD DE CARGA TOTAL CORREGIDA Y RADIACIÓN GLOBAL MEDIA DIARIA 90

TABLA 5-13. RELACIÓN ENTRE CANTIDAD DE CARGA TOTAL CORREGIDA Y RADIACIÓN GLOBAL MEDIA DIARIA 91

TABLA 5-14. CUADRO RESUMEN CONFIGURACIÓN ÓPTIMA DEL SISTEMA..... 91

TABLA 5-15. CANTIDAD MÍNIMA A GENERAR 92

TABLA 5-16. CÁLCULO PARA EL CICLO DE DESCARGA ESTACIONAL. 94

TABLA 5-17. CÁLCULO PARA EL CICLO DE DESCARGA DIARIO..... 94

TABLA 5-18. CÁLCULO DEL NÚMERO DE BATERÍAS NECESARIAS 94

TABLA 5-19. PRESUPUESTO DE INSTALACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO. 97

TABLA 5-20. CONSUMO MENSUAL DE LAS BOMBAS CONECTADAS A UN SISTEMA FOTOVOLTAICO..... 98

TABLA 6-1. ALTERNATIVAS DE AEROGENERADORES 103

TABLA 6-2. ESPECIFICACIONES DE LA BATERÍA CP12120F2 [43] 105

TABLA 6-3. PRESUPUESTO INSTALACIÓN EÓLICA. 106

TABLA 7-1. T.M.R [46]..... 110

TABLA 7-2. FLUJO DE CAJA 110

TABLA 7-3. T.M.R [46] 111

TABLA 7-4. FLUJO DE CAJA 112



Cláusula de Propiedad Intelectual

Roberto Carlos Fajardo Fárez, autor del trabajo de titulación "Análisis de factibilidad por la sustitución del uso de energía térmica eléctrica en las camaroneras del cantón Machala", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor/a.

Cuenca, octubre de 2018

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Roberto Fajardo", written over a horizontal line.

Roberto Carlos Fajardo Fárez

C.I.: 0702279779



Cláusula de Propiedad Intelectual

Claudio Enrique Quevedo Castillo, autor del trabajo de titulación "Análisis de factibilidad por la sustitución del uso de energía térmica eléctrica en las camaroneras del cantón Machala", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor/a.

Cuenca, octubre de 2018

A handwritten signature in blue ink, written over a horizontal line.

Claudio Enrique Quevedo Castillo

C.I.: 1103916316



Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio Institucional

Claudio Enrique Quevedo Castillo en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación "Análisis de factibilidad por la sustitución del uso de energía térmica eléctrica en las camaroneras del cantón Machala", de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

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

Cuenca, octubre de 2018

Claudio Enrique Quevedo Castillo

C.I: 1103916316



Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio Institucional

Roberto Carlos Fajardo Fárez en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación “Análisis de factibilidad por la sustitución del uso de energía térmica eléctrica en las camaroneras del cantón Machala”, de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

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

Cuenca, octubre de 2018

Roberto Carlos Fajardo Fárez

C.I: 0702279779



AGRADECIMIENTO

A la Universidad Estatal de Cuenca, especialmente a la Facultad de Ingeniería en su Escuela de Ingeniería Eléctrica por permitirnos realizar nuestros estudios profesionales en el campo de la ciencia y tecnología. Un sincero agradecimiento al Ing. Patricio A. Astudillo S. por la total disponibilidad, colaboración, y consejos para orientarnos durante la realización y culminación de este proyecto de investigación. A todos los docentes de la Facultad de Ingeniería que impartieron sus conocimientos, experiencias y motivaciones en cada una de las clases para nuestra formación académica.



DEDICATORIA

Al comienzo de esta aventura todo parecía lejano, años interminables y pruebas cada vez más complicadas, pero Gracias a Dios y a una enorme cantidad de personas que siempre me apoyaron todo resultó mejor de lo que esperaba.

Quisiera dedicar mi Tesis ante todo **a Dios**, por las enormes bendiciones brindadas, por la vida y la salud, por la gran cantidad de oportunidades y desafíos que puso en mi camino, que, sin él, me hubiese sido difícil de recorrer hasta este punto y sé que me seguirá acompañando.

A mis padres Carmela y Florencio, que siempre creyeron que podía lograrlo, que confiaron en mí, sin dudar un solo momento y me apoyaron incondicionalmente.

Al igual que mis **Hermanos**, quienes de una u otra forma, me han enseñado a no rendirme ante nada y siempre perseverar a través de sus sabios consejos.

A Verónica, mi amada esposa, que me acompaña desde antes de empezar esta aventura, quién siempre me ha apoyado y ha creído firmemente en mí, a pesar de las dificultades, siempre estuvo y está alentándome a seguir avanzando.

A mis bellas hijas, Nicolle y Yelena, el motor de mi vida, por ser mi fuente de motivación e inspiración para poder superarme cada día más y hacer realidad este Proyecto, entendiendo que el éxito demanda algunos sacrificios.

A mis **Compañeros** y amigos, con quienes compartí todos estos años y que sin duda nos sirvieron para conocer grandes personas.

Roberto Carlos Fajardo Fárez



DEDICATORIA

Al creador por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud para lograr mis objetivos, además de su infinita bondad y amor.

A mi madre María Adolfinia y hermanos por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, sus valores, por la motivación constante, la que me ha permitido ser una persona de bien, pero más que nada, por su amor y comprensión.

A mi esposa María Fernanda mi compañera de vida por su apoyo incondicional en los buenos y malos momentos, y a mi querido hijo Juan Francisco mi motor y motivación.

Claudio Enrique Quevedo Castillo



CAPITULO I

1. GENERALIDADES

1.1. Antecedentes

La producción de camarón en el Ecuador se encuentra en áreas continentales, playas, bahías y salitrales; las camaroneras localizadas en la playa y bahías son mejores para la producción, puesto que cuenta con recirculación de agua permanente, lo que permite mayor oxigenación de la misma y mejor producción del cultivo [1].

Para el desarrollo del trabajo de titulación se ha tomado como referencia las camaroneras que se encuentra en el área del continente, la captación del agua salada se hace desde esteros que están conectados a un brazo de mar a través de un sistema de bombeo directo.

En las camaroneras en lo que respecta a los equipos de bombeo se observa que la selección esta de manera empírica, sin aplicar las normas técnicas básicas, tales como capacidad requerida, capacidad de succión, condiciones de descarga, tipo de instalación, características de la fuerza motriz, produciéndose un sobredimensionamiento en las maquinarias ocasionando un mayor consumo energético, en su mayoría los equipos funcionan con energía térmica produciéndose que la demanda del diésel sea mayor, esto se debe a que las maquinarias se mantienen encendidas durante varias horas diarias, generando un consumo innecesario de diésel. Una alternativa ante este problema es utilizar bombas eléctricas. Sin embargo, el uso de estas es limitado a causa que muchas camaroneras no cuentan con la conexión al Sistema Nacional Interconectado.

En el Ecuador actualmente los combustibles derivados del petróleo están subsidiados por el estado y su precio de comercialización es relativamente bajo. Por lo tanto, el gobierno tomó la decisión de incentivar el uso de energías renovables, por lo que propone cambios en la matriz energética nacional, es decir, migrar el alto consumo de derivados del petróleo hacia otras alternativas de energía, estableciendo una eliminación gradual de los subsidios [2]. Esta eliminación ocasionaría un alto impacto en el sector camaronero por la alta dependencia que esta industria tiene del diésel, generando un incremento considerable en los costos de producción del camarón, lo que ocasionaría una disminución en la competitividad del país frente a otros productores.



1.2. Formulación del problema

¿Qué efecto tendría el análisis técnico económico para el cambio del uso de energía térmica a energía eléctrica en las camaroneras del cantón Machala?

1.3. Hipótesis

El cambio del uso de energía térmica a energía eléctrica en las camaroneras del cantón Machala, tienen un efecto en los costos de producción del camarón generando un aporte financiero positivo.

1.4. Justificación

La industria camaronera de la provincia de El Oro, debe buscar alternativas de energía mediante la inclusión de sistemas eléctricos que reemplacen a los motores de combustión interna. Por lo tanto, es necesario realizar un estudio de factibilidad vinculado al uso de bombas eléctricas que reemplacen a las bombas convencionales que funcionan a diésel, en el mercado cada vez aparecen motores eléctricos de mayor eficiencia, que los convierte en sustitutos a los motores de combustión interna que usan algún tipo de combustible fósil [3]

1.5. Objeto del estudio

Analizar el cambio de fuente de energía en la industria acuícola.

1.6. Objetivos

1.6.1. Objetivo general

Elaborar un análisis técnico económico para el cambio del uso de energía térmica a energía eléctrica en las camaroneras del cantón Machala.

1.6.2. Objetivos específicos

- Evaluar el impacto causado por la eliminación del subsidio al diésel que es utilizado por la industria camaronera y determinar una alternativa a la fuente motriz que utiliza diésel para los sistemas de bombeos en las piscinas de cultivo de camarón.
- Cuantificar los costos que se generaría al realizar el cambio del uso de energía térmica a energía eléctrica en una finca mediana de producción de camarón.



- Determinar si la eficiencia en un motor de combustión a diésel es relativamente baja a diferencia de los motores eléctricos que utilizan la fuerza magnética para producir fuerza.

1.7. La novedad científica

La construcción de los proyectos hidroeléctricos en el país ayudará a disminuir los costos de energía, esto permitirá la sustitución de motores a diésel por motores eléctricos que optimizaran el costo de producción en la utilización de energía eléctrica y rentabilidad en las camaroneras.

1.8. Alcance

El presente trabajo de titulación está orientado a un análisis del sistema de bombeo de las camaroneras que utilizan el diésel como fuente principal de funcionamiento. El análisis se basa en la información recopilada sobre el proceso productivo y el consumo de diésel de las camaroneras del cantón Machala. Los aspectos que se deben considerar son: El primero permitirá verificar un sobredimensionamiento en las bombas, considerando un aspecto importante que es la demanda del diésel que está relacionado directamente con la capacidad de las máquinas. El segundo aspecto, es presentar una alternativa energética que reemplace las bombas a diésel para contribuir con la disminución de la demanda de diésel en el país.

Luego de la recopilación y levantamiento de la información se ejecutará un análisis que permita determinar el sobredimensionamiento en el sistema de bombeo, mediante la comparación de las potencias calculadas matemáticamente, aplicando la literatura disponible. Adicionalmente se realizará un diseño comparativo del uso del diésel para el sistema de bombeo de una camaronera, mediante un análisis financiero de proyectos para determinar la alternativa más conveniente para la camaronera [2].



CAPITULO II

2. MARCO TEORICO

2.1. Reseña Histórica del Camarón

El sector camaronero en el Ecuador tiene sus inicios a finales de la década del siglo pasado en la provincia de El Oro, observando este fenómeno los nativos que vivían cerca de los manglares y que se dedicaban a la agricultura empezaron a utilizar técnicas rudimentarias para la cría del camarón, construyendo piscinas para el cultivo de grandes extensiones, las que llenaban mediante bombas de agua, ocasionando que esta labor de inicio con la industria acuícola en la provincia de El Oro. Por lo tanto, los capitalistas consideraron que esta nueva actividad acuícola estaba dando buenos resultados, convirtiéndose el negocio del camarón muy rentable. [4]

La industria del camarón en el Ecuador es considerada, como una de las de mayor crecimiento y tecnificación en los últimos años; convirtiéndose en una fuente generadora de empleo y divisas para el desarrollo socio - económico de nuestro país. El Ecuador es un país con un clima favorable para la siembra del crustáceo, cuenta con mano de obra calificada, la calidad de las aguas es apropiada para la cría del camarón, disponibilidad de manglares, grandes cantidades de tierras salitrales, existencia de una gran variedad de camarones altamente resistente a las plagas y de fácil adaptación al medio.

2.1.1. Uso de Energía [4]

Actualmente las camaroneras satisfacen su demanda energética a través de motores de combustión interna a diésel, para el bombeo y aireación además de un moto-generador para ciertos aireadores que usan el mecanismo de Venturi para oxigenación.

Problemas que afecta a los camaroneros:

- Una estación de bombeo se encuentra ubicada en un área aproximada de 30 m², cuenta con un motor de FDG Mercedes Diésel, que posee una turbina de 30 pulg de diámetro la cual está sumergida a una profundidad aproximadamente de 2 m del canal y este se conecta al estero fuente de suministro de agua salada. El combustible es almacenado sin mayor protección dentro del área de bombeo en tanques de metal de 55 gl de capacidad, mientras que el tanque de combustible del motor se lo coloca sobre un pallet. Cabe resaltar que la zona de bombeo y el área de acopio de combustible no cuentan con



la construcción del cubeto que es necesario para el caso de ocurrir un derrame dentro de las instalaciones.

- El almacenamiento del aceite quemado que se produce dentro de las instalaciones de la camaronera se lo hace en tanques, pero no tienen un destino final ya que no existe una coordinación para la disposición final de este producto. En lo que corresponde a los tanques de combustible, estos son utilizados para el almacenamiento y transporte del mismo. El desecho de envases provenientes de lubricantes se realiza de manera inadecuada en un lugar no apropiado para este tipo de desechos, igual que las baterías usadas.

En conclusión, el uso de motores de combustión interna a diésel puede provocar una contaminación en el suelo y también en los afluentes de agua que ingresan a las piscinas, lo que ocasionaría daños en la evolución del cultivo del camarón en cualquier etapa del ciclo de producción.

2.1.2. Impacto que ocasionaría la eliminación del subsidio de hidrocarburos en el sector camaronero.

La industria acuícola en la actualidad cuenta con sistemas de bombeo hidráulico que utiliza el combustible diésel para su funcionamiento. Por lo tanto, el decreto ejecutivo 799 del 15 de octubre del 2015, elimina el subsidio y se reforma el reglamento para regular los precios de los derivados de hidrocarburos para los sectores de la industria que utilizan el combustible diésel. La eliminación del subsidio incidiría en el costo del galón de diésel que deberá ser costeadado por la industria camaronera y este incremento en los costos de producción afectara la competitividad de la industria en el mercado exterior, afectando de manera directa el ingreso de divisas que este sector genera para el país [4].

2.1.3. Matriz energética

Uno de los objetivos que el estado ecuatoriano propuso para el cambio de la matriz energética es dejar de depender del petróleo en la generación eléctrica y así fomentar la productividad [5]. Actualmente la matriz energética en Ecuador tiende a que la participación de energía renovable se incremente con la construcción de nueve centrales hidroeléctricas, aprovechando la capacidad hidráulica del país y reduciendo la contaminación ambiental para el mejoramiento de la calidad de vida de las personas [6].

2.1.4. Cambio de la matriz energética

El Estado dentro de su política del cambio de Matriz energética está analizando las propuestas para incentivar a la industria a que reduzcan el consumo de combustible y opten por el reemplazo de procesos y maquinarias para que funcionen con energía eléctrica, ya que actualmente se cuenta con proyectos hidroeléctricos en curso que asegurarían a la industria el acceso a una energía más barata y limpia [4].

El proyecto analizará el cambio del uso de la energía térmica a energía eléctrica de una camaronera y evaluará el costo por uso de diésel y el costo de uso de energía eléctrica.

2.1.5. Cambio a energía eléctrica de las camaroneras en el cantón Machala

Para realizar el cambio de motores de combustión interna a motores eléctricos se podrían dar bajo condiciones específicas siempre y cuando se cumplan una serie de requerimientos y requisitos, estos tienen que ver tanto al interior de las camaroneras como con las condiciones externas a ellas.

Las camaroneras pueden operar con fuerza motriz generada por la energía eléctrica en vez de la fuerza motriz a diésel como es el caso actual, es necesario que exista un suministro eléctrico de calidad, continuo, además deben existir líneas de distribución a medio voltaje hasta las entradas principales de las camaroneras. Para que este cambio sea aceptablemente sostenible se añaden otros requisitos que tienen que ver con el costo de la instalación eléctrica interna y las tarifas eléctricas.



Figura 2-1 Cambio de la fuente de energía en la industria acuícola [4].

2.1.6. El Diésel Como Fuente Energética

La importación de energéticos en el Ecuador está constituida en su gran mayoría por los derivados de petróleo, alcanzando en el primer trimestre del 2018 el valor de 11.21 millones de barriles, entre los que se encuentra el diésel, nafta de alto octano y gas licuado de petróleo (GPL). De esta cantidad 4.12 millones de barriles corresponde a nafta de alto octano, 3.91 millones de barriles a diésel y 2.34 millones de barriles de gas licuado de petróleo [7].

En lo relacionado al uso del diésel, la tasa de crecimiento es alta por lo que debe ser tomada en cuenta sobre todo cuando se considera que el Estado los subsidia; la tasa media de crecimiento en la última década fue del 8.8%, valor considerado elevado en relación al crecimiento del producto interno bruto (PIB). En función de la información proporcionada por el Banco Central del Ecuador en el 2018 el subsidio de combustible costo al Ecuador \$ 738.9 millones de dólares, siendo el diésel el derivado de petróleo de mayor importación con el 34.7% en relación al total de combustibles.

2.1.7. Uso del Diésel en el Sector Camaronero

En la producción del camarón el consumo de diésel es muy alto, por tal motivo pocas camaroneras tienen acceso a redes eléctricas, cabe indicar que no todas logran satisfacer su demanda de energía. El diésel es la fuente energética más importante para el funcionamiento de la maquinaria que trabaja en el sector camaronero como son: bombas, generadores, aireadores y comedores, los cuales son utilizados diariamente e indispensables para una producción de camarón.

2.1.8. Subsidio del Diésel

Como consecuencia del alto consumo de combustible en las camaroneras, el costo mensual representa un egreso elevado para la producción del sector, el diésel y otros combustibles derivados del petróleo, se encuentran subsidiados por el gobierno.

En la tabla 2-1 se observa el precio de venta del galón de diésel para el sector camaronero al 31 de agosto de 2018, emitido por PETROECUADOR EP, a nivel de terminal para las comercializadoras calificadas y autorizadas es de \$0.90. A nivel internacional tiene un precio de \$2.39, costo que tendría el galón del diésel si el gobierno del Ecuador eliminaría el subsidio.

Es importante considerar el uso de energías renovables, el cambio de la matriz energética en lo que respecta a la industria camaronera permitirá que se disminuya el consumo de derivados de petróleo por otras alternativas energéticas, por lo tanto, disminuir el subsidio poco a poco y así evitar que exista un gran impacto en los precios del camarón, produciéndose una disminución en la competitividad con otros países productores.

Tabla 2-1 Precio de venta a nivel terminal derivados de petróleo periodo agosto 2018. [8]

DECRETOS EJECUTIVOS No. 338, 799 y 352

PRODUCTO	Unidad de medida	PRECIO EN TERMINAL (Incluye el 12% del I.V.A.) Expresado en US\$
CRUDO REDUCIDO ELECTRICO 5,000 S.R.	Galones	\$ 0,423434
DESEL 2 PESQUERO	Galones	\$ 0,900704
DIESEL 2 CAMARONERO	Galones	\$ 0,900704
DIESEL 2 CUANTIA DOMESTICA	Galones	\$ 0,900704
DIESEL 2 ELECTRICO	Galones	\$ 0,900704
DIESEL PREMIUM AUTOMOTRIZ	Galones	\$ 0,900704
DIESEL PREMIUM CUANTIA DOMESTICA	Galones	\$ 0,900704
DIESEL PREMIUM TRANSPORTE PÚBLICO	Galones	\$ 0,900704
FUEL OIL 4 ELECTRICO LIBERTAD	Galones	\$ 0,537600
GAS LICUADO DE PETROLEO (G.L.P.) AGRICOLA	Kilogramos	\$ 0,188384
GAS LICUADO DE PETROLEO (G.L.P.) DOMESTICO	Kilogramos	\$ 0,106667
GAS LICUADO DE PETROLEO (G.L.P.) TAXIS	Kilogramos	\$ 0,188384
GAS. EXTRA CUANTIA DOMESTICA	Galones	\$ 1,309168
GAS. EXTRA CON ETANOL CUANTIA DOMESTICA	Galones	\$ 1,309168
GASOLINA EXTRA AUTOMOTRIZ	Galones	\$ 1,309168
GASOLINA EXTRA CAMARONERO	Galones	\$ 1,309168
GASOLINA EXTRA CON ETANOL CAMARONERO	Galones	\$ 1,309168
GASOLINA EXTRA PESQUERO	Galones	\$ 1,309168
GASOLINA EXTRA CON ETANOL PESQUERO	Galones	\$ 1,309168
GASOLINA PESCA ARTESANAL	Galones	\$ 0,799120
GASOLINA SUPER AUTOMOTRIZ	Galones	\$ 1,680000
SOLVENTES INDUSTRIALES	Galones	\$ 1,635200
SPRAY OIL	Galones	\$ 1,030000
SUPER S.P. CUANTIA DOMESTICA	Galones	\$ 1,680000
CEMENTOS ASFALTICOS NO OBRA PUBLICA	Kilogramos	\$ 0,385728
ASFALTOS INDUSTRIALES NO OBRA PUBLICA	Kilogramos	\$ 0,385728
CEMENTOS ASFALTICOS OBRA PUBLICA	Kilogramos	\$ 0,298480
ASFALTOS INDUSTRIALES OBRA PUBLICA	Kilogramos	\$ 0,298480

2.2. Maquinaria dentro de las Camaroneras

2.2.1. Motor de combustión interna a diésel

El motor diésel es un motor térmico [9] que tiene combustión interna alternativa que se produce por la auto-ignición del combustible debido a altas temperaturas derivadas de la alta relación de compresión que posee, según el principio del ciclo del diésel. La principal ventaja de los motores diésel es su bajo costo de operación, debido al precio del combustible que necesita para funcionar. Una desventaja de estos motores es principalmente valor de adquisición, costos de mantenimiento, ruido, etc.; con los avances tecnológicos se están reduciendo estos inconvenientes que se presentaban en su diseño original.



2.2.2. Aireadores

Los aireadores son equipos mecánicos encargado de incorporar el oxígeno atmosférico al agua de las piscinas de cultivo. Estos equipos se pueden alimentar directamente con motores pequeños eléctricos, de gasolina o diésel; o también con una bomba o compresor de aire instalados en el borde de la piscina [10] [2].

En sistemas de cultivo de alta densidad, los aireadores son usados principalmente para:

- Proporcionar oxígeno disuelto,
- Mantener limpio el fondo del estanque,
- Mezclar el agua del estanque y así asegurar que todo el plancton este expuesto a la luz solar;
- Evitar la estratificación e incrementar la transferencia del elemento oxígeno.


2.2.2.1. Tipos de aireadores

En la acuicultura se emplean los siguientes métodos de aireación: por gravedad, aireación de superficie, aireación por difusores, aireación por turbina.

a) Aireación por gravedad: Con este método se toma ventaja de la energía liberada cuando el agua pierde altitud para mejorar el área de superficie aire - agua. Las cascadas o caídas son los aireadores naturales más efectivos por gravedad y en estos siempre se utiliza una fuente de agua que es más alta que el cuerpo de agua que necesita ser aireada; por otro lado, son de construcción fácil y barata. Con los equipos utilizados por este método se busca agitar la superficie del agua para incrementar la interface agua - aire y lograr altas transferencias de oxígeno. En este grupo se encuentran:


- **Bombas dispensadoras de agua:** Tienen un motor sumergido que hace girar un propulsor y bombea agua superficial; flotan y son de peso liviano, con requerimiento de energía de 1 a 5 HP; estos son utilizados mayormente en piscinas de tratamiento de agua y estanques pequeños de peces.
- **Aireadores de paleta:** Es un aireador de brazo largo que contiene un motor de doble eje donde se coloca un determinado número de paletas. El movimiento rotatorio de las paletas cuando el aireador está funcionando en la piscina causa en el agua un chapoteo que permite el ingreso de aire

produciendo la aireación. Las paletas también crean una corriente que facilita la circulación del agua en la piscina, facilitando la distribución del oxígeno disuelto. En el mercado existe una variedad de marcas y formas como los de eje corto o eje largo, son accionados mediante motores de combustión a diésel o con motores eléctricos instalados en la orilla al borde del muro o sobre una base flotante.

Capacidad	2 Hp	
Paletas	4 U	
Boyas	3 U	
Voltaje	440 V Trifásico	
HZ	60	
OMH	8	
Amperaje	2,9A	
r/min	1720	

Ayuda a oxigenar 0.75 ha

Figura 2-2. Aireadores de 4 paletas trifásico 440 voltios. [11]

Capacidad	2,5 Hp	
Paletas	6 U	
Boyas	3 U	
Voltaje	440 V Trifásico	
HZ	60	
OMH	8	
Amperaje	4,5A	
r/min	1445	

Ayuda a oxigenar 1 ha

Figura 2-3. Aireadores de 6 paletas trifásico 440 Voltios. [11]



Figura 2-4. Aireadores de 13 paletas motor a diésel. [11]

2.2.3. Estación de Bombeo

Es una instalación hidro electromecánica destinada a captar el agua directa o indirectamente de la fuente de abastecimiento y la impulsan a un reservorio de almacenamiento o directamente a la red de distribución [12].



Figura 2-5. Estación de bombeo [13].

En un sistema de bombeo los elementos y parámetros más usados son: bombas, motor, tuberías y accesorios.

- a) **Bomba:** Es un componente de la estación de bombeo su función es adicionarle energía a un fluido para que pueda ejecutar un trabajo.

- 1) **Las bombas centrífugas de flujo axial y de flujo mixto:** son las bombas usadas comúnmente en la industria camaronera, bombean grandes cantidades de agua con una carga relativamente pequeña, normalmente el rango oscila entre uno y tres metros y esta puede ser agua de río, agua residual del pretratamiento, aguas de tormenta o lodos activados.



Figura 2-6. Bomba axial estacionaria
Fuente: Autores.

- 2) **La bomba centrífuga:** es una maquina hidráulica compuesta en esencia por un impulsor con alabes, que accionado desde el exterior transmite al líquido la energía necesaria para obtener una presión determinada. El cuerpo de bomba o voluta recibe el líquido que parte del impulsor y por su construcción especial transforma su energía cinética en presión, dirigiéndolo al mismo tiempo hacia el exterior por la tubuladura de descarga.

