

**“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA APLICACIÓN DE ENERGÍA
RENOVABLE FOTOVOLTAICA EN EL SISTEMA DE ILUMINACIÓN GENERAL
DEL CAMPO REPSOL-NPF”**

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO

FACULTAD DE INGENIERÍAS

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

TESIS PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO

**“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA APLICACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE
FOTOVOLTAICA EN EL SISTEMA DE ILUMINACIÓN GENERAL DEL CAMPO
REPSOL-NPF”**

AUTOR:

ANDREA ISABEL FLORES ORQUERA

DIRECTOR:

ING. DIEGO CARRIÓN

QUITO, ENERO DE 2013

DECLARATORIA DE RESPONSABILIDAD

Ing. Diego Carrión

CERTIFICA:

Haber dirigido y revisado prolijamente cada uno de los capítulos técnicos del informe de tesis titulada; Estudio de factibilidad para la aplicación de energía renovable fotovoltaica en el sistema de iluminación del campo Repsol, realizada por la señorita: Flores Orquera Andrea Isabel, previa la obtención del título de Ingeniero Eléctrico en la Carrera de Ingeniería Eléctrica.

Por cumplir los requisitos autoriza su presentación.

Quito, Enero de 2013

Ing. Diego Carrión

DIRECTOR

DECLARATORIA DE AUTORÍA

Yo, Andrea Isabel Flores O., declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría, que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo los derechos de propiedad intelectual correspondiente a este trabajo, a la Universidad Politécnica Salesiana, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

Quito, Enero de 2013

Andrea Flores

AGRADECIMIENTO

A la Planta de Tratamiento y Producción de Hidrocarburos REPSOL-NPF y a su personal técnico y administrativo, por brindarme la apertura en sus instalaciones y ayudarme con todos mis requerimientos, facilitándome datos y documentos que sirvieron de soporte para el desarrollo del presente proyecto de tesis.

A mi director de tesis, Ing. Diego Carrión, por guiar el desarrollo de la misma, aportando su elevado conocimiento referente al tema de energías renovables, exigiéndome un estudio completo y una investigación profunda en cada tema, haciendo de éste un proyecto de investigación fiable.

DEDICATORIA

A Dios, por preparar mi camino, y en él haber puesto a la gente que se precisa para ser feliz.

A mi esposo, por su amor incondicional y ser pilar en mi desarrollo personal y profesional.

A mi madre, por ser amiga y guía, por el cuidado y amor que no han cesado nunca.

A mi padre, por su amor, su ejemplo y sus consejos a lo largo de mi vida.

A mis hermanas Tefy y Emily, por compartirme sus vidas, sus locuras, sus risas.

Andrea Flores

ÍNDICE

Declaratoria de responsabilidad	I
Declaratoria de autoría	II
Agradecimiento	III
Dedicatoria.....	IV
Índice	V
Índice de contenidos	V
Índice de figuras.....	XV
Índice de tablas.....	XVIII
Índice de Anexos.....	XX
Glosario de términos	XXI
Glosario de normas.....	XXII
Título del Tema	XXIII
Planteamiento del Problema	XXIII
Justificación del Tema	XXIII
Alcances.....	XXV
Objetivos.....	XXV
Hipótesis	XXVI
Esquema de Contenidos.....	XXVI
Resumen	XXVIII

ÍNDICE DE CONTENIDOS

CAPÍTULO I

ENERGÍAS RENOVABLES

1.1 DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA REPSOL-YPF.....	1
1.2 ENERGÍAS RENOVABLES.....	4
1.2.1 Fuentes de Energía.....	4
1.2.2 Energía Solar	6
1.2.3 Energía Eólica	6
1.2.4 Biomasa.....	7
1.2.4.1 Principales aplicaciones	8
1.2.5 Energía Geotérmica	9
1.2.6 Energía Mareomotriz	9
1.2.6.1 Métodos de generación	10
1.2.6.1.1 Generador de la corriente de marea	10
1.2.6.1.2 Presa de marea	10
1.2.6.1.3 Energía mareomotriz dinámica.....	11
1.2.7 Energía Hidráulica	11
1.2.7.1 Potenciales impactos ambientales	11
1.2.7.2 Efectos hidrológicos	12
1.2.7.3 Temas sociales.....	12
1.2.7.4 Pesca y fauna	13
1.3 ENERGÍA SOLAR	13
1.3.1 Radiación Solar	14
1.3.2 La Irradiancia	14

1.3.3 La Constante Solar.....	14
1.3.4 Irradiación - H.....	16
1.3.5 Heliofanía.....	16
1.3.6 Tipos de Radiación.....	16
1.3.6.1 Radiación directa.....	16
1.3.6.2 Radiación difusa.....	17
1.3.6.3 Radiación reflejada.....	17
1.3.6.4 Radiación global.....	17
1.3.6.5 Albedo.....	18
1.3.6.6 Radiación total.....	18
1.3.7 Características de la radiación solar.....	18
1.3.8 Variación de la radiación.....	18
1.3.9 Instrumentos para medir la radiación solar.....	19
1.3.9.1 Pirheliómetro o Actinómetro.....	19
1.3.9.2 Piranómetro o Solarímetro.....	19
1.3.9.3 Pirorradiómetro.....	20
1.3.9.4 Heliógrafo.....	20
1.3.10 Tipos de Sistemas Solares Fotovoltaico por su Funcionamiento.....	21
1.3.10.1 Sistemas Solares Fotovoltaicos Aislados o Tipo Isla.....	21
1.3.10.2 Sistemas Solares Fotovoltaicos Conectados a Red Pública.....	22
1.3.10.3 Sistema de Gema Solar.....	23
1.3.11 Tipos de Sistemas Solares Fotovoltaicos por su Conexión.....	24
1.3.11.1 Conexión en Serie, Incremento de Voltaje.....	24
1.3.11.2 Conexión en Paralelo, Incremento de Corriente.....	25
1.3.11.3 Elementos.....	27

1.3.11.3.1 Generador Solar	27
1.3.11.3.2 Acumulador	27
1.3.11.3.3 Regulador de carga	28
1.3.11.3.4 Inversor.....	28
1.4 ALUMBRADO INDUSTRIAL.....	28
1.4.1 Aspectos a considerar en el diseño de iluminación industrial.....	28
1.4.2 Parámetros que definen el consumo energético	29
1.4.3 Consideraciones generales para el diseño de la iluminación industrial.....	29
1.4.4 Aspectos específicos para selección de luminarias	29
1.4.4.1 Análisis de la Tarea Visual.....	30
1.4.4.2 Selección del Sistema de Iluminación	30
1.4.4.3 Alumbrado General.....	31
1.4.4.4 Mantenimiento y Costos de mantenimiento.....	31
1.4.5 Tipos de Iluminación para Sistemas de Exteriores.....	32
1.4.5.1 Luminarias de mercurio halogenado, HQI/HCI.	32
1.4.5.2 Lámparas de Vapor de Sodio	34
1.4.6 Tipos de Iluminación para Sistemas de Interiores.....	36
1.4.6.1 Lámpara Reflectora Standard.....	37
1.4.6.2 Lámpara Reflectora Spotline.....	38
1.4.6.3 Focos Ahorradores.....	38

CAPÍTULO II

ANÁLISIS DEL RECURSO SOLAR Y LA DEMANDA ENERGÉTICA EN LA PLANTA DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS REPSOL-NPF

2.1 METODOLOGÍA Y HERRAMIENTAS DE INVESTIGACIÓN.....	40
2.1.1 Investigación de campo, en la planta REPSOL-NPF	40

2.1.2 Recolección de datos del INAMHI y CONELEC	41
2.1.3 Fuentes Bibliográficas	41
2.1.4 Instrumentos a emplear	41
2.2 CARACTERÍSTICAS REQUERIDAS EN EL SISTEMA DE GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA EL SISTEMA DE ILUMINACIÓN.	42
2.2.1 Elementos del Sistema Solar Fotovoltaico.....	42
2.2.1.1 Celdas Fotovoltaicas	43
2.2.1.1.1 Características de las Celdas	44
2.2.1.2 Paneles Solares Fotovoltaicos	45
2.2.1.2.1 Estructura de un panel fotovoltaico	45
2.2.1.2.2 Características para los paneles fotovoltaicos	46
2.2.1.2.3 Rendimiento del panel fotovoltaico	47
2.2.1.3 Banco de Baterías	48
2.2.1.3.1 Capacidad en Amperios hora.....	48
2.2.1.3.2 Factores que pueden hacer variar la capacidad de una batería	49
2.2.1.3.3 Profundidad de descarga	49
2.2.1.4 Regulador de Carga	50
2.2.1.4.1 Etapas para la regulación de la carga.....	50
2.2.1.4.1.1 Igualación	50
2.2.1.4.1.2 Carga Profunda	50
2.2.1.4.1.3 Carga final y flotación.....	51
2.2.1.5 Inversor	51
2.2.1.5.1 Tipos de Inversores	51
2.2.1.5.1.1 Inversores de onda cuadrada.....	51
2.2.1.5.1.2 Inversores de onda senoidal modificada	52

2.2.1.5.1.3 Inversores de onda senoidal.....	54
2.2.1.5.2 Características requeridas.....	54
2.3 ESTUDIO DE LA DISPONIBILIDAD DEL RECURSO SOLAR EN EL CAMPO REPSOL-NPF.	55
2.3.1 Determinación de la radiación solar en el Campo NPF.....	55
2.3.2 Determinación de la irradiancia en el Campo NPF	55
2.3.3 Determinación de la Heliofanía en el Campo NPF	57
2.3.3.1 Valores de heliofanía en Orellana, proporcionados por el INAMHI.....	57
2.3.3.2 Datos proporcionados por el CONELEC, para diseño de sistemas solares fotovoltaicos.....	58
2.3.4 Análisis de Energía y Radiación Solar mediante el Software CENSOL.....	58
2.3.4.1 Módulos y características del programa CENSOL versión 5.0.....	59
2.3.4.1.1 Solar Fotovoltaica	59
2.3.4.1.2 Solar Térmica ACS	60
2.3.4.1.3 Solar Térmica, piscinas	60
2.3.4.1.4 Análisis Económico	60
2.3.4.1.5 Geometría Solar	61
2.3.4.1.6 Seguimiento Solar.....	61
2.3.4.1.7 Sombras.....	61
2.3.4.1.8 Pérdidas por posición	61
2.3.4.1.9 Pérdidas por sombreado	62
2.3.4.1.10 Soleamiento	62
2.3.4.1.11 Iluminación de la Tierra	62
2.3.4.1.12 Base de datos de radiación	62
2.3.4.2 Resultados obtenidos para el Campo REPSOL-NPF	62
2.3.4.2.1 Geometría Solar, aplicada al Campo REPSOL-NPF.....	63

2.3.4.2.2 Seguimiento Solar, aplicado al Campo REPSOL-NPF	65
2.3.4.2.3 Iluminación de la Tierra, aplicada al Campo REPSOL-NPF	67
2.3.4.2.4 Base de datos de radiación, en Ecuador	67
2.4 ESTUDIO DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELÉCTRICA PARA EL SISTEMA DE ILUMINACIÓN DEL CAMPO NPF.....	68
2.4.1 Cálculo de la carga de iluminación instalada	69
2.4.2 Cálculo de la Energía requerida en el sistema de iluminación.....	71
2.4.3 Factor de Crecimiento de la Demanda, f_c	72
2.4.4 Factor Rendimiento Energético, f_r	72
2.4.5 Consumo Energético Diario	73

CAPÍTULO III

DISEÑO DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO PARA LA PLANTA DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS REPSOL-NPF

3.1 AMPERIOS-HORA REQUERIDOS PARA EL SISTEMA.....	75
3.2 CORRIENTE PICO DEL SISTEMA.....	76
3.3 DIMENSIONAMIENTO DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO PARA REPSOL-NPF	77
3.3.1 PANELES SOLARES FOTOVOLTAICOS	77
3.3.1.1 Determinación del número de paneles solares	77
3.3.1.2 Características del panel solar seleccionado	78
3.3.1.3 Arreglo de los paneles solares	79
3.3.1.3.1 Arreglo de paneles conectados en serie, Módulos.....	79
3.3.1.3.2 Arreglo de módulos conectados en paralelo.....	79
3.3.1.4 Dimensiones del espacio físico del arreglo	80
3.3.2 SISTEMA DE ACUMULACIÓN- BANCO DE BATERIAS	81

3.3.2.1 Determinación de la capacidad del banco baterías	81
3.3.2.2 Características de las baterías seleccionadas.....	82
3.3.2.3 Arreglo del banco de baterías	84
3.3.2.3.1 Arreglo de baterías en serie	84
3.3.2.3.2 Arreglo de baterías en paralelo	84
3.3.2.3.3 Número total de baterías	85
3.3.2.4 Dimensiones del espacio que ocupará el banco de baterías.....	86
3.3.3 INVERSOR DE CORRIENTE	86
3.3.3.1 Determinación de la potencia necesaria de los inversores.....	86
3.3.3.2 Características de los inversores seleccionados	86
3.3.3.2.1 Especificaciones técnicas:	87
3.3.3.3 Número de inversores necesarios para el sistema	87
3.3.3.4 Espacio que ocuparán los inversores	88
3.3.4 REGULADOR – CONTROLADOR DE CARGA.....	88
3.3.4.1 Características del regulador de carga seleccionado	88
3.3.4.2 Número total de reguladores	89
3.3.4.3 Dimensiones del espacio para los reguladores	89
3.4 AGRUPACIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA.....	90
3.5 DISTANCIAS DE CONDUCTORES ENTRE ELEMENTOS	91
3.5.1 Conductores entre paneles solares.....	92
3.5.2 Conductores entre paneles y reguladores de carga.....	92
3.5.3 Conductores entre reguladores de carga y banco de baterías.....	92
3.5.4 Conductores entre reguladores e inversor de corriente.....	92
3.5.5 Conductores entre inversor y tablero de transferencia	93
3.6 CÁLCULO DE CORRIENTES DE CONSUMO.....	93

3.6.1 Corriente de la carga total del sistema	93
3.6.2 Corriente de carga para cada inversor	94
3.6.3 Corriente de cada regulador de carga	94
3.7 DIMENSIONAMIENTO DE CONDUCTORES Y PROTECCIONES	96
3.7.1 Tipo de cables a emplearse	96
3.7.1.1 Especificaciones Técnicas:.....	96
3.7.1.2 Características requeridas:	96
3.7.2 Cálculo de Conductores	97
3.7.2.1 Resultados obtenidos de caídas de voltaje y conductores.....	98
3.7.3 Selección de Protecciones	102
3.7.3.1 Fusibles Tipo NH ultra rápidos	102
3.7.3.1.1 Características:.....	103
3.7.3.1.2 Curva característica de respuesta del fusible FNH00	104
3.7.3.1.3 Curva característica de respuesta del fusible FNH1	105
3.7.3.2 Interruptor termo magnético o Breaker.....	105
3.7.3.2.1 Aplicaciones según la capacidad de conducción	106
3.7.3.2.2 Capacidad de conducción.....	106
3.7.3.3 Interruptor de corriente continua	107
3.7.3.3.1 Características del interruptor.....	107
3.7.4 Dimensionamiento de Protecciones.....	109
3.8 DIAGRAMAS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA SOLAR FOTVOLTAICO	109
3.8.1 Disposición de elementos del sistema solar fotovoltaico	109
3.8.2 Conexionado de elementos del sistema fotovoltaico.....	110
3.8.3 Tablero de Protección	112

3.8.4 Evaluación de un Sistema Fotovoltaico mediante el Software PVSyst.....	113
3.8.4.1 Inclinación y orientación del panel fotovoltaico	113
3.8.4.2 Sombras producidas en los paneles	116
3.8.4.3 Simulación de Sombras Cercanas en el Campamento REPSOL-NPF	118
3.8.4.4 Simulación con los datos reales del Sistema Fotovoltaico.....	123
3.8.4.4.1 Informes generados del Sistema Fotovoltaico REPSOL-NPF	125

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 RESULTADOS TÉCNICOS DEL PROYECTO	130
4.1.1 Presupuesto del proyecto	130
4.1.2 Costo actual del suministro de Energía Eléctrica para el Campo REPSOL-NPF, para los circuitos de iluminación residencial e industrial.	133
4.2 FINANCIAMIENTO DEL PROYECTO	134
4.2.1 Incentivos Tributarios	134
4.2.2 Mecanismo de Desarrollo Limpio	135
4.2.3 Mecanismos de Financiamiento Convencionales.....	136
4.2.3.1 Cooperación financiera no reembolsable	136
4.2.3.2 Préstamo Bancario del BIESS	137
4.2.3.3 Préstamo bancario y financiamiento propio.....	138
4.2.4 Cálculo del préstamo bancario e inversión por parte de REPSOL-YPF	138
4.2.5 Emisiones de gases de efecto invernadero GEI en el Campo REPSOL-NPF.....	139
4.3 RESULTADOS FINANCIEROS DEL PROYECTO.....	140
4.3.1 Flujos Financieros.....	141
4.3.1.1 Inversiones y Préstamo	141

4.3.1.2 Ingresos	144
4.3.1.3 Egresos	144
4.3.1.4 Tiempo de recuperación	145
4.3.2 Valor Actual Neto – VAN	155
4.3.2.1 Tasa de Descuento	155
4.3.2.2 Plazo de recuperación	155
4.3.3 Tasa Interna de Retorno – TIR	156
4.3.4 Análisis del VAN y de la TIR	157
4.3.4.1 Análisis económico del proyecto, para un riesgo normal	161
4.3.5 Relación Costo - Beneficio	163
4.4 FACTIBILIDAD Y BENEFICIOS DEL PROYECTO	165
4.4.1 Factibilidad Ambiental	166
4.4.2 Factibilidad Económica	166
4.4.3 Factibilidad Técnica.....	166
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	168
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	171
SOFTWARES	172
ANEXOS	173

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO I

Figura 1.1 Ubicación del área de incidencia del bloque 16, Francisco de Orellana	1
Figura 1.2 Gráfico del oleoducto subterráneo	2
Figura 1.3 Variación de la constante solar durante el periodo de 1978-2003	15
Figura 1.4 Energía que ingresa a la tierra en promedio cada año, en TW-año.....	21
Figura 1.5 Conexión en serie de un sistema eléctrico y un sistema hidráulico.....	25

Figura 1.6 Conexión en paralelo de un sistema eléctrico y un sistema hidráulico.....	26
Figura 1.7 La conexión de módulos fotovoltaicos	27
Figura 1.8 Clasificación de Luminarias	32
Figura 1.9 Comparación de Flujo luminoso HQL vs NAV	35
Figura 1.10 Vida Útil de varios tipos de lámparas	35
Figura 1.11 Eficacia de las Lámparas	36

CAPÍTULO II

Figura 2.1 Esquema del Sistema Solar Fotovoltaico	43
Figura 2.2 Esquema del Panel Solar Fotovoltaico	44
Figura 2.3 Circuito equivalente de la celda fotovoltaica	45
Figura 2.4 Corte transversal de un panel fotovoltaico	46
Figura 2.5 Variación de intensidad y tensión con la radiación y la temperatura	47
Figura 2.6 Diagrama de puente completo	52
Figura 2.7 Tensión de salida de un inversor de onda cuadrada	52
Figura 2.8 Tensión de salida controlada por modulación por onda casi-cuadrada.....	53
Figura 2.9 Generación de onda por medio de PWM	53
Figura 2.10 Generación de onda sinusoidal pura	54
Figura 2.11 CENSOL 5.0, Ventana de inicio	59
Figura 2.12 Cálculo de coordenadas geográficas	63
Figura 2.13 CENSOL, Geometría Solar	63
Figura 2.14 CENSOL, Geometría Solar	64
Figura 2.15 CENSOL, Geometría Solar	64
Figura 2.16 CENSOL, Geometría Solar	65
Figura 2.17 CENSOL, Geometría Solar	65
Figura 2.18 CENSOL, Seguimiento Solar	66
Figura 2.19 CENSOL, Ángulo de rotación e incidencia diario	66
Figura 2.20 CENSOL, Iluminación de la Tierra	67
Figura 2.21 CENSOL, Base de datos de radiación en Ecuador, Latitud +0°	68

CAPÍTULO III

Figura 3.1 Panel solar monocristalino.....	78
Figura 3.2 Arreglo de paneles solares.....	81
Figura 3.3 Batería de plomo ácido.....	83
Figura 3.4 Estructura de la Batería	83
Figura 3.5 Curva de corriente en un fusible NH.....	103
Figura 3.6 Curva característica del fusible FNH00	104
Figura 3.7 Curva característica del fusible FNH1	105
Figura 3.8 Relación temperatura Vs capacidad de conducción.....	107
Figura 3.9 Interruptor de corriente continua	108
Figura 3.10 Disposición de elementos del Sistema Fotovoltaico	110
Figura 3.11 Conexión de elementos del Sistema Fotovoltaico	111
Figura 3.12 Protecciones del Tablero de Distribución.....	112
Figura 3.13 PVSyst, Pérdidas y máxima optimización con inclinación de 10°	114
Figura 3.14 PVSyst, Pérdidas Vs. Inclinación del panel a 10°	114
Figura 3.15 PVSyst, Pérdidas y máxima optimización con inclinación de 30°	115
Figura 3.16 PVSyst, Pérdidas Vs. Inclinación del panel a 30°	115
Figura 3.17 PVSyst, Datos de radiación provincia de Orellana	116
Figura 3.18 PVSyst, Perfil de obstáculos para Orellana	117
Figura 3.19 PVSyst, Edificio y cordillera en el perfil de obstáculos para Orellana	118
Figura 3.20 Trayectoria del sol y sombra proyectada a las 7:30	119
Figura 3.21 Trayectoria del sol y sombra proyectada a las 9:00	119
Figura 3.22 Trayectoria del sol y sombra proyectada a las 10:00	119
Figura 3.23 Trayectoria del sol y sombra proyectada a las 12:00	120
Figura 3.25 Trayectoria del sol y sombra proyectada a las 16:00	120
Figura 3.26 Trayectoria del sol y sombra proyectada a las 7:30	121
Figura 3.27 Trayectoria del sol y sombra proyectada a las 10:00	121
Figura 3.28 Trayectoria del sol y sombra proyectada a las 12:00	121
Figura 3.29 Trayectoria del sol y sombra proyectada a las 14:00	122
Figura 3.30 Trayectoria del sol y sombra proyectada a las 16:00	122
Figura 3.31 Trayectoria del sol y sombra proyectada a las 17:30	122

Figura 3.32 PVSyst, Ingreso de datos del sistema fotovoltaico	123
Figura 3.33 PVSysts, Consumo Watios hora al día, para el sistema de iluminación ...	124
Figura 3.34 PVSysts, Cálculo del arreglo de baterías y paneles fotovoltaicos	124
Figura 3.35 PVSyst, Diagrama Unifilar Básico del Sistema Fotovoltaico REPSOL-NPF.....	125
Figura 3.36 PVSyst, Diagrama General de Conexionado del Sistema Fotovoltaico....	125
Figura 3.37 PVSyst, Irradiación global mensual Vs. meses del año, Orellana	126
Figura 3.38 PVSyst, Irradiación Vs. Horas del día, Provincia de Orellana	126
Figura 3.39 PVSyst, Informe final 1 de la simulación del sistema fotovoltaico	127
Figura 3.40 PVSyst, Informe final 2 de la simulación del sistema fotovoltaico	128

CAPÍTULO IV

Figura 4.1 Gráfica del VAN, en función de la tasa de descuento.....	163
---	-----

ÍNDICE DE TABLAS

CAPÍTULO I

Tabla 1.1 Cuadro comparativo de las Características de lámparas HDI	33
Tabla 1.2 Aplicaciones de las lámparas HQI	34
Tabla 1.3 Comparación general de fuentes artificiales de luz	37

CAPÍTULO II

Tabla 2.1 Eficiencia de diferentes materiales que forman las celdas	43
Tabla 2.2 Radiación en la Provincia de Orellana en el año 2011	55
Tabla 2.3 Heliofanía en la Provincia de Orellana	57
Tabla 2.4 Resultados a las 7:00	63
Tabla 2.5 Resultados a las 12:00	64
Tabla 2.6 Resultados a las 12:20	64

Tabla 2.7 Resultados a las 15:20	65
Tabla 2.8 Resultados a las 17:40	65
Tabla 2.9 Planilla para la determinación de demandas unitarias de diseño	70
Tabla 2.10 Demanda del sistema de iluminación en el Campo NPF	71
Tabla 2.11 Proyección de demanda de energía eléctrica en el Bloque 16, REPSOL	72

CAPÍTULO III

Tabla 3.1 Parámetros de la batería.....	83
Tabla 3.2 Número de elementos calculados	90
Tabla 3.3 Distribución de los elementos	91
Tabla 3.4 Corrientes y Longitud de los cables	95
Tabla 3.5 Caída de voltaje entre Paneles	98
Tabla 3.6 Caída de voltaje entre Paneles-Reguladores	99
Tabla 3.7 Caída de voltaje entre Reguladores-Baterías	99
Tabla 3.8 Caída de voltaje entre Baterías.....	100
Tabla 3.9 Caída de voltaje entre Reguladores-Inversor.....	100
Tabla 3.10 Caída de voltaje entre Inversor-Breaker principal	101
Tabla 3.11 Caída de voltaje entre Breaker principal-Carga	101
Tabla 3.12 Especificaciones del Fusible NH.....	104
Tabla 3.13 Selección de protecciones	109

CAPÍTULO IV

Tabla 4.1 Presupuesto Sistema Fotovoltaico REPSOL-NPF	131
Tabla 4.2 Tabla de amortización, préstamo bancario	142
Tabla 4.3 Ingresos del Proyecto.....	144
Tabla 4.4 Lista de Repuestos Sistema Fotovoltaico	145
Tabla 4.5 Flujo de Caja para el Sistema Fotovoltaico REPSOL-NPF.....	146
Tabla 4.6 Resultados del VAN y la TIR con riesgo del 3% e inflación del 4,5%	158
Tabla 4.7 Resultados del VAN y la TIR con riesgo del 7% e inflación del 4,5%	159
Tabla 4.8 Resultados del VAN y la TIR con riesgo del 15% e inflación del 10%	160

Tabla 4.9 Análisis del VAN, en función de la tasa de descuento.....	162
Tabla 4.10 Valores Actuales de Ingresos y Egresos.....	164

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo A, Atlas Solar del Ecuador	
Anexo B, Hoja Técnica Panel TALESUM	
Anexo C, Hoja Técnica Batería EXIDE	
Anexo D, Hoja Técnica Inversor QMAX	
Anexo E, Hoja Técnica Regulador de Carga OUT BACK	
Anexo F, Hoja Técnica Cable OKONIT	
Anexo G, Hoja Técnica Interruptor termo magnético SIEMENS	
Anexo H, Hoja Técnica Fusible WEG	

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Ratio.- Es un indicador de la velocidad de descarga de la batería. Mientras más veloz se realiza la descarga, la capacidad disminuye.

Regulador PWM.- Es un regulador sencillo que actúa como un interruptor entre los módulos fotovoltaicos y la batería. Estos módulos están forzados a trabajar a la tensión de la batería, lo que resulta en pérdidas de rendimiento respecto al punto de máxima potencia de los módulos. En cuanto a la fase de absorción de la batería, el regulador empieza a cortar parte de la posible producción de los módulos, modificando la anchura de los pulsos, para que no se sobrecargue la batería.

STC.- Condiciones de pruebas estándar, a una temperatura de 25 ° C y una irradiación de 1000 W/m² con una masa de aire 1,5 espectro. Estos corresponden a la irradiación y el espectro de la luz solar incidente en un día claro sobre un sol de cara inclinada 37 ° con la superficie del sol en un ángulo de 41,81 ° por encima del horizonte.

