

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL



Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

“GENERACIÓN ELÉCTRICA SOLAR FOTOVOLTAICA
CONECTADO AL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA DE
MANABÍ”

TRABAJO DE TITULACIÓN

Previo a la obtención del Título de:

MÁGISTER EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Presentado por:

Ing. Lucio Alfredo Valarezo Molina

Ing. Ricardo Antonio Vélez Valarezo

Guayaquil, Ecuador

Año 2018

AGRADECIMIENTO

A Dios y a la vida por habernos permitido alcanzar la meta propuesta.

A la ESPOL por ser la institución que nos acogió en sus aulas durante este periodo de formación académica.

A los profesores de la Maestría de Sistemas Eléctricos de Potencia en la FIEC por compartir con nosotros su experiencia y conocimientos durante todo este tiempo.

Al Director de tesis Dr Javier Urquizo Calderón por ser nuestro guía en la realización de este trabajo de titulación.

A instituciones como CNEL E.P. Unidad de Negocios Manabí, EMAARS E.P. y al Proyecto SIGDES por su apoyo y contribución a este trabajo de investigación.

DEDICATORIA

A mi hijo Mario Lucio, quien es mi inspiración para intentar cada día ser mejor.

A mis padres por ser mi soporte en todo momento y haberme enseñado el valor del esfuerzo para lograr lo que se quiere.

A mis familiares y a todos quienes me han apoyado y acompañado en este período de formación.

Lucio Alfredo Valarezo Molina

DEDICATORIA

A mis hijos Valesska, Heikki y Bernie fuerza motriz en este proceso de formación académica.

A mi esposa Sandra quien tuvo que responsabilizarse de nuestra familia en mis días de ausencia.

A mi familia que de una u otra manera me hicieron posible alcanzar este sueño.

Ricardo Vélez Valarezo

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

Ph.D. César Martín

Subdecano de la FIEC

Dr Javier Urquiza Calderón

Director Trabajo de Titulación

M.Sc. Jimmy Córdova Villagómez

Miembro Principal

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de la Tesis de Grado, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la Escuela Superior Politécnica del Litoral”

Ing. Lucio Alfredo Valarezo Molina

Ing. Ricardo Antonio Vélez Valarezo

RESUMEN

El objetivo de la investigación consiste en una propuesta de diversificación sostenible de la matriz energética en la provincia de Manabí, mediante la introducción de tecnología fotovoltaica conectada a la red, que posibilite la reducción del consumo de energía de la red convencional.

Se aborda la composición técnica de los sistemas fotovoltaicos y la manera de aprovechar la energía eléctrica generada mediante la conexión a la red. Se realiza un repaso teórico sobre las líneas de transmisión de electricidad y las de media tensión.

Se analiza la composición técnica del sistema eléctrico en la subestación La Estancilla del cantón Tosagua en la provincia de Manabí. Al propio tiempo que se ofrece un estudio de la demanda, la carga y el consumo horario de energía eléctrica en la planta potabilizadora de agua La Estancilla que constituye el cliente principal de la subestación del mismo nombre.

Se realiza una evaluación de los datos relacionados con el potencial solar que incide en el sitio La Estancilla, donde se pudo comprobar que su aprovechamiento asegura condiciones técnicas óptimas para la generación de electricidad.

La investigación permitió elaborar la propuesta de un modelo para el diseño técnico de una central fotovoltaica conectada a la red, logrando aplicarlo durante la realización de los estudios para diseñar la propuesta de introducir una central fotovoltaica conectada a la red.

Se logró aplicar una herramienta informática para el diseño técnico de la central fotovoltaica que se propone y mediante las simulaciones del sistema se obtuvieron los datos necesarios que permitieron la realización de los estudios de factibilidad energética, económica y ambiental.

Las conclusiones del trabajo permiten confirmar la viabilidad técnico-económica y ambiental de la introducción de la tecnología fotovoltaica conectada a la red en la planta potabilizadora de agua La Estancilla.

Contenido

AGRADECIMIENTO.....	i
DEDICATORIA.....	ii
DEDICATORIA.....	iii
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN.....	iv
DECLARACIÓN EXPRESA.....	v
RESUMEN	vi
ÍNDICE DE FIGURAS	x
ÍNDICE DE TABLAS	xi
LISTA DE ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS	xii
SIMBOLOGÍA.....	xiv
INTRODUCCIÓN.	xvi
CAPÍTULO 1. GENERALIDADES.....	1
CAPÍTULO 1	3
1.1 Contexto.....	3
1.2 Detalles de la investigación.....	4
1.3 Descripción del Problema.	5
1.4 Preguntas de investigación.	5
1.4.1 Título de la tesis.	6
1.5 Motivación	6
1.6 Objetivos	8
1.7 Una mirada sucinta al documento que se entrega	8
CAPÍTULO 2. REVISIÓN DE LA LITERATURA	9
CAPÍTULO 2.....	11
2.1 La energía eléctrica.....	11
2.1.1 La generación de energía eléctrica.....	11
2.1.2 El generador sincrónico.....	11
2.1.3 Los grupos electrógenos.....	12
2.1.4 Las centrales térmicas.....	13
2.1.5 La central de ciclo combinado.....	15
2.1.6 La central nuclear.....	16
2.1.7 La central de biomasa.....	16
2.1.8 La central hidráulica.....	17

2.1.9	<i>La energía eólica</i>	18
2.1.10	<i>Los aerogeneradores</i>	21
2.1.11	<i>La central geotérmica</i>	25
2.1.12	<i>La central mareomotriz</i>	25
2.1.13	<i>La central undimotriz</i>	26
2.2	Energía eléctrica fotovoltaica.	26
2.2.1	<i>Tipos de sistemas fotovoltaicos</i>	29
2.3	Componentes de los sistemas fotovoltaicos conectados a red	31
2.3.1	<i>Paneles Fotovoltaicos</i>	31
2.3.2	<i>Inversores</i>	32
2.3.3	<i>Equipos de protección, control y monitoreo</i>	34
2.4	Las redes eléctricas	35
2.4.1	<i>La red de transporte</i>	35
2.4.2	<i>La red de distribución</i>	36
CAPÍTULO 3. MATERIALES Y MÉTODOS		37
CAPÍTULO 3		40
3.1	Introducción	40
3.2	Características técnicas de la subestación La Estancilla	40
3.3	Descripción técnica de la subestación La Estancilla	43
3.3.1	<i>Patio de 69 kV</i>	44
3.3.2	<i>El interruptor</i>	44
3.3.3	<i>Transformador de potencia</i>	44
3.3.4	<i>Patio de 13,8kV.</i>	45
3.4	Caracterización del sistema eléctrico en el punto de conexión de la carga	46
3.4.1	<i>Fallas en la barra de 69 kV</i>	46
3.4.2	<i>Fallas en la barra de 13.8KV</i>	46
3.5	Estudio de la demanda	47
3.6	Estudio de la carga	49
3.6.1	<i>Características de la planta potabilizadora de agua La Estancilla</i>	49
3.7	Estudio del consumo horario de energía	52

3.8	Estudio del potencial solar	55
3.8.1	<i>La radiación solar en la zona de estudio..</i>	55
3.8.2	<i>Distribución de la radiación solar.....</i>	56
3.8.3	<i>Variables que pueden afectar la radiación solar</i>	56
3.8.4	<i>Nivel del potencial solar.....</i>	57
3.9	Definición de la potencia fotovoltaica necesaria para cubrir el gasto de energía incurrido en el horario diurno	59
3.10	Financiamiento necesario y estudio de mercado	60
3.11	Evaluación de la disponibilidad del espacio.....	61
3.12	Desarrollo de las ideas conceptuales del proyecto	61
3.13	Análisis de la penetración a la red	62
3.14	Niveles de penetración de fuentes renovables recomendados.....	64
3.15	Límites de penetración de las fuentes renovables	65
3.16	Modelo para el diseño técnico de una central fotovoltaica conectada a la red	65
3.17	Trabajo de diseño con apoyo del software PVsyst 6.4.3	67
3.18	Determinación de impactos energéticos, económicos y ambientales por variantes.	69
3.18.1	<i>Análisis económico.</i>	71
3.18.2	<i>Evaluación del impacto ambiental.....</i>	74
CAPÍTULO 4.	RESULTADOS.....	76
4.1	Introducción.....	78
4.2	Resultado del dimensionamiento técnico.....	78
4.2.1	<i>Resultados de las simulaciones con paneles fotovoltaicos en diferentes ángulos</i>	82
4.2.2	<i>Resultados de las simulaciones con paneles fotovoltaicos de diferentes tecnologías</i>	85
4.3	Evaluación del impacto energético.....	87
4.4	Análisis de la factibilidad económica.....	87
CAPÍTULO 5.	DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	93
5.1	Dimensionamiento.....	95
5.2	Datos meteorológicos.....	95
5.3	Simulación y producción energética.....	96

5.4 Análisis económico.....	96
CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	98
6.1 Conclusiones.....	100
6.2 Recomendaciones.....	100
REFERENCIAS.....	102
Anexo 1	106
DESCRIPCION DE LAS INSTALACIONES DE LA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN LA ESTANCILLA”, FUENTE LOS AUTORES.....	106
Anexo 2.....	112
DATOS DE LA ESTACIÓN DE BOMBEO DE LA PLANTA POTABILIZADORA DE AGUA LA ESTANCILLA, FUENTE EMAARS-EP.....	112
Anexo 3.....	130
REGISTRO TÍPICO DE LOS PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE UN DÍA A NIVEL DE MEDIA TENSIÓN DEL ALIMENTADOR DE LA PLANTA POTABILIZADORA DE AGUA LA ESTANCILLA, FUENTE CNEL EP.	130

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.2. Esquema de un generador sincrónico.....	12
Figura 2.3. Esquema de un grupo electrógeno	13
Figura 2.4. Estructura técnica de una central térmica	14
Figura 2.5. Esquema técnico de una central eléctrica de ciclo combinado	15
Figura 2.6. Esquema técnico de una central nuclear	16
Figura 2.7. Esquema técnico de una central eléctrica de Biomasa	17
Figura 2.8. Esquema de una central eléctrica hidráulica.....	17
Figura 2.9. Variables que intervienen en la generación eólica	20
Figura 2.10. Torre de celosía más alta del mundo con 160 metros.....	22
Figura 2.11. Torres tubulares con altura entre 20 y 30 metros.....	22
Figura 2.12. Torre de mástil tensado.....	23
Figura 2.13. Partes del equipo de control de un aerogenerador	23
Figura 2.14. Esquema técnico de un aerogenerador	24
Figura 2.15. Esquema técnico de una central geotérmica	25
Figura 2.16. Central Mareomotriz.....	26
Figura 2.17. Central eléctrica undimotriz.....	26
Figura 2.18. Curva característica del módulo fotovoltaico para diferentes combinaciones serie-paralelo de la célula solar	29
Figura 2.19. Esquema de una central fotovoltaica aislada	30
Figura 2.20. Esquema técnico de una central fotovoltaica autónoma	30
Figura 2.21. Esquema de una central fotovoltaica conectada a la red	31
Figura 2.22 Disposición técnica de una central fotovoltaica conectada a la red	31
Figura 2.23. Red de transporte de energía eléctrica	36

Figura 3.1 Microlocalización de la subestación La Estancilla	41
Figura 3.2 Diagrama físico de los componentes de la subestación La Estancilla	43
Figura 3.3 Diagrama unifilar de la conexión entre la subestación Tosagua y la subestación La Estancilla	43
Figura 3.4 Transformador de 10/12,5 MVA	45
Figura 3.5 Comportamiento gráfico del consumo horario típico de energía eléctrica	54
Figura 3.6 Mapa del potencial solar promedio anual del cantón Tosagua	57
Figura 3.7 Comportamiento gráfico del potencial solar en un año natural	58
Figura 3.8 Modelo de trabajo para el diseño de una central fotovoltaica conectada a la red	66
Figura 3.9 Interfaz de inicio del PVsyst	67
Figura 3.10 Interfaz con la opción para el diseño del proyecto	69
Figura 3.11 Interfaz para ingreso de datos del proyecto	72
Figura 3.12 Ventana de datos de la instalación	73
Figura 4. 1 Ventana principal del diseño del sistema fotovoltaico.	78
Figura 4. 2 Primera página del informe principal	79
Figura 4. 3 Segunda página del informe principal	80
Figura 4. 4 Tercera página del informe principal	81
Figura 4. 5 Simulación con la inclinación de los módulos fotovoltaicos a 0 grados de inclinación	83
Figura 4. 6. Simulación inicial con la inclinación de los módulos fotovoltaicos a 10 grados de inclinación	83
Figura 4. 7. Simulación con la inclinación de los módulos fotovoltaicos a 20 grados de inclinación	84
Figura 4. 8 Comportamiento gráfico de la productividad energética	84
Figura 4. 9. Simulación aplicando módulos fabricados con silicio monocristalino	85
Figura 4. 10. Simulación aplicando módulos fabricados con silicio policristalino	86
Figura 4. 11. Comportamiento gráfico de la productividad energética	86
Figura 4. 12. Resumen de estudio de factibilidad económica para una inversión considerando la variante 1.	88
Figura 4. 13 Resumen de estudio de factibilidad económica para una inversión considerando la variante 2	89
Figura 4. 14. Resumen de estudio de factibilidad económica para una inversión considerando la variante 1, con el precio real de la energía	92

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3. 1 Equipamiento técnico de la subestación La Estancilla	42
Tabla 3. 2 Elementos del patio de 69 Kv S/E La Estancilla	44

Tabla 3. 3 Características técnicas del interruptor	44
Tabla 3. 4 Datos técnicos del transformador	45
Tabla 3. 5 Corriente de corto circuito Subestación La Estancilla energizada desde la Subestación Chone y Subestación Rocafuerte.....	46
Tabla 3. 6 Corriente de corto circuito Subestación La Estancilla energizada desde la Subestación Chone.....	46
Tabla 3. 7 Corriente de corto circuito Subestación La Estancilla energizada desde la Subestación Rocafuerte.....	46
Tabla 3. 8 Corriente de corto circuito Subestación La Estancilla energizada desde la Subestación Chone y Subestación Rocafuerte.....	46
Tabla 3. 9 Corriente de corto circuito Subestación La Estancilla energizada desde la Subestación Chone.....	47
Tabla 3. 10 Corriente de corto circuito Subestación La Estancilla energizada desde la Subestación Rocafuerte.....	47
Tabla 3. 11 Estudio de la demanda.....	48
Tabla 3. 12 Características técnicas de los diversos transformadores.....	50
Tabla 3. 13 Estudio de carga estructural.....	51
Tabla 3. 14 Consumo promedio horario de energía	53
Tabla 3. 15 Consumo promedio de energía eléctrica en la estación de bombeo	53
Tabla 3. 16 Radiación solar promedio por meses del año	58
Tabla 3. 17 Valores de la productividad específica y la productividad normalizada.....	59
Tabla 3. 18 Requerimientos exigibles a las fuentes renovables de acuerdo al nivel de penetración en el sistema nacional interconectado. Fuente: (Castro et al., 2018)	64
Tabla 4. 1 Análisis de factibilidad energética	87
Tabla 4. 2 Análisis de factibilidad económica.....	88
Tabla 4. 3 Resultados del estudio de factibilidad económica variante 1	89
Tabla 4. 4 Resultados del estudio de factibilidad económica variante 2	90
Tabla 4. 5 Resultados del estudio de factibilidad económica	91

LISTA DE ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS

ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de Electricidad
CELEC	Corporación Eléctrica del Ecuador
CNEL	Corporación Nacional de Electricidad
CONELEC	Consejo Nacional de Electricidad
FRE	Fuentes Renovables de Energía

EB	Estación de bombeo
EMAARS- EP	Empresa Pública Municipal Mancomunada de Agua Potable, Alcantarillado y Servicios Integrales del Manejo de Residuos Sólidos.
FACTS	Sistema flexible de transmisión de CA
GD	Generación distribuida
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional
IEEE	Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
IVA	Impuesto al valor agregado
LP	Límite de potencia
ODS	Objetivos de desarrollo sostenible
OM	Objetivos mundiales
Pe	Productividad específica
Pn	Productividad normalizada
PRE	Periodo de recuperación económica
Pspa	Potencial solar promedio anual
SE	Sistema eléctrico
SIN	Sistema Nacional Interconectado
TIR	Tasa interna de retorno
t/MWh	toneladas por MWh

USD	Dólar de los Estados Unidos de América
VAN	Valor actualizado neto

SIMBOLOGÍA

AC	Corriente alterna
AM	Masa de aire
CC	Corriente continua
CES	Sistema de electrificación colectiva
CO ₂	Dióxido de carbono
C _p	Coefficiente de potencia
CPV	Fotovoltaica concentradora
CRM	Material de referencia certificado
DG	Generador distribuido
EMI	Interferencia electromagnética
FF	Factor de llenado
FP	Factor de potencia
FV	Fotovoltaica (o)
H	Hora
HAWT	Aerogenerador de eje horizontal
VAWT	Turbina eólica de eje vertical
IES	Sistema de electrificación individual
IEV	Vocabulario electrotécnico internacional
kW	Kilovatio
kWh/kWp	Productividad normalizada

kWh/kWp	Año Productividad específica
kWh/m ²	Día Potencial solar
kWp	Potencia fotovoltaica
kVA	Kilovoltamperio.
MPP	Punto de máxima potencia
MPPT	MPPT
MVA	Megavoltamperio
NOCT	Temperatura nominal de unión de la célula operativa
PSOC	Estado de carga parcial
"PV" PV	Fotovoltaica (cuando se usa como un adjetivo) o fotovoltaica (cuando se usa como sustantivo)
PVE	Elementos / Equipos Fotovoltaicos
PVPS	Sistema de energía fotovoltaica
SELV	Baja tensión segura
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SHS	Sistema de casa solar
SOC	Condiciones de funcionamiento estándar
SOG	Silicio grado solar
STC	Condiciones de prueba estándar
THD	Distorsión armónica total
UV	Ultravioleta

No se encuentran elementos e tabla de ilustraciones.

INTRODUCCIÓN.

Actualmente la electricidad constituye un servicio básico para satisfacer las necesidades principales del hombre moderno, al igual que el suministro de agua limpia, el cuidado médico y la educación entre otras necesidades vitales. Constituye uno de los servicios más utilizados en el ámbito industrial y comercial y ha propiciado el desarrollo de tecnologías que elevan el confort y la seguridad de la vida en sociedad (Vázquez and Colectivo de autores, 2017).

El tener acceso a la electricidad potencia una mejor calidad de vida y la incorporación activa de las personas a una vida social saludable e integrada, permitiendo reducir la marginalidad, incrementar la seguridad ciudadana, así como mejorar la salud pública y la educación entre otras ventajas.

Hasta la década de los setenta del siglo veinte, con un petróleo de bajo costo, un kWh generado con muy pocos gastos y paralelamente el desconocimiento de la humanidad sobre los graves impactos ambientales que se venían produciendo a partir de cubrir las necesidades energéticas de la sociedad; no justificaba ni siquiera que se empezara a pensar, mucho menos a invertir en investigación y desarrollo de fuentes renovables como una opción de desarrollo energético segura; pero la realidad de nuestros días es otra bien distinta y dramática.

La energía solar es el recurso natural más abundante en la tierra. La generación de energía eléctrica a partir de la generación fotovoltaica distribuida ha tenido grandes avances en ahorro energético y reducción de emisiones, pero su valor económico aún no está claro (Xu et al., 2018). A pesar de que esta tecnología tiende a obtener bajos costos en el mercado internacional en el mercado local el costo de esta tecnología no ha experimentado una disminución significativa.

El actual modelo de energía eléctrica es contaminante, ineficiente, con la mayor parte de generación basada en el uso intensivo de fuentes de generación no renovables, socialmente injusto y con una demanda creciente. El uso de fuentes de energía de origen fósil, es la causa del 75% de las emisiones de gases de efecto invernadero. Al ritmo del consumo actual las reservas de petróleo pueden agotarse en unos 30 años, el gas en 80 años y el carbón en 200. Sobre el 40% de emisiones mundiales de CO₂ provienen del sector eléctrico, en el Ecuador

está alrededor del 9% (Westervelt, 2005) y la provincia de Manabí tiene una incidencia importante en ello.

Para garantizar un servicio eléctrico de calidad se requiere el comportamiento integral de un grupo de exigencias técnicas, constituyendo una tarea muy compleja si se tiene en cuenta el crecimiento constante de la población que exige este servicio y el desarrollo de tecnologías que aún se basan en el uso de combustibles fósiles, que cubren el 80% de la demanda de energía global (Westervelt, 2005).

El costo de la energía eléctrica en los nodos de consumo depende en parte del modelo de mercado que haya adoptado cada país, sin embargo, es necesario tener en cuenta que las pérdidas en el sistema de transmisión dependen de la distancia que esta tenga que recorrer desde el punto de generación hasta el punto de consumo; aunque el costo monetario esté subsidiado por el estado el costo ambiental de la energía perdida por efecto de la transmisión de la energía no es posible evitarlo.

En el Ecuador la energía eléctrica proviene principalmente de grandes centros de producción y al estar los centros de consumo alejados de estos se pierde energía en el sistema de transmisión, lo que hace necesario acercar la producción de energía hasta los puntos de consumo, esta energía debe ser limpia para contribuir a la conservación del medio ambiente.

Para alcanzar las metas del desarrollo sostenible será necesario transitar desde el actual esquema centralizado de generación de energía eléctrica, hacia un tipo de desarrollo enfocado en el territorio, en el cual se haga uso de la disponibilidad de las fuentes renovables de energía, lo que nos lleva a plantear la siguiente interrogante ¿De qué manera contribuir a la generación de energía eléctrica en lugares cercanos a los centros de consumo diversificando la matriz energética de la provincia de Manabí?

CAPÍTULO 1. GENERALIDADES

<u>CAPÍTULO 1. GENERALIDADES</u>	1
<u>CAPÍTULO 1</u>	3
<u>1.1 Contexto</u>	3
<u>1.2 Detalles de la investigación</u>	4
<u>1.3 Descripción del Problema</u>	5
<u>1.4 Preguntas de investigación</u>	5
<u>1.4.1 Título de la tesis</u>	6
<u>1.5 Motivación</u>	6
<u>1.6 Objetivos</u>	8
<u>1.7 Una mirada sucinta al documento que se entrega</u>	8

CAPÍTULO 1

1.1 Contexto.

El presente trabajo propone una diversificación de la generación en el sistema eléctrico en la provincia de Manabí, con el uso de energía solar fotovoltaica conectada al sistema eléctrico de potencia, con el propósito de ahorrar recursos, disminuir las emisiones de CO₂ a la atmósfera y usar un recurso natural presente en todo el territorio que actualmente es subutilizado.

Según el Balance Energético Nacional del Ecuador del Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos, la estructura de generación eléctrica en 2015 estaba integrada de la siguiente manera: térmica 49.12%, hidráulica 45.57%, interconexión 3.33%, biomasa 1.59%, eólica 0.32% y solar 0.07% de los 25.144 Gwh que se consumieron en energía eléctrica en el país.

En Manabí se tienen cuatro centrales de generación eléctrica instaladas que son: Jaramijó, Central Miraflores, Poza Honda y La Esperanza debido a que las tres últimas centrales se encuentran fuera de servicio, la generación de energía de la central Jaramijó no es suficiente para suplir la demanda de energía de la provincia, lo que hace depender de la energía generada en otros sitios del país y que llega a la provincia por los diferentes medios del Sistema Nacional Interconectado. Es necesario buscar alternativas que contribuyan a la provisión de energía tomando en cuenta las consideraciones técnicas y que además sea ambientalmente sostenible.

El uso de la energía ha evolucionado a través de los tiempos, pero se ha hecho vertiginoso en los últimos tres siglos. Ha sido tan rápido e indiscriminado el uso de los combustibles fósiles (petróleo, gas, carbón), que incluso se ha alterado el equilibrio ecológico, situación que hoy amenaza la existencia misma de la especie humana.

A partir de la década de los años 70, del siglo XX, es cuando comienza a manifestarse ya la inquietud en la opinión pública internacional a favor de transformar el tradicional ordenamiento energético a nivel planetario, que se sostiene aún en el consumo de los combustibles fósiles, especialmente el petróleo y sus derivados. Ya hoy es una realidad demostrable científicamente, el

hecho de que no es posible alcanzar la sostenibilidad del desarrollo de la humanidad, sobre las bases del actual esquema energético centralizado y dependiente de los combustibles fósiles (Rodríguez and Vázquez, 2018).

Actualmente en el Ecuador se propicia el desarrollo de la industria nacional, lo que supone el incremento progresivo de la demanda eléctrica, especialmente en los sectores vinculados con la industria y como garantía de ese nuevo paradigma, se apuesta por el cambio de la matriz energética (Osorio, 2013), que desde su surgimiento en el siglo XX se sustentaba en un fuerte componente térmico a base de la quema de petróleo.

En la actualidad la voluntad política del cambio de la matriz energética ecuatoriana se enfoca, en la articulación de una base técnica mayoritariamente hidráulica, dada la abundancia del recurso hídrico en el territorio nacional (Osorio, 2013), pero las consecuencias asociadas al cambio climático pueden poner en riesgo la confiabilidad técnica de un sistema que dependa prácticamente de una sola fuente energética, por abundante que esta pueda ser, por lo que resulta necesario considerar la utilización de otras FRE y con ello diversificar el sistema en función de lograr una base técnicamente sostenible (SENPLADES, 2013).

En esas condiciones la energía solar puede jugar un papel fundamental, especialmente en las provincias de la costa ecuatoriana, que por su atractivo paisajístico constituye un mercado potencial para actividades turísticas y donde existe una incidencia energética de radiación solar importante, estas energías pueden ser obtenidas mediante diversas tecnologías tanto de forma térmica, como de forma fotovoltaica. De este modo se puede contribuir a suplir las necesidades energéticas más cerca de los centros de consumo, garantizando una mayor eficiencia en la utilización de los recursos y el incremento de la calidad del servicio.

1.2 Detalles de la investigación.

En esta sección se describe el problema y se exponen las preguntas de investigación, lo que permitirá trazar los objetivos generales y específicos. Se presenta además el título, la motivación y los objetivos del trabajo.

1.3 Descripción del Problema.

Las implicaciones ambientales que tienen ciertos mecanismos para la generación de la energía eléctrica, han generado en los últimos años una voluntad investigativa importante sobre cómo satisfacer las necesidades energéticas de la población, tratando de reducir el impacto ambiental, siendo las fuentes de energía renovables la hipotética solución al problema. El Ecuador no es ajeno a estas tendencias y en la última década las inversiones públicas han apuntado a la construcción de grandes hidroeléctricas, proyectos eólicos y fotovoltaicos.

El Ecuador es un país privilegiado por su ubicación geográfica latitudinal, al poseer índices de radiación solar que resultan adecuados durante todo el año para ser aprovechados en la generación de energía eléctrica, logrando con ello la reducción del consumo de combustibles fósiles y al propio tiempo la disminución de las emisiones de CO₂ a la atmósfera.

El territorio manabita constituye una de las provincias más importantes del país y se ha podido comprobar que las centrales de generación instaladas en el territorio son insuficientes para cubrir la demanda de energía en la provincia.

La instalación de fuentes de energías renovables y particularmente la energía solar fotovoltaica, tiene consecuencias en cuanto a la parte técnica – funcionamiento del sistema y calidad de energía-, el componente social, el impacto económico de la inversión y en los usuarios de la energía, así como la reducción de las afectaciones al ambiente.

El trabajo analizó los aspectos mencionados comparando los diversos escenarios que se podrían presentar con la instalación de un sistema fotovoltaico a la red eléctrica de la provincia.

1.4 Preguntas de investigación.

El estudio se realizó para reflexionar y contestar una serie de preguntas de investigación que no habían sido totalmente exploradas en detalle y sobre las cuales no existía una respuesta definitiva sobre la introducción de las fuentes renovables de energía en los sistemas de potencia de la provincia de Manabí.

- i. ¿Cuáles son los aspectos que más inciden en la determinación de los lugares para implementar sistemas fotovoltaicos en Manabí?
- ii. ¿Cuáles son los lugares óptimos para implementar sistemas solares fotovoltaicos en Manabí?
- iii. ¿Cuál es el punto de conexión ideal para introducir energía en el sistema eléctrico de Manabí con la energía generada mediante el sistema solar fotovoltaico?
- iv. ¿Es económicamente viable la instalación de un sistema de energía solar fotovoltaica?
- v. ¿Cuál es el impacto en el ambiente al proveer energía solar fotovoltaica?

1.4.1 Título de la tesis.

La tesis se titula: “Generación eléctrica solar fotovoltaica conectado al sistema eléctrico de potencia de Manabí”

1.5 Motivación

La base político-legal para el cambio de la matriz productiva se sustenta en la Constitución de la República del Ecuador (Asamblea Constituyente, 2008), con su contenido ambientalista, pluricultural o multiétnico, de integración latinoamericana y tiene su basamento regulatorio en la letra viva del Código de la Producción (Asamblea Nacional, 2010), con sus seis libros promotores y contralores de diversas actividades y que introduce entre otras actividades el cambio de la matriz energética (SENPLADES, 2013).

El problema actual radica en la necesidad de estudiar la búsqueda de alternativas energéticas que aseguren la diversificación sostenible de las fuentes para el cambio de la matriz energética, que permitan lograr una elevada confiabilidad técnica y garantizar la calidad del servicio eléctrico, para lo cual se deben incrementar las fuentes de generación; ahorrar fuentes primarias de energía más costosas y contaminantes; reducir pérdidas; favorecer el proceso de descentralización en la generación de la energía. En ese contexto puede resultar clave lograr una mayor regionalización de la actividad vinculada con la generación de electricidad, esto significa al mismo tiempo un cambio en el uso de los recursos y una ruptura del actual esquema energético centralizado, de generación.

De todas las formas de generación de energía eléctrica quizás la más contaminante y degradante del ambiente sea uso de los recursos energéticos fósiles. La mayor parte de la energía utilizada en el mundo proviene de los llamados "combustibles fósiles".

El desarrollo de las fuentes renovables de energía (FRE) ha tenido un aumento sustancial en los últimos 20 años con dos objetivos fundamentales: aumentar y mejorar el sistema de generación actual y lo que es más importante, garantizar una vida del planeta sostenible y limpia.

En América Latina se han acometido diversos proyectos que persiguen diversificar la matriz de generación de energía. Se toman diferentes acciones para mejorar la calidad del servicio eléctrico en áreas aisladas utilizando alternativas renovables. Por ejemplo: Colombia aplicó estudios orientados al desarrollo sostenible de micro redes, junto con varios modelos de negocios de acuerdo con las condiciones sociales y económicas (Energreencol, 2014). Otro de los estudios está relacionado con las redes de distribución, donde incluso en Ecuador existen deficiencias que afectan a los usuarios, pues en algunos casos no se cumple con los parámetros de la calidad del servicio brindado a la población (SENPLADES, 2013).

Actualmente en Ecuador para la generación térmica se usa preferiblemente el petróleo y diésel, que resultan más costos que el gas natural o el carbón. Por lo tanto, el costo de generación es alto en cualquiera de sus variantes, debido principalmente a los altos precios del combustible (Murillo, 2005).

El potencial de las FRE no hidráulica que se encuentran disponible en la provincia de Manabí, especialmente la energía solar, es adecuado para satisfacer la demanda existente en áreas rurales y se puede utilizar para cubrir el consumo de energía actual y proporcionar una alternativa ambientalmente más limpia para el futuro.

La solución del problema consiste en lograr la introducción gradualmente del aprovechamiento de diversas fuentes de energía primaria para la generación de electricidad, de manera que se vaya logrando la reducción progresiva del

consumo de petróleo y con ello la disminución de las emisiones de CO₂ a la atmósfera.

1.6 Objetivos

Los siguientes objetivos forman la base de la tesis, además de reflexión y observación serán implementados para contestar las preguntas de investigación y cumplir con la motivación.

- i. Comparar los aspectos técnicos, económicos y ambientales de la generación fotovoltaica, la térmica y la eólica como posibles soluciones para contribuir a satisfacer la demanda energética de Manabí.
- ii. Diseñar el sistema de generación fotovoltaico para conectarlo al sistema de potencias en Manabí (Tosagua) cumpliendo con las regulaciones existentes en el país tanto en el sector eléctrico como en el sector ambiental.
- iii. Simular el sistema de generación fotovoltaico para determinar el comportamiento de las variables asociadas a la normal operación y sus efectos en el sistema de potencias en Manabí (Tosagua).
- iv. Realizar un análisis de impacto ambiental producido debido a la operación del sistema de generación fotovoltaico. Analizar mediante un estudio económico en el tiempo la rentabilidad económica de la inversión.

1.7 Una mirada sucinta al documento que se entrega

El trabajo se estructura en seis capítulos: el primero cuenta con siete subtítulos y se ofrecen los antecedentes del proyecto; en el segundo capítulo se hace una revisión bibliográfica de los sistemas eléctricos de potencia desde su generación hasta el punto de entrega; en el tercer capítulo se presentan los materiales y métodos necesarios para realizar el presente trabajo; en el cuarto capítulo se exponen los resultados a los que se ha llegado luego de realizadas las simulaciones, el estudio económico y el estudio de impacto ambiental; En el quinto capítulo se hace una discusión de los resultados obtenidos y en el sexto se presentan las conclusiones y recomendaciones.

CAPÍTULO 2. REVISIÓN DE LA LITERATURA

<u>CAPÍTULO 2. REVISIÓN DE LA LITERATURA</u>	9
<u>CAPÍTULO 2</u>	11
<u>2.1 La energía eléctrica</u>	11
<u>2.1.1 La generación de energía eléctrica</u>	11
<u>2.1.2 El generador sincrónico</u>	11
<u>2.1.3 Los grupos electrógenos</u>	12
<u>2.1.4 Las centrales térmicas</u>	13
<u>2.1.5 La central de ciclo combinado</u>	15
<u>2.1.6 La central nuclear</u>	16
<u>2.1.7 La central de biomasa</u>	16
<u>2.1.8 La central hidráulica</u>	17
<u>2.1.9 La energía eólica</u>	18
<u>2.1.10 Los aerogeneradores</u>	21
<u>2.1.11 La central geotérmica</u>	25
<u>2.1.12 La central mareomotriz</u>	25
<u>2.1.13 La central undimotriz</u>	26
<u>2.2 Energía eléctrica fotovoltaica</u>	26
<u>2.2.1 Tipos de sistemas fotovoltaicos</u>	29
<u>2.3 Componentes de los sistemas fotovoltaicos conectados a red</u>	31
<u>2.3.1 Paneles Fotovoltaicos</u>	31
<u>2.3.2 Inversores</u>	32
<u>2.3.3 Equipos de protección, control y monitoreo</u> 34	
<u>2.4 Las redes eléctricas</u>	35
<u>2.4.1 La red de transporte</u>	35
<u>2.4.2 La red de distribución</u>	36

CAPÍTULO 2

2.1 La energía eléctrica

La energía eléctrica se encuentra en el grupo de las fuentes de energía secundaria, siendo una forma de energía muy utilizada en todos los ámbitos del orden social.

La energía primaria es aquella fuente que se extrae de la naturaleza como por ejemplo el gas natural, el petróleo, el carbón mineral, entre otros. La energía secundaria es aquel producto energético (no presente en la naturaleza como tal) que es generado a partir de energía primaria o secundaria para adaptarlos a los requerimientos del consumo para el beneficio de la sociedad. Dentro de la energía secundaria se encuentra la energía eléctrica, las naftas, el gasoil, entre otros (Griffa and Marcó, 2016).

2.1.1 La generación de energía eléctrica

La manera más habitual de producir electricidad se basa en transformar la energía contenida en la energía primaria en energía mecánica a través de diferentes procesos para poder, con ayuda de un generador, convertir esta energía en electricidad (Penelope, 2012).

En los momentos actuales resulta muy usual en la producción de energía eléctrica el uso de generadores sincrónicos, cuya función es convertir la energía mecánica en energía eléctrica, el punto fundamental de este proceso radica en cómo se logra dicho movimiento mecánico (Cembranos, 2014).

2.1.2 El generador sincrónico

El generador sincrónico se constituye por un rotor y estator, además de otras piezas mecánicas y eléctricas que permiten el correcto funcionamiento del equipo, para que pueda convertir el movimiento mecánico de una fuente externa, en energía alterna expresada en una onda sinusoidal que varía en el tiempo, es necesario una configuración en sus bobinados de acuerdo al número de fases del sistema, usualmente o monofásico o trifásico, y una fuente de excitación de corriente continua que permita tener pares de polos magnéticos, positivos y negativos, los pares de polos pueden variar de dos en adelante, sin embargo la

cantidad de polos estará ligada directamente con la velocidad del generador, el cual debe adaptarse a la frecuencia del sistema, 60 o 50 Hercios según el país. La Figura 2.1 muestra el esquema de un generador sincrónico.