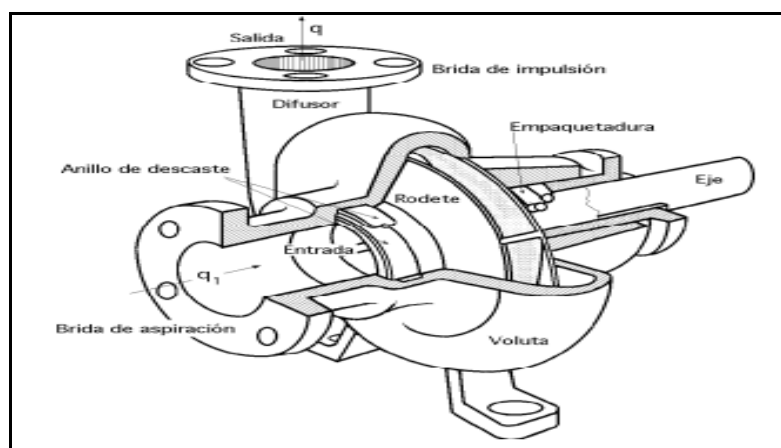


Figura 2-7. Bomba centrífuga, disposición, esquema y perspectiva [14].

b) Motor: Es otro de los elementos de la estación de bombeo y su función es la de mover la bomba por lo que es necesario conocer la potencia absorbida y las revoluciones por minuto a la que debe funcionar. La eficiencia de la bomba es un requisito indispensable para determinar con exactitud la potencia requerida. Este dato es determinado en función de las curvas características de la bomba.

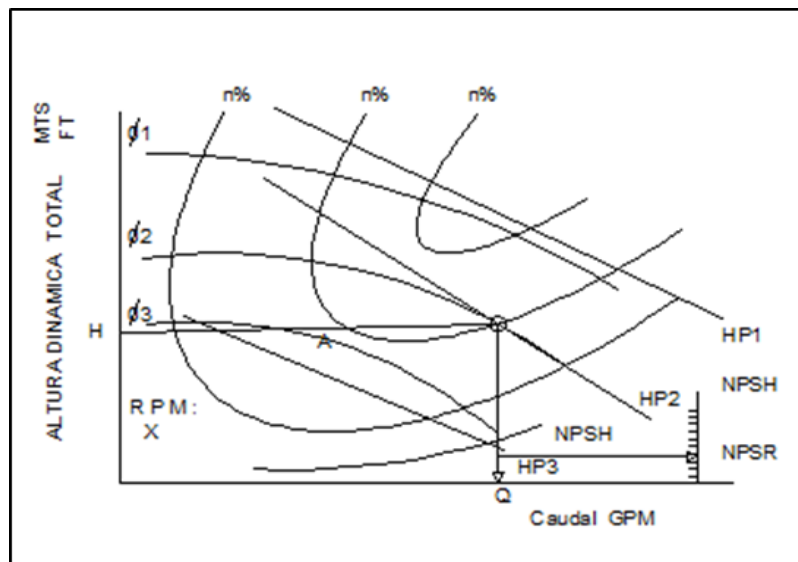


Figura 2-8. Curvas de las características de la bomba [14].

Para determinar la potencia de la bomba es necesario conocer la carga hidráulica total del sistema que va a operar y está compuesta por la carga estática total y la carga de fricción.

1) Carga Estática Total: La carga estática total es la diferencia de elevación entre el nivel del líquido de descarga y el nivel del líquido de succión. La carga estática de descarga (H_d) es la diferencia de elevación entre el nivel del líquido de descarga y la línea de centro de la bomba. La carga estática de succión (H_s) es la diferencia de elevación entre el nivel del líquido y la línea del centro de la bomba.

Si la carga estática de succión es un valor negativo es porque el nivel del líquido de succión está bajo de la línea de centro de la bomba, generalmente se dice que es una “elevación estática de succión”

Altura estática total en marea baja.

$$AETMB = (H_{SMB} + H_D) \quad (2.1)$$

Donde:

HSMB = altura de succión de marea baja

HD = altura de descarga

Altura estática total en marea alta.

$$AETMA = (HSMA + HD) \quad (2.2)$$

Donde:

HSMA = altura de succión de marea alta

HD = altura de descarga

- 2) Carga de Fricción:** La carga de fricción es la equivalente expresada en metros del líquido bombeado, que es necesario para vencer las pérdidas de fricción producidas por el flujo de agua a través de la tubería, incluyendo todos los accesorios.

$$HT = Hf1 + Hf2 \quad (2.3)$$

Donde:

Hf1 = pérdidas por fricción en tubería

Hf2 = pérdidas por fricción en accesorios

La ecuación 2.3, define la carga por fricción a lo largo de la tubería de succión y descarga H_{f1} más la carga por fricción de los accesorios H_{f2} . Esta ecuación rige el sistema de bombeo en una camaronera, y se puede definir como la suma de las pérdidas de carga por fricción y las pérdidas de carga localizadas.

La carga de fricción que en términos correcto sería pérdidas de energía por efecto de la circulación del fluido (en particular líquido), dentro de una tubería, o un canal [12]. Existen dos tipos de pérdidas de carga, las primeras son originadas por la fricción del líquido contra las paredes del tubo o canal, y la propia fricción de partículas entre si causadas precisamente por su viscosidad.

La carga de fricción a lo largo de la tubería, puede ser calculada mediante la ecuación de Hazen – Willians:

$$Hf1 = \frac{L}{100} * Kp \frac{Q^{1,85}}{D^{4,87}} \quad (2.4)$$

Dónde:

L = Longitud de la tubería (m)

Kp. = Constante de acuerdo al material de la tubería

Q = Caudal (lt /seg)

D = Diámetro de la tubería (m)

Si la ecuación 2.4 la reemplazamos por:

$$J = Kp \frac{Q^{1,85}}{D^{4,87}} \quad (2.5)$$

Como resultado tenemos:

$$Hf1 = J \frac{L}{100} \quad (2.6)$$

J = Factor de conversión dependiendo de la rugosidad relativa de la tubería; la velocidad del líquido, el tamaño de la tubería y la viscosidad del líquido.

Las otras pérdidas, conocidas como pérdidas de carga localizadas, son causadas por los accesorios que contienen las tuberías como válvulas, codos, entre otros, así como las reducciones, y expansiones súbitas que causan pérdidas de carga. La ingeniería hidráulica utiliza tablas ya estandarizadas donde se muestran las pérdidas como coeficientes de resistencia. Las pérdidas de carga localizadas están basadas en la siguiente expresión:

$$Hf2 = \Sigma K * \frac{V^2}{2g} \quad (2.7)$$

Dónde:

ΣK = Sumatoria de los coeficientes de resistencia; que depende del diseño y tamaño de los accesorios.

V = Velocidad promedio dentro del tubo de diámetro equivalente (m/seg).

g = Aceleración de la gravedad (9,81 m/seg).



Conociendo los conceptos enunciados anteriormente se está en capacidad de determinar la carga hidráulica total en un sistema de bombeo.

3) Carga hidráulica total H_T , La carga hidráulica total H_T , de una bomba centrífuga es la energía impartida al líquido por la bomba puede calcularse determinando la suma algebraica de la carga **estática** del nivel de abastecimiento al de descarga H_{ST} , más todas las perdidas por **fricción** para la capacidad que se está considerando H_f , entonces:

$$HT = HST + Hf \quad (2.8)$$

$$HT = HST + Hf1 + Hf2 \quad (2.9)$$

La Altura Dinámica Total (ADT) como también se la puede llamar a la carga hidráulica total (HT), varía en función de la elevación estática de succión a causa de la variación de la marea del estero por lo que:

$$ADT = HT = HST + Hf \quad (2.10)$$

Cuando el estero se encuentra en marea alta la altura dinámica depende de la siguiente ecuación:

$$ADT = AETMA + Hf1 + Hf2 \quad (2.11)$$

Donde:

AETMA = Altura Estática Total en Marea Alta.

La Altura Dinámica Total cuando la marea esta baja es determinada en función de la siguiente ecuación:

$$ADT = AETMB + Hf1 + Hf2 \quad (2.12)$$

Donde:

AETMB = Altura Estática Total en Marea Baja.

4) Capacidad de Bombeo, La información más importante para la selección de una bomba centrífuga, además de la carga hidráulica es la capacidad que tiene para mover

una cierta cantidad de líquido en un tiempo determinado por una tubería o canal, para el uso de riego de piscinas de camarónicas.

La capacidad de bombeo se la determinada por medio de la siguiente ecuación:

$$Q = 2780 \left(\frac{A * h * \%}{t} \right) \quad (2.13)$$

Donde:

Q = Capacidad de bombeo (lt/seg)

A = Área de la piscina (Ha)

h = Profundidad promedio de la piscina (m)

t = Horas de bombeo por día (hr)

% = porcentaje de renovación diaria de agua.

2780 = Valor constante de conversión de unidades

5) Potencia Hidráulica de la Bomba P_H

Luego de determinar la capacidad de bombeo el siguiente paso es determinar la potencia hidráulica de la bomba (P_H), que es la energía requerida para transportar un líquido por unidad de tiempo (potencia de salida de la bomba) y se calcula con la siguiente ecuación:

$$P_H = \frac{Q * ADTMB_{critica} * 60}{4560} \quad (2.14)$$

Donde:

P_H = Potencia hidráulica de la bomba

Q = Capacidad de Bombeo

$ADTMB_{critica}$ = Altura Dinámica en marea baja critica

$\frac{60}{4560}$ = Valor constante de conversion de unidades

6) Potencia de Entrada de la Bomba

A partir de la potencia hidráulica se puede calcular la potencia de entrada de la bomba que depende de la eficiencia de la misma, y es dada por el fabricante.

$$P_{bomba} = \frac{P_H}{\eta_{bomba}} \quad (2.15)$$



7) Potencia del Motor

Una vez determinada la potencia de la bomba se puede establecer la potencia del motor ya que la potencia absorbida por la bomba es la que tiene que suministrar el motor eléctrico.

Para determinar la potencia del motor se la expresa en la siguiente ecuación:

$$P_{\text{motor}} = \frac{P_{\text{bomba}}}{\eta_{\text{motor}}} \quad (2.16)$$

2.3. Energías convencionales

Este tipo de energía únicamente puede obtenerse de recursos naturales existentes de forma limitada o no regenerativa; adicionalmente, su generación y uso causan un gran impacto en el ambiente. Dentro de las energías no renovables se destacan las siguientes:

2.3.1. Carbón

Es un mineral de origen orgánico constituido por lo menos con 50% de carbono, se considera un combustible fósil y fue uno de los primeros componentes utilizados para generar energía eléctrica, aún en la actualidad provee alrededor del 25% de la energía primaria mundial, solo superado por el petróleo. Es uno de los mayores contaminantes en términos energéticos [15].

2.3.2. Petróleo

Es un combustible fósil compuesto por carbono e hidrógeno, actualmente, es la principal fuente de generación de energía eléctrica y de combustible usados en los medios de transporte. A pesar de la gran utilidad del petróleo, su extracción está asociada con muchos problemas de contaminación que han contribuido al desarrollo del temido efecto invernadero, además; al ser un recurso no renovable se estima que sólo quedan reservas suficientes para los próximos 40 años [15].

2.3.3. Gas natural

Constituido por una combinación de gases encontrados en yacimientos petroleros, se obtiene durante la extracción del petróleo o en el proceso de refinamiento. En estado líquido se lo conoce como metano y a pesar de generar menor polución que el petróleo y carbón es también responsable de causar un gran impacto ambiental. Se estima que sus reservas se agotarán en unos 60 años [15].



2.4. Energías no convencionales

Sin lugar a dudas ante el previsible final de los recursos energéticos fósiles, y la posibilidad de disminuir los graves efectos ambientales que producen, la sociedad fija sus esperanzas en las fuentes renovables de energía.

Sus principales fuentes de generación son: el sol, el agua y el viento; de ellos se derivan la producción de energía renovable conocidas tales como: la eólica, hidroeléctrica, solar, biomasa y los biocombustibles. En la actualidad al hablar de energía eléctrica automáticamente se piensa en “energías eco amigables”, debido a la creciente cultura de emplear métodos de generación que aseguren una eficiencia energética y sostenibilidad ambiental.

2.4.1. Energía Fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica consiste en la transformación directa de la radiación solar en energía eléctrica. Esta transformación se produce en los paneles fotovoltaicos, la radiación solar excita los electrones de un dispositivo semiconductor generando una diferencia de potencial, lo cual se consigue aprovechando las propiedades de sus materiales mediante las células fotovoltaicas. [16]. Esta electricidad se puede utilizar directamente, almacenada en acumuladores de energía o conectar a una red de distribución eléctrica.

Una celda fotovoltaica convierte la energía solar en electricidad, el cual hace que los fotones de luz sean absorbidos para luego irradiar electrones; cuando dichos electrones libres son capturados el resultado que se obtiene es una corriente eléctrica que luego, mediante su conversión, es empleada como electricidad. Los paneles fotovoltaicos están formados por numerosas celdas que convierten la luz en electricidad.

Ventajas:

- Escaso impacto ambiental.
- No produce residuos perjudiciales para el medio ambiente.
- No tiene costos extras de mantenimiento, pues esto es muy sencillo
- Cuando es un sistema autónomo, no depende de otro tipo de suministro de energía.

Desventajas:

- Los sistemas de acumulación poseen agentes químicos peligrosos



- Cuando la instalación ocupa un área grande, esto puede ser perjudicial para los ecosistemas.
- Puede existir un impacto visual negativo, en el caso de no distribuir los paneles respetando un cierto nivel estético.

2.4.1.1. Radiación Solar [17]

Es la energía que se transmite al exterior desprendida del Sol, pues dentro de él se dan reacciones que producen pérdida de masa lo cual se transforma en energía.

La forma como inciden los rayos en la Tierra determina los componentes de la radiación solar, siendo los siguientes:

- a) Radiación directa**, es la que se recibe desde el Sol, sin que se desvíe en su paso por la atmósfera.
- b) Radiación difusa**, es la que sufre cambios en su dirección principalmente debidos a la reflexión y difusión en la atmósfera.
- c) Radiación albedo**, es la radiación directa y difusa que se recibe por reflexión en el suelo u otras superficies próximas.

De estas tres la que tiene mayor importancia en las instalaciones fotovoltaicas es la radiación directa.

Las células solares o células fotovoltaicas más utilizadas son las formadas por la unión P-N y construidas con silicio monocristalino, se fabrican mediante la cristalización del silicio, entre los que se encuentran tres tipos:

- a) Paneles solares en serie y paralelo:** La producción de corriente en un panel solar, depende de la irradiancia, de modo que, mientras más sea la luz captada, mayor será la intensidad eléctrica a través de la célula.
 - **La conexión en serie de paneles solares:** es el método de conexión utilizado en paneles de menor voltaje, en una instalación que requiere mayor voltaje para su conexión, se debe unir el polo positivo de un panel solar con el polo negativo del otro panel solar, de esta forma, se suma el voltaje y se mantiene la corriente del conjunto de paneles. [18]

- **Conexión en paralelo:** Esta conexión no incrementa el voltaje de salida de los paneles y únicamente suma intensidades. Consiste en juntar todos los cables positivos que provienen de todas las placas y por otro lado juntar todos los negativos.
 - **Conexión en serie-paralelo:** La conexión mixta en serie-paralelo sirve para incrementar además del voltaje la intensidad. Este sistema exige que el número total de paneles sea par. [19]
- b) **Silicio Monocristalino:** Presenta una estructura cristalina completamente ordenada, está formado por un único cristal se reconoce por su monocromía azulada oscura y metálica, cuya red cristalina es idéntica en todo el cristal y caracterizada por la solidificación de los átomos de silicio en tres direcciones especiales perpendiculares entre sí y sin imperfecciones.
- c) **Silicio Policristalino:** Presenta una estructura ordena por regiones separadas, conformándose la célula mediante la unión de diferentes cristales. Las zonas irregulares se traducen en una disminución del rendimiento. Se reconoce porque en su superficie se distinguen distintos tonos de azules y grises metálicos. [20].
- d) **Silicio Amorfo:** Presenta un alto grado de desorden y un gran número de defectos estructurales en su combinación química, en la cual no hay red cristalina alguna y el material es depositado sobre finas capas que se unen entre sí. La potencia que se obtiene es inferior a las células que utilizan silicio monocristalino o policristalino.

2.4.1.2. Descripción de sistemas fotovoltaicos

Un sistema fotovoltaico es un conjunto de componentes mecánicos que contribuyen para captar la energía eléctrica. Estos sistemas tienen la clasificación siguiente:

- a) Aislado o autónomo, sistema auto abastecedor, aprovecha la irradiación solar para generar la energía eléctrica necesaria en el suministro de una instalación.
- b) Conectados a la red, sistema compuesto por paneles fotovoltaicos que se encuentran conectados a la red eléctrica convencional a través de un inversor, por lo que se produce un intercambio energético entre la red eléctrica y el sistema fotovoltaico [21].
- c) Híbridos, estos son combinados con otro tipo de generación de energía eléctrica.

2.4.1.3. Elementos en un sistema fotovoltaico autónomo y generador fotovoltaico

- Sistema de almacenamiento de energía.
- Unidades de acondicionamiento de energía (convertidores DC/DC y convertidores DC/AC).
- Cargas del sistema que representan el consumo que se necesita cubrir.
- Elementos de protección, tales como: diodos de paso, diodos de bloqueo, interruptores, fusibles, magnetotérmicos, varistores, etc.
- Estructuras de soporte y cableado.

2.4.1.4. Sistema de acumulación. Definiciones para instalaciones aisladas de la red.

- **Acumulador**, es un dispositivo electroquímico que permite almacenar energía en forma química mediante el proceso de carga, y liberarla como energía eléctrica, durante la descarga, mediante reacciones químicas reversibles, cuando se conecta con un circuito de consumo externo [15].
- **Irradiancia**, es la cantidad de energía proveniente del sol, representada por el cociente entre la potencia y el área que recibe la radiación por unidad de tiempo.

$$\text{Irradiancia} = P/A \quad (2.17)$$

P Es la potencia incidente.

A Es el área de la superficie en que incide la onda.

- **Radiación hsp**, las siglas significan horas solares pico.
- **Batería**, fuente de voltaje continua formada por un conjunto de vasos interconectados.
- **Auto descarga**, pérdida de carga de la batería cuando ésta permanece en circuito abierto. Habitualmente se expresa, como porcentaje de la capacidad nominal, medida durante un mes y a una temperatura de 20° C.
- **Capacidad nominal: $C_{20}(\text{Ah})$** , es la cantidad de carga que es posible extraer de una batería en 20 horas, medida a una temperatura de 20°C, hasta que el voltaje entre su



terminal llegue a 1.8 V/vaso. Para otros regímenes de descarga se pueden usar las siguientes relaciones empíricas:

$$\frac{C_{100}}{C_{20}} = 1.25$$

$$\frac{C_{40}}{C_{20}} = 1.14$$

$$\frac{C_{20}}{C_{10}} = 1.17$$

- **Vaso de una batería.** Cada uno de los compartimientos o elementos electroquímicos básicos de una batería y cuyo voltaje es de aproximadamente 2 V. Una batería de 12 V tendrá, en consecuencia 6 en serie. [22]
- **Capacidad útil,** capacidad disponible o utilizable de la batería. Se define como el producto de la capacidad nominal y la profundidad máxima de descarga permitida, PD_{\max} .
- **Estado de carga,** cociente entre la capacidad residual de una batería, en general parcialmente descargada, y su capacidad nominal.
- **Profundidad de descarga (PD),** cociente entre la carga extraída de una batería y su capacidad nominal. Se expresa habitualmente en %.
- **Voltaje de desconexión de las cargas de consumo,** voltaje de la batería por debajo del cual se interrumpe el suministro de electricidad a las cargas de consumo.
- **Voltaje final de carga,** voltaje de la batería por encima del cual se interrumpe la conexión entre el generador fotovoltaico y la batería, o reduce gradualmente la corriente media entregada por el generador fotovoltaico.
- **Regulador de carga,** dispositivo encargado de proteger a la batería frente a sobrecargas y sobre descargas. El regulador podrá no incluir alguna de estas funciones si existe otro componente del sistema emulado de realizarlas.

Los reguladores solares de carga tienen ante todo las siguientes misiones:

- a) Protección de la batería contra descarga profunda.
- b) Limitación del voltaje de fin de carga (protección contra sobrecarga).
- c) Prevención de una descarga nocturna de las baterías a través de la resistencia interna del generador fotovoltaico.

Asimismo, pueden cumplir las siguientes funciones:

- a) Ajuste del procedimiento de carga según el tipo de batería.
- b) Protección contra polaridad inversa.
- c) Protección contra sobrecarga y cortocircuito.
- d) Ajuste del voltaje de fin de carga a la temperatura de la batería
- e) Protección integrada específica contra los rayos.
- f) Indicación de la función de carga en cada momento, así como indicación de la intensidad y del voltaje.
- g) Regulación automática de gaseo.
- h) Regulador con seguidor del punto máximo potencia integrado.

Un regulador de carga con seguidor del punto de máxima potencia es bastante efectivo en las siguientes condiciones:

- a) Sistemas en los que la batería sufre regularmente descargas profundas. El seguidor del punto de máxima potencia permite operar al generador fotovoltaico en su punto de máxima potencia y suministrar una mayor cantidad de energía.
 - b) En climas fríos, ya que las bajas temperaturas incrementan el valor del voltaje del punto de máxima potencia, por encima del voltaje normal de operación de la batería.
 - c) Condiciones climáticas malas (invierno, nubes,) donde se necesita cualquier cantidad extra de energía.
- **Inversor**, convertidor de corriente continua en corriente alterna.
 - **VRMS**, valor eficaz del voltaje alterno de salida.
 - **Potencia nominal**, potencia especificada por el fabricante, y que el inversor es capaz de entregar de forma continua.
 - **Capacidad de sobrecarga**, capacidad del inversor para entregar mayor potencia que la nominal durante ciertos intervalos de tiempo.
 - **Rendimiento del inversor**, relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada del inversor. Depende de la potencia y de la temperatura de operación

2.4.1.5. Pasos en el dimensionado de sistemas fotovoltaicos autónomos

- Paso 1. Estimación del consumo
- Paso 2. Dimensionado del generador fotovoltaico
- Paso 3. Dimensionado del sistema de acumulación
- Paso 4. Dimensionado del regulador de carga
- Paso 5. Dimensionado del inversor
- Paso 6. Dimensionado del cableado

Paso 1: Estimación del consumo

Para la estimación del consumo, se realiza una secuencia de procedimientos que se describen a continuación:

- Primero se debe realizar el dimensionado de instalaciones aisladas, el cálculo de la instalación está dado por la relación entre la demanda de energía del sistema y la energía que puede aportar el sol. Posteriormente se efectúa una evaluación de la demanda energética.
- Cuando se tiene la estimación correcta de la energía consumida, siendo esta, un factor primordial para el dimensionado del sistema fotovoltaicos se debe realizar de acuerdo al consumo diario total, definido por la ecuación (2.18).

$$E_d = \left(\frac{E_{cc}}{\eta_{reg}} + \frac{E_{ca}}{\eta_{reg} \cdot \eta_{inv}} \right) \quad (2.18)$$

Donde:

η_{reg} : Rendimiento del generador en tanto por uno. Se puede considerar un valor medio de 0.98

η_{inv} : Rendimiento del inversor en tanto por uno. El rendimiento mínimo del inversor variará entre 0.7 y 0.85 en función del tipo de inversor y carga a la que está trabajando.

La potencia pico del generador $P_{pgenerador}$, es la potencia máxima en kW que puede entregar el sistema fotovoltaico en las condiciones estándar de medida (CEM), se expresa en la ecuación (2.19)

$$P_{pgenerador} = \frac{E_d}{\eta_{panel} \cdot HPS \beta} \quad (2.19)$$

Donde:

$P_{pgenerador}$: Potencia pico del generador en condiciones estándar de medida en kW .

η_{panel} : Rendimiento medio del panel fotovoltaico. Se puede tomar un valor de 0.85.

HPS_{β} : Horas Pico Solar para un ángulo de inclinación β .

Ed : Energía media diaria consumida en kW/m^2 día.

Por lo tanto, el consumo medio diario queda definido por la ecuación (2.20)

$$L_{md} = \frac{L_{mdDC} + \frac{L_{md}}{\eta_{inv}}}{\eta_{bat}\eta_{con}} \quad (2.20)$$

L_{md} : Consumo medio diario ($Wh/día$)

$L_{md, AC}$: Consumo medio diario en AC ($Wh/día$)

$L_{md, DC}$: Consumo medio diario en DC ($Wh/día$)

η_{bat} : Rendimiento de la batería

η_{inv} : Rendimiento del inversor

η_{con} : Factor de rendimiento de los conductores

$$L_{md, AC} = \sum P_{(AC)i} \cdot t_{di} \quad (2.21)$$

$P_{(AC)i}$: Potencia nominal (W)(AC)

t_{di} : Tiempo diario de uso (h/día)

Para estimar el consumo en Ah/día se divide el consumo en $Wh/día$ por el voltaje del sistema.

Paso 2: Dimensionado del Generador Fotovoltaico

La obtención de irradiación diaria media mensual para diferente orientación se puede realizar por dos métodos:

- Por el de potencia pico usando el regulador de carga con seguidor de punto de máxima potencia, y por él.
- Método de corriente pico con el regulador de carga sin seguidor de punto de máxima potencia.

En este caso el cálculo se realiza con el método de corriente pico con regulador de carga sin seguidor de punto de máxima potencia.

A partir de la radiación en inclinación 0° se procede a realizar el cálculo de la radiación diaria media para diferentes ángulos de inclinación por medio de la ecuación (2.22).

$$I_t = I_b R_b + I_d R_d + I_\rho R_r(I) \quad (2.22)$$

Donde:

R_b , R_d , R_r son los factores de conversión de cada componente.

Una cantidad considerable de la irradiación solar que llega a la superficie terrestre se refleja en ella. La fracción de la radiación solar que se refleja por la superficie terrestre se conoce como albedo ρ . La fracción de la irradiación solar que es reflejada es la irradiación global I la que es medida en las estaciones meteorológicas.

El factor de conversión de la radiación solar directa es la relación entre la irradiancia solar directa sobre una superficie inclinada $I_{b,n}$ para una superficie I_b [23] y está definido por la ecuación (2.23):

$$R_b = \frac{I_{b,n} \cos\theta}{I_b \cos\theta_z} = \frac{\cos\theta}{\cos\theta_z} \quad (2.23)$$

Donde:

$\cos\theta$ es la inclinación de la superficie captadora.