VPC.- La capacidad nominal de una batería es la cantidad de electricidad que puede proveer a una carga. Depende básicamente de tres parámetros: velocidad de descarga, temperatura y tensión final. Las condiciones normalizadas que se fijan para una batería estacionaria son: descarga en 10h hasta 1,8 VPC (Volt por celda) a una temperatura ambiente de 20°C.

Perihelio.- Es el punto más cercano de la órbita de un planeta con respecto al Sol.

Afelio.- Es el punto más lejano de la órbita de un planeta con respecto al Sol.

GLOSARIO DE NORMAS

IEEE 1202.- Estándar para pruebas de fuego de cables Industriales. Para exposición de muestras de cable a una fuente de ignición durante 20 minutos, esta norma guía los factores que se deben considerar en la planificación, diseño e instalación de energía. La prueba determina la tendencia de propagación de la llama en los conductores.

IEEE 450.- Describe la frecuencia y tipo de mediciones para validar la condición de una batería, incluye mediciones de parámetros eléctricos, inspección de la apariencia, medición de temperatura ambiente, corriente de flotación. Proporciona prácticas recomendadas para todos los tipos de baterías de plomo-ácido.

ICEA T-29-520.- Pruebas de flama para bandejas porta cables, para comprobar la capacidad de resistencia que una bandeja presenta ante un incendio de al menos 210 000 BTU/hora.

IEC 60331.- Pruebas de ensayo para cables eléctricos sometidos al fuego e integridad de los circuitos, con fuego a una temperatura de llama de al menos 750 °C.

IEC 60269.- Esta norma es aplicable para la incorporación de fusibles limitadores de corriente, con capacidades de corte mínima de 6 kA, tensión nominal hasta 1000 V.

IEC 61215.- Pruebas para módulos fotovoltaicos. Determina las características eléctricas y térmicas del módulo para comprobar que es capaz de soportar la exposición prolongada en climas extremos. Comprende pruebas de radiación, térmicas y ensayos mecánicos.

TÍTULO DEL TEMA

“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA APLICACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE FOTOVOLTAICA EN EL SISTEMA DE ILUMINACIÓN GENERAL DEL CAMPO REPSOL”

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Debido a diversos factores políticos y a la disminución de reservas tradicionales de petróleo, en los últimos años el precio del petróleo ha mostrado un comportamiento inestable, presentando temporadas con altos precios y otras con tendencia a la baja, lo que ha ocasionado que el costo de la energía se eleve considerablemente. Por otra parte, las fuentes de energía basadas en combustibles fósiles son un gran contaminante para el medio ambiente y están contribuyendo al calentamiento global debido al CO₂ enviado a la atmósfera como resultado de su combustión.

En los campos petroleros es casi exclusivo el uso de energía basada en combustibles fósiles en los procesos de exploración, explotación y comercialización; dejando un espacio mínimo para el uso de energías renovables.

JUSTIFICACIÓN DEL TEMA

El tema ambiental ha logrado despertar la conciencia de la mayoría de países, centrando sus esfuerzos en el desarrollo y aplicación de energías limpias y renovables que sean rentables, accesibles y que no representen un peligro para el Medio Ambiente.

La presente tesis propone desarrollar una investigación sobre la utilización de la energía solar fotovoltaica en el Campo Repsol-NPF Bloque N°16, para evaluar si sería la solución

ideal para la zona donde se ubica este Campo, ya que en el lugar existe una alta incidencia de radiación solar, según lo demuestran varios estudios, entre los principales:

- Atlas Solar de Ecuador con fines de Generación Eléctrica (Diseño de un Sistema Fotovoltaico), del CONELEC.
- Regulación N°. CONELEC – 004/11, En Ecuador se ha promulgado el nuevo marco retributivo renovable denominado “Tratamiento para la energía producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales”, con tarifa para la fotovoltaica.
- Propuesta de acciones y políticas en Energías Renovables y Eficiencia Energética para el Ecuador, Ministerio de Energía y Minas del Ecuador.

De la observación *in situ*, se estima que alrededor del 10% del consumo de energía eléctrica total del pozo está destinada a la iluminación general, y ésta sería el área de consumo sobre la cual se podría aplicar la energía solar.

El bloque 16 está conformado por 220 mil hectáreas para las cuales necesita 24MW de generación de energía eléctrica anualmente, con un costo de 2.841.495 dólares/año. De los 24MW/año el 10% está destinado al sistema de iluminación general (2.400KW/año), de lo que se asume que el costo por iluminación asciende a un valor de 284.149 dólares anualmente, estas cifras se las obtuvo del Departamento Eléctrico de REPSOL-NPF. Adquiriendo un kit solar comercial con un costo aproximado de 30.000 dólares más un 10% de implementación se obtendría 5.000KW/año con un costo total de 33.000 dólares, con el cual se espera cubrir la demanda actual y disponer de un excedente para futuras implementaciones de carga.

La presente investigación se justifica al conocer cuál es el rendimiento de la energía solar con respecto a otras energías renovables, la eficiencia que tiene para generar dicha energía por su ubicación geográfica, el costo y el tiempo de recuperación de la inversión, y de esta forma determinar si es o no factible y recomendable la aplicación de energía renovable en el campo Repsol.

ALCANCES

El presente proyecto realizará el estudio de factibilidad para la aplicación de energía renovable fotovoltaica en el sistema de iluminación general en el Campo Repsol YTF Bloque N° 16 de Petroamazonas, ubicado en la provincia amazónica de Orellana, y que con Tivacuno y Bogi-Capirón, suma una extensión de 220 mil hectáreas.

En dicho campo no existe el uso de energías renovables por lo cual es importante realizar el estudio para demostrar los beneficios de su aplicación.

OBJETIVOS

General

Realizar un estudio de factibilidad para la aplicación de energía renovable fotovoltaica en el sistema de iluminación general del campo Repsol, para demostrar los beneficios de su uso, a través del diseño y planificación de un proyecto, brindando un adecuado sustento teórico.

Específicos

- Conocer teóricamente los beneficios de la energía solar fotovoltaica y los limitantes para su instalación.
- Establecer un Estudio de Factibilidad para la aplicación de energía renovable en el sistema de iluminación general del campo Repsol.

- Presentar el diseño y la planificación de un sistema de iluminación general que proporcione el máximo rendimiento visual con la intensidad de luz requerida de manera satisfactoria y que cumpla con las exigencias mínimas de seguridad industrial.
- Determinar los resultados técnicos, financieros, costos beneficios, tiempo y eficiencia de la implementación del sistema de iluminación.

HIPÓTESIS

¿Es factible aplicar energía fotovoltaica en el sistema de iluminación general del Campo Repsol para abastecer las necesidades de iluminación industrial del campo?

ESQUEMA DE CONTENIDOS

CAPÍTULO I

TÍTULO: ENERGÍAS RENOVABLES

- 1.1 DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA REPSOL-YPF
- 1.2 ENERGÍAS RENOVABLES
- 1.3 ENERGÍA SOLAR
- 1.4 ALUMBRADO INDUSTRIAL

CAPÍTULO II

TÍTULO: ANÁLISIS DEL RECURSO SOLAR Y LA DEMANDA ENERGÉTICA EN LA PLANTA DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS REPSOL-NPF

- 2.1 METODOLOGÍA Y HERRAMIENTAS DE INVESTIGACIÓN
- 2.2 CARACTERÍSTICAS REQUERIDAS EN EL SISTEMA DE GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA EL SISTEMA DE

ILUMINACIÓN

2.3 ESTUDIO DE LA DISPONIBILIDAD DEL RECURSO SOLAR EN EL CAMPO REPSOL-NPF

2.4 ESTUDIO DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELÉCTRICA PARA EL SISTEMA DE ILUMINACIÓN DEL CAMPO NPF

CAPÍTULO III

TÍTULO: DISEÑO DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO PARA LA PLANTA DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS REPSOL-NPF

3.1 AMPERIOS-HORA REQUERIDOS PARA EL SISTEMA

3.2 CORRIENTE PICO DEL SISTEMA

3.3 DIMENSIONAMIENTO DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO PARA REPSOL-NPF

3.4 AGRUPACIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA

3.5 DISTANCIAS DE CONDUCTORES ENTRE ELEMENTOS

3.6 CÁLCULO DE CORRIENTES DE CONSUMO

3.7 DIMENSIONAMIENTO DE CONDUCTORES Y PROTECCIONES

3.8 DIAGRAMAS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

CAPÍTULO IV

TÍTULO: ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 RESULTADOS TÉCNICOS DEL PROYECTO

4.2 FINANCIAMIENTO DEL PROYECTO

4.3 RESULTADOS FINANCIEROS DEL PROYECTO

4.4 FACTIBILIDAD Y BENEFICIOS DEL PROYECTO

RESUMEN

El tema ambiental ha logrado despertar la conciencia de la mayoría de países, quienes han centrado sus esfuerzos en el desarrollo y aplicación de energías renovables rentables, accesibles, y que no representen un peligro para el medio ambiente. La presente tesis desarrolla una investigación sobre la energía solar fotovoltaica, y evalúa la posibilidad de usarla en el Campo Repsol-NPF, como una solución ideal para el abastecimiento de energía eléctrica a sus circuitos de iluminación, aprovechando la alta incidencia de radiación solar existente en esta zona.

La Planta de Producción de Hidrocarburos REPSOL-NPF, se ubica en la Provincia de Orellana, asentada en el Parque Nacional Yasuní y en la Reserva Étnica Huahorani, comprometida con el cuidado de la biodiversidad y las relaciones comunitarias con las poblaciones nativas. Actualmente la Planta no cuenta con red eléctrica pública ni privada, razón por la cual se emplean generadores operados a diesel para abastecer la demanda global de energía eléctrica, encareciendo sus planillas de consumo.

Se realizó el Estudio de Factibilidad de un Sistema Solar Fotovoltaico para Circuitos de Iluminación, basado en varios aspectos: el recurso solar existente en la planta, la demanda de energía eléctrica de los circuitos de iluminación, el entorno y medio ambiente, los datos de radiación solar proporcionados por el INAMHI y CONELEC, y la bibliografía y programas computacionales relacionados con el tema.

El proyecto da cumplimiento a los objetivos ambientales, técnicos y económicos pertinentes. Contará con un diseño acorde a los actuales requerimientos, en cumplimiento a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y al Mecanismo de Desarrollo Limpio. Mediante autofinanciamiento y préstamo bancario BIESS-CNF, recuperará su inversión, generará ganancias, y eliminará la emisión de GEIs al ambiente.

CAPÍTULO I

ENERGÍAS RENOVABLES

El Bloque 16 está en la Región Amazónica Ecuatoriana en la provincia de Orellana, ocupando un 12 % del Parque Nacional Yasuní y un 22% de la Reserva Étnica Huaorani, áreas protegidas con categoría II según la clasificación de la UIC N, junto con Tivacuno y Bogi-Capirón suma una extensión de 220 mil hectáreas. Al ser también parte del Refugio Pleistocénico de la Cuenca del Río Yasuní alberga flora y fauna muy diversa, es excepcionalmente alta comparada con otros lugares del Ecuador.

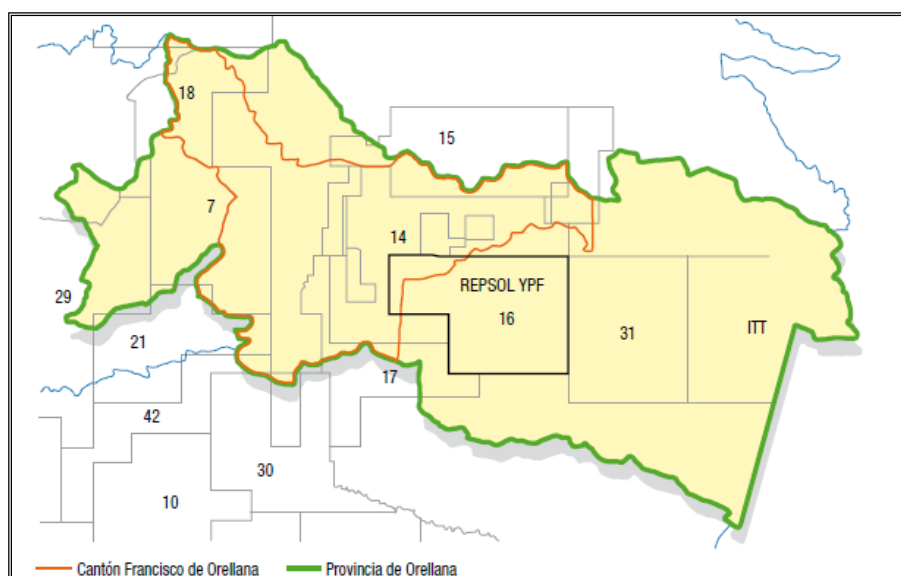


Figura 1.1 Ubicación del área de incidencia del bloque 16, Cantón Francisco de Orellana¹.

1.1 DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA REPSOL-YPF

En su interior se construyeron sofisticadas instalaciones requeridas para el procesamiento del petróleo, esta área intervenida para la construcción de plataformas, facilidades de

¹ DINAPA, Ministerio de Minas y Petróleo, “Ubicación del área de incidencia del bloque 16”, 2008, p 6.

producción, carreteras y oleoducto es únicamente el 0,20% del área total del bloque.

REPSOL YPF Ecuador S.A., en cumplimiento del contrato de participación suscrito con Petroecuador en representación del estado ecuatoriano, opera las siguientes áreas: cuatro campos petrolíferos al interior del Bloque 16: Amo, Daimi, Ginta e Iro; campo compartido de Bogi-Capirón; y área colindante de Tivacuno. Su influencia se extiende hasta Shushufindi, en donde se dispone de la estación de rebombeo.

El petróleo que se produce en el Bloque 16 y en Bogi-Capirón, es transportado hasta Lago Agrio a través de un oleoducto subterráneo de 120 kilómetros de longitud, el cual cuenta con los estándares de seguridad apropiados. Otro aspecto tecnológico que se aplica en el Bloque 16, es el tratamiento de los lodos de perforación y la re inyección del agua de formación que se produce conjuntamente con el petróleo.

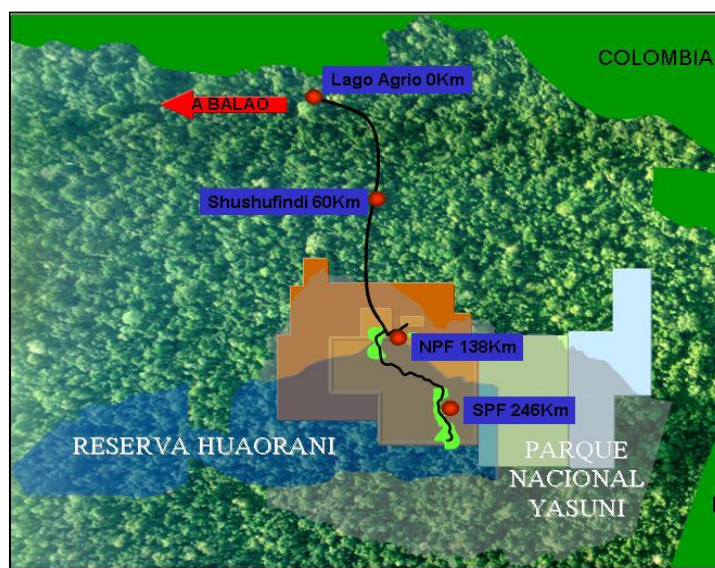


Figura 1.2 Gráfico del oleoducto subterráneo².

Mientras el petróleo se ha convertido en un recurso natural codiciado por las grandes empresas y los gobiernos más poderosos del planeta, como un producto indispensable para

² DINAPA, Ministerio de Minas y Petróleo, “Gráfico del oleoducto subterráneo”, 2008, p8.

la existencia del mundo occidental cuyas demandas energéticas alcanzan niveles extremos, para los Waorani representa en cambio, un peligro para la conservación de su territorio ancestral, el cual incorpora buena parte de los perímetros internos del Bloque 16, donde la biodiversidad es sumamente frágil [\[1\]](#).

En este sentido, es importante destacar que aunque la explotación petrolera de Repsol YPF cumple con los estándares de calidad ambiental, esto no ha evitado los derrames de crudo en la selva amazónica, lo cual ha afectado el entorno ambiental del que dependen los Waorani, y ha puesto en peligro a los clanes llamados en “aislamiento voluntario”.

La operación en el Bloque 16 se desarrolla en un área sensible y de alto valor ecológico, lo que compromete a Repsol YPF de acuerdo a los estándares corporativos a diseñar y realizar un Plan de Acción de Biodiversidad (PAB) [\[1\]](#).

Por esta razón, en enero de 2010, Repsol YPF Ecuador suscribió con la Universidad San Francisco de Quito un acuerdo para implementar un proyecto de conservación de la biodiversidad en el Bloque 16. Su ejecución estuvo a cargo del equipo de Relaciones Comunitarias de la compañía y las destinatarias de las diversas actividades contempladas.

Se realizan programas como: Educación y comunicación para la conservación, con la realización de múltiples talleres, Gestión comunitaria para la conservación, entre otras.

Se aprovecha la ejecución de estas actividades para complementarlas con la divulgación de las prácticas ambientales de la empresa, así como de los resultados de los monitoreos ambientales de flora y fauna que se han realizado en el área de operaciones y de la relación con todos los ecosistemas donde habitan los Kichwas y los Waorani.

1.2 ENERGÍAS RENOVABLES

Se denomina energía renovable a la energía que se obtiene de fuentes naturales virtualmente inagotables, ya sea por la inmensa cantidad de energía que contienen, o porque son capaces de regenerarse por medios naturales.

Entre las energías renovables se encuentran: Energía Solar, Energía Eólica, Energía de la Biomasa, Energía Geotérmica, Energía Mareomotriz.

Casi toda la energía disponible en el planeta tiene tres fuentes fundamentales: el sol en forma directa o indirecta (combustibles fósiles, biomasa, vientos y rayos solares); el proceso de formación cósmica que precedió a la formación del sistema solar actual (energía nuclear y geotermia) y finalmente, una pequeña parte de la energía disponible proviene de los movimientos lunares [\[2\]](#).

1.2.1 Fuentes de Energía

El sol es la mayor fuente de energía terrestre, él permite la fotosíntesis que transforma la energía de los rayos solares en energía química, indispensable para la vida vegetal y animal, y la cual ha permitido también la formación de los combustibles fósiles. El sol se encuentra además en la génesis de los vientos y es el motor que mueve los ciclos hidrológicos.

El consumo de energía es uno de los grandes medidores del progreso y bienestar de una sociedad. El concepto de "crisis energética" aparece cuando las fuentes de energía de las que se abastece la sociedad se agotan. Un modelo económico como el actual, cuyo funcionamiento depende de un continuo crecimiento, exige también una demanda igualmente creciente de energía. Puesto que las fuentes de energía fósil y nuclear son

finitas, es inevitable que en un determinado momento la demanda no pueda ser abastecida y todo el sistema colapse, salvo que se descubran y desarrollen otros nuevos métodos para obtener dicha energía.

En la era industrial la invención de la máquina de vapor dio a los seres humanos la posibilidad de producir grandes potencias para sus actividades de trabajo y posteriormente la introducción de los motores de combustión interna que consumen combustibles fósiles derivados del petróleo llevó a la civilización a disfrutar de un alto grado de confort en el hogar y en el trabajo.

Cada vez el hombre descubre nuevas formas de aplicar la energía de forma más eficiente, aprovechando al máximo la capacidad energética de la materia. Paralelamente, se va creando una conciencia de que el desperdicio de la energía y su uso excesivo, afectan el equilibrio de la naturaleza.

En los dos últimos siglos el consumo de energía a nivel mundial creció enormemente pues en menos de cien años hemos pasado del transporte en barcos a vapor, a vehículos que alcanzan velocidades de cientos de kilómetros por hora.

Las fuentes de energía se clasifican en renovables y no renovables. Las energías no renovables son la energía nuclear y las energías a base del petróleo, el gas natural y el carbón. Se las llama no renovables porque cuando se extrae estos combustibles de la tierra, no se los vuelve a reponer y su disponibilidad es cada vez menor.

Las fuentes de energía renovables, en cambio, provienen de fuentes inagotables principalmente el Sol y la Tierra y su disponibilidad no disminuye con el tiempo, ya que

seguirán proveyéndonos energía durante millones de años más y con él los vientos, la fotosíntesis, el ciclo de agua, las fuerzas del mar y el calor al interior de la Tierra.

1.2.2 Energía Solar

La energía solar es la energía obtenida mediante la captación de la luz y el calor emitidos por el Sol, está catalogada como la solución perfecta para las necesidades energéticas de todos los países debido a su universalidad y acceso gratuito. Para los usuarios el gasto está en el proceso de instalación del equipo solar, que con el paso del tiempo, es cada vez menor. Además no contamina y su captación es directa y de fácil mantenimiento.

Es una de las llamadas energías renovables del grupo no contaminante, conocido como energía limpia o energía verde.

1.2.3 Energía Eólica

La fuerza del viento ha sido aprovechada por los seres humanos desde las primeras civilizaciones para sus necesidades de fuerza y transporte. La producción mundial de energía eléctrica con aerogeneradores ha crecido de manera dramática en las últimas décadas, apoyada por políticas de fomento de energías renovables, disminución de la dependencia de los combustibles fósiles y creación de puestos de trabajo.

Las posibilidades de aplicación de los sistemas de viento en el Ecuador en zonas remotas se limitan a los sistemas de menos de 50 kW, en la zona de la costa o en los valles de la Sierra se podría instalar parques eólicos con aerogeneradores grandes pero no mayores de 1 MW integrados a la red eléctrica nacional.

Un aerogenerador es un molino de viento modificado para producir energía eléctrica, en la actualidad se ha desarrollado aerogeneradores eficientes y que producen electricidad a costos competitivos comparados con otro tipo de plantas.

Un sistema eólico para producir energía trabaja asociado a un interruptor de parada que incluye funciones de control de carga a las baterías y lo desconecta cuando la carga excede lo aceptable por la batería. El generador es de corriente directa que se alimenta a la batería.

Una aplicación es el bombeo de agua con viento, donde el del aerogenerador eléctrico se conecta directamente a una bomba que se diseña para una frecuencia similar al generador.

1.2.4 Biomasa

La biomasa es un recurso renovable de energía proveniente de los residuos de la materia orgánica de tierra y mar. Las fuentes de aprovechamiento de la biomasa para la generación de energía provienen principalmente de tres sitios: desechos de basura industrial y residencial, residuos de cultivos agropecuarios, cultivos y plantaciones con propósitos energéticos.

Cuando la materia orgánica libera su energía almacenada a través de un proceso natural o artificial, devuelve al ambiente la misma cantidad de CO₂ que consumió durante su crecimiento, por lo que se dice que este ciclo es CO₂ neutro, es decir que la biomasa no contamina el ambiente.

Los desechos orgánicos de animales pueden alimentar un biodigestor y producir gas metano para producir calor o electricidad. La explotación maderera arroja volúmenes inmensos de

desechos que se queman ineficientemente en los calderos o quedan expuestos al ambiente, que no sólo son desaprovechados sino que son fuentes de contaminación ambiental.

1.2.4.1 Principales aplicaciones

Toda materia orgánica puede ser aprovechada para la producción de energía. Sin embargo, existen productos o cultivos que son mejores que otros por sus propiedades y dependiendo de la aplicación a la que estén destinados. La madera, por ejemplo, puede ser quemada directamente, quemarse con otro combustible en un caldero, o convertirse en gas en un gasificador. Si se descompone en un ambiente anaeróbico puede también generar gas, o puede extraerse la celulosa para utilizarla como químico en la fabricación de productos.

El grano de maíz es aprovechado en la producción de gas o convertido en aceite para hacerse biodiesel para transporte, o como almidón en la fabricación de productos similares al plástico. Las demás partes de la planta de maíz, son aprovechadas de forma similar a la madera.

La caña de azúcar es un alimento extraordinario por su contenido energético, se emplea en la producción de alcohol, como bagazo mediante quema directa para producción de calor o por gasificación puede hacerse gas.

El estiércol de animales se aprovecha en un digester aeróbico para producir gas metano y como fertilizante o compost.

1.2.5 Energía Geotérmica

La Tierra es una enorme olla de presión que guarda en su interior energía térmica que puede ser aprovechada para la producción de electricidad y calor. En todo el mundo existen fuentes de agua caliente que provienen de la Tierra y se las aprovecha para construir piscinas de aguas termales. Son conocidos los sitios de emisión de vapor o géiseres. La geotermia justamente estudia las formas de utilización comercial de la energía de la Tierra y es una tecnología muy desarrollada.

En el mundo se producen en la actualidad más de 8.000 MW de electricidad con la geotermia. Zonas volcánicas como la de Los Andes son idóneas para la instalación de centrales de este tipo. Estudios efectuados en los años 1980 por el Instituto Ecuatoriano de Electrificación identificaron 12 sitios potenciales en la zona interandina para la instalación de plantas geotérmicas con una capacidad energética equivalente a 634 millones de GWh, suficiente para proporcionar toda la electricidad del Ecuador por 37 años.

Una planta geotérmica es básicamente una planta de vapor convencional donde el vapor se obtiene directamente de la Tierra y no del calentamiento del agua con combustibles fósiles.

Se perfora la superficie de la Tierra hasta encontrar una fuente de agua caliente o vapor y el fluido se dirige a una turbina. El agua o vapor condensado utilizado se vuelve a inyectar a la Tierra.

1.2.6 Energía Mareomotriz

La energía mareomotriz es la que se obtiene aprovechando las mareas, mediante su acoplamiento a un alternador se puede utilizar el sistema para la generación de electricidad,

transformando así la energía mareomotriz en energía eléctrica, una forma energética más útil y aprovechable. Es un tipo de energía renovable y limpia.

La energía mareomotriz tiene la cualidad de ser renovable, en tanto que la fuente de energía primaria no se agota por su explotación, y es limpia, ya que en la transformación energética no se producen subproductos contaminantes gaseosos, líquidos o sólidos. Sin embargo, la relación entre la cantidad de energía que se puede obtener con los medios actuales y el coste económico y ambiental de instalar los dispositivos para su proceso han impedido una proliferación notable de este tipo de energía.

1.2.6.1 Métodos de generación

Los métodos de generación mediante energía de marea se clasifican en:

1.2.6.1.1 Generador de la corriente de marea

Los generadores de corriente de marea (Tidal Stream Generators o ETG) hacen uso de la energía cinética del agua en movimiento a las turbinas de la energía, de manera similar al viento que utilizan las turbinas eólicas. Este método está ganando popularidad debido a costos más bajos y a un menor impacto ecológico en comparación con las presas de marea.

1.2.6.1.2 Presa de marea

Las presas de marea hacen uso de la energía potencial que existe en la diferencia de altura (o pérdida de carga) entre las mareas altas y bajas. Las presas son esencialmente los diques en todo el ancho de un estuario, y sufren los altos costes de la infraestructura civil, la escasez mundial de sitios viables y las cuestiones ambientales.

1.2.6.1.3 Energía mareomotriz dinámica

La energía mareomotriz dinámica es una tecnología de generación teórica que explota la interacción entre las energías cinética y potencial en las corrientes de marea. Se propone que las presas muy largas, de más de 30 km de longitud se construyan desde las costas hacia afuera en el mar o el océano, sin encerrar un área. Se introducen por la presa diferencias de fase de mareas, lo que lleva a un diferencial de nivel de agua de por lo menos 2.3 metros, en aguas marinas ribereñas poco profundas con corrientes de mareas que oscilan paralelas a la costa, como las que encontramos en el Reino Unido, China y Corea. Cada represa genera energía en una escala de 6 a 17 GW.