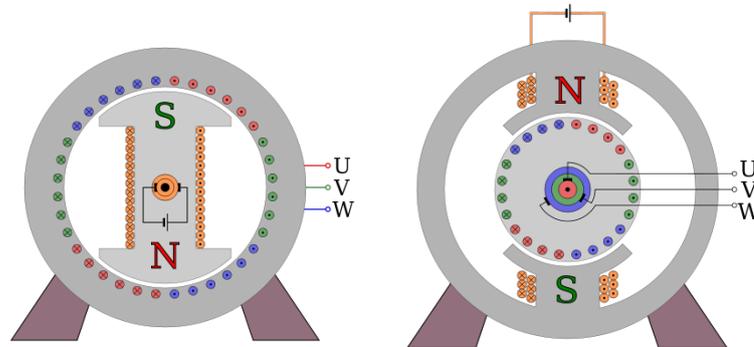


Figura 2.1. Esquema de un generador sincrónico
Fuente: (Cembranos, 2014)

2.1.3 Los grupos electrógenos

Los grupos electrógenos son utilizados para generadores de baja y media potencia, debido a que los sistemas con ciclos Rankine son más eficientes para la producción de energía a mayor escala, por lo cual son utilizados para cargas puntuales en lugares remotos donde no llega la red pública de electricidad, en pequeñas industrias o como alternativa de emergencia mediante una transferencia automática.

Un grupo electrógeno está compuesto por un generador eléctrico que usualmente suelen ser del tipo sincrónico y por un motor de combustión interna generalmente un motor de cuatro ciclos, en generadores de poca potencia se utiliza tanto motores a diésel, como motores a gasolina, más en motores que exigen mayor potencia, se utiliza solamente diésel debido a la eficiencia que se puede obtener de este combustible.

El funcionamiento de un grupo electrógeno trifásico se inicia con el encendido del motor de combustión, el cual será activado manualmente en un sistema aislado y automáticamente si el generador está en un sistema de transferencia con la red. En ese momento el motor de arranque iniciará con el impulso y el combustible empezara a inyectarse al motor, el eje del cigüeñal del motor estará acoplado con el eje del rotor del generador y le dará movimiento, creando así las

tres ondas sinusoidales de tensión desfasadas 120° , cabe recalcar que el sistema contará con sensores y tarjetas de control que permitan mantener la velocidad constante según la frecuencia y los pares de polos del generador, es decir si el sistema eléctrico funciona a 60 hercios y el generador tiene un par de polos el motor debe girar a 3600 revoluciones fijas para que se mantenga la frecuencia, lógicamente al insertar carga al generador va a crear una fuerza contra electromotriz en el rotor, por lo cual el motor deberá aumentar su fuerza, inyectando más combustible y estará continuamente censando la frecuencia con el objetivo de mantener las 3600 revoluciones por minuto. En la Figura 2.2 se muestra un grupo electrógeno.

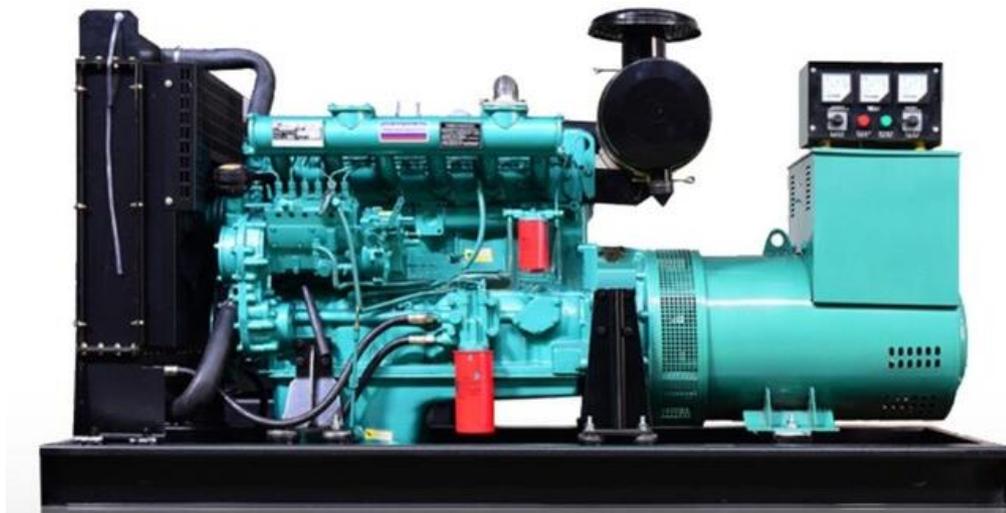


Figura 2.2. Esquema de un grupo electrógeno
Fuente: (Cembranos, 2014)

2.1.4 *Las centrales térmicas*

Existen otras formas de generar energía mediante el movimiento mecánico, entre las que se pueden señalar aquellas que utilizando procesos termodinámicos intentan aprovechar la mayor cantidad de energía calorífica que puede generar cierta cantidad de combustible a alta presión y temperatura, en cámaras de combustión para obtener movimiento giratorio y por otro lado los que utilizan combustible para producir vapor de agua que a su vez mueve una turbina acoplada a un generador.

La generación de electricidad tiene lugar en las centrales eléctricas que pueden ser de diversos tipos, según la tecnología que empleen: nuclear, hidráulica, térmica, solar, eólica, etc. En este eslabón de la cadena de la electricidad se producen las primeras pérdidas debido a que ninguna tecnología en la actualidad

es capaz de aprovechar al 100% el potencial energético del suministro que emplea. En una central térmica, por ejemplo, a partir de diez unidades de combustible, solo se producen dos de electricidad, mientras en una central hidráulica, de diez unidades de energía potencial del agua, ocho pasan a ser electricidad (Raúl, 2011). Este último elemento confirma el nivel de eficiencia de la energía hidráulica en relación con la energía térmica.

Cada central de generación tiene sus propias características para obtener la electricidad, lo que dificulta explicar de forma resumida su origen. Por ese motivo, a continuación, se muestra de forma general las principales características de los diferentes tipos de centrales eléctricas (Penelope, 2012):

En las centrales de carbón, gasóleo y gas natural se obtiene la electricidad mediante la combustión de combustibles fósiles. El calor generado calienta agua a alta presión que mueve una turbina que está conectada a un generador eléctrico donde se obtiene la electricidad. En la Figura 2.3 se muestra la estructura técnica de una central térmica que trabaja con el consumo de combustibles fósiles.

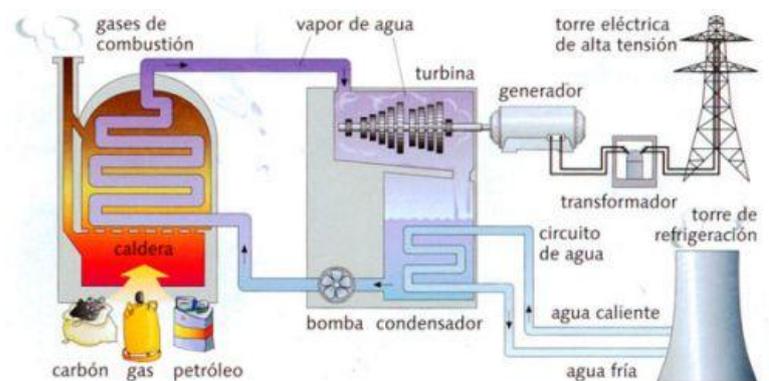


Figura 2.3. Estructura técnica de una central térmica

Fuente:http://3.bp.blogspot.com/_d5JwFRLDLX0/TA31Y1YcbII/AAAAAAAAAAM/qi1za44oeuc/s640/termica01.jpg

En las centrales térmicas la caldera es el lugar donde se lleva a cabo el calentamiento del agua que será proporcionada por un suministro y movilizada mediante sistema de bombeo, la caldera tendrá características en función del combustible a utilizar, el cual puede ser diésel, gas, bunker, carbón y algunos otros utilizados en menor escala.

El objetivo técnico de la caldera es elevar la temperatura del agua al punto de convertirla en vapor, sin embargo ese vapor aun es húmedo y de poca presión,

por lo que se recalienta en tuberías para elevar aún más su temperatura y sus niveles de presión, el vapor llegará a una turbina diseñada y acoplada para dar el movimiento de gran velocidad al rotor del generador, una vez ocurrido esto el vapor restante entra en un condensador para iniciar un proceso de enfriamiento que lo lleva nuevamente a un estado líquido para luego retroalimentar el sistema y volver a la caldera. A pesar de reutilizar el agua una y otra vez, el sistema convencional del ciclo Rankine tiene muchas pérdidas calóricas, por lo cual su eficiencia es baja y de alrededor del 30%, debido a esto se han tomado medidas de eficiencia en el sistema para realizar ciclos combinados y llegar a aprovechar la energía que se fuga, algunas de esas medidas pueden ser las siguientes:

- Disminuir la presión en el condensador
- Aumentar presión en la zona de la caldera
- Sobrecalentar el vapor
- Utilizar un recalentador intermedio
- Precalentar el agua que alimenta el condensador
- Realizar ciclos binarios
- Realizar un proceso combinado con gas a presión

2.1.5 La central de ciclo combinado

La Central de ciclo combinado de gas natural consiste en una instalación similar a la anterior, pero de mayor eficiencia ya que posee dos circuitos conectados a un generador. Uno de ellos, sigue el mismo funcionamiento explicado en el punto anterior, y el otro se trata de un ciclo agua-vapor que emplea el calor remanente de los gases de la combustión. En la Figura 2.4 se muestra el esquema técnico de una central eléctrica de ciclo combinado.

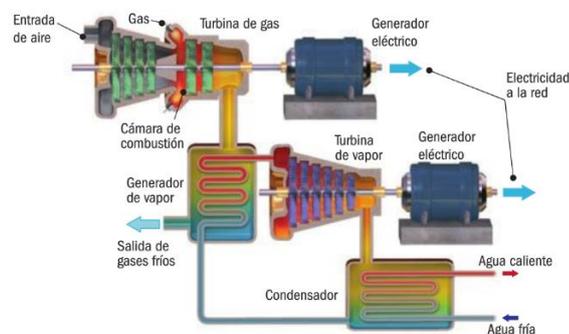


Figura 2.4. Esquema técnico de una central eléctrica de ciclo combinado

Fuente: (<http://3.bp.blogspot.com/>-

3jvRwENC4_w/UJOBByeE8nl/AAAAAAAFt4/IgPEbh5Tbcc/s1600/Central-termica-ciclo-combinado.png)

2.1.6 La central nuclear

En una central nuclear el agua se calienta a alta presión mediante el calor liberado en la fisión nuclear. Ese vapor a presión, al igual que los casos anteriores, moverá una turbina conectada a un generador eléctrico. En la Figura 2.5 se muestra un esquema técnico de una central nuclear.

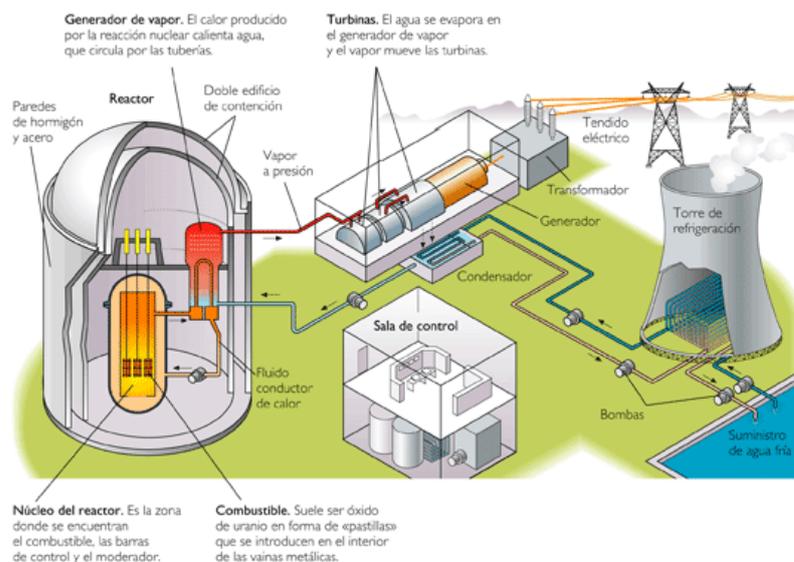


Figura 2.5. Esquema técnico de una central nuclear

Fuente: (<http://www.areatecnologia.com/electricidad/imagenes/central-termica-nuclear.png>)

2.1.7 La central de biomasa

La central eléctrica de biomasa tiene funcionamiento similar a las centrales de combustibles fósiles. La diferencia fundamental está en el tipo de combustible empleado. Estas centrales usan biomasa, un combustible de origen renovable. En la Figura 2.6 se muestra un esquema técnico de una central de biomasa.

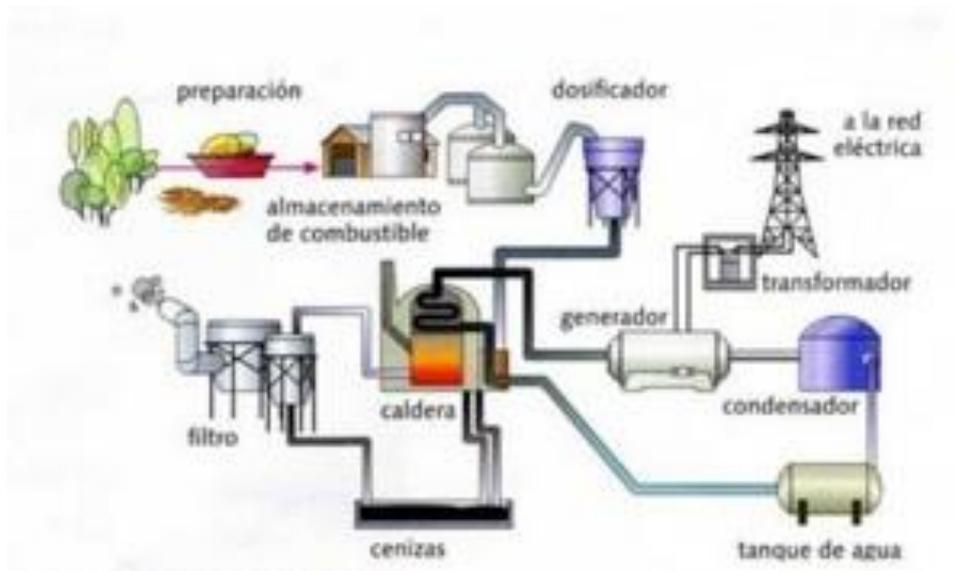


Figura 2.6. Esquema técnico de una central eléctrica de Biomasa
Fuente: http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno12/costosernc/D._Biomasa_files/droppedImage_1.jpg

2.1.8 La central hidráulica

Las centrales hidráulicas suelen estar situadas en embalses donde se acumula el agua. La electricidad se obtiene mediante el giro de las turbinas conectadas a un generador, que se mueven mediante el agua almacenada que cae desde gran altura. Actualmente existen micros y picos turbinas que son capaces de generar electricidad con poco caudal de agua. Varias de estas pequeñas centrales hidráulicas llegan a tener una generación de electricidad equivalente a una gran central hidráulica. En la Figura 2.7 se muestra el esquema de una central eléctrica hidráulica.

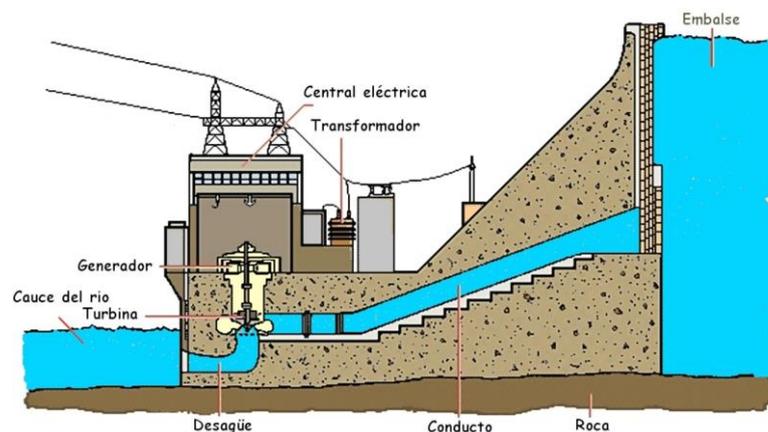


Figura 2.7. Esquema de una central eléctrica hidráulica
Fuente: <http://www.geocities.ws/cytparatodos/vidaytierra/energiahidraulica/esquema.jpg>

2.1.9 *La energía eólica*

La energía eólica es la energía cinética que presentan las masas de aire en movimiento. (Cataldo & Nunes, 2006). La utilización de la fuerza del viento para la generación de electricidad es una alternativa limpia y económica para satisfacer la creciente demanda de energía en el mundo, ya que no contamina ni el agua ni el aire y el costo del viento es cero, reduciendo así sus costos operativos. Las corrientes de viento son una consecuencia de la acción del sol sobre las masas de aire ubicadas en diferentes latitudes que al calentarse de manera no uniforme generan una diferencia de presión que ocasiona su movimiento, el aire caliente es menos pesado que el aire frío por lo tanto asciende. Se calcula que entre el uno y dos por ciento de energía solar que incide sobre el planeta tierra se convierte en viento (Esteire, Madrid & Madrid, 2010).

Históricamente el viento desde hace varios siglos ha sido un aliado de los seres humanos quienes lo han utilizado en la navegación con los barcos de vela, en labores de agricultura con molinos de viento para moler granos y bombear agua y en la actualidad para la generación de electricidad a través de aerogeneradores los cuales, contrario a lo que podría creerse no son nuevos, siendo como antecedentes la turbina de Lacourt que data de finales del siglo XIX llegando a producir por aquel entonces hasta 25 kW (Espejo, 2004), y ayudados por el avance de las ciencias aeronáuticas se consiguen importantes avances que impulsan el uso de dichos mecanismos.

El principio de funcionamiento de la energía eólica es sencillo, el aire en movimiento influye sobre las palas de molinos de viento o aerogeneradores acopladas a un eje haciendo que este gire y transfiera dicho movimiento a un bobinado el cual produce electricidad. La energía del viento al ser energía cinética responde a la ecuación 2.1:

$$E_{viento} = \frac{1}{2}mv^2 \quad (2.1)$$

Siendo E_{viento} la energía cinética del viento expresada en kJ, m la masa en kilogramos y v la velocidad en metros sobre segundos. Con lo que se afirma que la energía producida por el viento será directamente proporcional al cuadrado de su velocidad. Conociendo esto es fundamental considerar esta variable antes de

escoger los sitios para la instalación de aerogeneradores ya que las corrientes de aire no son las mismas en todos los lugares, ni son constantes en el tiempo.

Si se considera que la masa del viento puede expresarse mediante la ecuación 2.2:

$$m = \rho V \quad (2.2)$$

Reemplazando en la ecuación de energía 2.1 se obtiene la ecuación 2.3.

$$E_{viento} = \frac{1}{2} \rho V v^2 \quad (2.3)$$

Donde

$\rho \rightarrow$ densidad del aire

$V \rightarrow$ volumen del aire que incide sobre las aspas del aerogenerador y si se considera que dicho volumen está dado por:

$$V = Avt$$

Reemplazando en la ecuación 2.3 se obtiene la ecuación 2.4.

$$E_{viento} = \frac{1}{2} \rho Av^3 t \quad (2.4)$$

donde

$A \rightarrow$ área de barrido de las aspas

$t \rightarrow$ intervalo de tiempo considerado, se conoce además, que la potencia es igual a la integral de la energía con respecto al tiempo y se expresa mediante la ecuación 2.5:

$$P_{viento} = \frac{1}{2} \rho Av^3 \quad (2.5)$$

Se observa entonces que la potencia del viento es directamente proporcional a la velocidad al cubo, razón suficiente para considerar que esta variable es fundamental para el diseño de un sistema de generación eólica, sin embargo no toda la potencia del viento es transferida al aerogenerador, esto depende de las características constructivas de la tecnología, siendo además de la longitud de las aspas el coeficiente de potencia (C_p) los que determinan el resultado final. El coeficiente de potencia es la relación entre la potencia del viento que entra a la

turbina y la potencia extraída de la misma y se expresa mediante la ecuación 2.6.

$$P = P_{viento} C_p \quad (2.6)$$

Si se inserta la ecuación 2.5 en la 2.6 se obtiene la siguiente igualdad, que se expresa mediante la ecuación 2.7:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p \quad (2.7)$$

Este análisis ha sido efectuado a turbinas de hélice que son las más utilizadas para este tipo de propósitos.

En la Figura 2.8 se muestran las variables que intervienen en la generación eólica.

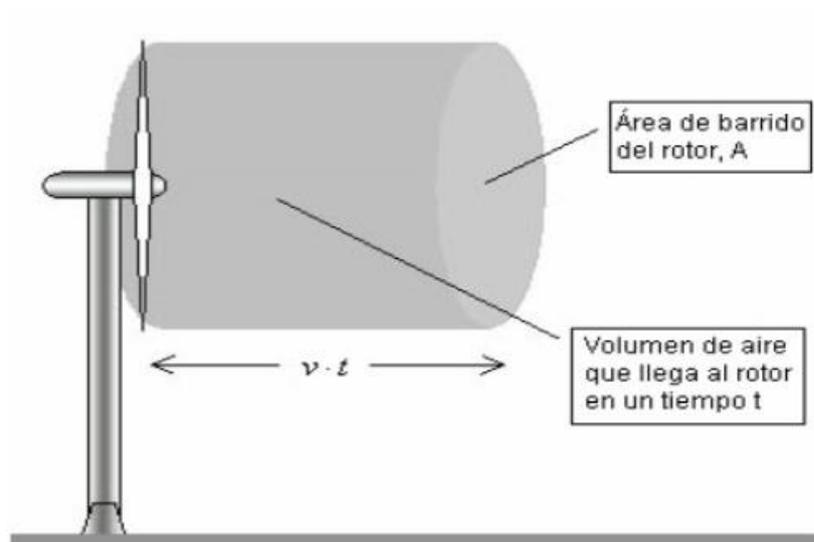


Figura 2.8. Variables que intervienen en la generación eólica
Fuente: (Rosenmann, 2007)

Una de las características de este recurso es su condición aleatoria y variable, por cuanto depende de condiciones atmosféricas que no pueden ser controladas ni modificadas. Esto lleva a que se requieran exhaustivas mediciones como condición previa para el desarrollo de proyectos destinados a su aprovechamiento (Rosenmann, 2007).

2.1.10 *Los aerogeneradores*

Los aerogeneradores son máquinas que transforman la energía mecánica en energía eléctrica, y su principio de funcionamiento aprovecha la dinámica del aire para mover un eje al cual a través de un sistema multiplicador de velocidad se acopla al generador para este produzca energía eléctrica

Los aerogeneradores constan de las siguientes partes que se describen a continuación:

El rotor consiste en el conjunto de elementos encargados de transmitir el movimiento del viento al generador, dentro de este conjunto las aspas son las que captan el movimiento del viento y gracias a su diseño aerodinámico. Usualmente están construidas de resina de polyester o fibra de vidrio y se fijan a un eje mediante bujes. Las aspas pueden diversos diseños aerodinámicos y su número puede variar de dos a tres.

El multiplicador es un sistema mecánico conectado al rotor cuya finalidad es elevar el número de revoluciones acorde a la necesidad del generador y en base a esta hasta podría omitirse el sistema multiplicador. Estos sistemas pueden ser de dos tipos: de poleas dentadas y de engranaje.

El generador es la parte fundamental y tiene la función de transformar la energía mecánica en energía eléctrica. Está constituido por dos bobinados, uno fijo y otro móvil, cuya interacción basada en la variación de los flujos magnéticos genera una fuerza electromotriz que puede de corriente continua o de corriente alterna.

La góndola constituye el compartimento donde se alojan los equipos principales del aerogenerador.

La torre, es el soporte de los elementos anteriormente citados, a mayor altura hay mayor probabilidad de conseguir corrientes de aire, deben ser lo suficientemente fuertes para soportar no solo el peso de los equipos, sino también la presión del viento. Alcanzan alturas desde 40 hasta los 100 metros. Pueden distinguirse cuatro tipos de torres, cada una con características que se ajustan a las condiciones requeridas para cada caso:

- i. Torres de celosía, por sus características constructivas facilitan la circulación del aire, pueden ser metálicas o de madera además sus costos respecto a las demás alternativas son menores.

En la Figura 2.9 se muestra una torre de celosía, que resulta la más alta del mundo con 160 metros.



Figura 2.9. Torre de celosía más alta del mundo con 160 metros
Fuente: (Mundoenergía, 2016)

- ii. Torres tubulares, están constituidas por secciones tronco-cónicas unidas por pernos en los extremos, se fabrican de metal o de hormigón armado en longitudes de 20 a 30 metros, requieren muy poco mantenimiento y son las más utilizadas para grandes aerogeneradores.

En la Figura 2.10 se muestra un grupo de torres tubulares con una altura entre los 20 y 30 metros.



Figura 2.10. Torres tubulares con altura entre 20 y 30 metros
Fuente: (Uruguay Natural Marca Pais, 2015)

- iii. Torre de mástil tensado, consiste en delgadas torres metálicas sostenidas por cables anclados al piso. En la Figura 2.11 se muestra una torre de mástil tensado.



Figura 2.11. Torre de mástil tensado
Fuente: (ITC, 2017)

- iv. Las torres híbridas, son la combinación de características de los tres tipos de torres anteriores.

Cada uno de estos tipos de torres debe poseer una estructura adecuada a su altura y al peso que debe soportar de los aerogeneradores.

El equipo de control está alojado en la góndola para controlar al aerogenerador en función de las condiciones externas y las demandas de producción. Con la finalidad de aprovechar de mejor manera la incidencia del viento se debe controlar la orientación del aerogenerador, la cual se logra manteniendo el plano de orientación del rotor perpendicular a la dirección del viento, para esto se utilizan mecanismos como veletas de cola para aerogeneradores pequeños o rotores de barlovento con orientación asistida para grandes aerogeneradores de gran magnitud, los cuales incluyen un anemómetro que mide la velocidad del viento la cual es una variable.

En la Figura 2.12 se muestra el equipo de control de un aerogenerador.

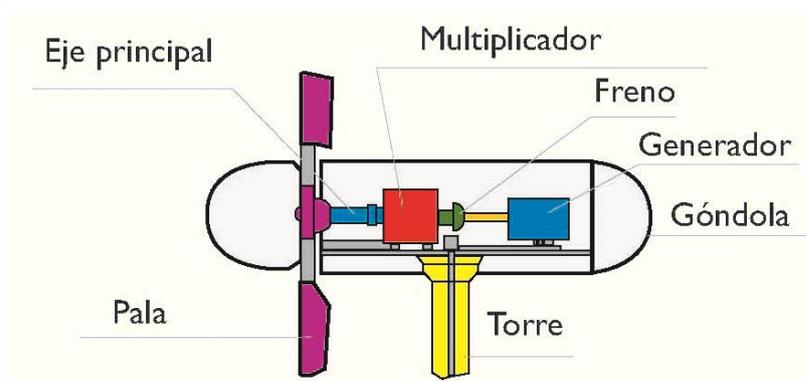


Figura 2.12. Partes del equipo de control de un aerogenerador
Fuente: (Bioescuela, 2016)

Un parque eólico está integrado por aerogeneradores. Los molinos eólicos poseen unas aspas que serían equivalentes a las turbinas de las centrales hidroeléctricas y un generador. La electricidad se genera orientando las palas al viento para que éste las mueva. Existen pequeños aerogeneradores que son capaces de generar energía eléctrica con poco potencial de viento y a baja altura. Varios de estos aerogeneradores operando son capaces de generar el equivalente de energía de un gran aerogenerador. En la Figura 2.13 se muestra un esquema técnico de un aerogenerador.

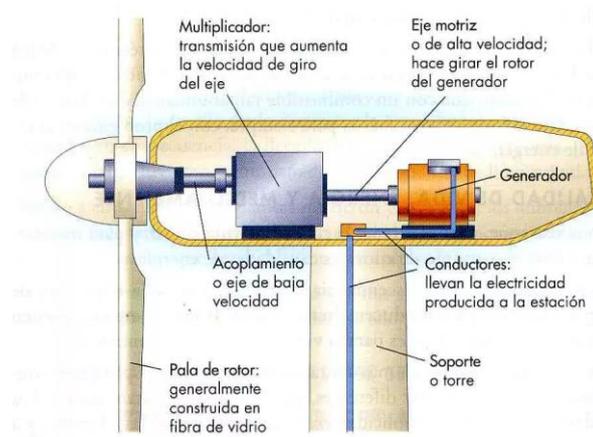


Figura 2.13. Esquema técnico de un aerogenerador

Fuente: <https://i0.wp.com/greenarea.me/wp-content/uploads/2016/01/AEROG.png?resize=903%2C675>

Los aerogeneradores de acuerdo con sus características constructivas pueden dividirse en máquinas de eje horizontal y máquinas de eje vertical. Las de eje horizontal son las más utilizadas y por sus siglas en inglés se conocen como HAWT (*Horizontal Axis Wind Turbine*). Se subclasifican en aerogeneradores de gran potencia y de baja potencia. Las de eje vertical son conocidas como VAWT (*Vertical Axis Wind Turbine*). Esta máquina particularmente realiza su rotación de manera perpendicular a la dirección del viento por este motivo carecen de sistemas de orientación a las corrientes de aire. Demanda muy pocas acciones de mantenimiento y entre ellas se pueden mencionar dos tipos (Lucio, 2014):

- i. Tipo Savonius, que está conformada por dos semicilindros de iguales características colocados de manera paralela al eje vertical de giro, el viento ejerce sobre estos semicilindros fuerzas diferentes ocasionando su giro.
- ii. Tipo Darrieus, que está provistas de dos o tres palas de forma ovalada con perfil aerodinámico con características similares a las de eje

horizontal, es la única máquina de eje vertical que ha tenido éxito comercial.

Entre sus puntos bajos se dirá que necesitan de un motor de arranque y por sus características constructivas no alcanzan grandes alturas donde el viento alcanza mayores velocidades, si se las compara con las de eje horizontal de igual potencia, son menos veloces y su rendimiento es menor.

2.1.11 La central geotérmica

En una central geotérmica se aprovecha el calor del interior de la tierra para calentar agua a alta temperatura y presión, la cual se encarga de mover una serie de turbinas conectadas a un generador. Estas centrales se instalan en zonas donde el suelo alcanza altas temperaturas a bajas profundidades. En la Figura 2.14 se muestra el esquema técnico de una central geotérmica.



Figura 2.14. Esquema técnico de una central geotérmica
Fuente: data:image/jpeg;base64,/9j/4AAQSkZJRgABAQAAQABAAD

2.1.12 La central mareomotriz

Las centrales mareomotrices se encuentran en proceso de investigación para mejorar su eficiencia, aunque existen ya algunas situadas en océanos con grandes mareas como el océano Atlántico. El funcionamiento se basa en utilizar las corrientes de las mareas para movilizar una turbina conectada a un generador. En la Figura 2.15 se muestra una central mareomotriz.



Figura 2.15. Central Mareomotriz

Fuente: <https://encrypted->

[tbn0.gstatic.com/images?q=tbn:ANd9GcRZLyEsY8K4mh5Fw2WCXhWV9sRThYcEsq3tAPS-XtUatDC6m1AA](https://encrypted-tbn0.gstatic.com/images?q=tbn:ANd9GcRZLyEsY8K4mh5Fw2WCXhWV9sRThYcEsq3tAPS-XtUatDC6m1AA)

2.1.13 La central undimotriz

Las centrales undimotrices se encuentran todavía en fase de desarrollo muy temprana. En estas instalaciones se genera la electricidad utilizando el movimiento de las olas de mar para mover las turbinas. En la Figura 2.16 se muestra una central eléctrica undimotriz.



Figura 2.16. Central eléctrica undimotriz

Fuente: <https://encrypted->

[tbn0.gstatic.com/images?q=tbn:ANd9GcTs3vSZYPaf0jgdDPqJXPZw3NWNtOEuoxw6eXXHj1xkHa60amF](https://encrypted-tbn0.gstatic.com/images?q=tbn:ANd9GcTs3vSZYPaf0jgdDPqJXPZw3NWNtOEuoxw6eXXHj1xkHa60amF)
x

2.2 Energía eléctrica fotovoltaica.

La energía fotovoltaica es un tipo de energía renovable que aprovecha la radiación solar para producir electricidad. El sol es considerado como una gran fuente de energía la misma que provee a la Tierra de luz, regula la temperatura, es responsable de la fotosíntesis y es causante del movimiento de masas de aire y agua por efecto de los gradientes térmicos que en ellos se producen. La energía que produce el sol es 6000 veces superior a la que se consume en el planeta y de ella se aprovecha muy poco, cuando los avances tecnológicos

permiten que la podamos transformar en electricidad o aprovechar en mayor proporción el calor y la luz que emite (Rodríguez and Vázquez, 2018).

Las tendencias mundiales apuntan al uso racional de la energía y la búsqueda y aplicación de alternativas de generación cuya afectación al medio ambiente sea mínima, siendo el aprovechamiento de las fuentes renovables una opción válida para alcanzar dicho propósito. Los sistemas de generación con quema de combustibles fósiles provocan emisión de gases a la atmósfera entre ellos el dióxido de carbono cuya acumulación ha provocado cambios climáticos que afectan la calidad de vida de los seres que habitan este planeta.

Los sistemas de energía solar fotovoltaica conectados en red son los sistemas de energía solar fotovoltaica que mayor crecimiento han mostrado en los últimos años; La regulación del sector eléctrico desempeña un papel importante para asegurar la disponibilidad de energía de acuerdo con las necesidades futuras del país, fomentando su producción teniendo en cuenta las necesidades a medio y largo plazo, así como la necesidad de ofrecer fuentes de energía más limpias. (Rampinelli et al., 2015).

Según IRENA en el año 2017 a nivel mundial se instalaron cerca de 94 GW, siendo China el país que lleva la delantera con 53.1 GW seguido de lejos por India con 9,6 GW, los Estados Unidos con 8,6 GW, Japón con 7 GW y Europa en conjunto con 5,9 GW. En América Latina con valores mucho menores destacan Chile, México, Costa Rica, Brasil y Argentina en su afán proveer a sus habitantes de energía limpia (Vázquez and Colectivo de autores, 2017).

El efecto fotoeléctrico es el fundamento de la generación fotovoltaica, se conoce desde 1839 gracias al científico francés Alexandre-Edmond Becquerel. Ciertos materiales absorben la luz, y la energía de los fotones excita a los electrones del material provocando que parte de ellos salgan de sus posiciones lo que genera cargas negativas, debidas a los electrones desplazados, y cargas positivas, debidas a los huecos dejados por los electrones (Velasco & Cabrera, 2009)

La captación de energía solar se realiza a través de células fotovoltaicas, las mismas que están constituidas a manera de un sánduche por dos capas de silicio con impurezas de fósforo para la capa N y de boro para la capa P, comparable

con la estructura de un diodo. Al recibir en su superficie los rayos del sol generan un campo eléctrico que excita los electrones libres produciendo corriente eléctrica. Las células fotovoltaicas de silicio se clasifican en monocristalinas, que resultan muy utilizadas por su alta confiabilidad y duración y las multicristalinas que generan electricidad con una eficiencia más baja que las monocristalinas. Existen además las cintas de silicio, las de telurio de cadmio y arseniuro de galio, siendo esta última de alta eficiencia, pero al mismo tiempo sus costos son onerosos. (Novygrad, 2014). La eficiencia de las celdas fotovoltaicas fluctúa entre seis y el cuarenta por ciento dependiendo del tipo de celda, esta eficiencia se determina considerando el porcentaje de energía solar que absorbe un área colectora de celdas fotovoltaicas.

Las células fotovoltaicas proveen una tensión pequeña, por ello es necesario conectarlas en serie y/o en paralelo para obtener los niveles de tensión y corriente deseados. Al asociar las células se obtienen los módulos fotovoltaicos, cuya potencia es una función de la superficie y la eficiencia que estos presenten. El rendimiento de los paneles depende de la radiación solar, la temperatura, las condiciones meteorológicas, la latitud geográfica y la orientación de los paneles con respecto al sol.

La potencia de una celda fotovoltaica se puede determinar utilizando la Ecuación 2.8 (Rodríguez and Vázquez, 2018).

$$P_{max} = V_{max} * I_{max} \quad (2.8)$$

donde:

P_{max} = Potencia máxima.

V_{max} = Tensión máxima de la celda.

I_{max} = Corriente máxima en la celda.

En la Figura 2.17 se muestra la curva de rendimiento de las celdas fotovoltaicas (Rodríguez and Vázquez, 2018).