- **Horas solares pico**, este parámetro representa el número de horas de sol que con una radiación solar global de 1000W/m^2 proporciona una energía equivalente a la radiación solar global recibida en un periodo de tiempo.

Para obtener las HSP/día basta con expresar la irradiación en KWh/m^2 día:

a) Método de corriente pico con regulador de carga sin seguidor de punto de máxima potencia

- **Método del mes peor**

Obtenida la radiación en función del ángulo de inclinación, se calculará la matriz resultante de dividir el consumo diario medio mensual (Ah/día) entre la radiación diaria media mensual expresada en HSP.

Para cada inclinación se escoge la corriente del mes en el que el valor de corriente necesaria es máximo. Este mes es el “mes crítico” de cada inclinación, que es cuando se tenga más limitaciones, la radiación obtenida es menor y el consumo es mayor.

Se selecciona las corrientes de la columna “corriente máx” la menor de ellas, de forma que se minimice la corriente necesaria del generador fotovoltaico para hacer frente a las necesidades energéticas del peor mes, obteniendo así la inclinación óptima.

La cantidad de carga que se genera cada mes se calcula multiplicando la corriente mínima que tiene el generador fotovoltaico por la radiación que existe en cada mes a la inclinación óptima encontrada anteriormente.

➤ **Número de módulos en paralelo definido por (2.24)**

$$N_p = \frac{I_{GFV}}{I_{MOD.MPP.STC} * PR_{GFV}} \quad (2.24)$$

N_p : Número de módulos paralelo

I_{GFV} : Intensidad del generador fotovoltaico calculada previamente

$I_{MOD.MPP.STC}$: Intensidad Pico del módulo en condiciones STC ($A_v/KW/m^2$)

PR_{GFV} Factor Global de funcionamiento (suele variar entre 0.65 y 0.9 dependiendo de si es un mono o película delgada)

➤ **Número de módulos en serie**

En este sentido, a regla a seguir en función del voltaje nominal del sistema, que es la misma de la batería, está ligada al voltaje en circuito abierto del generador fotovoltaico en condiciones estándares de medida. (STC):

N_s : Número de módulos de serie

$$V_{BAT} = 12 V \Rightarrow V_{OC.GFV.STC} = 21.6 \quad (2.25)$$

$$V_{BAT} = 24 V \Rightarrow V_{OC.GFV.STC} = 43.2 V \quad (2.26)$$

➤ **Número de módulos del generador fotovoltaico.**

$$N_T = N_s * N_p \quad (2.27)$$

La potencia pico del generador, P_{FV} , se calcula para garantizar que en el mes más desfavorable se satisface la demanda, mediante la ecuación (2.28):

$$P_{FV} = \frac{W}{Z_2 * Z_3 * V} \quad (2.28)$$

Donde:

W : Demanda diaria media energía (kWh/d) en el mes más desfavorable

Z_2 : Horas de sol pico HSP en el mes más desfavorable

Z_3 : Factor de corrección e la inclinación y orientación en el mes más desfavorable

V : Coeficiente de perdidas, cuyo valor es:

$$V = V_{cab} * V_{bat} * V_{inv} * V_a \quad (2.29)$$

Paso 3: Dimensionado del Sistema de Acumulación

Tabla 2-2. Criterio de selección del voltaje del sistema. [24]

CRITERIO DE SELECCIÓN DEL VOLTAJE DEL SISTEMA	
Potencia de demanda del sistema (W)	Voltaje de trabajo del sistema (V)
< 1500	12
1500 – 5000	24 o 48
> 5000	120 o 300

➤ Capacidad diaria de la batería

$$C_d = \frac{L_{md}(Ah)}{P_{Dmax,d} * F_{CT}} \quad (2.30)$$

$P_{Dmax,d}$: Profundidad de descarga máxima diaria de la batería (tanto por uno)

$P_{Dmax,e}$: Profundidad de descarga máxima estacional de la batería (tanto por uno)

F_{CT} : Factor de corrección por temperatura.

N : Días de autonomía

$$C_e = \frac{L_{md}(Ah).N}{P_{Dmax,e} * F_{CT}} \quad (2.31)$$

Entonces la capacidad de la batería será el valor mayor del calculado entre C_d y C_e .

Por lo tanto:

$$C_s = \max(C_d, C_e) \quad (2.32)$$

➤ **Número de baterías en paralelo**

El número de baterías que se va colocar en paralelo está definido por la ecuación (2.33)

$$\text{baterías en paralelo} = \frac{\text{Capacidad necesaria de la batería (Ah)}}{\text{Capacidad de la batería elegida (Ah)}} \quad (2.33)$$

➤ **Número de baterías en serie**

Para calcular el número de baterías en serie se debe tomar en cuenta el voltaje nominal del sistema y el voltaje definido para cada batería. Esto define la ecuación (2.34)

$$\text{baterías en serie} = \frac{\text{tensión nominal del sistema (V)}}{\text{tensión de la batería elegida (V)}} \quad (2.34)$$

Paso 4: Dimensionado del regulador de carga

Se selecciona el regulador de carga al definir la mayor cantidad de corriente tanto de entrada al regulador de carga definida por la ecuación (2.35), como de salida del regulador de carga que está definida por la ecuación (2.36).

$$I_{reg,entrada} = 1.25(I_{MOD,SC} * N_p) \quad (2.35)$$

Donde:

$I_{MOD,SC}$: Corriente de cortocircuito del modulo

N_p : Número de ramas en paralelo del generador

$$I_{reg,salida} = 1.25 * I_{L,peor} \quad (2.36)$$

$I_{L,peor}$: corriente de carga en el peor de los casos reales

➤ **Corriente regulador de carga**

$$I_{reg} = \max(I_{reg,entrada}, I_{reg,salida}) \quad (2.37)$$



Paso 5: Dimensionado del inversor [25]

El inversor se va a dimensionar a partir de la potencia que va a soportar, esto está definido por la ecuación (2.38).

$$P_{inversor} = 1.2 * P_{AC} \quad (2.38)$$

P_{AC} : Potencia en AC en el peor de los casos reales

En los sistemas fotovoltaicos aislados el inversor debe reunir los siguientes requisitos:

- Presentar una corriente alterna lo más sinusoidal posible.
- Estabilidad de frecuencia.
- Tolerancia con respecto a las oscilaciones de voltaje del acumulador de la batería.
- Protección de las baterías contra los daños de una descarga profunda.
- Voltaje de salida (de 460 V en Europa y 120V en otras zonas) y frecuencia (de 50/60 hercios) estables
- Bajo contenido armónico.
- Baja vulnerabilidad electromagnética.
- Adecuado suministro de la carga de consumo en régimen de carga permanente.
- Breve admisión de sobrecarga para los picos de carga y arranque de motores.
- Alta eficiencia de conversión en régimen de carga total y parcial (la eficiencia de conversión es la relación entre la potencia de salida y la de entrada).
- Alta fiabilidad.
- Pequeño consumo en espera (stand-by).

Paso 6: Consideraciones de Diseño [25]

- **Rendimiento energético de la instalación**, el rendimiento de la instalación en condiciones reales de trabajo para el diseño, de acuerdo a la ecuación (2.39)

$$PR = \frac{E_D G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) P_{mp}} \quad (2.39)$$

$$G_{CEM} = 1kW/m^2$$

P_{mp} : Potencia pico del generador (kWp)

E_D : Consumo expresado en $kWh/día$

Este factor considera las pérdidas en la eficiencia energética debido a:

- La temperatura
- El cableado
- Las pérdidas por disposición de parámetros de suciedad
- La eficiencia energética η_{rb} , de otros elementos en operación como el regulador, batería, etc.
- La eficiencia energética del inversor η_{inv}
- Otros

En sistemas con inversor el valor típico para $PR \simeq 0.7$, para sistemas con inversor y batería $PR \simeq 0.6$, valores que se usan en el cálculo.

➤ Dimensionado del generador

El dimensionado mínimo del generador, en primera instancia, se realizará de acuerdo con los datos anteriores, según la ecuación (2.40).

$$P_{mp,min} = \frac{E_D G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) PR} \quad (2.40)$$

$$G_{CEM} = 1kW/m^2$$

E_D : Consumo expresado en $kWh/día$

➤ Diseño del sistema [25]

Para el diseño del sistema se debe elegir el tamaño del generador y del acumulador en función de las necesidades de autonomía del sistema, de la probabilidad de pérdida de carga requerida y cualquier otro factor que quiera considerar, respetando los límites estipulados, nombrados a continuación:

- La potencia nominal del generador será, como máximo, un 20% superior al valor $P_{mp,min}$ para el caso general.
- La autonomía mínima del sistema será de tres días.
- En general, la capacidad nominal de la batería no excederá en 25 veces la corriente de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico.

La autonomía del sistema se calcula mediante la ecuación (2.41)

$$A = \frac{C_{20} P_{Dmax}}{L_D} \eta_{inv} \eta_{rb} \quad (2.41)$$



A : Autonomía del sistema en días

C_{20} : Capacidad del acumulador en Ah

PD_{max} : Profundidad de descarga máxima

η_{inv} : rendimiento energético del inversor

η_{rb} : Rendimiento energético del acumulador + regulador

L_D : Consumo diario medio mensual de la carga en Ah

2.4.2. Energía Eólica

La energía eólica es una fuente de energía renovable que utiliza la fuerza del viento para generar electricidad. El principal medio para obtenerla son los aerogeneradores, “molinos de viento” de tamaño variable que transforman con sus aspas la energía cinética del viento en energía mecánica. La energía del viento puede obtenerse instalando los aerogeneradores tanto en suelo firme como en el suelo marino.

La energía eólica es hoy en día una de las más viable y recomendable ya que se sustenta en recursos renovables y no genera ningún tipo de contaminación, a diferencia de otras energías, como la generada por el petróleo y sus derivados. El movimiento constante de las diferentes masas de aire existentes sobre la atmósfera del planeta Tierra es la base de lo que entendemos como energía eólica. Este movimiento es variable de acuerdo al tipo de superficie, a la temperatura y a otros elementos que deben, en conjunto, ser tomados en cuenta y comprender cómo aprovechar mejor y eficientemente tal energía.

Para poder recurrir a la energía generada por los vientos, el ser humano debe contar con elementos que funcionan a través de la rotación y que, a partir de los mecanismos adecuados, transforman ese movimiento en energía utilizable de diferentes maneras. Estos elementos son conocidos como molinos o aerogeneradores que cuentan con hélices. Estas hélices sufren el movimiento del viento y transportan ese movimiento hacia tipos específicos de alternadores que serían entonces los responsables de generar la energía.

2.4.2.1. Potencia del Viento

Para determinar la densidad de potencia es necesario considerar aspectos, como:

- La potencia total de una corriente moviéndose en un área, que está dado por la relación entre la Potencia y el Área, con la siguiente ecuación:

$$\frac{P}{A} = \frac{dV^3}{2} \quad (2.42)$$

$$P = \frac{1}{2} dAV^3 [W] \quad (2.43)$$

- La Velocidad del viento y el diámetro del rotor son los parámetros básicos para estimar la energía de un aerogenerador.
- El límite de Betz, que es el máximo valor teórico que se puede obtener del viento, para aprovechamiento energético.

$$LB = \frac{16}{27} (59.25\%)$$

- El Coeficiente de potencia, el valor real es menor al límite Betz.

$$Cp = 0.4 \text{ a } 0.5$$

$$P = Cp \frac{1}{2} dAV^3 \quad (2.44)$$

2.4.2.2. Energía del viento

Si el viento puede aprovecharse para la producción de energía, es porque la contiene en forma de energía cinética. Las máquinas respectivas permitirán transformarla en energía mecánica y, mediante un generador, en la energía eléctrica. En esta sección se muestra el cálculo de energía que contiene el viento.

Para realizar el cálculo, se considera un flujo de viento de velocidad U que atraviesa un volumen de longitud diferencial y sección transversal A [26]

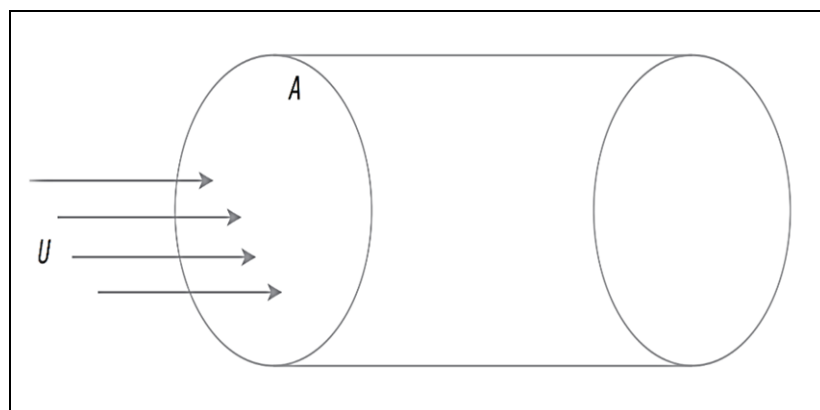


Figura 2-9 Flujo a través de un disco
Fuente: Autores



El flujo que atraviesa el disco por unidad de tiempo, dm/dt , según la ecuación de continuidad es:

$$\frac{dm}{dt} = \frac{d(\rho.V)}{dt} = \rho \cdot A \cdot \frac{dx}{dt} = \rho \cdot A \cdot U \quad (2.45)$$

En base de la ecuación (2.42) aparece la nueva magnitud, que mostrará la potencia por unidad de la sección transversal (área barrida), o densidad de potencia, y que vendrá expresada por la ecuación (2.43)

$$\frac{P}{A} = \frac{1}{2} \rho U^3 \quad (2.46)$$

Por lo tanto, se tienen las conclusiones del caso:

- La densidad de potencia es proporcional a la densidad del aire. Entonces a mayor altitud, menor la energía disponible
- La energía que se puede extraer del viento es proporcional al área barrida por el rotor (o al cuadrado de su diámetro en una máquina convencional, con rotor circular).
- La densidad de potencia es proporcional al cubo de la velocidad del viento.
- Las unidades de la densidad de potencia son de potencia por unidad de superficie. En el Sistema Internacional, estas unidades son W/m^2 [26].

2.4.2.3. Velocidad del viento respecto a altura [27]

Los vientos locales están influenciados básicamente por las características de la superficie: rugosidad del terreno y presencia de obstáculos. Por el principio de continuidad, la velocidad del viento en la superficie es cero, y va creciendo con la elevación del terreno hasta una altura en la cual las superficies no influyen sobre la velocidad del viento.

Existen diferentes aproximaciones teóricas para describir el perfil de velocidades del viento. Una de las más usadas está en función de la altura para un determinado lugar se presenta en la ecuación (2.47)

$$V(z) = V_0 \left(\frac{z}{z_0} \right)^\alpha \quad (2.47)$$



Donde:

V_0 = es la velocidad conocida para una elevación Z_0

El coeficiente α es un exponente que depende principalmente de la rugosidad de la superficie, la velocidad del viento y la estabilidad atmosférica [27].

2.4.2.4. Tipos de generadores eólicos

➤ **Generadores eólicos de ejes horizontales.**

Una turbina eólica de eje horizontal es el típico dispositivo de "pala de hélice en un poste", que atrapa el viento a través de las hojas de rotación, que a su vez impulsan un generador eléctrico. Los generadores eólicos de eje horizontal son el tipo más común de generadores; están disponibles en tamaños que van desde los modelos para uso doméstico, a las versiones pesadas a gran escala que se encuentran en los parques eólicos comerciales. Uno de los principales problemas con la tecnología de eje horizontal es que tiene problemas para aprovechar las velocidades más bajas, en comparación a las más nuevas turbinas eólicas de eje vertical y de gran altitud.

➤ **Turbinas eólicas de ejes verticales**

Hay dos tipos populares de generadores eólicos de eje vertical: las turbinas Savonius y Darrieus. Una turbina Savonius consta de una estructura como cilindro, proporcionando palas de abastecimiento de viento. Un generador Darrieus tiene un par grande de aspas montadas en la forma cilíndrica central del dispositivo, dando una apariencia general de una "batidora de huevos" o una hélice alrededor de una columna. Es posible combinar ambos aspectos de diseño en unidades generadoras híbridas que toman ventaja de una mayor área total de superficie de abastecimiento de viento.

➤ **Turbinas eólicas de gran altitud**

Las turbinas eólicas de gran altitud dejaron de ser los modelos teóricos propuestos por los visionarios, para convertirse en productos de fabricación actual. Permiten el ingreso de corrientes de aire más rápidas que las que están al nivel del suelo, dándoles el potencial para explotar mayores cantidades de energía. Los rotores eólicos de gran altitud son esencialmente artefactos inflables más ligeros que el aire, con aletas de tela que les permiten girar, generando así corriente eléctrica a través de un generador

de peso ligero en su interior. Los cables de sujeción al suelo mantienen el dispositivo en su lugar, así como también conducen la electricidad a la tierra, permitiéndoles contribuir constantemente a la red eléctrica. [28]

➤ **Comparación entre generadores de eje horizontal y de eje vertical**

Las principales ventajas de las eólicas de eje horizontal frente a las de eje vertical son:

- Los de eje horizontal tienen un coeficiente de potencia (C_p) mayor.
- Las eólicas rápidas de eje horizontal presentan una velocidad de giro mayor que las de eje vertical, por lo que son más adecuadas para el accionamiento de generadores eléctricos que giran a 1000 o 1500 *rpm*.
- Las eólicas de eje horizontal permiten barrer mayores superficies que las de eje vertical, por lo que alcanzan potencias mucho mayores.
- Las de eje horizontal aprovechan el efecto beneficioso del aumento de la velocidad del viento con la altura respecto del suelo. La configuración de las de eje vertical impide alcanzar alturas elevadas y por lo tanto no pueden aprovechar este efecto.

En cambio, las eólicas de eje vertical presentan las siguientes ventajas frente a las de eje horizontal:

- Dada su simetría vertical, no necesitan sistemas de orientación para alinear el eje de la turbina con la dirección del viento, como ocurre en las de eje horizontal.
- Su mantenimiento es más sencillo, dada su poca altura con respecto al suelo.
- Cuando la eólica trabaja en una aplicación que requiere velocidad constante, no es necesario incorporar ningún mecanismo de cambio de paso.
- Las eólicas de eje horizontal son las más usadas en la práctica. Las eólicas de eje vertical se utilizan básicamente para investigación.

2.4.2.5. Componentes de un aerogenerador

Aerogenerador más común se basa en el diseño danés (dominante):

- **Rotor:** generalmente de tres palas, transmiten la energía del viento hacia un cubo o buje. Diseño es muy parecido al ala de un avión.
- **Cubo o buje del rotor:** donde se acoplan las palas. Está acoplado al eje de baja velocidad del aerogenerador con lo cual la energía cinética del viento se transforma en energía mecánica rotacional.

- **Eje baja velocidad de aerogenerador (principal):** conecta el buje del rotor al multiplicador. Velocidad de rotación muy lenta (19 – 30 *rpm*). [29]
- **Multiplicador:** sistema de engranajes que multiplica la velocidad de rotación hasta por 90 veces
- **Eje de alta velocidad:** gira a 1500 rpm o más, para funcionamiento del generador eléctrico. [29]
- **Generador eléctrico:** generalmente tipo asíncrono o de inducción. La potencia máxima suele estar entre 800 y 2500 KW. [29]
- **Azimut o sistema de giro:** sistema de engranaje acoplado entre la torre y la góndola e impulsado por motores hidráulicos, para hacer girar el aerogenerador (rotor perpendicular a la dirección del viento). [29]

2.4.2.6. Curva de potencia [27]

La producción de energía de un aerogenerador depende de la velocidad de rotación que el viento transmite al generador.

- A partir de un valor mínimo de velocidad del viento para el cual se inicia el movimiento, la potencia generada se irá incrementando a medida que aumenta la velocidad del viento, hasta llegar a un valor máximo, correspondiente a la potencia nominal de la turbina.
- Una vez alcanzada la potencia nominal, es necesario mantenerla constante para velocidades de viento superiores, mediante un sistema de “control de potencia” con diferentes alternativas tecnológicas.
- En general, los aerogeneradores suspenden la generación para una velocidad igual o mayor a 25 *m/s*. [29]

Uno de los factores limitantes en los aerogeneradores reside en la tecnología de los generadores. No hay consenso entre los académicos y la industria sobre la mejor tecnología de generador para una turbina de viento. Tradicionalmente, hay tres tipos principales de generadores de turbinas de viento: los generadores de corriente continua, el generador de corriente alterna síncronos y los generadores de corriente alterna asíncronos. En principio, todos ellos pueden funcionar a velocidad fija o variable. Debido a la naturaleza fluctuante de la energía eólica, es ventajoso hacer funcionar los generadores de turbina eólica a velocidad variable ya que reduce el estrés físico en las palas de la turbina y la transmisión secundaria, y mejora la eficiencia del sistema aerodinámico [27].

2.4.2.7. Generadores de corriente continua

En las máquinas de corriente continua convencionales, el campo está en el estator y la armadura está en el rotor. El estator comprende un número de polos que se excitan o bien por imanes permanentes o por campos de bobinas de corriente continua.

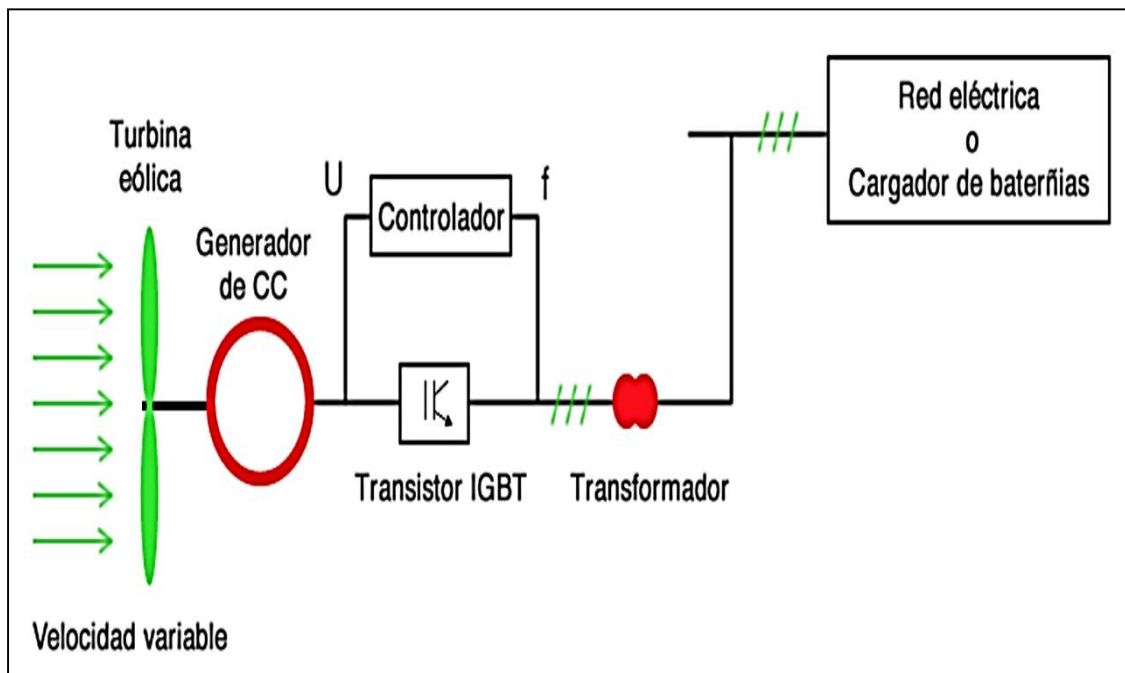


Figura 2-10. Esquema básico de un generador de corriente continua [26]

En una generación de corriente continua en derivación, la corriente de campo (y por lo tanto el campo magnético) aumenta con la velocidad de operación, mientras que la velocidad real de la turbina eólica está determinada por el equilibrio entre el par motor de la turbina eólica y el par de carga. El rotor incluye conductores de inducción en una armadura que están conectados a un conmutador de anillo partido. La energía eléctrica se extrae a través de cepillos que conectan al conmutador que se utiliza para rectificar la alimentación de corriente alterna generada en una salida de corriente continua. Claramente, este tipo de generadores requieren un mantenimiento regular y son relativamente costosos debido a la utilización de conmutadores y escobillas.

En general, los aerogeneradores de corriente continua son inusuales en aplicaciones de turbinas eólicas, excepto en situaciones de baja demanda de energía, donde la carga se encuentra físicamente cerca de la turbina eólica como aplicaciones de calefacción o la carga de baterías [30].

Ventajas

- Energía renovable e inagotable: contribuye a frenar el uso/agotamiento de combustibles fósiles, enfrenta el cambio climático.
- Mejora permanente de su competitividad en el sector eléctrico para la producción a gran escala (nueva alternativa de suministro energético).
- La distribución espacial de aerogeneradores se adapta fácilmente a las condiciones, restricciones y usos del terreno, no ocupa grandes espacios y es compatible con otros usos del suelo como agricultura, ganadería y pastoreo.
- La planificación y construcción de instalaciones eólicas requieren períodos de gestación muy cortos
- Un parque eólico existente puede ampliarse fácilmente con la incorporación de nuevas turbinas (modularidad).
- Fácil y rápido desmontaje al finalizar la vida útil de la instalación
- Tecnología “madura”, que ha resuelto muchos de sus inconvenientes asociados a costos e impactos ambientales.

Desventajas

- Difusa: no es almacenable y varía constantemente con el tiempo por la intermitencia del viento.
- Por sí sola, no está en condiciones de atender una demanda continua en forma confiable, restringiendo su uso a una participación limitada dentro de un sistema que incluya otras fuentes energéticas.
- Necesita un proceso de “legitimación” de la tecnología
- Desde el punto de vista ambiental: Estética (impacto visual de grandes aerogeneradores sobre el (paisaje). Ruido (aunque los aerogeneradores modernos llegan a niveles muy bajos). Muerte de aves en accidentes contra las palas (cada vez menor debido a la baja velocidad de rotación de las turbinas modernas).

2.5. Sistema eléctrico de potencia

La energía eléctrica, al igual que otros insumos y servicios, debe cumplir con ciertas exigencias de calidad que garanticen un correcto funcionamiento de todos los equipos conectados a un sistema eléctrico de distribución. Los sistemas eléctricos de potencia deben estar diseñados para poder satisfacer la demanda de los clientes potenciales en el tiempo, lugar y en la cantidad que lo requieran.