1.2.7 Energía Hidráulica

Se denomina energía hidráulica a aquella que se obtiene del aprovechamiento de las energías cinética y potencial de la corriente del agua, saltos de agua o mareas. Es un tipo de energía verde cuando su impacto ambiental es mínimo y usa la fuerza hídrica sin represarla, sin embargo la utilización más significativa la constituyen las centrales hidroeléctricas de represas, que actualmente ya no son consideradas formas de energía verde por el alto impacto ambiental que producen.

1.2.7.1 Potenciales impactos ambientales

Los proyectos de las represas grandes causan cambios ambientales irreversibles en un área geográfica grande y por lo tanto tienen el potencial para causar impactos importantes. Durante la última década ha aumentado la crítica a estos proyectos, puesto que los

beneficios valen menos que los costos sociales, ambientales y económicos, es injustificable construir represas grandes.

Si bien existen efectos ambientales directos de la construcción de una represa (el polvo, la erosión, el movimiento de tierras), los impactos mayores provienen del envase del agua, la inundación de la tierra para formar el reservorio y la alteración del caudal del agua. Estos efectos tienen impactos directos para los suelos, la vegetación, la fauna, las tierras silvestres, la pesca, el clima y especialmente, para las poblaciones humanas del área.

1.2.7.2 Efectos hidrológicos

Al represar un río y crear una laguna, se cambia profundamente la hidrología y limnología del sistema fluvial. La descomposición de la materia orgánica de las tierras inundadas enriquece los alimentos del reservorio, si el terreno inundado tiene muchos árboles y no se limpia adecuadamente antes de inundarlo, la descomposición de esta vegetación agotará los niveles de oxígeno en el agua y afectará la vida acuática.

Las partículas suspendidas que trae el río se asientan en el reservorio, limitando su capacidad de almacenamiento y su vida útil, privando el río de los sedimentos, aguas abajo. Como el sedimento ya no se deposita, esta pérdida de alimentos deberá ser compensada mediante la adición de fertilizantes, para mantener la productividad agrícola.

1.2.7.3 Temas sociales

Al llenar el reservorio, se produce el desplazamiento involuntario de miles de personas, requiriendo un reajuste social, no solamente de parte de ellos, sino también, de la gente ya establecida en las áreas de reasentamiento.

Para las personas que permanecen en la cuenca del río, a menudo se restringe el acceso al agua, la tierra y los recursos bióticos. Se interrumpe la pesca artesanal y la agricultura tradicional de los terrenos aluviales.

A menudo se aumentan las enfermedades relacionadas con el agua (malaria, esquistosomiasis, oncocerciasis), tanto para los habitantes como para los trabajadores de la construcción.

1.2.7.4 Pesca y fauna

La pesca usualmente se deteriora, debido a los cambios en el caudal o temperatura del río, la degradación de la calidad del agua y las barreras que impiden la migración de los peces. Las variaciones en el caudal de agua dulce, y por tanto, en la salinidad del estero, cambia la distribución de las especies y los modelos de reproducción de los peces. El mayor impacto para la fauna se origina en la pérdida de hábitat.

1.3 ENERGÍA SOLAR

La energía solar es la energía obtenida mediante la captación de la luz y el calor emitidos por el Sol, está catalogada como la solución perfecta para las necesidades energéticas de todos los países debido a su universalidad y acceso gratuito. Para los usuarios el gasto está en el proceso de instalación del equipo solar, que con el paso del tiempo, es cada vez menor. Además no contamina y su captación es directa y de fácil mantenimiento.

Es una de las llamadas energías renovables del grupo no contaminante, conocido como energía limpia o energía verde.

1.3.1 Radiación Solar

La radiación solar es el conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el Sol, desde el infrarrojo hasta el ultravioleta. Pero no toda la radiación alcanza la superficie de la Tierra, porque las ondas ultravioletas más cortas, son absorbidas por los gases de la atmósfera fundamentalmente por el ozono.

1.3.2 La Irradiancia

La irradiancia solar total extraterrestre es la magnitud que mide la radiación solar que llega a la Tierra, es la cantidad de energía proveniente del sol, por unidad de área que recibe todo punto por encima de la atmósfera terrestre, en cada instante de tiempo; por lo tanto, es una cantidad que varía tanto espacial como temporalmente, de acuerdo a la posición de un punto en particular sobre la Tierra y de la posición de ésta respecto del Sol, su unidad es el W/m^2 (vatio por metro cuadrado).

La forma elipsoidal que describe la trayectoria del movimiento de traslación de la Tierra alrededor del Sol, permite que exista un momento de máximo acercamiento entre ambos, llamado perihelio y uno de máximo alejamiento llamado afelio, y por lo tanto, que la TSI oscile también anualmente desde un valor máximo a uno mínimo.

La Organización Meteorológica Mundial (WMO) define la Constante Solar como el promedio anual de la TSI y recomienda asignarle el valor de $1367 W/m^2$ [\[3\]](#).

1.3.3 La Constante Solar

La constante solar es la cantidad de energía recibida en forma de radiación solar por unidad de superficie medida en la parte externa de la atmósfera en un plano perpendicular a los rayos solares. Los resultados de su medición por satélites indican un valor promedio de 1366 W/m².

En esta constante solar influye: la posición relativa de la tierra con el sol (que varía la distancia de invierno a verano), la rotación de la tierra sobre sí misma, la atmósfera, la climatología, partículas en suspensión y contaminantes, la época del año, la posición geográfica, la radiación directa y radiación difusa.

Así, la variación solar más conocida es la que ocurre cada 11 años, que tiene poco efecto en la radiación que llega a la Tierra ya que es de sólo un 0,1 por ciento (1365-1367 W/m²); además su variación en tan corto lapso no da tiempo a que los procesos que se pudieran afectar muestren indicio de este fenómeno [4].

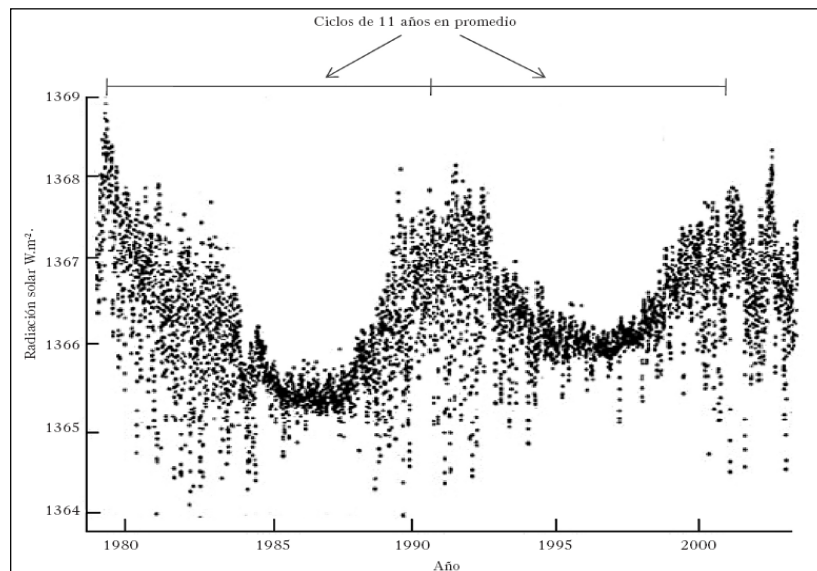


Figura 1.3 Variación de la constante solar durante el periodo de 1978-2003³.

³ I. Sánchez, G. Díaz, G. Granados, “Elementos para entender el cambio climático y sus impactos”, p 36.

1.3.4 Irradiación - H

Es la energía que, por unidad de tiempo y área, alcanza a la Tierra, ésta es la radiación global, es decir, la suma de la radiación directa, difusa y reflejada, su unidad es el Wh/m² (vatio hora por metro cuadrado). Dicho de otra forma, la irradiación H es el producto de la irradiancia I por las horas pico solares hps.

1.3.5 Heliofanía

La heliofanía es el tiempo de duración del brillo solar, expresado en horas y décimos de hora, en relación con las horas teóricas de permanencia del sol sobre el horizonte, considerado de 12 horas en el Ecuador. Un instrumento para medir la heliofanía, es el Heliofanógrafo, que registra de manera gráfica la duración del brillo solar. Está constituido por un lente esférico que realiza quemaduras en una faja de papel debido a la radiación recibida en forma directa, instalado a un metro cincuenta de altura.

1.3.6 Tipos de Radiación

En función de cómo reciben la radiación solar los objetos situados en la superficie terrestre, se pueden distinguir estos tipos de radiación:

1.3.6.1 Radiación directa

Es aquella que llega directamente del Sol sin haber sufrido cambio alguno en su dirección. Este tipo de radiación se caracteriza por proyectar una sombra definida de los objetos opacos que la interceptan.

1.3.6.2 Radiación difusa

Parte de la radiación que atraviesa la atmósfera es reflejada por las nubes o absorbida por éstas. Esta radiación, que se denomina difusa, va en todas direcciones, como consecuencia de las reflexiones y absorciones, no sólo de las nubes sino de las partículas de polvo atmosférico, montañas, árboles, edificios, el propio suelo, etc. Este tipo de radiación se caracteriza por no producir sombra alguna respecto a los objetos opacos interpuestos. Las superficies horizontales son las que más radiación difusa reciben, ya que ven toda la bóveda celeste, mientras que las verticales reciben menos porque sólo ven la mitad.

1.3.6.3 Radiación reflejada

La radiación reflejada es, como su nombre indica, aquella reflejada por la superficie terrestre. La cantidad de radiación depende del coeficiente de reflexión de la superficie, también llamado albedo. Las superficies horizontales no reciben ninguna radiación reflejada, porque no ven ninguna superficie terrestre y las superficies verticales son las que más radiación reflejada reciben.

1.3.6.4 Radiación global

Es la radiación total. Es la suma de las tres radiaciones. En un día despejado, con cielo limpio, la radiación directa es preponderante sobre la radiación difusa. Por el contrario, en un día nublado no existe radiación directa y la totalidad de la radiación que incide es difusa.

Los distintos tipos de colectores solares aprovechan de forma distinta la radiación solar. Los colectores solares planos, por ejemplo, captan la radiación total (directa + difusa), sin embargo, los colectores de concentración sólo captan la radiación directa. Por esta razón,

los colectores de concentración suelen situarse en zonas de muy poca nubosidad y con pocas brumas, en el interior, alejadas de las costas.

1.3.6.5 Albedo

Los rayos solares no solamente pueden ser desviados por causas atmosféricas, también pueden sufrir una reflexión a causa de superficies planas. Por ejemplo: la reflexión que se produce en un terreno nevado o la reflexión que sucede sobre el agua del mar. Se debe tener en cuenta que las 2/3 partes del planeta es agua oceánica.

1.3.6.6 Radiación total

Es la suma de todas las radiaciones, directa, difusa y albedo.

1.3.7 Características de la radiación solar

“El Sol emite una radiación muy grande, que recibimos en el exterior de la atmósfera, ésta la atenúa y recibimos el espectro solar.

La radiación se puede dividir en tres bandas:

Banda ultravioleta: Longitud de onda inferior a $0.35 \mu\text{m}$, 7% de la energía.

Banda visible: Longitud de onda entre $0.35 \mu\text{m}$. $0.75\mu\text{m}$, 47% de la energía.

Banda infrarroja: Longitud de onda superior a $0.75\mu\text{m}$, 46% de la energía” [\[5\]](#).

1.3.8 Variación de la radiación

Existen varios factores que influyen en la variación de la radiación, entre estos están:

Coordenadas terrestres, Los movimientos de la tierra, La declinación solar, El ángulo horario, Posición aparente del sol, Radiación sobre superficie plana, Radiación sobre plano

inclinado, Datos climáticos, Instrumentos de medida, Condiciones atmosféricas y ambientales del lugar, Situación geográfica, Movimiento de la tierra, Latitud, Longitud, Paralelos y Meridianos.

1.3.9 Instrumentos para medir la radiación solar

Cuando se habla de energía solar fotovoltaica, se debe tener presente que la radiación que realmente importa es la directa, que aporta un mayor potencial.

También se debe tener en cuenta ciertos factores como: El factor climático ya que en un día nublado se tendrá una radiación difusa; en cambio en un día soleado, la radiación recibida será directa. El factor de inclinación de la superficie que recibe la radiación. El factor de la presencia o ausencia de superficies reflectantes, las superficies claras son las que más reflejan la radiación solar, por este motivo, las casas se pintan de blanco.

1.3.9.1 Pirheliómetro o Actinómetro

El pirheliómetro mide la energía que proviene directamente del sol (radiación directa), evitando la radiación difusa desde otras direcciones, el instrumento debe ser orientado hacia el sol. Como sensor se utiliza una placa negra, cuya temperatura, que se mide con un sistema de termocuplas, varía con la radiación solar directa que llega a la placa.

1.3.9.2 Piranómetro o Solarímetro

Este instrumento de medición permite evaluar la energía solar total que llega a una superficie horizontal, esto es, la radiación directa y la difusa. Unas placas pintadas de blanco y de negro actúan como sensores. Las placas negras se calientan más que las

blancas, debido a que absorben más radiación. Mediante termocuplas se mide la diferencia de temperatura entre las placas blancas y negras, la cual es función de la radiación solar global. Para evitar el enfriamiento producido por el viento y el efecto de la contaminación atmosférica sobre los sensores, se los aísla mediante una cúpula de vidrio. Para medir la radiación difusa, se instala un sistema que evita la radiación solar directa sobre el sensor.

1.3.9.3 Pirorradiómetro

El pirorradiómetro permite evaluar toda la energía radiactiva que recibe una superficie, es decir, la radiación solar global y la radiación infrarroja que viene de la atmósfera. La combinación de dos pirorradiómetros en un sólo equipo de medición, con uno expuesto hacia arriba y el otro hacia la superficie, permite medir el balance neto radiactivo a nivel de la superficie. Los sensores son similares a los equipos de radiometría y se protegen mediante cúpulas de silicona. Para evitar la condensación interior, se inflan con aire con bajo contenido de vapor de agua.

1.3.9.4 Heliógrafo

Este instrumento mide la insolación, que son las horas de sol brillante que tiene el día.

La energía solar absorbida por los océanos y masas terrestres mantiene la superficie a 14 °C. Para la fotosíntesis de las plantas la energía solar se convierte en energía química, que produce alimento, madera y biomasa, de la cual derivan también los combustibles fósiles.

Se estima que la energía total que absorben la atmósfera, los océanos y los continentes puede ser de 3.850.000 exa julios por año.

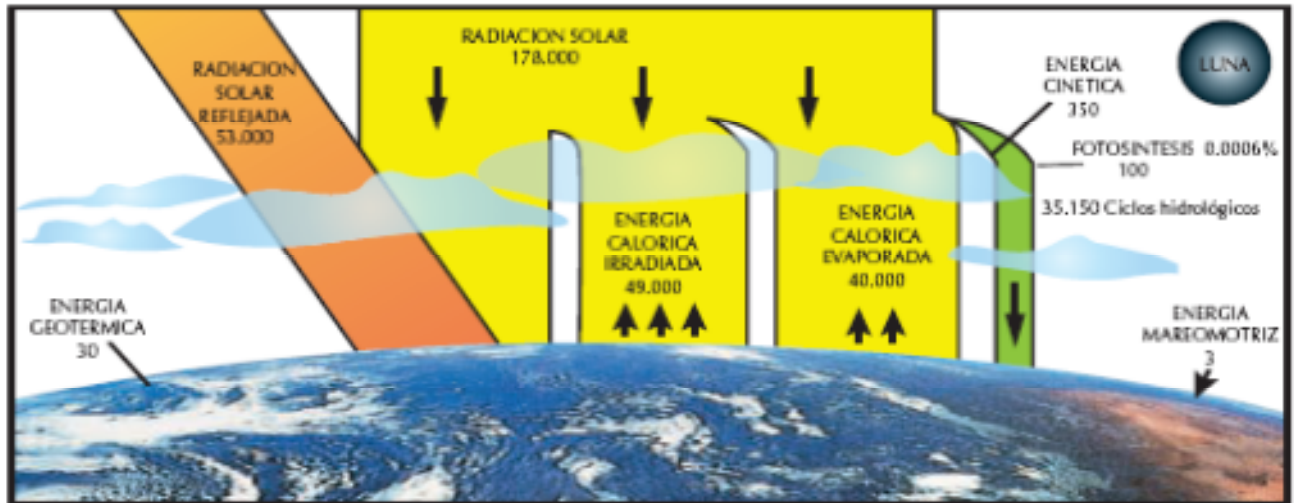


Figura1.4 Energía que ingresa a la tierra en promedio cada año, en TW-año⁴.

1.3.10 Tipos de Sistemas Solares Fotovoltaico por su Funcionamiento

Esta clasificación se realiza en función de las aplicaciones que se dará al sistema fotovoltaico, así como también la zona en la que se encuentre y su facilidad para poder conectarse a su red eléctrica existente, o funcionar de forma aislada.

1.3.10.1 Sistemas Solares Fotovoltaicos Aislados o Tipo Isla

Los sistemas aislados, por el hecho de no estar conectados a la red eléctrica, normalmente están equipados con sistemas de acumulación de la energía producida. La acumulación es necesaria porque el campo fotovoltaico puede proporcionar energía sólo en las horas diurnas, mientras que a menudo la mayor demanda por parte del usuario se concentra en las horas de la tarde y de la noche.

⁴ G. Davis, "Estudio acerca de la energía que ingresa a la tierra", 1990, p 4.

Durante la fase de insolación es, por tanto, necesario prever una acumulación de la energía no inmediatamente utilizada, que es proporcionada a la carga cuando la energía disponible es reducida e incluso nula. Una configuración de este tipo implica que el campo fotovoltaico debe estar dimensionado de forma que permita, durante las horas de insolación, la alimentación de la carga y de la recarga de las baterías de acumulación.

En entornos aislados, donde se requiere poca potencia eléctrica y el acceso a la red es difícil, como en comunidades aisladas por selvas, montañas, islas, estaciones meteorológicas o repetidores de comunicaciones, se emplea los paneles solares fotovoltaicos como la mejor alternativa económicamente viable. Aproximadamente una cuarta parte de la población mundial no tiene acceso a la energía eléctrica, y se calcula que existen cerca de 1 millón de personas en Ecuador que no tienen acceso a electricidad por medio de la red pública.

1.3.10.2 Sistemas Solares Fotovoltaicos Conectados a Red Pública

Los sistemas conectados en red normalmente no tienen sistemas de acumulación, ya que la energía producida durante las horas de insolación es canalizada a la red eléctrica y durante las horas de insolación escasa o nula, la carga es alimentada por la red. Un sistema de este tipo, desde el punto de vista de la continuidad de servicio, resulta más fiable que uno no conectado a la red que, en caso de avería, no tiene posibilidad de alimentación alternativa.

En este caso, se pueden obtener sistemas de alta fiabilidad integrando el sistema aislado con una fuente energética tradicional como diesel.

La tarea de los sistemas conectados a la red es, por tanto, la de introducir en la red la mayor cantidad posible de energía.

Por medio de los paneles solares se genera la energía a bajas tensiones (380-800 V) en corriente continua y se transforma mediante un inversor en corriente alterna. Un centro de transformación eleva a Media tensión (15 ó 25 kV) y se inyecta en las redes públicas.

1.3.10.3 Sistema de Gema Solar

Para entender de mejor forma la Gema Solar, se mencionará algunas características de la Gema Solar propiedad de la empresa Torresol Energy: Es la primera planta comercial de energía solar térmica con tecnología de receptor central de torre y sistema de almacenamiento en sales fundidas, es un campo solar de 185 Ha que alberga el receptor en una torre de 140 m de altura, la isla de potencia y 2.650 heliostatos, cada uno de ellos de 120 m² distribuidos en anillos concéntricos alrededor de la torre.

Los aspectos más innovadores de esta planta son el receptor de sales fundidas, el mecanismo de apunte de heliostatos y el sistema de control; además, el sistema de almacenamiento permite producir electricidad durante 15 horas sin sol (por la noche o en días nublados). Gracias a esta capacidad de almacenamiento, la energía solar pasa a ser gestionable y puede ser suministrada en función de la demanda.

La planta ya ha alcanzado un día completo de suministro ininterrumpido a la red de distribución eléctrica, con 20 MW de potencia, es capaz de suministrar 110 GWh al año, con lo que se puede abastecer energía a 27.500 hogares.

1.3.11 Tipos de Sistemas Solares Fotovoltaicos por su Conexión

Un arreglo Fotovoltaico es un conjunto de módulos conectados eléctricamente en serie o paralelo. Las características eléctricas del arreglo son análogas a la de módulos individuales, con la potencia, corriente y voltaje modificados de acuerdo al número de módulos conectados en serie y en paralelo.

1.3.11.1 Conexión en Serie, Incremento de Voltaje

Los módulos solares se conectan en serie para obtener voltajes de salida más grandes. El voltaje de salida, V_s , de módulos conectados en serie está dado por la suma de los voltajes generados por cada módulo, como lo muestra la ecuación 1.1.

$$V_t = V_1 + V_2 + V_3 + \dots + V_n \quad \text{ec. 1.1}^5$$

Donde:

V_t , voltaje total del grupo de paneles.

V_n , voltajes individuales de cada panel.

Una forma fácil de entender el concepto de sistemas conectados en serie, es mediante la analogía presentada en la Figura 1.5 entre un sistema hidráulico y un eléctrico. En el sistema hidráulico (izquierda) el agua que cae desde cuatro veces la altura de 12 metros produce una caída de agua con cuatro veces la presión a la misma tasa de flujo, 2 L/s. La cual se puede comparar con los 48 V que el sistema eléctrico (derecha) alcanza al pasar una corriente de 2 amperios por cuatro módulos conectados en serie [6].

⁵ Ecuación para el voltaje total de la conexión de paneles en serie.

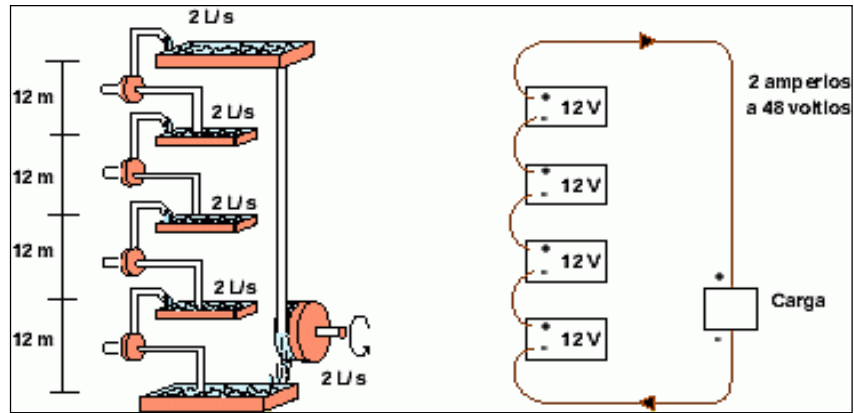


Figura 1.5 Conexión en serie de un sistema eléctrico y un sistema hidráulico⁶.

1.3.11.2 Conexión en Paralelo, Incremento de Corriente

Los módulos solares o paneles se conectan en paralelo para obtener corrientes generadas más grandes. El voltaje del conjunto es el mismo que el de un panel; pero la corriente de salida, I_t , es la suma de cada unidad conectada en paralelo, como muestra la ecuación 1.2.

$$I_t = I_1 + I_2 + I_3 + \dots + I_n \quad \text{ec. 1.2}^7$$

Donde:

I_t , corriente total del grupo de paneles.

I_n , corrientes individuales de cada panel.

De manera similar al sistema conectado en serie, los sistemas conectados en paralelo también pueden ser comparados en un sistema hidráulico, tal y como se muestra en la Figura 1.9. En el sistema hidráulico (arriba) el agua que cae de la misma altura, da la misma presión que cada bomba individual, pero el flujo es igual al total de los flujos de

⁶ RENOVAENERGIA, “Energía Solar Fotovoltaica, Soluciones energéticas renovables”, p 10.

⁷ Ecuación para la corriente total de la conexión de paneles en paralelo.

todas las bombas. Entonces en el sistema eléctrico, el voltaje permanece constante y la corriente de salida de los cuatro módulos es sumada, produciendo 8 amperes de corriente a 12 Voltios [6].

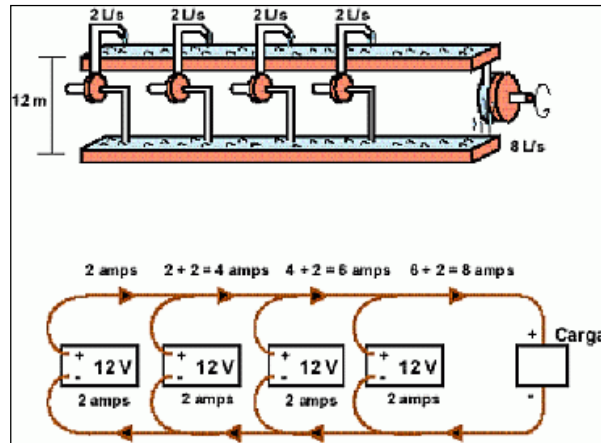


Figura 1.6 Conexión en paralelo de un sistema eléctrico y un sistema hidráulico⁸.

Para evitar el flujo de corriente en la dirección opuesta se utilizan diodos de bloqueo. Y los diodos de paso, proporcionan un camino de alivio para evitar que circule corriente por un panel o un módulo sombreado (sombra de nubes o de objetos). Un módulo sombreado no genera energía, por lo cual, los demás módulos lo verán como un punto de resistencia. En consecuencia, fluirá corriente hacia él convirtiéndose en un punto caliente del arreglo. Aumentará su temperatura y se degradará aceleradamente.

En la Figura 1.7 se muestra un ejemplo de módulos conectados en serie y en paralelo. En ella también se muestra la posición de los diodos de paso y de bloqueo, que debe ser calculado tomando en consideración la máxima corriente que generará el arreglo fotovoltaico en condiciones de corto circuito.

⁸ RENOVAENERGIA, “Energía Solar Fotovoltaica, Soluciones energéticas renovables”, p 12.

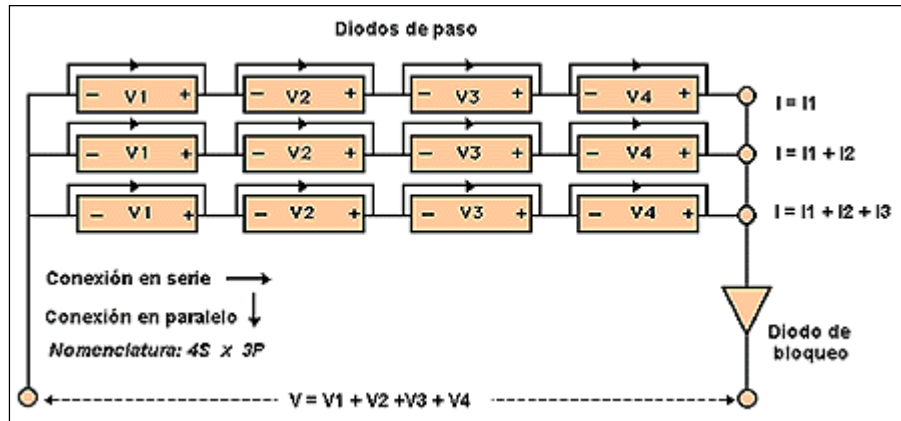


Figura 1.7 La conexión de módulos fotovoltaicos⁹.