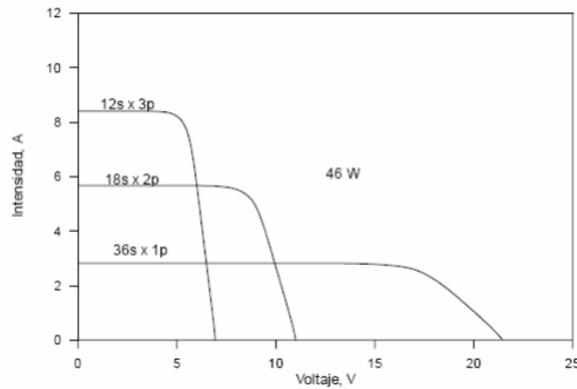


Figura 2.17. Curva característica del módulo fotovoltaico para diferentes combinaciones serie-paralelo de la célula solar

Fuente: (Dévora, 2017)

2.2.1 Tipos de sistemas fotovoltaicos

Las centrales fotovoltaicas son instalaciones que generan la electricidad a partir de la radiación solar con el empleo de los módulos fotovoltaicos que constituyen el generador. Estas centrales no emplean la energía mecánica, sino que generan la electricidad a través de una serie de reacciones químicas que se producen en las células solares. Básicamente existen dos tipos de estas instalaciones: Centrales fotovoltaicas aisladas y las que se conectan directamente a la red eléctrica (Rodríguez and Vázquez, 2018).

i. Sistemas fotovoltaicos aislados

Los sistemas aislados están provistos de baterías, que serán las encargadas de almacenar la energía consumida en ciclos diarios, dicha característica es la que permite abastecer la demanda incluso mientras no hay radiación solar sobre los paneles. Estos sistemas han sido utilizados como una solución para proveer electricidad en puntos en los que, por su ubicación no poseen redes de electricidad convencionales, usualmente zonas rurales alejadas y cuya potencia demandada generalmente es baja (Rodríguez and Vázquez, 2018). En la Figura 2.18 se muestra el esquema técnico de una central fotovoltaica aislada.

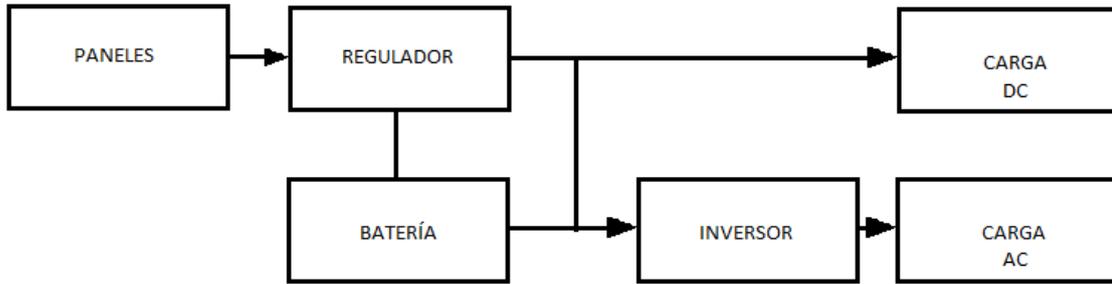


Figura 2.18. Esquema de una central fotovoltaica aislada

En la Figura 2.19 se muestra la disposición técnica de una central fotovoltaica aislada.

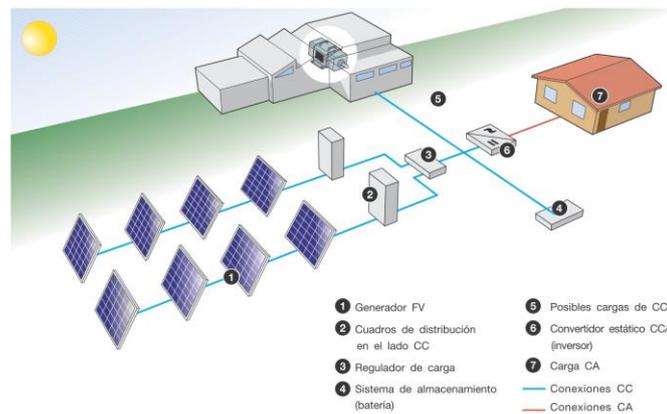


Figura 2.19. Esquema técnico de una central fotovoltaica autónoma
Fuente: <https://globoelectricity.files.wordpress.com/2013/09/planta-aislada1.jpg>

ii. Sistemas fotovoltaicos conectados a red

Los sistemas de generación fotovoltaicos conectados a red operan en paralelo con los sistemas eléctricos convencionales y entre ellos se instala un inversor de corriente directa a corriente alterna que lleva a la energía generada a los mismos niveles de tensión y frecuencia de operación de la red eléctrica pública. Estos sistemas carecen de acumuladores de energía porque pueden satisfacer la demanda interna de un consumidor o bien pueden estar entregando energía en tiempo real, de ser el caso se requiere un medidor bidireccional para contabilizar tanto la energía que se entrega a la red, así como la que se consume de ella. En los sistemas conectados a red se distinguen los siguientes componentes: módulos o paneles fotovoltaicos, inversor DC/AC, dispositivo de intercambio de energía, contador de energía bidireccional, protecciones, sistema de control y monitoreo y la red eléctrica a la cual

se inyecta la energía (Rodríguez and Vázquez, 2018). En la Figura 2.20 se muestra el esquema técnico de una central fotovoltaica conectada a la red.



Figura 2.20. Esquema de una central fotovoltaica conectada a la red

En la Figura 2.21 se muestra la disposición técnica de una central fotovoltaica conectada a la red.



Figura 2.21 Disposición técnica de una central fotovoltaica conectada a la red

Fuente: <https://i.pinimg.com/736x/4c/11/f3/4c11f370777b92d2ed291efa69b70890--central.jpg>

Se puede concluir que la generación de la electricidad es un proceso muy variado dependiendo de la energía primaria utilizada y que, aunque las centrales de carbón, gasóleo, gas natural, nucleares e hidráulicas son las más extendidas en todo el planeta, actualmente se está potenciando el uso de energía primaria renovable para disminuir la contribución de la generación de electricidad al cambio climático y entre estas tecnologías se destaca el aprovechamiento fotoeléctrico de la energía solar.

2.3 Componentes de los sistemas fotovoltaicos conectados a red

A continuación, se detallan los elementos que conforman los sistemas de generación fotovoltaicos conectados a red y algunas de las regulaciones que deben cumplir.

2.3.1 Paneles Fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos están conformados por un arreglo matricial de células fotovoltaicas protegidas por una lámina de vidrio comúnmente en configuración sánduche, lo cual protege ambas caras de las celdas y enmarcados en aluminio anodizado, siendo una estructura frágil y liviana capaz de soportar las condiciones de la intemperie (Robayo and Serna, 2015).

Dependiendo de los niveles de tensión e intensidad eléctrica requeridos se deben hacer conexiones en serie y en paralelo para obtener tensión y potencia deseadas ya que, por sí sola una celda fotovoltaica genera un mínimo de 0,5 V e intensidad de 2 A (Robayo and Serna, 2015).

Los paneles fotovoltaicos deben cumplir con los requerimientos de fabricación, entre los cuales se pueden señalar que: deben estar avalado por algún laboratorio reconocido para la instalación y funcionamiento que demandan los reglamentos de cada país en el que se vayan a instalar. Se clasifican de acuerdo con su forma y estos pueden ser: con sistema de concentración, de formato teja o baldosa y bifaciales.

Los paneles de con sistema de concentración poseen una serie de superficies reflectantes que tienen por finalidad concentrar la radiación solar sobre los paneles. Los de formato de baldosa o teja pueden cubrir superficies como tejados, pisos y paredes, ya que son módulos de pequeño tamaño y pueden interconectarse entre sí. Los bifaciales tienen la capacidad de recibir radiación solar por cualquiera de ambas caras, siendo colocados sobre superficies blancas que faciliten la reflexión de los rayos solares (Pilco & Jaramillo, 2011).

2.3.2 Inversores

Con respecto al inversor, se puede decir que cumple una función muy importante, ya que la generación de los paneles fotovoltaicos es en corriente directa y la mayor parte de las cargas que se utilizan tanto en sector domiciliario, el comercial y el industrial funcionan con corriente alterna, entonces el inversor se encarga de transformar una señal de corriente directa en una de corriente alterna, y sincronizar los niveles de tensión y la frecuencia de la red eléctrica a la cual se conectará. Al ser la señal de entrada variable, el inversor deberá estar configurado para extraer la máxima potencia que el generador fotovoltaico sea capaz de entregar. Además, deben poseer incorporadas las siguientes

protecciones: protección contra polarización inversa, seccionador de carga, resistencia al cortocircuito, monitorización de toma a tierra, monitorización de red y protección diferencial integrada (Carte et al., 2009).

El dispositivo de intercambio de energía es el encargado de hacer que la energía suministrada cumpla con los requerimientos de calidad que exige la normativa de cada país. En Ecuador está la regulación 004/15, en la cual se indica que los inversores de sistemas fotovoltaicos conectados a red deben cumplir con los siguientes requisitos (ARCONEL, 2015):

- Poseer certificación de que los mecanismos de prevención de isla no intencional cumplen con la norma IEC 62116 (IEC, 2014b).
- Calidad de onda de voltaje dentro de los parámetros establecidos en la regulación 004/15, para lo cual se deben seguir los métodos de medición descritos en la norma IEC 61000-4 (IEC, 2015).

Entre las variables a tener en cuenta para el dimensionamiento de este equipo están (IEC, 2014b), (IEC, 2015).

- Tensión nominal, tanto la de entrada como la de salida considerando que la tensión de entrada puede ser variable pero que la de salida debería mantenerse fija o con variaciones de hasta un $\pm 5\%$ de la misma.
- Potencia nominal, que es la capacidad que se puede entregar a la carga, se debe considerar que en ciertas ocasiones deberá soportar sobrecargas ya que algunos aparatos de consumo propician este fenómeno, estas sobrecargas pueden ser de hasta 160% siempre y cuando esta no exceda un minuto de duración, 140% con una duración de hasta tres minutos y 120% la cuál será cuando máximo de diez minutos.
- Eficiencia, esta es la relación entre la potencia de salida versus la potencia de salida.
- Forma de onda, usualmente senoidal por la naturaleza de cargas a alimentar.
- Factor de potencia, que es la relación entre la potencia activa y la potencia aparente.

Los inversores para seguridad propia y del sistema deben tener conexión con un dispositivo de corte por falta de carga, además de protecciones contra cortocircuitos, sobrecargas e inversión de la polaridad.

2.3.3 Equipos de protección, control y monitoreo

En cada país existen normativas para la instalación de sistemas fotovoltaicos, como todo sistema eléctrico, un sistema fotovoltaico debe poseer un sistema de protecciones, tanto para evitar daños en sus elementos propiamente dichos y evitar repercusiones en el sistema. Algunos autores (Mendez and Cuervo, 2011) afirman que los sistemas fotovoltaicos deben disponer de las siguientes protecciones:

- Interruptor magneto térmico en el punto de conexión, accesible a la empresa de distribución.
- Interruptor diferencial.
- Interruptor automático de interconexión con relé de enclavamiento accionado por variación de tensión y frecuencia.
- Separación galvánica entre la red de distribución y la instalación fotovoltaica.
- Las características atmosféricas del Ecuador demandan tener una puesta a tierra en las instalaciones fotovoltaicas, a la que estará conectada, al menos, la estructura de soporte del generador y los marcos metálicos de los módulos.

El contador de energía bidireccional como se citó anteriormente es un contador de la energía entregada al sistema, así como la que se consume de la misma. Debe estar aislado electromagnéticamente por interferencia de equipos electrónicos.

El sistema de control y monitoreo debe mostrar y almacenar valores en tiempo real de tensión, intensidad, ambos en DC y AC, fecha, hora, potencia, temperatura, radiación, rendimiento del día y desde la puesta en funcionamiento del sistema.

2.4 Las redes eléctricas

Desde los inicios de los sistemas de potencia, la red eléctrica funcionaba como un sistema aislado de la generación distribuida, que servía a un área geográfica particular. Gradualmente se ha convertido en una red expansiva que incorpora múltiples áreas. A comienzos del siglo XIX, la electricidad fue una idea novedosa que competía con el vapor, la hidráulica, el enfriamiento o calentamiento directo, y principalmente el gas natural. En esa época, la producción de gas y su reparto se había convertido en la principal industria moderna de energía. A mitad del siglo XIX, la iluminación por arco eléctrico se convirtió rápidamente en algo mucho más ventajoso que el gas volátil ya que este produce luz pobre, calentamiento excesivo que hacía que los cuartos se calentaran y se llenaran de humo y partículas nocivas como el monóxido de carbono (Zapata, 2013).

En un momento dado, toda la energía era producida cerca del dispositivo o del servicio que la requería, pero poco a poco las empresas eléctricas se encargaron de las economías de escala y cambiaron a generación centralizada, distribución y administración del sistema, para lo cual fue necesario articular los inmensos sistemas de transmisión y distribución de la electricidad

Una red eléctrica constituye una estructura que suele estar interconectada con el propósito de suministrar electricidad desde los proveedores hasta los consumidores. Consiste de tres componentes principales, las plantas generadoras que fueron analizadas en el acápite anterior; las líneas de transmisión que llevan la electricidad de las plantas generadoras a los centros de demanda y las líneas de distribución que incluye los transformadores que reducen el voltaje para garantizar el suministro de energía al consumidor final (Thompson, 2016).

2.4.1 La red de transporte

A través de la red de transporte de alta tensión la electricidad sale de los puntos de generación hasta los puntos de distribución a los consumidores. Este sistema es el responsable de que en todo momento la oferta de energía sea la adecuada para la demanda, y también debe ser gestionada para reducir al máximo las pérdidas de energía. Aun así estas pérdidas se producen, alcanzando en el

transporte en torno del 3%-6% por cada 1.000 km (Raúl, 2011). En la Figura 2.22 se muestra una línea de transporte de energía eléctrica.



Figura 2.22. Red de transporte de energía eléctrica

Fuente:https://www.eluniverso.com/sites/default/files/styles/powgallery_800/public/fotos/2012/08/redeseletricasfoto_456_336.jpg?itok=82Hoem_2

Las tensiones en las redes de transporte son superiores a los 69 KV. A medida que la electricidad viaja por las líneas de transporte, éstas pierden energía debido a la resistencia que ofrece el conductor eléctrico. Una manera de combatir la resistencia eléctrica, reducir las pérdidas y aumentar la eficiencia del sistema es aumentar el voltaje de las líneas y utilizar materiales altamente conductores. Pero el mejor modo de disminuir las pérdidas es reducir la distancia entre generación y consumo: por ello, las redes eléctricas del futuro tratarán de acercar productores y consumidores, sustituyendo largos transportes por multitud de pequeños centros de generación.

2.4.2 La red de distribución

La reducción de la tensión o voltaje de la línea se hace en las estaciones transformadoras, subestaciones y la entrega a los consumidores desde los centros de distribución.

En su recorrido por las líneas eléctricas se reduce el voltaje de la electricidad hasta llegar a los consumidores finales. Así se distingue entre media y baja tensión, esta última es la que llega a los hogares con una tensión en el Ecuador con un voltaje nominal de 120V/240 V, con una variación aceptada del cinco por ciento.

CAPÍTULO 3. MATERIALES Y MÉTODOS

<u>CAPÍTULO 3. MATERIALES Y MÉTODOS</u>	37
<u>CAPÍTULO 3</u>	40
<u>3.1 Introducción</u>	40
<u>3.2 Características técnicas de la subestación La Estancilla</u>	40
<u>3.3 Descripción técnica de la subestación La Estancilla</u>	43
3.3.1 <i>Patio de 69 kV</i>	44
3.3.2 <i>El interruptor</i>	44
3.3.3 <i>Transformador de potencia</i>	44
3.3.4 <i>Patio de 13,8kV</i>	45
<u>3.4 Caracterización del sistema eléctrico en el punto de conexión de la carga</u>	46
3.4.1 <i>Fallas en la barra de 69 kV</i>	46
3.4.2 <i>Fallas en la barra de 13.8KV</i>	46
<u>3.5 Estudio de la demanda</u>	47
<u>3.6 Estudio de la carga</u>	49
3.6.1 <i>Características de la planta potabilizadora de agua La Estancilla</i>	49
<u>3.7 Estudio del consumo horario de energía</u>	52
<u>3.8 Estudio del potencial solar</u>	55
3.8.1 <i>La radiación solar en la zona de estudio</i> ..	55
3.8.2 <i>Distribución de la radiación solar</i>	56
3.8.3 <i>Variables que pueden afectar la radiación solar</i>	56
3.8.4 <i>Nivel del potencial solar</i>	57
<u>3.9 Definición de la potencia fotovoltaica necesaria para cubrir el gasto de energía incurrido en el horario diurno</u>	59
<u>3.10 Financiamiento necesario y estudio de mercado</u>	60
<u>3.11 Evaluación de la disponibilidad del espacio</u>	61
<u>3.12 Desarrollo de las ideas conceptuales del proyecto</u>	61
<u>3.13 Análisis de la penetración a la red</u>	62
<u>3.14 Niveles de penetración de fuentes renovables recomendados</u>	64
<u>3.15 Límites de penetración de las fuentes renovables</u>	65
<u>3.16 Modelo para el diseño técnico de una central fotovoltaica conectada a la red</u>	65

<u>3.17</u>	<u>Trabajo de diseño con apoyo del software PVsyst 6.4.3</u>	67
<u>3.18</u>	<u>Determinación de impactos energéticos, económicos y ambientales por variantes.</u>	69
<i>3.18.1</i>	<i>Análisis económico.</i>	71
<i>3.18.2</i>	<i>Evaluación del impacto ambiental.</i>	74

CAPÍTULO 3

3.1 Introducción.

La energía eléctrica ha llegado a convertirse en un insumo indispensable para las actividades del ser humano, su generación se produce en diversos puntos por lo general alejado de los sitios de consumo. Con la finalidad de disminuir las pérdidas por transmisión, la energía se transporta en altos niveles de tensión, siendo las subestaciones los puntos de salida y de llegada de las líneas de transporte de energía.

Se hizo necesario tener un estudio para caracterizar la carga que va a ser servida mediante la generación, de tal manera pudo determinar la potencia a instalar teniendo en cuenta restricciones que se presentaron al momento de realizar los estudios técnicos previos a la implementación.

Así también fue importante la descripción del punto de conexión donde se encuentra conectada la carga ya que de esto depende las corrientes de fallas que se puedan presentar y de lo cual hay que tener acceso a la información. Es necesario tener sistemas eléctricos robustos que sean confiables para los usuarios y que al presentarse fallos sean de corta duración, para lograrlo es indispensable tener un sistema de protecciones capaces de identificar las fallas y despejarlas en la menor cantidad de tiempo posible.

Las subestaciones constituyen elementos importantes de los sistemas eléctricos de potencia y dada su relevancia dentro de los mismos, se consideran una serie de ellas que deben estar coordinadas de manera que el funcionamiento sea óptimo.

3.2 Características técnicas de la subestación La Estancilla

La subestación La Estancilla se encuentra ubicada en la cabecera parroquial de Ángel Pedro Giler del Cantón Tosagua Provincia de Manabí, y sirve energía a las cargas de la planta potabilizadora de agua potable La Estancilla que dota del líquido vital a los cantones Tosagua, Bolívar, Junín, San Vicente y Sucre. En la Figura 3.1 se muestra un mapa con la micro localización de la subestación La Estancilla.



Figura 3.1 Microlocalización de la subestación La Estancilla
Fuente: CNEL EP

En la Tabla 3. 1 se exponen los datos del equipamiento técnico que integra la subestación La Estancilla.

ITEM	EQUIPO	CANTIDAD
1	Transformador de Potencia 10/12,5 MVA tipo ONAN/ONAF 69/13,8 kV.	1
2	Disyuntor tripolar para 69 kV, tanque vivo tripolar 72,5 kV, 60 Hz, 600 A	1
3	Seccionador 3F, 69 kV con cuchilla puestas a tierra	1
4	Pararrayos tipo subestación 60kV.	3
5	Transformadores de potencial monofásicos para 69kV	3
6	Transformadores de corrientes MR 600/5, 5P20, 60VA	3
7	Interruptor trifásico 15kV, 1200A	1
8	Reconectador trifásico 15kV, 630A	2
9	Seccionador monopolar de cuchilla, tipo estación, 15kV, 1200A	3
10	Seccionador monopolar de cuchilla, tipo estación, 15kV, 600A	6
11	Seccionador de barra de accionamiento tripolar 15kV, 400A	2
12	Seccionador monopolar de cuchilla, tipo Tandem, 15kV, 1200A	3
13	Seccionador monopolar de cuchilla, tipo Tandem, 15kV, 600A, con fusibles de 200A.	6
14	Transformador de potencial para 8,4kV/120V. 40VA, clase 0.2 para posiciones de salida a 13,8kV.	6
15	Transformador de potencial para 8,4kV/120V. 12,5VA, clase 0.3 para sensor presencia de voltaje en la barra principal y barra de transferencia	6
16	Transformador de corriente para 15 kV, 300/5, 5A 40VA, clase 0.2 para posiciones de salida a 13,8kV.	6
17	Pararrayos 10kV, óxido metálico de Zn, tipo subestación.	6
	Tablero de protección y medición de transformador de potencia.	1
18	Tablero de protección y medición de alimentadores a 13,8kV.	2
19	Tablero para monitoreo SCADA	1
20	Banco de baterías de 125 voltios	1
21	Cargador automático de baterías tipo rectificador de onda completa	1

Tabla 3. 1 Equipamiento técnico de la subestación La Estancilla
Fuente: CNEL EP

En la Figura 3.2 se muestra el diagrama físico de los componentes de la subestación La Estancilla.

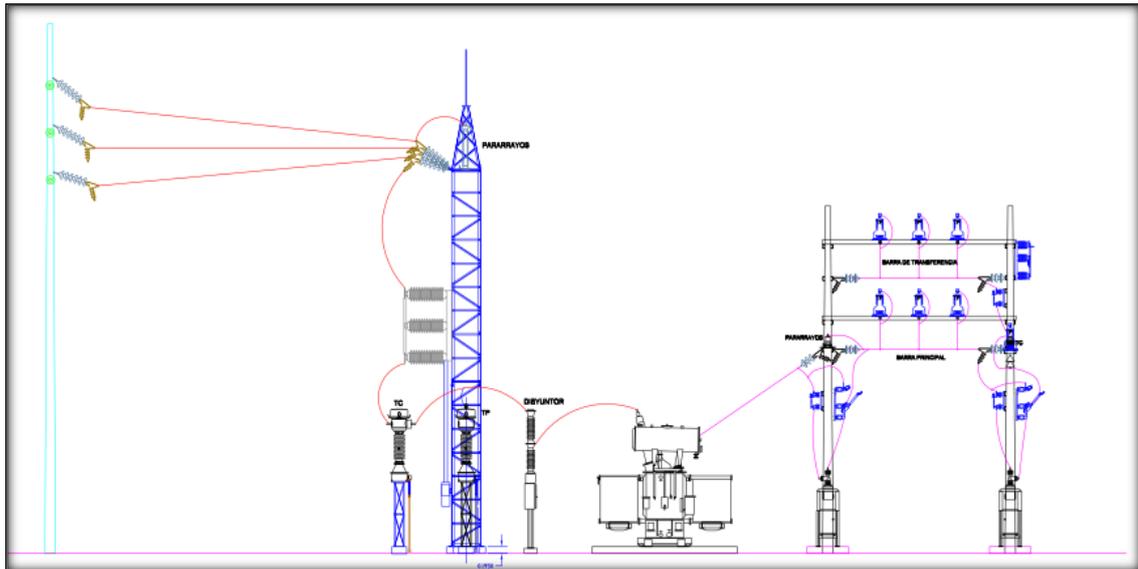


Figura 3.2 Diagrama físico de los componentes de la subestación La Estancilla
Fuente: CNEL EP

3.3 Descripción técnica de la subestación La Estancilla

La subestación La Estancilla se alimenta de la subestación Tosagua y ambas están unidas a través de una línea de transmisión con una tensión de 69 kV y una longitud de 4,42 km, con un conductor de aluminio desnudo del tipo ACAR de 300 MCM¹ en terna simple. En la Figura 3.3 se muestra el diagrama unifilar de la conexión entre la subestación Tosagua y la subestación La Estancilla.

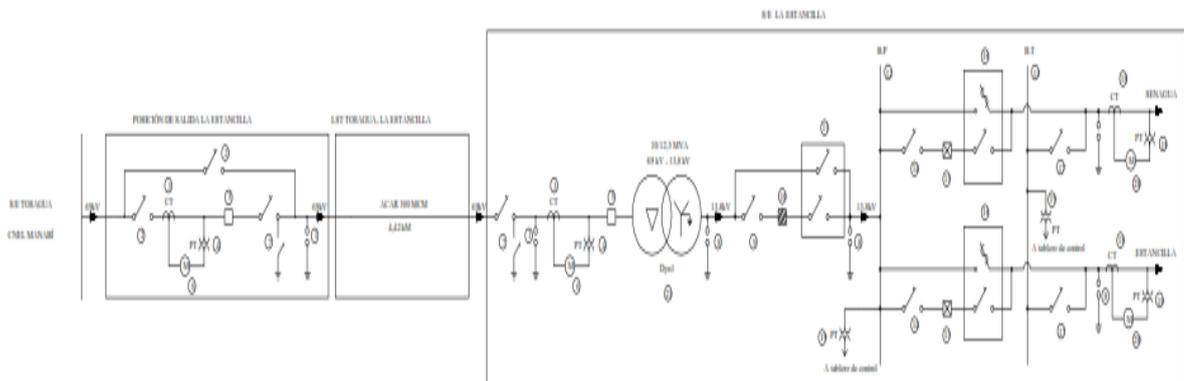


Figura 3.3 Diagrama unifilar de la conexión entre la subestación Tosagua y la subestación La Estancilla
Fuente: CNEL EP

¹Las siglas M.C.M. está indicando el área transversal de los conductores eléctricos en "Mil Circular Mils"

3.3.1 *Patio de 69 kV*

En la tabla 3.2 se muestran los elementos del patio de 69 kV.

ITEM	EQUIPO	CANTIDAD
1	Aislador tipo 69kV tipo poste para estructura tangente	3
2	Aislador tipo 69kV tipo suspensión.	3
3	Aislador retención 69Kv	3
4	Grapa terminal	3

Tabla 3. 2 Elementos del patio de 69 Kv S/E La Estancilla

Fuente: Elaborado por los autores de la tesis con información de la subestación La Estancilla

3.3.2 *El interruptor*

El interruptor en del tipo SF₆ modelo LW36-72,5 de Seiyuan Electric Co., de estructura tripolar de tanque vivo con un diseño para intemperie. En el centro entre las tres fases hay un mecanismo de operación con enclavamiento eléctrico trifásico. En la tabla 3.3 se muestran las características técnicas del interruptor.

ITEM	DETALLE	CARACTERÍSTICAS
1	Tensión Nominal	72,5 kV
2	Frecuencia	60 Hz
3	Corriente Nominal	3150 A
4	Corriente de ruptura en falla de línea corta	90%I _k , 75% I _k

Tabla 3. 3 Características técnicas del interruptor

Fuente: Elaborado por los autores de la tesis con información de la subestación La Estancilla

3.3.3 *Transformador de potencia*

El transformador de potencia de la subestación La Estancilla, posee una capacidad entre 10 y 12,5 MVA, del fabricante GEM-EACHER. En la tabla 3.4 se muestran los datos técnicos del transformador.

ITEM	DESCRIPCIÓN	DATOS TÉCNICOS
1	Fabricante	GEM-EACHER
2	Capacidad	10/12,5 MVA
3	Tipo/Serie	SF11- 12500/69
4	Refrigeración	ONAN/=ONAF
5	Norma de Fabricación	IEC-60076
6	BIL AT/MT	LI350AC 140/LI95AC38
7	Relación de transformación	69±2x2,5% 13,8kV

Tabla 3. 4 Datos técnicos del transformador

Fuente: Elaborado por los autores de la tesis con información de la subestación La Estancilla

En la Figura 3.4 se muestra una foto de la subestación La Estancilla, donde se puede distinguir el transformador de 10/12,5 MVA.



Figura 3.4 Transformador de 10/12,5 MVA

Fuente: CNEL EP

3.3.4 *Patio de 13,8kV.*

En el lado de media tensión existen dos alimentadores, de los cuales sólo uno está siendo utilizado por la estación de bombeo La Estancilla. En dicha estructura se pueden destacar dos reconectores de la marca Siemens modelo 7SR224.

3.4 Caracterización del sistema eléctrico en el punto de conexión de la carga

Corrientes de cortocircuito sub estación La Estancilla

3.4.1 Fallas en la barra de 69 kV

En la tabla 3.5 se muestra la corriente de corto circuito cuando la Subestación La Estancilla es energizada desde la Subestación Chone y Subestación Rocafuerte.

Cuadro de cortocircuito				
LLL	LLG	LL	LG	3lo
2386	2189	2066	1687	1687

Tabla 3. 5 Corriente de corto circuito Subestación La Estancilla energizada desde la Subestación Chone y Subestación Rocafuerte
Fuente: CNEL EP

En la tabla 3.6 se muestra la corriente de corto circuito cuando la Subestación La Estancilla es energizada desde la Subestación Chone.

Cuadro de cortocircuito				
LLL	LLG	LL	LG	3lo
1734	1270	1190	1074	1074

Tabla 3. 6 Corriente de corto circuito Subestación La Estancilla energizada desde la Subestación Chone
Fuente: CNEL EP

En la tabla 3.7 se muestra la corriente de corto circuito cuando la Subestación La Estancilla es energizada desde la Subestación Rocafuerte.

Cuadro de cortocircuito				
LLL	LLG	LL	LG	3lo
1183	1076	1025	746	746

Tabla 3. 7 Corriente de corto circuito Subestación La Estancilla energizada desde la Subestación Rocafuerte
Fuente: CNEL EP

3.4.2 Fallas en la barra de 13.8KV

En la tabla 3.8 se muestra la corriente de corto circuito cuando la Subestación La Estancilla es energizada desde la Subestación Chone y Subestación Rocafuerte.

Cuadro de cortocircuito				
LLL	LLG	LL	LG	3lo
3929	4310	3402	4406	4406

Tabla 3. 8 Corriente de corto circuito Subestación La Estancilla energizada desde la Subestación Chone y Subestación Rocafuerte
Fuente: CNEL EP

En la tabla 3.9 se muestra la corriente de corto circuito cuando la Subestación La Estancilla es energizada desde la Subestación Chone.

Cuadro de cortocircuito				
LLL	LLG	LL	LG	3lo
3159	3622	2736	3727	3727

Tabla 3. 9 Corriente de corto circuito Subestación La Estancilla energizada desde la Subestación Chone
Fuente: CNEL EP

En la tabla 3.10 se muestra la corriente de corto circuito cuando la Subestación La Estancilla es energizada desde la Subestación Rocafuerte.

Cuadro de cortocircuito				
LLL	LLG	LL	LG	3lo
2960	3496	2564	3544	3544

Tabla 3. 10 Corriente de corto circuito Subestación La Estancilla energizada desde la Subestación Rocafuerte.
Fuente: CNEL EP

3.5 Estudio de la demanda

Como parte de la realización del presente trabajo se realizó un estudio de la demanda, lo cual se realizó a partir del registro de datos de la subestación La Estancilla.

En la tabla 3.11 se expone el estudio de la demanda de energía.

Detalle	Demanda máxima no coincidente			Ángulo	sen ángulo									
	Hora base	Hora media	Hora punta	Hora base	Hora media	Hora punta	Hora base	Hora media	Hora punta	Hora base	Hora media	Hora punta		
	MW	MW	MW	MVA	MVA	MVA	MVAR	MVAR	MVAR	FP	FP	FP		
Int. Principal 13.8KV	1,77	1,81	1,87	2,0823	2,12941	2,2	1,0969475	1,1217372	1,1589219	0,85	0,85	0,85	0,85	0,52678
Alim 1 (EB Estancilla)	1,77	1,81	1,87	2,0823	2,12941	2,2	1,0969475	1,1217372	1,1589219	0,85	0,85	0,85	0,85	0,52678
Alimentador 1 (Libre)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,52678

Tabla 3. 11 Estudio de la demanda
Fuente: CNEL EP

3.6 Estudio de la carga

Es importante reconocer que con independencia de la importancia que reviste el estudio de los datos anteriormente analizados, la estimación del consumo de energía en la entidad donde será implementado el sistema fotovoltaico resulta vital para lograr establecer la potencia de la instalación que se requiere conectar a la red, por cuanto el problema a resolver con la tecnología fotovoltaica está directamente relacionado con la reducción del consumo de energía de la red, logrando de esa manera evitar el gasto de petróleo en la generación y disminuir las emisiones de CO₂ a la atmósfera.

3.6.1 Características de la planta potabilizadora de agua La Estancilla

La planta de tratamiento y distribución de agua potable La Estancilla, se encuentra ubicada en la parroquia de La Estancilla en el cantón Tosagua de la provincia de Manabí y ha sido construida para el dotar de agua de los cantones de Junín, Sucre, Bolívar, San Vicente y Tosagua (EMAARS-EP).

El sistema eléctrico de la planta se encuentra configurado como un sistema radial a una tensión de servicio de 13,8 kV, con diversos centros de transformación para asegurar la tensión operacional del equipamiento de la estación que corresponde a 460 V para los equipos de bombeo y 220/127 V para el servicio complementario y las bombas de baja capacidad, que se asegura con transformadores monofásicos que poseen una tensión de servicio de 120/240 V.

Para asegurar el servicio eléctrico en la estación de bombeo, existe una derivación en medio voltaje mediante tres conductores de fase y un neutro calibre 2 ACSR, que llega al primer poste de la estación, donde se ubica un sistema de medición trifásico.

En la tabla 3.12 se exponen las características técnicas de los diversos transformadores con que cuenta la planta de agua La Estancilla.

Centro de transformación	Tipo	Fases	Potencia en (kVA)	Utilización
CT-1	Padmounted	Trifásico	1000	Estación de bombeo No 1. Agua tratada
CT-2	Banco	Trifásico	3 x 500	Estación de bombeo No 2. Agua tratada
CT-3	Padmounted	Trifásico	1000	Estación de bombeo No 2. Retro lavado de filtros
CT-4	Convencional	Trifásico	750	Estación de bombeo No 3. Captación de agua
CT-5	Banco	Trifásico	3 x 50	Bombeo pre sedimentación
CT-6	Autoprotegido	Monofásico	50	Filtros y administración
CT-7	Autoprotegido	Monofásico	25	Iluminación exterior
CT-8	Autoprotegido	Monofásico	25	Viviendas

Tabla 3. 12 Características técnicas de los diversos transformadores

Fuente: Elaborado por los autores de la tesis con información de la planta potabilizadora de agua La Estancilla

En la tabla 3.13 se muestra el estudio de carga estructural de la planta potabilizadora de agua La Estancilla.

Estructura	Equipos	Potencia instalada	Factor de simultaneidad	Demanda	Factor de frecuencia de uso	Demanda máxima	Factor de potencia
		kW	%	kW	%	kW	%
Estación de bombeo No 1. Agua tratada	Motobomba 500 HP	372,5	1	372,5	1	372,5	0,9
	Motobomba 100 HP	74,5	1	74,5	1	74,5	
	Motobomba 700 HP	521,5	0,5	260,75	0,7	182,52	
SUB TOTAL E-B 1 AT		968,5		707,75		629,52	
Estación de bombeo 2. Agua tratada	Motobomba 200 HP	149,0	1	149	1	149	0,9
	Motobomba 350 HP	260,75	1	260,75	1	260,75	
	Motobomba 400 HP	298,0	0,5	149	07	104,3	
SUB TOTAL E-B 2 AT		707,75		558,75		514,05	
Estación de bombeo 2. Retro lavado de filtros	Motobomba 200 HP	149,0	1	149	1	149	0,9
	Motobomba 120 HP	89,4	1	89,4	1	89,4	
	Motobomba 120 HP	89,4	1	89,4	1	89,4	
	Motobomba 120 HP	89,4	0,5	44,7	0,7	31,29	
	Motocompresor 120 HP	89,4	1	89,4	0,7	62,58	
	Motocompresor 120 HP	89,4	0,5	44,7	0,7	31,29	
SUB TOTAL E-B 2 AT Y RL. FILTOS		596,0		506,6		452,96	
Estación de bombeo 3. Captación de agua cruda	Motobomba 90 HP	67,0	1	67	1	67	0,9
	Motobomba 90 HP	67,0	1	67	1	67	
	Motobomba 60 HP	44,7	1	44,7	1	44,7	
	Motobomba 200 HP	149,0	1	149	1	149	
	Motocompresor 200 HP	149,0	0,5	74,5	0,7	52,15	
SUB TOTAL E-B 3 CA CRUDA		476,7		402,2		379,85	
TOTAL		2 748,95		2 175,3		1 976,38	0,9

Tabla 3. 13 Estudio de carga estructural
Fuente: Planta potabilizadora de agua La Estancilla

3.7 Estudio del consumo horario de energía

Para la realización del estudio relacionado con el consumo de energía en la estación de bombeo La Estancilla, se realizó la evaluación del registro horario del gasto energético en un año, con el objetivo de obtener un día típico con el promedio de la energía consumida en la instalación. Para el estudio se consideraron dos horarios típicos: horario diurno de 06:00 h a las 18:00 h, que resulta el periodo de tiempo en que la radiación solar puede ser aprovechada por los módulos fotovoltaicos para la generación de electricidad y; horario nocturno de las 18:01 h hasta las 05:59 h, donde por razones obvias la tecnología fotovoltaica no puede generar electricidad a falta de la radiación solar.