2.5.1. Descripción de un sistema eléctrico de potencia

El sistema eléctrico es un conjunto de instalaciones y equipos necesarios para producir, transportar y distribuir la energía eléctrica. Cumple la función de “suministrar energía eléctrica y potencia a los consumidores con calidad, seguridad, oportunidad y economía”

El sistema eléctrico de potencia está conformado por una fuente de electricidad o central de generación, las líneas de transporte o redes eléctricas que contienen estructuras de soportes, conductores, ya sea para la etapa de transmisión, subtransmisión o en la distribución, otros componentes son las subestaciones donde se encuentran los transformadores de potencia, y finalmente las cargas o consumidores.

El sistema eléctrico de potencia se divide en tres componentes que son: sistema de generación, transmisión y distribución.

- **El sistema de generación**, es el encargado de la producción de energía, que puede ser a través de centrales hidroeléctricas, térmicas, nucleares, mareomotrices, fotovoltaicas, eólicas, geotérmicas.
- **El sistema de transmisión:** Es encargado de transportar la energía eléctrica desde la central generadora hasta el sistema de distribución, por medio de un sistema de redes eléctricas y transformadores, utilizando torres o postes de alturas mayores a los de distribución, así como conductores de grandes calibres. Para disminuir las pérdidas de potencia utiliza altos voltajes que van desde los 138kV, 230kV, 500kV, 700kV, 1000kV.
- **El sistema de distribución:** Es encargado de distribuir la energía al usuario final, ya sean consumidores residenciales, comerciales o industriales, lo realiza por redes eléctricas área o subterráneas, controla también subestaciones de distribución, utiliza voltajes en la etapa subtransmisión 69/138kV y en la etapa primaria o medio voltaje a 6kV, 12.07, 13,2kV. 13,8kV, 22kV, 35kV y en la etapa secundaria o redes de bajo voltaje a 120v, 220v, 240v para la residencia o comercios y en la industria voltajes a 380, 440v, 480v. Este sistema para llegar al voltaje de servicio a los consumidores residenciales utiliza los transformadores de distribución.
- **Clasificación del Sistema de Distribución de Acuerdo a su Construcción**
La red de distribución de la energía eléctrica es un escalón del sistema de suministro eléctrico que es responsabilidad de las empresas y unidades de negocios distribuidoras de electricidad. La distribución de la energía eléctrica es la que parte

desde las subestaciones de transformación a la red de transporte que son llamadas Alimentadores o líneas / redes primarias de distribución.

En función de su construcción, los sistemas de distribución se clasifican en:

- Sistemas aéreos.
- Sistemas subterráneos.
- Sistemas mixtos.

a) Redes de distribución aéreas: estos sistemas por su construcción se caracterizan por su sencillez y economía, razón por la cual su utilización está muy generalizada. El conductor que usualmente se utiliza es el aluminio desnudo y las estructuras de soporte como aisladores y demás elementos son montadas sobre crucetas y estos a su vez en postes de hormigón armado o de fibra de vidrio. Se emplean principalmente para:

- Zonas urbanas donde se tiene cargas, residencial, comercial e industrial; y,
- Zonas rurales las carga a servirse son domesticas e industriales que pueden ser agro industriales, artesanales y bombeo de agua, etc.

La configuración más sencilla para los sistemas aéreos es de tipo radial, la cual consiste en conductores desnudos de calibre grueso en el principio de la línea y de menor calibre en las derivaciones o al final de la línea.

Las partes principales de un sistema aéreo son esencialmente:

- **Postes:** estos pueden ser de hormigón armado, fibra de vidrio o metálico y sus características de peso, longitud y resistencia a la rotura son determinadas por el tipo de construcción de los circuitos. Son utilizados para sistemas urbanos postes de hormigón armado de 14, 12 y 10 metros con resistencia de rotura de 1050, 500 y 350 kg respectivamente.
- **Crucetas:** soporta a los aisladores y cables son de ángulo de hierro galvanizado de 2 o 2.4 metros para 13.8, 13.2 kV por lo regular vienen con agujeros estandarizados.
- **Conductores:** son los que dejan fluir la corriente eléctrica, en los circuitos primarios se utilizan los conductores de Aluminio aliado, ACAR y el aluminio reforzado con alma de acero ACSR desnudos, y en calibres 266 MCM 4/0, 2/0, 1/0 y 2 AWG y para circuitos secundarios en cables desnudos en los calibres 2/0, 1/0, 2, 4 AWG. Los circuitos de bajo voltaje son de 3 y 4 hilos con neutro a puesta tierra.



- **Aisladores:** son los que sirven para el aislamiento del voltaje hacia la herrajería, son de porcelana o siliconados en la norma ANSI 55.4, 55.5, 52.1 para medio voltaje (espiga y disco) y ANSI 53.3 para bajo voltaje (carrete).
- **Herrajes:** todos los herrajes utilizados en redes aéreas de baja y medio voltaje son de acero galvanizado. (grapapas, varillas de anclaje, tornillos de máquina, collarines, espigos, etc.).
- **Equipos de seccionamiento y protección:** el seccionamiento se efectúa por medio de seccionadores mono polares estándares, las capacidades más utilizadas son de 100 a 200 amperios. Para protección contra descargas atmosféricas se utilizan los pararrayos tipo válvula 10 a 12kV.

Ventajas

- Costo inicial más económico.
- Son las más comunes y materiales de fácil adquisición.
- Fácil mantenimiento.
- Fácil localización de fallas.
- Tiempos de construcción más cortó.

Desventajas

- Mal aspecto estético
- Menor confiabilidad.
- Menor seguridad (ofrece más peligro para los transeúntes).
- Son susceptibles de fallas y cortes de energía ya que están expuestas a: descargas atmosféricas, lluvia, granizo, polvo, temblores, gases contaminantes, brisa salina, vientos, contactos con cuerpos extraños, choques de vehículos y vandalismo.

b) Redes de distribución secundarios: en Ecuador existen varios voltajes de diseño para circuitos secundarios como: los sistemas industriales y de alumbrado público grandes, que requieren un transformador propio independiente de la red secundaria, son muy comunes los siguientes voltajes nominales.

- Trifásico 480/277 V en estrella.
- Trifásico 480/240 V en delta.

c) Acometida Eléctrica: Se denomina acometida al punto de derivación, desde el sistema eléctrico de la empresa distribuidora hasta el medidor ubicado en la

residencia, toda acometida está compuesta por conductores aislados que obligatoriamente pasan por un ducto dependiendo de la clase de acometida adquirida ya sea aérea o subterránea.

Las acometidas en el sistema de distribución se pueden clasificar en:

- **Acometidas en medio voltaje:** Una acometida eléctrica es un conjunto de elementos, que conecta la red de distribución, a la instalación del consumidor. Esta acometida es aquella que se conecta a la red de distribución con niveles de voltaje comprendidos entre los 600 voltios y 15 kV los elementos que conforman una acometida son los conductores eléctricos y sus accesorios de protección y operación, que van desde la red eléctrica hasta los bornes del transformador y si el caso lo requiere el equipo de medición en medio voltaje.
- **Acometidas aéreas trifásicas en medio voltaje:** Las acometidas podrán ser aéreas para los siguientes casos:
 - Las acometidas en zonas rurales
 - Para acometidas industriales, agroindustriales, artesanales, minas, canteras grandes edificaciones, bombeo de agua, que requieran servicio a 13.8 kV en subestaciones tipo intemperie, la acometida podrá ser aérea si el circuito de alimentación es aéreo.
 - En industrias en las cuales se instalarán los transformadores en poste, como es el caso de minas de explotación, canteras entre otras.
 - En zonas, donde el ancho de las vías comunales permite la construcción de redes aéreas de medio voltaje y exista acceso vehicular al sitio de instalación de los transformadores de distribución.

En acometidas temporales de obra provisional

- **Acometidas aéreas monofásico a 7.620 V:** Esta acometida es suministrada al consumidor cuando su demanda es mayor a 10KW y las cargas a conectarse son de tipo monofásicas y su potencia total de la planilla de circuitos no sea superior a 100 KVA.
- d) **Acometidas en bajo voltaje:** Se denomina acometida de bajo voltaje al consumidor que tenga una demanda menor a 10 KW y por lo general es una acometida monofásica de 220v, compuesta por varios conductores con un aislamiento de 600 V, la acometida incluye los componentes desde la red, pasa por el medidor hasta el tablero de protección del usuario. Esto es, hasta el medio de desconexión principal del servicio y lugar de derivación hacia las cargas.

- **Acometida Monofásica:** aquella acometida que inicia desde el sistema secundario de bajo voltaje, suministrado por la empresa eléctrica, está conformado por tres o más conductores dos cuando son línea, neutro y tierra y más cuando es una acometida de dos fases, línea y tierra que viene desde el transformador principal.
- **Acometida Trifásica:** es aquella que arranca desde el sistema primario de medio voltaje, suministrado por la empresa eléctrica hasta el transformador principal, compuesto por tres fases y una tierra que conforma cuatro conductores.
- **Transformador de Distribución:** son los equipos encargados de cambiar el voltaje primario a un valor menor de tal manera que el usuario pueda utilizarla sin necesidad de equipos e instalaciones costosas y peligrosas.

En si el transformador de distribución es la liga entre los alimentadores primarios y los alimentadores secundarios. [31] Harper en su estudio indica que desde el punto de vista de su construcción que normalmente está relacionado con su potencia los transformadores pueden ser:

 - De tipo interior o intemperie
 - De montaje en poste o en piso
 - Por su enfriamiento:
 - Tipo Seco (enfriamiento por aire) – A
 - Enfriamiento por aceite y aire – OA
 - Enfriamiento por aceite y aire con circulación de aire forzado - OA/FA
 - Enfriamiento por aceite y aire con circulación de aire forzado – OA/FOA
- **Transformadores Trifásicos:** tienen tres bobinados en su primario y tres en su secundario. Pueden adoptar formas de conexión en estrella (Y) o delta (Δ) y las combinaciones entre ellas: Δ - Δ , Δ -Y, Y- Δ y Y-Y.
- **Tipo Distribución:** Los transformadores de distribución trifásica, con refrigeración natural en aceite (ONAN), clase de aislamiento AO, están preparados para trabajar de manera continua y a la intemperie. Dependiendo de la capacidad, son adecuados para instalación en poste o en subestación, con o sin ruedas. El desarrollo de la ingeniería para el diseño, así como la alta tecnología para la fabricación, permite personalizar las características técnicas del transformador de acuerdo a las necesidades del cliente, observando las normas nacionales INEN y las normas internacionales ANSI/IEEE C57.12. Adicionalmente el cliente puede escoger la conexión y ángulo de desfaseamiento entre los voltajes de los bobinados según su necesidad.



- **Medición Eléctrica:** La función de un contador de energía es integrar en el tiempo la potencia eléctrica consumida. La medición es fundamental en los sistemas de distribución, debido a que este registra el consumo eléctrico del abonado, además de otros parámetros tales como potencia reactiva, factor de potencia y otros que sean requeridos por el distribuidor, para esto se usan equipos de medición.
- **Medición en Medio voltaje (Medición Indirecta):** la medición indirecta se la utiliza cuando la demanda supera los 300 KW, para realizar esta medición se usa un equipo electrónico que registra en valores el consumo de energía, demanda y otros parámetros eléctricos requeridos por el distribuidor y el consumidor. Para el funcionamiento de la medición indirecta se maneja señales de control provenientes desde los transformadores de corriente y transformadores de potencial en algunos casos que se almacenan en cajas de seguridad instaladas por la empresa eléctrica, estas poseerán sellos de seguridad para evitar que estos equipos sean manipulados por personal no autorizado.

CAPITULO III

3. DIMENSIONAMIENTO DE BOMBAS Y MOTORES EN LAS CAMARONERAS.

3.1. Cálculo y criterio técnico para la selección de un sistema de bombeo en una camaronera

En el presente capítulo se detalla los cálculos y criterios técnicos que se necesita conocer para optimizar la selección de un equipo de bombeo en las camaroneras.

En primer lugar, es necesario conocer cuál es el caudal que se necesita para bombear y la carga hidráulica total, con estos datos y con la curva característica de la bomba se puede determinar la potencia absorbida, potencia requerida, rpm eficiencia de trabajo de la bomba.

➤ **Datos para selección de las bombas**

Tabla 3-1. Datos selección bombas

Fuente: Autores

Datos	Capacidad	Unidades
Área Total De Las Piscina	90	Ha
Profundidad de las Piscinas (Promedio)	1.50	m
Renovación diaria	0.15	%
Horas de bombeo por día	12	H

Tabla 3-2. Succión

Fuente: Autores

SUCCIÓN					
H _{SMA}	H _{SMB}	L _s	Diámetro de Tubería		CODO
(m)	(m)	(m)	(pulg)	(m)	45°
2	3.70	5.70	36	0,91	2

Tabla 3-3. Descarga

Fuente: Autores

Descarga				
H _D	L _D	Diámetro de Tubería		CODO
(m)	(m)	(pulg)	(m)	90°
3	17	36	0.91	1



➤ **Cálculo del caudal requerido de acuerdo al área a bombear**

De acuerdo a los datos investigados, y aplicando la ecuación 2.13, se tiene la capacidad total de agua a bombear:

$$Q = 2780 \left(\frac{A * h * \%}{t} \right)$$

$$Q = \frac{2780 * 90 * 1.5 * 0.15}{12}$$

$$Q = 4691.25 \text{ lt/seg}$$

El valor del caudal para el dimensionamiento de la bomba y motor eléctrico se determina tomando la tercera parte del valor calculado, con la finalidad de tener tres sistemas de bombeo y no depender de uno solo a la vez.

$$Q = 1563.75 \text{ lt/seg}$$

➤ **Cálculo de la altura dinámica total**

La altura dinámica total (A.D.T.) del sistema tiene los siguientes componentes:

- **Altura Estática en marea baja (AETMB):** Es la suma de la altura de succión cuando la marea del estero es baja más la altura de descarga.

$$AETMB = (HSMB + HD)$$

$$AETMB = (3.7 + 3)$$

$$AETMB = 6.7 \text{ m}$$

- **Altura estática en marea alta (AETMA):** Es la suma de la altura de succión cuando la marea del estero es alta más la altura de descarga.

$$AETMA = (HSMA + HD)$$

$$AETMA = (2 + 3)$$

$$AETMA = 5 \text{ m}$$

- **Perdidas por fricción:** Para el cálculo de las pérdidas de fricción se considera el esfuerzo necesario para vencer la fricción causada por el flujo de agua a través de la tubería de succión y descarga, incluyendo los accesorios.

Tabla 3-4. Velocidad y pérdida de cargo por fricción en tubería de hierro. [32]

COEFICIENTES	TUBERIA ϕ	20"	24"	28"	32"	36"
	(L/S) CAUDAL					
Hv = $v^2/2g$ (m)	250	0,099	0,047	0,025	0,013	0,007
	400	0,253	0,121	0,063	0,032	0,018
	600	0,571	0,272	0,142	0,073	0,042
	800	1,014	0,484	0,254	0,130	0,075
	1000	1,584	0,755	0,396	0,203	0,118
	1200	2,282	1,094	0,573	0,293	0,170
	1500	3,560	1,706	0,890	0,457	0,266
J = PERDIDAS PORCENTUAL EN TUBERIA (%)	250	0,293	0,118	0,053	0,024	0,012
	400	0,720	0,287	0,118	0,061	0,026
	600	1,550	0,615	0,254	0,128	0,061
	800	2,730	1,071	0,437	0,224	0,105
	1000	4,180	1,640	0,662	0,340	0,159
	1200	5,980	2,350	0,935	0,480	0,224
	1500	9,220	3,600	1,440	0,740	0,342

- **Perdidas por fricción en tubería (Hf1)**

$$Hf1 = J \frac{L}{100}$$

J = Factor de conversión dependiendo de la rugosidad relativa de la tubería; la velocidad del líquido, el tamaño de la tubería y la viscosidad del líquido el mismo que se obtiene de tablas de catálogos dependiendo de material de fabricación” J=0.342%”.



$$L = L_s + L_d$$

$$L = 5.70 + 17$$

$$L = 22.70 \text{ m}$$

$$H_{f1} = 0.342\% \frac{22.7}{100}$$

$$H_{f1} = 0.078 \text{ m}$$

▪ **Perdidas por fricción en accesorios (Hf2)**

$$H_{f2} = \sum K * \frac{v^2}{2g}$$

Donde:

$V^2 / 2g$ = La constante de velocidad se utiliza de tablas ya estandarizadas donde se muestran la velocidad para los diferentes caudales y diámetros de las tuberías “ $V^2/2g=0,266$ ”.

Tabla 3-5. Sumatoria de los coeficientes de resistencia
Fuente: Autores

SUMATORIA DE LOS COEFICIENTES DE RESISTENCIA			
Accesorio	Factores pérdida K	Cantidad	Valor
# CODO 90° X K CODO 90o	0.36	1	0.38
# CODO 45o X K CODO 45°	0.28	2	0.56
# VALVULA DE PIE X K VALVULA DE PIE	0.80	1	0.80
K DESCARGA LIBRE	1	1	1
ΣK			2.74

$$H_{f2} = 2.744 * 0.266$$

$$H_{f2} = 0.730 \text{ m}$$

Los valores de J y $V^2/ 2g$ se obtienen de la figura 3-1 selección de la bomba.
Cuando el estero se encuentra en marea alta la altura dinámica depende de la siguiente ecuación:

$$ADT = 5 + 0.078 + 0.730$$

$$ADT = 5.808 \text{ m}$$

La altura dinámica total cuando la marea es baja está dada por la siguiente ecuación:

$$ADT = 6.7 + 0.078 + 0.730$$

$$ADB = 7.508 \text{ m}$$

De acuerdo a los cálculos realizados se determina la altura dinámica total en marea baja y alta, ya que esta cambia en función de la marea del estero de alimentación de agua de mar para la camaronera, la velocidad del flujo de agua por la tubería.

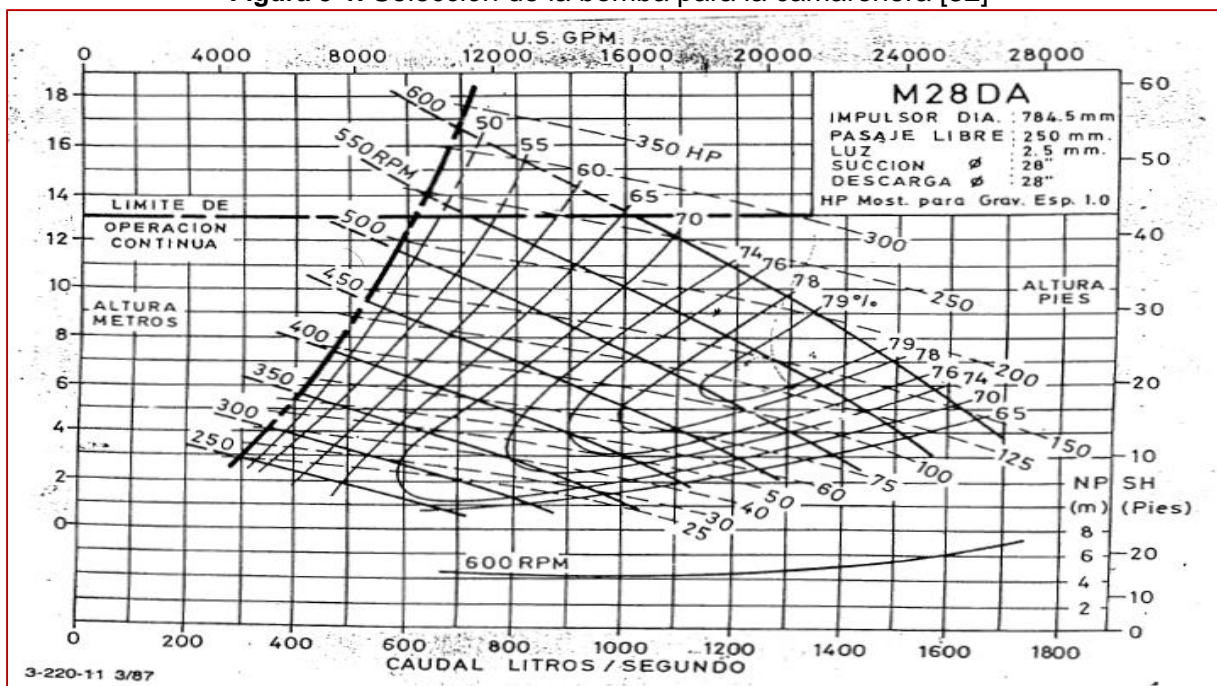
Para determinar con exactitud la capacidad y potencia del motor, se escoge la altura más crítica; es decir, la altura dinámica de marea baja (ADTMB). Realizando una interpolación el valor óptimo es:

$$ADTMB \text{ critico} = 7.508 \text{ m}$$

➤ Selección de la bomba para la camaronera

Con los datos obtenidos anteriormente se puede dibujar el comportamiento de la bomba en marea alta y marea baja.

Figura 3-1. Selección de la bomba para la camaronera [32]





De la figura 3-1 se obtiene el punto de operación de la bomba de acuerdo al punto de intersección de las curvas esto se describe a continuación.

$$ADTMB \text{ critica} = 7.508 \text{ m}$$

$$Q = 1563.75 \frac{lt}{seg}$$

$$RPM = 550$$

$$\eta = 78 \%$$

- **Potencia Hidráulica de la Bomba P_H :** A partir de estos datos se puede calcular la potencia hidráulica de la bomba (PH), que es la energía necesaria para movilizar un líquido por unidad de tiempo se calcula con la siguiente ecuación.

$$PH = \frac{Q * ADTMB \text{ critica} * 60}{4560}$$

$$PH = \frac{1563.75 * 7.508 * 60}{4560}$$

$$PH = 154.48 \text{ HP}$$

- **Potencia de Entrada de la Bomba:** A partir de la potencia hidráulica se puede determinar la potencia de entrada de la bomba depende de la eficiencia de la misma, que dada por el fabricante de la bomba.

$$P_{bomba} = \frac{PH}{\eta_{bomba}}$$

$$P_{bomba} = \frac{154.48 \text{ hp}}{78}$$

$$P_{bomba} = 198.053 \text{ HP}$$

▪ Potencia del Motor

Una vez determinada la potencia de la bomba se puede determinar la capacidad del motor ya que la potencia absorbida por la bomba es la que tiene que suministrar el motor eléctrico. Una vez determinada la potencia de la bomba se le añade el rendimiento. En virtud de que la mayoría de los motores eléctricos presentan su mayor eficiencia al 75% de factor de carga, es conveniente que la elección de la potencia de un motor sea para que este trabaje al 75 % de carga. Así trabajará en el rango de alta eficiencia y tendrá un 25% de capacidad adicional para soportar mayores cargas de trabajo, evitando también el sobrecalentamiento del motor [33].

La potencia del motor está dada por la siguiente ecuación:

$$P_{\text{motor}} = \frac{P_{\text{bomba}}}{\eta_{\text{motor}}}$$

$$P_{\text{motor}} = \frac{198,05}{0.75}$$

$$P_{\text{motor}} = 264.072 \text{ HP}$$

$$P_{\text{motor}} = 196.99 \text{ KW}$$

Mediante estos cálculos se ha obtenido la potencia que debe tener el motor para accionar la bomba. Estos cálculos sirven para los otros dos motores del sistema de bombeo debido a que al caudal total se lo dividió en tres partes.

▪ Resultados

A continuación, se presentan los siguientes resultados:

Tabla 3-6. Resultados obtenidos
Fuente: Autores

RESULTADOS OBTENIDOS	
Diámetro de la bomba (pulgadas)	36
Altura de la bomba (m)	7
Caudal (m ³ /seg)	1.53
Eficiencia (%)	78%
Potencia de la bomba (HP)	213
Potencia del motor (HP)	285



Una vez realizado el cálculo de las potencias de motores para la bomba de la estación de bombeo en la camaronera no son las comerciales, así que se busca una potencia comercial de un valor cercano al calculado que en este caso sería:

Potencia del Motor (HP) = 300

3.2. Consumo de galones de diésel de la estación de bombeo

Para demostrar la factibilidad del uso de energías alternativas en los sistemas de bombeo en las camaroneras que actualmente utilizan diésel, se considera los motores de la estación de bombeo y los aireadores.

En función de los datos obtenidos en los cálculos, se determinó que para bombear una camaronera promedio de 90 hectáreas es necesario un motor de 300 HP, para el análisis se ha escogido una camaronera de 100 hectáreas que, descontando los muros, y sitios de servidumbre, en la cual están construidas tres estaciones de bombeo con 4 motores de 300 HP cada una.

3.2.1. Análisis de consumo a diésel [4]

Al analizar las estaciones de bombeo que tiene conectado 12 motores de 302 HP o 250.32 KW a diésel y su operación a 1800 RPM (revoluciones por minuto), siendo el consumo aproximado de diésel de **8 galones/hora**.

Como se ha considerado que la estación de bombeo de la camaronera geográficamente está ubicada cerca de una vertiente o brazo de mar, se debe tomar en cuenta los ciclos de marea:

- ❖ 2 ciclos de marea alta.
- ❖ 2 ciclos de marea baja.

Los ciclos se producen en un periodo de 24 horas aproximadamente, información que les permite a los camaroneros programar las horas de funcionamiento de sus estaciones de bombeo, para lo cual se aprovechan los periodos de marea alta para llenar sus piscinas con agua fresca de mar, usualmente las estaciones de bombeo funcionan de 5-6 horas, y dos a tres horas antes y después de la marea. Para nuestro análisis se promedia el tiempo de funcionamiento del motor:



Primera marea alta: **6 horas de funcionamiento**

Segunda marea alta: **6 horas de funcionamiento**

Total: 12 horas

Para que el sistema motor – bomba funcione se requiere de un control y mantenimiento continuo, por lo que es necesario de un operador, a esto también se deberá adicionar el costo de materiales utilizado en el manteamiento. Adicionalmente, se contempla el costo del galón de diésel y el transporte del mismo a la camaronera. El transporte de diésel es el valor que le cuesta al camaronero llevar desde el distribuidor a su camaronera:

Precio del galón de diésel en las bombas de gasolina: **USD 0.90**

Transporte promedio hasta la camaronera: **USD 0.20 /galón**

Costo Final por galón: **USD 1.10**



Tabla 3-7. Consumo de diésel en las estaciones de bombeo.