1.3.11.3 Elementos

Los componentes de un sistema fotovoltaico dependen del tipo de aplicación que se considere y de las características de la instalación. Para el caso de un sistema autónomo, los componentes necesarios para que funcione correctamente y tenga una elevada fiabilidad son:

1.3.11.3.1 Generador Solar

Conjunto de paneles fotovoltaicos que captan energía luminosa y la transforman en corriente continua a baja tensión.

1.3.11.3.2 Acumulador

Almacena la energía producida por el generador. Una vez almacenada existen dos opciones: Sacar una línea de este para la instalación (utilizar lámpara y elementos de consumo eléctrico) ó Transformar a través de un inversor la corriente continua en corriente alterna.

⁹ RENOVAENERGIA, “Energía Solar Fotovoltaica, Soluciones energéticas renovables”, p 15.

1.3.11.3.3 Regulador de carga

Su función es evitar sobrecargas o descargas excesivas al acumulador, puesto que los daños podrían ser irreversibles. Debe asegurar que el sistema trabaje siempre en el punto de máxima eficacia.

1.3.11.3.4 Inversor

Se encarga de transformar la corriente continua producida por el campo fotovoltaico en corriente alterna, la cual alimentará directamente a los usuarios. Un sistema fotovoltaico no tiene que constar siempre de estos elementos, pudiendo prescindir de uno o más de éstos, teniendo en cuenta el tipo y tamaño de las cargas a alimentar, además de la naturaleza de los recursos energéticos en el lugar de instalación.

1.4 ALUMBRADO INDUSTRIAL

La iluminación en las industrias consta de un gran número de luminarias ya que deben abarcar espacios muy grandes y extensos. Sus características son distintas a las luminarias convencionales, como mayor potencia, brillo, incandescencia y aceptar los cambios bruscos de voltaje.

1.4.1 Aspectos a considerar en el diseño de iluminación industrial

Debe proporcionar la iluminación que no se tiene en un lugar cerrado y el nivel de iluminación debe seleccionarse en función de la actividad que se va a realizar allí. Los sistemas de iluminación deben ser diseñados de manera que creen un ambiente placentero y proporcionando toda la seguridad que requieren los operadores de la planta.

Debe considerarse el costo de las tarifas eléctricas, ya que existen dos cargos: el costo de la energía kWh y el costo de la demanda kW, por ende un bajo costo maximiza la relación costo-beneficio.

1.4.2 Parámetros que definen el consumo energético

Los principales parámetros que definen el consumo energético son: la potencia del foco medida en Watts, consumo de energía, que es el tiempo de uso de la iluminación y la tecnología del foco.

1.4.3 Consideraciones generales para el diseño de la iluminación industrial

Calidad y cantidad de iluminación adecuada al proceso de manufactura y a las medidas de seguridad necesarias.

Equipo de iluminación que satisfaga los requerimientos de diseño considerando las características fotométricas así como el desempeño mecánico necesario para cumplir con las necesidades de instalación y operación.

Equipo seguro, práctico y fácil de mantener. Ciertas lámparas son propensas a eventos de fin de vida violentos y deben ser usadas solamente en luminarias con escudos apropiados.

Características energéticas, económicas y operativas de los sistemas seleccionados.

1.4.4 Aspectos específicos para selección de luminarias

Es necesario determinar la cantidad y tipo de iluminación que proporcione el máximo rendimiento visual y cumpla con las exigencias de seguridad, comodidad y luminosidad de

la manera más satisfactoria. Para esto es necesario tener en cuenta: Análisis de tarea visual, Selección del sistema de iluminación, Alumbrado General, Zonas con techos altos, Zonas con techos bajos, Alumbrado focalizado, Mantenimiento y Costos de mantenimiento, Especificaciones para Sistemas de Interiores, Especificaciones para Sistemas de Exteriores.

1.4.4.1 Análisis de la Tarea Visual

El tamaño, el brillo, el contraste y el tiempo se han definido como las características principales que determinan la visibilidad relativa de un objeto, pero también influyen aspectos como: el acabado del objeto (desde el mate al brillante y del suave al áspero), la naturaleza del material (desde lo opaco hasta el transparente), el grado del efecto tridimensional (desde una superficie lisa hasta una de relieve) y las características de reflexión de los alrededores más inmediatos. Distintas combinaciones de estos factores pueden dar lugar a una infinita variedad de problemas de alumbrado industrial. La selección del mejor tipo de alumbrado para una situación determina lleva consigo la consideración de la cantidad de luz, el grado de difusión, la dirección y la calidad espectral.

1.4.4.2 Selección del Sistema de Iluminación

La selección de la fuente y del equipo depende de razones económicas y de la naturaleza de la tarea visual y del contorno. La extensión y forma de la zona a iluminar, la reflectancia de las paredes techos y suelos, las horas de funcionamiento anuales, la potencia nominal y otros factores menos importantes deben tenerse en cuenta al seleccionar el equipo idóneo que habrá de ser económico tanto por su funcionamiento como por su instalación.

1.4.4.3 Alumbrado General

Las luminarias que proporcionan un nivel de iluminación razonablemente uniforme a toda una zona constituyen un sistema de alumbrado general y hace posible el cambio de desplazamiento de la maquinaria sin necesidad de alterar el alumbrado. Algunos procesos de fabricación pueden iluminarse suficientemente solo mediante un buen sistema de alumbrado general, mientras otros requieren un alumbrado suplementario en maquinas determinadas o en lugares de trabajo, incluso cuando se suministra luz localizada para una tarea determinada, se requiere por razones de seguridad un sistema de alumbrado especial, como también para mantener relaciones razonables de brillo en toda el área.

1.4.4.4 Mantenimiento y Costos de mantenimiento

Un programa bien planeado y ejecutado de mantenimiento del alumbrado es de primordial importancia para sacar el mayor partido posible del dinero invertido un sistema de alumbrado industrial. Los resultados se traducen en una mayor cantidad de luz por unidad monetaria.

Muchos programas incluyen un plan de reposición de las lámparas así como de limpieza de las luminarias, en algunas zonas muy sucias, donde la limpieza de las luminarias es difícil, se pueden utilizar como alternativas lámparas reflectoras.

En zonas cuyo alumbrado va a ser utilizado continuamente, el costo inicial es de menor importancia comparado con el del mantenimiento. Así, las fuentes de alta eficacia (mercurio, fluorescentes, o fluorescentes de mercurio) con vida larga y alta emisión luminosa resultan muy útiles para reducir los consumos y la conservación. Por otra parte,

en los casos en que las lámparas se utilizan durante periodos cortos, el costo inicial es más importante y pueden ser recomendables las lámparas de filamentos a pesar de su eficacia más baja.

1.4.5 Tipos de Iluminación para Sistemas de Exteriores

Las especificaciones técnicas, características eléctricas y diseño, establecen los parámetros mínimos de eficiencia recomendados para una determinada aplicación, la figura 1.8 muestra una clasificación básica de las luminarias.

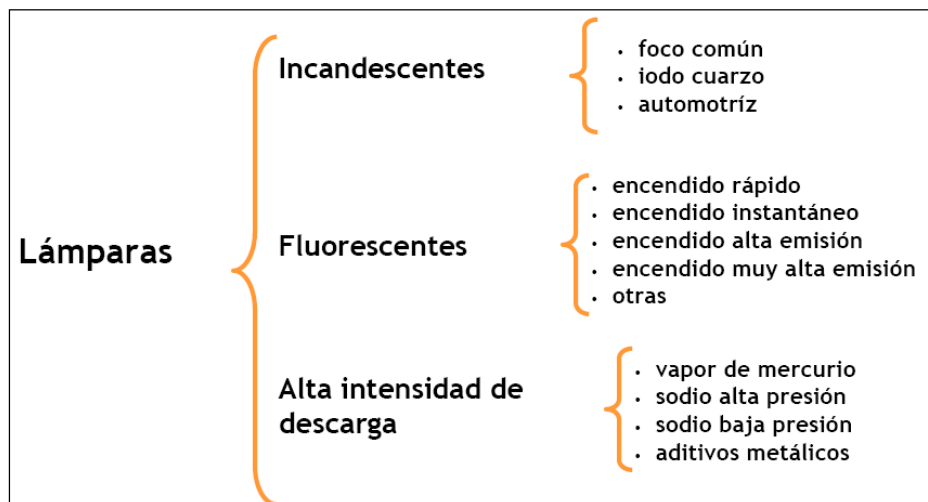


Figura 1.8 Clasificación de Luminarias¹⁰.

1.4.5.1 Luminarias de mercurio halogenado, HQI/HCI

Son luminarias para sobreponer en el techo, en placa aligerada o cielo raso falso. Funciona con unidad de luz metal halógeno a 220V, factor de potencia corregido, con alto nivel de luminosidad y reproducción cromática.

¹⁰ CONUEE, “Iluminación eficiente en la industria”, 2008, p 8.

Son de larga duración, alta resistencia a la corrosión, de fácil montaje y mantenimiento.

Particularmente económicas en proyectos lumínicos de alto nivel debido a su alta eficiencia, larga vida y excelente color de luz.

Poseen una alta eficiencia lumínica y un excelente rendimiento de color.

En la Tabla 1.1 se muestra las principales características y diferencias entre los tipos de luminarias halógenas:

Tabla 1.1 Cuadro comparativo de las Características de lámparas¹¹.

	HQL	HQI	HCI	NAV	NA
Potencia W	50-1000	70-3500	35-150	50-1000	18-180
Flujo luminoso klm	2-58	5,5-320	3,4-14	3,5-130	1,8-33
Eficacia lm/W	35-60	65-120	87-93	70-150	100-200
Tono de luz	ww, nw	ww, nw, tw	ww, nw	ww	-
Temperatura de color K	2900-4200	3000-6000	3000-4200	2000-2200	-
Rendimiento cromático					
Índice RA	45-60	80-95	85-90	20-65	-

La Tabla 1.2 muestra diferentes niveles de potencia requeridas en las luminarias, según el ambiente al que serán instaladas, tanto en interiores, exteriores, a nivel residencial e industrial.

¹¹ CONUEE, “Iluminación eficiente en la industria”, 2008, p 10.

Tabla 1.2 Aplicaciones de las lámparas HQI¹².

	INTERIORES	EXTERIORES
3500 W	Para instalaciones deportivas y de eventos múltiples. Fábricas.	Estadios. Iluminación industrial. Astilleros. Aeropuertos
2000W		
1000W		
400W	Iluminación industrial. Invernaderos.	Iluminación de tránsito. Areas deportivas
250W	Oficinas, lobbies, salas de exhibición, aparadores, tiendas, departamentos, acuarios.	Iluminación general. Iluminación de seguridad.
150W		
70W		

1.4.5.2 Lámparas de Vapor de Sodio

Las lámparas de vapor de sodio pueden ser de alta presión NAV y de alta presión de doble quemador VSAP. Las lámparas de sodio de alta presión de doble tubo de arco, aseguran un reencendido instantáneo de aproximadamente el 15% del flujo luminoso total de la lámpara y garantiza 40.000 horas de vida útil, además de una elevada eficacia hasta 127 Lm/W.

La figura 1.9 muestra una grafica comparativa entre las luminarias HQL y las NAV, el flujo luminoso, en lúmenes, en relación a la potencia de funcionamiento de la luminaria.

¹² CONUEE, “Iluminación eficiente en la industria”, 2008, p 11.

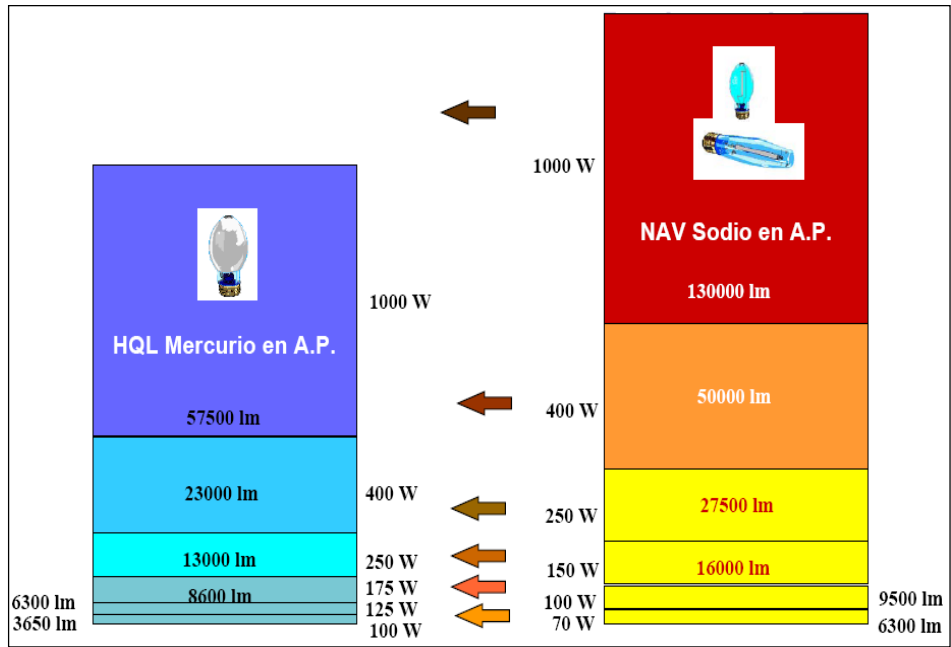


Figura 1.9 Comparación de Flujo luminoso HQL vs NAV¹³.

En la figura 1.10 las barras representan las horas de vida útil que poseen varias clases de luminarias: Incandescentes, Fluorescentes, Vapor de mercurio, Metal Halide y las HPS.

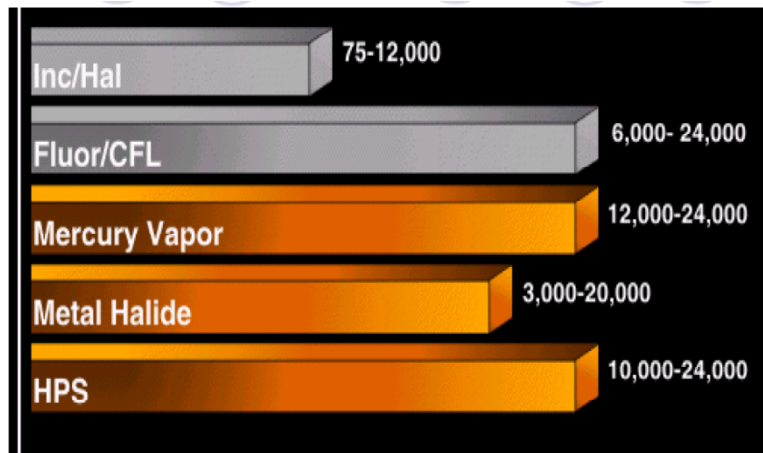


Figura 1.10 Vida Útil de varios tipos de lámparas¹⁴.

¹³ CONUEE, "Iluminación eficiente en la industria", 2008, p 14.

¹⁴ Idem 13, p 16.

La figura 1.11 muestra la eficacia de varias clases de luminarias: Incandescentes, Fluorescentes, Vapor de mercurio, Metal Halide y las HPS.

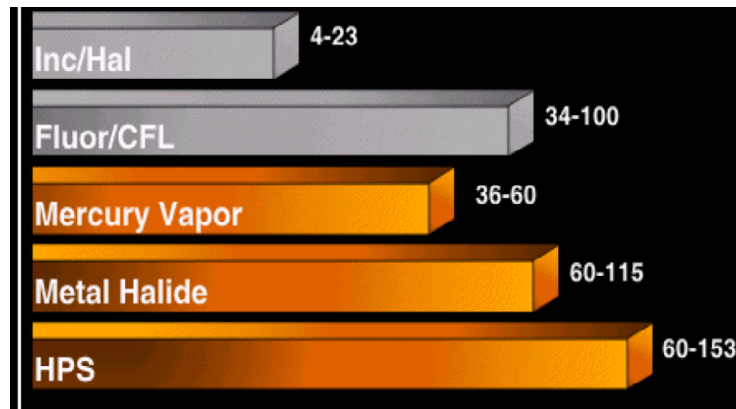


Figura 1.11 Eficacia de las Lámparas¹⁵.

1.4.6 Tipos de Iluminación para Sistemas de Interiores

La iluminación interior de los inmuebles e instalaciones debe utilizar tecnología que cumpla con una eficacia mínima de 60 lm/W. Por tanto no se deberían utilizar las siguientes tecnologías: lámparas incandescentes, halógenas, luz mixta y vapor de mercurio.

La iluminación a utilizar puede ser: LED's, aditivos metálicos, inducción magnética y vapor de sodio de baja y alta presión.

Estas luminarias deben: Distribuir adecuadamente la luz en el espacio, Evitar toda causa de molestia provocada por deslumbramiento o brillo excesivo, Satisfacer las necesidades estéticas y de ambientación del espacio al que están destinadas, que por ser para ambientes interiores, esto juega un papel importante, Optimizar el rendimiento energético,

¹⁵ CONUEE, "Iluminación eficiente en la industria", 2008, p 16.

aprovechando la mayor cantidad de flujo luminoso entregado por las lámparas. La Tabla 1.3 posee las principales características eléctricas de varios tipos de luminarias.

Tabla 1.3 Comparación general de fuentes artificiales de luz¹⁶.

Características	Incandescente	Tungsteno Halógeno	Fluorescente	Vapor Mercurio	Aditivos Metálicos	VSAP	VSBP
Eficacia (Lm*W)	10-22	18-33	20-103	35-65	65-110	65-125	70-180
Vida nominal promedio (horas)	750-2500	2000-4000	7500-20000	24000	10000-20000	24000	24000
Rendimiento de color	Bueno	Excelente	Amplia elección	Malo o Bueno	Excelente	Medio	Malo
Control óptico	Bueno a excelente	Excelente	Medio	Medio	Bueno	Bueno	Bueno
Mantenimiento de lúmenes	Medio	Excelente	Bueno	Bueno	Bueno	Bueno	Bueno
Encendido a pleno brillo (min)	Inmediato	Inmediato	Inmediato	4-7	4-7	3-4	3-4
Tiempo de reencendido (min)	Bajo	Inmediato	Inmediato	4-7	4-7	1-2	1-2
Costo inicial	Alto	Bajo	Moderado	Medio	Alto	Alto	Alto
Costo de operación	Bajo	Alto	Bajo a moderado	Moderado	Moderado	Bajo	Bajo

1.4.6.1 Lámpara Reflectora Standard

Las lámparas Reflectoras Standard poseen un espejo parabólico de aluminio de forma anular y un frente mate. Ofrecen un encendido inmediato y posibilidades ilimitadas de regulación. Su frente mate satinado proporciona una luz suave. Son pequeñas lámparas con relativamente alta intensidad luminosa, para alumbrado direccional.

¹⁶ Comparación general de fuentes artificiales de luz, www.electricidadlynch.com.ar/lamparareflectora.htm.

1.4.6.2 Lámpara Reflectora Spotline

El rango de lámparas de espejo anular Spotline, usa una óptica de doble reflexión, de avanzada tecnología diseñada por computadora. En tanto las lámparas con reflector convencional tienen sólo reflexión simple, las Spotline dan doble reflexión de una parte de la luz emitida por el filamento. En consecuencia, más luz es concentrada en el centro del haz, obteniéndose en él intensidades hasta 100% mayores que en las lámparas con reflector convencional. Otros detalles son: encendido inmediato, ilimitadas posibilidades de regulación y una posición de uso universal. Su ángulo estrecho e intensidad luminosa hacen de la reflectora Spotline la lámpara especialmente elegible para usar donde los espacios son reducidos. La Spotline puede utilizarse para reemplazar con ventajas, directa y fácilmente, a las lámparas con reflector convencional. Al poseer una forma achatada en su parte frontal y estrecha en el cuello, las lámparas Spotline adquieren aspecto elegante y moderno.

1.4.6.3 Focos Ahorradores

Los focos ahorradores de energía van a sustituir a los focos clásicos en los próximos años. La utilización de focos ahorradores de energía contribuye a la protección de nuestro medio ambiente, consumen un 80% menos de energía y duran hasta 15 veces más que los focos incandescentes convencionales.

Estos cilindros de cristal prescinden del típico filamento pero cuentan con un recubrimiento interior de material fluorescente. El tubo está lleno con vapor de mercurio y al establecerse el arco eléctrico, lo que sucede es que hay excitación de los átomos del fósforo que integra el recubrimiento y la radiación se convierte en luz.

La cantidad de calor generada es mínima. En sitios cálidos o habitaciones en las que se dificulta la ventilación esto resulta bastante valioso, porque evitará el trabajo forzado de otros aparatos eléctricos como ventiladores y equipo de refrigeración.

CAPÍTULO II

ANÁLISIS DEL RECURSO SOLAR Y LA DEMANDA ENERGÉTICA EN LA PLANTA DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS REPSOL-NPF

Es indispensable conocer con certeza el recurso solar con que se cuenta en el sitio propuesto para instalar los paneles solares, tanto el nivel de radiación como las horas de insolación para poder dimensionar de manera exacta dichos paneles. Otro aspecto fundamental es el cálculo de demanda de energía eléctrica en los circuitos de iluminación y las características básicas requeridas en los elementos del sistema solar fotovoltaico.

2.1 METODOLOGÍA Y HERRAMIENTAS DE INVESTIGACIÓN

Para cumplir con los objetivos del proyecto, se empleará varias técnicas y herramientas de investigación que faciliten el desarrollo del proyecto y proporcionen datos confiables para el diseño y estudio de factibilidad de la instalación del sistema solar fotovoltaico aplicado al Campo REPSOL-NPF, entre ellas:

2.1.1 Investigación de campo, en la planta REPSOL-NPF

Recolección de datos técnicos del sistema de iluminación como: tipo de luminarias en cada área, su potencia y voltaje de trabajo entre otras.

Análisis del espacio físico donde podría ser ubicado el sistema solar fotovoltaico.

Toma de distancias entre el propuesto lugar donde se instalara el sistema fotovoltaico y la cámara de distribución.

Determinación de las horas de empleo diarias del sistema de iluminación y el número de luminarias, en cada área de la planta.

Mediante un GPS, se conocerá la ubicación geográfica del campo REPSOL-NPF.

2.1.2 Recolección de datos del INAMHI y CONELEC

Se acudirá a los establecimientos de INAMHI y CONELEC para realizar la recolección de datos como: radiación solar, horas pico solares y todos los datos necesarios para el análisis de radiación en el Campo REPSOL-NPF.

2.1.3 Fuentes Bibliográficas

Se emplearán varias fuentes bibliográficas en relación a: Análisis de la radiación solar, energías renovables, diseño de sistemas fotovoltaicos, hojas técnicas de equipos eléctricos y elementos del sistema fotovoltaico, reportes generados por REPSOL-NPF, Atlas Solar de Ecuador, entre otros.

2.1.4 Instrumentos a emplear

Para la realización de los cálculos se empleará los siguientes recursos: Software conversor de coordenadas geográficas, Software CENSOL, Cálculo de caídas de voltaje de ENERGOPETROL, Planilla para determinación de Potencia Eléctrica de la EEQ y Cálculos que se generarán en Excel.

2.2 CARACTERÍSTICAS REQUERIDAS EN EL SISTEMA DE GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA EL SISTEMA DE ILUMINACIÓN

El Sistema solar fotovoltaico propuesto para este proyecto, recibirá la radiación solar en las

celdas y generarán saltos electrónicos, generando así diferencias de potencial en sus extremos. El acoplamiento en serie de estas celdas formará los paneles, lo cual permitirá obtener voltajes en corriente continua a 48 VDC, esta corriente eléctrica será llevada a un circuito electrónico conversor o inversor para transformarla en corriente alterna a 120 VAC y será inyectada en el suministro eléctrico de la Planta REPSOL-NPF, en los circuitos de iluminación.

2.2.1 Elementos del Sistema Solar Fotovoltaico

El Sistema Solar Fotovoltaico debe garantizar la adecuada recepción de la radiación solar, la producción de energía eléctrica, el respaldo de la misma en las horas sin luz solar y la utilización de esta energía en el sistema residencial o industrial.

El esquema básico consta de: Generador solar, compuesto por un conjunto de paneles fotovoltaicos que captan la radiación luminosa procedente del sol y la transforman en corriente continua a baja tensión; Acumulador, que almacena la energía producida por el generador y permite disponer de corriente eléctrica fuera de las horas de luz; Regulador de carga cuya misión es evitar sobrecargas o descargas excesivas al acumulador, que le produciría daños irreversibles y asegurar que el sistema trabaje siempre en el punto de máxima eficiencia; y finalmente el Inversor, que transforma la corriente continua a baja tensión almacenada en el acumulador, en corriente alterna a alta tensión (120 VAC o más), para ser conectada a los circuitos de tomas o iluminación, como lo muestra la figura 2.1.

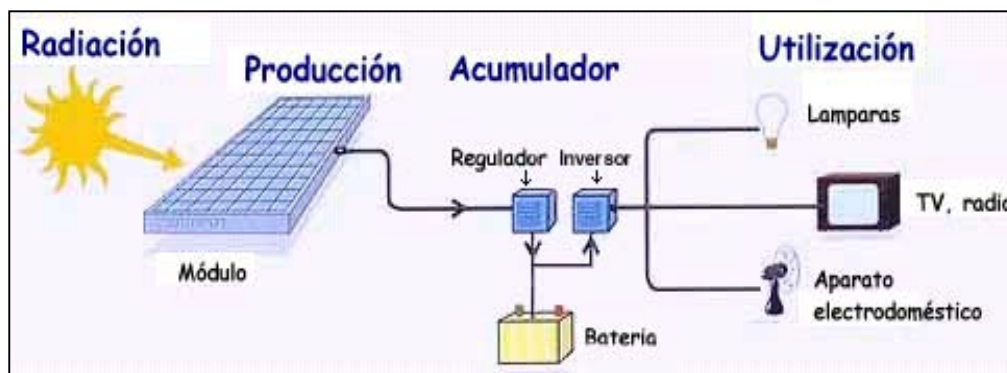


Figura 2.1 Esquema del Sistema Solar Fotovoltaico¹⁷.

2.2.1.1 Celdas Fotovoltaicas

Las tecnologías más empleadas son las celdas de silicio monocristalino debido a su desarrollo, confiabilidad, aplicación y sobre todo, a su vida útil que va de los 20 a los 30 años. Por otra parte las celdas de película delgada, como el silicio amorfo, han alcanzado cierto grado de popularidad debido a su bajo costo, sin embargo su baja durabilidad, debido a la degradación, las sitúa por debajo de las celdas cristalinas.

Tabla 2.1 Eficiencia de diferentes materiales que forman las celdas¹⁸.

Tipo de Material	Eficiencia		
	Teórica	Experimental	En Módulos
Silicio Monocristalino	27 %	24,7 %	16 %
Silicio Policristalino	27 %	19,8 %	14 %
Arseniuro de Galio	29 %	25,7 %	20 %
Silicio Amorfo	25 %	13 %	8 %
Teluro de Cadmio	28,5 %	16 %	8 %
Película de Silicio	27 %	16 %	11 %

¹⁷ R. Ruado Domínguez, INGENIERIA ENERGETICA GENERAL, “Componentes del sistema fotovoltaico”, 2010, p 4.

¹⁸ Biel y Switzerland, “Herramienta de dimensionado de los elementos del sistema fotovoltaico”, 2005, p 20.

El acoplamiento en serie de las celdas permite generar energía a bajas tensiones en corriente continua. Este tipo de célula producirá energía eléctrica desde el amanecer hasta el atardecer, pero en días nublados únicamente se aprovecharía entre el 10 y 20 %.