En la tabla 3.14 se muestran los datos relacionados con el resultado del análisis del consumo promedio horario de energía en la estación de bombeo La Estancilla del cantón Tosagua.

Consumo en horario diurno			Consumo en horario nocturno		
Hora	Potencia	Consumo	Hora	Potencia	Consumo
h	kW	kWh	h	kW	kWh
6:00	1471,5		18:00	1376,8	
6:15	1470,6	368,4	18:15	1377,7	345,0
6:30	1467,8	367,5	18:30	1380,4	345,6
6:45	1474,0	367,9	18:45	1379,7	345,8
7:00	1474,7	368,3	19:00	1389,2	346,0
7:15	1475,0	368,3	19:15	1382,4	346,3
7:30	1470,6	367,6	19:30	1384,4	346,1
7:45	1469,6	367,6	19:45	1379,0	345,6
8:00	1381,4	348,0	20:00	1382,6	345,5
8:15	1384,3	345,4	20:15	1381,0	345,5
8:30	1383,8	345,8	20:30	1385,7	345,4
8:45	1381,7	345,6	20:45	1382,2	345,4
9:00	1383,2	345,9	21:00	1371,4	345,0
9:15	1383,2	345,9	21:15	1376,0	344,8
9:30	1385,1	345,9	21:30	1374,8	344,9
9:45	1388,8	346,5	21:45	1379,8	344,5
10:00	1382,0	346,3	22:00	1379,7	344,9
10:15	1383,3	345,8	22:15	1378,5	344,9
10:30	1383,3	345,8	22:30	1380,3	344,5
10:45	1386,2	345,9	22:45	1375,6	344,5
11:00	1387,3	346,1	23:00	1380,3	344,5
11:15	1383,5	346,3	23:15	1421,1	352,6
11:30	1381,3	345,6	23:30	1462,2	355,9
11:45	1381,9	345,6	23:45	1461,6	365,5
12:00	1383,5	345,8	0:00	1461,9	365,5

12:15	1388,6	346,1	0:15	1462,3	365,5
12:30	1389,0	346,6	0:30	1464,4	365,4
12:45	1389,7	346,9	0:45	1463,1	365,4
13:00	1388,8	347,0	1:00	1458,2	365,1
13:15	1388,1	347,0	1:15	1459,3	365,0
13:30	1388,4	347,0	1:30	1457,9	364,9
13:45	1387,0	346,6	1:45	1458,7	364,8
14:00	1389,2	346,4	2:00	1279,7	352,8
14:15	1386,4	346,8	2:15	1279,3	320,0
14:30	1388,2	346,8	2:30	1279,7	320,5
14:45	1384,1	346,6	2:45	1283,9	320,3
15:00	1384,2	346,8	3:00	1281,4	320,1
15:15	1386,6	346,6	3:15	1278,1	320,1
15:30	1388,0	346,6	3:30	1366,3	333,4
15:45	1386,9	346,9	3:45	1364,9	341,8
16:00	1384,9	346,8	4:00	1366,7	341,8
16:15	1386,6	346,4	4:15	1367,7	341,8
16:30	1380,3	345,6	4:30	1367,4	342,0
16:45	1380,5	345,1	4:45	1367,2	341,9
17:00	1382,1	345,4	5:00	1364,3	341,8
17:15	1380,6	345,5	5:15	1367,5	341,8
17:30	1384,1	345,4	5:30	1362,9	341,4
17:45	1381,4	345,4	5:45	1363,3	341,3
18:00	1376,8	345,1	6:00	1385,8	344,4
Total	16768,6		Total	16606,8	

Tabla 3. 14 Consumo promedio horario de energía

Fuente: Elaborado por los autores de la tesis con información de CNEL EP

En la tabla 3.15 se muestra un resumen relacionado con el consumo de energía eléctrica en la estación de bombeo La Estancilla.

Potencia nominal promedio	Régimen de trabajo diurno de 06:00 h-18:00 h		Régimen de trabajo nocturno de 18:01 h-06:00 h		Total de consumo de energía en 24 horas	
	Horas de trabajo	Consumo promedio de energía	Horas de trabajo	Consumo promedio de energía	Horas de trabajo	Consumo promedio de energía
(kW)	(h)	kWh	(h)	kWh	(h)	kWh
1390,6	12	16768,6	12	16606,8	24	33375,4

Tabla 3. 15 Consumo promedio de energía eléctrica en la estación de bombeo

Fuente: Elaborado por los autores de la tesis con información de la planta potabilizadora de agua La Estancilla

En la Figura 3.5 se muestra el comportamiento gráfico del consumo horario típico de energía eléctrica en la subestación La Estancilla.

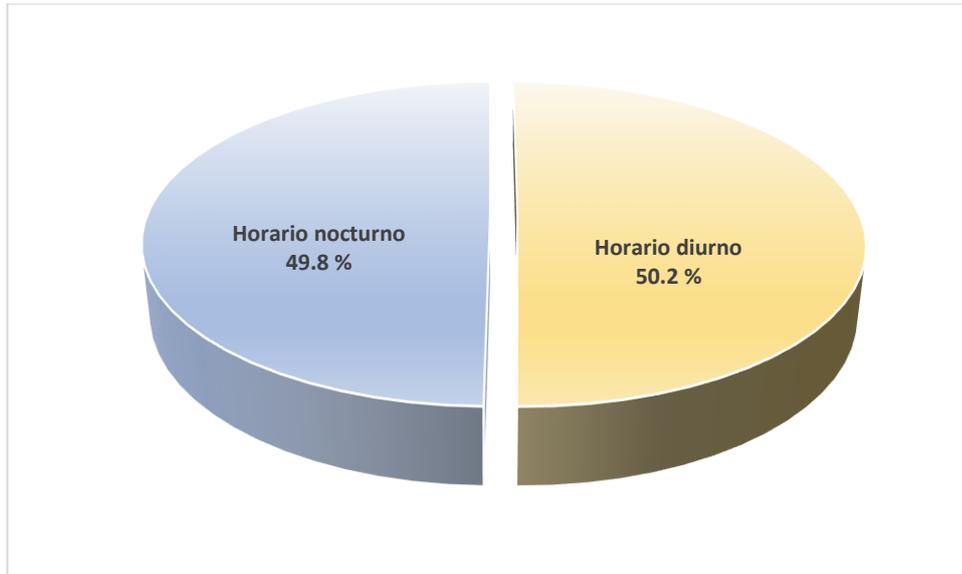


Figura 3.5 Comportamiento gráfico del consumo horario típico de energía eléctrica
Fuente: Elaborado por los autores de la tesis con información de la planta potabilizadora de agua La Estancilla

El cálculo del consumo de energía se determinó aplicando la ecuación 3.1.

$$DPp = Pi * Fc \quad (3.1)$$

donde:

DPp → demanda de potencia promedio (kW)

Pi → potencia instalada (kW)

Fc → factor de coincidencia (%)

El factor de utilización es un valor numérico que se ha estimado para indicar el porcentaje del tiempo que cada equipo estará consumiendo energía, determinado por el análisis del horario probable durante el día.

Para los cálculos de la potencia instalada se consideró particularmente el inventario de cada equipo por tipo con su potencia nominal unitaria y la cantidad de equipos que existen y se aplicó la ecuación 3.2.

$$P = Ceq * Pnu \quad (3.2)$$

donde:

P → potencia (kW)

Ceq → cantidad de equipos (U)

Pnu → potencia nominal unitaria (kW)

Para estimar las horas de trabajo diaria se aplicó la ecuación 3.3.

$$hT = Fu * hD \quad (3.3)$$

donde:

hT → horas de trabajo (h)

Fu → factor de utilización (%)

hD → hora diaria (12)

Para definir la estimación de consumo promedio típico de energía se aplicó la ecuación 3.4.

$$Ce = h * DPp \quad (3.4)$$

Donde:

Ce → estimado de consumo de energía (kWh)

h → horas de trabajo (h)

DPp → demanda de potencia promedio (kW)

Los datos preliminares mostraron que la estación de bombeo La Estancilla tiene un régimen operacional las 24 horas del día durante los 365 días del año, consumiendo como promedio diario unos 33 375,4 kWh, de los cuales 16 768,6 kWh se consumen en horas diurnas cuando la energía solar se encuentra disponible de ser utilizada, esto representa el 50,2% de la energía total consumida en un día.

3.8 Estudio del potencial solar

3.8.1 *La radiación solar en la zona de estudio*

El Sol puede satisfacer las necesidades energéticas si se logran conocer las maneras de cómo aprovechar de forma racional la energía que consecutivamente esparce sobre el planeta. Para ello se utilizan sistemas de captación y transformación que se desarrollan con el progreso de la ciencia y la tecnología. Entre las ventajas de esta energía están su elevada calidad, carácter distribuido y relativamente bajo impacto ambiental. Todo el consumo mundial de energía se puede cubrir con el empleo de la energía solar en las diferentes variantes de su aprovechamiento (Martínez. and L.M.E.L, 2011).

La radiación solar es el conjunto de radiación electromagnética emitida por el Sol. El Sol es una estrella que se encuentra a una temperatura media de 6000

°K, en cuyo interior tienen lugar una serie de reacciones de fusión nuclear que producen una pérdida de masa que se transforma en energía (Rodríguez and Vázquez, 2018).

Considerando la distancia que separa el Sol de la Tierra, la proporción de energía radiante que recibe el planeta con respecto al total emitido por el Sol es de apenas una milésima parte por millón, pero, aun así, a la Tierra llegan $1,51 \times 10^{18}$ kWh/año, esta cantidad equivale a varios miles de veces la energía que utiliza toda la humanidad (Sarmiento, 2013).

3.8.2 Distribución de la radiación solar

La radiación solar se distribuye desde el infrarrojo hasta el ultravioleta, pero no toda la radiación alcanza la superficie de la Tierra, pues las ondas ultravioletas, más cortas, son absorbidas por los gases de la atmósfera fundamentalmente por el ozono. La magnitud que mide la radiación solar que llega a la Tierra es la irradiancia, que mide la energía que, por unidad de tiempo y área, alcanza a la Tierra. Su unidad es el W/m^2 (vatio por metro cuadrado) (Sifontes, 2013).

La radiación solar se presenta en forma de ondas electromagnéticas que se producen desde el núcleo del Sol y se propagan hacia todas direcciones. La longitud y frecuencia de dichas ondas son factores esenciales para determinar su energía, visibilidad y poder de penetración. La radiación electromagnética se emite en la mayor parte del espectro electromagnético (Oni escuelas, 2015).

3.8.3 Variables que pueden afectar la radiación solar

Entre las variables que más pueden afectar la radiación solar se encuentra la nubosidad. La estimación de la generación de energía debe considerar el carácter inestable de la fuente primaria (el Sol), la cual presenta fluctuaciones durante el día debido a la nubosidad que supone una alta variabilidad, incrementando o disminuyendo de acuerdo a las estaciones del año, y concretamente en algunos territorios puede ser mayor o menor (Díaz et al., 2012).

3.8.4 Nivel del potencial solar

El potencial solar significa la potencia equivalente de energía solar que llega al plano horizontal de la tierra en un día y se expresa en: kWh/m² día. La provincia de Manabí posee uno de los valores más altos del potencial solar que incide como promedio en el Ecuador. La intensidad de la radiación solar promedio de la provincia es equivalente a medio litro de petróleo por metro cuadrado diariamente (Rodríguez and Vázquez, 2015).

Otro de los trabajos que se necesita realizar para diseñar una instalación fotovoltaica que se instalará en una institución, está relacionado con el estudio del potencial solar en el sitio de la instalación. En la tabla 3.16 se muestra el cálculo de la radiación solar promedio por meses del año incidente en el cantón Tosagua y los mismos datos en el sitio La Estancilla, pudiendo notar que no existe diferencia entre el potencial solar promedio anual que incide en el cantón Tosagua y potencial solar promedio anual incidente en el sitio La Estancilla.

En la Figura 3.6 se muestra un mapa elaborado a escala cromática donde se expone el potencial solar promedio anual del cantón Tosagua donde se ubica la subestación La Estancilla.

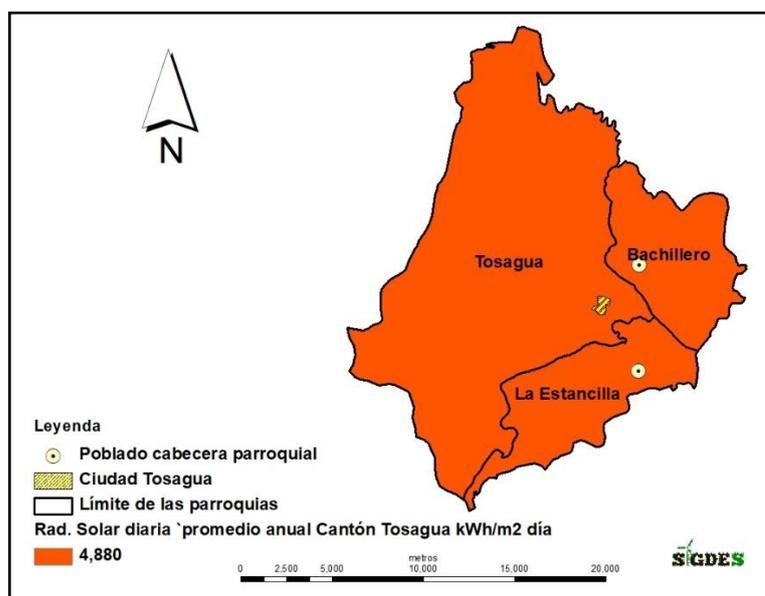


Figura 3.6 Mapa del potencial solar promedio anual del cantón Tosagua
Fuente: Proyecto SIGDES (Rodríguez G María, 2015)

En la tabla 3.16 se exponen los valores del potencial solar promedio anual del cantón Tosagua y el incidente en la parroquia La Estancilla.

Concepto	Prom. Anual	Ener	Feb	Marz	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agost	Sep	Oct	Nov	Dic
<i>Pspa (kWh/m² día)</i> <i>Cantón</i>	4,880	5,300	5,240	5,920	5,810	5,260	4,080	4,000	4,230	4,490	4,540	4,630	5,050
<i>Pspa Parroquia La Estancilla (kWh/m² día)</i>	4,880	5,300	5,240	5,920	5,810	5,260	4,080	4,000	4,230	4,490	4,540	4,630	5,050

Tabla 3. 16 Radiación solar promedio por meses del año
Fuente: Proyecto SIGDES (Rodríguez G María, 2015)

En la Figura 3.7 se puede apreciar el comportamiento gráfico del potencial solar en el sitio La Estancilla durante el tiempo de un año natural. Se puede notar que los valores más altos se registran desde diciembre a mayo por encima de 5 kWh/m² día. En el mes de junio el potencial solar experimenta una caída, aunque no llega a ser por debajo de 4 kWh/m² día y se mantiene en valores entre 4 kWh/m² día y 5 kWh/m² día hasta el mes de noviembre.

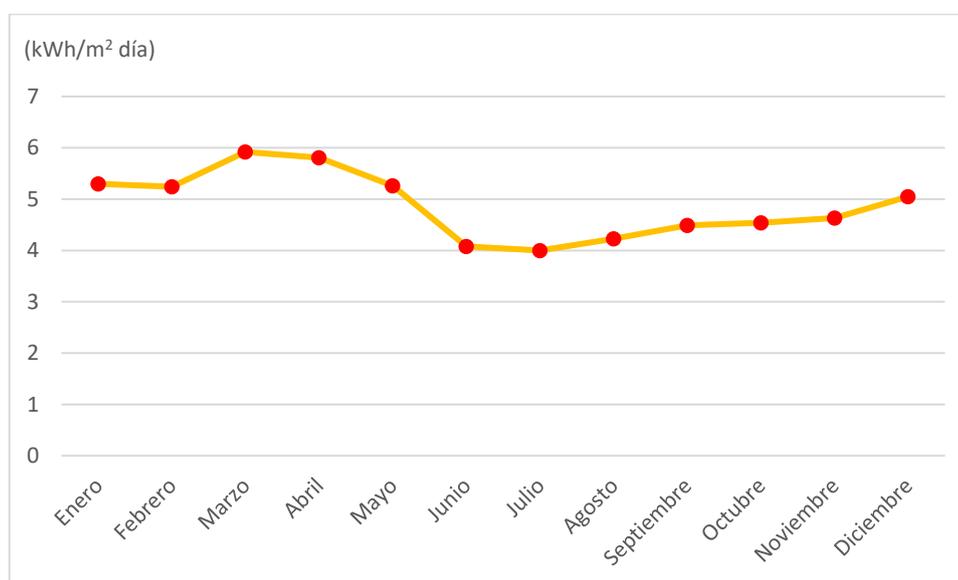


Figura 3.7 Comportamiento gráfico del potencial solar en un año natural
Fuente: Elaborado por los autores del trabajo con información de: (Rodríguez G María, 2015)

Sabiendo la información del potencial solar promedio anual, se pueden estimar los indicadores relacionados con la productividad específica y la productividad normalizada. La productividad específica consiste en el cálculo de la cantidad de energía que se puede generar con un kWp de tecnología fotovoltaica instalada en un año de operación, a partir de aprovechar un potencial solar dado y se expresa (*kWh/kWp año*). La productividad normalizada constituye un indicador que representa el resultado del cálculo sobre la cantidad de energía eléctrica que puede ser generada por cada kWp de tecnología fotovoltaica instalada en un día de operación. En ello juega un papel determinante la consideración del potencial solar incidente en el sitio de la instalación y se expresa (*kWh/kWp día*). En la

tabla 3.17 se exponen los valores relacionados con la productividad específica (P_e) y la productividad normalizada (P_n) durante un año.

Concepto	Prom. anual	Ener	Feb	Marz	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agost	Sep	Oct	Nov	Dic
<i>P_n si mono</i> (kWh/kWp día)	4,347	4,722	4,668	5,274	5,176	4,686	3,635	3,564	3,768	4,000	4,045	4,125	4,499
<i>P_e si mono</i> (kWh/kWp año)	1586	146	131	163	155	145	109	110	117	120	125	124	139

Tabla 3. 17 Valores de la productividad específica y la productividad normalizada
Fuente: Proyecto SIGDES (Rodríguez G María, 2015)

El cálculo de la productividad normalizada se realizó utilizando la ecuación 3.5.

$$P_n = P_{spa} * PFV * Acc * \eta_t * \eta_c \quad (3.5)$$

Donde:

P_n → productividad normalizada (kWh/kWp día)

P_{spa} → potencial solar promedio anual (kWh/m² día)

PFV → potencia fotovoltaica (kWp)

Acc → área de captación solar de las células fotovoltaicas (6,4m²)

η_t → eficiencia técnica de los módulos (cuando se trata del silicio policristalino es igual al 13%. Si se trata del silicio monocristalino es igual al 16%)

η_c → eficiencia promedio de captación de la radiación durante el ciclo de vida (86%)

El cálculo de la productividad específica se ha realizado utilizando la ecuación 3.6.

$$P_n = P_{spa} * PFV * Acc * \eta_t * \eta_c * ToA \quad (3.6)$$

Donde:

ToA → tiempo de operación en el año (365 días)

3.9 Definición de la potencia fotovoltaica necesaria para cubrir el gasto de energía incurrido en el horario diurno

Se debe considerar que el objetivo de la introducción de la tecnología fotovoltaica conectada a la red, parte de un fundamento energético, pues se realiza con el fin de reducir el consumo de electricidad de la red convencional, especialmente para instituciones y objetivos económicos y sociales que presentan la mayor parte del consumo durante las horas del día cuando la energía solar se encuentra disponible de ser aprovechada.

Se conoce que el consumo promedio de energía eléctrica durante las horas del día en La Estancilla es equivalente a 16 768,6 kWh diariamente y conociendo que la productividad normalizada promedio, se puede calcular la potencia que se requiere instalar para reducir el consumo de energía de la red y con ello contribuir al ahorro de combustible y disminuir las emisiones de CO₂ a la atmósfera.

Para calcular la potencia fotovoltaica que se requiere instalar se utilizó la ecuación 3.7.

$$P_{fvNi} = EC_{ea}/P_{na} \quad (3.7)$$

Donde:

P_{fvNi} → Potencia fotovoltaica necesaria a instalar (kWp)

EC_{ea} → Estimado del consumo de electricidad en horario diurno (kWh día)

P_{na} → Productividad normalizada en un año (kWh/kWp día)

De esta manera se pudo estimar que la potencia fotovoltaica que se requiere instalar en la estación de bombeo La Estancilla para cubrir el gasto diario de energía en horario diurno es de 3,8 MWp.

3.10 Financiamiento necesario y estudio de mercado

Se realizó un análisis técnico razonable con la situación financiera de manera tal que se logre establecer fuentes de financiamiento sean estas públicas o privadas.

Como en todo proyecto de generación los aspectos de los costos de inversión ocupan un rol importante al momento de tomar una decisión, la instalación de una planta fotovoltaica no es la excepción estos costos son importantes ya que de estos dependen de que la inversión sea rentable económicamente.

Sin embargo, en el Ecuador el precio de la energía fotovoltaica es todavía alto y no se reduce mucho, aun cuando el gobierno ha decidido liberar de aranceles a estas tecnologías para su ingreso al país.

Se ha podido comprobar mediante la oferta comercial realizada por la empresa privada ARPRO Industrial S.A., radicada en Manta, provincia de Manabí, que el Wp de fotovoltaica para conexión a la red se cotiza actualmente en el mercado

ecuatoriano a unos 3,36 US \$/W, teniendo en cuenta que el costo de los módulos está disminuyendo continuamente, hoy podemos considerar aproximadamente 1,45 US \$/W para módulos de silicio (Si) y 0,75 US \$/W para telururo de cadmio (CdTe) como valores representativos (Sanchez Reinoso et al., 2014), los costos de la implementación de los sistemas de energía solar fotovoltaica en Sudamérica están en alrededor de cinco millones de dólares por megavatio. (Sanchez Reinoso et al., 2014).

3.11 Evaluación de la disponibilidad del espacio

Dentro de los principales efectos ambientales que se le atribuye a la introducción de la tecnología fotovoltaica, están relacionados con la ocupación del espacio y la intrusión visual al paisaje que se causa con la instalación del equipamiento. Es cierto que la ubicación de los módulos fotovoltaicos crea una necesidad de uso del espacio.

Otro de los problemas comunes asociados al espacio es la posible competencia de la tecnología fotovoltaica con la producción de alimentos, pues no se justifica que, en áreas productivas de la actividad agropecuaria, se sacrifiquen terrenos para la generación de energía.

La posibilidad de utilizar una parte de la superficie techada de la edificación, puede reducir de manera importante los efectos de la ocupación del área, pues corresponde a espacios que no se utilizan para otras funciones, que no sean las propias de ese tipo de superficies.

En el marco del proyecto se dispone de media hectárea (5 000 m²) que puede ser utilizada para la instalación de la tecnología. Se considera que para la instalación de un kWp de tecnología fotovoltaica, se requieren unos doce metros cuadrados por cada kWp (Intriago and Salvatierra, 2016). Considerando esta limitante se determinó que en el proyecto se puede instalar una capacidad fotovoltaica de hasta 417 kW.

3.12 Desarrollo de las ideas conceptuales del proyecto

El desarrollo de las ideas conceptuales constituye la base inicial del proyecto y en ella se recogen los datos necesarios para realizar el diseño técnico del proyecto fotovoltaico.

Cuando se analizan los resultados asociados al estudio preliminar del proyecto, se logró definir que para cubrir el gasto de energía incurrida por la estación de bombeo La Estancilla durante el horario diurno, se necesita instalar una capacidad fotovoltaica de 3,8 MWp, sin embargo, cuando se realizó la evaluación sobre la disponibilidad del espacio se pudo verificar que la disponibilidad del área permite sólo la instalación de 417 kWp, que representa el once por ciento de la necesidad total.

3.13 Análisis de la penetración a la red

En los inicios de la industria eléctrica la demanda de cualquier localidad era satisfecha por la instalación de generadores distribuidos en la misma. Posteriormente, con el creciente aumento de la demanda de electricidad se comenzaron a construir grandes centrales generadoras, habitualmente cerca de las fuentes primarias de energía que dieron lugar a los grandes sistemas eléctricos de potencia actuales.

Actualmente el crecimiento del mercado eléctrico, el progreso técnico acelerado y el desarrollo de mercados de capitales fueron factores determinantes en el surgimiento del desarrollo de las diferentes tecnologías de generación, que se basan en generar utilizando tamaños de plantas relativamente pequeñas respecto a la generación convencional.

Este nuevo tipo de generación, conocido como Generación Distribuida, Generación Dispersa o Generación in Situ, ha permitido solucionar algunos problemas que la expansión de los sistemas eléctricos presentan en la actualidad, como son las pérdidas en las líneas ante la necesidad de transmitir la energía a grandes distancias, incrementos en los volúmenes de inversiones al tenerse que elevar los niveles de tensión de trabajo y hacerse más cara las infraestructuras de transmisión, disminución de la calidad de la energía que llega al usuario (Castro et al., 2018).

En países como Cuba se ha desarrollado un Programa de introducción de la generación distribuida (GD) como vía para aumentar la confiabilidad del sistema eléctrico, lo que permitió la instalación adicional de cientos de nodos de generación y el cambio de la tipología del mismo, lo que sitúa a dicho país en una posición envidiable para ir a la par de las tendencias actuales en el sector

energético internacional, el cual se caracteriza en los últimos años por tres rasgos esenciales (Castro et al., 2018):

- a) La transición hacia una mayor diversificación de las fuentes de generación (con un papel importante de las fuentes renovables de energía), lo que está creando oportunidades y estableciendo nuevos desafíos para la seguridad asociada a la infraestructura global de la energía.
- b) El desarrollo de tecnologías inteligentes, lo que está creando un nuevo paradigma técnico, especialmente en el sistema de las redes eléctricas.
- c) El balance entre generación y demanda de energía, lo que está llevando a un nuevo orden de seguridad energética global.

Los objetivos de desarrollo sostenible (ODS), también conocidos como objetivos mundiales (OM), son un llamado universal a la adopción de medidas para poner fin a la pobreza, proteger el planeta y garantizar que todas las personas gocen de paz y prosperidad (ANSI-IEEE 1547, 2003). Para Ecuador, el cumplimiento de los objetivos de desarrollo sostenible está relacionado con la introducción de las fuentes renovables, lo que trae consigo varios retos que deben ser vencidos, entre los cuales destacan los siguientes:

- a) Definir los potenciales y tecnologías FRE con mayores perspectivas para el país,
- b) Poner en práctica de manera dinámica la transferencia tecnológica de las nuevas tecnologías asociadas a las energías renovables
- c) Definir un nuevo esquema de gestión del sistema nacional interconectado sobre la base de las características de las tecnologías renovables y el potencial de estas que posee cada región, zona y localidad del país, de forma que se asegure la mayor eficiencia de su uso, incluyendo los servicios auxiliares que requiere.

En la dirección de definir los potenciales y tecnologías renovables con mayores perspectivas para el país y que permitan la sostenibilidad del sistema, no debe olvidarse que la integración de las energías renovables en los sistemas eléctricos de potencia ha sido lento y muy pobre.

Debe tenerse en cuenta que cuando se analiza el contexto histórico de las fuentes renovables de energía, se han planteado diferentes situaciones para su

integración, las cuales han sido saldadas a través de recomendaciones técnicas que han derivado en normas de carácter internacional; un ejemplo de ello puede verse en las recomendaciones ofrecidas por la serie de normas (ANSI-IEEE 1547, 2003), que aborda el tema de la interconexión de las fuentes distribuidas con el sistema nacional interconectado y cuyas sucesivas actualizaciones han ido dando respuesta a estos retos, incluyendo la introducción parcial y/o masiva de las tecnologías vinculadas a las energías renovables.

3.14 Niveles de penetración de fuentes renovables recomendados

Tomando en consideración lo planteado anteriormente, y las condiciones técnicas propias del sistema nacional interconectado (SNI) del Ecuador, es posible exigirles a las fuentes renovables un grupo de requerimientos técnicos según se muestra en la Tabla 3.18.

Nivel de penetración de las fuentes renovables	Exigencias técnicas
Muy bajo (inferior al 3%)	La presencia de los sistemas renovables puede considerarse despreciable para el sistema eléctrico (SE); no se les debe exigir que se mantengan conectados y cubriendo carga ante una contingencia en el SNI, por lo que se puede permitir su desconexión del mismo.
Bajo (entre el 3% al 5%)	Las instalaciones de los sistemas renovables pueden colaborar en la solución de algunas contingencias, por lo que se les puede solicitar mantenerse conectados y entregar potencia reactiva en caso de huecos de tensión, así como de potencia activa en caso de que la frecuencia supere el umbral superior en la llamada banda muerta.
Medio (entre el 5% al 20%)	Puede exigirse que las instalaciones de energías renovables colaboren en la calidad del servicio ordinario como la regulación de potencia reactiva en función de la tensión en un punto y limitar las rampas de variación de potencia.
Alto (más del 20%)	Puede exigirse que las instalaciones de fuentes renovables mantengan la estabilidad del sistema, atendiendo el servicio o en caso de desconexión tener asociado algún tipo de reserva de generación como puede ser sistemas de acumulación o reservas en caliente con combustibles fósiles, de forma que sea capaz de apoyar la operación del sistema.

Tabla 3. 18 Requerimientos exigibles a las fuentes renovables de acuerdo al nivel de penetración en el sistema nacional interconectado. Fuente: (Castro et al., 2018)

Con relación a la gestión del sistema, bajo las nuevas condiciones que impone la penetración de las fuentes renovables en el SNI, el objetivo principal está en limitar su influencia sobre los efectos de la variación de la tensión en los nodos de conexión, e incluso de la frecuencia del propio sistema. En todo caso la penetración deberá regularse hasta los límites técnicos que permiten favorecer los parámetros de calidad de la red.

Existen muchas formas de atender este problema, incluyendo el uso de las tecnologías *Flexible AC Transmission System* (FACTS), pero una de ellas es la determinación de los límites de potencia de las fuentes renovables que pueden ser conectadas a cada nodo del sistema, ya sea en la red de subtransmisión de 69 kV o a la red de distribución a 13.8 kV. Este es un estudio que debe ser realizado en los nodos donde resulta necesario emprender la penetración con tecnologías renovables.

3.15 Límites de penetración de las fuentes renovables

Considerando lo analizado anteriormente y con el objetivo de definir el límite de penetración de las fuentes renovables, es factible realizar el análisis bajo dos condiciones:

- a) Sin utilizar ningún esquema de compensación o complementariedad adicional (almacenamiento, FACTS, etc.).
- b) Utilizando alguna tecnología de compensación o complementaria adicional.

En todo caso será necesario definir los límites de potencia (LP) que son factibles de conectar en cada nodo bajo la peor condición de trabajo, y a partir de ahí, obtener el máximo de potencia que sería factible conectar al SNI. La fundamentación técnica de este criterio está corroborado en los resultados de investigaciones realizadas por algunos autores (Papathanassioua and Boulaxis, 2005), (Santos, 2017).

3.16 Modelo para el diseño técnico de una central fotovoltaica conectada a la red

Antes de realizar el diseño técnico propiamente dicho de una central fotovoltaica, se deben realizar anteriormente una serie de trabajos que permitirán conocer diversos datos e informaciones, sin los cuales sería muy difícil obtener un diseño

adecuado de la tecnología. Entre los trabajos se destaca el estudio de la bibliografía relacionada, así como las normas técnicas asociadas al diseño técnico de la tecnología (Markvart and Castafier, 2003), (CONELEC, 2008), (ARCONEL, 2008), (IEC, 2009), (IEEE, 2003), (IEEE, 1986), (IEC, 2013), (Universidad Estatal de Nuevo México, 1996), (IEC, 2010), (IEC, 2007), (IEC, 1999), (IEC, 2005), (IEC, 1992), (IEC, 2008), (IEC, 2014a), (IEC, 2014c).

En la Figura 3.8 se presenta el modelo de trabajo para llevar a cabo el diseño de una central fotovoltaica conectada a la red.

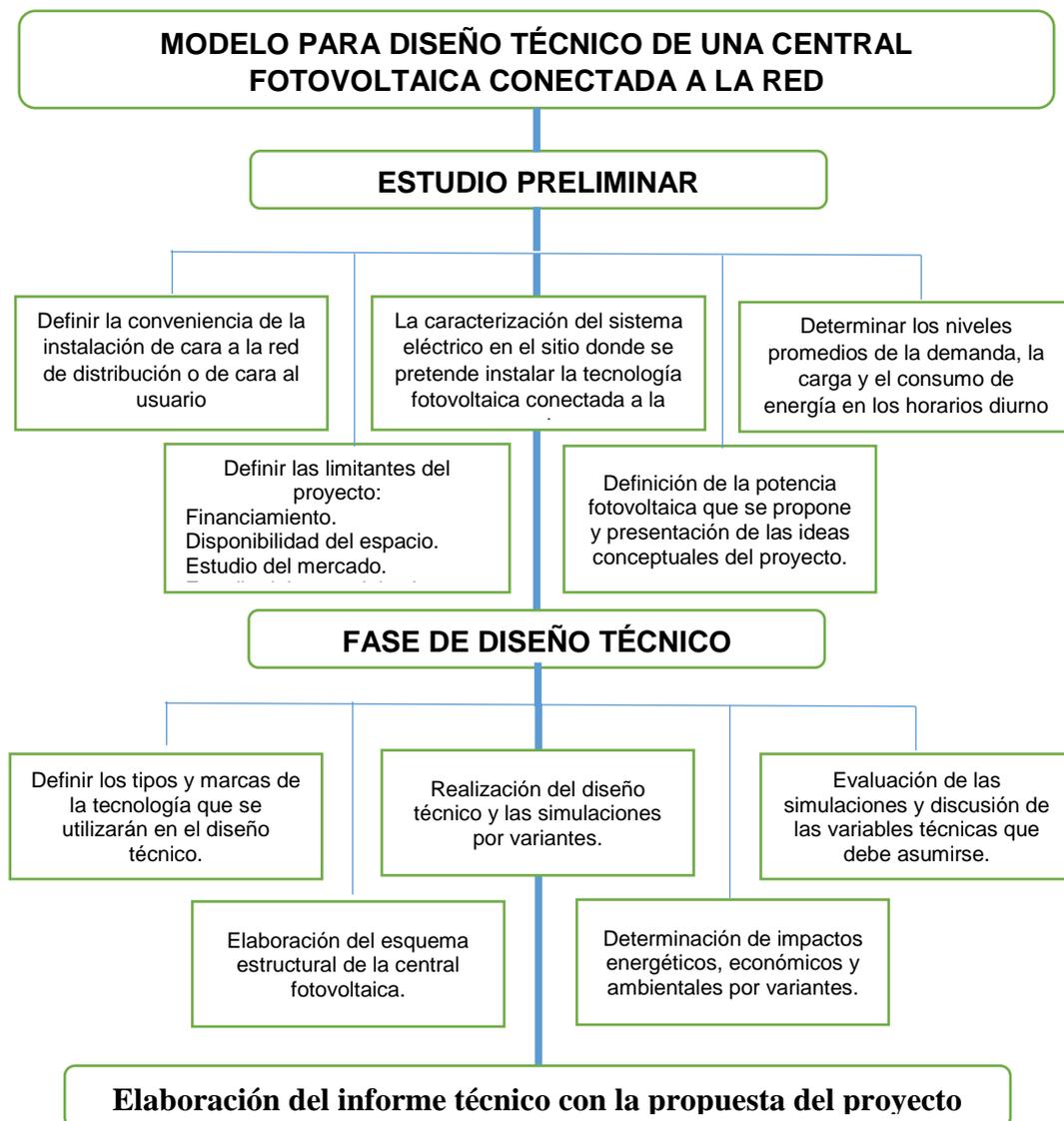


Figura 3.8 Modelo de trabajo para el diseño de una central fotovoltaica conectada a la red
Fuente: Elaborado por los autores en base a información de: (Rodríguez and Vázquez, 2018)

3.17 Trabajo de diseño con apoyo del software PVsyst 6.4.3

PVsyst es una herramienta diseñada para el desarrollo de simulaciones acerca de instalaciones fotovoltaicas, ya sean aisladas o conectadas a red, así como algunas aplicaciones específicas como son el bombeo de agua entre otras. Esta herramienta fue desarrollada en su primera versión por la Universidad de Ginebra en el año 1994 con una facilidad de explotación en varios idiomas (Pérez, 2013). Para el trabajo se está utilizando la versión actualizada PVsyst 6.4.3.