Fuente: Autores

CONSUMO DE DIÉSEL EN LAS ESTACIONES DE BOMBEO											
ITEM	POTENCIA [HP]	POTENCIA [KW]	TIEMPO [H/MES]	CONSUMO[GAL/H]	CONSUMO[GAL/MES]	Consumo combustible USD	Mantenimiento				Total
							Grasa-aceite-Filtros	Mano de obra mantenimiento y reparación	Repuestos	Total Mantenimiento	
Sistema de bombeo 1	302	250.32	150	8	1,200	1,320	185	1,058	399	1,643	\$ 2,962.7
	302	250.32	150	8	1,200	1,320	185	1,058	399	1,643	\$ 2,962.7
	302	250.32	150	8	1,200	1,320	185	1,058	399	1,643	\$ 2,962.7
	302	250.32	150	8	1,200	1,320	185	1,058	399	1,643	\$ 2,962.7
Sistema de bombeo 2	302	250.32	150	8	1,200	1,320	185	1,058	399	1,643	\$ 2,962.7
	302	250.32	150	8	1,200	1,320	185	1,058	399	1,643	\$ 2,962.7
	302	250.32	150	8	1,200	1,320	185	1,058	399	1,643	\$ 2,962.7
	302	250.32	150	8	1,200	1,320	185	1,058	399	1,643	\$ 2,962.7
Sistema de bombeo 3	302	250.32	150	8	1,200	1,320	185	1,058	399	1,643	\$ 2,962.7
	302	250.32	150	8	1,200	1,320	185	1,058	399	1,643	\$ 2,962.7
	302	250.32	150	8	1,200	1,320	185	1,058	399	1,643	\$ 2,962.7
	302	250.32	150	8	1,200	1,320	185	1,058	399	1,643	\$ 2,962.7
TOTAL A PAGAR MENSUAL [\$]											\$ 35,552.25

Tabla 3-8. Gastos mensuales por mantenimiento de motores.

Fuente: Autores

GASTOS MENSUALES POR MANTENIMIENTO DE MOTORES		
ITEM	RUBRO	VALOR
1	Repuesto y mano de obra	\$ 4,792.25
2	Aceite	\$ 60.00
3	Filtros	\$ 50.00
4	Banda	\$ 75.00
5	Mano de obra bomberos 2 personas	\$ 1,000.00
6	Mantenimiento embragues mecánicos	\$ 58.33
TOTAL		\$ 6,035.58

3.2.2. Análisis de Consumo con Energía Eléctrica

El cálculo anterior está enfocado a que el bombeo de agua y la aireación funcionara a diésel para realizar el análisis con energía eléctrica tanto los motores como los aireadores deben ser eléctricos, con la única salvedad que la eficiencia de los motores eléctricos supera el 85% de rendimiento. Los cálculos se los realiza considerando un rendimiento del 85% y las 12 horas de funcionamiento.

Para el análisis se basa en el pliego tarifario vigente en el Ecuador emitido por el ARCONEL del cual se obtiene las tarifas de consumo de energía eléctrica dependiendo de la ubicación geográfica. En este caso se utiliza los costos de la tarifa de CNEL EL ORO.

3.2.3. Análisis de Consumo de energía eléctrica con tarifa industrial

Valor por Demanda: **USD 4.56 por KW al mes**

Costo de la energía eléctrica

07H00 – 22H00: **0.061 USD/KWH**

22H00 – 07H00: **0.049 USD/KWH**



Tabla 3-9. Análisis del consumo de energía eléctrica.
Fuente: Autores

Análisis de consumo de energía eléctrica											
ITEM	POTENCIA [HP]	POTENCIA [KW]	TIEMPO [H]	CONSUMO[KWH]	TARIFA[\$/KWH] (7AM-10PM)	TARIFA[\$/KWH] (10PM-7AM)	COSTOS [\$] (7AM-10PM)	COSTOS [\$] (10PM-7AM)	Comercialización	Demanda	USD MENSUAL
Motor 1	300	223.8	360	80,568.00	0.06	0.05	2,457.32	1,973.92	1.41	714.37	\$ 5,147.02
Motor 2	300	223.8	360	80,568.00	0.06	0.05	2,457.32	1,973.92	1.41	714.37	\$ 5,147.02
Motor 3	300	223.8	360	80,568.00	0.06	0.05	2,457.32	1,973.92	1.41	714.37	\$ 5,147.02
Aireadores	60	44.76	180	8,056.80	0.06	0.05	245.73	197.39	1.41	142.87	\$ 587.41
Comedores	16	11.94	120	1,432.32	0.06	0.05	43.69	35.09	1.41	38.10	\$ 118.29
Bomba	10	7.46	60	447.60	0.06	0.05	13.65	10.97	1.41	23.81	\$ 49.84
TOTAL DE ENERGIA POR MES											\$ 16,196.62



CAPITULO IV

4. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y DESCRIPTIVAS DE UN DISEÑO DE SERVICIO ELÉCTRICO TRIFÁSICO.

4.1. Alimentación en medio voltaje

La alimentación en medio voltaje, se la realiza desde un ramal trifásico secundario del circuito Barbones -Tendales de la ciudad de Machala, provincia el Oro, Las coordenadas del proyecto son: E625626, N9655659 que corresponden al arranque para la alimentación en medio voltaje desde el ramal trifásico de la Subestación Barbones propiedad de la CNEL EP El Oro que recorre cercano a la propiedad, de ahí se deriva una línea trifásica de aproximadamente 3.150 Km, que alimenta la camaronera en análisis. Las estructuras a emplearse serán EST-3SR, EST-3CP, EST-3CA, seccionadores y pararrayos, la línea proyectada tendrá para las fases y el neutro con conductor de Al. No. 1/0 AWG – ACSR.

4.2. Bajante de medio voltaje

Para la energización de la cabina de transformación se ha previsto realizar una acometida en medio voltaje con conductor XLPE calibre 1/0 para las fases y calibre 1/0 de cobre desnudo para el neutro, se debe realizar el montaje de 3 seccionadores fusible tipo abierto 13.8 KV-100 A con tirafusible de 40 A tipo K, todo esto sobre el poste #3 de acuerdo al plano adjunto de red proyectada (Anexo 1). En la punta del cable XLPE se utiliza punta terminal para exterior con conector tipo vástago. La acometida parte desde el poste # 12, el conductor baja a través de un reversible y tubo EMT de 4" hasta un pozo ubicado al pie del poste PZ0, desde aquí se lleva la acometida de forma subterránea dentro de una manguera de polietileno tipo PVC de 1" tomando un ducto para cada fase y neutro hasta la cámara de transformación.

4.3. Transformador

De la sumatoria y tipo de cargas a instalar, la carga proyectada define la capacidad del transformador para sustituir las necesidades eléctricas de toda la instalación.

En la Tabla 4-1, se establecen los totales por tipo de circuito en potencia diversificada y total, para la instalación del Transformador Convencional de 800 KVA.

Las características del transformador son: tipo Trifásico, Convencional, ONAN, de 800kVA; BIL 95KV en MV y 30kV en BV, enfriamiento en aceite, con relaciones de transformación 13.200/7620:0.460/254 V y acorde a las normas ANSI C57-12, bobinas Cu-Cu.



Conforme lo indicado el transformador se instala en una cámara de transformación, será aterrizado debidamente para evitar efectos negativos en caso de sobrevoltajes.

4.4. Acometida en bajo voltaje

La acometida nueva en bajo voltaje se proyecta que tenga una longitud de aproximadamente 30 mts; partiendo desde los bushings de B.V hasta el tablero de distribución TDP, constituida por conductor de Cobre 3x500MCM + 300 MCM THHN, los conductores van dentro de la tubería PVC de 4", paralela a esta se deja una tubería de iguales características por motivos de ampliaciones, cambios o emergencias, la ubicación de los tableros, así como su disposición se indica en el Anexo 1.

4.5. Tablero eléctrico general

La barra principal se ubica en las nuevas instalaciones, para la protección del transformador TR 800 KVA se utiliza un Breaker principal de 1000 A – 460/254 V en el centro de transformación y en el tablero eléctrico general donde se instala varillas de cobre Copperweld de 16mm de diámetro por 1.8 metros de longitud para el aterrizamiento del neutro del sistema, con el fin de obtener un mejor voltaje, evitar el retorno de corrientes por el neutro de la acometida y brindar conexión a tierra para los equipos que así lo requieran.

4.6. Censo de cargas

Conforme lo indicado en la tabla 4-1 se muestra un censo de cargas de la potencia instalada y potencia diversificada de cada circuito y de la instalación en general.



Tabla 4-1. Elementos, Cuadro de demandas y distribuciones de carga

Fuente: Autores

ELEMENTOS, CUADRO DE DEMANDAS Y DISTRIBUCIÓN DE CARGAS																															
Proyecto:		SERVICIO ELÉCTRICO TRIFÁSICO PARA LA CAMARONERA EN ANÁLISIS																													
Factor de potencia:		0.92																													
Factor Coincidencia Tableros:		0.8																													
DEMANDA PROYECTADA																															
ITEM	Circuito	Descripción	No. Puntos	Potencia (W)	Carga Instalada (W)	Factor de Diversif.	Demanda Diversif. (W)	No. Polos	Corriente (A)	Protección	FASES																				
											R	S	T																		
1	C1	MOTOR 2 HP	7	1492	10444	1	10444	3P	14.56	225A	14.6	14.6	14.6																		
2	C2	MOTOR 3 HP	20	2238	44760	1	44760	3P	62.42	225A	62.4	62.4	62.4																		
3	C3	MOTOR 300 HP	3	223800	671400	1	671400	3P	936.31	225A	936.3	936.3	936.3																		
4	C4	BOMBA 10 HP	1	7460	7460	1	7460	3P	10.40	225A	10.4	10.4	10.4																		
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">RESUMEN DE CARGA A INSTALAR</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Carga de diseño proyectada (W)</td> <td>734064</td> </tr> <tr> <td>Demanda máxima diversificada (W)</td> <td>734064</td> </tr> <tr> <td>Factor coincidencia entre tableros</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>Demanda diversificada total (W)</td> <td>734064</td> </tr> <tr> <td>Factor de potencia</td> <td>0.92</td> </tr> <tr> <td>Demanda máxima diversificada total (VA)</td> <td>797895.65</td> </tr> <tr> <td>Demanda máxima diversificada total (KVA)</td> <td>797.89565</td> </tr> <tr> <td>TRANSFORMADOR A INSTALAR</td> <td>800 KVA</td> </tr> </tbody> </table>														RESUMEN DE CARGA A INSTALAR		Carga de diseño proyectada (W)	734064	Demanda máxima diversificada (W)	734064	Factor coincidencia entre tableros	1	Demanda diversificada total (W)	734064	Factor de potencia	0.92	Demanda máxima diversificada total (VA)	797895.65	Demanda máxima diversificada total (KVA)	797.89565	TRANSFORMADOR A INSTALAR	800 KVA
RESUMEN DE CARGA A INSTALAR																															
Carga de diseño proyectada (W)	734064																														
Demanda máxima diversificada (W)	734064																														
Factor coincidencia entre tableros	1																														
Demanda diversificada total (W)	734064																														
Factor de potencia	0.92																														
Demanda máxima diversificada total (VA)	797895.65																														
Demanda máxima diversificada total (KVA)	797.89565																														
TRANSFORMADOR A INSTALAR	800 KVA																														



4.7. Protecciones y aterrizamiento en medio voltaje y bajo voltaje

Para la protección de toda la instalación contra sobre corrientes en medio voltaje se proyecta un seccionador tipo Abierto 15KV-100A (3S100T) con tirafusible 10 K. Para el aterrizar el transformador de 800 KVA se conecta al punto neutral en la carcasa, mediante un conductor de cobre desnudo de un calibre #2 AWG, puesto a tierra mediante una varilla copperweld de 5/8" x 1.8 metros conectada al conductor por medio de suelda exotérmica o un conector de Cu de alta pureza tipo Golpe de Martillo. Así mismo serán puestos a tierra los pararrayos de protección de la instalación.

Para el bajo voltaje la acometida para el transformador de 800 KVA está protegida al llegar a la barra principal con un breaker monopolar de 1000 A. – 460/254V, el tablero principal es aterrizado con cobre desnudo suave de un calibre #2 AWG.

4.8. Especificaciones técnicas de construcción

Una vez definidas las capacidades nominales de los equipos, las dimensiones y tipos de los elementos componentes de la instalación y su localización, corresponde establecer la especificación y determinar las cantidades de los equipos y materiales requeridos para la ejecución del proyecto, con el propósito de obtener su provisión.

Se establece que, para las condiciones de servicio de los equipos, las normas internacionales de referencia y los requerimientos mínimos, así como los valores nominales que deben ser considerados en las especificaciones de los elementos para la instalación, complementados con las características específicas resultantes del dimensionamiento realizado en las fases precedentes son de acuerdo a los estándares de la distribuidora local.

4.9. Equipos de medición

Para medir la energía se utiliza un sistema de medición indirecta con contador trifásico, para el funcionamiento de la medición indirecta se usa señales de control provenientes desde los transformadores de corriente (TC) y Transformadores de potencial que a criterio de la CNEL EP El Oro sea seleccionado el adecuado a los requerimientos técnicos.



4.10. Presupuesto de la obra

Tabla 4-2. Análisis del consumo de diésel.

Fuente: Autores

PRESUPUESTO DE INSTALACION DEL SISTEMA ELECTRICICO					
LISTA DE MATERIALES					
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	U	CANT.	P.UNIT.	P.TOTAL
1	Abrazadera de acero galvanizado pletina 4 pernos 38x4x140 mm (1/2x5/32x 5 1/2")	U.	9	5.87	52.87
2	Abrazadera de acero galvanizado pletina 3 pernos 38x4x140 mm (1/2x5/32x 5 1/2")	U.	40	5.64	225.72
3	Aislador de retenida, porcelana ANSI 54-3	U.	16	3.30	52.80
4	Aislador de suspensión caucho siliconado 15 KV ANSI DS-15	U.	41	16.37	671.09
5	Aislador espiga PIN, porcelana con radio interferencia 15 KV ANSI 55-5	U.	121	5.50	665.50
6	Alambre de Al., desnudo sólido, para atadura 4 AWG	U.	244	4.40	1073.60
7	Bloque de hormigón para anclaje con agujero de 20 mm.	U.	15	3.67	55.11
8	Cable de acero galvanizado grado Siemens Martin 7 hilos 9.52 mm (3/8") 3155 Kgf	M.	230	1.32	303.60
9	Cable de acero recubierto de Cu., desnudo cableado suave.	M.	14	0.51	7.08
10	Cable de 15 KV XLPE # 1/0 AWG.	M.	0	7.98	0.00
11	Conductor de Al. No. 1/0 AWG – ACSR	M.	9454.6	0.96	9048.05
12	Codo EMT de 90	U.	0	50.79	0.00
13	Conector de aleación de Al. Compresión tipo "H"	U.	19	2.04	38.67
14	Cruceta de acero galvanizado universal perfil "L" 70x70x2400mm (2 3/4x 2 3/4x 1/4x 95")	U.	49	33.00	1617.00
15	Grapa de aleación de Al, terminal apernado, tipo pistola.	U.	41	9.90	405.90
16	Cinta heriban y seguros	U.	0	1.87	0.00
17	Estribo de aleación Cu. Sn para derivación	U.	3	49.50	148.50
18	Guardacabo de acero galvanizado para cable de acero 9.51 mm. (3/8")	U.	16	0.56	8.98
19	Pararrayo de 10KV.	U.	0	60.50	0.00
20	Perno "U" de acero galvanizado 2 tuercas, 2 arandelas planas 2 de presión 16x152 mm., (5/8x6"), ancho dentro de la "U"	U.	31	2.50	77.41
21	Perno de acero galvanizado, 4 tuercas, 4 arandelas planas y 4 presión 16x254 mm (3/8x16")	U.	6	1.01	6.07
22	Perno máquina de acero galvanizado, 3 tuercas, arandelas planas y presión 16x38 mm (5/8x1 1/2")	U.	96	5.18	497.38
23	Perno ojo de acero galvanizado 4 tuercas, 4 arandelas planas y 4 de presión para 16x254 mm. (5/8x10")	U.	24	7.59	182.16
24	Perno PIN de acero galvanizado rosca plástica de 50 mm. 19x305 mm (3/4x12")	U.	88	2.97	261.36
25	Perno PIN punta de poste doble de acero galvanizado con accesorios de sujeción 19x457mm. (3/4x18")	U.	33	4.62	152.46
26	Perno PIN punta de poste simple de acero galvanizado con accesorios de sujeción 19x457mm. (3/4x18")	U.	0	6.82	0.00
27	Perno rosca corrida de acero galvanizado 4 tuercas, 4 arandelas planas y 4 de presión para 16x306 mm. (5/8x12")	U.	12	4.40	52.80
28	Pie de amigo de acero galvanizado perfil "L" de 38x38x6x700mm. (1 1/2x 1 1/2x1/4x27")	U.	94	10.45	982.30
29	Poste de H.A. de 12 m. 600 Kg.	U.	12	253.00	3036.00
30	Puntas terminales para exterior hasta 15 KV	U.	6	95.70	574.20
31	Puntas terminales para interior hasta 15 KV	U.	3	49.50	148.50
32	Retención preformada para cable de acero galvanizado 9.53mm. (3/8")	U.	18	6.60	118.80
33	Seccionador portafusible para 15 KV. 100 A.	U.	6	96.80	580.80
34	Suelda exotérmica	U.	6	8.80	52.80



Universidad de Cuenca

35	Tirafusible de 8 A.	U.	1	1.65	1.65
36	Tirafusible de 40 A.	U.	2	4.40	8.80
37	Trasformador trifásico de 800 KVA convencional 13.800/440/256 V.	U.	1	15290.00	15290.00
38	Trasformador de corriente y potencial para medición en Media Tensión	U.	1	5060.00	5060.00
39	Tubo galvanizado 4 "	U.	2	39.60	79.20
40	Tuerca de ojo ovalado de acero galvanizado perno 16 mm., (5/8")	U.	35	1.65	57.75
41	Unión EMT de 4"	U.	3	9.43	28.28
42	Varilla de acero recubierta de Cu, para puesta a tierra, de 16x1800mm., (5/8"x71")	U.	8	53.90	431.20
43	Varilla de anclaje de acero, tuerca y arandela 16x1800 mm. (5/8"x71")	U.	33	9.79	323.07
44	Varilla de armar preformada simple para cable Al.	U.	134	4.40	589.60
45	Arrancador trifásico	U.	3	7209.59	21628.77
46	Motor trifásico de 300 hp	U.	3	14373.00	43119.00
47	Bomba centrífuga de 250 hp	U.	3	14000.00	42000.00
48	Aireadores de 3hp	U.	20	700	14000
MANO DE OBRA					
49	Armada de tensor a tierra TTS	U.	18	22.00	396.00
50	Armada de estructura EST-3SR	U.	12	66.00	792.00
51	Armada de estructura EST-3CP	M.	12	44.85	538.16
52	Armada de estructura EST-3CA	M.	6	61.85	371.12
53	Tendido y templado de conductor 1/0 AWG ACSR	KM.	9	440.00	3960.00
54	Montaje e instalación de seccionador	M.	6	13.20	79.20
55	Montaje de pararrayos	M.	3	13.20	39.60
56	Instalación de puesta a tierra	M.	1	660.00	660.00
57	Montaje de transformador trifásico de 800 KVA	M.	1	1320.00	1320.00
58	Montaje de transformador transformix	M.	1	88.00	88.00
59	Excavación de huecos terreno semiduro	M.	18	11.00	198.00
60	Hincada de postes de H.A. con grúa	M.	12	33.00	396.00
61	Transporte de postes de H.A.	M.	12	27.50	330.00
62	Mano de obra instalación de bombas	U.	3	500.00	1500.00
SUBTOTAL					174382.90
IVA					20925.95
TOTAL					195308.85



4.11. Cálculo del consumo mensual de las bombas conectadas a un punto de red

Tabla 4-3. Consumo mensual de bombas conectadas a un punto de red.

Fuente: Autores

CÁLCULO DEL CONSUMO MENSUAL DE LAS BOMBAS CONECTADAS A UN PUNTO DE RED											
	POTENCIA [HP]	POTENCIA [KW]	TIEMPO [H]	CONSUMO[KWH]	TARIFA[\$/KWH] (7AM-10PM)	TARIFA[\$/KWH] (10PM-7AM)	COSTOS [\$] (7AM-10PM)	COSTOS [\$] (10PM-7AM)	Comercialización	DEMANDA	USD MENSUAL
Motor 1	300	223.80	360.00	80,568.00	0.061	0.049	2,457.32	1,973.92	1.41	714.37	5,147.02
Motor 2	300	223.80	360.00	80,568.00	0.061	0.049	2,457.32	1,973.92	1.41	714.37	5,147.02
Motor 3	300	223.80	360.00	80,568.00	0.061	0.049	2,457.32	1,973.92	1.41	714.37	5,147.02
Aireadores	60	44.76	180.00	8,056.80	0.061	0.049	245.73	197.39	1.41	142.87	587.41
Comedores	16	11.94	120.00	1,432.32	0.061	0.049	43.69	35.09	1.41	38.10	118.29
Bomba	10	7.46	60.00	447.60	0.061	0.049	13.65	10.97	1.41	23.81	49.84
TOTAL, DE ENERGIA POR MES											16,196.62
TOTAL A POR MES ENERGIA TERMICA											35,552.25
AHORRO DE ENERGIA POR MES											19,355.63

CAPITULO V

5. ESTUDIO FOTOVOLTAICO AISLADO DE LA RED PARA ABASTECER LA POTENCIA DE 734 KW

5.1. Elementos de un sistema fotovoltaico autónomo, aspectos a considerar en el diseño.

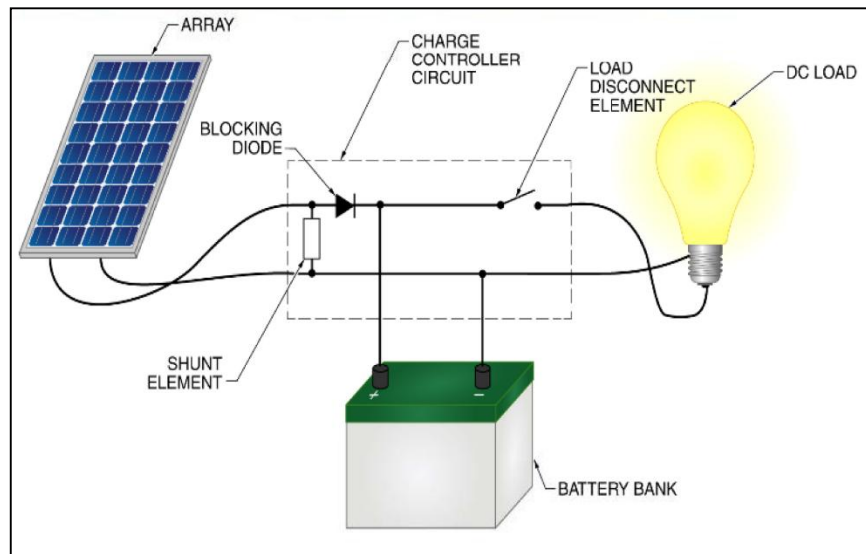


Figura 5-1. Esquema general de un sistema fotovoltaico aislado de la red [34]

De acuerdo a la potencia requerida, se ha realizado un análisis de los paneles solares existentes en el mercado, de lo cual se ha llegado a la conclusión que los paneles solares más convenientes son los TSM-PE14A, tiene un rango de potencia de 320 a 335W.

5.2. Módulo TSM-PE14A-335

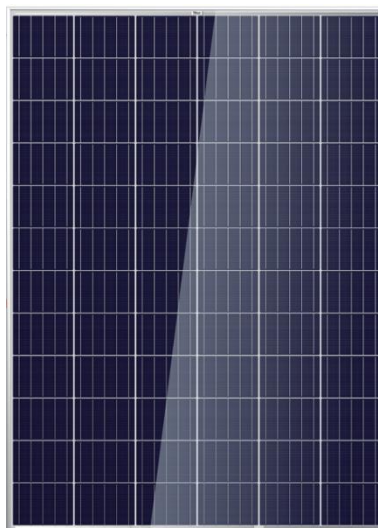


Figura 5-2. Módulo TSM-PE14-335 [35]

5.2.1. Las especificaciones técnicas de este módulo son:

a) Dimensiones

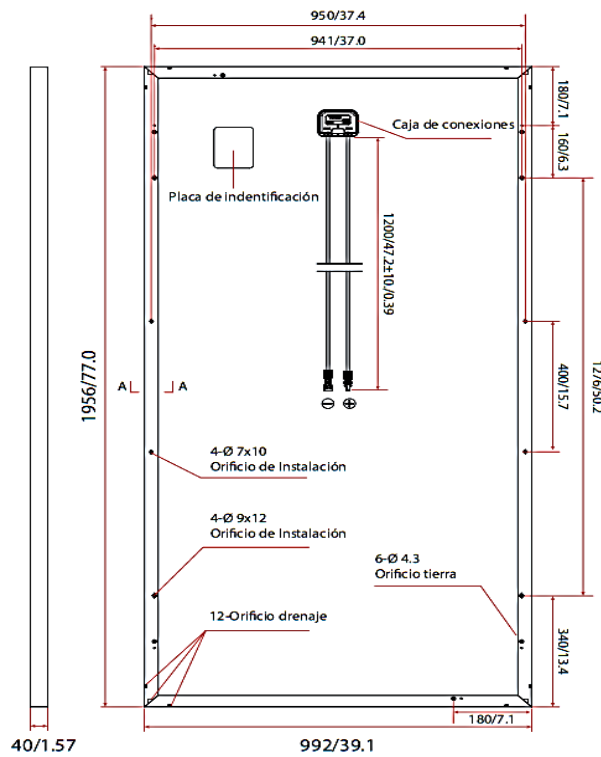


Figura 5-3. Dimensiones mm/plg [35]

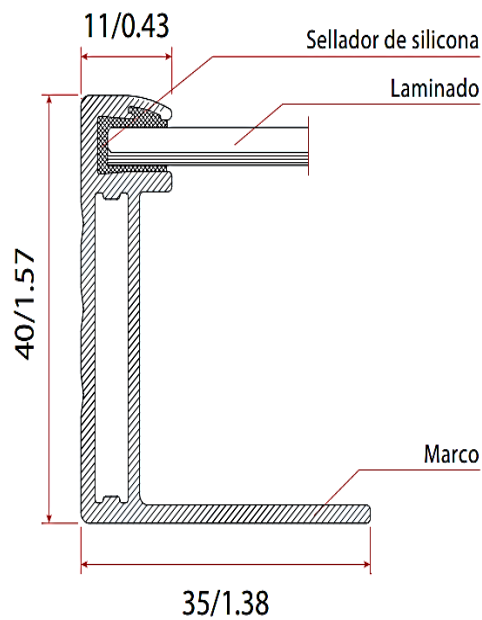


Figura 5-4. Dimensiones mm/plg vista trasera [35]

b) Datos eléctricos

STC

Tabla 5-1. STC: Irradiancia 1000W/m², Temperatura de celda 25°C, Masa de aire [35]

STC: Irradiancia 1000W/m ² , Temperatura de celda 25°C, Masa de aire.	
Potencia nominal-PMAX (Wp)*	335
Tolerancia de potencia nominal-PMAX (W)	0 ~ + 5
Voltaje en el punto máximo-VMPP (V)	37.6
Corriente máxima-I MPP (A)	8.91
Voltaje en circuito abierto-VOC (V)	46.3
Corriente en cortocircuito-I SC (A)	9.39
Eficiencia del módulo m (%)	17.3

*Tolerancia de prueba: ±3%.