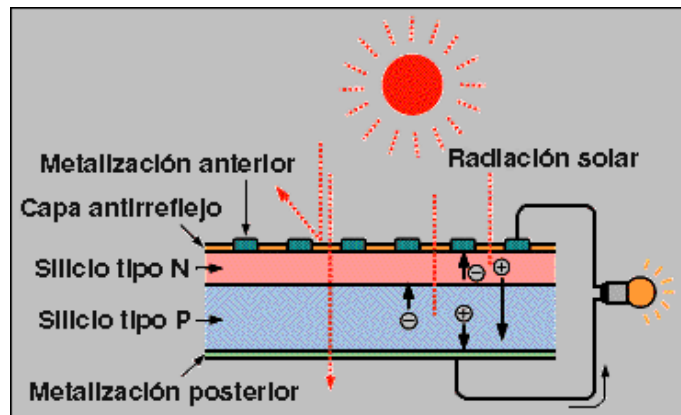


Figura 2.2 Esquema del Panel Solar Fotovoltaico¹⁹.

2.2.1.1.1 Características de las Celdas

Las celdas deberán poseer una capa especial antirreflexiva y gran potencia de funcionamiento, puesto que deberán abastecer una gran demanda.

Debe ser capaz de absorber gran cantidad de radiación solar para que la generación de pares electrón-hueco funcione. A la vez debe tener un campo eléctrico interno que separe las dos cargas impidiendo su posterior recombinación y estas cargas separadas deben ser capaces de viajar hasta el circuito exterior.

La celda fotovoltaica se representa por su circuito equivalente mostrado en la figura 2.3:

¹⁹ R. Ruado Domínguez, INGENIERIA ENERGETICA GENERAL, “Componentes del sistema fotovoltaico”, 2010, p 6.

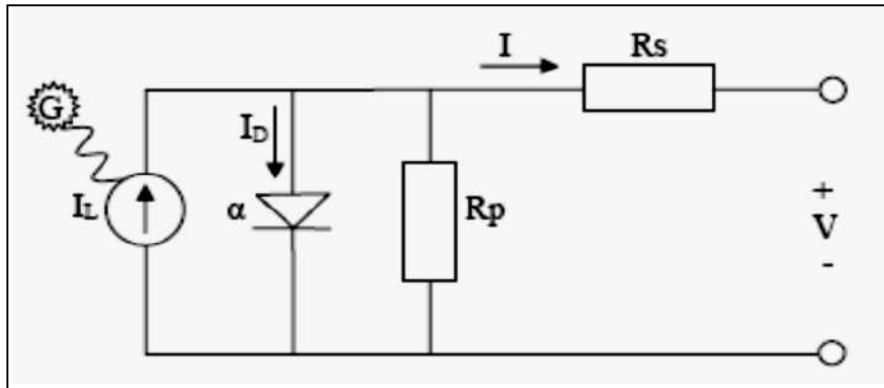


Figura 2.3 Circuito equivalente de la celda fotovoltaica²⁰.

2.2.1.2 Paneles Solares Fotovoltaicos

Los paneles solares son los elementos de generación eléctrica, formados por varias células protegidas por vidrio, encapsuladas sobre un material plástico y todo el conjunto enmarcado con un perfil metálico. Se los pueden conectar en serie o paralelo para obtener la tensión nominal requerida por el sistema.

2.2.1.2.1 Estructura de un panel fotovoltaico

Las celdas solares que conforman el panel están conectadas eléctricamente entre sí en serie y paralelo hasta conseguir el voltaje adecuado para su utilización. Este conjunto está envuelto por elementos que le confieren protección frente a los agentes externos y rigidez para acoplarse a las estructuras que las soportan, sus elementos son:

Encapsulante, constituido por un material que debe presentar una buena transmisión a la radiación y una degradabilidad baja a la acción de los rayos solares.

²⁰ ICAEN, “Pliego de Condiciones Técnicas para instalaciones fotovoltaicas conectadas a red”, 2002, p12.

Cubierta exterior de vidrio templado, debe facilitar al máximo la transmisión luminosa, resistir las condiciones climatológicas más adversas y soportar cambios bruscos de temperatura.

Cubierta posterior, constituida por varias capas que reflejan la luz que ha pasado entre los intersticios de las células, haciendo que vuelvan a incidir otra vez sobre éstas.

Marco de metal, normalmente de aluminio, que asegura rigidez y estanqueidad al conjunto, y que lleva los elementos necesarios para el montaje del panel sobre el soporte.

Caja de terminales, incorpora los bornes para la conexión del módulo.

Diodo de protección, impiden daños por sombras parciales en la superficie del panel [\[7\]](#).

La configuración de estos elementos se muestra en la figura 2.4:

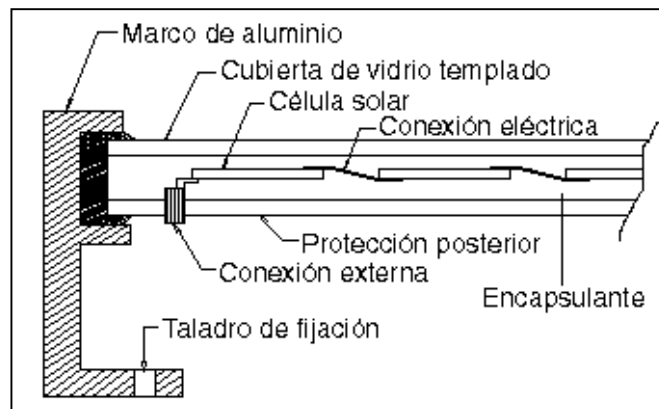


Figura 2.4 Corte transversal de un panel fotovoltaico²¹.

2.2.1.2.2 Características para los paneles fotovoltaicos

Los paneles deben poseer una estructura mecánica robusta, con sólidos marcos laterales de aluminio anodizado, capaces de soportar el peso y dimensiones de los módulos, parte

²¹ ICAEN, “Pliego de Condiciones Técnicas para instalaciones fotovoltaicas conectadas a red”, 2002, p13.

frontal de vidrio templado antirreflector de bajo contenido en hierro, deben soportar ambientes climatológicos adversos como: días con sol intenso, vientos frecuentes y fuertes lluvias. Deben funcionar eficazmente sin interrupción durante toda su vida útil.

2.2.1.2.3 Rendimiento del panel fotovoltaico

El rendimiento depende fundamentalmente de la intensidad de la radiación luminosa y de la temperatura de las células solares. La intensidad de corriente que genera el panel aumenta con la radiación, permaneciendo el voltaje aproximadamente constante.

En este sentido tiene mucha importancia la orientación de los paneles respecto a la horizontal, ya que los valores de la radiación varían a lo largo del día en función de la inclinación del sol respecto al horizonte, dicha variación se la aprecia en la figura 2.5.

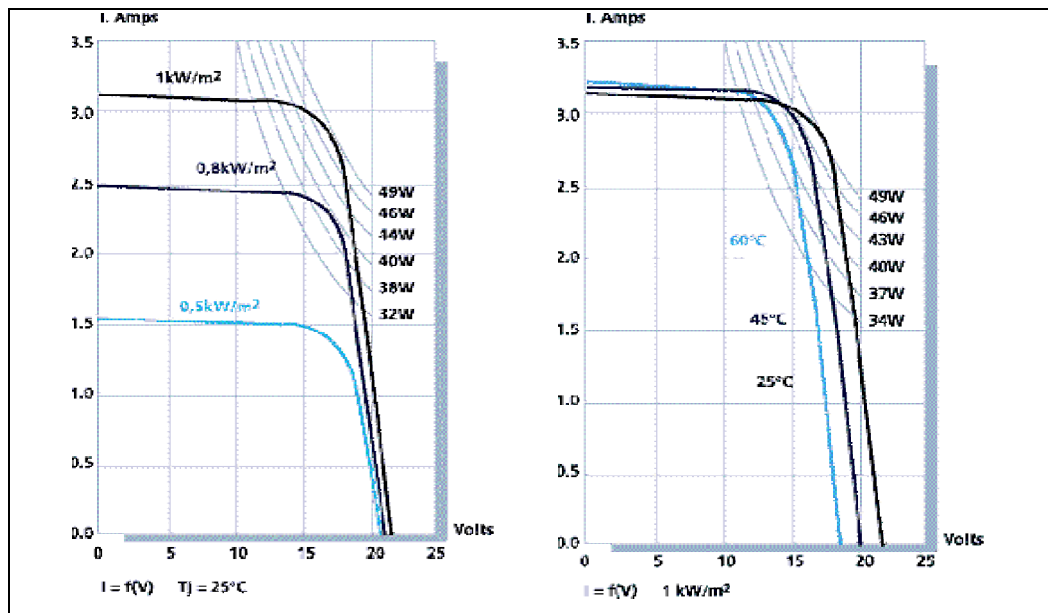


Figura 2.5 Variación de intensidad y tensión con la radiación y la temperatura²².

²² H. Grossi Gallegos, “Evaluación de la radiación solar”, 2009, p 30.

El aumento de temperatura en las células supone un incremento en la corriente, y al mismo tiempo una disminución mucho mayor de la tensión. El efecto global es que la potencia del panel disminuye al aumentar la temperatura de trabajo del mismo. Una radiación de 1.000 W/m² es capaz de calentar un panel unos 30 grados por encima de la temperatura del aire circundante, lo que reduce la tensión y por tanto la potencia en un 10%. Por ello es importante colocar los paneles en un lugar en el que estén bien aireados o con sistemas de ventilación [8].

2.2.1.3 Banco de Baterías

Las baterías deben garantizar el respaldo de energía cuando el día haya terminado y ya no haya radiación solar, por ello, para el diseño de la instalación es fundamental el tiempo de autonomía del sistema. Deben cumplir básicamente dos parámetros: la capacidad en Amperios hora y la profundidad de la descarga.

2.2.1.3.1 Capacidad en Amperios hora

Los Amperios hora de una batería son el número de Amperios que proporciona multiplicado por el número de horas durante las que circula esa corriente. Sirve para determinar, en una instalación fotovoltaica, cuánto tiempo puede funcionar el sistema sin radiación solar que recargue las baterías.

Teóricamente, por ejemplo, una batería de 200 Ah puede suministrar 200 A durante una hora, ó 50 A durante 4 horas, o configuraciones similares.

No obstante esto no es exactamente así, puesto que algunas baterías, como las de automoción, están diseñadas para producir descargas rápidas en cortos períodos de tiempo sin dañarse. Sin embargo, no están diseñadas para largos períodos de tiempo de baja

descarga. Es por ello que las baterías de automoción no son las más adecuadas para los sistemas fotovoltaicos.

2.2.1.3.2 Factores que pueden hacer variar la capacidad de una batería

Los principales factores de los cuales depende la capacidad de la batería son:

Ratios de carga y descarga, Si la batería es cargada o descargada a un ritmo diferente al especificado, la capacidad disponible puede aumentar o disminuir. Generalmente, si la batería se descarga a un ritmo más lento, su capacidad aumentará ligeramente. Si el ritmo es más rápido, la capacidad se reducirá.

Temperatura, Otro factor que influye en la capacidad es la temperatura de la batería y la de su ambiente. El comportamiento de una batería se cataloga a una temperatura de 27 grados. Temperaturas más bajas reducen su capacidad significativamente. Temperaturas más altas producen un ligero aumento de su capacidad, pero esto puede incrementar la pérdida de agua y disminuir el número de ciclos de vida de la batería.

2.2.1.3.3 Profundidad de descarga

La profundidad de descarga es el porcentaje de la capacidad total de la batería que es utilizada durante un ciclo de carga/descarga. Las baterías de ciclo poco profundo se diseñan para descargas del 10 al 25% de su capacidad total en cada ciclo. La mayoría de las baterías de ciclo profundo fabricadas para aplicaciones fotovoltaicas se diseñan para descargas de hasta un 80% de su capacidad, sin dañarse. Los fabricantes de baterías de Níquel-Cadmio aseguran que pueden ser totalmente descargadas sin daño alguno.

La profundidad de la descarga afecta incluso a las baterías de ciclo profundo, cuanto mayor es la descarga, menor es el número de ciclos de carga que la batería puede tener.

2.2.1.4 Regulador de Carga

La función primaria del regulador es proteger a la batería de sobrecargas o descargas excesivas. Cualquier instalación que utilice cargas impredecibles, intervención del usuario, sistema de acumulación, o cualquier otra característica que pueda sobrecargar o descargar excesivamente la batería, requiere un regulador de carga. La falta del mismo puede ocasionar reducción de la vida útil de la batería y de la disponibilidad de carga.

Los sistemas con cargas pequeñas, predecibles y continuas pueden diseñarse para funcionar sin necesidad de regulador. Si el sistema lleva un acumulador sobredimensionado y el régimen de descarga nunca va a superar la profundidad de descarga crítica de la batería, se puede prescindir del regulador.

2.2.1.4.1 Etapas para la regulación de la carga

2.2.1.4.1.1 Igualación

Permite la realización automática de cargas de igualación de los acumuladores tras un periodo de tiempo en el que el estado de carga ha sido bajo, reduciendo al máximo el gaseo en caso contrario.

2.2.1.4.1.2 Carga Profunda

Tras la igualación, el sistema de regulación permite la entrada de corriente de carga a los acumuladores sin interrupción hasta alcanzar el punto de tensión final de la carga. Cuando se alcanza la tensión final de carga, la batería alcanza un nivel de carga próximo al 90% de su capacidad y en la siguiente fase se completará la carga.

2.2.1.4.1.3 Carga final y flotación

La carga final del acumulador se realiza estableciendo una zona de actuación del sistema de regulación dentro de lo que se denomina Banda de Flotación Dinámica, que es un rango de tensión cuyo valor máximo y mínimo se fijan entre la tensión final de la carga y la tensión nomina +10% aproximadamente. Una vez alcanzado el valor de voltaje de plena carga de la batería, el regulador inyecta una corriente pequeña para mantenerla a plena carga, es decir, inyecta corriente de flotación, la cual se encarga de mantener la batería a plena carga y cuando no se consume energía se emplea en compensar la autodescarga de las baterías.

2.2.1.5 Inversor

El inversor es una pieza fundamental en la instalación eléctrica fotovoltaica, ya que permite la conversión de la energía generada por los paneles fotovoltaicos de corriente continua, a corriente alterna, para este caso, a 120VAC, con una frecuencia de 60 Hz.

La conversión de corriente continua en alterna puede realizarse de diversas formas dependiendo de cuánta es la necesidad de que la onda de salida sea de forma sinusoidal. Por ejemplo, para conectar un sistema de generación solar fotovoltaica a una red de distribución eléctrica, debe ser sinusoidal, puesto que la corriente alterna suministrada por una compañía eléctrica o por un generador a diesel o gasolina, tiene forma sinusoidal.

2.2.1.5.1 Tipos de Inversores

2.2.1.5.1.1 Inversores de onda cuadrada

Suelen distinguirse tres configuraciones o topologías de inversores: con transformador de toma media (push-pull), con batería de toma media (medio puente) y configuración en

punto completo, para realizar la inversión de corriente continua a alterna.

El inversor en punto completo está formado por 4 interruptores de potencia controlados por transistores MOSFETs o IGBTs, tal y como se muestra en la figura 2.6.

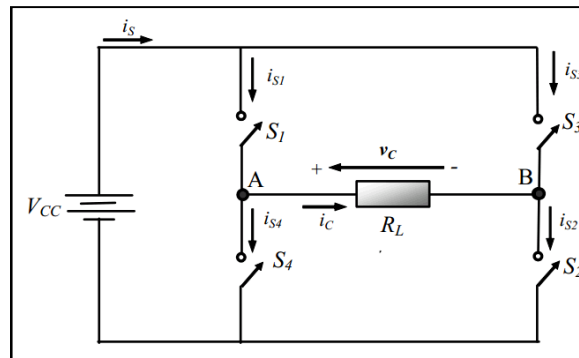


Figura 2.6 Diagrama de punto completo²³.

Cuando los interruptores S1 y S2 se encuentran cerrados el voltaje que pasa es positivo +Vcc, y cuando los interruptores S3 y S4 se encuentran cerrados el voltaje que pasa es negativo -Vcc.

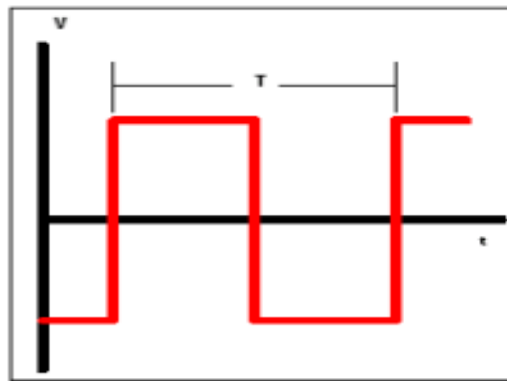


Figura 2.7 Tensión de salida de un inversor de onda cuadrada²⁴.

2.2.1.5.1.2 Inversores de onda senoidal modificada

Son más sofisticados y costosos que los inversores de onda cuadrada y utilizan técnicas de

²³ Muhammad H. Rashid, "Electrónica de Potencia", 2001, p 360.

²⁴ Idem 23, p360.

modulación de ancho de impulso. El ancho de la onda es modificado para acercar la onda lo más posible a una onda senoidal. La salida no es todavía una auténtica onda senoidal, pero es muy parecida. El contenido de armónicos es menor que en la onda cuadrada.

La figura 2.8 muestra un control de onda cuadrada modulada, donde la forma de onda se asemeja más a una forma sinusoidal.

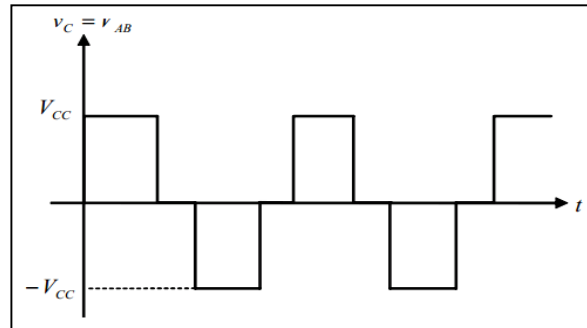


Figura 2.8 Tensión de salida controlada por modulación por onda casi-cuadrada²⁵.

La figura 2.9 muestra una modulación por ancho de pulsos, también llamada PWM, que es una técnica en la que se modifica el ciclo de trabajo de una señal periódica, senoidal o cuadrada, ya sea para transmitir información a través de un canal de comunicaciones o para controlar la cantidad de energía que se envía a una carga.

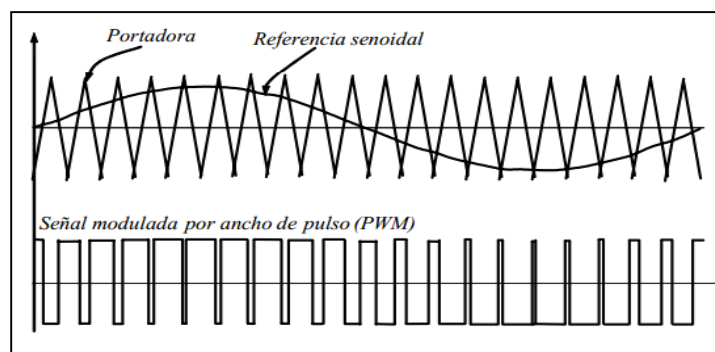


Figura 2.9 Generación de onda por medio de PWM²⁶.

²⁵ Muhammad H. Rashid, "Electrónica de Potencia", 2001, p 376.

²⁶ Idem 25, p 376.

2.2.1.5.1.3 Inversores de onda senoidal

Con una electrónica más elaborada se puede conseguir una onda senoidal pura, con una eficiencia del 90% o más, dependiendo de la potencia. Sin embargo su costo es mayor que el de los inversores nombrados antes.

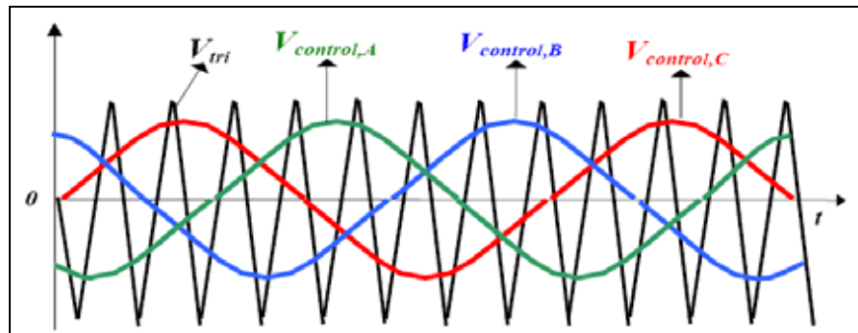


Figura 2.10 Generación de onda senoidal pura²⁷.

2.2.1.5.2 Características requeridas

Estructura adecuada para ser conectado al circuito de distribución eléctrica y funcionar a partir de un generador fotovoltaico. No generar niveles altos de ruido.

Durante los periodos nocturnos el inversor debe permanecer estático vigilando los valores de tensión de la red y del generador fotovoltaico. Al amanecer, la tensión del generador aumenta, lo que pone en funcionamiento al inversor, que comienza a inyectar corriente en la red eléctrica.

Debe estar protegido frente a situaciones como: Fallo en la red eléctrica, Tensión de red fuera de rango. Frecuencia de red fuera de los límites de trabajo. Temperatura del inversor elevada. Tensión del generador fotovoltaico baja o intensidad del generador fotovoltaico insuficiente.

²⁷ Muhammad H. Rashid, "Electrónica de Potencia", 2001, p 378.

2.3 ESTUDIO DE LA DISPONIBILIDAD DEL RECURSO SOLAR EN EL CAMPO REPSOL-NPF.

2.3.1 Determinación de la radiación solar en el Campo NPF

Los siguientes datos fueron tomados del Atlas Solar del CONELEC, de las tablas de irradiación mensual que existió durante el año 2011, en la Provincia de Orellana, dentro de la cual se encuentra el Campo REPSOL'NPF, en estudio, cuyos datos se muestran en la Tabla 2.2:

Tabla 2.2 Radiación en la Provincia de Orellana en el año 2011²⁸.

mes	Irradiación (Wh/m ²)
Enero	5300
Febrero	5100
Marzo	5300
Abril	4875
Mayo	5350
Junio	4500
Julio	4800
Agosto	5350
Septiembre	6300
Octubre	5900
Noviembre	5900
Diciembre	6000
Promedio	5389.58

2.3.2 Determinación de la irradiancia en el Campo NPF

Para obtener la irradiancia, se ha empleado el modelo matemático de Amstrong Page, con datos proporcionados por el INAMHI, mediante la ecuación 2.1:

²⁸ CONELEC, “MAPA SOLAR, Provincia de Orellana”, 2011.

$$I = I_a \left[a + b \left(\frac{n}{N} \right) \right] \quad \text{ec. 2.1}^{29}$$

Donde:

I, irradiancia terrestre, que llega a la provincia de Orellana

I_a, 1367 W/m², constante de irradiancia extraterrestre.

n, brillo solar promedio mensual en la provincia de Orellana.

N, longitud día, es decir, horas de presencia de radiación solar al día.

a, denominado también α es un coeficiente de ajuste relacionado con el tamaño de los aerosoles.

b, llamado también β es el coeficiente de turbidez de Ångström, con valores mínimos para una atmósfera muy limpia y hasta 0.6 para una atmósfera muy turbia.

Cabe decir que los valores de a y de b varían en función de varios factores como: latitud, albedo, altura de la estación, altura solar media, concentración de vapor de agua, concentración de polución natural o artificial. Idealmente $a + b = 1$, considerando que la heliofanía relativa unitaria indica que no hay nubes opacas en el cielo, por lo que puede haber nubes tenues que aparten al día de su claridad y que no provoquen la nulidad del registro del heliógrafo [5].

Se tomará de referencia las contantes climáticas para la región costa, $a = 0,28$; $b = 0,54$.

Resolución de la ecuación 2.1:

$$I = 1367 \text{ W/m}^2 \left[0,28 + 0,54 \left(\frac{4,9h}{12h} \right) \right]$$

$$I = \mathbf{684 \text{ W/m}^2}$$

²⁹ Ecuación de Amstrong Page, para el cálculo de la radiación terrestre en cualquier punto del planeta.

2.3.3 Determinación de la Heliofanía en el Campo NPF

A continuación se muestra los cálculos de las horas pico solares hps, mediante dos métodos:

2.3.3.1 Valores de heliofanía en la Provincia de Orellana, proporcionados por el INAMHI

Tabla 2.3 Heliofanía en la Provincia de Orellana³⁰.

HELIOFANIA EFECTIVA MENSUAL											
horas/mes)											
mes/año	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Enero	208.9	136.9	164	108.5	178.8	158.2	132.9	127.7	148.4	85.6	168.3
Febrero	137.6	105.7	101	78.2	133	109.6	137.4	170.4	113.3	107.1	117.2
Marzo	95.5	105.8	86.5	46.8	58.5	99.6	91.3	90.7	90.9	95.1	132.4
Abril	104	97.2	98.1	55.2	104.7	83.7	120.4	91.5	102.8	77.3	101.5
Mayo	97	103.8	84.9	79.5	78.2	132.9	94	92.3	88.7	118.2	112.5
Junio	104.5	66.2	70.7	127.3	83	115.8	128.9	89.4	57.7	92.9	100.4
Julio	98.3	129.2	98.3	80.7	114.8	129.3	106.5	141.4	104	108.4	114.9
Agosto	152.6	111.5	132.5	119.9	130.7	134.8	135.3	131.1	155.5	147.1	130.8
Septiembre	131.8	159.7	138.6	111.8	133.3	120.9	153.9	155	95.8	151.5	184.2
Octubre	171.2	177.9	119.3	140.2	158.5	133.8	154.1	136.1	123	172	190
Noviembre	181.6	128.1	107.1	153.5	127.5	135.8	144.1	171.9	153.8	154.6	145.1
Diciembre	164.4	87.4	106.2	85.1	166.9	95.7	133.9	143.2	223.8	121.5	167.4
mínima	95.5	66.2	70.7	46.8	58.5	83.7	91.3	89.4	57.7	77.3	100.4
máxima	208.9	177.9	164	153.5	178.8	158.2	154.1	171.9	223.8	172	190
promedio	152.20	122.05	117.35	100.15	118.65	120.95	122.70	130.65	140.75	124.65	145.20

³⁰ INAMHI, "Datos para la Provincia de Orellana del 2000 al 2010", 2010.

De esta tabla, para el año 2010, se obtuvo 145,2 hps por mes y 4,9 hps al día.

2.3.3.2 Datos proporcionados por el CONELEC, para diseño de sistemas solares fotovoltaicos

Para el cálculo de la heliofanía se empleará la ecuación simple 2.2 que se muestra a continuación:

$$H \text{ (Wh/m}^2\text{)} = I \text{ (W/m}^2\text{)} * \text{hps (h)} \quad \text{ec. 2.2}$$

Donde:

H, irradiación promedio en la provincia de Orellana

I, constante de irradiancia que recibe la superficie terrestre

Hps, horas pico solares

Resolución de la ecuación 2.2:

$$\text{hps} = \frac{H \text{ (Wh/m}^2\text{)}}{I \text{ (W/m}^2\text{)}}$$

$$\text{hps} = \frac{5389.58 \text{ (Wh/m}^2\text{)}}{1000 \text{ (W/m}^2\text{)}} = \mathbf{5,38 \text{ hrs}}$$

Realizando un promedio entre ambos resultados: $\text{hps}_1 = 4,9$ y $\text{hps}_2 = 5,38$ se obtiene un resultado de **5,14 hps**.