El software dispone de varias bases de datos como son la de los componentes que agrupan los módulos; inversores; generadores; acumuladores de energía; entre otros, así como la colección de datos meteorológicos que con la versión actualizada se pueden actualizar vía Internet. En la Figura 3.9 se muestra la ventana de inicio del software, donde se puede ajustar el idioma de trabajo.



Figura 3.9 Interfaz de inicio del PVsyst
Fuente: Los autores. PVsyst 6.4.3

En la interfaz de inicio se pueden seleccionar cualquiera de las opciones que aparecen, las cuales serán descritas a continuación:

- a) Pre-dimensionado: permite realizar un análisis sencillo sin componentes reales para evaluar las dimensiones que podrá tener el sistema, así como un primer acercamiento a su generación estimada, partiendo de los

resultados calculados utilizando valores mensuales. Suele ser muy útil durante el desarrollo de las ideas conceptuales del proyecto

- b) Diseño del Proyecto: se realiza un estudio y análisis completo del proyecto en cuestión, con cálculos precisos de la producción del sistema, utilizando simulaciones detalladas por horas, además de poder estudiar diferentes variantes de sistemas y comparar entre cada una de ellas; también efectúa estudios de pérdidas totales del sistema, así como perfiles de sombreado en 3D y evalúa económicamente con valores reales de sus componentes.
- c) Base de datos: contiene una caja de herramientas que cuenta con datos de clima, base de datos de componentes (módulos fotovoltaicos, inversores, baterías, bombas, etc.), útiles didácticos (geometría solar, optimización de la orientación, comportamiento eléctrico de campos fotovoltaicos con sombreado o “*mismatch*”) y análisis de datos reales medidos. Todas estas herramientas están abiertas, o sea, que se pueden incorporar alguna que no se encuentre incluida en su base de datos para poder utilizarla en un proyecto futuro.
- d) Herramientas: Posee una caja de herramientas solares, que incluye tablas, gráficos y parámetros; el comportamiento eléctrico del generador fotovoltaico; factor de transposición; cálculos climatológicos mensuales; optimización de la tensión de funcionamiento; ofrece la posibilidad de importar archivo ASCII por hora; transformación de archivo y; análisis de datos medidos.

Dada las potencialidades del programa PVsyst se logró localizar la tecnología requerida para la instalación dentro de las que actualmente se encuentran disponibles en el mercado.

Para el diseño de la central fotovoltaica se seleccionó la opción de Diseño del proyecto por todas las prestaciones que ofrece, además de ser mucho más confiable que el pre-dimensionado. Cuando se selecciona la variante mencionada aparecen otras opciones como: Conectado a Red; Aislado; Bombeo y; Red CC, según se muestra en la Figura 3.10.

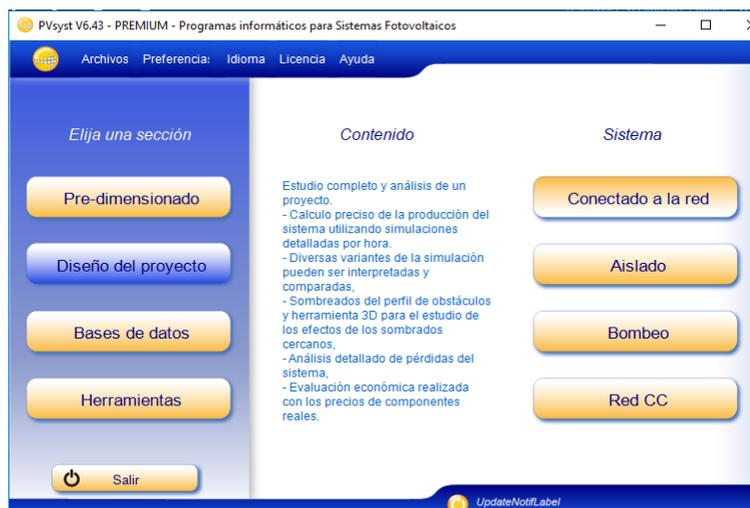


Figura 3.10 Interfaz con la opción para el diseño del proyecto

Fuente: Los autores. PVsyst 6.4.3

Para realizar el diseño técnico de la central fotovoltaica a instalar en la planta potabilizadora de agua de La Estancilla, se debió partir de las condiciones concretas de la instalación y la producción eléctrica que se puede esperar, entre otros muchos parámetros de interés.

En el diseño de la instalación el programa permitió determinar todo tipo de características y parámetros, como son los módulos, su disposición, las posibles sombras que puedan obstaculizar la radiación solar.

3.18 Determinación de impactos energéticos, económicos y ambientales por variantes.

La evaluación de los impactos energéticos, económicos y ambientales, constituye un estudio relevante dentro de los trabajos vinculados al estudio de la penetración de la energía fotovoltaica en el sistema eléctrico de potencia, por cuanto se trata de exponer la pertinencia técnica, económica y ambiental que justifica la inversión. Estos estudios forman parte integrante de los trabajos que deben desarrollarse desde la etapa conceptual del proyecto, por cuanto de sus resultados dependen los elementos que serán razonados por los decisores para asignar el financiamiento requerido para una inversión.

Actualmente como promedio anual el sistema de potencia ecuatoriano genera unos 19,1 GWh, de los cuales se pierde como promedio en la transportación el 3% y el 16% en la distribución (Fernando, 2009). Las pérdidas suelen ser mayores en las zonas costeras, dada la distancia entre los centros de carga y las centrales generadoras. Las pérdidas en el territorio costero ecuatoriano

pueden llegar al 20 % en transportación y un 40 % en distribución. Estos factores técnicos implican que sea muy difícil y costoso garantizar un servicio eléctrico de calidad en el territorio costero.

Se puede afirmar que no existe una central fotovoltaica igual a otra, ni en su configuración técnica, ni por los resultados que estas aportan. Cada diseño está singularizado por un grupo de factores estrechamente relacionados con la sostenibilidad, entre los que se destacan los siguientes:

- a) Los objetivos propios trazados para la inversión, energéticos, económicos y ambientales;
- b) Los problemas energéticos, económicos y ambientales que se resolverían con la instalación de la tecnología;
- c) El impacto técnico al sistema eléctrico del sitio donde se instala la tecnología.
- d) Los resultados del estudio de factibilidad económica con la definición del Valor Actualizado Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Periodo de Recuperación Económica (PRE) estimado para la inversión;
- e) El impacto económico derivado del ahorro de recursos que aporta la introducción de la tecnología fotovoltaica.
- f) Los beneficios ambientales que se derivan de la introducción de la tecnología;

Estos factores y otros que de manera particular pueden presentarse, implican que cada proyecto requiera una evaluación específica, justificándose los recursos que se invierten durante la elaboración de los estudios para la introducción de la tecnología.

El cálculo de las pérdidas de energía del sistema centralizado que se pueden reducir con la generación fotovoltaica se resuelve según la ecuación 3.8.

$$P_{ev} = E_{pg} \cdot PE \quad (3.8)$$

donde:

P_{ev} → pérdidas evitadas (**kWh**)

PE → porcentaje de pérdidas evitadas (**60 %**)

El cálculo del petróleo evitado por concepto de generación de electricidad fotovoltaica se puede resolver mediante la ecuación 3.9.

$$P_{tev} = E_{pg} + P_{ev} \cdot C_{cpg} \quad (3.9)$$

donde:

P_{tev} → Petróleo evitado (g)

C_{cpg} → Coeficiente de consumo de petróleo en la generación de electricidad (0,25kg/kWh)

3.18.1 *Análisis económico.*

Como parte de la evaluación del impacto económico, se realiza el estudio de factibilidad técnico económico, para lo que se debe evaluar el costo total de la inversión en cada variante estudiada.

La cantidad de energía que puede generar una central fotovoltaica y su destino final, se encuentran estrechamente vinculadas con la modalidad y variantes que pueden adoptarse para realizar el análisis de factibilidad económica de una inversión de esa naturaleza.

El precio y los resultados de la gestión comercial de la energía, constituyen la pieza clave en la relación de recuperación económica y los estudios de factibilidad.

Los objetivos económicos principales que se trazaron con el proyecto, están enfocados en los siguientes elementos:

- a) Definir y expresar el Valor Actualizado Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Periodo de Recuperación Económica (PRE), demostrando la factibilidad económica para ejecutar la inversión
- b) Lograr un costo adecuadamente competitivo del kWh generado con fotovoltaica.
- c) Reducir el monto de la factura eléctrica.
- d) Aliviar la carga económica del estado en función del subsidio del servicio eléctrico.

Para la realización de los cálculos en función del análisis de factibilidad económica, se ha considerado los siguientes indicadores:

- a) Precio del kWh entregado por la empresa eléctrica se lo tomó con base en la planilla la cual se calcula aplicando el pliego de tarifas para las empresas de distribución.
- b) El monto de la inversión fotovoltaica se definió por el precio de la tecnología fotovoltaica en el mercado internacional, incluido la adquisición de la tecnología, el montaje y la instalación.
- c) Para los ingresos iniciales se consideró el análisis en dos variantes: una con el costo de acuerdo con la factura del kWh máximo (0,53 USD) y, la segunda variante con el costo de acuerdo con la factura del kWh mínimo (0,45 USD), pues la generación fotovoltaica se perfila a evitar estos gastos y aliviar el peso que recae en el estado ecuatoriano por concepto del subsidio en el pago de la electricidad. Se consideraron además las pérdidas evitadas.
- d) Se calculó 25 años de vida útil de la tecnología.

Para el análisis económico se utilizó el programa CE HOMER que es un ejecutable realizado por Orestes Castillo Castillo y Fernando Morales Gallardo, esta herramienta sirve para determinar el Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Periodo de Recuperación (PR) de instalaciones fotovoltaicas. En la gráfica Figura 3.11 se puede observar.

Parámetro	Valor
Inversión	0.00
Recursos Propios	100.00%
Préstamo	0.00%
Interés	0.00%
Devolución (Años)	10
Impuesto	0.00%
Inflación	0.00%
Amortización (Años)	0
Tasa de descuento	0.00%
Costes de Mto	0.00%
Ingreso Inicial	0.00
Análisis (Años)	0
Valor Actual Neto (VAN)	0.00
Tasa Interna de Retorno (TIR)	42351.50%
Período de Recuperación (PR)	0

Figura 3.11 Interfaz para ingreso de datos del proyecto
Fuente: Los autores. CE HOMER

Para los cálculos de los parámetros financieros por parte de CE HOMER fue necesario introducir datos preliminares de la instalación como la cantidad de energía que se le compra y vende a la red con sus respectivos costos, la cantidad de energía que se deja de consumir de la red con sus costos de acuerdo a la Figura 3.12.

Detalles	Potencia	Horas/Año	Precio	Importes
Compra a Red	0.00	0.00	0	0.00
Venta a Red	0.00	0.00	0.00	0.00
Dejado de Consumir de la Red	0.00	0.00	0.00	0.00

Figura 3.12 Ventana de datos de la instalación
Fuente: Los autores. CE HOMER.

Una vez ingresados los datos de la instalación para que el programa realice sus cálculos se le da la orden de *Calcular Resultados* y finalmente el programa presenta un informe al darle la orden *Ver Reporte*.

El análisis del comportamiento del Valor Actualizado Neto (VAN) permitió definir que en todos los casos representa valores positivos, demostrando la viabilidad económica de la inversión y que los flujos de efectivo futuros que genera el proyecto son viables, especialmente cuando se considera el costo real del kWh generado.

El análisis permitió definir que el comportamiento de la Tasa Interna de Retorno (TIR) representa valores positivos, demostrando la viabilidad económica de la inversión, especialmente cuando se trata del análisis en la variante uno.

El análisis del periodo de recuperación económica permitió definir que la recuperación del monto invertido puede lograrse entre 13 y 17 años, en dependencia de la variante que se esté analizando, siendo el periodo más breve cuando se considera el precio máximo del kWh generado en la variante 1 y el periodo de recuperación más prolongado cuando se considera el precio de la facturación de la energía en la variante dos.

Para el cálculo del costo relativo del kWh generado con tecnología fotovoltaica se utilizó la ecuación 3.10.

$$CrGFV = \frac{Cti}{Pscv} \quad (3.10)$$

donde:

$CrGFV$ → costo relativo de la generación fotovoltaica en el ciclo de vida (USD/kWh cv)

Cti → costo total de la inversión (USD)

3.18.2 Evaluación del impacto ambiental.

La evaluación del impacto ambiental se realiza con el objetivo de determinar el impacto al medio que se puede propiciar con la introducción de la tecnología fotovoltaica y estos deben ser estudiados en dos direcciones:

- i. Los efectos negativos al ambiente del sitio donde se instala la tecnología.
- ii. Los impactos ambientales positivos que se logran con la reducción del consumo de combustible fósil.

Los principales efectos ambientales negativos, asociados a la introducción de la tecnología fotovoltaica, van a estar relacionados con la ocupación del espacio y la intrusión visual al paisaje que se causa con la introducción del equipamiento tecnológico. La ubicación de los módulos fotovoltaicos crea un compromiso notable de ocupación del espacio.

Entre los beneficios y ventajas ambientales que reporta la tecnología fotovoltaica se pueden señalar las siguientes:

- a) No emite ruido en su funcionamiento
- b) No tiene partes móviles
- c) No necesita ser abastecida de combustible y lubricante;
- d) No emite gases contaminantes en su etapa de explotación.

Estas características la convierten en una valiosa solución tecnológica reductiva de impactos ambientales.

En la *Guía de Soluciones de Eficiencia Energética* se dice que las acciones locales de eficiencia energética tienen un importante efecto productivo, debido a

las pérdidas en la red eléctrica de distribución y transmisión. Es por ello que por cada unidad energética que se ahorra, se ahorran tres de producción, por lo que se puede valorar que la introducción de la tecnología fotovoltaica en el modo de la generación distribuida puede ofrecer un valor agregado de reducción de impactos ambientales.

Si se considera que el índice de emisiones de CO₂ a la atmósfera, motivada por la generación de electricidad en base a petróleo es equivalente a 0,9 t/MWh, y que la generación fotovoltaica permite reducir la energía generada con petróleo, se puede calcular la reducción de las emisiones de CO₂ derivadas de la implementación de las tecnologías fotovoltaicas. Para realizar dichos cálculos se puede utilizar la ecuación 3.11.

$$ECO_{2e} = (E_{pg} * P_{ev}) \cdot IECO_2 \quad (3.11)$$

donde:

ECO_{2e} → emisiones de CO₂ evitadas

$IECO$ → índice de emisiones de CO₂ en la generación de electricidad

CAPÍTULO 4. RESULTADOS

<u>CAPÍTULO 4. RESULTADOS</u>	76
<u>4.1 Introducción</u>	78
<u>4.2 Resultado del dimensionamiento técnico</u>	78
<i>4.2.1 Resultados de las simulaciones con paneles fotovoltaicos en diferentes ángulos</i>	82
<i>4.2.2 Resultados de las simulaciones con paneles fotovoltaicos de diferentes tecnologías</i>	85
<u>4.3 Evaluación del impacto energético</u>	87
<u>4.4 Análisis de la factibilidad económica</u>	87

4.1 Introducción.

Con la aplicación de los métodos descritos en la sección anterior y concluida las simulaciones se obtienen los informes finales del diseño, así como las tablas y gráficos complementarios. En Figura 4. 1 se muestra la ventana principal del diseño del sistema fotovoltaico donde luego de seleccionar el tipo de sistema a simular se ingresa la información pertinente de la instalación.

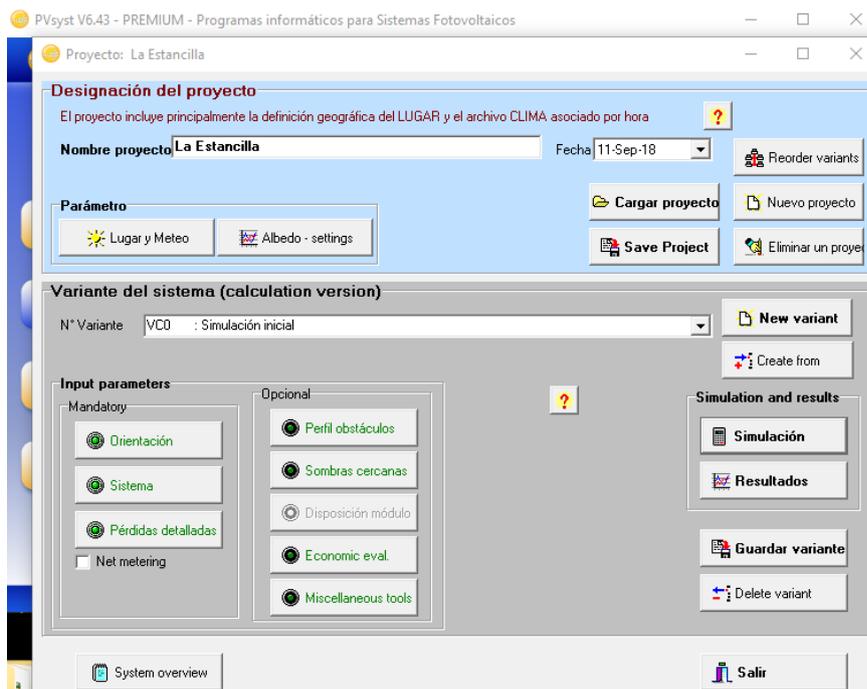


Figura 4. 1 Ventana principal del diseño del sistema fotovoltaico.
Fuente: Los autores. PVsyst 6.4.3.

4.2 Resultado del dimensionamiento técnico

Considerando lo analizado anteriormente se definió diseñar una central fotovoltaica de 417 kWp con plano inclinado fijo de los módulos. El generador fotovoltaico está integrado por módulos del modelo JAM6-60-250Si, con una potencia nominal unitaria de 250 Wp . El generador se conforma con 139 cadenas de 12 módulos de 250 Wp en serie cada una, para un total de 1668 módulos, con una potencia nominal FV de 417 kWp y en condiciones de funcionamiento una potencia máxima fotovoltaica FV de 400 kW dc (50°C) y una potencia nominal CA 400 kW ac .

En la Figura 4. 2 se muestra la primera página del Informe principal del dimensionado técnico de la central fotovoltaica.

PVSYST V6.43	20/10/18	Página 1/3
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación		
Proyecto : La Estancilla		
Lugar geográfico	La Estancilla	País Ecuador
Ubicación	Latitud 0.8°S	Longitud 80.2°W
Hora definido como	Hora Legal Huso hor. UT-5	Altitud 18 m
Datos climatológicos:	La Estancilla	Meteonorm 7.1 (1981-1990), Sat=100% - Síntesis
Variante de simulación : Simulación inicial		
	Fecha de simulación	20/10/18 17h41
Parámetros de la simulación		
Orientación Plano Receptor	Inclinación 10°	Acimut 0°
Modelos empleados	Transposición Perez	Difuso Perez, Meteonorm
Perfil obstáculos	Sin perfil de obstáculos	
Sombras cercanas	Sin sombreado	
Características generador FV		
Módulo FV	Si-mono	Modelo JAM6-60-250/Si
<small>Original PVsyst database</small>	Fabricante	JA Solar
Número de módulos FV	En serie	12 módulos
N° total de módulos FV	N° módulos	1888
Potencia global generador	Nominal (STC)	417 kWp
Caract. funcionamiento del generador (50°C)	V mpp	326 V
Superficie total	Superficie módulos	2727 m²
		En paralelo 139 cadenas
		Pnom unitaria 280 Wp
		En cond. funciona. 374 kWp (50°C)
		I mpp 1147 A
		Superf. célula 2391 m²
Inversor		
<small>Custom parameters definition</small>	Fabricante	Soleaf DSP-33200K
Características	Tensión Funciona.	200-820 V
Banco de inversores	N° de inversores	2 unidades
		Pnom unitaria 200 kWac
		Potencia total 400 kWac
Factores de pérdida Generador FV		
Pérdidas por polvo y suciedad del generador	Fracción de Pérdidas	3.0 %
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const) 29.0 W/m²K	Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador 2.4 mOhm	Fracción de Pérdidas 0.8 % en STC
Pérdida Calidad Módulo		Fracción de Pérdidas -0.8 %
Pérdidas Mismatch Módulos		Fracción de Pérdidas 1.0 % en MPP
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAEIAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo 0.05
Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)		

Traducción sin garantía. Sólo el texto inglés está garantizado.

Figura 4. 2 Primera página del informe principal

Fuente: Los autores. PVsyst 6.4.3.

En la Figura 4. 3 se muestra la segunda página del informe principal, donde se expone la producción normalizada; el factor de rendimiento y; el balance de los resultados principales.

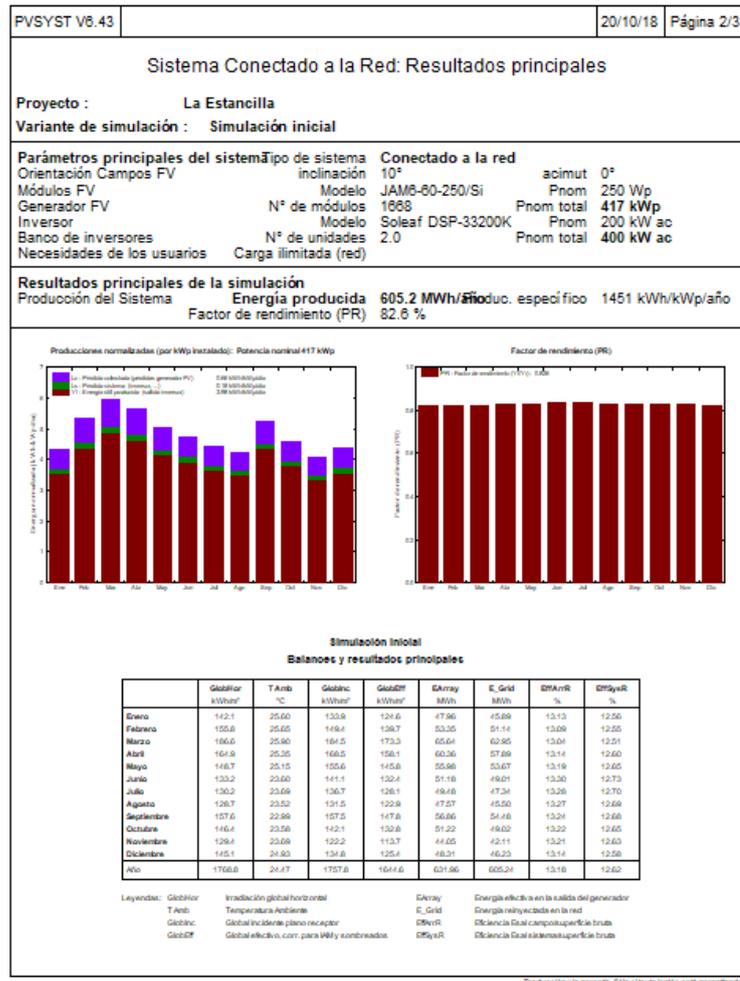


Figura 4. 3 Segunda página del informe principal
 Fuente: Los autores. PVsyst 6.4.3.

En la Figura 4. 4 se muestra la tercera página del informe principal, donde se expone el diagrama de pérdidas durante todo el año.

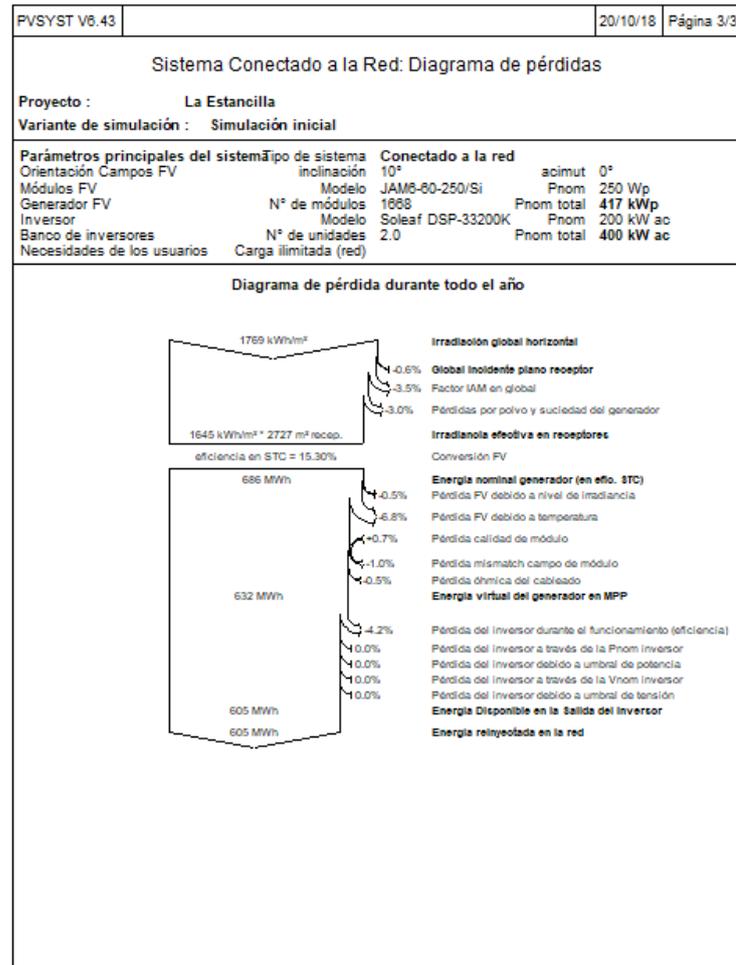


Figura 4. 4 Tercera página del informe principal
 Fuente: Los autores. PVsyst 6.4.3.

Como resultados de la simulación también se pueden obtener un variado grupo de información gráfica, dentro de las que se encuentran:

- Energía incidente de referencia en el plano receptor.
- Diagrama diario de entrada y salida.
- Energía diaria de salida del sistema.
- Distribución irradiación incidente.
- Distribución potencia del generador.
- Distribución potencia de salida del sistema.
- Distribución tensión del generador.

4.2.1 *Resultados de las simulaciones con paneles fotovoltaicos en diferentes ángulos*

Con el objetivo de modelar el diseño definitivo de la central fotovoltaica se realizaron las simulaciones para diferentes variantes.

En la Figura 4. 5 se muestra el resultado de la simulación con la inclinación de los módulos fotovoltaicos a cero grados de inclinación.

Descripción de los acrónimos de la tabla:

GlobHor→ Irradiación global horizontal.

T Amb→ Temperatura ambiente.

GlobInc→ Irradiación global incidente en plano receptor.

GlobEff→ Irradiación global efectivo corregido para IAM y sombreados.

EArray→ Energía efectiva en la salida del generador.

E_Grid→ Energía inyectada en la red.

EffArrR→ Eficiencia Esal campo/superficie bruta

EffSysR→ Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

Variante de simulación : Simulación a 0 grados de inclinación de los módulos

Close Print Export Help

Simulación a 0 grados de inclinación de los módulos
Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	142.1	25.60	142.1	136.5	50472	48323	13.02	12.47
Febrero	155.8	25.65	155.8	150.4	54742	52497	12.88	12.35
Marzo	186.6	25.90	186.6	180.6	65113	62456	12.79	12.27
Abril	164.9	25.35	164.9	159.1	58253	55871	12.95	12.42
Mayo	148.7	25.15	148.7	143.1	53054	50846	13.08	12.53
Junio	133.2	23.60	133.2	128.2	47984	45928	13.21	12.64
Julio	130.2	23.69	130.2	125.2	46841	44792	13.19	12.61
Agosto	128.7	23.52	128.7	123.6	46303	44282	13.19	12.62
Septiembre	157.6	22.99	157.6	152.4	56072	53730	13.04	12.50
Octubre	146.4	23.58	146.4	141.1	52158	49924	13.06	12.50
Noviembre	129.4	23.69	129.4	124.4	46295	44273	13.11	12.54
Diciembre	145.1	24.93	145.1	139.6	51503	49306	13.02	12.46
Año	1768.8	24.47	1768.8	1704.3	628789	602228	13.03	12.48

Figura 4. 5 Simulación con la inclinación de los módulos fotovoltaicos a 0 grados de inclinación
Fuente: Los autores. PVsyst 6.4.3.

En la Figura 4. 6 se muestra el resultado de la simulación con la inclinación de los módulos fotovoltaicos a diez grados de inclinación.

Variante de simulación : Simulación inicial

Close Print Export Help

Simulación inicial
Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	142.1	25.60	133.9	124.6	47964	45887	13.13	12.56
Febrero	155.8	25.65	149.4	139.7	53346	51136	13.09	12.55
Marzo	186.6	25.90	184.5	173.3	65642	62954	13.04	12.51
Abril	164.9	25.35	168.5	158.1	60359	57893	13.14	12.60
Mayo	148.7	25.15	155.6	145.8	55981	53672	13.19	12.65
Junio	133.2	23.60	141.1	132.4	51182	49011	13.30	12.73
Julio	130.2	23.69	136.7	128.1	49481	47343	13.28	12.70
Agosto	128.7	23.52	131.5	122.9	47569	45502	13.27	12.69
Septiembre	157.6	22.99	157.5	147.8	56855	54477	13.24	12.68
Octubre	146.4	23.58	142.1	132.8	51220	49019	13.22	12.65
Noviembre	129.4	23.69	122.2	113.7	44050	42114	13.21	12.63
Diciembre	145.1	24.93	134.8	125.4	48312	46231	13.14	12.58
Año	1768.8	24.47	1757.8	1644.6	631961	605240	13.18	12.62

Figura 4. 6. Simulación inicial con la inclinación de los módulos fotovoltaicos a 10 grados de inclinación
Fuente: Los autores. PVsyst 6.4.3.

En la Figura 4. 7 se muestra el resultado de la simulación con la inclinación de los módulos fotovoltaicos a veinte grados de inclinación.

Variante de simulación : Simulación a 20 grados de inclinación de los módulos

Close Print Export Help

Simulación a 20 grados de inclinación de los módulos
Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	142.1	25.60	123.0	117.5	44019	42075	13.12	12.54
Febrero	155.8	25.65	139.6	134.2	49463	47396	12.99	12.45
Marzo	186.6	25.90	178.0	172.1	62477	59917	12.87	12.34
Abril	164.9	25.35	168.2	163.0	59549	57126	12.98	12.45
Mayo	148.7	25.15	159.0	154.0	56713	54392	13.08	12.54
Junio	133.2	23.60	145.8	141.5	52430	50228	13.18	12.63
Julio	130.2	23.69	140.1	135.8	50354	48198	13.18	12.61
Agosto	128.7	23.52	131.5	127.1	47406	45352	13.22	12.64
Septiembre	157.6	22.99	153.7	148.8	54934	52636	13.10	12.56
Octubre	146.4	23.58	134.6	129.5	48283	46199	13.15	12.58
Noviembre	129.4	23.69	112.5	107.5	40553	38747	13.22	12.63
Diciembre	145.1	24.93	121.6	116.1	43535	41628	13.12	12.55
Año	1768.8	24.47	1707.7	1647.2	609714	583894	13.09	12.54

Figura 4. 7. Simulación con la inclinación de los módulos fotovoltaicos a 20 grados de inclinación
Fuente: Los autores. PVsyst 6.4.3.

En la Figura 4. 8 se muestra el comportamiento gráfico de la productividad energética de la central fotovoltaica con los módulos inclinados a 0°, 10° y 20°.

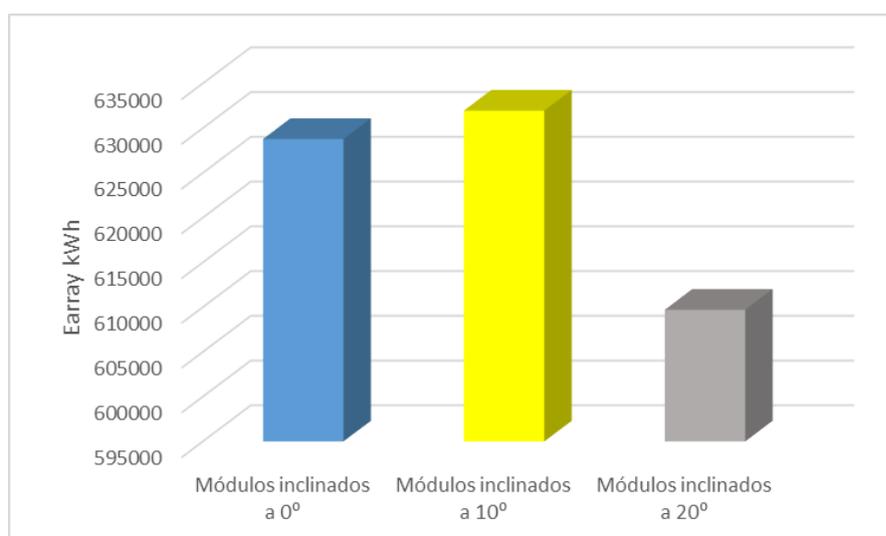
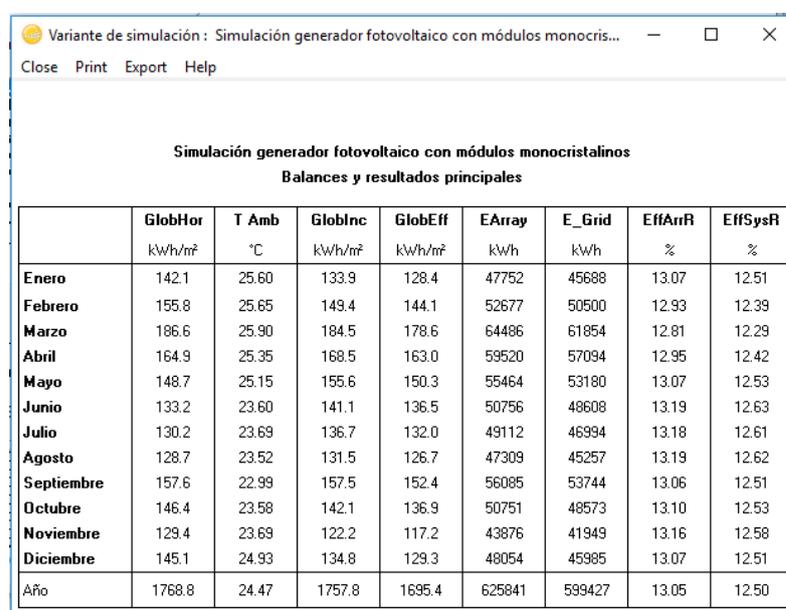


Figura 4. 8 Comportamiento gráfico de la productividad energética
Fuente: Los autores

4.2.2 Resultados de las simulaciones con paneles fotovoltaicos de diferentes tecnologías

En el gráfico de la Figura 4. 8 se puede apreciar que la mayor productividad energética se logra con los módulos fotovoltaicos inclinados a diez grados, lo que garantiza una adecuada perpendicularidad de las celdas fotovoltaicas con la radiación solar, al propio tiempo que resulta propicio para favorecer las tareas del mantenimiento de la central, especialmente las que guardan relación con la limpieza de la superficie captadora del generador.

En la Figura 4. 9 se muestra el resultado de la simulación aplicando módulos fotovoltaicos de silicio monocristalino.



Simulación generador fotovoltaico con módulos monocristalinos								
Balances y resultados principales								
	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	%	%
Enero	142.1	25.60	133.9	128.4	47752	45688	13.07	12.51
Febrero	155.8	25.65	149.4	144.1	52677	50500	12.93	12.39
Marzo	186.6	25.90	184.5	178.6	64486	61854	12.81	12.29
Abril	164.9	25.35	168.5	163.0	59520	57094	12.95	12.42
Mayo	148.7	25.15	155.6	150.3	55464	53180	13.07	12.53
Junio	133.2	23.60	141.1	136.5	50756	48608	13.19	12.63
Julio	130.2	23.69	136.7	132.0	49112	46994	13.18	12.61
Agosto	128.7	23.52	131.5	126.7	47309	45257	13.19	12.62
Septiembre	157.6	22.99	157.5	152.4	56085	53744	13.06	12.51
Octubre	146.4	23.58	142.1	136.9	50751	48573	13.10	12.53
Noviembre	129.4	23.69	122.2	117.2	43876	41949	13.16	12.58
Diciembre	145.1	24.93	134.8	129.3	48054	45985	13.07	12.51
Año	1768.8	24.47	1757.8	1695.4	625841	599427	13.05	12.50

Figura 4. 9. Simulación aplicando módulos fabricados con silicio monocristalino
Fuente: Los autores. PVsyst 6.4.3.

En la Figura 4. 10 se muestra el resultado de la simulación aplicando módulos fotovoltaicos de silicio policristalino.