NOCT

Tabla 5-2. NOCT: Irradiancia de 800W/m², Temperatura ambiente 20°C, Velocidad de viento 1m/s. [35]

NOCT: Irradiancia de 800W/m ² , Temperatura ambiente 20°C, Velocidad de viento 1m/s.	
Potencia máxima-PMAX (Wp)	249
Potencia máxima de voltaje-VMPP (V)	34.9
Corriente máxima-I MPP (A)	7.14
Voltaje en circuito abierto-VOC (V)	42.9
Corriente de cortocircuito-I SC (A)	7.58

c) Datos mecánicos

Tabla 5-3. Datos mecánicos del panel solar [35]

Datos mecánicos del panel solar	
Celdas solares	Multicristalino 156.75 × 156.75 mm (6 pulgadas)
Distribución de celdas	72 celdas (6 × 12)
Dimensiones del módulo	1956 × 992 × 40 mm (77.0 × 39.1 × 1.57 pulgadas)
Peso	22.5 kg (49.6 lb)
Vidrio	3.2 mm (0.13 pulgadas), Alta transmisión, AR Vidrio templado recubierto
Capa Trasera	Blanca
Marco	Aleación de aluminio anodizado color plata
Caja de conexiones	IP 67 o IP 68 nominal
Cables	Cable de tecnología fotovoltaica 4.0mm ² (0.006 pulgadas ²), 1200 mm (47.2 pulgadas)
Conector	MC4 o Amphenol H4/UTX (1500V)
Clasificación de incendio	Tipo 1 o Tipo 2

d) Límites de temperatura

Tabla 5-4. Límites de temperatura [35]

Límites de temperatura	
NOCT(Temperatura de operación nominal de celda)	44°C ($\pm 2^\circ\text{C}$)
Coeficiente de Temperatura P _{MAX}	- 0.41%/°C
Coeficiente de Temperatura V _{OC}	- 0.32%/°C
Coeficiente de Temperatura I _{SC}	0.05%/°C
Límites operativos	
Temperatura de operación	40~+85°C
Voltaje máximo del sistema	1500V DC (IEC) 1500V DC(UL)
Capacidad máxima del fusible	15 ^a

e) Otras especificaciones

Tabla 5-5. Otras especificaciones [35]

GARANTÍA
10 años de garantía de fabricación
25 años de garantía de potencia lineal
CONFIGURACIÓN DE EMBALAJE
Módulos por caja: 27 piezas
Módulos por contenedor 40

f) Curvas

La representación de las curvas características corriente/potencia en función del voltaje con una temperatura ambiente de 25°C se muestra en las siguientes gráficas.

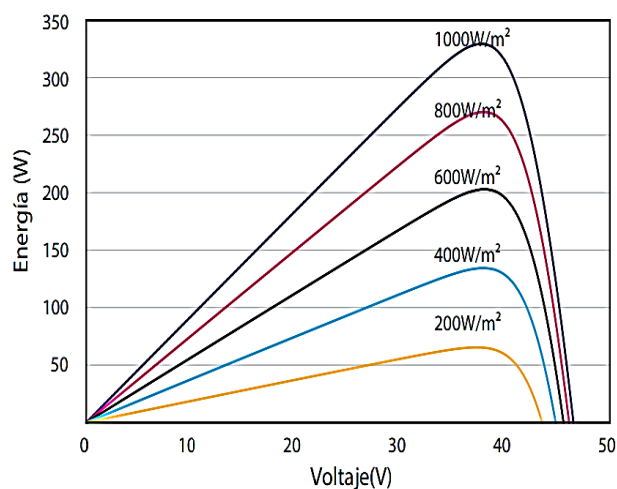


Figura 5-5. Curvas p-v del módulo pv (335w) [35]

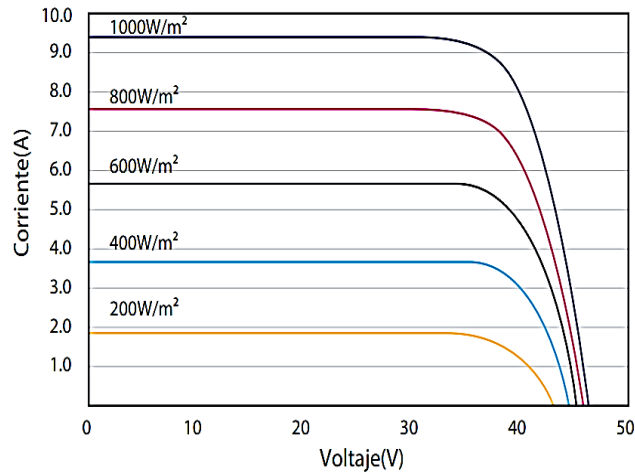


Figura 5-6. Curvas i-v del módulo pv (335w) [35]

5.3. Diseño

De acuerdo a los datos de consumo medio diario tenemos los siguientes valores:

$$P_{max} = 734KW$$

$$\cos\phi = 0.95$$

Sabiendo que la demanda a cubrir es en corriente alterna

5.3.1. Desarrollo:

a) Estimación del consumo diario medio

$$L_{md} = \frac{L_{md}DC + \frac{L_{md}}{\eta_{inv}}}{\eta_{bat}\eta_{con}}$$

$$L_{md} = \frac{0 + \frac{734064}{0.9}}{0.9 * 0.98} = 924746.78 Wh/dia$$

L_{md} : Consumo medio diario (Wh/dia)

$L_{md, AC}$: Consumo medio diario en AC (Wh/dia)

$L_{md, DC}$: Consumo medio diario en DC (Wh/dia)

η_{bat} : Rendimiento de la batería

η_{inv} : Rendimiento del inversor.

η_{con} : Factor de rendimiento de los conductores

$$L_{md, AC} = \sum P_{(AC)i} \cdot t_{di}$$

$P_{(AC)i}$: Potencia nominal (W)(AC)

t_{di} : Tiempo diario de uso (h/día)

El nivel de voltaje del sistema se elige de acuerdo a la potencia que se quiere abastecer.

El criterio de selección del voltaje del sistema viene dado por:

Tabla 5-6. Criterio de selección del voltaje del sistema [24]

CRITERIO DE SELECCIÓN DEL VOLTAJE DEL SISTEMA	
Potencia de demanda del sistema (W)	Voltaje de trabajo del sistema (V)
< 1500	12
1500 – 5000	24 o 48
> 5000	120 o 300

De lo cual, y tomando en consideración el voltaje individual de las baterías, para tener un número entero de baterías el valor del nivel de voltaje es de 288V, con esto se cumple con el criterio antes mencionado.

Para el cálculo de sistema fotovoltaico autónomo se requieren valores de carga total corregida en Ah/día, los mismos que se obtienen a partir de la cantidad de carga en vatios (W), el voltaje del sistema y el factor de rendimiento de potencia, entonces la cantidad de carga total corregida obtenida para cada mes está descrita en la tabla 5-7.

Tabla 5-7. Demanda

Fuente: Autores

DEMANDA				
Descripción	Cantidad	Carga Instalada (W)	Energía total corregida	Cantidad de carga total corregida
MOTOR 2 HP	7	10444	155615.6	195.55
MOTOR 3 HP	20	44760	618851.76	777.65
MOTOR 300 HP	3	671400	8090370	10166.34
BOMBA 10 HP	1	7460	89527.46	112.5
TOTAL		734064	8954364,82	11252.03

b) Dimensionado del Generador Fotovoltaico

Estos valores se obtienen de las diferentes estaciones meteorológicas existentes en los lugares cercanos a la instalación que se necesita realizar. En este caso se toman los datos de radiación respectiva de cada mes y a una inclinación de cero grados respecto a la superficie



terrestre. Estos datos son presentados en la Tabla 5-8. Los que están en unidades de $Wh/m^2 día$.

Tabla 5-8. Datos de radiación del lugar de la instalación [36]

Mes	Ene	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
Radiación	4420	4810	5000	4560	4650	4600	4650	4930	5180	4950	5260	5070

c) Método de Corriente Pico. Regulador de carga sin seguidor de punto de máxima potencia.

A partir de la radiación en inclinación 0° se procede a realizar el cálculo de la radiación diaria media mensual para diferentes ángulos de inclinación.

$$I_t = I_b R_b + I_d R_d + I_p R_r(I)$$

Donde:

R_b , R_d , R_r son los factores de conversión de cada componente

$$R_b = \frac{I_{b,n} \cos\theta}{I_{b,n} \cos\theta_z} = \frac{\cos\theta}{\cos\theta_z}$$

Donde:

$\cos\theta$ es la inclinación de la superficie captadora

Aplicando estas fórmulas se obtiene los valores de radiación para los diferentes ángulos de inclinación desde 0° , hasta 90° con un salto de 5° . Los valores calculados son presentados en la tabla 5-9.

Tabla 5-9. Radiación global media diaria. ($Wh/m^2 - día$)

Fuente: Autores

inclinación	Ene	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
0	4420	4810	5000	4560	4650	4600	4650	4930	5180	4950	5260	5070
5	4893	4805	4980	4731	4444	4358	4421	4748	5071	4933	4705	5165
10	4978	4836	4939	4613	4263	4140	4217	4595	4996	4944	4768	5282
15	5035	4841	4871	4468	4058	3899	3990	4417	4893	4928	4805	5368
20	5065	4820	4775	4300	3832	3636	3741	4213	4763	4884	4815	5424
25	5066	4772	4653	4109	3586	3355	3472	3988	4606	4814	4799	5448
30	5038	4698	4506	3896	3322	3066	3186	3741	4424	4717	4756	5441
35	4983	4600	4334	3664	3045	2776	2903	3475	4218	4595	4688	5402
40	4900	4476	4139	3413	2769	2473	2608	3192	3991	4449	4594	5333
45	4790	4330	3923	3147	2481	2160	2303	2896	3743	4278	4475	5233
50	4654	4160	3687	2866	2183	1868	1997	2602	3476	4086	4332	5103
60	4493	3970	3432	2576	1895	1580	1714	2298	3193	3873	4166	4944
65	4100	4100	2877	1990	1383	1226	1255	1692	2586	3391	3771	4545
70	3871	3287	2581	1698	1291	1208	1230	1424	2266	3125	3545	4308
75	3624	3028	2274	1439	1268	1190	1211	1295	1940	2847	3302	4048
80	3359	2756	1961	1349	1244	1171	1191	1273	1610	2557	3044	3768
85	3078	2474	1642	1320	1220	1152	1171	1251	1332	2258	2773	3469
90	2785	2183	1351	1292	1196	1132	1151	1229	1307	1952	2491	3153

d) Radiación HSP por día

Para el cálculo es necesario tener los valores de radiación en ($kWh/m^2 - día$) por lo tanto se procede a dividir cada valor de la tabla 5-9 para 1000 y se obtienen los valores presentados en la tabla 5-10.



Tabla 5-10. Radiación global media diaria (KWh/m² – día)

Fuente: Autores

inclinación	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	4420	4810	5000	4560	4650	4600	4650	4930	5180	4950	5260	5070
5	4,893	4,805	4,980	4,731	4,444	4,358	4,421	4,748	5,071	4,933	4,705	5,165
10	4,978	4,836	4,939	4,613	4,263	4,140	4,217	4,595	4,996	4,944	4,768	5,282
15	5,035	4,841	4,871	4,468	4,058	3,899	3,990	4,417	4,893	4,928	4,805	5,368
20	5,065	4,820	4,775	4,300	3,832	3,636	3,741	4,213	4,763	4,884	4,815	5,424
25	5,066	4,772	4,653	4,109	3,586	3,355	3,472	3,988	4,606	4,814	4,799	5,448
30	5,038	4,698	4,506	3,896	3,322	3,066	3,186	3,741	4,424	4,717	4,756	5,441
35	4,983	4,600	4,334	3,664	3,045	2,776	2,903	3,475	4,218	4,595	4,688	5,402
40	4,900	4,476	4,139	3,413	2,769	2,473	2,608	3,192	3,991	4,449	4,594	5,333
45	4,790	4,330	3,923	3,147	2,481	2,160	2,303	2,896	3,743	4,278	4,475	5,233
50	4,654	4,160	3,687	2,866	2,183	1,868	1,997	2,602	3,476	4,086	4,332	5,103
60	4,493	3,970	3,432	2,576	1,895	1,580	1,714	2,298	3,193	3,873	4,166	4,944
65	4,100	4,100	2,877	1,990	1,383	1,226	1,255	1,692	2,586	3,391	3,771	4,545
70	3,871	3,287	2,581	1,698	1,291	1,208	1,230	1,424	2,266	3,125	3,545	4,308
75	3,624	3,028	2,274	1,439	1,268	1,190	1,211	1,295	1,940	2,847	3,302	4,048
80	3,359	2,756	1,961	1,349	1,244	1,171	1,191	1,273	1,610	2,557	3,044	3,768
85	3,078	2,474	1,642	1,320	1,220	1,152	1,171	1,251	1,332	2,258	2,773	3,469
90	2,785	2,183	1,351	1,292	1,196	1,132	1,151	1,229	1,307	1,952	2,491	3,153

e) Método del mes peor

Este método elige el mes en el cual se requiere más corriente, para suplir la necesidad de las cargas instaladas. Este mes será el “mes crítico” de cada inclinación, que será cuando se tengan más limitaciones debido a que la radiación obtenida es menor y el consumo es mayor. Para esto primero se tiene que encontrar la cantidad de carga total corregida.

Tabla 5-11. Cantidad de carga total corregida

Fuente: Autores

CANTIDAD DE CARGA TOTAL CORREGIDA(AH/DIA)											
Ene.	Feb.	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
11252	11252	11252	11252	11252	11252	11252	11252	11252	11252	11252	11252

Luego de realizar el cálculo de la carga total corregida, se debe efectuar una deducción que relaciona la cantidad total de carga corregida con la radiación global media diaria, calculada anteriormente para cada inclinación.



En esta tabla, se coloca una columna extra, la cual va a corresponder a la corriente máxima de cada inclinación, expresada en la tabla 5-10, y una próxima columna en la cual se presenta el mes correspondiente a la corriente máxima de la columna anterior, el cual presenta el mes peor, es decir el mes que más generación requiera para abastecer la carga necesaria y a la vez cada inclinación que tienen los paneles respecto a la superficie.

Tabla 5-12. Relación entre cantidad de carga total corregida y radiación global media diaria
Fuente: Autores

RELACION ENTRE CANTIDAD DE CARGA TOTAL CORREGIDA Y RADIACION GLOBAL MADIA DIARIA (A)														
inclinación	Ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	Ago	sep	Oct	nov	dic	corriente Max	mes critico
0	2545,62	2339,22	2250,33	2467,46	2353,9	2812,91	3024,63	2698,23	2976,62	2914,93	2937,76	2399,07	3024,631	ene
5	2519,40	2336,79	2345,07	2541,59	2465,30	2951,63	3154,37	2789,89	3033,60	2933,17	3300,56	2360,81	3300,56	Junio
10	2481,61	2321,36	2363,79	2603,34	2572,98	3086,02	3275,58	2868,85	3070,02	2932,4	3280,36	2314,2	3024,631	Diciembre
15	2458,30	2318,97	2396,51	2682,15	2705,37	3250,04	3424,11	2968,77	3122,85	2946,22	3275,58	2281,35	3424,11	Junio
20	2448,13	2329,05	2443,88	2781,61	2868,85	3452,48	3605,13	3091,96	3193,76	2975,83	3286,11	2262,09	3605,135	Junio
25	2451,33	2352,42	2506,49	2903,65	3070,86	3699,98	3824,48	3242,54	3283,23	3020,57	3312,22	2255,74	3824,48	Junio
30	2233,35	2394,98	2497,03	2887,99	3387	3669,81	3531,58	3007,65	2543,32	2385,34	2365,78	2067,93	3669,806	Junio
35	2258,00	2446,01	2596,13	3070,86	3695,12	4053,18	3875,86	3237,88	2667,53	2448,67	2400,09	2082,86	4053,18	Junio
40	2542,17	2507,05	2811,5	3459,91	4005,56	4800,18	4789,96	3923,16	3695,12	3260,4	3491,04	2312,29	4800,182	Junio
45	2348,98	2598,53	2868,12	3575,35	4535,12	5209,09	4885,64	3885,23	3006,04	2630,11	2514,33	2150,13	5209,09	Junio
50	2417,62	2704,72	3051,7	3925,9	5154,2	6023,35	5634,26	4324,22	3236,95	2753,7	2597,33	2204,9	6023,354	Junio
60	2504,26	2834,16	3278,45	4367,87	5937,53	7121,28	6564,54	4896,27	3523,84	2905,14	2700,82	2275,81	7121,28	Junio
65	2744,3	2744,3	3910,89	5654,08	8135,67	9177,51	8965,44	6649,9	4350,98	3318,08	2983,72	2475,61	9177,509	Junio
70	2906,65	3423,07	4359,41	6626,40	8715,43	9314,26	9147,66	7901,42	4965,41	3600,52	3173,94	2611,80	9314,26	Junio
75	3104,75	3715,86	4947,94	7819,06	8873,52	9455,15	9291,19	8688,51	5799,81	3952,1	3407,52	2779,55	9455,148	Junio
80	3349,70	4082,59	5737,70	8340,72	9044,72	9608,56	9447,21	8838,67	6988,59	4400,32	3696,33	2986,10	9608,56	Junio
85	3655,5	4547,95	6852,39	8523,96	9222,64	9767,04	9608,56	8994,11	8447,17	4983,01	4057,56	3243,48	9767,036	Junio
90	4442,02	5140,08	8291,54	8621,94	9479,04	9674,66	9543,36	8936,95	8608,74	6729,44	6098,44	3900,04	9674,657	Junio

Como siguiente paso, se toma el valor mínimo, entre la columna de corrientes máximas, este valor corresponde a la inclinación óptima, con el valor óptimo de generación. En este caso es el mes de junio, con una inclinación de diez grados. Los resultados se presentan en la tabla 5-13.



Tabla 5-13. Relación entre cantidad de carga total corregida y radiación global media diaria
Fuente: Autores

RELACION ENTRE CANTIDAD DE CARGA TOTAL CORREGIDA Y RADIACION GLOBAL MADIA DIARIA (A)														
inclinación	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Corriente Max	Mes critico
0	2545,62	2339,22	2250,33	2467,46	2353,9	2812,91	3024,63	2698,23	2976,62	2914,93	2937,76	2399,07	3024,631	ene
5	2519,40	2336,79	2345,07	2541,59	2465,30	2951,63	3154,37	2789,89	3033,60	2933,17	3300,56	2360,81	3300,56	junio
10	2481,61	2321,36	2363,79	2603,34	2572,98	3086,02	3275,58	2868,85	3070,02	2932,4	3280,36	2314,2	3280,357	diciembre
15	2458,30	2318,97	2396,51	2682,15	2705,37	3250,04	3424,11	2968,77	3122,85	2946,22	3275,58	2281,35	3424,11	Junio
20	2448,13	2329,05	2443,88	2781,61	2868,85	3452,48	3605,13	3091,96	3193,76	2975,83	3286,11	2262,09	3605,135	Junio
25	2451,33	2352,42	2506,49	2903,65	3070,86	3699,98	3824,48	3242,54	3283,23	3020,57	3312,22	2255,74	3824,48	Junio
30	2233,35	2394,98	2497,03	2887,99	3387	3669,81	3531,58	3007,65	2543,32	2385,34	2365,78	2067,93	3669,806	Junio
35	2258,00	2446,01	2596,13	3070,86	3695,12	4053,18	3875,86	3237,88	2667,53	2448,67	2400,09	2082,86	4053,18	Junio
40	2542,17	2507,05	2811,5	3459,91	4005,56	4800,18	4789,96	3923,16	3695,12	3260,4	3491,04	2312,29	4800,182	Junio
45	2348,98	2598,53	2868,12	3575,35	4535,12	5209,09	4885,64	3885,23	3006,04	2630,11	2514,33	2150,13	5209,09	Junio
50	2417,62	2704,72	3051,7	3925,9	5154,2	6023,35	5634,26	4324,22	3236,95	2753,7	2597,33	2204,9	6023,354	Junio
60	2504,26	2834,16	3278,45	4367,87	5937,53	7121,28	6564,54	4896,27	3523,84	2905,14	2700,82	2275,81	7121,28	Junio
65	2744,3	2744,3	3910,89	5654,08	8135,67	9177,51	8965,44	6649,9	4350,98	3318,08	2983,72	2475,61	9177,509	Junio
70	2906,65	3423,07	4359,41	6626,40	8715,43	9314,26	9147,66	7901,42	4965,41	3600,52	3173,94	2611,80	9314,26	Junio
75	3104,75	3715,86	4947,94	7819,06	8873,52	9455,15	9291,19	8688,51	5799,81	3952,1	3407,52	2779,55	9455,148	Junio
80	3349,70	4082,59	5737,70	8340,72	9044,72	9608,56	9447,21	8838,67	6988,59	4400,32	3696,33	2986,10	9608,56	Junio
85	3655,5	4547,95	6852,39	8523,96	9222,64	9767,04	9608,56	8994,11	8447,17	4983,01	4057,56	3243,48	9767,036	Junio
90	4442,02	5140,08	8291,54	8621,94	9479,04	9674,66	9543,36	8936,95	8608,74	6729,44	6098,44	3900,04	9674,657	Junio

Se escoge de todas las corrientes de la columna “corriente máx.” la menor de ellas para las inclinaciones, de forma que se minimice la corriente necesaria del generador fotovoltaico para hacer frente a las necesidades energéticas del peor mes, obteniendo así la inclinación óptima.

Tabla 5-14. Cuadro resumen configuración óptima del sistema
Fuente: Autores

Configuración óptima del sistema CRITERIO DEL MES MAS CRITICO			
corriente Min	inclinación	mes critico	HPS (h/día)
3024.63	10	Diciembre	4,380

De acuerdo al valor de inclinación optima encontrado resulta un valor de 0 grados, sin embargo, se toma la decisión de cambiar este valor de inclinación a un ángulo de 10 grados, para de esta forma gozar de un sistema apto para auto lavado y auto mantenimiento.

Con esto ya se obtiene la cantidad necesaria mínima a generar para satisfacer las necesidades de carga del sistema, datos que se presentan en función de cada mes en la tabla 5-15.

Tabla 5-15. Cantidad mínima a generar

Fuente: Autores

CANTIDAD MINIMA A GENERAR Ah_dia											
Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
13369	14548	14548	15123	15123	13792	13792	14458	14458	12099	12099	11252

En la figura 5.7 se analiza la comparación entre la cantidad de carga total corregida con la cantidad mínima a generar se corrobora que el sistema tiene un nivel de carga igual o superior al requerido, y únicamente en el mes peor se obtiene el mismo valor entre la carga requerida y la energía generada.

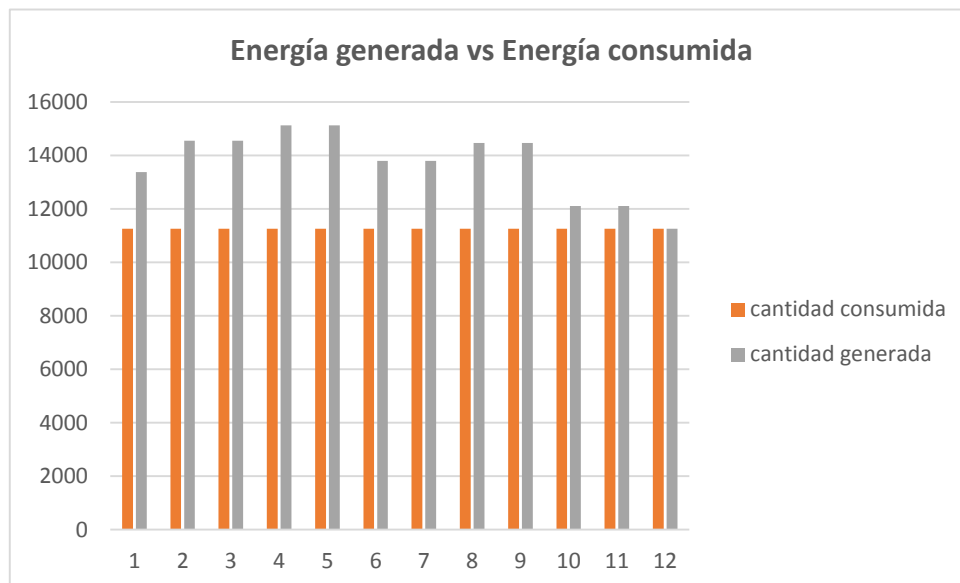


Figura 5-7. Gráfico comparativo- energía generada & carga consumida.