2.3.4 Análisis de Energía y Radiación Solar mediante el Software CENSOL

El Centro de Estudios de la Energía Solar CENSOLAR de España, es pionero en el sector de la formación técnica de profesionales en el campo de la energía solar. Durante sus ya más de veintisiete años de experiencia ha puesto a disposición materiales didácticos que constituyen claros referentes en el mundo de la energía solar.

Uno de estos referentes es el Curso de Proyectista Instalador de Energía Solar, que incluye como parte de su material didáctico el programa informático CENSOL, el cual a más de ser una herramienta de cálculo y dimensionado básico de instalaciones, se ha ido integrando a las áreas de estudio y análisis del aprovechamiento energético de la radiación solar.

2.3.4.1 Módulos y características del programa CENSOL versión 5.0

CENSOL 5 es un referente de software para abordar el estudio de los sistemas de aprovechamiento de la energía solar, comprender sus fundamentos, analizar su comportamiento y realizar el dimensionado básico de instalaciones. CENSOL 5 es un completo paquete informático que incluye 12 módulos específicos:



Figura 2.11 CENSOL 5.0, Ventana de inicio³¹.

2.3.4.1.1 Solar Fotovoltaica

Cálculo de las horas de sol pico en función de la inclinación y la orientación de los paneles.

Dimensionado y configuración de los subsistemas de captación y acumulación.

Análisis mensual de la fracción diaria de energía FV disponible y de la demanda de consumo eléctrico.

³¹ CENSOL 5.0, Ventana de inicio.

Estimación de la generación FV anual en instalaciones de conexión a red.

Edición y reutilización de datos personalizados.

Gestión de archivos.

2.3.4.1.2 Solar Térmica ACS

Cálculo numérico mensual detallado correspondiente al método de Censolar.

Dimensionado de la superficie colectora, balance energético y aportación solar correspondientes.

Estimación de las temperaturas máxima y residual de acumulación en función de la superficie colectora, el volumen y la temperatura de acumulación.

Edición y reutilización de datos personalizados.

Gestión de archivos.

2.3.4.1.3 Solar Térmica, piscinas

Dimensionado de la superficie colectora.

Influencia de las pérdidas energéticas y la temperatura deseada en el agua.

Edición y reutilización de datos personalizados.

Gestión de archivos.

2.3.4.1.4 Análisis Económico

Cálculo del período de retorno de la inversión y la tasa de rentabilidad interna.

Análisis del efecto de considerar una subvención y un préstamo.

Cálculo anual de ahorros, ingresos, beneficios y demás.

Gestión de archivos.

2.3.4.1.5 Geometría Solar

Visualización tridimensional de la trayectoria aparente del Sol.

Cálculo de las coordenadas de azimut y altura.

Cálculo de la hora oficial.

2.3.4.1.6 Seguimiento Solar

Cuatro tipos de seguimiento: eje horizontal, eje vertical, eje inclinado y dos ejes.

Visualización tridimensional del posicionamiento de los paneles correspondiente a los distintos tipos de seguimiento.

Cálculo y representación gráfica de los ángulos de rotación e incidencia.

Estimación de la fracción anual media de captación.

2.3.4.1.7 Sombras

Visualización tridimensional de la sombra, para cualquier latitud, hora y día del año.

Disposición con referencia horizontal y vertical.

Cálculo de la sombra proyectada sobre la superficie de apoyo y el elemento de captación.

2.3.4.1.8 Pérdidas por posición

Estimación, en un período determinado, de las pérdidas de captación debidas a la inclinación y orientación de los captadores.

Representación gráfica de las pérdidas.

2.3.4.1.9 Pérdidas por sombreado

Estimación de las pérdidas anuales de captación debidas a la presencia de obstáculos, para cualquier latitud, inclinación y orientación de los captadores.

Edición gráfica de obstáculos y superposición sobre la ventana solar.

2.3.4.1.10 Soleamiento

Análisis y representación gráfica de la irradiancia solar diaria y anual, para cualquier latitud, inclinación y orientación de los captadores.

2.3.4.1.11 Iluminación de la Tierra

Visualización plana y tridimensional del efecto que la posición relativa Tierra-Sol produce sobre la iluminación del globo terrestre, para cualquier hora y día del año.

2.3.4.1.12 Base de datos de radiación

Valor medio mensual de la radiación solar diaria incidente sobre superficie horizontal en las principales localidades de países de todo el mundo.

2.3.4.2 Resultados obtenidos para el Campo REPSOL-NPF

Mediante un GPS, se obtuvo la ubicación geográfica del campamento REPSOL-NPF, donde las coordenadas geográficas fueron: x: -0,906334, y: -76,247864; éstas coordenadas deben ser convertidas a unidades de longitud y latitud para poder ser usadas en el software CENSOL.

En la figura 2.12 se observa los resultados de esta conversión, que nos da una latitud de 0° y una longitud de 157° 29' 19".

INTRODUCIR COORDENADAS UTM:				
X =	-0.906334			
Y =	-76.247864			
Huso	5		Hemisferio	N
EQUIVALENCIA EN COORDENADAS GEOGRÁFICAS: (Sexagesimales)				
	Grados	Minutos	Segundos	
Longitud	157	29	18.87	W
Latitud	0	0	2.48	N

Figura 2.12 Cálculo de coordenadas geográficas³².

2.3.4.2.1 Geometría Solar, aplicada al Campo REPSOL-NPF

Al ingresar a la opción de Geometría Solar, se puede observar la trayectoria completa del sol desde las 6am que aparece, hasta las 6pm que se oculta, según las coordenadas del lugar que se ingrese, es decir, se observa el área al que cubren los rayos solares según la hora del día. Otros valores a obtener son la hora oficial, las coordenadas de azimut y altura, como se muestra en los siguientes gráficos:

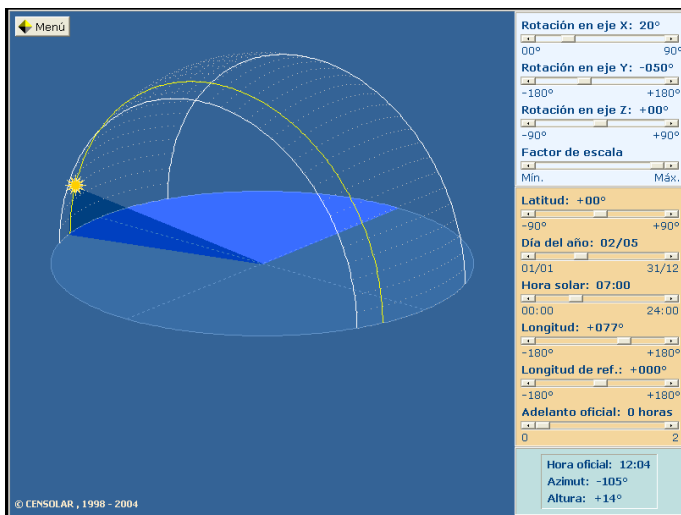


Tabla 2.4 Resultados 7:00³³

Latitud	+0°
Longitud	+77°
Fecha	Mayo 2
Hora Solar	07:00
Hora Oficial	12:04
Azimut	-105°
Altura	+14°

Figura 2.13 Geometría Solar 7:00³⁴

³² G. Ortiz, "Programa para cálculo de coordenadas geográficas", www.gabrielortiz.com

³³ Tabla de resultados según CENSOL 5.0.

³⁴ CENSOL 5.0, Geometría Solar.

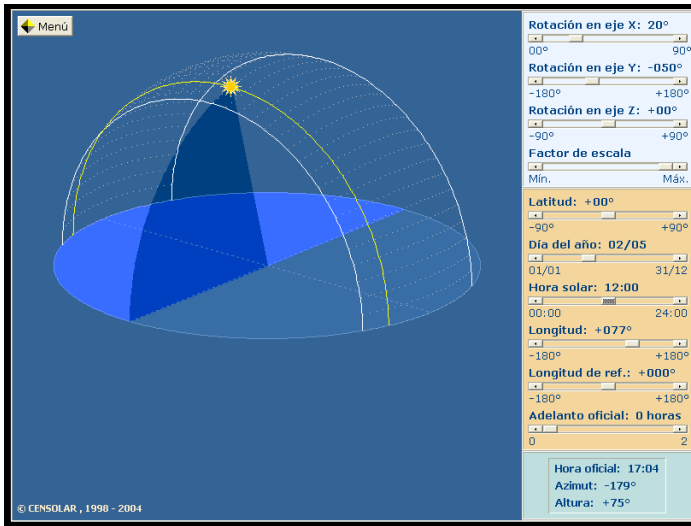


Tabla 2.5 Resultados 12:00³⁵

Latitud	+0°
Longitud	+77°
Fecha	Mayo 2
Hora Solar	12:00
Hora Oficial	17:04
Azimut	-179°
Altura	+75°

Figura 2.14 Geometría Solar 12:00³⁶

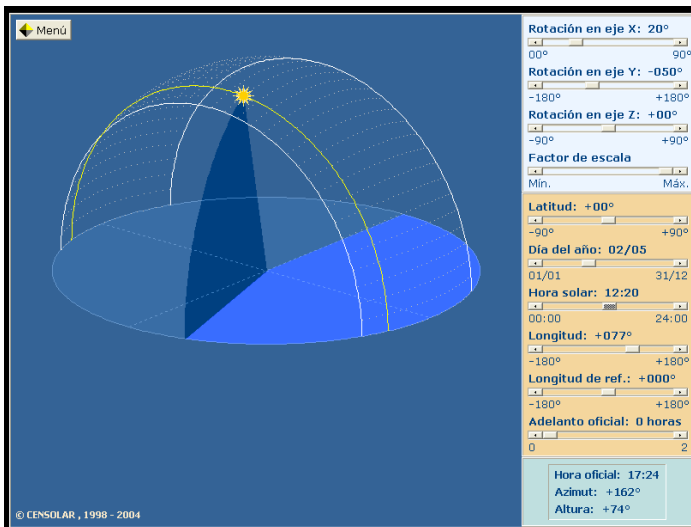


Tabla 2.6 Resultados 12:20³⁷

Latitud	+0°
Longitud	+77°
Fecha	Mayo 2
Hora Solar	12:20
Hora Oficial	17:24
Azimut	+162°
Altura	+74°

Figura 2.15 Geometría Solar 12:20³⁸

³⁵ Tabla de resultados según CENSOL 5.0.

³⁶ CENSOL 5.0, Geometría Solar.

³⁷ Idem 35.

³⁸ Idem 36.

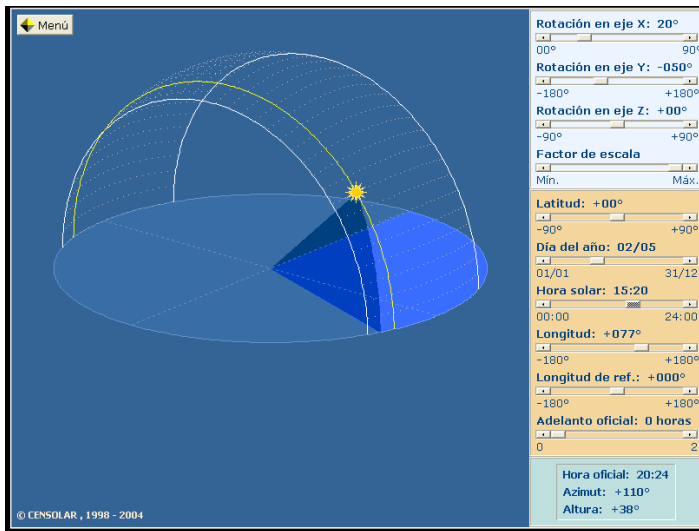


Figura 2.16 Geometría Solar 15:20 ⁴⁰

Tabla 2.7 Resultados 15:20 ³⁹

Latitud	+0°
Longitud	+77°
Fecha	Mayo 2
Hora Solar	15:20
Hora Oficial	20:24
Azimut	+110°
Altura	+30°

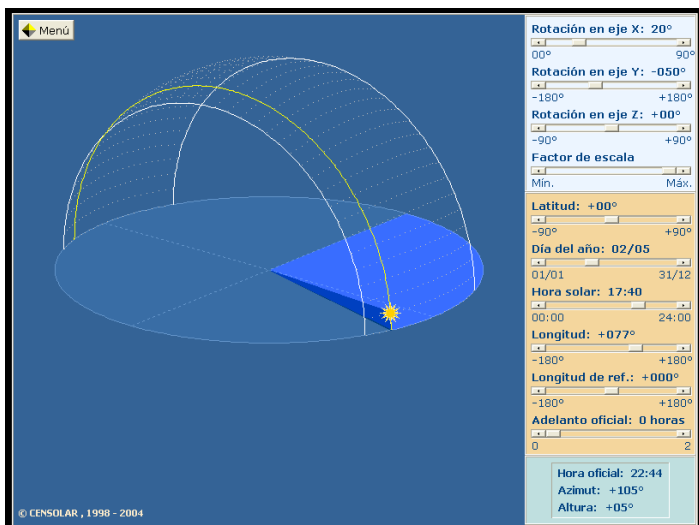


Figura 2.17 Geometría Solar 17:40 ⁴²

Tabla 2.8 Resultados 17:40 ⁴¹

Latitud	+0°
Longitud	+77°
Fecha	Mayo 2
Hora Solar	17:40
Hora Oficial	22:44
Azimut	+105°
Altura	+05°

2.3.4.2.2 Seguimiento Solar, aplicado al Campo REPSOL-NPF

La opción de seguimiento solar, permite observar de forma tridimensional la posición del

³⁹ Tabla de resultados según CENSOL 5.0.

⁴⁰ CENSOL 5.0, Geometría Solar.

⁴¹ Idem 39.

⁴² Idem 40.

panel solar según el tipo de seguimiento solar que consideremos, sin embargo para el presente proyecto no se considera seguimiento solar.

Otros resultados que el programa nos facilita son la representación gráfica de los ángulos de rotación e incidencia y la estimación de la fracción anual media de captación.

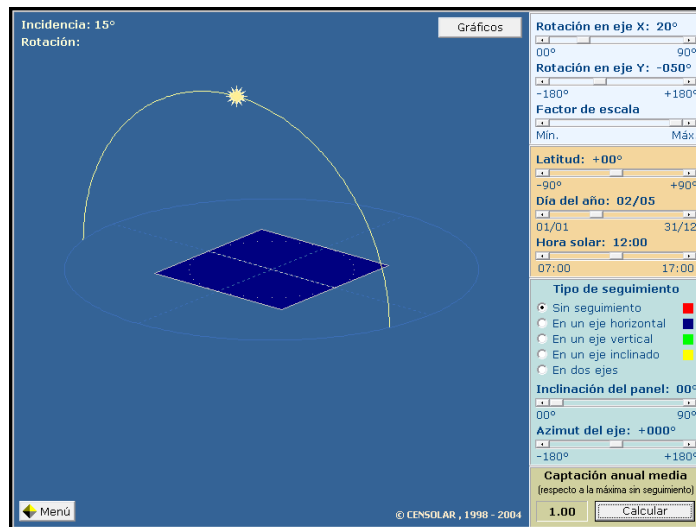


Figura 2.18 Seguimiento Solar⁴³.

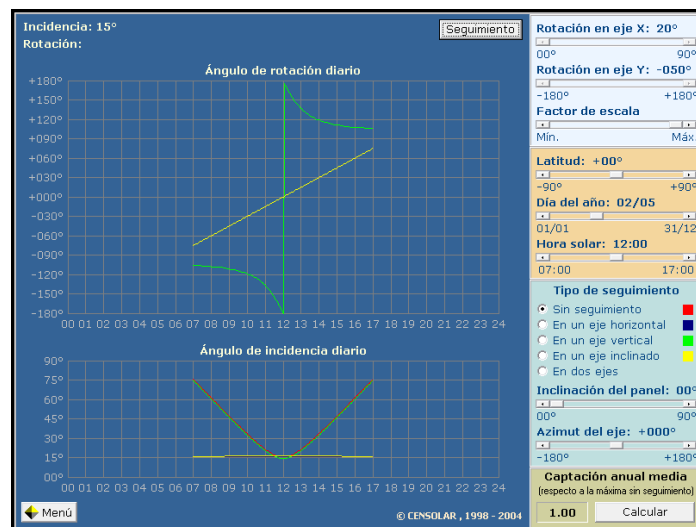


Figura 2.19 Ángulo de rotación e incidencia diario⁴⁴.

⁴³ CENSOL 5.0, Seguimiento Solar.

⁴⁴ CENSOL 5.0, Ángulo de rotación e incidencia diario.

2.3.4.2.3 Iluminación de la Tierra, aplicada al Campo REPSOL-NPF

Al ingresar a la opción de Iluminación de la Tierra, se puede observar de forma tridimensional el efecto de iluminación que se genera según la posición relativa entre la Tierra y el sol, la cual varía según la hora del día y las coordenadas del sitio en estudio.

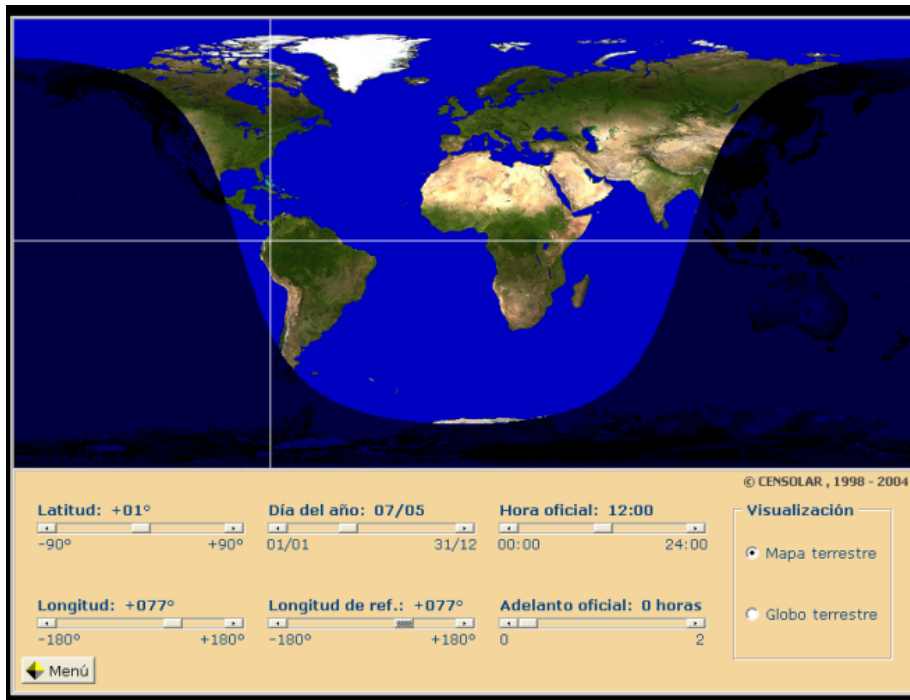


Figura 2.20 Iluminación de la Tierra⁴⁵.

2.3.4.2.4 Base de datos de radiación, en Ecuador

El programa CENSOL posee base de datos de radiación, de los principales países de mundo y sus provincias. Nos muestra el valor medio mensual de la radiación solar diaria incidente sobre la superficie horizontal de la provincia escogida.

⁴⁵ CENSOL 5.0, Iluminación de la Tierra.

ALEMANIA	FINLANDIA	MOZAMBIQUE	JAMA (-00.2°)
ANGOLA	FRANCIA	NAMIBIA	JULCUY (-01.4°)
ANTARTIDA	GHANA	NICARAGUA	LA CLEMENTINA (-01.6°)
ARGELIA	GRAN CAIMAN	NIGERIA	LA CONCORDIA (+00.1°)
ARGENTINA	GRANADA	NUEVA ZELANDA	LA NARANJA (-01.3°)
ARTICO	GRECIA	PAKISTAN	LA NARANJA-JIPIJAPA (-01.3°)
AUSTRALIA	GUATEMALA	PANAMA	LATACUNGA (-00.9°)
AUSTRIA	GUINEA	PARAGUAY	LOJA (-04.0°)
AZORES	GUINEA PORTUGUESA	PERU	MACARA (-04.3°)
BARBADOS	GUYANA	PORTUGAL	MACAS (-02.3°)
BELGICA	HAITI	REPUBLICA DOMINICANA	MACHALA (-03.2°)
BELIZE	HONDURAS	REUNION	MALCHINGUI (+00.0°)
BIRMANIA	HUNGRIA	RUMANIA	MANTA (-00.9°)
BOLIVIA	INDIA	RUSIA	MILAGRO (-02.1°)
BOTSWANA	IRAK	SANTA LUCIA	MUTILE (+00.0°)
BRASIL	IRAN	SANTO TOME Y PRINCIPE	NAPO-SAN VICENTE (-00.5°)
BULGARIA	IRLANDA	SENEGAL	NUEVO ROCAFUERTE (-00.9°)
CABO VERDE, ISLAS	ISLANDIA	SINGAPUR	OLMEDO (+00.1°)
CANADA	ISRAEL	SOMOA AMERICANA	OLMEDO MANABI (-01.3°)
CHAD	ITALIA	SRI LANKA	PASAJE (-03.3°)
CHECOSLOVAQUIA	JAMAICA	SUDAFRICA	PEDERNALES (+00.0°)
CHILE	JAPON	SUDAN	PICHLINGUE (-01.1°)
CHINA	JORDANIA	SURINAM	PISAYAMBO (-01.0°)
COLOMBIA	KENIA	TAILANDIA	PORTOVIEJO (-01.0°)
CONGO	KUWAIT	TAIWAN	PUERTO BAQUERIZO (-00.9°)
COREA	LIBANO	TANZANIA	PUERTO BOLIVAR (-03.2°)
COSTA RICA	MACAO	TRINIDAD-TOBAGO	PUERTO ILA (-00.4°)
CUBA	MADAGASCAR	TUNEZ	PUERTO LOPEZ (-01.5°)
DOMINICA	MADEIRA, ISLAS	TURQUIA	QUININDE (-00.3°)
ECUADOR	MALASIA	UGANDA	QUITO-NAQUITO (-00.1°)
EGIPTO	MALTA	URUGUAY	RIOBAMBA (-01.6°)
EL SALVADOR	MALVINAS, ISLAS	VENEZUELA	RUMIPAMBA (-01.0°)
ESPAÑA	MARRUECOS	VIRGENES, ISLAS	SALINAS (-02.1°)
ESTADOS UNIDOS	MARTINICA	ZAIRE	SALINAS-LA PUNTILLA (-02.2°)
ETIOPIA	MAURITANIA	ZAMBIA	SAN CARLOS (-02.2°)
FIDI, ISLAS	MEXICO	ZIMBAWE	SAN CRISTOBAL (-00.9°)
FILIPINAS	MONGOLIA		SAN JUAN-LA MANA (-00.9°)

© CENSOLAR, 1998 - 2004													
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	MEDIA
MJ/m ² :	18.2	17.6	16.8	16.4	17.6	17.8	19.5	19.4	18.0	18.0	18.0	16.1	17.8
kW·h/m ² :	5.1	4.9	4.7	4.6	4.9	4.9	5.4	5.4	5.0	5.0	5.0	4.5	4.9

Figura 2.21 Base de datos de radiación en Ecuador, Latitud +0° ⁴⁶.

2.4 ESTUDIO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA EL SISTEMA DE ILUMINACIÓN DEL CAMPO NPF.

Para poder dimensionar el sistema de generación de energía fotovoltaica en el Campo NPF, previamente se debe calcular la demanda de energía para los circuitos de iluminación. En estos cálculos se incluirá la demanda de potencia y la demanda de energía, por ende las horas de consumo diarias de cada área.

Lo que se busca es determinar la carga que representan los circuitos de iluminación residencial e industrial del Campo NPF.

2.4.1 Cálculo de la carga de iluminación instalada

El cálculo de la carga de iluminación instalada se realiza mediante la Planilla para la

⁴⁶ CENSOL 5.0, Base de datos de radiación en Ecuador.

determinación de demandas unitarias de diseño, de la Empresa Eléctrica Quito.

Su desarrollo se muestra en la Tabla 2.9, donde se emplean los siguientes parámetros:

Pn, Potencia nominal de las luminarias en Watios (W).

FFU, Factor de frecuencia de uso, es alto si la mayoría de usuarios posee dicho artefacto y baja si sólo pocos usuarios los poseen. En este caso, el cálculo es considerado como un único usuario, por lo que el FFU será del 100%.

FS, Factor de simultaneidad, es el coeficiente entre la potencia eléctrica máxima que puede entregar una instalación y la potencia instalada, es decir, la suma de las potencias nominales de todos los elementos que estarán encendidos al mismo tiempo, en este caso, la mayoría de áreas requiere iluminación constantemente, en un periodo de hasta 24 hrs, es decir, 100%.

CIR, Carga instalada del consumidor representativo, en Watios (W), cuya ecuación es:

$$CIR = \frac{CANT * Pn * FFUn}{100} \quad \text{ec 2.3}$$

DMU, Demanda Máxima Unitaria, es el valor máximo de la potencia, que en un periodo de 15 minutos es suministrada al consumidor individual, en Watios (W), su ecuación es:

$$DMU = \frac{CIR * FSn}{100} \quad \text{ec 2.4}$$

Tabla 2.9 Planilla para la determinación de demandas unitarias de diseño⁴⁷.

EEQ S.A	ESTUDIO DE CARGA Y DEMANDA			FECHA :	12/03/2012		
NOMBRE DEL PROYECTO: CIRCUITOS DE ILUMINACION- REPSOL NPF ACTIVIDAD TIPO: PLANTA DE PRODUCCION DE HIDROCARBUROS LOCALIZACION: BLOQUE 16, PROVINCIA DE ORELLANA USUARIO TIPO: INDUSTRIAL NUMERO DE USUARIOS: 1 (UNO) 1							
PLANILLA PARA LA DETERMINACION DE DEMANDAS UNITARIAS DE DISEÑO							
RENGLO N	APARATOS ELECTRICOS Y DE ALUMBRADO			FFUn (%)	CIR (W)	FSn (%)	DMU (W)
	DESCRIPCION	CANT	Pn(W)				
1	Dispensario médico (2X32)	4	64	100	256	100	256
2	Gimnasio (2X32)	10	64	100	640	100	640
3	Cuarto de Monitoreo (2X32)	8	64	100	512	100	512
4	Comedor/ Cocina (3X32)	40	96	100	3840	100	3840
5	Dormitorios (60W)	250	60	100	15000	100	15000
6	Recreación (2X32)	8	64	100	512	100	512
7	Bodega de materiales (3X32)	20	96	100	1920	100	1920
8	Oficinas de Ingeniería (2X32)	100	64	100	6400	100	6400
9	Laboratorio de Químicos (2X32)	8	64	100	512	100	512
10	Cuarto de Control (3X32)	10	96	100	960	100	960
11	Control de Producción (3X32)	6	96	100	576	100	576
12	Edificio Control de turbinas (2X32)	12	64	100	768	100	768
13	Edificio de MCC y SWGR (3X32)	16	96	100	1536	100	1536
14	Edificio Mantenimiento (2X32)	20	64	100	1280	100	1280
TOTALES:				1052		34712.00	34712.00
Factor de Potencia FP:		1.00		Factor de demanda FDM = DMU/CIR:		1.00	
DMU (KVA):		34.71		Demanda requerida:		11.77	
Ti(%):		1.50		Capacidad del transformador:			
(1+Ti/100)^10 (Diez años):		1.16					
DMUpL:		40.28					
Demanda calculada:		11.77					
Factor de sobrecarga:		1.00					

⁴⁷ EEQ, “Planilla para la determinación de demandas unitarias de diseño eléctrico”.