Variante de simulación : Simulación generador fotovoltaico con módulos policrist...
Close Print Export Help

Simulación generador fotovoltaico con módulos policristalino
Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	142.1	25.60	133.9	128.4	47744	45681	13.04	12.47
Febrero	155.8	25.65	149.4	144.1	52672	50496	12.89	12.36
Marzo	186.6	25.90	184.5	178.6	64486	61853	12.78	12.26
Abril	164.9	25.35	168.5	163.0	59516	57090	12.92	12.39
Mayo	148.7	25.15	155.6	150.3	55455	53172	13.03	12.50
Junio	133.2	23.60	141.1	136.5	50750	48602	13.15	12.60
Julio	130.2	23.69	136.7	132.0	49106	46989	13.14	12.57
Agosto	128.7	23.52	131.5	126.7	47302	45251	13.16	12.59
Septiembre	157.6	22.99	157.5	152.4	56079	53738	13.02	12.48
Octubre	146.4	23.58	142.1	136.9	50743	48565	13.06	12.50
Noviembre	129.4	23.69	122.2	117.2	43866	41941	13.12	12.55
Diciembre	145.1	24.93	134.8	129.3	48044	45976	13.03	12.47
Año	1768.8	24.47	1757.8	1695.4	625763	599353	13.02	12.47

Figura 4. 10. Simulación aplicando módulos fabricados con silicio policristalino
Fuente: Los autores. PVsyst 6.4.3.

En la Figura 4. 11 se muestra el comportamiento gráfico de la productividad energética de un generador conformado con módulos de silicio monocristalino y otro conformado con módulos de silicio policristalino.

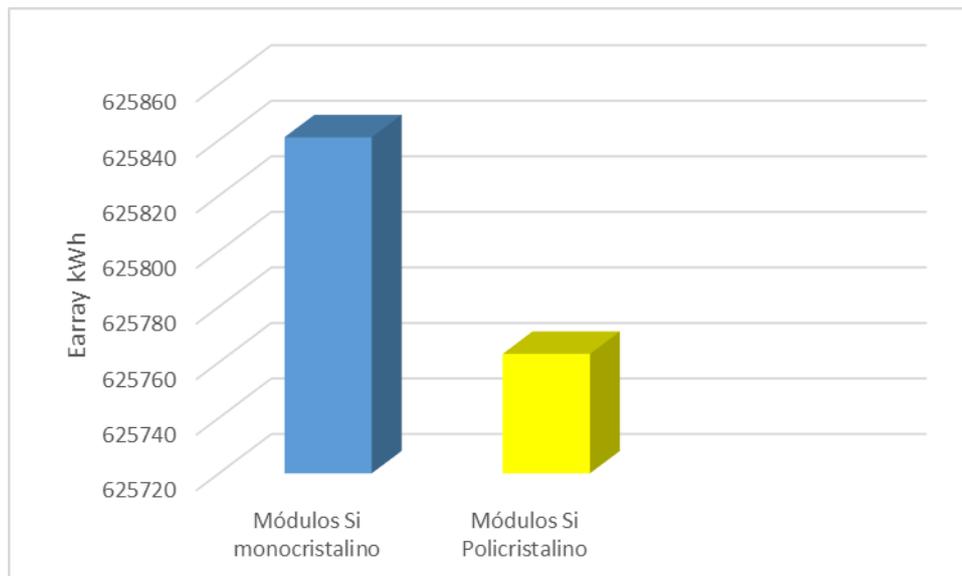


Figura 4. 11. Comportamiento gráfico de la productividad energética
Fuente: Los autores.

En el gráfico de la figura 4.11 se puede apreciar que la mayor productividad energética se logra con los módulos monocristalino y esa situación puede estar dada en la eficiencia nominal de estos módulos que es superior a la de los módulos policristalinos.

4.3 Evaluación del impacto energético

El impacto energético de una central fotovoltaica conectada a la red se define, a partir de que se logre cumplir con el objetivo principal por el cual se introduce esta tecnología, que entre otros está relacionado con la reducción del consumo de energía de la red, el ahorro de combustible, la reducción del costo del kWh generado, la reducción de la factura eléctrica y lograr una contribución a la reducción de la huella del carbono por concepto de generación de electricidad.

En la tabla 4.1 se muestra el análisis de factibilidad energética asociado a la introducción de la tecnología fotovoltaica en empleando módulos fotovoltaicos de Si monocristalino.

Resultados operacionales en un año	Unidad	Módulos de Si monocristalinos
Energía eléctrica generada por la central fotovoltaica	(MWh)	631,96
Energía útil entregada a la red	(MWh)	605,24
Pérdidas por distribución	(MWh)	6,96
Energía eléctrica disponible para el consumo	(MWh)	598,28
Estimado del petróleo evitado	(t)	149,57

Tabla 4. 1 Análisis de factibilidad energética

4.4 Análisis de la factibilidad económica

En la tabla 4.2 se muestran los resultados del análisis de factibilidad económica asociado a la introducción de la tecnología fotovoltaica en las dos variantes analizadas.

Partida de gastos (IVA incluido)	Unidad	Módulos de Si monocristalinos
Costo de la tecnología fotovoltaica (adquisición de la tecnología y soporte de los módulos, instalación y montaje)	(USD)	2 350 000,00
Costo de los transformadores	(USD)	14 500,00
Costo de la línea de distribución (postes, línea eléctrica y herrajes)	(USD)	1 480,00
Costo protecciones	(USD)	548,00
Costo de la instalación y montaje (de transformadores, postes y líneas eléctricas)	(USD)	1 800,00
Sub total de gastos planificados para la inversión	(USD)	2 368 328,00
Con el precio de facturación	Valor actualizado neto (VAN)	(USD) 988 034,62
	Tasa interna de retorno (TIR)	(%) 7,9

de la energía máximo	Periodo de recuperación económica (PRE)	(años)	13
Con el precio de facturación de la energía mínimo	Valor actualizado neto (VAN)	(USD)	254 647,94
	Tasa interna de retorno (TIR)	(%)	6
	Periodo de recuperación económica (PRE)	(años)	17
Costo del kWh promedio		(USD)	0.15
Reducción de la factura eléctrica anualmente		(USD)	293 157,20

Tabla 4. 2 Análisis de factibilidad económica
Fuente: Los autores.

El análisis del comportamiento del Valor Actualizado Neto (VAN) permitió definir que en todos los casos representa valores positivos, demostrando la viabilidad económica de la inversión y que los flujos de efectivo futuros que genera el proyecto son viables, especialmente cuando se considera el costo real del kWh generado.

En la Figura 4. 12 se muestra el resumen de estudio de factibilidad económica para una inversión considerando la variante 1, con el precio de facturación del kWh (0,53 USD).

The screenshot shows the 'Entrada de Datos de la Inversión' window with the following data:

Inversión	2,368,328.00	Inflación	4.50%
Recursos Propios:	20.00%	Amortización(Años)	15
Préstamo	80.00%	Tasa de descuento	0.00%
Interés	10.00%	Costes de Mto	4.00%
Devolución(Años)	15	Ingreso Inicial	317,088.40
Impuesto	10.00%	Análisis (Años)	25
Valor Actual Neto (VAN):		988,034.62	
Tasa Interna de Retorno (TIR):		7.90%	
Periodo de Recuperación (PR):		13	

Buttons: Datos de Instalación, Calcular Resultados, Ver Reporte

Autores: Ing. Orestes Castillo Castillo
Lic. Fernando Morales Gallardo

Figura 4. 12. Resumen de estudio de factibilidad económica para una inversión considerando la variante 1.

Fuente: Los autores, utilizando el software CE HOMER

En la tabla 4.3 se muestra la tabla de resultados del estudio de factibilidad económica.

Tabla de Resultados (Análisis de Inversiones)

Inversión Total:	2,368,328.00	Interés:	10.00%	Inflación:	4.50%	Costes de Mto:	4.00%
Préstamo:	1,894,662.40	Devolución (Años):	15	Amortización (Años):	15	Ingreso del Año 1:	17,088.40
Recursos Propios:	473,665.60	Impuesto:	10.00%	Tasa de descuento:	0.00%	Años:	25

Años	Ingresos	Gastos Variables	Amortizaciones	IGT	Intereses	IGT	Impuesto	Beneficio Neto	Desembolso	Cash Flow	Beneficio Acumulado	Post del Préstamo
1	117,088.40	12,683.54	157,888.53	46,516.33	89,466.24	42,949.91	-4,294.99	36,654.92	26,310.83	-7,077.21	-7,077.21	1,788,351.57
2	130,564.66	13,254.30	157,888.53	59,421.83	76,835.16	-17,413.33	-1,741.33	15,672.00	26,310.83	15,905.71	8,828.50	1,642,040.75
3	144,613.65	13,850.74	157,888.53	72,874.38	64,204.07	8,670.31	867.03	7,803.26	26,310.83	39,380.96	48,209.48	1,515,729.92
4	159,259.74	14,474.02	157,888.53	86,897.18	51,572.99	35,324.19	3,532.42	31,791.77	26,310.83	63,369.48	111,578.96	1,389,419.09
5	174,528.27	15,125.35	157,888.53	101,514.39	38,941.91	62,572.48	6,257.25	56,315.23	26,310.83	87,892.94	199,471.90	1,263,108.27
6	189,509.40	15,805.99	157,888.53	115,814.88	26,310.83	89,504.05	8,950.41	80,553.65	26,310.83	12,131.35	311,603.25	1,136,797.44
7	205,089.78	16,517.26	157,888.53	130,683.98	13,679.74	17,004.24	11,700.42	65,303.82	26,310.83	36,681.52	448,484.77	1,010,486.61
8	221,293.37	17,260.54	157,888.53	146,144.30	01,048.66	45,095.84	14,509.56	30,586.07	26,310.83	62,163.78	610,648.55	884,175.79
9	238,145.11	18,037.26	157,888.53	162,219.31	88,417.58	73,801.73	17,380.17	56,421.56	26,310.83	87,999.26	798,647.82	757,864.96
10	255,670.91	18,848.94	157,888.53	178,933.44	75,786.50	103,146.94	20,314.69	82,832.25	26,310.83	114,409.95	1,013,057.77	631,554.13
11	273,897.75	19,697.14	157,888.53	196,312.07	63,155.41	133,156.66	23,315.67	109,840.99	26,310.83	141,418.70	1,254,476.47	505,243.31
12	292,853.66	20,583.52	157,888.53	214,381.61	50,524.33	163,857.26	26,385.73	137,471.55	26,310.83	169,049.26	1,523,525.73	378,932.48
13	312,567.80	21,509.77	157,888.53	233,169.50	37,893.25	195,276.25	29,527.62	165,748.62	26,310.83	197,326.33	1,820,852.06	252,621.65
14	333,070.52	22,477.71	157,888.53	252,704.27	25,262.17	227,442.10	32,744.21	194,697.89	26,310.83	226,275.80	2,147,127.86	126,310.83
15	354,393.34	23,489.21	157,888.53	273,015.59	12,631.08	260,384.51	36,038.45	224,346.06	26,310.83	255,923.77	2,503,051.43	0.00
16	376,569.07	24,546.22	0.00	292,022.85	0.00	292,022.85	55,202.26	186,820.56	0.00	186,820.56	2,999,871.99	0.00
17	399,631.83	25,650.80	0.00	317,981.03	0.00	317,981.03	57,398.10	168,582.93	0.00	168,582.93	3,516,454.91	0.00

Tuesday, October 23, 2018

Página 1 de 2

Tabla 4. 3 Resultados del estudio de factibilidad económica variante 1
Fuente: Elaboración propia utilizando el software CE HOMER

En la Figura 4. 13 se muestra el resumen de estudio de factibilidad económica para una inversión considerando la variante dos, con el precio real de la energía (0,45 USD).

Entrada de Datos de la Inversión

Inversión	2,368,328.00	Inflación	4.50%
Recursos Propios:	20.00%	Amortización(Años)	15
Préstamo	80.00%	Tasa de descuento	0.00%
Interés	10.00%	Costes de Mto	4.00%
Devolución(Años)	15	Ingreso Inicial	269,226.00
Impuesto	10.00%	Análisis (Años)	25
Valor Actual Neto (VAN):		254,647.94	
Tasa Interna de Retorno (TIR):		6.00%	
Período de Recuperación (PR):		17	

Datos de Instalación Calcular Resultados Ver Reporte

Autores: Ing. Orestes Castillo Castillo
Lic. Fernando Morales Gallardo

Figura 4. 13 Resumen de estudio de factibilidad económica para una inversión considerando la variante 2
Fuente: Elaboración propia utilizando el software CE HOMER

En la tabla 4.4 se muestra la tabla de resultados del estudio de factibilidad económica.

Tabla de Resultados (Análisis de Inversiones)

Inversión Total:	2,368,328.00	Interés:	10.00%	Inflación:	4.50%	Costes de Mtto:	4.00%
Préstamo:	1,894,662.40	Devolución (Años):	15	Amortización (Años):	15	Ingreso del Año 1:	39,226.00
Recursos Propios:	473,665.60	Impuesto:	10.00%	Tasa de descuento:	0.00%	Años:	25

Años	Ingresos	Costes Variables	Amortizaciones	IGT	Intereses	IGT	Impuesto	Beneficio Neto	Desembolso	Cash Flow	Beneficio Acumulado	Perfil del Préstamo
1	159,226.00	10,769.04	157,888.53	00,568.43	89,468.24	88,897.81	-8,889.78	80,008.03	26,310.83	-48,430.33	-48,430.33	1,768,351.57
2	180,668.11	11,253.85	157,888.53	11,525.92	76,835.16	-65,309.23	-6,530.92	58,778.31	26,310.83	-27,200.60	-75,630.93	1,642,040.75
3	192,598.50	11,760.06	157,888.53	22,947.91	64,204.07	-41,256.17	-4,125.62	37,130.55	26,310.83	-5,552.85	-81,183.77	1,515,729.92
4	105,031.85	12,289.26	157,888.53	34,854.05	51,572.99	-16,718.94	-1,671.89	15,047.04	26,310.83	16,530.86	-64,653.11	1,389,419.09
5	117,995.70	12,842.26	157,888.53	47,264.89	38,941.91	8,322.98	832.30	7,490.68	26,310.83	39,068.39	-25,564.72	1,263,108.27
6	130,715.53	13,420.18	157,888.53	59,406.82	26,310.83	33,095.99	3,309.60	29,786.39	26,310.83	61,364.10	35,779.38	1,136,797.44
7	143,944.15	14,024.09	157,888.53	72,031.53	13,679.74	58,351.79	5,835.18	52,516.61	26,310.83	84,094.31	119,673.69	1,010,486.61
8	157,701.92	14,655.18	157,888.53	85,158.21	01,048.88	84,109.55	8,410.95	75,698.59	26,310.83	07,276.30	227,149.99	884,175.79
9	172,010.00	15,314.86	157,888.53	98,808.81	88,417.58	10,389.23	11,038.92	99,350.30	26,310.83	30,928.01	358,078.00	757,864.98
10	186,890.40	16,003.82	157,888.53	112,998.05	75,786.50	37,211.55	13,721.15	23,490.39	26,310.83	55,068.10	513,146.10	631,554.13
11	102,386.01	16,723.99	157,888.53	127,753.49	63,155.41	64,598.08	16,459.81	48,138.27	26,310.83	79,715.98	692,862.08	505,243.31
12	118,480.65	17,476.57	157,888.53	143,095.55	50,524.33	92,571.22	19,257.12	73,314.10	26,310.83	104,891.80	897,753.88	378,932.48
13	135,199.08	18,263.01	157,888.53	159,047.53	37,893.25	21,154.28	22,115.43	99,038.85	26,310.83	130,616.56	1,128,370.44	252,821.65
14	152,607.04	19,084.85	157,888.53	175,833.66	25,262.17	150,371.49	25,037.15	25,334.34	26,310.83	156,912.05	1,385,282.49	126,310.83
15	170,711.32	19,943.67	157,888.53	192,879.12	12,831.08	180,248.04	28,024.80	152,223.24	26,310.83	183,800.94	1,669,083.43	0.00
16	189,539.78	20,841.13	0.00	188,698.64	0.00	188,698.64	46,889.86	121,828.78	0.00	121,828.78	2,090,912.21	0.00
17	109,121.37	21,778.99	0.00	187,342.38	0.00	187,342.38	48,734.24	138,608.14	0.00	138,608.14	2,529,520.38	0.00

Tuesday, October 23, 2018

Página 1 de 2

Tabla 4. 4 Resultados del estudio de factibilidad económica variante 2
Fuente: Los autores, utilizando el software CE HOMER

En la tabla 4.5 se muestra la tabla de resultados del estudio de factibilidad económica.

Inversión Total:	124.530,66	Interés:	10,00%	Inflación:	4,00%	Costes de Mtto:	4,00%
Préstamo:	0,00	Devolución (Años):	10	Amortización (Años):	10	Ingreso del Año 1:	5.933,00
Recursos Propios	124.530,66	Impuesto:	10,00%	Tasa de descuento:	0,00%	Años:	25

Años	Ingresos	Costes Variables	Amortizaciones	GAT	Intereses	GAT	Impuesto	Beneficio Neto	Desembolso	Cash Flow	Beneficio Acumulado	Pérdida del Préstamo
1	15.933,00	637,32	12.453,07	2.842,61	0,00	2.842,61	284,26	2.558,35	0,00	15.011,42	15.011,42	0,00
2	16.530,49	662,81	12.453,07	3.414,61	0,00	3.414,61	341,46	3.073,15	0,00	15.526,21	30.537,63	0,00
3	17.150,38	689,33	12.453,07	4.007,99	0,00	4.007,99	400,80	3.607,19	0,00	16.060,26	46.597,89	0,00
4	17.793,52	716,90	12.453,07	4.623,56	0,00	4.623,56	462,36	4.161,20	0,00	16.614,27	63.212,16	0,00
5	18.460,78	745,57	12.453,07	5.262,14	0,00	5.262,14	526,21	4.735,92	0,00	17.188,99	80.401,14	0,00
6	19.106,90	775,40	12.453,07	5.878,44	0,00	5.878,44	587,84	5.290,60	0,00	17.743,66	98.144,81	0,00
7	19.775,65	806,41	12.453,07	6.516,17	0,00	6.516,17	651,62	5.864,55	0,00	18.317,62	116.462,42	0,00
8	20.467,79	838,67	12.453,07	7.176,06	0,00	7.176,06	717,61	6.458,45	0,00	18.911,52	135.373,94	0,00
9	21.184,17	872,22	12.453,07	7.858,88	0,00	7.858,88	785,89	7.073,00	0,00	19.526,06	154.900,00	0,00
10	21.925,61	907,11	12.453,07	8.565,44	0,00	8.565,44	856,54	7.708,90	0,00	20.161,96	175.061,97	0,00
11	22.693,01	943,39	0,00	21.749,62	0,00	21.749,62	2.174,96	19.574,66	0,00	19.574,66	194.636,62	0,00
12	23.487,26	981,12	0,00	22.506,14	0,00	22.506,14	2.250,61	20.255,53	0,00	20.255,53	214.892,15	0,00
13	24.309,32	1.020,37	0,00	23.288,95	0,00	23.288,95	2.328,89	20.960,05	0,00	20.960,05	235.852,20	0,00
14	25.160,14	1.061,18	0,00	24.098,96	0,00	24.098,96	2.409,90	21.689,06	0,00	21.689,06	257.541,27	0,00
15	26.040,75	1.103,63	0,00	24.937,12	0,00	24.937,12	2.493,71	22.443,41	0,00	22.443,41	279.984,67	0,00
16	26.952,18	1.147,78	0,00	25.804,40	0,00	25.804,40	2.580,44	23.223,96	0,00	23.223,96	303.208,63	0,00
17	27.895,50	1.193,69	0,00	26.701,81	0,00	26.701,81	2.670,18	24.031,63	0,00	24.031,63	327.240,26	0,00
18	28.871,84	1.241,44	0,00	27.630,41	0,00	27.630,41	2.763,04	24.867,37	0,00	24.867,37	352.107,63	0,00
19	29.882,36	1.291,09	0,00	28.591,27	0,00	28.591,27	2.859,13	25.732,14	0,00	25.732,14	377.839,77	0,00
20	30.928,24	1.342,74	0,00	29.585,50	0,00	29.585,50	2.958,55	26.626,95	0,00	26.626,95	404.466,72	0,00
21	32.010,73	1.396,45	0,00	30.614,28	0,00	30.614,28	3.061,43	27.552,85	0,00	27.552,85	432.019,58	0,00
22	33.131,11	1.452,30	0,00	31.678,80	0,00	31.678,80	3.167,88	28.510,92	0,00	28.510,92	460.530,50	0,00
23	34.290,69	1.510,40	0,00	32.780,30	0,00	32.780,30	3.278,03	29.502,27	0,00	29.502,27	490.032,76	0,00
24	35.490,87	1.570,81	0,00	33.920,06	0,00	33.920,06	3.392,01	30.528,05	0,00	30.528,05	520.560,81	0,00
25	36.733,05	1.633,65	0,00	35.099,40	0,00	35.099,40	3.509,94	31.589,46	0,00	31.589,46	552.150,28	0,00
Totales	828.206,34	28.641,77	124.530,88	476.132,81	0,00	476.132,81	47.613,28	427.819,82	0,00	662.160,28	662.160,28	

Valor Actual Neto (VAN): 49.779,54

Tasa Interna de Retorno (TIR): 14,20%

Período de Recuperación (PR): 7

Tabla 4. 5 Resultados del estudio de factibilidad económica
Fuente: Los autores, el software CE HOMER

En la Figura 4. 14 se muestra el resumen de estudio de factibilidad económica para una inversión considerando la variante dos, con el precio real de la energía (0,23 USD).



Figura 4. 14. Resumen de estudio de factibilidad económica para una inversión considerando la variante 1, con el precio real de la energía

Fuente: Los autores, utilizando el software CE HOMER

CAPÍTULO 5. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

<u>CAPÍTULO 5. DISCUSIÓN DE RESULTADOS</u>	93
<u>5.1 Dimensionamiento</u>	95
<u>5.2 Datos meteorológicos.</u>	95
<u>5.3 Simulación y producción energética</u>	96
<u>5.4 Análisis económico</u>	96

5.1 Dimensionamiento

Para la implementación de un sistema de energía solar fotovoltaico se debe empezar por el dimensionamiento de la planta para lo cual es necesario conocer las características y la demanda de la carga a servir, en este trabajo se consideró a la Planta de Tratamiento de agua Potable La Estancilla. Se realizó la caracterización de la carga, así como el estudio de demanda de energía eléctrica. Se obtuvo resultados de demanda horaria lo que determinó el consumo de energía. Es importante tener en cuenta que no se puede servir al 100% del consumo de energía eléctrica de esta carga en particular debido a que prácticamente demanda energía de igual manera en el día como en la noche por lo que ese dato no era suficiente para el dimensionamiento.

Se analizó la posibilidad de dimensionar la planta de energía solar fotovoltaica de acuerdo al consumo de energía eléctrica durante el día, sin embargo, es conocido que la irradiancia no es constante durante todo el día, por lo que no se podrá generar energía eléctrica de acuerdo a lo que demanda la planta. Tampoco se puede cubrir toda la demanda de la planta debido a las restricciones técnicas propias debido a la naturaleza de la carga.

Finalmente se optó por hacer uso de la restricción de espacio disponible para realizar el dimensionamiento de la planta de energía solar fotovoltaica, tomando en cuenta eso se realizó el dimensionamiento haciendo uso el área disponible por lo que la energía eléctrica producida va a contribuir al consumo de la planta y en ningún caso asumirá toda la demanda de la planta de agua potable.

5.2 Datos meteorológicos.

Una vez dimensionada la planta de energía solar fotovoltaica es necesario simular el funcionamiento de la misma para obtener la productividad de la misma es decir la cantidad de energía que pueda generar anualmente. Para realizar la simulación es necesario obtener los datos meteorológicos del lugar de la instalación, se puede obtener de diversas maneras entre las cuales se podrían citar PVGIS, Meteonorm y la NASA. Estos sistemas proveen de datos referenciales de los lugares de la tierra como irradiación solar o temperatura. Al ser una planta fotovoltaica ubicada en América del Sur la disponibilidad de datos meteorológicos no se encuentra a disposición fácilmente, por ejemplo, el sistema

PVGIS solamente ofrece datos para Europa, África y Asia, por lo tanto, no se pudo emplear para obtener los datos para el lugar en donde se realizó el estudio. Para este trabajo se seleccionó los datos del sistema Meteonorm 7.1 debido a que mostraba más precisión en datos obtenidos en anteriores estudios en América del Sur.

5.3 Simulación y producción energética

Luego de tener elegida la base de datos para obtener los datos meteorológicos se hizo necesario obtener la productividad anual de la planta de energía fotovoltaica para luego continuar con los demás análisis. En el campo de la energía solar fotovoltaica se puede hacer uso de diferentes software o programas de computadora para realizar el diseño de la planta, se debe elegir los paneles solares fotovoltaicos, los inversores y la configuración de estos paneles tanto el número de módulos en serie como el número de cadenas. Con la información del sistema se debe realizar la simulación para así obtener la productividad de la planta en kWh/año, la producción específica en kWh/kWp/año, así como la productividad normalizada kWh/kWp/día de la propia planta.

Entre los programas de computadora disponibles para realizar el diseño y simulación de la planta solar fotovoltaica tenemos Solarius PV, PV syst, SAM, HelioScope, etc. En nuestro caso se utilizó PV syst, este programa se ajusta a los requerimientos técnicos necesarios para llevar a cabo el estudio, es decir haciendo uso de los datos meteorológicos obtenidos del sistema Meteonorm como la irradiación y la temperatura hace una simulación logrando obtener la productividad anual de la planta fotovoltaica. De acuerdo a estudios comparativos entre varios programas creados para la misma tarea se llegó a la conclusión de que es una de las mejores opciones para realizar el presente estudio.

5.4 Análisis económico

Para el análisis económico era necesario encontrar una herramienta computacional que permitiera analizar la inversión económica de la planta fotovoltaica, se debía analizar varios indicadores económicos como la tasa interna de retorno, el tiempo de recuperación, entre otros. Luego de analizar

entre la propia herramienta de análisis económico del PVsyst y el software CEHOMER, se decidió por este último debido a que en los cálculos se podían incluir variables como la energía que se dejaba de consumir de la red.

CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

<u>CAPÍTULO 6.</u> <u>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</u>	98
<u>6.1</u> <u>Conclusiones</u>	100
<u>6.2</u> <u>Recomendaciones</u>	100

6.1 Conclusiones

Se consideró una inclinación de diez grados. Este diseño permite una adecuada captación de la radiación solar, al tiempo que favorece la limpieza de los módulos, pues en el sitio escogido para la instalación suele levantarse polvo que tiende a ensuciar la superficie de los módulos y con ello obstaculizar la captación de la radiación solar.

El trabajo permitió comparar los aspectos técnicos, económicos y ambientales de la generación fotovoltaica y la térmica, de cara a justificar la viabilidad del empleo de la primera como posible contribución a la demanda energética en la provincia de Manabí, al tiempo que constituye una solución energética sostenible.

Las simulaciones en el PVsyst, permitieron realizar el diseño de la tecnología fotovoltaica en dos variantes técnicas, pudiendo comprobar que la variante conectada directamente al nodo común de la carga, resulta más factible desde el punto de vista técnico; sin embargo desde el punto de vista energético sería más eficiente conectar la energía directamente a la carga.

El trabajo permitió realizar una evaluación de los impactos energético, económico y ambiental, logrando determinar la viabilidad técnico-económica relacionada con la introducción de la tecnología fotovoltaica en la provincia de Manabí.

6.2 Recomendaciones

Considerando la importancia que reviste la energía solar como una alternativa viable para lograr la diversificación de la generación eléctrica de la provincia de Manabí, resulta recomendable continuar estudiando y comparando los aspectos técnicos, económicos y ambientales de la generación fotovoltaica y la térmica, con el objetivo de reforzar los elementos que demuestran la viabilidad de la energía fotovoltaica como posible contribución para satisfacer la demanda energética en la provincia de Manabí.

Se recomienda continuar perfeccionando el modelo para el diseño de una central fotovoltaica conectada a la red, logrando actualizar los procedimientos técnicos en base a las normas técnicas y regulaciones establecidas.

Por las ventajas que ofrece la generación distribuida es recomendable analizar los diseños de las FRE conectadas en los puntos de consumo.

Se recomienda continuar desarrollando y profundizando en los estudios de penetración a la red mediante la conexión de tecnologías alternativas al sistema eléctrico de potencia.

Se recomienda continuar profundizando en el estudio de los impactos energético, económico y ambiental de la tecnología fotovoltaica, bajo las condiciones del sistema eléctrico de potencia de la provincia de Manabí.

REFERENCIAS

- ANSI-IEEE 1547 2003. Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems.
- ARCONEL 2008. Franjas de servidumbre en líneas del servicio de energía eléctrica y distancias de seguridad entre las redes eléctricas y edificaciones. *Resolución Nro. ARCONEL-018/18, Regulación Nro. ARCONEL 001/18 . Agencia de Regulación y Control de la Electricidad. Ecuador.*
- ARCONEL 2015. Regulación No. ARCONEL-002/15. *Directorio de la Agencia de Regulación y Control de la Electricidad*, Disponible en: <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2016/01/004.pdf>.
- ASAMBLEA CONSTITUYENTE, E. 2008. Constitución Política de la República del Ecuador. Consultada el día 15 de abril de 2018. Disponible en: <http://pdba.georgetown.edu/Constitutions/Ecuador/ecuador08.html>.
- ASAMBLEA NACIONAL, E. 2010. Código Orgánico de la Producción, Comercio e Inversiones. Suplemento. *Órgano del gobierno del Ecuador Consultado el 15 enero 2015. Registro Oficial 351/2010.* <http://es.scribd.com/doc/46069535/Codigo-de-la-ProduccionVigente-en-Ecuador>.
- BIOESCUELA 2016. Partes de un aerogenerador. *Bioescuela. Retrieved*, Consultado el 20 de mayo de 2018. Disponible en: <http://www.bioescuela.org.ar/2-5-2-partes-de-un-aerogenerador/>.
- CARTE, J., CALERO, R., COLMENAR, A. & CASTRO, M. A. 2009. Centrales de energías renovables: generación eléctrica con energías renovables. *Madrid, España. Pearson Educación, S.A.*
- CASTRO, F. M., VILARAGUT, L. M., FILGUEIRAS, S. D. R. M. L., SANTOS, F. A. & RODRIGUEZ, G. M. 2018. Challenges and Technical Requirements for Integration of Renewable Energy Sources in Cuban Electric System. *International Journal of Physical Sciences and Engineering. Available online at* <http://sciencescholar.us/journal/index.php/ijpse>, e-ISSN : 2550-6943, p-ISSN : 2550-6951, 2 No. 3, December 2018, 1~9.
- CEMBRANOS, N. F. J. 2014. Motores Síncronos. *Revista Digital de ACTA. Consultado el 10 de junio de 2018.* Disponible en: https://www.acta.es/medios/articulos/ciencias_y_tecnologia/029001.pdf.
- CONELEC 2008. Requerimientos para la supervisión y control en tiempo real del sistema nacional interconectado por parte del CENACE *Regulación No. CONELEC – 005/08 Directorio del consejo nacional de electricidad CONELEC.*
- DÉVORA, P. J. 2017. Caracterización de módulos fotovoltaicos con dispositivo portatil. *Universidad Carlos III de Madrid*, Disponible en: https://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/6037/PFC_Julio_Fernandez_Ferichola.pdf;jsessionid=76BB7A51701A2B6ECFB6E979F82A7150?sequence=1.
- DÍAZ, S. R., VÁZQUEZ, P. A. & RODRIGUEZ, G. M. 2012. Normas técnicas y sistemas fotovoltaicos conectados a red. *Revista CUBASOLAR.* www.cubasolar.cu/biblioteca/Ecosolar/Ecosolar39/HTML/Articulo02N.htm, Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergéticas (CIPEL), Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría (CUJAE). La Habana. Cuba
- ENERGREENCOL 2014. Soluciones de energía para áreas rurales en Colombia. *Consultado el 10 de mayo de 2018. Energías Renovables en Colombia, Disponible en:* www.energrecol.com.
- FERNANDO, I. 2009. Atlas del sistema eléctrico ecuatoriano 2009. *Ministerio de Electricidad y Energía Renovables, 2009. Terrasoe imagen corporativa. CONELEC, CELEC, CENEL, 17.*

- GRIFFA, B. & MARCÓ, L. 2016. ¿Cómo se genera la energía eléctrica? *Universidad Nacional de San Martín. Escuela de Economía y Negocios. Centro de Investigación en Economía y Planeamiento Energético*, Consultado el 10 de junio de 2018. Disponible en: <http://www.unsam.edu.ar/escuelas/economia/Ciepe/pdf/Como-se-genera-la-energia-electrica-en-nuestro-pais.pdf>.
- IEC 1992. Protección contra sobretensiones para sistemas de generación de energía fotovoltaica (PV) - Guía. *IEC INTERNATIONAL 61173 STANDARD Première édition First edition 1992-08*.
- IEC 1999. Sistemas fotovoltaicos - Acondicionadores de potencia - Procedimiento para medir la eficiencia. *IEC 61683. First edition 1999-11. INTERNATIONAL STANDARD*.
- IEC 2005. Módulos fotovoltaicos terrestres (PV) de silicio cristalino - Calificación de diseño y aprobación de tipo. *IEC 61215. Edition 2.0 2005-04. INTERNATIONAL STANDARD*
- IEC 2007. Sistemas de energía solar fotovoltaica: términos, definiciones y símbolos. *IEC/TS 61836. Edition 2.0 2007-12. TECHNICAL SPECIFICATION*.
- IEC 2008. Procedimiento de prueba de medidas de prevención de isla para inversores fotovoltaicos interconectados a la red pública. *IEC 62116. Edition 1.0 2008-09. INTERNATIONAL STANDARD*
- IEC 2009. Sistemas fotovoltaicos conectados a la red: requisitos mínimos para la documentación del sistema, pruebas de puesta en marcha e inspección. *IEC 62446. Edition 1.0 2009-05. INTERNATIONAL STANDARD*
- IEC 2010. Seguridad de los convertidores de potencia para su uso en sistemas de energía fotovoltaica. Parte 1: Requisitos generales. *IEC 62109-1. Edition 1.0 2010-04. International Standar.*
- IEC 2013. IEC 62548 TS: Design requirements for photovoltaic (PV) arrays *82/746/DTS*
- IEC 2014a. Dispositivos fotovoltaicos - Parte 2: Requisitos para dispositivos solares de referencia. *82/806/CDV*
- IEC 2014b. IEC 62116. Utility-interconnected photovoltaic inverters - Test procedure of islanding prevention measures. *International Electrotechnical Commission.* , Disponible en: <https://webstore.iec.ch/publication/6479>.
- IEC 2014c. Instalaciones eléctricas de baja tensión - Parte 9-1: requisitos de instalación, diseño y seguridad para sistemas fotovoltaicos (PV). *64/1891/CDV IEC 60364-9-1*.
- IEC 2015. IEC 61000-4. Paquete de compatibilidad electromagnética. *Disponible en: https://webstore.ansi.org/default.aspx*.
- IEEE 1986. Criterios recomendados por IEEE para sistemas de energía fotovoltaica terrestre. *ANSI/IEEE Std 928-1986. An American National Standard, IEEE Standards Coordinating Committee 21 Photovoltaics*.
- IEEE 2003. Estándar IEEE para interconectar recursos distribuidos con sistemas de energía eléctrica. *Standards Coordinating Committee 21, 1547™-2003*.
- INTRIAGO, C. G. & SALVATIERRA, C. S. 2016. Implementación de tecnología fotovoltaica conectada a la red para suministrar energía eléctrica al segundo y tercer piso del edificio nº 3 de Docentes de Tiempo Completo de la Universidad Técnica de Manabí, el ahorro y la eficiencia energética. *Repositorio de la Biblioteca Central de la Universidad Técnica de Manabí*, Informe de trabajo de titulación en la carrera de Ingeniería Eléctrica.
- ITC 2017. El ITC investiga nuevos materiales para mejorar los aerogeneradores. *Consultado el 20 de mayo de 2018. Disponible en: https://www.renovablesverdes.com/el-itc-investiga-nuevos-materiales-para-mejorar-los-aerogeneradores/*.
- MARKVART, T. & CASTAFIER, L. 2003. Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications *Elsevier Science. ISBN 1856173909* Library of Congress Cataloging-in-Publication Data Practical handbook of photovoltaics: fundamentals and applications.
- MARTÍNEZ., L. M. & L.M.E.L 2011. Energía y Cambio Climático. *Editorial Academia. Empresa de Gestión del Conocimiento y la Tecnología (GECYT). Cuba, 189*.
- MENDEZ, J. & CUERVO, R. 2011. Energía Solar Fotovoltaica. *Madrid, España. FC Editorial*.