Fuente: Autores

f) Número de módulos paralelo

$$N_P = \frac{I_{GFV}}{I_{MOD,MPP,STC} \cdot PR_{GFV}}$$

I_{GFV} : Intensidad de GFV calculada previamente

$I_{MOD,MPP,STC}$: Intensidad Pico del módulo en condiciones STC ($A_p/KW/ m^2$)

PR_{GFV} : Factor global de funcionamiento del generador (suele variar entre 0.65 y 0.9 dependiendo de si es mono película delgada).

$$N_P = \frac{13369}{8.91 * 0.85} = 1765.23$$



Si se toma la parte entera, se obtiene un número de paneles de 1765.

g) Número de módulos en serie

$$N_s = \frac{V_{oc} - g \text{ kV}}{V_{oc} - p_{an}}$$

$$N_s = \frac{297.6}{46.3} = 6.427$$

De acuerdo al rango de carga de las baterías, para que las baterías se puedan cargar el voltaje es 345.6. Entonces si se considera 6 paneles en serie por el voltaje en circuito abierto de cada panel que es 46.3 V se obtiene un valor de 277.8 V; entonces el número óptimo de paneles será:

$8 \cdot 46.3 = 370.4$ valor que está por encima del voltaje de carga de las baterías, entonces es un valor óptimo de paneles en serie.

$$N_T = N_s \cdot N_p$$

$$N_T = 8 \cdot 1765.23$$

$$N_T = 14121.84$$

h) Dimensionado del sistema de acumulación

$$C_d = \frac{L_{md}(Ah)}{P_{Dmax,d} * F_{CT}}$$

$$C_d = \frac{11252}{0.8 * 0.9}$$

$$C_d = 15627.8Ah$$

$$C_e = \frac{L_{md}(Ah) * N}{P_{Dmax,e} * F_{CT}}$$

$$C_e = \frac{15627.8 * 3}{0.7 * 0.9}$$

$$C_e = 65115.83Ah$$

$$C_s = \max(C_d, C_e) = 65115.83Ah$$

*Capacidad de la batería = (energía necesaria) / (Voltaje * profundidad de descarga de la batería)*

i) Cálculo para el ciclo de descarga estacional

Una manera de presentar los datos calculados para el ciclo de descarga estacional para una autonomía del sistema de 3 días se presenta en la tabla 5-16 con un valor total de 192 baterías. Como norma general, la autonomía mínima de sistemas con acumulador será de tres días. Se calcula la autonomía del sistema para el acumulador elegido conforme a la ecuación (2.31) [37].

Tabla 5-16. Cálculo para el ciclo de descarga estacional.

Fuente: Autores

Ciclo de descarga estacional	
Cantidad de carga total corregida Ah/día	15627.80
Días de autonomía	3.00
Factor de profundidad máxima de descarga estacional	0.8
Factor de corrección de temperatura	0.9
Capacidad necesaria de la batería	65115.83
Capacidad de la batería elegida	3932.00
Baterías en paralelo	16

En la tabla 5-17 y 5-18 se presenta el número total de baterías en el caso de ciclo de descarga diario, para lo cual se obtiene un número más razonable de baterías con un valor de 60 baterías en total.

Tabla 5-17. Cálculo para el ciclo de descarga diario

Fuente: Autores

Ciclo de descarga diario	
Cantidad de carga total corregida Ah/día	15627.80
Factor de profundidad máxima de descarga estacional	0.80
Factor de corrección de temperatura	0.90
Capacidad necesaria de la batería	21705.27
Capacidad de la batería elegida	3932.00
Baterías en paralelo	5

Tabla 5-18. Cálculo del número de baterías necesarias

Fuente: Autores

Configuración de la Batería	
Voltaje nominal del sistema	460
Voltaje nominal de la batería	24
Baterías en serie	12
Baterías en paralelo	16
Total de baterías	192



Figura 5-8. Baterías: Ecosafe Opzv [38].

La selección de la batería óptima está basada en algunos parámetros importantes como:

- Voltaje de la batería
- Capacidad útil en Ah
- Estado de carga
- Profundidad de descarga
- Régimen de carga o descarga

De acuerdo a esas consideraciones se concluye que las baterías óptimas son Ecosafe Opzv con una capacidad de 3932 Ah y un voltaje de trabajo de 24V.

➤ **Características de la batería.**

- Elementos de 24V para instalaciones fotovoltaicas aisladas
- Tecnología Gel - Totalmente Herméticos
- Idóneos para instalaciones muy remotas no tripuladas
- Capacidades desde 273 Ah hasta 3932 Ah a un régimen de 120 horas (c120)
- Hasta 4400 ciclos con una profundidad de descarga del 25%
- Se puede instalar horizontalmente y verticalmente
- Excelente seguridad operativa que incluye: Conexiones totalmente aisladas y electrolito aislado
- Su costo es de 1.635\$



j) Dimensionado del regulador de carga

➤ Corriente de entrada al regulador de carga

$$I_{reg,entrada} = 1.25(I_{MOD,SC} * N_p)$$

Donde:

$I_{MOD,SC}$: Corriente de cortocircuito del modulo

N_p : Número de ramas en paralelo del generador

$$I_{reg,entrada} = 1.25(7.58 * 14121.9)$$

$$I_{reg,entrada} = 133805$$

➤ Corriente salida regulador de carga

$$I_{reg,salida} = 1.25 * I_{L,peor}$$

$I_{L,peor}$: corriente de carga en el peor de los casos reales

$$I_{reg,salida} = 1.25 * 3024.631$$

$$I_{reg,salida} = 3780.79$$

➤ Corriente regulador de carga

$$I_{reg} = \max(I_{reg,entrada}, I_{reg,salida})$$

$$I_{reg} = 3780.79$$

De acuerdo a la corriente del regulador, y considerando que se tiene un número de 8 paneles en serie. Entonces se utiliza 14121 reguladores de 10, el equipo será regulador de carga solar EPSolar VS1024AU de 10 A que tiene un precio de \$60,021.

k) Dimensionado del inversor

➤ Potencia del inversor

$$P_{inversor} = 1.2 * P_{AC}$$

P_{AC} : Potencia en AC en el peor de los casos reales



$$P_{AC} = 616.335 * 288$$

$$P_{AC} = 777600$$

$$P_{inversor} = 1.2 * 777600$$

$$P_{inversor} = 933120W$$

El inversor comercial que está cercano a este valor es el Inversor de conexión a red central 1Mw sin transformador INGECON SUN B360 – INGETEAM cuyo precio es \$80,522.40 dólares

I) Análisis de costos

En la tabla 5-19 se presenta el presupuesto de instalación del sistema fotovoltaico, en donde se determina que el valor es de \$ 5,890,399.95.

Tabla 5-19. Presupuesto de instalación del sistema fotovoltaico.
Fuente: Autores

PRESUPUESTO DE INSTALACION DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO					
LISTA DE MATERIALES					
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	U	CANT.	P. UNIT.	P. TOTAL
1	Baterías	U.	192	1635.00	313920.00
2	Inversor	U.	1	85522.40	85522.40
3	Regulador de voltaje	U.	1	847260.00	847260.00
4	Paneles solares	U.	14121	250.00	3530250.00
5	Instalación fotovoltaica	U.	1	360085.50	360085.50
6	Arrancador trifásico	U.	3	7209.59	21628.77
7	Motor trifásico de 300 HP	U.	3	14373.00	43119.00
8	Bomba centrifuga de 250 HP	U.	3	14000.00	42000.00
9	Aireadores de 3HP	U.	20	700	14000.00
10	Mano de obra instalación de bombas	U.	3	500.00	1500.00
SUBTOTAL					5259285.67
IVA					631114.28
TOTAL					\$ 5,890,399.95



m) Consumo mensual de las bombas conectadas a un sistema fotovoltaico.

Tabla 5-20. Consumo mensual de las bombas conectadas a un sistema fotovoltaico.

Fuente: Autores

CÁLCULO DEL CONSUMO MENSUAL DE LAS BOMBAS CONECTADAS A UN SISTEMA FOTOVOLTAICO						
	POTENCIA [HP]	POTENCIA [KW]	TIEMPO [H]	CONSUMO[KWH]	TARIFA[\$/KWH]	USD MENSUAL [\$]
Motor 1	300	223.80	360.00	80,568.00	0.099	7,976.23
Motor 2	300	223.80	360.00	80,568.00	0.099	7,976.23
Motor 3	300	223.80	360.00	80,568.00	0.099	7,976.23
Aireadores	60	44.76	180.00	8,056.80	0.099	797.62
Comedores	16	11.94	120.00	1,432.32	0.099	141.80
Bomba	10	7.46	60.00	447.60	0.099	44.31
TOTAL, A PAGAR						24,912.43
TOTAL, A PAGAR POR MES ENERGIA TERMICA						35,552.25
AHORRO DE ENERGIA						10,639.82

CAPITULO VI

6. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA EÓLICA PARA ABASTECER LA POTENCIA DE 734 KW.

6.1. Datos climatológicos del lugar de la instalación

Los datos que determinan el cálculo son los que se presenta en la figura 6-1. Correspondientes a la velocidad del viento, sin embargo, se necesita de una mejor cantidad de datos.

En este documento se encuentran los valores de los datos meteorológicos tomados cada mes y gracias a este valor se puede asegurar que el cálculo de la energía eólica está muy bien justificado y realizado.

M0185															MACHALA-UTM - PAGUA										INAMHI		
MES	HELIOFANIA (Horas)	TEMPERATURA DEL AIRE A LA SOMBRA (°C)					HUMEDAD RELATIVA (%)					PUNTO DE ROCÍO (°C)	TENSION DE VAPOR (hPa)	PRECIPITACION(mm)			Número de días con precipitación										
		ABSOLUTAS		M E D I A S			Máxima día	Mínima día	Media	Máxima día	Mínima día			Media	Mensual	Máxima en 24hrs		día									
ENERO		33.0	19	30.2	22.7	25.9						97	5				53		19	82	22.4	27.1	122.0	23.2	26	18	
FEBRERO		33.0	28	30.6	23.1	26.3					81	22.6	27.4	247.3	95.6	4	14										
MARZO				32.0	23.1	26.8					77	22.1	26.6	54.2													
ABRIL		32.5	2	30.8	23.2	26.4					84	23.2	28.4	426.8	149.6	11	23										
MAYO																											
JUNIO				28.9	20.2	24.5					89	22.5	27.2	34.0	6.6	24	19										
JULIO				26.8	16.7	23.6					92	22.1	26.7	70.2	20.0	2	25										
AGOSTO				25.8	14.6	22.6					91	21.1	25.0	58.0	6.4	24	27										
SEPTIEMBRE					12.9	22.9					89	20.9	24.7	36.3	4.7	20	25										
OCTUBRE				25.9		22.2					89	20.3	23.8	34.5	7.4	12	20										
NOVIEMBRE				27.9	18.6	23.4					86	20.8	24.6	35.2	6.0	13	18										
DICIEMBRE				30.1	17.3	25.1					93	23.9	29.9	20.6	6.2	24	17										
VALOR ANUAL																											

MES	EVAPORACION (mm)			NUBOSIDAD MEDIA (Octas)	VELOCIDAD MEDIA Y FRECUENCIAS DE VIENTO														Vel Mayor Observada (m/s) DIR	VELOCIDAD MEDIA (Km/h)						
	Suma Mensual	Máxima en 24hrs	día		N	NE	E	SE	S	SW	W	NW	CALMA	Nro OBS												
ENERO	134.3	7.0	19	7	2.6	24	2.2	20	2.9	8	3.2	5	2.0	1	0.0	0	0.0	0	3.0	9	33	93	6.0	N	1.3	
FEBRERO	125.5			7	3.0	19	2.4	14	2.8	10	2.0	2	0.0	0	4.0	1	0.0	0	3.8	11	43	84	6.0	E	1.5	
MARZO	149.2			6																					2.0	
ABRIL	88.9			7																						1.4
MAYO																										
JUNIO				7																						1.0
JULIO				7																						0.9
AGOSTO				8																						1.1
SEPTIEMBRE				7	1.1	2	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	98	90	2.0	N	1.2	
OCTUBRE				7																						1.3
NOVIEMBRE				7																						1.4
DICIEMBRE				6	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	100	93	0.0	C	1.6	
VALOR ANUAL																										

Figura 6-1. Resumen de datos meteorológicos [39]

6.2. Viento [40]

Esta sección trata sobre el vector de viento promedio por hora del área ancha (velocidad y dirección) a 10 metros sobre el suelo. El viento de cierta ubicación depende en gran medida de la topografía local, otros factores; la velocidad instantánea y dirección del viento varían más ampliamente que los promedios por hora.

6.3. Velocidad promedio del viento

La velocidad promedio del viento por hora en Machala tiene variaciones estacionales leves en el transcurso del año.

La parte más ventosa del año dura 6.8 meses, del 02 de marzo al 10 de agosto, con velocidades promedio del viento de más de 10.0 kilómetros por hora. El día más ventoso del año es el 2 de octubre, con una velocidad promedio del viento de 11.2 kilómetros por hora.

El tiempo más calmado del año dura 5.2 meses, del 02 de marzo al 10 de agosto. El día más calmado del año es el 27 de abril, con una velocidad promedio del viento de 8.8 kilómetros por hora.

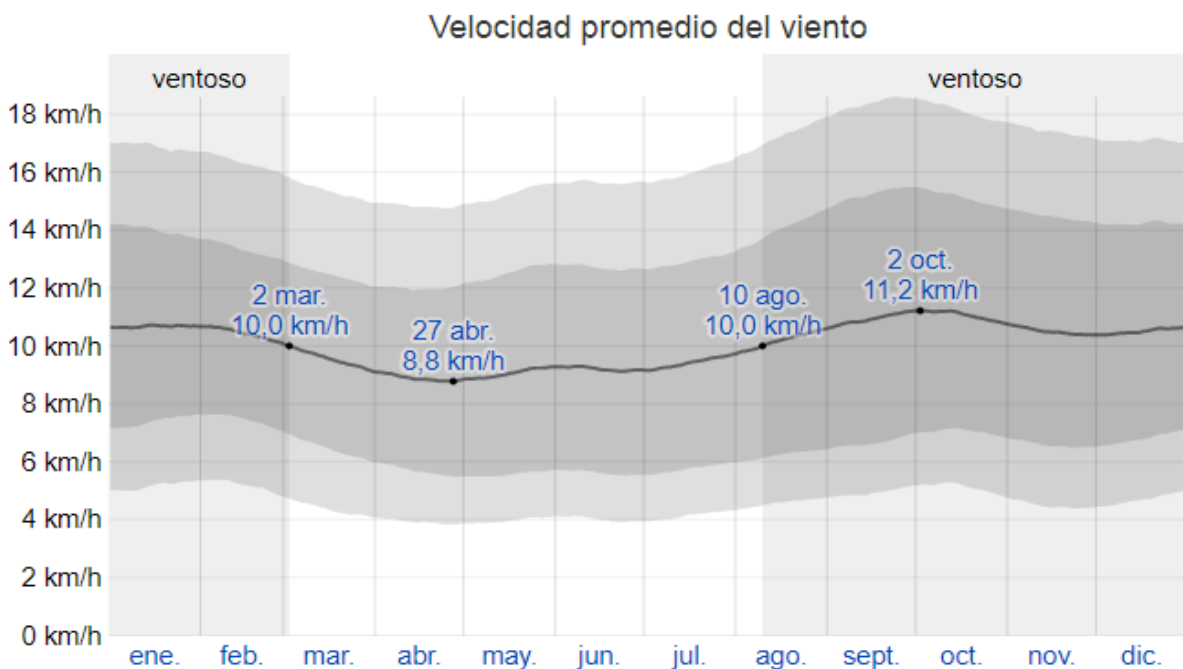


Figura 6-2. Velocidad promedio del viento [40]

El promedio de la velocidad media del viento por hora (línea gris oscuro), con las bandas de percentil 25º a 75º y 10º a 90º.

6.4. Dirección del viento

La dirección del viento promedio por hora predominante en Machala es del oeste durante el año.

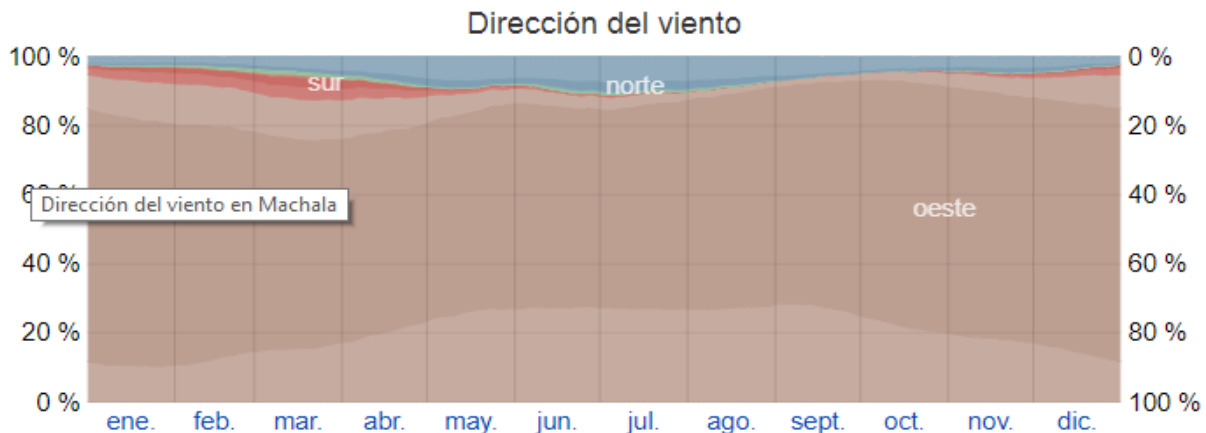


Figura 6-3. Dirección del viento [40]

El porcentaje de horas en las que la dirección media del viento viene de cada uno de los cuatro puntos cardinales (norte, este, sur y oeste), excluidas las horas en que la velocidad media del viento es menos de 2 m/s. Las áreas de colores claros en los límites son el porcentaje de horas que pasa en las direcciones intermedias implícitas (noreste, sureste, suroeste y noroeste).

6.5. Velocidad del viento mínima [41]

El conocimiento del recurso eólico disponible en la zona de instalación es suficiente para poder obtener una buena producción eléctrica que asegure la viabilidad de la instalación y un periodo de amortización interesante.

A continuación, se presentan los requerimientos para obtener el nivel de viabilidad de la implementación de generación eólica en el sitio que se ha dispuesto.

- a) **Necesidad de espacio abierto**, se debe definir la superficie o espacio abierto necesario y comparar con los datos de la instalación física del aerogenerador. Es decir, que este espacio sea lo suficientemente grande para poder poner sensores y soportes a la torre o mástil del aerogenerador en caso de que el modelo elegido así lo requiera. Adicionalmente se necesita contar con los debidos recursos legales, pertenecientes al sitio donde se va a ubicar la instalación.
- b) **Espacio libre de obstáculos**, la presencia de obstáculos cercanos a la instalación puede influir de forma importante en la velocidad y dirección del viento y además generar turbulencias que afecten al rendimiento del aerogenerador. Dicha ubicación será sin presencia cercana de edificios, árboles u otras barreras físicas que puedan obstaculizar el viento. En particular, deben evitarse obstáculos que puedan

superar en altura la instalación y aquellos situados en la dirección principal del viento. Es difícil establecer límites y distancias mínimas, por lo tanto, se establece una regla sencilla que consiste en considerar que la turbulencia causada por un obstáculo puede afectar aproximadamente al doble de su altura en sentido vertical y 10-20 veces su altura en sentido horizontal. A efectos de diseño, debemos asegurar un mínimo de 10m libres de obstáculos en altura y distanciarnos un mínimo de entre 7 y 10 veces el diámetro del obstáculo.



Figura 6-4. Ilustración didáctica de la viabilidad de la instalación [41]

c) **Recurso eólico suficiente**, el viento tiene dos componentes principales que afectan al diseño de la instalación:

- **La dirección del viento**, se corresponde con el punto desde el cual sopla el viento y se mide con una veleta. El estudio en detalle de las direcciones predominantes del viento determina la ubicación y orientación del aerogenerador.
- **La velocidad o intensidad del viento**, se mide en velocidad (Km/h, m/s o nudos). Se estudia mediante un anemómetro que suele también incorporar una veleta. Ambas magnitudes deben considerarse en valores medios anuales, aunque también hay que tener en cuenta las variaciones diarias y la estacionalidad, ya que afecta a la distribución de la producción eléctrica.

Como normas generales, se debe saber que:

- La velocidad del viento aumenta con la altitud por la disminución de la fricción causada por los obstáculos y la propia superficie terrestre

- La velocidad del viento media es menor durante la noche, aumenta a partir de la salida del sol con un máximo entre las 12 y las 16h. [41]

Para analizar la viabilidad de la instalación, la variable clave es la velocidad media del viento en la ubicación concreta y abarcando como mínimo un año para reflejar la estacionalidad. Además, suele utilizarse la estadística para analizar la idoneidad en detalle, por ejemplo, mediante las conocidas distribuciones Weibull o Raleigh, debido a que el viento tiene una elevada componente aleatoria.

De acuerdo a estos datos, como conclusión se puede indicar que la velocidad del viento mínima para el funcionamiento de un aerogenerador suele ser entre 3-4 m/s, aunque para poder plantear un proyecto eólico la velocidad del viento media anual debe situarse como mínimo en los 5 m/s [41].

6.6. Cálculo

Con fines justificativos, es conveniente efectuar un cálculo de la energía eólica que se genera de acuerdo a las condiciones existentes actuales, para esto se realiza una comparación entre los aerogeneradores que tienen velocidad del viento cercana a la que se tiene en el lugar, algunos de ellos se presentan en la Tabla 6-1.

Tabla 6-1. Alternativas de aerogeneradores
Fuente: Autores

MARCA	AEROGENERADOR BORNAY 600 (España)	AEROGENERADOR ZONHAN ZH1.5 (China)	AEROGENERADOR AIR 30 LAND 24V (USA)
Potencia (w)	600	750	200
Potencia máxima (w)	1000	900	300
Dímetro de hélice (m)	2	2.7	1.17
Velocidad de arranque (m/s)	3.5	2.5	3.54
Velocidad potencia (m/s)	11	9	6
Rotación (rpm)	1000	450	-
Voltaje	12,24,48 VDC	12/24 VDC	24 VDC
Costo equipo (dólares)	\$4,829	\$2,000	\$1,405

De las cuales se elige el equipo que menor velocidad del viento requiera y es el **AEROGENERADOR ZONHAN ZH1.5**, cuyas características se presentan a continuación.

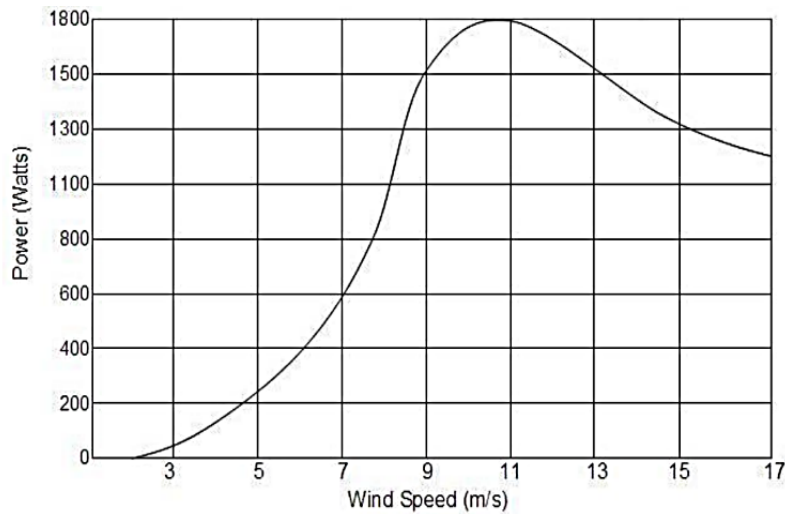


Figura 6-5. Curva de potencia vs velocidad del generador [42]

Para el siguiente cálculo se toma una velocidad del viento constante a 2.5 m/s que es la velocidad del viento para la potencia nominal de 75 W, durante 14 horas, y una velocidad de 1.5m/s para las restantes 10 horas con una potencia según la curva de potencia de 50 W.

Entonces la energía diaria en un día será de:

$$E_d = 0.075 * 14 + 0.05 * 10 = 1.55kWh/dia$$

Y en un año será de:

$$E_{año} = \frac{1.55kWh}{dia} * \frac{365 dia}{1 año} = 565.75kWh/año$$

Y si dimensionamos la energía generada en los próximos 20 años, la energía será de:

$$E_v = 565.75 * 20 = 11315kWh$$

Si se asume un almacenamiento de 2 días de energía, respecto a la carga diaria, por lo tanto, se necesitará un almacenamiento de:

$$E = 1.55 * 2 = 3,1kWh$$

➤ Dimensionado de la batería

Tabla 6-2. Especificaciones de la batería CP12120F2 [43]

Química:	Acido de plomo sellado
Voltaje:	12
Capacidad nominal:	12 Ah
Dimensiones en pulgadas (largo x ancho x alto):	5.94 x 3.86 x 3.74
Terminales:	250
Peso libras):	8.1
Garantía:	12 meses
Condición:	Para estrenar
Notas:	3-5 años de vida de diseño



Figura 6-6. Batería Visión CP12120 Batería 12V 12Ah [42]

Para el almacenamiento se utilizarán baterías Batería AGM POWER 12V 12 Ah. C100, con un precio de \$ 31.59, con una profundidad de descarga de 80%.

Donde:

$$E = 3.1kW * 0.8 = 2.48kWh$$

Para saber la capacidad de almacenamiento en amperios:

$$\text{Amperios} = \frac{2.48kWh}{12V} = 0.2Ah$$

$$\text{Número de Baterías} = 1$$



Entonces se necesitará un número de 1 baterías.

En lo que a su costo se refiere será de:

$$\text{Costo} = 1 * 31.59 = \$31.59$$

Entonces el costo total del proyecto será:

$$\text{Costo total del proyecto} = \text{costo del aerogenerador} + \text{baterias}$$

$$\text{Costo total del proyecto} = 2000 + 31.59$$

$$\text{Costo total del proyecto} = 2031.59$$

Se necesitan 777.494774kWh entonces se debe calcular cuántos aerogeneradores se requieren, por lo tanto:

$$\text{número de aerogeneradores} = \frac{777.494774kWh}{1.55kWh}$$

$$\text{número de aerogeneradores} = 501$$

$$\text{número de baterias} = \frac{501}{\frac{12Ah}{0.2Ah}}$$

$$\text{número de baterias} = 9$$

6.7. Presupuesto instalación eólica.

Tabla 6-3. Presupuesto instalación eólica.