2.4.2 Cálculo de la Energía requerida en el sistema de iluminación

La energía total del sistema de iluminación se obtiene mediante las potencias individuales ya calculadas y las horas de consumo al día de cada grupo de luminarias, dando así los siguientes resultados mostrados en la tabla 2.10:

Tabla 2.10 Demanda del sistema de iluminación en el Campo NPF ⁴⁸.

Area	Potencia (W)	No. de luminarias	Consumo al día (h/día)	Potencia Total (W)	Energía Total (Wh/día)
Dispensario médico	2x32	4	10	256	2560
Gimnasio	2x32	10	5	640	3200
Cuarto de Monitoreo	2x32	8	24	512	12288
Comedor/ Cocina	3x32	40	18	3840	69120
Dormitorios	60	250	8	15000	120000
Recreación	2x32	8	5	512	2560
Bodega de materiales	3x32	20	10	1920	19200
Oficinas de Ingeniería	2x32	100	10	6400	64000
Laboratorio de Químicos	2x32	8	10	512	5120
Cuarto de Control	3x32	10	24	960	23040
Control de Producción	3x32	6	24	576	13824
Edificio Control de turbinas	2x32	12	24	768	18432
Edificio de MCC y SWGR	3x32	16	24	1536	36864
Edificio Mantenimiento	2x32	20	10	1280	12800
TOTAL:				34712 W	403008 Wh/día

⁴⁸ Demanda del sistema de iluminación en el Campo NPF, datos recopilados por la Autora.

2.4.3 Factor de Crecimiento de la Demanda, fc

Para determinar el crecimiento de la demanda, se tomó como referencia los datos estadísticos proporcionados por el supervisor del departamento eléctrico de la planta, donde se muestra el crecimiento de años pasados y la planificación de crecimiento en años por venir. Se debe tomar en cuenta que estos datos son del consumo de energía eléctrica global de todo el Bloque 16.

Tabla 2.11 *Proyección de demanda de energía eléctrica en el Bloque 16, REPSOL⁴⁹.*

Año	Demanda Energía Eléctrica (KW)	Porcentaje de crecimiento (%)
2010	200000	-
2011	240000	16.67
2012	288000	16.67
2013	345000	16.52
2014	414000	16.67
2015	490000	15.51

Por razones de crecimiento eléctrico y reserva se considerará un factor de crecimiento del 20%, $fc = 1,20$.

2.4.4 Factor Rendimiento Energético, fr

El rendimiento energético es la eficiencia de la instalación en condiciones reales de funcionamiento, para lo cual se calcula el factor de rendimiento energético mediante la ecuación 2.5:

$$fr = (1 - kv - kb) * \left(1 - \frac{n*ka}{pd}\right) \quad \text{ec. 2.5}^{50}$$

⁴⁹ Datos proporcionados por el departamento técnico de REPSOL NPF.

Para el presente sistema, se considera varios factores para la pérdida de eficiencia, como:

kv, Pérdidas por temperatura, cableado, transmisión, efecto Joule y suciedad. El cable a emplear debe poseer un coeficiente kv menor a 0,05.

kb, Eficiencia energética del acumulador, por lo que el sistema será dimensionado para que las baterías no estén sometidas a descargas intensas, el kb será menor a 0,05.

ka, Eficiencia energética de las baterías, coeficiente de auto descarga diaria de las baterías debe ser menor al 0,005.

pd, Profundidad de descarga diaria de las baterías, este valor no podrá ser mayor al 80%.

n, Días de autonomía del sistema, cuando no haya suficiente radiación o en un día nublado, en el cual el Sistema Fotovoltaico deberá abastecer la demanda, este valor **n** será de 1 día.

Resolución de la ecuación 2.5:

$$fr = (1 - 0,05 - 0,05) * \left(1 - \frac{1 * 0,005}{0,8}\right)$$

$$fr = 0,8943$$

2.4.5 Consumo Energético Diario

El consumo diario E_d es la carga del sistema por hora, durante un día (Wh/día), es decir, la Potencia instalada por las horas de demanda de dicha potencia, por el factor de crecimiento, o dicho de otra forma, la Energía diaria por el factor de crecimiento, la ecuación a utilizar es la ecuación 2.6:

$$E_d = E * fc \quad \text{ec. 2.6}^{51}$$

Donde:

⁵⁰ Ecuación para calcular el factor de rendimiento energético.

⁵¹ Ecuación para calcular del consumo energético diario.

Ed, Consumo energético diario.

E, Energía total del sistema de iluminación.

fc, factor de crecimiento.

Resolución de la ecuación 2.6:

$$Ed = 403008 \text{ Wh/día} * 1,20$$

$$Ed = 483609,6 \text{ Wh/día}$$

Este consumo diario **Ed** es un consumo teórico, por lo que se debe hacer la relación con el factor de rendimiento **fr**, para obtener el consumo diario real **Er**:

$$Er = \frac{Ed}{fr} \quad \text{ec. 2.7}^{52}$$

$$Er = \frac{483609,6 \text{ Wh/día}}{0,8943}$$

$$\mathbf{Er = 540723 \text{ Wh/día}}$$

⁵² Ecuación para calcular del consumo energético diario real.

CAPÍTULO III

DISEÑO DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO PARA LA PLANTA DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS REPSOL-NPF

El diseño del sistema solar fotovoltaico, tiene como objetivo el dimensionar todos los elementos que formarán parte de este sistema, adaptados a la demanda de energía eléctrica y requerimientos del cliente, para escoger las características y especificaciones técnicas adecuadas de cada elemento. Además se hace necesario dar al cliente una propuesta de la distribución, ubicación y conexionado de los elementos y la selección de un lugar donde se instalará el sistema.

3.1 AMPERIOS-HORA REQUERIDOS PARA EL SISTEMA

Es indispensable el cálculo del banco de baterías, puesto que de él dependerá el abastecimiento de energía en las horas en que ya no haya radiación solar, que está considerado que su autonomía sea de 24 horas.

$$Ib = \frac{Er * n}{Vsistema * pd} \quad ec. 3.1^{53}$$

Donde:

Ib, Amperios-hora requeridos en el banco de baterías.

Er, consumo diario real.

⁵³ Ecuación para calcular los amperios-horas requeridos para el banco de baterías.

Vsistema, Voltaje de funcionamiento del sistema.

n, días de autonomía del sistema.

pd, profundidad de descarga diaria de las baterías seleccionadas.

Resolución de la ecuación 3.1:

$$Ib = \frac{540723 \text{ Wh} * 1(\text{día})}{48V * 0,8}$$

$$Ib = 14081 \text{ Ah}$$

3.2 CORRIENTE PICO DEL SISTEMA

Es indispensable conocer la corriente máxima que circulará en el sistema para poder realizar el dimensionamiento de las protecciones y conductores. La corriente máxima es la relación entre los Amperios hora del banco de baterías y las hps del peor mes del año, como se muestra en la ecuación 3.2.

Se selecciona el mes con menor radiación del año para estar cubiertos cuando los niveles de radiación sean mínimos y de esta forma poder abastecer a toda la carga. De acuerdo a la Tabla 2.3 Heliofanía en la Provincia de Orellana, el peor mes del año es junio, con 100,4 hps mensuales, de donde se obtiene: 3,4 hps al día.

$$Ips = \frac{Ib}{hps \text{ mínimas}} \quad ec. 3.2^{54}$$

Donde:

Ips, corriente máxima del sistema.

⁵⁴ Ecuación para calcular los amperios-horas requeridos para el banco de baterías.

hps mínimas, horas pico solares del peor mes del año,

Resolución de la ecuación 3.2:

$$Ips = \frac{14081 Ah}{3.4 h}$$

$$Ips = 4141,5 A$$

3.3 DIMENSIONAMIENTO DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO PARA REPSOL-NPF

3.3.1 PANELES SOLARES FOTOVOLTAICOS

3.3.1.1 Determinación del número de paneles solares

El número de paneles dependerá de las horas pico solares, irradiación en la Zona donde se instalará el sistema fotovoltaico y la potencia pico del panel escogido, como muestra la ecuación 3.3:

$$T_{paneles} = \frac{Er}{Wp * hps} \quad ec. 3.3^{55}$$

Donde:

Tpaneles, número total de paneles a instalar.

Wp, potencia nominal de trabajo de los paneles.

hps, horas pico solares promedio.

⁵⁵ Ecuación para calcular los amperios-horas requeridos para el banco de baterías.

Resolución de la ecuación 3.3:

$$T_{\text{paneles}} = \frac{540723 \text{ Wh/día}}{250 \text{ W} * 5,14 \text{ h/día}}$$

$$T_{\text{paneles}} = \mathbf{420 \text{ paneles}}$$

3.3.1.2 Características del panel solar seleccionado

Los paneles a instalar serán policristalinos, con las siguientes características:

Rango de tolerancia de potencia de trabajo: +- 5W.

Alta resistencia de impactos mecánicos, diseñados para soportar elevados impactos de viento (2400Pa), cumpliendo con la norma IEC 61215.

Alta tolerancia de espaciado entre celdas de +- 0,35mm.

Calidad continua del panel.



Figura 3.1 *Panel solar monocristalino*⁵⁶.

Parámetros eléctricos:

Máximo rango de potencia STC (Standard Test Conditions): 250W

Voltaje el circuito abierto Voc: 37,3V

⁵⁶ Panel TALESUN.

Voltaje a la máxima potencia V_{mp} : 30,1V

Corriente a la máxima potencia I_{mp} : 8,31A

Corriente de corto circuito I_{sc} : 8,78A [9].

3.3.1.3 Arreglo de los paneles solares

Para la distribución de los paneles y su conexión en serie/paralelo, se tomarán los valores de los paneles que fueron seleccionados acorde a los requerimientos del sistema solar fotovoltaico para la Planta REPSOL-YPF.

3.3.1.3.1 Arreglo de paneles conectados en serie, Módulos

Para éste cálculo se emplea la ecuación 3.4:

$$P_{serie} = \frac{V_{sistema}}{V_{panel}} \quad ec. 3.4^{57}$$

Donde:

P_{serie} , número de paneles que serán conectados en serie.

V_{panel} , Tensión nominal del panel solar seleccionado.

Resolución de la ecuación 3.4:

$$P_{serie} = \frac{48V}{30,1V}$$

$$P_{serie} = 1,6 = \mathbf{2 \text{ paneles}}$$

3.3.1.3.2 Arreglo de módulos conectados en paralelo

El número total de paneles, es el producto de paneles conectados en paralelo por los módulos, de esta forma se tiene la ecuación 3.5 para la resolución:

$$T_{paneles} = P_{paralelo} * P_{serie} \quad ec. 3.5^{58}$$

⁵⁷ Ecuación para calcular los paneles en conexión serie.

Donde:

$P_{paralelo}$, número de módulos conectados en paralelo.

Resolución de la ecuación 3.5:

$$P_{paralelo} = \frac{T_{paneles}}{P_{serie}}$$

$$P_{paralelo} = \frac{420 \text{ paneles}}{2}$$

$$P_{paralelo} = \mathbf{210 \text{ grupos}}$$

3.3.1.4 Dimensiones del espacio físico del arreglo

Las dimensiones de los paneles seleccionados son de: 1640 x 990 x 40 mm. Cada panel poseerá 60 celdas fotovoltaicas en arreglos de 6 x 10. Una vez conocido el número de paneles a instalar y sus conexiones, se puede tener un aproximado de las dimensiones que ocupará el arreglo de paneles:

$$\begin{aligned} \text{Ancho del arreglo} &= \text{ancho del panel} * P_{serie} \\ &= 1640 \text{ mm} * 2 = 3280\text{mm} \\ &= 3,28 \text{ m} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Largo del arreglo} &= \text{largo del panel} * P_{paralelo} \\ &= 990 \text{ mm} * 210 = 207900\text{mm} \\ &= 208 \text{ m} \end{aligned}$$

⁵⁸ Ecuación para calcular los arreglos en conexión paralelo.

La instalación se la realizaría en un espacio abierto de aproximadamente 15000m², sin embargo para aprovechar mejor el espacio y causar el menor impacto ambiental posible, se lo distribuirá en cuatro grupos: dos grupos de 52 arreglos en paralelo y dos grupos de 53 arreglos en paralelo, obteniendo la distribución que se muestra en la figura 3.2.

$$\begin{aligned}
 \text{Ancho total} &= \text{ancho del panel} * P_{\text{paralelo}} = 51480\text{mm} \\
 &= 990 \text{ mm} * 53 = 52470\text{mm} \\
 &= 52,5 \text{ m}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Largo total} &= \text{largo del panel} * P_{\text{serie}} * \text{grupos} \\
 &= 1640 \text{ mm} * 2 * 4 = 13120\text{mm} \\
 &= 13,12 \text{ m}
 \end{aligned}$$

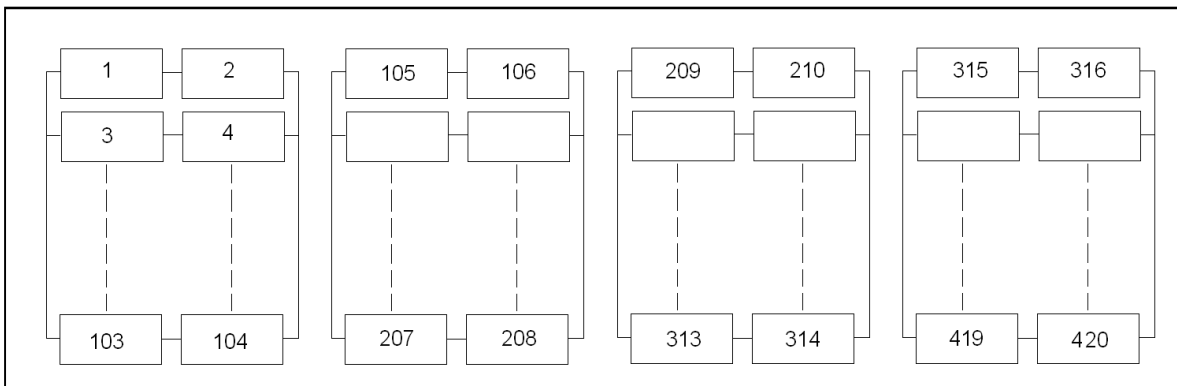


Figura 3.2 Arreglo de paneles solares⁵⁹.

3.3.2 SISTEMA DE ACUMULACIÓN- BANCO DE BATERIAS

3.3.2.1 Determinación de la capacidad del banco baterías

La determinación de la capacidad del sistema de acumulación, está en función de los

⁵⁹ Esquema del Arreglo de paneles solares, realizado por la Autora.

Amperios-hora ya calculados, que nos dará una autonomía de 24 horas, en caso de haber un día completamente nublado que impidiera a los paneles solares recibir radiación o por cuestiones de mantenimiento. De esta forma, la capacidad nominal del banco de baterías es el producto de la carga total diaria por los días de reserva, como indica la ecuación 3.6.

$$I_{bn} = I_b * n \quad \text{ec. 3.6}^{60}$$

Donde:

I_{bn} , capacidad nominal del banco de baterías.

Resolución de la ecuación 3.6:

$$I_{bn} = 14081 \text{ Ah} * 1 \text{ día}$$

$$I_{bn} = \mathbf{14081Ah}$$

3.3.2.2 Características de las baterías seleccionadas

Las baterías a instalar deberán ser de Plomo Acido, construidas bajo la Norma IEEE 450, con las siguientes características:

Material activo de las placas apto para descargas profundas.

Deben tolerar un amplio rango de temperaturas.

Ser diseñadas para instalaciones de energía fotovoltaica donde el ciclado es frecuente.

Bajo consumo de agua destilada y bajo mantenimiento.

Especificaciones Técnicas:

Tensión nominal: 12V

⁶⁰ Ecuación para calcular la capacidad nominal del banco de baterías.

Tensión a circuito abierto (a plena carga): 12,80 V

Capacidad nominal: 220 Ah

Corriente nominal de carga: 22A

Profundidad máxima de descarga: 80%

Autodescarga mensual: menor al 4%

Cabe mencionar que para los cálculo de Consumo Energético Diario real E_r y factor de rendimiento energético f_r , se tomó en cuenta la profundidad de descarga diaria de la batería $pd = 80\%$, que es una característica de la batería seleccionada, dada por el fabricante [10].



Figura 3.3 Batería de plomo ácido⁶¹.

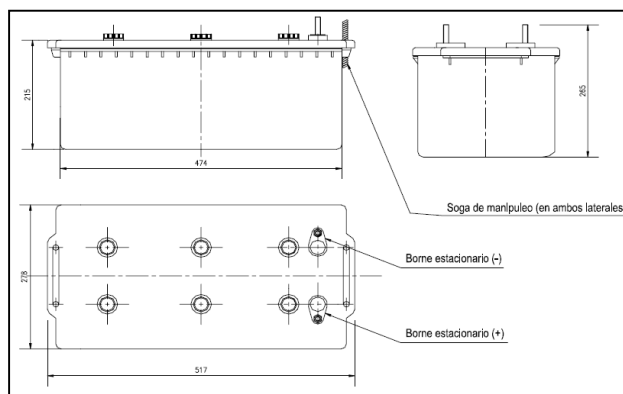


Figura 3.4 Estructura de la Batería⁶².

Tabla 3.1 Parámetros de la batería⁶³.

Modelo	Tensión nominal	Tensión circuito abierto	Capacidad nominal, 100hs, 1.75VPC, 25°C	Dimensiones (mm)			Peso (Kg)
				largo	ancho	alto	
YS 12-220	12V	12,8V	220Ah	517	278	265	54,3

⁶¹ Batería marca EXIDE, 220Ah.

⁶² EXIDE, "Hoja técnica de la batería EXIDE, YS 12-220".

⁶³ Idem 62.

3.3.2.3 Arreglo del banco de baterías

Para el arreglo y forma de conexión del banco de baterías, se tomarán los valores de las baterías que fueron seleccionados acorde a los requerimientos del sistema solar fotovoltaico para la Planta REPSOL-YPF.

3.3.2.3.1 Arreglo de baterías en serie

El arreglo de baterías en serie, se obtiene mediante la relación entre la tensión nominal del sistema y la tensión nominal de la batería, indicada en la ecuación 3.7.

$$B_{serie} = \frac{V_{sistema}}{V_n} \quad ec. 3.7^{64}$$

Donde:

Bserie, número de baterías a conectarse en serie.

Vn, Tensión nominal de la batería dada por el fabricante.

Resolución de la ecuación 3.7:

$$B_{serie} = \frac{48V}{12V}$$

$$B_{serie} = 4 \text{ baterías}$$

3.3.2.3.2 Arreglo de baterías en paralelo

Es el número de grupos de baterías en serie, que serán conectadas en paralelo, que corresponde a la relación entre la Capacidad nominal del banco de baterías **Ibn** y la capacidad nominal de cada batería **In**, como muestra la ecuación 3.8.

⁶⁴ Ecuación para calcular el arreglo de baterías en serie.

$$B_{paralelo} = \frac{I_{bn}}{I_n} \quad ec. 3.8^{65}$$

Donde:

I_n , Capacidad nominal de la batería dada por el fabricante.

Resolución de la ecuación 3.8:

$$B_{paralelo} = \frac{14081Ah}{220Ah}$$

$$B_{paralelo} = \mathbf{64 \text{ grupos}}$$

3.3.2.3.3 Número total de baterías

Una vez conocido en número de baterías a ser conectadas en serie, y este grupo a la vez en paralelo, se puede conocer el número total de baterías que conformarán el banco de baterías para el sistema de respaldo, empleando la ecuación 3.9.

$$T_{baterias} = B_{paralelo} * B_{serie} \quad ec. 3.9^{66}$$

Donde:

$T_{baterias}$, número total de baterías que conformarán el banco de respaldo.

Resolución de la ecuación 3.9:

$$T_{baterias} = 64 * 4 = \mathbf{256 \text{ baterias}}$$

⁶⁵ Ecuación para calcular el arreglo de baterías en paralelo.

⁶⁶ Ecuación para calcular el banco de baterías.

3.3.2.4 Dimensiones del espacio que ocupará el banco de baterías

Las dimensiones de las baterías seleccionadas son: 517 x 278 x 265mm.

El banco de baterías irá distribuido en 10 repisas de hierro forjado, de 400 x 50 x 55 (ancho, alto, profundidad) cm, de 2 pisos cada uno, máximo 26 baterías en cada repisa.

3.3.3 INVERSOR DE CORRIENTE

3.3.3.1 Determinación de la potencia necesaria de los inversores

La capacidad total de los inversores deberá ser dimensionada con una potencia superior a la carga máxima continua de todo el sistema de iluminación, para asegurar su funcionamiento.

Dado que la carga máxima del sistema de iluminación es $P_{\text{sistema}} = 34712 \text{ W}$, la potencia total de los inversores a dimensionar será de 35000 W.

Posteriormente, se podrá calcular el número de inversores que serán necesarios en la instalación para abastecer esta potencia.

3.3.3.2 Características de los inversores seleccionados

Se emplearán inversores que, a partir de la señal del banco de baterías de 48VDC, la conviertan en una onda senoidal modificada autorregulada de 110-120VAC eficaces.

El inversor debe funcionar como cargador de baterías, cuando reciba la alimentación desde las celdas fotovoltaicas, y cuando esta alimentación se corte pase a funcionar como inversor de forma automática.

En modo Inversor, debe soportar potencias constantes de 2500VA a 7000VA de potencia pico. Deben tener la capacidad de suministrar energía no sólo al sistema de iluminación

sino a artefactos eléctricos y electrónicos como: luces, computadoras, máquinas, herramientas, entre otras.

En modo Cargador, debe suministrar una corriente de carga que varía de 45A a 60A, que sumado al control electrónico de carga en tres estados, permita realizar tomar carga de forma rápida sin dañar las baterías, preservando así su vida útil.

Debe contar con un modo de ecualización que permita devolver a las baterías su capacidad de acumulación, aumentar su eficiencia y extender aún más su vida útil.

3.3.3.2.1 Especificaciones técnicas:

Tensión de salida: 110-120VACrms

Forma de onda: senoidal

Potencia continua: 1800W

Potencia máxima: 5000W

Frecuencia nominal: 60Hz

Corriente de salida nominal: 16,4 AC

Eficiencia pico: 95%

Entrada nominal: 18-48VDC [\[11\]](#)

3.3.3.3 Número de inversores necesarios para el sistema

Para el cálculo del número total de inversores, se repartirá la potencia total del sistema en varios inversores, tomando en cuenta la potencia máxima de trabajo del inversor seleccionado, empleando la ecuación 3.10:

$$T_{inversores} = \frac{P_{sistema}}{P_{inversor}} \quad ec. 3.10^{67}$$

Donde:

$T_{inversores}$, número total de inversores a instalar.

$P_{sistema}$, Potencia total del sistema.

$P_{inversor}$, Capacidad máxima del inversor.

Resolución de la ecuación 3.10:

$$T_{inversores} = \frac{35000W}{5000W}$$

$$T_{inversores} = 7 \text{ inversores}$$

3.3.3.4 Espacio que ocuparán los inversores

Los inversores seleccionados poseen las siguientes dimensiones: 17 x 45 x 25cm, para tener una menor distancia y no aumentar el número de tableros, se colocará a cada inversor en el mismo rack de sus reguladores asignados.

3.3.4 REGULADOR – CONTROLADOR DE CARGA

3.3.4.1 Características del regulador de carga seleccionado

El regulador de carga debe cumplir con las características requeridas para el sistema solar fotovoltaico y presentar las siguientes especificaciones técnicas:

Controlador fotovoltaico (FV) que rastree el punto de potencia eléctrica máxima de un campo FV con el fin de cargar las baterías mediante la máxima intensidad disponible.

⁶⁷ Ecuación para calcular los inversores necesarios para la potencia del sistema.

Durante la carga debe regular la tensión e intensidad de salida de las baterías según la cantidad de energía disponible proveniente del campo FV y el nivel de carga de las baterías.

Voltaje preconfigurado del sistema de baterías: 12, 24, 36, 48, 60VDC.

Voltaje máximo a circuito abierto del panel: 120 VDC.

Rango de temperatura de operación: -40 a 60°C.

Corriente de salida, $I_{regulador} = 60\text{ADC}$. [\[12\]](#)

3.3.4.2 Número total de reguladores

Para el dimensionamiento de los reguladores de carga se emplearán algunos valores ya calculados y otros que son dados por el fabricante, mediante la ecuación 3.11:

$$T_{reguladores} = \frac{I_{ps}}{I_{regulador}} \quad \text{ec. 3.11}^{68}$$

Donde:

$I_{regulador}$, Capacidad máxima pico CA del controlador.

Resolución de la ecuación 3.11:

$$T_{reguladores} = \frac{4141,5\text{A}}{60\text{A}} = 69$$

$T_{reguladores} = 70 \text{ reguladores}$

3.3.4.3 Dimensiones del espacio para los reguladores

Las dimensiones de cada regulador son: 368 x 146 x 138mm, se los colocará en 7 racks de 80 x 80 x 50 (ancho, alto, profundidad) cm, de 3 pisos. En cada tablero se colocará 10 reguladores y un inversor de corriente.

⁶⁸ Ecuación para calcular el número de reguladores necesarios.

3.4 AGRUPACIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA

Para el óptimo funcionamiento del sistema solar fotovoltaico, se debe tomar en cuenta no sólo las características con que fueron dimensionados cada elemento, sino que se los debe agrupar de forma equilibrada, esto es, por cada inversor que posee el sistema, se ubicará igual número de paneles solares, bancos de baterías y reguladores de carga.

Esto además ayudará posteriormente a la distribución física de los elementos en el espacio destinado para la instalación del sistema fotovoltaico. La tabla 3.2 presenta un resumen de la cantidad de elementos calculados para el sistema fotovoltaico:

Tabla 3.2 *Número de elementos calculados*⁶⁹.

PANELES SOLARES FOTOVOLTAICOS	
En serie	2
En paralelo	210
Total	420
BANCO DE BATERIAS	
En serie	4
En paralelo	64
Total	256
INVERSORES	
Total	7
REGULADORES	
Total	70

Por tanto se debe recalcular los elementos y organizarlos en siete grupos, por cuanto se posee siete inversores de corriente, se debe tomar en cuenta que los paneles solares se agruparan de 2 en conexión serie y las baterías se agrupan de 4 en conexión serie.

Esta agrupación de los elementos se muestra en la tabla 3.3.

⁶⁹ Cálculos del número de elementos, realizado por la Autora.

Tabla 3.3 Distribución de los elementos⁷⁰.

	PANELES		BATERIAS		REGULADORES
INVERSOR 1	2 x 30	60	4 x 9	36	10
INVERSOR 2	2 x 30	60	4 x 9	36	10
INVERSOR 3	2 x 30	60	4 x 9	36	10
INVERSOR 4	2 x 30	60	4 x 9	36	10
INVERSOR 5	2 x 30	60	4 x 9	36	10
INVERSOR 6	2 x 30	60	4 x 9	36	10
INVERSOR 7	2 x 30	60	4 x 9	36	10
TOTAL	420		252		70

El número de paneles solares se conserva en 420 y los reguladores en 70, y para mantener el equilibrio de los grupos y dado que las baterías se agrupan 4 en serie, se emplearán 252 baterías y no 256, lo cual implica únicamente una diferencia del 1.5% en la cargabilidad del banco de baterías, que no es representativo, puesto que todos los elementos están sobredimensionados en relación a la potencia total y a la corriente pico del sistema.