- MUNDOENERGÍA 2016. SeeBA presenta la torre eólica más alta del mundo *Consultado el 20 de mayo de 2018. Disponible en: <http://www.mundoenergia.com/2007/01/19/seeba-presenta-la-torre-eolica-mas-alta-del-mundo/>.*
- MURILLO, P. 2005. Estudio sobre el Servicio de Energía Eléctrica en el Ecuador y su impacto en los consumidores. *Tribuna Ecuatoriana de Consumidores y Usuarios. Consultado el 15 de mayo de 2018. Disponible en: http://www.imaginar.org/docs/L_tribuna_electrico.pdf.*
- ONI ESCUELAS 2015. Radiación solar. *IPEM 56 Abraham Juárez. Villa María Córdova. Consultado el 2 de noviembre de 2017. Disponible en: <http://www.oni.escuelas.edu.ar/>.*
- OSORIO, L. L. 2013. El cambio de la matriz productiva en el Ecuador y su efecto en el comercio exterior. *Conferencia en la Pontificia Universidad Católica del Ecuador 2013, VI semana internacional de administración, contabilidad y auditoría 304 021.*
- PAPATHANASSIOUA, S. A. & BOULAXIS, N. G. 2005. Power limitations and energy yield evaluation for wind farms operating in island *Renewable Energy*, 31, Issue 4, April 2006. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148105000923>, 457-479.
- PENELOPE 2012. ¿CÓMO SE GENERA LA ELECTRICIDAD? *twenergy. Consultado el 15 de junio de 2018. Disponible en: <https://twenergy.com/a/como-se-genera-la-electricidad-666>.*
- PÉREZ, J. C. A. 2013. Trabajo de Diploma para optar por el Título de Ingeniero Electricista. *Instituto Superior Politécnico José A. Echeverría (CUJAE), La Habana. Cuba. Facultad de Ingeniería Eléctrica.*
- RAMPINELLI, G. A., GASPARIN, F. P., BÜHLER, A. J., KREZINGER, A. & CHENLO ROMERO, F. 2015. Assessment and mathematical modeling of energy quality parameters of grid connected photovoltaic inverters. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 52, 133-141.
- RAÚL 2011. La generación de energía eléctrica y su largo recorrido. *Consultado el 16 de junio de 2018. Disponible en: <https://twenergy.com/a/el-largo-viaje-de-la-electricidad-211>.*
- ROBAYO, L. C. & SERNA, G. S. 2015. Sistema para caracterización de paneles fotovoltaicos. *Actas de Ingeniería. Vol. 1, 2015, Disponible en: <http://fundacioniai.org/actas/Actas1/Actas%201.7.pdf>, 42-46.*
- RODRIGUEZ G MARÍA 2015. SIGDES. *Sistema de Información Geográfica para el Desarrollo Sostenible. Facultad de Ciencias Matemáticas, Físicas y Químicas de la Universidad Técnica de Manabí.*
- RODRÍGUEZ, G. M. & VÁZQUEZ, P. A. 2015. Libro Guía de la Energía Solar en la provincia de Manabí. (En fase de edición). *Carrera de Ingeniería Eléctrica. Facultad de Ciencias Matemáticas Físicas y Químicas de la Universidad Técnica de Manabí.*
- RODRÍGUEZ, G. M. & VÁZQUEZ, P. A. 2018. La energía fotovoltaica en la provincia de Manabí. *Ediciones UTM- Universidad Técnica de Manabí. Unidad de Cooperación Universitaria. ISBN: 978-9942-948-20-5.*
- SANCHEZ REINOSO, C. R., DE PAULA, M. & BUITRAGO, R. H. 2014. Cost–benefit analysis of a photovoltaic power plant. *International Journal of Hydrogen Energy*, 39, 8708-8711.
- SANTOS, F. A. 2017. Metodología para el cálculo del límite de potencia eólica (LPE) en sistemas eléctricos débiles y distribuidos. *Tesis en opción al grado científico de Doctor en Ciencias Técnicas, Universidad Tecnológica de La Habana José Antonio Echeverría, Cujae, La Habana, Cuba, julio 2017.*
- SARMIENTO, S. A. 2013. Energía Solar Fotovoltaica. Temas seleccionados. *Editorial Academia., Editor 2013: Empresa de Gestión del Conocimiento y la Tecnología, Gecyt. Cuba.*
- SENPLADES 2013. Plan Nacional del Buen Vivir 2013-2017. *Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo. Ecuador.*
- SIFONTES, M., MARICEL 2013. Influencia del ángulo de inclinación en la productividad de una central fotovoltaica de 1MW en el tiempo de vida útil. *Tesis de grado para obtener el título de Ingeniera Eléctrica. Repositorio de la biblioteca del Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergéticas (CIPEL). CUJAE: La Habana. Cuba.*

- THOMPSON, D. 2016. ¿Qué es la red eléctrica y cómo funciona? *ShareAmerica*. Consultado el 5 de junio de 2018. Disponible en: <https://share.america.gov/es/que-es-la-red-electrica-y-como-funciona/>.
- UNIVERSIDAD ESTATAL DE NUEVO MÉXICO 1996. Sistemas de energía fotovoltaica y el Código Eléctrico Nacional: prácticas sugeridas. *SAND2001-0674 Unlimited Release Printed March 2001. Supersedes SAND96-2797 Dated December 1996*.
- URUGUAY NATURAL MARCA PAIS 2015. En 2015 Uruguay cambia base energética: el 15% será biomasa y el 29% eólica. *Sitio Oficial*. (n.d.). Retrieved May 20, 2018, Disponible en: <http://marcapaisuruguay.gub.uy/en-2015-uruquay-cambia-base-energetica-el-15-sera-biomasa-y-el-29-eolica/>.
- VÁZQUEZ, P. A. & COLECTIVO DE AUTORES 2017. Energy, Local development and territorial planning. *LAP LAMBERT Acaemic Publisching*. ISBN: 978-620-2-09497-9.
- WESTERVELT, D. F. F. 2005. Energy Trends and Their Implications for. Construction Engineering Research Laboratory. *ERDC/CERL TR-05-21, Construction Engineering*, Consultado el 30 de octubre de 2017. <http://www.jacksonprogressive.com/issues/econandwelfare/ArmyEnergyPlan.pdf>.
- XU, X., GUAN, C. & JIN, J. 2018. Valuing the carbon assets of distributed photovoltaic generation in China. *Energy Policy*, 121, 374-382.
- ZAPATA, R. N. A. 2013. Caracterización y evaluación de plataformas transaccionales inteligentes para la implementación de Redes Eléctricas Inteligentes en Colombia. *Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de: Magíster en Ingeniería de Sistemas*. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de minas, Escuela de Sistemas. Medellín, Colombia.

Anexo 1

DESCRIPCION DE LAS INSTALACIONES DE LA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN LA ESTANCILLA”, FUENTE LOS AUTORES.

Introducción.

La energía eléctrica ha llegado a convertirse en un insumo indispensable para las actividades del ser humano, su generación se produce en diversos puntos por lo general alejados de los puntos de consumo. Con la finalidad de disminuir las pérdidas por transmisión esta se hace en altos niveles de tensión siendo las subestaciones los puntos de salida y de llegada de las líneas de transporte de energía.

Al ser tan importante la energía eléctrica, es necesario tener sistemas eléctricos robustos que sean confiables para los usuarios y que al presentarse fallos estos tengan una duración muy pequeña, para lograrlo es indispensable tener un buen sistema de protecciones que sean capaces de identificar las fallas y despejarlas en la menor cantidad de tiempo posible.

En las subestaciones elementos importantes de los sistemas eléctricos de potencia y dada su relevancia dentro de los mismos se consideran una serie de protecciones que deben estar coordinadas de manera que el funcionamiento sea óptimo.

Descripción Generalizada de las Instalaciones.

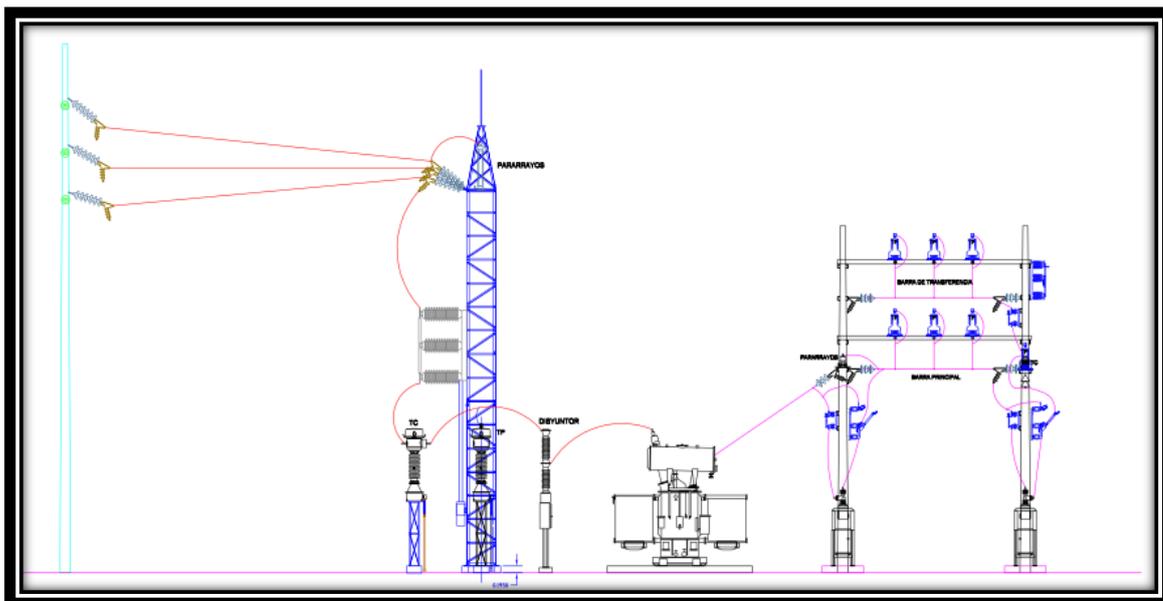
Para el presente caso de estudio se toma la subestación La Estancilla que se encuentra ubicada en la cabecera parroquial de Ángel Pedro Giler del Cantón Tosagua Provincia de Manabí, y que sirve a las cargas de la Estación de Bombeo de Agua Potable La Estancilla de la EMAARS E.P. que dota del líquido vital a los cantones Tosagua, Bolívar, Junín, San Vicente y Sucre.



Gráfica N°1.- Ubicación de la subestación La Estancilla (Fuente Google Maps).

ITEM	EQUIPO	CANTIDAD
1	Transformador de Potencia 10/12,5 MVA tipo ONAN/ONAF 69/13,8 kV.	1
2	Disyuntor tripolar para 69 kV, tanque vivo, tripolar 72,5 kV, 60 Hz, 600 A	1
3	Seccionador 3F, 69 kV con cuchilla puestas a tierra	1
4	Pararrayos tipo subestación 60kV.	3
5	Transformadores de potencial monofásicos para 69kV	3
6	Transformadores de corrientes MR 600/5, 5P20, 60VA	3
7	Interruptor trifásico 15kV, 1200A	1
8	Reconectador trifásico 15kV, 630A	2
9	Seccionador monopolar de cuchilla, tipo estación, 15kV, 1200A	3
10	Seccionador monopolar de cuchilla, tipo estación, 15kV, 600A	6
11	Seccionador de barra de accionamiento tripolar 15kV, 400A	2
12	Seccionador monopolar de cuchilla, tipo Tandem, 15kV, 1200A	3
13	Seccionador monopolar de cuchilla, tipo Tandem, 15kV, 600A, con fusibles de 200A.	6
14	Transformador de potencial para 8,4kV/120V. 40VA, clase 0.2 para posiciones de salida a 13,8kV.	6
15	Transformador de potencial para 8,4kV/120V. 12,5VA, clase 0.3 para sensar presencia de voltaje en la barra principal y barra de transferencia	6
16	Transformador de corriente para 15 kV, 300/5, 5A 40VA, clase 0.2 para posiciones de salida a 13,8kV.	6
17	Pararrayos 10kV, óxido metálico de Zn, tipo subestación.	6
	Tablero de protección y medición de transformador de potencia.	1
18	Tablero de protección y medición de alimentadores a 13,8kV.	2
19	Tablero para monitoreo SCADA	1
20	Banco de baterías de 125 voltios	1
21	Cargador automático de baterías tipo rectificador de onda completa	1

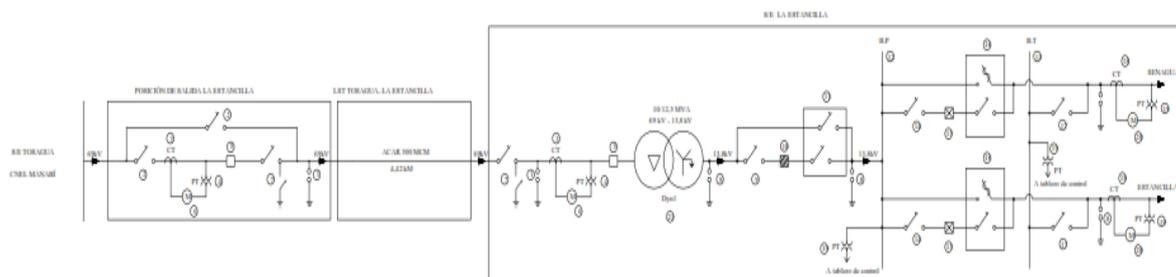
Tabla N°1.- Elementos de la S/E La Estancilla.



Gráfica N°2.- Diagrama físico de los componentes de la subestación La Estancilla.

Descripción general del sistema.

La subestación La Estancilla se alimenta de la subestación Tosagua y ambas están unidas a través de una línea de transmisión a 69kV con una longitud de 4,42 km con un conductor ACAR de 300 MCM en terna simple como se puede observar en la gráfica N°2.



Gráfica N°3.- Diagrama unifilar de la conexión entre la S/E Tosagua y la S/E La Estancilla.

Descripción particular de la Subestación.

Patio de 69kV.

En las siguientes tablas se pone a consideración los elementos del patio de 69kV.

ITEM	EQUIPO	CANTIDAD
1	Aislador tipo 69kV tipo poste para estructura tangente	3

2	Aislador tipo 69kV tipo suspensión.	3
3	Aislador retención 69kV	3
4	Grapa terminal	3

Tabla N°2.- Aisladores y herrajes patio 69kV.

El interruptor en SF₆ modelo LW36-72,5 de Seiyuan Electric Co. es de estructura tripolar de tanque vivo, es un diseño para intemperie en el centro entre las tres fases hay un mecanismo de operación con enclavamiento eléctrico trifásico, las características se muestran en detalle en la siguiente tabla:

ITEM	DETALLE	
1	Tensión Nominal	72,5 kV
2	Frecuencia	60 Hz
3	Corriente Nominal	3150 A
4	Corriente de ruptura en falla de línea corta	90%I _k , 75% I _k

Tabla N°3.- Características de interruptor en SF₆.

Transformador de potencia.

El transformador de potencia de la subestación La Estancilla, posee las siguientes características.

ITEM	DESCRIPCIÓN	DATO TÉCNICO
1	Fabricante	GEM-EACHER
2	Capacidad	10/12,5 MVA
3	Tipo/Serie	SF11- 12500/69
4	Refrigeración	ONAN/=ONAF
5	Norma de Fabricación	IEC-60076
6	BIL AT/MT	LI350AC 140/LI95AC38
7	Relación de transformación	69±2x2,5% 13,8kV

Tabla N°3.- Datos característicos del transformador de la S/E La Estancilla.



Gráfica N°4.- Foto en primer plano de la subestación.

Patio de 13,8kV.

En el dado de media tensión se tienen dos alimentadores, de los cuales sólo uno está siendo utilizado por la Estación de bombeo de EMAARS E.P. de la estructura se puede destacar dos reconectores de la marca Siemens modelo 7SR224.

Anexo 2

**DATOS DE LA ESTACIÓN DE BOMBEO DE LA PLANTA
POTABILIZADORA DE AGUA LA ESTANCILLA, FUENTE
EMAARS-EP.**



EMPRESA PÚBLICA MUNICIPAL MANCOMUNADA DE AGUA POTABLE,
AL CANTARILLADO Y SERVICIOS INTEGRALES DEL MANEJO DE RESIDUOS SÓLIDOS,
URBANOS Y RURALES DE LOS CANTONES BOLÍVAR, JUNÍN, SAN VICENTE, SUCRE Y
TOSAGUA

ESTACION DE BOMBEO PRESEDIMENTACION

EQUIPOS	POTENCIA INSTALADA EN KW	FACTOR DE SIMULTANEIDAD	DEMANDA EN KW	FACTOR DE FRECUENCIA DE USO	DEMANDA MAXIMA EN KW
Motor de bomba de 40 HP	29,8	1	29,8	1	29,8
Motor de bomba de 25 HP	18,62	0,5	9,31	0,6	5,586
Motor de bomba de 60 HP	44,7	1	44,7	1	44,7
Motor de bomba de 60 HP	44,7	0,5	22,35	0,6	13,41
	137,82		106,16		93,496

Factor de potencia 0,9
Demanda maxima en Kva 103,87
Banco de transformadores existente 3x 50 Kva 13800/460 V

FILTROS Y ADMINISTRACION

EQUIPOS	POTENCIA INSTALADA EN KW	FACTOR DE SIMULTANEIDAD	DEMANDA EN KW	FACTOR DE FRECUENCIA DE USO	DEMANDA MAXIMA EN KW
Iluminacion	2,5	0,7	1,75	0,6	1,05
Tomacorrientes	4,6	0,8	3,68	0,7	2,576
aire acondicionado	11	0,8	8,8	0,7	6,16
Filtros	25	1	25	0,8	20
	43,1		39,23		29,786

Factor de potencia 0,9
Demanda maxima en Kva 33
Transformador monofasico existente 1 x 50 Kva 7967/240 V-
120V

ILUMINACION EXTERIOR

EQUIPOS	POTENCIA INSTALADA EN KW	FACTOR DE SIMULTANEIDAD	DEMANDA EN KW	FACTOR DE FRECUENCIA DE USO	DEMANDA MAXIMA EN KW
Iluminacion de vias- 25 lamparas de Sodio 150 w	3,75	0,8	3	0,7	2,1
Iluminacion de areas exteriores de estaciones- 15 lamparas de Sodio 250w	3,75	0,8	3	0,7	2,1
Iluminacion de Subestacion 6 lamparas de Sodio de 150 w	0,9	0,8	0,72	0,7	0,504
	8,4		6,72		4,704

Factor de potencia 0,9
 Demanda maxima en Kva 5,22
 Transformador monofasico existente 1 x 25 Kva 7967/240 V-120V

VIVIENDAS

EQUIPOS	POTENCIA INSTALADA EN KW	FACTOR DE SIMULTANEIDAD	DEMANDA EN KW	FACTOR DE FRECUENCIA DE USO	DEMANDA MAXIMA EN KW
Iluminacion	5	0,8	4	0,7	2,8
Tomacorrientes	10	0,8	8	0,7	5,6
	15		12		8,4

Factor de potencia 0,9
 Demanda maxima en Kva 9,33
 Transformador monofasico existente 1 x 25 Kva 7967/240 V-120V

3.-RED AEREA DE MEDIA TENSION

De los análisis realizados se ha determinado que la potencia instalada es de 2953,27 KW y la demanda máxima es de 2112,76 KW lo que al voltaje de 13,8 KV nos da como resultado que esta circulando por los alimentadores en media tensión una corriente de 90 amperios, lo que indica que sobrepasa la capacidad de conducción del conductor # 2 AWG de Aluminio y deberá cambiarse por conductor # 2/0 AWG -ASCR para evitar la caídas de voltaje y permitir un crecimiento futuro.

En la puerta frontal :

Un analizador de redes digital para la puerta.

Tres Luces de presencia de tensión de color rojas

Pulsador verde indicativo de marcha

- Pulsador rojo indicativo de paro
- Pulsador parada de emergencia

Banco de condensadores: para corregir de 0,84 fp existente a 0,94 fp proyectado

Un regulador de potencia reactiva

- Banco de condensadores 30 KVAR 480V
- Dos contactores para los pasos de regulación
- Un breaker de 3 polos 50 amperios 600 VAC

3. E TABLERO DE CONTROL 460V - BOMBA DE 120 HP CON BANCO DE CONDENSADORES.

Gabinete metálico con doble fondo de 200cm de altura x 140cm de ancho y 80cm de fondo, para montar un arranque suave de una bomba trifásica de 120 HP a 460V y banco de condensadores 30 KVAR 480V, que incluye:

En su interior deberá constar de:

- Breaker trifásico regulable de 200 Amp. 600 VAC
- Arrancador electrónico suave para una bomba de 120 HP a 460V 60Hz
- Con protección térmica del motor, bypass incorporado
- Dos ventiladores de panel al lado superior izquierdo.
- Disyuntores unipolares para riel din de 2 Amp.
- Transformadores de corriente relación de 200 / 5 AMP.
- Un autotransformador de 500 VA de 480V a 240V.

4.-ACOMETIDAS SUBTERRANEAS EN MEDIA TENSION

Existen 4 acometidas subterráneas en media tensión construidas con conductor unipolar apantallado de Cobre # 2 AWG aislado para 15 KV que alimentan a cuatro centros de transformación, las mismas que se encuentran en servicio.

Los seccionadores portafusibles a instalarse serán del tipo abierto 15 KV 200 Amperios con sistema rompe carga.

Se realizara un mantenimiento y cambio de estructuras y elementos que no se encuentren en buen estado.

5.-TRANSFORMADORES

Existen 8 centros de transformación en servicio, lo mismos que a continuación se detallan

CENTRO DE TRANSFORMACION	TIPO	FASES	POTENCIA EN KVA	UTILIZACION
CT-1	Pad mounted	trifasico	1000	Estacion de bombeo #1-agua tratada
CT-2	Banco	trifasico	3 x 500	Estacion de bombeo #2-agua tratada
CT-3	Pad mounted	trifasico	1000	Estacion de bombeo #2-retrolavado de filtros
CT-4	Convencional	trifasico	750	Estacion de bombeo # 3-captacion de agua cruda
CT-5	Banco	trifasico	3 x 50	Bombeo presidementacion
CT-6	autoprotegido	monofasico	50	Filtros y Administracion
CT-7	autoprotegido	monofasico	25	Iluminacion exterior
CT-8	autoprotegido	monofasico	25	Viviendas

6.-ACOMETIDAS DE BAJA TENSION Y ALIMENTADORES

Se ha realizado un estudio individual por cada estación de bombeo de las acometidas en baja tensión desde los transformadores hasta los tableros principales de distribución y los alimentadores a los tableros de arranque y control de las bombas.

6.A CALCULO DE LAS CAIDAS DE TENSION EN ACOMETIDAS Y ALIMENTADORES

7.- ESTACION DE BOMBEO # 1- AGUA TRATADA

7.A ACOMETIDA DEL GENERADOR DE 1000 KW a TTA 3(4xNo.350 MCM/TTU 2000 V)+N 2x 350 MCM/TTU 2000 V

Se entenderá así al conjunto de conductores eléctricos, ductería y accesorios que se requieren para la energización desde el Generador de 1000 KW hasta el Tablero de Transferencia Automática, ubicado en el cuarto nuevo de las bombas.

Este alimentador consta de 4 cables por fase TTU No. 350 MCM TTU 2000V y 2 cables de 350 MCM TTU 2000 V para el Neutro, en canal de hormigón con tapa.

7.B ACOMETIDA DE TTA a TDP-1 3(4 x 350 MCM/TTU 2000V)+N 2x.350 MCM TTU 2000 V

Se entenderá así al conjunto de conductores eléctricos, ductería y accesorios que se requieren para la energización desde el Tablero de Transferencia Automática hasta Tablero de Distribución Principal No. 1, ubicado en el cuarto de las bombas. Este alimentador consta de 4 cables por fase TTU 2000 V No. 350 MCM y 2 cables de 350 MCM TTU 2000V para el Neutro, en canal tipo escalera.

7.C ACOMETIDA DESDE TRANSFORMADOR DE 1000 KVA a TTA 3 (4 x 350 MCM/ +N 2 x 350 MCM TTU 2000 V

Se entenderá así al conjunto de conductores eléctricos, ductería y accesorios que se requieren para la remodelación de la acometida existente desde el Transformador de 1000 KVA hasta el Tablero de Transferencia Automática, ubicado en el cuarto de las bombas. Este alimentador consta de 4 cables por fase TTU 2000V No. 350 MCM y 2 cables No. 350 MCM TTU 2000V para el Neutro, sobre canaleta galvanizada tipo escalera.

7.D ALIMENTADOR DE TDP-1 – TCB (ARRANCADOR SUAVE) DE BOMBA DE 500 HP

Se entenderá así al conjunto de conductores eléctricos y accesorios que se requieren para la energización desde el Tablero de Distribución Principal TDP-1, ubicado en la Estación de Bombeo hasta el Tablero Control de la Bomba de 500 HP . Este alimentador consta de dos conductores por fase TTU 2000 V de 300 MCM y un cable THHN No. 4 AWG para la puesta a Tierra, sobre canaleta galvanizada tipo escalera.

7.E ALIMENTADOR DE TDP-1 – TCB (ARRANCADOR SUAVE) DE BOMBA DE 100 HP

Se entenderá así al conjunto de conductores eléctricos y accesorios que se requieren para la energización desde el Tablero de Distribución Principal TDP-1, ubicado en la Estación de Bombeo hasta el Tablero Control de la bomba de 100 HP. Este alimentador consta de un conductor por fase TTU 2000 V No. 1/0 AWG y un cable THHN No. 4 AWG para la puesta a Tierra, sobre canaleta galvanizada tipo escalerilla.

7.F ALIMENTADOR TDP-1 – TCB(ARRANCADOR SUAVE) DE BOMBA DE 700 HP

Se entenderá así al conjunto de conductores eléctricos y accesorios que se requieren para la energización desde el Tablero de Distribución Principal TDP-1, ubicado en la Estación de Bombeo hasta el Tablero Control de la Bomba de 700 HP. Este alimentador consta de 4 conductores por fase TTU 2000V 4/0 AWG y un cable THHN No. 4 AWG para la puesta a Tierra, sobre canaleta galvanizada tipo escalerilla.

7.G ALIMENTADOR DE TCB(ARRANCADOR SUAVE) A MOTOR DE BOMBA DE 500 HP

Se entenderá así al conjunto de conductores eléctricos y accesorios que se requieren para la energización desde el Tablero de Control e Bomba (Arrancador suave), ubicado en la Estación de Bombeo hasta el motor de la bomba de 500 HP. Este alimentador consta de dos conductores por fase TTU 2000 V de 300 MCM y un cable THHN No.4 AWG para la puesta a tierra sobre canaleta galvanizada tipo escalerilla.

7.H ALIMENTADOR DE TCB(ARRANCADOR SUAVE) A MOTOR DE BOMBA DE 100 HP

Se entenderá así al conjunto de conductores eléctricos y accesorios que se requieren para la energización desde el Tablero de Control e Bomba (Arrancador suave), ubicado en la Estación de Bombeo hasta el motor de la bomba de 100 HP. Este alimentador consta de un conductor por fase TTU 2000 V # 1/0 AWG y un cable THHN No.6 AWG para la puesta a tierra sobre canaleta galvanizada tipo escalerilla.

7.I ALIMENTADOR DE TCB(ARRANCADOR SUAVE) A MOTOR DE BOMBA DE 700 HP

Se entenderá así al conjunto de conductores eléctricos y accesorios que se requieren para la energización desde el Tablero de Control e Bomba (Arrancador suave), ubicado en la Estación de Bombeo hasta el motor de la bomba de 700 HP. Este alimentador consta de

cuatro conductores por fase TTU 2000 V # 4/0 AWG y un cable THHN No.4 AWG para la puesta a tierra sobre canaleta galvanizada tipo escalera.

8.- ESTACION DE BOMBEO # 2- AGUA TRATADA

8.A ACOMETIDA DEL GENERADOR DE 1500 KW a TTA 3 (5xNo.500 MCM/TTU 2000 V+ N 3x 500 MCM/TTU 2000 V

Se entenderá así al conjunto de conductores eléctricos, ductería y accesorios que se requieren para la energización desde el Generador de 1500 KW hasta el Tablero de Transferencia Automática, ubicado en el cuarto nuevo de las bombas.

Este alimentador consta de 5 conductores por fase TTU No. 500 MCM TTU 2000V y 3 cables de 500 MCM TTU 2000 V para el Neutro, en canal de hormigón con tapa.

8.B ACOMETIDA DE TTA a TDP-2 3(5 x 500 MCM/TTU 2000V)+N 3x.500 MCM TTU 2000 V

Se entenderá así al conjunto de conductores eléctricos, ductería y accesorios que se requieren para la energización desde el Tablero de Transferencia Automática hasta el Tablero de Distribución Principal TDP-2, ubicado en el cuarto de las bombas. Este alimentador consta de 5 cables por fase TTU 2000 V No. 500 MCM y 3 cables de 500 MCM TTU 2000V para el Neutro, en canal tipo escalera.

8.C ACOMETIDA DESDE TRANSFORMADOR DE 1500 KVA a TTA 3 (5 x 500 MCM/ +N 3 x 500 MCM TTU 2000 V

Se entenderá así al conjunto de conductores eléctricos, ductería y accesorios que se requieren para la remodelación de la acometida existente desde el Transformador de 1500 KVA hasta el Tablero de Transferencia Automática, ubicado en el cuarto de las bombas. Este alimentador consta de 5 cables por fase TTU 2000V No. 500 MCM y 3 cables No. 500 MCM TTU 2000V para el Neutro, sobre canaleta galvanizada tipo escalera.

8.D ALIMENTADOR DE TDP-2 – TCB (ARRANCADOR SUAVE) DE BOMBA DE 200 HP

Se entenderá así al conjunto de conductores eléctricos y accesorios que se requieren para la energización desde el Tablero de Distribución Principal TDP-2, ubicado en la Estación de Bombeo hasta el Tablero Control de la Bomba de 200 HP. Este alimentador consta de un conductor por fase TTU 2000 V # 4/0 y un cable THHN No. 4 AWG para la puesta a Tierra, sobre canaleta galvanizada tipo escalera.

8.-E ALIMENTADOR DE TDP-2 – TCB (ARRANCADOR SUAVE) DE BOMBA DE 350 HP

Se entenderá así al conjunto de conductores eléctricos y accesorios que se requieren para la energización desde el Tablero de Distribución Principal TDP-2, ubicado en la Estación de Bombeo hasta el Tablero Control de la bomba de 350 HP. Este alimentador consta de dos conductores por fase TTU 2000 V # 3/0 AWG y un cable THHN No. 4 AWG para la puesta a Tierra, sobre canaleta galvanizada tipo escalerilla.

8.F ALIMENTADOR TDP-2 – TCB(ARRANCADOR SUAVE) DE BOMBA DE 400 HP

Se entenderá así al conjunto de conductores eléctricos y accesorios que se requieren para la energización desde el Tablero de Distribución Principal TDP-2, ubicado en la Estación de Bombeo hasta el Tablero Control de la Bomba de 400 HP. Este alimentador consta de 2 conductores por fase TTU 2000V 4/0 AWG y un cable THHN No. 4 AWG para la puesta a Tierra, sobre canaleta galvanizada tipo escalerilla.

8.G ALIMENTADOR DE TCB(ARRANCADOR SUAVE) A MOTOR DE BOMBA DE 200 HP

Se entenderá así al conjunto de conductores eléctricos y accesorios que se requieren para la energización desde el Tablero de Control e Bomba (Arrancador suave), ubicado en la Estación de Bombeo hasta el motor de la bomba de 200 HP. Este alimentador consta de un conductor por fase TTU 2000 V # 4/0 AWG y un cable THHN No.4 AWG para la puesta a tierra sobre canaleta galvanizada tipo escalerilla.

8.H ALIMENTADOR DE TCB(ARRANCADOR SUAVE) A MOTOR DE BOMBA DE 350 HP

Se entenderá así al conjunto de conductores eléctricos y accesorios que se requieren para la energización desde el Tablero de Control e Bomba (Arrancador suave), ubicado en la Estación de Bombeo hasta el motor de la bomba de 350 HP. Este alimentador consta de dos conductores por fase TTU 2000 V # 3/0 AWG y un cable THHN No.4 AWG para la puesta a tierra sobre canaleta galvanizada tipo escalerilla.

8.1 ALIMENTADOR DE TCB(ARRANCADOR SUAVE) A MOTOR DE BOMBA DE 400 HP

Se entenderá así al conjunto de conductores eléctricos y accesorios que se requieren para la energización desde el Tablero de Control e Bomba (Arrancador suave), ubicado en la Estación de Bombeo hasta el motor de la bomba de 400 HP. Este alimentador consta de dos conductores por fase TTU 2000 V # 4/0 AWG y un cable THHN No.4 AWG para la puesta a tierra sobre canaleta galvanizada tipo escalerilla.

9.- ESTACION DE BOMBEO # 2- AGUA TRATADA Y RETROLAVADO DE FILTROS

9. A ACOMETIDA DEL GENERADOR DE 1000 KW a TTA 3(4 xNo.350 MCM/TTU 2000 V+ N 2x 350 MCM/TTU 2000 V

Se entenderá así al conjunto de conductores eléctricos, ductería y accesorios que se requieren para la energización desde el Generador de 1000 KW hasta el Tablero de Transferencia Automática, ubicado en el cuarto nuevo de las bombas.

Este alimentador consta de 4 conductores por fase TTU No. 350 MCM TTU 2000V y 2 cables de 350 MCM TTU 2000 V para el Neutro, en canal de hormigón con tapa.

9.B ACOMETIDA DE TTA a TDP-3 3(4 x 350 MCM/TTU 2000V)+N 2x.350 MCM TTU 2000 V

Se entenderá así al conjunto de conductores eléctricos, ductería y accesorios que se requieren para la energización desde el Tablero de Transferencia Automática hasta el Tablero de Distribución Principal TDP-3, ubicado en el cuarto de las bombas. Este alimentador consta de 4 cables por fase TTU 2000 V No. 350 MCM y 2 cables de 350 MCM TTU 2000V para el Neutro, en canal tipo escalerilla.

9.C ACOMETIDA DESDE TRANSFORMADOR DE 1000 KVA a TTA 3 (4 x 350 MCM/ +N 2 x 350 MCM TTU 2000 V

Se entenderá así al conjunto de conductores eléctricos, ductería y accesorios que se requieren para la remodelación de la acometida existente desde el Transformador de 1000 KVA hasta el Tablero de Transferencia Automática, ubicado en el cuarto de las bombas. Este alimentador consta de 4 cables por fase TTU 2000V No. 350 MCM y 2 cables No. 350 MCM TTU 2000V para el Neutro, sobre canaleta galvanizada tipo escalerilla.

9.D ALIMENTADOR DE TDP-3 a TCB (ARRANCADOR SUAVE) DE BOMBA DE 200 HP

Se entenderá así al conjunto de conductores eléctricos y accesorios que se requieren para la energización desde el Tablero de Distribución Principal TDP-3, ubicado en la Estación de Bombeo hasta el Tablero Control de la Bomba de 200 HP . Este alimentador consta de un conductor por fase TTU 2000 V # 4/0 y un cable THHN No. 4 AWG para la puesta a Tierra, sobre canaleta galvanizada tipo escalerilla.

9.E ALIMENTADOR DE TDP-3 a TCB (ARRANCADOR SUAVE) DE BOMBA DE 120 HP

Se entenderá así al conjunto de conductores eléctricos y accesorios que se requieren para la energización desde el Tablero de Distribución Principal TDP-3, ubicado en la Estación de Bombeo hasta el Tablero Control de la bomba de 120 HP . Este alimentador consta de un conductor por fase TTU 2000 V # 1/0 AWG y un cable THHN No. 4 AWG para la puesta a Tierra, sobre canaleta galvanizada tipo escalerilla.

9.F ALIMENTADOR TDP-3 a TCB(ARRANCADOR SUAVE) DE BOMBA DE 120 HP

Se entenderá así al conjunto de conductores eléctricos y accesorios que se requieren para la energización desde el Tablero de Distribución Principal TDP-3, ubicado en la Estación de Bombeo hasta el Tablero Control de la Bomba de 120 HP. Este alimentador consta de un conductor por fase TTU 2000V 1/0 AWG y un cable THHN No. 4 AWG para la puesta a Tierra, sobre canaleta galvanizada tipo escalerilla.

9.G ALIMENTADOR TDP-3 a TCB(ARRANCADOR SUAVE) DE BOMBA DE 120 HP

Se entenderá así al conjunto de conductores eléctricos y accesorios que se requieren para la energización desde el Tablero de Distribución Principal TDP-3, ubicado en la Estación de Bombeo hasta el Tablero Control de la Bomba de 120 HP. Este alimentador consta de un conductor por fase TTU 2000V 1/0 AWG y un cable THHN No. 4 AWG para la puesta a Tierra, sobre canaleta galvanizada tipo escalerilla.

9.H ALIMENTADOR TDP-3 a TCB(ARRANCADOR SUAVE) DE BOMBA DE 120 HP

Se entenderá así al conjunto de conductores eléctricos y accesorios que se requieren para la energización desde el Tablero de Distribución Principal TDP-3, ubicado en la Estación de Bombeo hasta el Tablero Control de la Bomba de 120 HP. Este alimentador consta de un conductor por fase TTU 2000V 2/0 AWG y un cable THHN No. 4 AWG para la puesta a Tierra, sobre canaleta galvanizada tipo escalerilla.