Fuente: Autores

PRESUPUESTO DE INSTALACIÓN EÓLICA					
LISTA DE MATERIALES					
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	U	CANT.	P.UNIT.	P.TOTAL
1	Baterías	U.	9	31.59	284.31
2	Aerogenerador	U.	501	2000.00	1002000.00
3	Regulador de voltaje	U.	1	847260.00	847260.00
4	Instalación eólica	U.	1	10850.00	10850.00
5	Otros	U.	1	5000.00	5000.00
6	Arrancador trifásico	U.	3	7209.59	21628.77
7	Motor trifásico de 300 HP	U.	3	14373.00	43119.00
8	Bomba centrífuga de 250 HP	U.	3	14000.00	42000.00
9	Aireadores de 3HP	U.	20	700	14000.00
10	Mano de obra instalación de bombas	U.	3	500.00	1500.00
SUBTOTAL					1987642.08
IVA					238517.05
TOTAL					\$ 2,226,159.13



De acuerdo al análisis realizado anteriormente, se concluye que no es posible realizar dicha instalación, porque no cumple con el principal requisito de la mínima velocidad del viento. Por lo tanto, esta instalación no es viable.

Posibilidad de crear generación distribuida para cada motor de 3HP o de 2237.1 W

En este caso se tiene que realizar un pequeño cálculo.

$$\text{Número aproximado de aerogeneradores} = \frac{\text{potencia requerida de cada motor}}{\text{potencia generada}}$$

$$\text{Número aproximado de aerogeneradores} = \frac{2237.1}{75}$$

$$\text{Número aproximado de aerogeneradores} = 29.828$$

Tomando la parte entera, se necesitan 30 aerogeneradores por motor, situación que resulta ineficiente. Por lo tanto, no es viable.

CAPITULO VII

7. ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA SUSTITUCIÓN DE ENERGÍA TÉRMICA A ENERGÍA ELÉCTRICA CONECTADA A UN PUNTO DE RED Y ENERGÍA TÉRMICA A ENERGÍA ELÉCTRICA MEDIANTE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA.

7.1. Tasa Interna de Retorno (TIR)

La tasa interna de retorno (TIR), se define como la tasa de descuento que iguala el valor presente de los ingresos del proyecto con el valor presente de los egresos. Es la tasa de interés que se utiliza en el cálculo del Valor Actual Neto, hace que este sea igual a 0. El cálculo de la TIR puede resultar muy complejo si la vida útil del proyecto excede los dos períodos. En ese caso, la solución requiere considerar a la TIR como incógnita en la ecuación del Valor Actual Neto, ya que ella tiene la particularidad de ser la única tasa que hace que el resultado de aquel sea igual a 0 [44].

$$\sum_{t=0}^n FE/(1 + TIR)^t = VAN = 0$$

(7.1)

Donde:

TIR: Tasa Interna de Rendimiento/Retorno

VAN: Valor Actual Neto Flujo de efectivo

(t): flujo de efectivo neto del período t

n: número de periodos de vida útil de un proyecto

7.2. Valor Actual Neto (VAN)

El Valor Actual Neto (VAN) es el valor actual/presente de los flujos de efectivo netos de un proyecto, entendiéndose por flujos de efectivo netos la diferencia entre los ingresos periódicos y los egresos periódicos. Para actualizar esos flujos netos se utiliza una tasa de descuento denominada tasa de expectativa o alternativa/oportunidad, que es una medida de la rentabilidad mínima exigida por el proyecto que permite recuperar la inversión, cubrir los costos y obtener beneficios [44].

Para su cálculo se utiliza la siguiente ecuación:



$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{Ft}{(1+k)^t} = -I_0 + \frac{F1}{(1+k)} + \frac{F2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{Fn}{(1+k)^n}$$

(7.2)

Donde:

VAN: Valor Actual Neto FE

t: flujo de efectivo neto del período t

k: tasa de expectativa o alternativa/oportunidad

n: número de períodos de vida útil del proyecto

I(0): inversión inicial (neta de ingresos y otros egresos)

Los criterios de decisión van a ser los siguientes [45]:

- **VAN > 0:** el valor actualizado de los cobros y pagos futuros de la inversión, a la tasa de descuento elegida generará beneficios.
- **VAN = 0:** el proyecto de inversión no generará ni beneficios ni pérdidas, siendo su realización, en principio, indiferente.
- **VAN < 0:** el proyecto de inversión generará pérdidas, por lo que deberá ser rechazado.

7.3. Evaluación Económica para sustitución de energía térmica a energía eléctrica conectada a un punto de red.

El análisis económico de un proyecto es esencial para determinar la factibilidad de efectuar una inversión, y conocer el posible comportamiento de la misma, para evitar o limitar perjuicios económicos para los inversores.

En el análisis muestra una previsión de la cuenta de resultados de la instalación durante los 5 años de vida útil, se simula el flujo de caja anual y se estimarán los parámetros VAN, TIR e indicadores utilizados regularmente para el análisis de viabilidad de inversiones.

Los datos para el cálculo del TIR, VAN son los siguientes:

- El valor de la inversión inicial incluido IVA está dado en la tabla 4-2 del presupuesto de instalación del sistema eléctrico.
- En la tabla 4-3 se encuentran los datos del ahorro estimado que se determina por la diferencia de los valores del consumo mensual de energía térmica a energía eléctrica conectado a un punto de red por los 12 meses del año.



- La Tasa mínima aceptable de rendimiento T.M.R está determinado por la suma de la tasa de inflación más el riesgo de la inversión.

Tabla 7-1. T.M.R [46]

Años	Tasa de inflación anual
2014	0.71
2015	0.16
2016	1.59
2017	4.87
2018	3.67
Total	11
Promedio	2.2%
Premio al riesgo	10%
T.M.R	12.20%

Inversión inicial incluido IVA	USD 195,308.850
Ahorros estimados	USD 232,267.580
T.M.R.	12.20%
Proyección.	5 años

Tabla 7-2. Flujo de caja
Fuente: Autores

AÑO	FLUJO	ACUMULADO
0	-195,308.850	-195,308.850
1	232,267.580	36,958.730
2	232,267.580	269,226.310
3	232,267.580	501,493.889
4	232,267.580	733,761.469
5	232,267.580	966,029.049
TOTAL		966,029.049

P.R.I. (periodo de recuperación)	1.01 años
T.I.R.	116.42%
V.A. N	USD 637,831.965
RENTABLE	SI

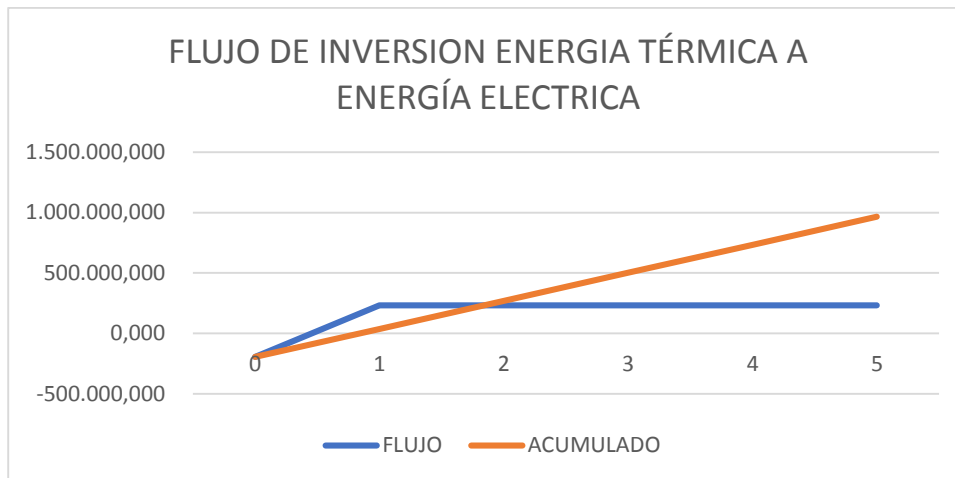


Figura 7-1. Flujo de inversión energía térmica a energía eléctrica.
Fuente: Autores

7.4. Evaluación Económica para sustitución de energía térmica a energía eléctrica mediante generación fotovoltaica.

En el análisis se mostrará una previsión de la cuenta de resultados de la instalación durante los 20 años de vida útil, se simula el flujo de caja anual y se estimarán los parámetros VAN, TIR e indicadores utilizados regularmente para el análisis de viabilidad de inversiones.

Los datos para el cálculo del TIR, VAN son los siguientes:

- El valor de la inversión inicial incluido IVA esta dado en la tabla 5-19 del presupuesto de instalación del sistema fotovoltaico.
- En la tabla 5-20 se encuentran los datos del ahorro estimado que se determina por la diferencia de los valores del consumo mensual de energía térmica a energía eléctrica mediante generación fotovoltaica por los 12 meses del año.
- La Tasa mínima aceptable de rendimiento T.M.R está determinado por la suma de la tasa de inflación más el riesgo de la inversión.

Tabla 7-3. T.M.R [46]

Años	Tasa de inflación anual
2014	0.71
2015	0.16
2016	1.59
2017	4.87
2018	3.67
Total	11
Promedio	2.2%
Premio al riesgo	15%
T.M. R	17.20%



Inversión inicial incluido IVA	USD 5,890,399.950
Ahorros estimados	USD 426,627.000
T.M.R.	17.20%
Proyección.	20 años

Tabla 7-4. Flujo de caja
Fuente: Autores

AÑO	FLUJO	ACUMULADO
0	-5,890,399.950	-5,890,399.950
1	426,627.000	-5,463,772.950
2	426,627.000	-5,037,145.950
3	426,627.000	-4,610,518.950
4	426,627.000	-4,183,891.950
5	426,627.000	-3,757,264.950
6	426,627.000	-3,330,637.950
7	426,627.000	-2,904,010.950
8	426,627.000	-2,477,383.950
9	426,627.000	-2,050,756.950
10	426,627.000	-1,624,129.950
11	426,627.000	-1,197,502.950
12	426,627.000	-770,875.950
13	426,627.000	-344,248.950
14	426,627.000	82,378.050
15	426,627.000	509,005.050
16	426,627.000	935,632.050
17	426,627.000	1,362,259.050
18	426,627.000	1,788,886.050
19	426,627.000	2,215,513.050
20	426,627.000	2,642,140.050
TOTAL		2,642,140.050

P.R.I. (periodo de recuperación)	13.08 años
T.I.R.	3.82%
V.A. N	USD 1,459,235.00
RENTABLE	SI

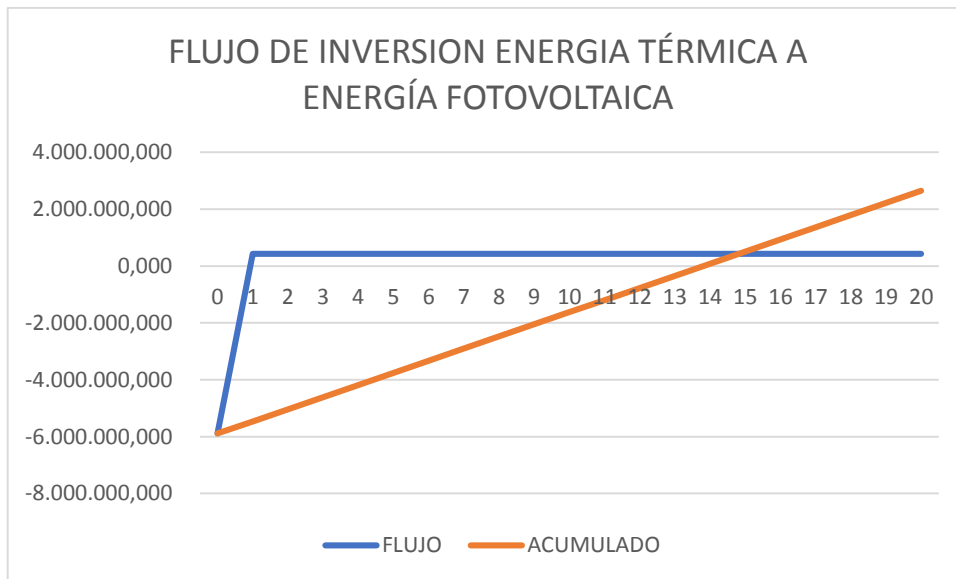


Figura 7-2. Flujo de inversión energía térmica a energía fotovoltaica.
Fuente: Autores



CAPITULO VIII

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

8.1. Conclusiones

De acuerdo al estudio realizado en el presente trabajo de titulación se concluye lo siguiente:

- Se determinó que los equipos de bombeo que funcionan con energía térmica actualmente en la camaronera están sobredimensionados y la eficiencia de los motores es baja, lo que genera un alto consumo de diésel.
- El sector camaronero al realizar la sustitución de energía térmica a energía eléctrica reducirá los costos de operación de manera significativa, por lo tanto, se debe aprovechar este beneficio para implementar los nuevos equipos y bombas eléctricas.
- Se estableció mediante el análisis económico que los sistemas de bombeo que funcionen con energía térmica versus energía eléctrica conectados a un punto de red, que la energía eléctrica es la más favorable siendo la inversión inicial de \$ 195,308.85, un VAN de 116.42% y un periodo de recuperación de la inversión de 1.01 años, lo que hace rentable el cambio de sistema a energía eléctrica.
- Se comprobó mediante el análisis económico que al implementar un sistema de bombeo que funcione con energía eléctrica mediante generación fotovoltaica, que el VAN más favorable es donde la energía térmica es la mejor opción, debido al alto costo de inversión inicial del sistema fotovoltaico, ya que se necesita de un gran número de paneles y baterías para compensar la carga.



8.2. Recomendaciones

Se recomienda lo siguiente:

- El dimensionamiento de los equipos de bombeo deben estar calculados de acuerdo a las necesidades de las camaroneras y realizados mediante cálculos matemáticos y no de forma empírica.
- Impulsar el cambio de infraestructura e implementar equipos de bombeo que funcionen con energía eléctrica, de esta manera utilizar los proyectos hidroeléctricos que están en funcionamiento en el país, el costo de energía eléctrica sería más económico y de esta forma no haya impacto al momento de no contar con el subsidio en el derivado de petróleo diésel.
- El gobierno aplique subsidios a los equipos de un sistema fotovoltaico para realizar la sustitución de energía térmica como una iniciativa que impulse el uso de energías limpias dentro del país.
- Para el correcto funcionamiento de los equipos de bombeo eléctrico se deberá establecer un cronograma de mantenimiento periódico de acuerdo a las recomendaciones de los fabricantes.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] J. Andaluz, «Camarón ecuatoriano: Historia de caídas, aprendizaje y consolidación.,» 29 mayo 2008. [En línea]. Available: <http://www.diariocorreo.com.ec/>.
- [2] Herrera, L. & Solórzano, G., «Planteamiento de una alternativa energética renovalbe para el sistema de bombeo de agua en las camaroneras del Ecuador enfocado en el consumo de diésel y su impacto ambiental,» 2017. [En línea]. Available: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/17480>.
- [3] H. Barriga, «Grandes Sistemas Fotovoltaicos de Bombeo de Agua,» Instituto de Energia Solar. Universidad Politecnica de Madrir, España, 2011.
- [4] L. Intriago, «Análisis del uso de la fuente de energía en la industria acuícola (Master's thesis. Guayaquil: Universidad de Guayaquil.,» 2016. [En línea].
- [5] L. Hora, «Las hidroelectricas una solución al problema energetico.,» mayo 2013. [En línea]. Available: <https://lahora.com.ec/noticia/1101502044/las-hidroelc3a9ctricas-c2bfsolucic3b3n-al-problema-energic3a9tico3f>.
- [6] E. Telégrafo, «Importancia de la energia eléctrica en elcambio de la matriz energetica en Ecuador,» 10 septiembre 2016. [En línea]. Available: <https://www.eltelegrafo.com.ec/noticias/punto-de-vista/1/importancia-de-la-energia-electrica-en-el-cambio-de-la-matriz-energetica-en-ecuador>.
- [7] BCE, «Reporte del sector petrolero,» Marzo 2018. [En línea]. Available: <https://www.bce.fin.ec/index.php/hidrocarburos>.
- [8] E. PETROECUADOR, «Estructura de precios agosto 2018 mensual,» 01 Agosto 2018. [En línea]. Available: <https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/downloads/2018/08/ESTRUCTURA-DE-PRECIOS-AGOSTO-2018-MENSUAL-SNI-02-AL-08-AGOSTO-2018.pdf>.
- [9] Y. Mendez, «Porque los motores de ciclo diesel se les llama motores termicos,» 26 enero 2016. [En línea]. Available: <http://motoresdieselsinbujias.blogspot.com/>.
- [10] J. Malpartida, «Curso de Piscicultura y Aireación,» 05 enero 2015. [En línea]. Available: <http://tecnoaquasas.com/wp-content/uploads/2015/10/Curso-Aireaci%C3%B3n-.Neiva-octubre-20151.pdf>.
- [11] Crupesa, «Crupesa. SA,» [En línea]. Available: <http://www.crupesa.com.ec>. [Último acceso: 08 08 2018].
- [12] J. Koutoudjian, «Curso de Hidrología y Diseño de Captaciones de Aguas Superficiales y Meteoricas. Estaciones de Bombeo. Operación y Mantenimiento,» [En línea]. Available: http://www.fi.uba.ar/archivos/Estaciones_de_Bombeo.pdf.
- [13] E. S.A, «ETEC S.A. Engineering Solutions for Water Management - Water Pumps,» [En línea]. Available: <http://etecsa.com/es>.
- [14] P. Fernandez, «Bombas centrífugas y volumétricas,» [En línea]. Available: <http://files.pfernandezdiez.es/Bombas/PDFs/BOMBAS01.pdf>.



- [15] G. Mayorga, «Estudio de prefactibilidad de la producción de energética en el Ecuador y sus proyecciones con la matriz productiva,» 01 12 2015. [En línea]. Available: <http://repositorio.ug.edu.ec/bitstream/redug/10688/1/TESIS%20Gaby.ultima.pdf>.
- [16] C. Muntaner, «APPA(Asociacion de Empresas de Energias Renovables),» 2012. [En línea]. Available: <https://www.appa.es/appa-fotovoltaica/que-es-la-energia-fotovoltaica/>.
- [17] J. & C. R. Mendez, *Energia Solar Fotovoltaica*, Madrid: Gráficas Marcar S.A., 1995.
- [18] C. Orozco, «Autosolar,» 2017. [En línea]. Available: <https://autosolar.es/blog/aspectos-tecnicos/conexion-en-serie-de-paneles-solares-y-baterias>.
- [19] F. Garcés, *UNIVERSIDAD NACIONAL ABIERTA Y ADISTANCIA–UNAD*, 2010.
- [20] G. Cuevas, *Hacia una Mejora de Políticas para innovación*, Mexico D. F. : D. R. , 2014.
- [21] L. Hernandez, «Análisis de los escenarios de los sistemas fotovoltaicos autónomos y los conectados,» [En línea]. Available: <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/Energia/Energia38/HTML/articulo02.htm>.
- [22] J. Roldan, *Instalaciones solares fotovoltaicas*, Madrid: Copyright, 2010.
- [23] P. A. T. de Atenas Grecia, «4. radiación solar sobre superficies inclinadas.,» [En línea]. Available: http://www.labri.fr/perso/billaud/Helios2/resources/es04/chapter_4_ES.pdf.
- [24] M. Alonso, «Dimensionado de sistemas fotovoltaicos,» CIEMAT, Madrid, S/F.
- [25] V. Rodriguez, «Instalación solar fotovoltaica para una casa en UCIEDA,» 08 julio 2014. [En línea]. Available: <https://repositorio.unican.es/xmlui/bitstream/handle/10902/5144/368149.pdf?sequence=1>.
- [26] MEER, «Atlas eólico del Ecuador,» 2013. [En línea]. Available: <https://www.energia.gob.ec/ministerio-de-electricidad-y-energia-renovable-presento-el-primer-atlas-eolico-del-ecuador/>.
- [27] A. Ahmed, «Wind energy as a potential generation source at Ras Benas.,» pp. 2167-2173, 06 03 2010.
- [28] C. Giralt, «Energía eólica en Argentina : un análisis económico del derecho.,» *Revista Letras Verdes* , nº 09, 2011.
- [29] M. & A. D. Aleman, «Análisis regulatorio para la factibilidad de implementación de proyectos de generación de energias renovables en el Ecuador,» 05 Febrero 2010. [En línea]. Available: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/2053/12/UPS-GT000153.pdf>.
- [30] M. Giordano, «Centro Solar,» 11 Enero 2015. [En línea]. Available: <http://tipos-de-energia.blogspot.com/2006/02/energa-elica-tipos-de-generadores.html>.
- [31] E. Harper, 2011.



- [32] K. Karassik, «Manual de bombas,» Mc Graw Hill, Mexico, 1989.
- [33] Cnee.gov.gt, «Curso taller promotores de ahorro y eficiencia de energía eléctrica,» 1-5 marzo 2010. [En línea]. Available: [http://www.cnee.gov.gt/EficienciaEnergetica/FIDE/004%20M%C3%B3dulo%20IV%20\(AEE%20Motores%20de%20Inducci%C3%B3n\).pdf](http://www.cnee.gov.gt/EficienciaEnergetica/FIDE/004%20M%C3%B3dulo%20IV%20(AEE%20Motores%20de%20Inducci%C3%B3n).pdf).
- [34] F. Muñoz, «Ingeniería de sistemas fotovoltaicos autónomos,» España, 2014.
- [35] Trinasolar.com. [En línea]. Available: www.trinasolar.com. [Último acceso: 01 septiembre 2018].
- [36] Meteoblue.com, «Tiempo pronostico Ecuador,» [En línea]. Available: https://www.meteoblue.com/es/tiempo/pronostico/semana/guayaquil_ecuador_3657509.
- [37] I. Y. CENSOLAR, «Pliegos de condiciones técnicas de instalaciones aisladas de red,» Departamento de energía solar, Madrid, 2009.
- [38] Enersys.com. [En línea]. Available: http://www.enersys-emea.com/reserve/pdf/ES-PS-OPzV-RS-002_1012.pdf. [Último acceso: 01 septiembre 2018].
- [39] I. N. D. M. E. HIDROLOGIA, «Anuario meteorológico N° 51 2011,» 2014. [En línea]. Available: <http://www.serviciometeorologico.gob.ec/wp-content/uploads/anuarios/meteorologicos/Am%202011.pdf>.
- [40] WHEATHERSPARK.COM. [En línea]. Available: <https://es.weatherspark.com/y/19338/Clima-promedio-en-Machala-Ecuador-durante-todo-el-a%C3%B1o>. [Último acceso: 31 agosto 2018].
- [41] <http://clickrenovables.com>, 30 noviembre 2016. [En línea]. Available: <http://clickrenovables.com>.
- [42] Proviento.com.pe. [En línea]. Available: <https://www.proviento.com.pe/aerogeneradores.html>.
- [43] O. BATTERIES, «Vision CP12120 Battery 12V 12Ah Sealed Rechargeable Valve Regulated,» [En línea]. Available: <https://www.osibatteries.com/p-1313-vision-cp12120-battery-12v-12ah-sealed-rechargeable-valve-regulated.aspx>. [Último acceso: 18 septiembre 2018].
- [44] M. Mete, «Valor actual neto y tasa de retorno: su utilidad como herramientas para el análisis y evaluación de proyectos de inversión. Fides et Ratio,» *Revista de Difusión cultural y científica de la Universidad La Salle en Bolivia*, vol. 7, n° 7, pp. 67-85, 2014.
- [45] J. Iturrioz del Campo, «Expansion.com,» [En línea]. Available: <http://www.expansion.com/diccionario-economico/tasa-interna-de-retorno-o-rentabilidad-tir.html>. [Último acceso: 06 septiembre 2018].
- [46] INEC, «Boletín Técnico IPC,» 01 junio 2018. [En línea]. Available: http://www.ecuadorencifras.gob.ec/documentos/web-inec/Inflacion/2018/Junio-2018/boletin_tecnico_06-2018.pdf.
- [47] C. k. & P. C. Boyd, «Coastal Resources Center,» junio 2005. [En línea]. Available: <http://www.crc.uri.edu>.



- [48] H. G. Varela Veliz, «Exportación de camarón de la provincia de El Oro en el contexto del tratado comercial con la Unión Europea.,» 2017. [En línea]. Available: www.revistaespacios.com.
- [49] Rincón educativo energía y medio ambiente, «¿Qué es un generador eléctrico?,» septiembre 2018. [En línea]. Available: <https://www.rinconeducativo.org/es/recursos-educativos/que-es-un-generador-electrico>.
- [50] A. Rifaldi, «Motores Asíncrónicos, UBA,» [En línea]. Available: <http://www.frt.utn.edu.ar/tecnoweb/imagenes/file/Apuntes%20del%20Dpto%20Electrica/MOTORES%20ASINCR%C3%93NICOS.pdf>.
- [51] L. M. C. A. P. C. C. Edson Plasencia S., «Estimación horaria de la irradiancia solar total extraterrestre,» *Revista del Instituto de Investigaciones de la Facultad de Geología, Minas, Metalurgia y Ciencias Geográfica*, pp. 72-77, 2007.
- [52] Y. Matsumoto, «Textos Científicos.com,» 2005. [En línea]. Available: <https://www.textoscientificos.com/energia/celulas>.
- [53] V. Iñaqui, «Retscreen: Un programa para Sistemas Eléctricos,» *Metrosolar*, 2012.
- [54] E.Lorenzo, «Electricidad solar: ingeniería de sistemas fotovoltaicos,» *Progensa*, 1994.
- [55] C. Muntaner, «APPA(Asociacion de Empresas de Energias Renovables),» 2012. [En línea]. Available: <https://www.appa.es/appa-fotovoltaica/que-es-la-energia-fotovoltaica/>.
- [56] Autosolar.es, «Autosolar.es,» 20 Marzo 2017. [En línea]. Available: <https://autosolar.es/blog/aspectos-tecnicos/conexion-en-serie-de-paneles-solares-y-baterias>.
- [57] M. Calvo, «Energias Renovables,» [En línea]. Available: <https://twenergy.com/a/que-son-las-energias-renovables-516>. [Último acceso: 11 septiembre 2018].
- [58] Navarro, M & Palacios, Y, «"Diseño de un sistema sustentable a partir del uso de la energía eólica para el bombeo de agua en riego por goteo",» Enero 2018. [En línea]. Available: <https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/24632/19-CD145%20-%20I.M.%2002-18.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.



ANEXOS



Anexo 1. Servicio eléctrico trifásico para la camaronera en análisis.



Anexo 2. Esquema de un sistema fotovoltaico autónomo para la camaronera en análisis.