9.I ALIMENTADOR TDP-3 a TCB(ARRANCADOR SUAVE) DE BOMBA DE 120 HP

Se entenderá así al conjunto de conductores eléctricos y accesorios que se requieren para la energización desde el Tablero de Distribución Principal TDP-3, ubicado en la Estación de Bombeo hasta el Tablero Control de la Bomba de 120 HP. Este alimentador consta de un conductor por fase TTU 2000V 1/0 AWG y un cable THHN No. 4 AWG para la puesta a Tierra, sobre canaleta galvanizada tipo escalerilla.

9.J ALIMENTADOR DE TCB(ARRANCADOR SUAVE) A MOTOR DE BOMBA DE 200 HP

Se entenderá así al conjunto de conductores eléctricos y accesorios que se requieren para la energización desde el Tablero de Control e Bomba (Arrancador suave), ubicado en la Estación de Bombeo hasta el motor de la bomba de 200 HP. Este alimentador consta de un conductor por fase TTU 2000 V # 4/0 AWG y un cable THHN No.4 AWG para la puesta a tierra sobre canaleta galvanizada tipo escalerilla.

9.K ALIMENTADOR DE TCB(ARRANCADOR SUAVE) A MOTOR DE BOMBA DE 120 HP

Se entenderá así al conjunto de conductores eléctricos y accesorios que se requieren para la energización desde el Tablero de Control de Bomba (Arrancador suave), ubicado en la Estación de Bombeo hasta el motor de la bomba de 120 HP. Este alimentador consta de un conductor por fase TTU 2000 V # 1/0 AWG y un cable THHN No.4 AWG para la puesta a tierra sobre canaleta galvanizada tipo escalerilla.

9.L ALIMENTADOR DE TCB(ARRANCADOR SUAVE) A MOTOR DE BOMBA DE 120 HP

Se entenderá así al conjunto de conductores eléctricos y accesorios que se requieren para la energización desde el Tablero de Control e Bomba (Arrancador suave), ubicado en la Estación de Bombeo hasta el motor de la bomba de 120 HP. Este alimentador consta de un conductor por fase TTU 2000 V # 1/0 AWG y un cable THHN No.4 AWG para la puesta a tierra sobre canaleta galvanizada tipo escalerilla.

9.M ALIMENTADOR DE TCB(ARRANCADOR SUAVE) A MOTOR DE BOMBA DE 120 HP

Se entenderá así al conjunto de conductores eléctricos y accesorios que se requieren para la energización desde el Tablero de Control e Bomba (Arrancador suave), ubicado en la Estación de Bombeo hasta el motor de la bomba de 120 HP. Este alimentador consta de un conductor por fase TTU 2000 V # 1/0 AWG y un cable THHN No.4 AWG para la puesta a tierra sobre canaleta galvanizada tipo escalerilla.

9.O ALIMENTADOR DE TCB(ARRANCADOR SUAVE) A MOTOR DE BOMBA DE 120 HP

Se entenderá así al conjunto de conductores eléctricos y accesorios que se requieren para la energización desde el Tablero de Control e Bomba (Arrancador suave), ubicado en la Estación de Bombeo hasta el motor de la bomba de 120 HP. Este alimentador consta de un conductor por fase TTU 2000 V # 1/0 AWG y un cable THHN No.4 AWG para la puesta a tierra sobre canaleta galvanizada tipo escalerilla.

9.P ALIMENTADOR DE TCB(ARRANCADOR SUAVE) A MOTOR DE BOMBA DE 120 HP

Se entenderá así al conjunto de conductores eléctricos y accesorios que se requieren para la energización desde el Tablero de Control e Bomba (Arrancador suave), ubicado en la Estación de Bombeo hasta el motor de la bomba de 120 HP. Este alimentador consta de un conductor por fase TTU 2000 V # 1/0 AWG y un cable THHN No.4 AWG para la puesta a tierra sobre canaleta galvanizada tipo escalerilla.

10.- ESTACION DE BOMBEO # 3- CAPTACION DE AGUA CRUDA

10.A ACOMETIDA DEL GENERADOR DE 750 KW a TTA 3 (4xNo.250 MCM/TTU 2000 V)+ N 2x 250 MCM/TTU 2000 V

Se entenderá así al conjunto de conductores eléctricos, ductería y accesorios que se requieren para la energización desde el Generador de 750 KW hasta el Tablero de Transferencia Automática, ubicado en el cuarto de las bombas.

Este alimentador consta de 4 conductores por fase TTU No. 250 MCM TTU 2000V y 2 cables de 250 MCM TTU 2000 V para el Neutro, en canal de hormigón con tapa.

10.B ACOMETIDA DE TTA a TDP-3 3(4 x 250 MCM/TTU 2000V)+N 2x.250 MCM TTU 2000 V

Se entenderá así al conjunto de conductores eléctricos, ductería y accesorios que se requieren para la energización desde el Tablero de Transferencia Automática hasta el Tablero de Distribución Principal TDP-4, ubicado en el cuarto de las bombas. Este alimentador consta de 4 cables por fase TTU 2000 V No. 250 MCM y 2 cables de 250 MCM TTU 2000V para el Neutro, en canal tipo escalera.

10.C ACOMETIDA DESDE TRANSFORMADOR DE 750 KVA a TTA 3 (4x 250 MCM +N 2 x 250 MCM TTU 2000 V

Se entenderá así al conjunto de conductores eléctricos, ductería y accesorios que se requieren para la remodelación de la acometida existente desde el Transformador de 750 KVA hasta el Tablero de Transferencia Automática, ubicado en el cuarto de las bombas. Este alimentador consta de 4 cables por fase TTU 2000V No. 250 MCM y 2 cables No. 250 MCM TTU 2000V para el Neutro, sobre canaleta galvanizada tipo escalera.

10.D ALIMENTADOR DE TDP-4 a TCB (ARRANCADOR SUAVE) DE BOMBA DE 90 HP

Se entenderá así al conjunto de conductores eléctricos y accesorios que se requieren para la energización desde el Tablero de Distribución Principal TDP-4, ubicado en la Estación de Bombeo hasta el Tablero Control de la Bomba sumergible de 90 HP. Este alimentador consta de un conductor por fase TTU 2000 V # 2 AWG y un cable THHN No. 6 AWG para la puesta a Tierra, sobre canaleta galvanizada tipo escalera.

10.E ALIMENTADOR DE TDP-4 a TCB (ARRANCADOR SUAVE) DE BOMBA DE 90 HP

Se entenderá así al conjunto de conductores eléctricos y accesorios que se requieren para la energización desde el Tablero de Distribución Principal TDP-4, ubicado en la Estación de Bombeo hasta el Tablero Control de la bomba sumergible de 90 HP. Este alimentador consta de un conductor por fase TTU 2000 V # 2 AWG y un cable THHN No. 6 AWG para la puesta a Tierra, sobre canaleta galvanizada tipo escalera.

10.F ALIMENTADOR TDP-4 a TCB (ARRANCADOR SUAVE) DE BOMBA DE 60 HP

Se entenderá así al conjunto de conductores eléctricos y accesorios que se requieren para la energización desde el Tablero de Distribución Principal TDP-4, ubicado en la Estación de Bombeo hasta el Tablero Control de la Bomba de sumergible de 60 HP. Este alimentador consta de un conductor por fase TTU 2000V 4 AWG y un cable THHN No. 6 AWG para la puesta a Tierra, sobre canaleta galvanizada tipo escalera.

10.-G ALIMENTADOR TDP-3 a TCB (ARRANCADOR SUAVE) DE BOMBA DE 200 HP

Se entenderá así al conjunto de conductores eléctricos y accesorios que se requieren para la energización desde el Tablero de Distribución Principal TDP-4, ubicado en la Estación de Bombeo hasta el Tablero Control de la Bomba de 200 HP. Este alimentador consta de un conductor por fase TTU 2000V 4/0 AWG y un cable THHN No. 4 AWG para la puesta a Tierra, sobre canaleta galvanizada tipo escalera.

10.-H ALIMENTADOR TDP-3 a TCB(ARRANCADOR SUAVE) DE BOMBA DE 200 HP

Se entenderá así al conjunto de conductores eléctricos y accesorios que se requieren para la energización desde el Tablero de Distribución Principal TDP-4, ubicado en la Estación de Bombeo hasta el Tablero Control de la Bomba de 200 HP. Este alimentador consta de un conductor por fase TTU 2000V 4/0 AWG y un cable THHN No. 4 AWG para la puesta a Tierra, sobre canaleta galvanizada tipo escalerilla.

10.-I ALIMENTADOR DE TCB(ARRANCADOR SUAVE) A MOTOR DE BOMBA DE 90 HP

Se entenderá así al conjunto de conductores eléctricos y accesorios que se requieren para la energización desde el Tablero de Control de Bomba (Arrancador suave), ubicado en la Estación de Bombeo hasta el motor de la bomba sumergible de 90 HP. Este alimentador consta de un conductor por fase TTU 2000 V # 2 AWG y un cable THHN No.6 AWG para la puesta a tierra sobre canaleta galvanizada tipo escalerilla.

10.-J ALIMENTADOR DE TCB(ARRANCADOR SUAVE) A MOTOR DE BOMBA DE 90 HP

Se entenderá así al conjunto de conductores eléctricos y accesorios que se requieren para la energización desde el Tablero de Control e Bomba (Arrancador suave), ubicado en la Estación de Bombeo hasta el motor de la bomba sumergible de 90 HP. Este alimentador consta de un conductor por fase TTU 2000 V # 2 AWG y un cable THHN No.6 AWG para la puesta a tierra sobre canaleta galvanizada tipo escalerilla.

10.K ALIMENTADOR DE TCB(ARRANCADOR SUAVE) A MOTOR DE BOMBA DE 60 HP

Se entenderá así al conjunto de conductores eléctricos y accesorios que se requieren para la energización desde el Tablero de Control e Bomba (Arrancador suave), ubicado en la Estación de Bombeo hasta el motor de la bomba sumergible de 60 HP. Este alimentador consta de un conductor por fase TTU 2000 V # 4 AWG y un cable THHN No.6 AWG para la puesta a tierra sobre canaleta galvanizada tipo escalerilla.

10.L ALIMENTADOR DE TCB(AARRANCADOR SUAVE) A MOTOR DE BOMBA DE 200 HP

Se entenderá así al conjunto de conductores eléctricos y accesorios que se requieren para la energización desde el Tablero de Control e Bomba (Arrancador suave), ubicado en la Estación de Bombeo hasta el motor de la bomba de 200 HP. Este alimentador consta de un conductor por fase TTU 2000 V # 4/0 AWG y un cable THHN No.4 AWG para la puesta a tierra sobre canaleta galvanizada tipo escalerilla.

10.M ALIMENTADOR DE TCB(AARRANCADOR SUAVE) A MOTOR DE BOMBA DE 200 HP

Se entenderá así al conjunto de conductores eléctricos y accesorios que se requieren para la energización desde el Tablero de Control e Bomba (Arrancador suave), ubicado en la Estación de Bombeo hasta el motor de la bomba de 200 HP. Este alimentador consta de un conductor por fase TTU 2000 V # 4/0 AWG y un cable THHN No.4 AWG para la puesta a tierra sobre canaleta galvanizada tipo escalerilla.

11.-TABLEROS

ESTACION DE BOMBEO # 1- AGUA TRATADA

11.A TABLERO DE DISTRIBUCIÓN PRINCIPAL (TDP-1) – 460 V

Tablero Modular para servicio pesado de 200 cm de altura, 140 cm de ancho y 80 cm de profundidad, con dos puertas, de acuerdo a las siguientes características:

Estructura: Completamente soldadas y estructuradas con perfiles multiplegados en acero laminado en frío de 2mm.

Puertas Frontales: Desmontables, con cerraduras de 3 puntos, en acero laminado en frío de 3mm.

Tapa Posterior: Acero laminado en frío de 2 mm.

Doble fondo: Seccionado en acero laminado en frío de 2.0 mm

Tapas Laterales: Acero laminado en frío de 1.2 mm.

Acabado: Desengrase, lavado y fosforizado por procesos químicos y pintura en polvo electrostática al horno.

Color Standar: Texturizado gris RAL 7032 para el cuerpo y texturizado naranja RAL 2004 para doble fondo.

En su interior deberá constar de:

- Breaker principal trifásico tipo caja moldeada regulable de 1600 AMP.
- Juego de barras para las fases de 1600 AMP.
- Barra de cobre para Neutro de 1000 AMP.
- Barra de cobre para Tierra de 500 AMP.
- Disyuntores unipolares para riel din de 2 Amp.
- Transformadores de corriente relación de 1600 / 5 AMP.
- Un autotransformador de 500 VA de 480V a 240V.

En la puerta frontal del seccionamiento:

- Analizador de energía electrónico.
- Tres Luces de presencia de tensión color rojas.

11. B TABLERO DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA (TTA) 1600 AMP.

Tablero Modular para servicio pesado de 2000 cm de altura, 120 cm de ancho y 80 cm de profundidad, con una puerta, de acuerdo a las siguientes características:

Estructura: Completamente soldadas y estructuradas con perfiles multiplegados en acero laminado en frío de 2mm.

Puerta Frontal: Desmontables, con cerradura de 3 puntos, en acero laminado en frío de 3mm.

Tapa Posterior: Acero laminado en fría de 2 mm.

Doble fondo: Seccionado en acero laminado en frío de 2.0 mm

Tapas Laterales: Acero laminado en frío de 1.2 mm.

Acabado: Desengrase, lavado y fosfotizado por procesos químicos y pintura en polvo electrostática al horno.

Anexo 3.

**REGISTRO TÍPICO DE LOS PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE UN
DÍA A NIVEL DE MEDIA TENSIÓN DEL ALIMENTADOR DE LA
PLANTA POTABILIZADORA DE AGUA LA ESTANCILLA,
FUENTE CNEL EP.**

Date/Time	kW tot	kWh tot	kVARh imp	kVARh tot	I a	I b	I c	Vln a	Vln b	Vln c	PF sign a	PF sign b	PF sign c	kW tot	PF sign tot
01/04/2018 0:15:00000	1479.77197	1746715	3768351.75	3779333	74.437057	81.178467	66.567955	7779.43018	7713.24365	7575.98877	-81.836937	-88.64978	-89.386505	1479.77197	-86.747147
01/04/2018 0:30:00000	1478.27258	1747084.63	3768564.25	3779545.5	73.917519	81.016151	66.582367	7795.5415	7740.26318	7595.89893	-81.697205	-88.487175	-89.494331	1478.27258	-86.688965
01/04/2018 0:45:00000	1477.0874	1747454.13	3768777.25	3779758.5	74.030167	80.857254	66.362503	7813.35303	7750.73535	7609.90772	-81.568016	-88.485695	-89.252403	1477.0874	-86.5634
01/04/2018 1:00:00000	1478.43555	1747823.38	3768990.5	3779971.75	74.078377	80.879982	66.533493	7798.54395	7742.11523	7601.34082	-81.767555	-88.481018	-89.37513	1478.43555	-86.66275
01/04/2018 1:15:00000	1476.69287	1748192.75	3769202.25	3780183.5	74.850449	81.280853	66.158615	7757.86084	7692.37793	7541.03272	-81.677307	-88.97831	-89.411705	1476.69287	-86.824814
01/04/2018 1:30:00000	1475.90051	1748561.88	3769413.5	3780394.75	74.908997	81.270706	66.007339	7767.21338	7691.77051	7542.96875	-81.573029	-89.022217	-89.334534	1475.90051	-86.781868
01/04/2018 1:45:00000	1477.32654	1748930.63	3769624.75	3780606	74.566742	81.361336	66.019722	7783.04395	7716.29004	7564.80273	-81.425682	-88.839005	-89.508614	1477.32654	-86.732521
01/04/2018 2:00:00000	1478.5802	1749299.5	3769836.5	3780817.75	74.561066	81.468674	66.123825	7784.40039	7717.52197	7563.68652	-81.45211	-88.767448	-89.516602	1478.5802	-86.71653
01/04/2018 2:15:00000	1474.84058	1749668.25	3770048.75	3781030	74.633057	81.454742	65.532303	7792.95459	7721.18799	7563.30225	-81.203514	-88.899887	-89.467117	1474.84058	-86.670128
01/04/2018 2:30:00000	1472.47705	1750036.88	3770261	3781242.25	74.323563	81.315147	65.517944	7798.79443	7732.48975	7574.74805	-81.130898	-88.794563	-89.445564	1472.47705	-86.606453
01/04/2018 2:45:00000	1473.55774	1750405.5	3770473.75	3781455	74.267128	81.280998	65.611847	7798.11523	7738.21973	7577.62744	-81.169693	-88.760551	-89.542862	1473.55774	-86.639145
01/04/2018 3:00:00000	1474.0398	1750774.25	3770686.25	3781667.5	74.371834	81.144569	65.731834	7800.90137	7732.43164	7581.37158	-81.287956	-88.770554	-89.386681	1474.0398	-86.623543
01/04/2018 3:15:00000	1477.28467	1751143.13	3770899.25	3781880.5	74.46138	81.249878	65.757507	7811.75391	7745.32764	7585.6377	-81.294258	-88.798683	-89.332298	1477.28467	-86.617867
01/04/2018 3:30:00000	1476.72192	1751511.63	3771110.5	3782091.75	75.128403	81.714989	66.235115	7721.55518	7653.11816	7496.69043	-81.803307	-89.099693	-89.612877	1476.72192	-86.973366
01/04/2018 3:45:00000	1471.2544	1751880	3771320.25	3782301.5	74.610886	81.098839	66.241913	7734.69043	7668.41699	7518.39014	-81.816551	-88.96389	-89.518539	1471.2544	-86.898735
01/04/2018 4:00:00000	1475.21521	1752248.63	3771530.25	3782511.5	74.820267	81.399345	66.244377	7743.63232	7674.29492	7523.23682	-81.719765	-88.980064	-89.472046	1475.21521	-86.859543
01/04/2018 4:15:00000	1476.83728	1752617.13	3771740.5	3782721.75	74.879356	81.407272	66.483437	7736.84229	7668.72656	7520.48731	-81.841209	-88.937317	-89.498138	1476.83728	-86.888748
01/04/2018 4:30:00000	1475.0603	1752985.63	3771950.25	3782931.5	74.82608	81.205826	66.379471	7736.40723	7664.16162	7519.51514	-81.934021	-89.000603	-89.521591	1475.0603	-86.946121
01/04/2018 4:45:00000	1477.56335	1753353.88	3772160.25	3783141.5	74.844948	81.315712	66.530518	7738.80127	7677.68408	7527.34277	-81.829437	-88.96257	-89.495354	1477.56335	-86.896103
01/04/2018 5:00:00000	1473.12451	1753722.25	3772370.5	3783351.75	74.473801	81.060844	66.385307	7746.40967	7685.76416	7535.67481	-81.800232	-88.862785	-89.471252	1473.12451	-86.843918
01/04/2018 5:15:00000	1478.17859	1754090.75	3772580.75	3783562	74.908348	81.020554	66.558372	7747.4419	7681.42773	7537.55811	-82.014648	-89.00856	-89.350441	1478.17859	-86.917267
01/04/2018 5:30:00000	1473.06519	1754459.13	3772790.75	3783772	74.53125	81.040077	66.403236	7746.29981	7684.81299	7539.80371	-81.765518	-88.841164	-89.42382	1473.06519	-86.808876
01/04/2018 5:45:00000	1473.7356	1754827.5	3773001	3783982.25	74.573029	80.936691	66.464325	7739.37598	7680.75342	7534.79785	-81.940102	-88.950638	-89.428467	1473.7356	-86.90416
01/04/2018 6:00:00000	1471.50745	1755196	3773212	3784193.25	74.321075	80.833977	65.596375	7804.92529	7740.17529	7591.06397	-81.327881	-88.758522	-89.249336	1471.50745	-86.582985

01/04/2018 6:15:00000	1470.58801	1755564.38	3773426.25	3784407.5	73.459503	79.748322	65.875198	7858.15283	7807.61279	7669.40088	-81.491364	-88.358391	-89.072693	1470.58801	-86.430656
01/04/2018 6:30:00000	1467.81079	1755931.88	3773641.25	3784622.5	73.256493	79.234894	65.661499	7886.8667	7832.64746	7703.20801	-81.472412	-88.255249	-88.841385	1467.81079	-86.306076
01/04/2018 6:45:00000	1474.02759	1756299.75	3773856.5	3784837.75	73.04673	79.337471	66.377892	7886.75342	7841.71924	7717.57227	-81.742783	-88.018692	-88.917786	1474.02759	-86.334869
01/04/2018 7:00:00000	1474.70618	1756668	3774071.5	3785052.75	73.103668	79.532433	66.332184	7886.5957	7831.48096	7699.17822	-81.790039	-88.083267	-88.999222	1474.70618	-86.39782
01/04/2018 7:15:00000	1474.99585	1757036.25	3774286	3785267.25	73.763405	79.432808	66.0299	7879.0708	7814.06787	7687.354	-81.762283	-88.426155	-88.840225	1474.99585	-86.452156
01/04/2018 7:30:00000	1470.56177	1757403.88	3774499.5	3785480.75	73.893082	79.369247	65.82782	7850.70215	7785.72852	7659.31592	-81.879349	-88.613487	-88.851265	1470.56177	-86.558365
01/04/2018 7:45:00000	1469.63672	1757771.5	3774711.75	3785693	73.974731	79.263199	65.992043	7830.42871	7768.76904	7642.08789	-82.022392	-88.686211	-88.914139	1469.63672	-86.649345
01/04/2018 8:00:00000	1381.4176	1758119.5	3774918.25	3785899.5	70.453102	76.040909	62.072155	7808.05762	7739.03565	7608.49707	-80.674492	-88.259399	-88.557121	1381.4176	-85.961441
01/04/2018 8:15:00000	1384.3457	1758464.88	3775122.75	3786104	70.662132	76.214684	62.348797	7780.20361	7717.46582	7585.17285	-80.92498	-88.401779	-88.699333	1384.3457	-86.139412
01/04/2018 8:30:00000	1383.76624	1758810.63	3775326	3786307.25	70.730133	76.264877	62.720333	7742.45654	7678.65234	7552.24121	-81.268204	-88.471817	-88.798515	1383.76624	-86.304268
01/04/2018 8:45:00000	1381.6731	1759156.25	3775528.75	3786510	70.701996	75.661621	62.249954	7796.21875	7722.60889	7605.97022	-81.077393	-88.381142	-88.358536	1381.6731	-86.05751
01/04/2018 9:00:00000	1383.18872	1759502.13	3775733.25	3786714.5	70.551407	76.161987	62.237991	7792.40088	7720.58594	7589.94629	-80.923897	-88.327347	-88.682129	1383.18872	-86.102829
01/04/2018 9:15:00000	1383.18396	1759848	3775937	3786918.25	71.094292	76.015404	62.188263	7772.9668	7690.01416	7570.77881	-81.099358	-88.639244	-88.542198	1383.18396	-86.217567
01/04/2018 9:30:00000	1385.09094	1760193.88	3776142.75	3787124	69.869286	75.565239	61.97562	7899.85596	7838.23193	7714.84766	-80.322121	-87.793381	-88.207504	1385.09094	-85.569702
01/04/2018 9:45:00000	1388.76917	1760540.38	3776352	3787333.25	69.75811	75.666855	62.612007	7878.38623	7826.39502	7705.04443	-80.662888	-87.680832	-88.348122	1388.76917	-85.685867
01/04/2018 10:00:00000	1382.02783	1760886.63	3776559.5	3787540.75	69.741638	75.358513	63.030636	7797.68555	7749.1001	7632	-81.447266	-87.894669	-88.520615	1382.02783	-86.060974
01/04/2018 10:15:00000	1383.2926	1761232.38	3776764.25	3787745.5	70.037285	75.31562	63.158901	7785.01025	7732.06348	7623.08496	-81.541023	-88.033066	-88.488358	1383.2926	-86.126854
01/04/2018 10:30:00000	1383.33289	1761578.13	3776967.75	3787949	70.198738	75.348221	63.351151	7767.55664	7704.47852	7599.77002	-81.719467	-88.095558	-88.549988	1383.33289	-86.221939
01/04/2018 10:45:00000	1386.20044	1761924	3777170.25	3788151.5	70.744186	75.694595	63.253334	7740.39941	7672.18652	7562.05908	-81.908524	-88.476784	-88.612518	1386.20044	-86.436394
01/04/2018 11:00:00000	1387.33374	1762270.13	3777371.5	3788352.75	70.869942	75.80172	63.502926	7718.17627	7651.73535	7549.03711	-82.145012	-88.471024	-88.62722	1387.33374	-86.511627
01/04/2018 11:15:00000	1383.49756	1762616.38	3777572	3788553.5	70.927559	75.525887	63.433708	7709.71387	7633.13037	7529.70703	-82.194618	-88.604866	-88.608154	1383.49756	-86.565872
01/04/2018 11:30:00000	1381.34143	1762962	3777771.75	3788753	70.636536	75.14798	63.269413	7734.17236	7665.39111	7564.54883	-82.094856	-88.460289	-88.4403	1381.34143	-86.427574
01/04/2018 11:45:00000	1381.9325	1763307.63	3777974.75	3788956	70.432655	75.009941	62.877148	7783.5835	7715.63672	7612.58008	-81.712723	-88.366898	-88.277206	1381.9325	-86.222939
01/04/2018 12:00:00000	1383.53113	1763653.38	3778177.5	3789158.75	70.261879	75.186348	63.163792	7767.2334	7714.18018	7611.1875	-81.869987	-88.320358	-88.293945	1383.53113	-86.268112
01/04/2018 12:15:00000	1388.56848	1763999.5	3778380.25	3789361.5	70.53907	75.382065	63.233761	7783.17236	7715.68213	7611.58301	-81.812439	-88.302208	-88.470543	1388.56848	-86.295372
01/04/2018 12:30:00000	1389.04224	1764346.13	3778584.75	3789566	70.148888	75.344673	62.841938	7838.89014	7773.10986	7666.57959	-81.361916	-88.105972	-88.346466	1389.04224	-86.048058
01/04/2018 12:45:00000	1389.72266	1764693	3778790.5	3789771.75	70.257248	75.327667	62.738609	7844.29736	7776.80127	7669.42432	-81.341171	-88.184143	-88.294579	1389.72266	-86.05162
01/04/2018 13:00:00000	1388.83618	1765040	3778998.25	3789979.5	69.436035	75.644592	62.165672	7915.7417	7865.58691	7736.02686	-80.416992	-87.702805	-88.375618	1388.83618	-85.632042

01/04/2018 13:15:00000	1388.0835	1765387	3779207.5	3790188.75	69.409264	75.565109	62.27491	7921.17383	7861.17139	7735.69873	-80.47847	-87.574753	-88.302834	1388.0835	-85.575706
01/04/2018 13:30:00000	1388.39697	1765734	3779417.25	3790398.5	69.793793	75.588684	62.07465	7908.75928	7845.05273	7720.18897	-80.542625	-87.830437	-88.263603	1388.39697	-85.670319
01/04/2018 13:45:00000	1387.04895	1766080.63	3779626.5	3790607.75	69.518539	75.535484	62.120419	7910.66846	7854.94482	7730.38184	-80.47757	-87.721924	-88.292664	1387.04895	-85.625977
01/04/2018 14:00:00000	1389.15308	1766427	3779836	3790817.25	69.526985	75.721153	62.075115	7921.6416	7866.44531	7740.94287	-80.303658	-87.653999	-88.393799	1389.15308	-85.582314
01/04/2018 14:15:00000	1386.4137	1766773.75	3780045.75	3791027.25	69.608612	75.182961	62.068501	7930.14697	7868.03174	7751.05078	-80.4916	-87.658936	-88.039673	1386.4137	-85.516205
01/04/2018 14:30:00000	1388.18494	1767120.5	3780256.25	3791237.5	68.819023	75.184944	62.756695	7933.17236	7889.83154	7775.03272	-80.680946	-87.169632	-88.252991	1388.18494	-85.482094
01/04/2018 14:45:00000	1384.07971	1767467.13	3780466.5	3791447.75	68.729942	74.762695	62.776203	7921.55225	7879.33301	7768.27588	-80.905823	-87.18177	-88.179604	1384.07971	-85.528061
01/04/2018 15:00:00000	1384.22058	1767813.88	3780676.75	3791658	68.307732	74.886742	63.049595	7927.30957	7895.90576	7780.21338	-80.788216	-86.870483	-88.288773	1384.22058	-85.425446
01/04/2018 15:15:00000	1386.5896	1768160.5	3780885.75	3791867	68.40731	75.001114	63.520432	7886.27197	7858.29688	7744.47705	-81.336098	-86.967178	-88.473663	1386.5896	-85.691574
01/04/2018 15:30:00000	1387.95325	1768507.13	3781094.5	3792075.75	69.131538	75.4039	62.790615	7900.27637	7851.98535	7734.61572	-80.805962	-87.390656	-88.376541	1387.95325	-85.63945
01/04/2018 15:45:00000	1386.93127	1768854	3781303.5	3792284.75	68.963699	75.543129	62.585384	7902.09912	7862.83594	7736.08984	-80.645088	-87.356941	-88.515846	1386.93127	-85.627991
01/04/2018 16:00:00000	1384.91113	1769200.75	3781512.5	3792493.75	69.163345	75.346024	63.14994	7840.5459	7796.5127	7681.88037	-81.294266	-87.53363	-88.611923	1384.91113	-85.921036
01/04/2018 16:15:00000	1386.6449	1769547.13	3781719.25	3792700.5	69.068443	75.54438	63.162075	7850.47217	7811.71338	7693.98438	-81.170151	-87.433075	-88.597298	1386.6449	-85.845314
01/04/2018 16:30:00000	1380.3092	1769892.75	3781926.25	3792907.5	69.060097	75.294228	62.661659	7856.04492	7812.04932	7695.00879	-80.931831	-87.500771	-88.460503	1380.3092	-85.746521
01/04/2018 16:45:00000	1380.49085	1770237.88	3782133.5	3793114.75	68.945923	75.197128	62.645641	7869.86572	7827.11914	7709.81641	-80.884628	-87.428841	-88.414246	1380.49085	-85.691147
01/04/2018 17:00:00000	1382.0802	1770583.25	3782341.5	3793322.75	68.885918	75.246353	62.682137	7884.84424	7839.25147	7721.78516	-80.824928	-87.333519	-88.409325	1382.0802	-85.636742
01/04/2018 17:15:00000	1380.63159	1770928.75	3782551	3793532.25	68.664711	75.24044	62.654747	7895.06592	7852.74512	7734.93115	-80.602242	-87.167435	-88.44957	1380.63159	-85.525566
01/04/2018 17:30:00000	1384.11304	1771274.13	3782760.25	3793741.5	68.887222	75.412338	62.780357	7890.76758	7845.42969	7730.82568	-80.717773	-87.236137	-88.437729	1384.11304	-85.580132
01/04/2018 17:45:00000	1381.40796	1771619.5	3782969.25	3793950.5	69.01403	75.33316	62.550575	7878.96729	7838.81592	7721.64551	-80.62397	-87.387741	-88.399353	1381.40796	-85.592628
01/04/2018 18:00:00000	1376.83862	1771964.63	3783177.5	3794158.75	68.916344	75.093689	62.718296	7854.16113	7817.01611	7700.94531	-80.847267	-87.296631	-88.36409	1376.83862	-85.614326
01/04/2018 18:15:00000	1377.65784	1772309.63	3783382.5	3794363.75	69.983391	76.16037	63.359779	7712.854	7660.79248	7539.13184	-81.546669	-87.959023	-88.824768	1377.65784	-86.219971
01/04/2018 18:30:00000	1380.36719	1772655.25	3783582.5	3794563.75	71.284836	77.459099	63.359947	7611.1416	7542.87305	7404.73438	-81.668365	-88.741371	-89.261856	1380.36719	-86.684456
01/04/2018 18:45:00000	1379.74121	1773001	3783783.75	3794765	70.650536	76.541451	62.351063	7756.08789	7679.99658	7546.81787	-80.857887	-88.355377	-88.678009	1379.74121	-86.095238
01/04/2018 19:00:00000	1389.19055	1773347	3783987.5	3794968.75	71.161255	77.002251	62.595654	7748.51025	7678.63428	7541.84717	-80.998543	-88.565102	-88.735565	1389.19055	-86.236137
01/04/2018 19:15:00000	1382.35486	1773693.25	3784191	3795172.25	70.355042	76.562492	62.749889	7744.65625	7682.35938	7550.94629	-81.14093	-88.266396	-88.867287	1382.35486	-86.21978
01/04/2018 19:30:00000	1384.40649	1774039.38	3784393.75	3795375	71.05777	76.620728	63.001217	7712.08789	7635.64453	7511.93018	-81.463341	-88.572464	-88.702126	1384.40649	-86.368034
01/04/2018 19:45:00000	1378.9812	1774385	3784595	3795576.25	71.154327	76.430122	62.798897	7691.95703	7610.75781	7489.08594	-81.534546	-88.702072	-88.614067	1378.9812	-86.404922
01/04/2018 20:00:00000	1382.60437	1774730.5	3784795.75	3795777	70.848518	76.499626	62.996231	7711.74609	7641.85205	7522.37109	-81.487167	-88.474693	-88.66452	1382.60437	-86.329247

01/04/2018 20:15:00000	1380.98816	1775076	3784997.75	3795979.25	70.796364	76.146767	62.857155	7730.30664	7655.85889	7538.02051	-81.447044	-88.478218	-88.524635	1380.98816	-86.268745
01/04/2018 20:30:00000	1385.66724	1775421.38	3785200.25	3796181.5	71.062416	76.235229	62.973469	7737.69092	7660.50195	7544.71729	-81.509148	-88.553619	-88.46843	1385.66724	-86.295113
01/04/2018 20:45:00000	1382.19971	1775766.75	3785403.25	3796384.5	70.604568	76.398254	62.536819	7753.27246	7685.65674	7563.38574	-81.157104	-88.493576	-88.442436	1382.19971	-86.167213
01/04/2018 21:00:00000	1371.39392	1776111.75	3785604.75	3796586	70.500282	76.033714	62.482948	7705.80322	7635.60547	7508.90039	-81.285767	-88.492363	-88.675346	1371.39392	-86.276047
01/04/2018 21:15:00000	1375.99829	1776456.5	3785806	3796787.25	71.047722	76.31105	61.775227	7745.6377	7663.30957	7531.81299	-80.834076	-88.788933	-88.533218	1375.99829	-86.195061
01/04/2018 21:30:00000	1374.80469	1776801.38	3786009	3796990.25	71.026482	76.599319	61.491943	7748.56543	7665.57324	7525.1377	-80.501389	-88.809494	-88.666901	1374.80469	-86.147789
01/04/2018 21:45:00000	1379.81165	1777145.88	3786212.25	3797193.5	70.637016	76.557495	62.085213	7764.92481	7692.21924	7558.61572	-80.729088	-88.494987	-88.620193	1379.81165	-86.092422
01/04/2018 22:00:00000	1379.73462	1777490.75	3786416.75	3797398	70.392654	76.275955	62.182224	7787.92725	7720.70068	7589.91797	-80.695343	-88.26107	-88.478127	1379.73462	-85.948608
01/04/2018 22:15:00000	1378.51221	1777835.63	3786622.25	3797603.5	70.68557	76.987434	62.080341	7743.5166	7660.74707	7524.30957	-80.702583	-88.465836	-88.849785	1378.51221	-86.148033
01/04/2018 22:30:00000	1380.3064	1778180.13	3786826.25	3797807.5	70.467514	76.899002	62.242115	7757.54004	7688.18506	7548.61279	-80.626678	-88.322807	-88.834267	1380.3064	-86.072784
01/04/2018 22:45:00000	1375.59509	1778524.63	3787030.5	3798012	70.058662	76.713989	61.816917	7780.98975	7719.32471	7572.81787	-80.321915	-88.176147	-88.774399	1375.59509	-85.90892
01/04/2018 23:00:00000	1380.28552	1778869.13	3787235.75	3798217	70.601158	76.530441	61.982056	7789.85205	7714.42432	7581.40625	-80.544632	-88.318924	-88.503441	1380.28552	-85.929001
01/04/2018 23:15:00000	1421.13635	1779221.75	3787443.25	3798424.75	72.544167	78.678337	64.003593	7754.43701	7678.20459	7537.8877	-81.192863	-88.646637	-88.894417	1421.13635	-86.379547
01/04/2018 23:30:00000	1462.22852	1779577.63	3787650.5	3798631.75	74.778374	80.784134	66.127525	7680.38721	7603.27295	7465.94873	-82.166275	-89.281601	-89.514366	1462.22852	-87.117043
01/04/2018 23:45:00000	1461.6156	1779943.13	3787855.75	3798837	75.379669	80.641144	65.413429	7701.05762	7607.26709	7474.52881	-81.94297	-89.567558	-89.270416	1461.6156	-87.062737