3.5 DISTANCIAS DE CONDUCTORES ENTRE ELEMENTOS

Tras saber la agrupación que tendrán los elementos del sistema solar fotovoltaico, se debe estimar un valor lo más exacto posible, de las distancias de separación entre todos los elementos: entre paneles, paneles y reguladores, regulador y el banco de baterías, regulador e inversor y finalmente entre el inversor y el tablero de transferencia automática. Cabe decir que existirán 7 grupos, como ya se calculó, cuyas distancias serán iguales para todos.

⁷⁰ Distribución de los elementos, realizado por la Autora.

3.5.1 Conductores entre paneles solares

Cada grupo constará de 60 paneles, agrupados 2 en conexión serie y 30 agrupaciones en paralelo. De esta forma, los conductores de mayor distancia serán:

$$\begin{aligned} \text{Conductores entre paneles} &= \text{ancho de paneles} * P \text{ paralelo} \\ &= 990\text{mm} * 30 \\ &= 29700 \text{ mm} = 29,7\text{m} \end{aligned}$$

3.5.2 Conductores entre paneles y reguladores de carga

Los tableros de los reguladores se ubicará a aproximadamente 4 metros de distancia de los paneles, por tanto la máxima distancia de los conductores será:

$$\begin{aligned} \text{Conductores entre paneles y reguladores} &= d \text{ horizontal} + d \text{ max vertical} \\ &= (400\text{cm} + 80\text{cm}) + 80\text{cm} \\ &= 560\text{cm} = 5,6\text{m} \end{aligned}$$

3.5.3 Conductores entre reguladores de carga y banco de baterías

Los tableros de baterías estarán a aproximadamente 2 metros de los reguladores, por tanto la máxima distancia de los conductores será:

$$\begin{aligned} \text{Conductores entre reguladores y baterias} &= d \text{ horizontal} + d \text{ max vertical} \\ &= (200\text{cm} + 170\text{cm}) + 150\text{cm} \\ &= 520\text{cm} = 5,2\text{m} \end{aligned}$$

3.5.4 Conductores entre reguladores e inversor de corriente

Los inversores se ubicarán junto a los tableros de los reguladores, por lo que la distancia horizontal no será mayor a 1 metro.

$$\begin{aligned}
\text{Conductores entre reguladores e inversor} &= d \text{ horizontal} + d \text{ max vertical} \\
&= (100\text{cm} + 50\text{cm}) + 100\text{cm} \\
&= 250\text{cm} = 2,5\text{m}
\end{aligned}$$

3.5.5 Conductores entre inversor y tablero de transferencia

El tablero de transferencia y distribución se encuentran en la cámara de transformación, el sistema fotovoltaico está propuesto para ser instalado es un espacio ubicado a unos 10 metros de la cámara de transformación, por tanto esta distancia no será más de 20 metros.

3.6 CÁLCULO DE CORRIENTES DE CONSUMO

A continuación se realiza el cálculo de la corriente de carga total del sistema de iluminación y las corrientes de carga para cada uno de los 7 grupos de inversores.

3.6.1 Corriente de la carga total del sistema

Se obtiene mediante la relación de la Potencia total del sistema y el voltaje en AC del sistema de iluminación. El Breaker principal será dimensionado con esta corriente, calculada mediante la ecuación 3.12.

$$I_{\text{sistema}} = \frac{P_{\text{sistema}}}{V_{\text{iluminación}}} \quad \text{ec. 3.12}^{71}$$

Donde:

I_{sistema}, corriente máxima de consumo de los circuitos de iluminación a bastecer.

V_{iluminación}, voltaje en AC para alimentación del sistema de iluminación.

⁷¹ Ecuación para calcular la corriente total del sistema de iluminación.

Resolución de la ecuación 3.12:

$$I_{sistema} = \frac{35000W}{120V}$$

$$I_{sistema} = \mathbf{292 A}$$

3.6.2 Corriente de carga para cada inversor

Debido a que el sistema poseerá siete inversores, se reparte entre éstos la carga total del sistema, es decir, cada uno tomará 5000W de carga.

$$I_{inversor} = \frac{P_{inversor}}{V_{iluminación}} \quad ec. 3.13^{72}$$

Donde:

$I_{inversor}$, corriente de carga de cada inversor.

Resolución de la ecuación 3.13:

$$I_{inversor} = \frac{5000W}{120V}$$

$$I_{inversor} = \mathbf{41,6 A}$$

3.6.3 Corriente de cada regulador de carga

El regulador de carga tendrá conexión directa con los paneles fotovoltaicos, con el banco de baterías y con el inversor. La corriente del regulador se calcula mediante la ecuación 3.14, que muestra la relación entre la corriente del inversor su factor de rendimiento.

⁷² Ecuación para calcular la corriente del inversor.

$$I_{regulador} = I_{inversor} * Fr_{inv}$$

ec. 3.14⁷³

Donde:

Iregulador, Corriente de carga para los reguladores.

Fr inv, Factor de rendimiento del inversor, el requerimiento es de más del 95% [11].

Resolución de la ecuación 3.14:

$$I_{regulador} = 41,6 A * 1,05$$

$$I_{regulador} = \mathbf{43,68 A}$$

Tabla 3.4 Corrientes y Longitud de los cables⁷⁴.

	Longitud del cable (m)	Longitud con reserva del 25% (m)	Corriente que debe soportar el cable (A)
Conductor para conexión entre paneles	29,7	37,125	43,68
Conductor entre Paneles - Reguladores	5,6	7	43,68
Conductor entre Reguladores- Baterías	5,2	6,5	43,68
Conductor entre Reguladores- Inversor	2,5	3,125	43,68
Conductor entre Inversor - Bk Principal	15	18,75	41,6
Conductor entre Bk Principal- Tablero de Distribución	20	25	292

⁷³ Ecuación para calcular la corriente del regulador.

⁷⁴ Cálculo de Corrientes y Longitud de los cables, realizado por la Autora.

3.7 DIMENSIONAMIENTO DE CONDUCTORES Y PROTECCIONES

La instalación de los elementos del sistema solar fotovoltaico se realizará en un mismo espacio físico, donde los elementos estén lo más cercanos posible entre sí, para que el cableado no sea extenso y con ello evitar pérdidas de voltaje y a la vez reducir costos. Otro aspecto importante para reducir las caídas de voltaje es que la corriente no sufra grandes variaciones, ya que los sistemas fotovoltaicos manejan voltajes relativamente pequeños pero que producen corrientes elevadas.

3.7.1 Tipo de cables a emplearse

Debido a que la instalación será dentro de una planta de producción de crudo, por tanto considerada un área clasificada, es decir de riesgo, ya que existe presencia de químicos y gases combustibles, el cable a emplear debe ser apropiado para este tipo de áreas industriales, y cumplir con las especificaciones requeridas para este sistema.

3.7.1.1 Especificaciones Técnicas:

Debe soportar voltajes hasta 600V.

Conductores de cobre estañados o cobre recubierto de níquel, con revestimiento resistente al fuego, aislamiento de silicona termocontraible y conductor de puesta a tierra.

Chaqueta PVC, aislamiento termoestable de Silicona, con cinta FR.

Pruebas con Fuego: IEC 60331, ICEA T-29-520, IEEE 1202. [\[13\]](#)

3.7.1.2 Características requeridas:

En el caso de un incendio, se requiere de un proceso seguro para el apagado del sistema, para preservar la integridad de los circuitos.

La resistencia al fuego se determina por el cumplimiento de la prueba de fuego para la integridad de los circuitos: IEC 60331.

Mantener la integridad de los sistemas, basado en la clasificación IEC 60331, para todas las temperaturas e inclusive a 2000 ° F hasta 3 horas. Al ser expuesto al fuego, el aislamiento debe convertirse en un aislante eléctrico cerámico, como la ceniza, capaz de mantener la tensión de funcionamiento.

Aptos para ser instalados en interiores o al aire libre, en lugares húmedos o secos.

Aprobados para aéreas de Clasificación I, II y III, División 1 y 2, lugares peligrosos según la norma NEC Artículos 501, 502, 503 y 505.

Autorizados para el uso de los servicios de alimentadores y circuitos de poder, iluminación, control y circuitos de señalización, de acuerdo a la norma NEC, artículos 330 y 725.

3.7.2 Cálculo de Conductores

Las caídas de voltaje entre paneles solares y entre los paneles y los reguladores deben ser menores al 5%, entre los reguladores y el banco de baterías menor al 2% y entre los reguladores y el inversor menor al 5%.

Para este cálculo se empleará un programa realizado en Excel, que calcula la caída de voltaje en relación al conductor que se empleará y la corriente que soportará, basado en ecuación la 3.15, este programa es empleado por ENERGOPETROL S.A. para el dimensionamiento de los sistemas de cableado y protección, tanto de circuitos de fuerza como de control e instrumentación, en especial cuando las distancias exceden los 100 metros y se necesita un valor exacto de la caída de voltaje.

$$C_{cv} = V_n - \left[I * \left(2 * \frac{R}{1000} * L \right) \right] \quad ec. 3.15^{75}$$

Donde:

C_{cv} , Caída voltaje, voltaje que llegará a la carga.

V_n , Voltaje de trabajo, de la fuente.

I , corriente de carga.

R , resistencia del cable.

L , longitud del cable.

3.7.2.1 Resultados obtenidos de caídas de voltaje y conductores

A continuación se muestran los resultados obtenidos en el software para cálculo de caídas de voltaje, se indica el calibre del cable, el número de conductores, las corrientes de carga, la resistividad y la caída de voltaje.

Tabla 3.5 *Caída de voltaje entre Paneles*⁷⁶.

CALCULO DE CAIDAS DE VOLTAJE PARA SELECCION DE CABLES						
No. Conductores (# pares)	2	Caída de Voltaje permitido		5%	45,6	
Voltaje de la fuente	48	Consumo Mínimo		43,68	A	
Tolerancia cable	5%	Consumo Máximo		45	A	
Resistividad	0,518					
Origen	Destino	Distancia (m)	Cantidad de Cable (m)	Cantidad de Cable (ft)	Caída de Voltaje Mínima (V)	Caída de Voltaje Máxima (V)
PANELES SOLARES	REGULADORES DE CARGA	30	31,5	103,35	45,66	45,59
CONEXION ENTRE PANELES		Cable # 7AWG, 2 conductores, flexible				

⁷⁵ Ecuación para calcular la caída de voltaje.

⁷⁶ ENERGYPETROL, “Programa para dimensionamiento de sistemas de cableado y protección”.

Tabla 3.6 *Caída de voltaje entre Paneles-Reguladores*⁷⁷.

CALCULO DE CAIDAS DE VOLTAJE PARA SELECCION DE CABLES						
No. Conductores (# pares)	1	Caída de Voltaje permitido		5%	114,0	
Voltaje de la fuente	120	Consumo Mínimo		43,68	A	
Tolerancia cable	5%	Consumo Máximo		45	A	
Resistividad	2,525					
Origen	Destino	Distancia (m)	Cantidad de Cable (m)	Cantidad de Cable (ft)	Caída de Voltaje Mínima (V)	Caída de Voltaje Máxima (V)
PANELES SOLARES	REGULADORES DE CARGA	5,6	5,88	19,29	115,74	115,62
CONEXION ENTRE PANELES Y REGULADORES DE CARGA		Cable de cobre # 14 AWG, 1 conductor, flexible				

Tabla 3.7 *Caída de voltaje entre Reguladores-Baterías*⁷⁸.

CALCULO DE CAIDAS DE VOLTAJE PARA SELECCION DE CABLES						
No. Conductores (# pares)	1	Caída de Voltaje permitido		2%	117,6	
Voltaje de la fuente	120	Consumo Mínimo		43,68	A	
Tolerancia cable	5%	Consumo Máximo		45	A	
Resistividad	1,08					
Origen	Destino	Distancia (m)	Cantidad de Cable (m)	Cantidad de Cable (ft)	Caída de Voltaje Mínima (V)	Caída de Voltaje Máxima (V)
PANELES SOLARES	REGULADORES DE CARGA	5,2	5,46	17,91	118,31	118,26
CONEXION ENTRE REGULADORES Y BANCO DE BATERIAS		Cable de cobre # 10AWG, 1 conductor, flexible				

⁷⁷ ENERGYPETROL, “Programa para dimensionamiento de sistemas de cableado y protección”.

⁷⁸ Idem 77.

Tabla 3.8 *Caída de voltaje entre Baterías*⁷⁹.

CALCULO DE CAIDAS DE VOLTAJE PARA SELECCION DE CABLES						
No. Conductores (# pares)	1	Caída de Voltaje permitido		5%	45,6	
Voltaje de la fuente	48	Consumo Mínimo		210	A	
Tolerancia cable	5%	Consumo Máximo		220	A	
Resistividad	0,64					
Origen	Destino	Distancia (m)	Cantidad de Cable (m)	Cantidad de Cable (ft)	Caída de Voltaje Mínima (V)	Caída de Voltaje Máxima (V)
PANELES SOLARES	REGULADORES DE CARGA	2,2	2,31	7,58	46,0	45,9
CONEXION ENTRE BATERIAS		Cable de cobre # 8 AWG, 1 conductor, flexible				

Tabla 3.9 *Caída de voltaje entre Reguladores-Inversor*⁸⁰.

CALCULO DE CAIDAS DE VOLTAJE PARA SELECCION DE CABLES						
No. Conductores (# pares)	1	Caída de Voltaje permitido		5%	114	
Voltaje de la fuente	120	Consumo Mínimo		43,68	A	
Tolerancia cable	5%	Consumo Máximo		45	A	
Resistividad	6,385					
Origen	Destino	Distancia (m)	Cantidad de Cable (m)	Cantidad de Cable (ft)	Caída de Voltaje Mínima (V)	Caída de Voltaje Máxima (V)
PANELES SOLARES	REGULADORES DE CARGA	2,5	2,625	8,61	115,20	115,05
CONEXION ENTRE REGULADORES E INVERSOR		Cable de cobre # 18AWG, 1 conductor, flexible				

⁷⁹ ENERGYPETROL, “Programa para dimensionamiento de sistemas de cableado y protección”.

⁸⁰ Idem 79.

Tabla 3.10 *Caída de voltaje entre Inversor-Breaker principal*⁸¹.

CALCULO DE CAIDAS DE VOLTAJE PARA SELECCION DE CABLES						
No. Conductores (# pares)	1	Caída de Voltaje permitido	2%	117,6		
Voltaje de la fuente	120	Consumo Mínimo	41,6	A		
Tolerancia cable	5%	Consumo Máximo	43	A		
Resistividad	0,518					
Origen	Destino	Distancia (m)	Cantidad de Cable (m)	Cantidad de Cable (ft)	Caída de Voltaje Mínima (V)	Caída de Voltaje Máxima (V)
PANELES SOLARES	REGULADORES DE CARGA	15	15,75	51,67	117,77	117,70
CONEXION ENTRE INVERSOR Y BK PRINCIPAL		Cable de cobre # 7AWG, 1 conductor, flexible				

Tabla 3.11 *Caída de voltaje entre Breaker principal-Carga*⁸².

CALCULO DE CAIDAS DE VOLTAJE PARA SELECCION DE CABLES						
No. Conductores (# pares)	3	Caída de Voltaje permitido	5%	111,72		
Voltaje de la fuente	117,6	Consumo Mínimo	292	A		
Tolerancia cable	5%	Consumo Máximo	295	A		
Resistividad	0,395					
Origen	Destino	Distancia (m)	Cantidad de Cable (m)	Cantidad de Cable (ft)	Caída de Voltaje Mínima (V)	Caída de Voltaje Máxima (V)
PANELES SOLARES	REGULADORES DE CARGA	20	21	68,90	112,3	112,2
CONEXION ENTRE INVERSOR Y BK PRINCIPAL		Cable de cobre # 6AWG, 3 conductores, flexible				

⁸¹ ENERGYPETROL, “Programa para dimensionamiento de sistemas de cableado y protección”.

⁸² Idem 81.

3.7.3 Selección de Protecciones

La protección contra sobrecargas que se empleará será el interruptor Termomagnético, que es un medio de protección y desconexión a base de elementos mecánicos termomagnéticos de fácil accionamiento y de rápida respuesta a la falla eléctrica, ensamblados en caja moldeada.

Los interruptores termomagnéticos más comerciales son los de uno y dos polos, de un rango de 15 á 50 amperes y son utilizados para todo tipo de servicios de instalaciones eléctricas, principalmente de uso doméstico y comercial.

Los interruptores de rango superior a los 60 A de uno y dos polos así como los de tres polos en toda su gama, y los de mayor capacidad de amperaje son utilizados en zonas con mayor demanda de carga eléctrica para uso residencial, comercial e industrial.

Los Breakers hacen la misma función que los fusibles, aunque su costo es mayor, la ventaja es que pueden ser restaurados manualmente en lugar de tener que ser reemplazados, son útiles cuando se desea desconectar cargas de manera rápida (tomando en cuenta que para este caso las cargas serán únicamente luminarias), además el estado en el que se encuentran es visible a simple vista puesto que la palanca de accionamiento indica OFF.

El dimensionamiento del fusible es entre 1,1 y 1,25 veces la corriente máxima que soporta el conductor, mientras que la capacidad del Breaker es entre 1,1 y 1,5 veces dicha corriente.

3.7.3.1 Fusibles Tipo NH ultra rápidos

Este tipo de fusibles son desarrollados de acuerdo con la norma IEC60269, para protección contra cortocircuito en semiconductores y equipamientos electrónicos de hasta 690 VAC.

En cortocircuito o sobrecarga, el elemento fusible se funde abriendo el circuito eléctrico, interrumpiendo el pase de corriente hacia los equipos aguas abajo.

Durante el cortocircuito habrá una limitación de corriente como se muestra en la Figura 3.5:

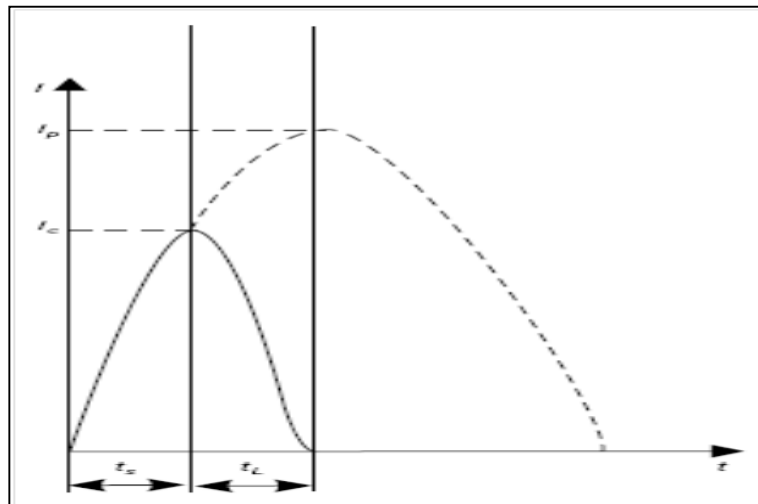


Figura 3.5 Curva de corriente en un fusible NH⁸³.

Donde:

I_c, Corriente limitada por el fusible.

t_s, Tiempo antes de formar arco.

t_L, Tiempo del Arco.

I_p, Corriente presumida de cortocircuito.

3.7.3.1.1 Características:

Los fusibles ultra rápidos tipo NH - aR son ensamblados en cuerpo cerámico de alta calidad, rellenos con arena de cuarzo impregnada, con elemento de fusible en plata y terminales en cobre plateado.

⁸³ WEG, “Hoja Técnica del fusible WEG, NH-aR”.

Esta estructura debe proporcionar el óptimo aislamiento eléctrico, robustez mecánica y capacidad de resistencia contra choques térmicos durante la desconexión del fusible en valores de I^2t reducidos [14].

La tabla 3.12 muestra las especificaciones eléctricas del fusible.

Tabla 3.12 Especificaciones del Fusible NH⁸⁴.

Tipo de fusible	Tensión de aplicación máxima	Capacidad de interrupción	Norma de fabricación
Ultra rápido Tipo NH aR	690 VAC	100kA / 690VAC	IEC60269

3.7.3.1.2 Curva característica de respuesta del fusible FNH00

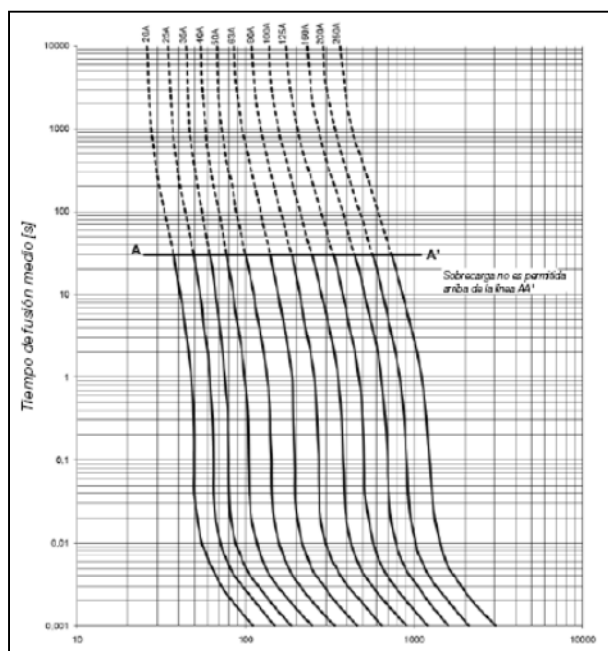


Figura 3.6 Curva característica del fusible FNH00⁸⁵.

⁸⁴ WEG, “Hoja Técnica del fusible WEG, NH-aR”.

⁸⁵ Idem 84.

3.7.3.1.3 Curva característica de respuesta del fusible FNH1

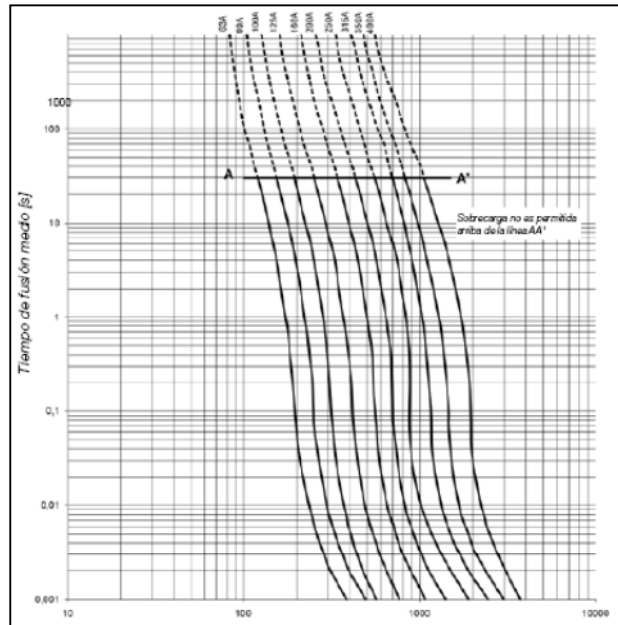


Figura 3.7 Curva característica del fusible FNH1⁸⁶.

3.7.3.2 Interruptor termo magnético o Breaker

Los Interruptores Termo magnéticos protegen circuitos y aparatos en instalaciones eléctricas residenciales, comerciales e industriales contra sobrecarga y cortocircuitos.

Tienen un mecanismo de operación de característica cierre-apertura rápido. La interrupción por disparo libre permite (cuando exista sobrecarga sostenida o falla de cortocircuito) que prevalezca la operación automática de apertura sobre la operación de cierre.

La posición de la manija muestra al dispararse el efecto de la interrupción, cualquier falla que ocurra en algún polo, operará al mecanismo, efectuando la apertura en las tres fases.

⁸⁶ WEG, “Hoja Técnica del fusible WEG, NH-aR”.

3.7.3.2.1 Aplicaciones según la capacidad de conducción

Los interruptores ED2 y CQD, con corrientes nominales desde 15 a 100A, en combinación con arrancadores se aplican en centros de control de motores, tableros de distribución y control, protección de circuitos de distribución y fuerza, máquinas y herramientas.

Los interruptores ED6, con corrientes nominales desde 15 a 125A, se aplican para centro de control de motores, interconexión de barras colectoras (bus), tableros de control para protección de circuitos de distribución y potencia, control de máquinas y herramientas.

Los interruptores FXD6, con corrientes nominales de 150 a 250 A, proporcionan una gran confiabilidad para aplicaciones en instalaciones industriales y comerciales, en centro de control para motores, tableros de distribución y control.

Los interruptores de tipo JXD6, de 300 y 400 A, están diseñados principalmente para ser utilizados en tableros de distribución y potencia, tableros de soldadoras por resistencia, tableros de distribución general, centros de control de motores [\[15\]](#).

3.7.3.2.2 Capacidad de conducción

Son dispositivos electromecánicos que se encargan de abrir o cerrar un circuito en forma automática en caso de un cortocircuito ó una sobrecarga, son de accionamiento manual en casos como mantenimiento en el circuito derivado.

Vienen graduados para una determinada cantidad de grados centígrados y una determinada capacidad de conducción de corriente [\[15\]](#).

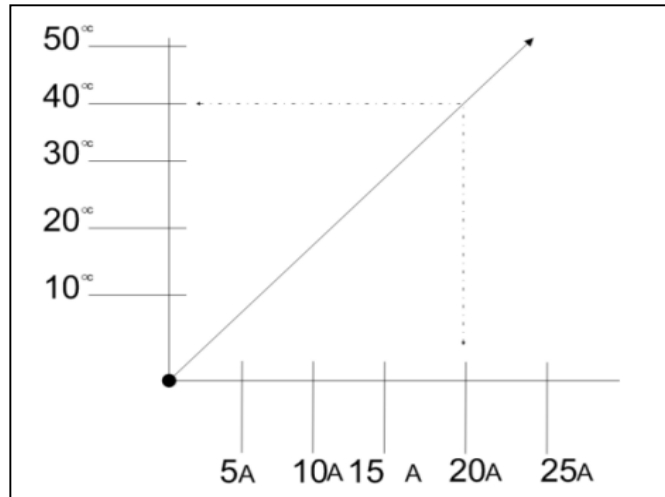


Figura 3.8 Relación temperatura Vs capacidad de conducción⁸⁷.

3.7.3.3 Interruptor de corriente continua

El interruptor de corriente continua, es una protección contra sobretensiones, cortocircuito y sobrecargas de corriente, se utiliza en sistemas fotovoltaicos para evitar eventuales daños por descargas eléctricas directas o indirectas producidas por rayos, dado que los paneles fotovoltaicos se encuentran a la intemperie.

Este interruptor puede ser colocado entre: el panel fotovoltaico y el regulador, el controlar de carga y las baterías o entre las baterías y el inversor.

Este interruptor automático permite cortar el paso de corriente proveniente de los paneles solares cuando se requiere realizar trabajos de mantenimiento o cuando se ha producido algún problema en el sistema [16].

3.7.3.3.1 Características del interruptor

Fácil montaje, rápida conexión y desconexión.

Mostrar de forma visible su estado de conectado o desconectado.

⁸⁷ SIEMENS, “Hoja Técnica del interruptor termo magnético SIEMENS, ED2 y CQD”.

Diseño compacto, encapsulado resistente al agua y al fuego.

Óptimo para proteger instalaciones con alta exposición atmosférica.

Dimensionado para corrientes continuas de hasta 100ADC.

Los polos negativo y positivo deben ser operados en forma simultánea de tal modo que aumente la protección del sistema y disminuya los riesgos de electrocución.

Temperatura de servicio de -40°C hasta $+85^{\circ}\text{C}$.

Cuerpo de material UL94 V0 resistente al fuego directo.

Tipo de protección IP20.

Especificaciones técnicas: $U_c \text{ PV} < 500\text{V DC}$, $I_{\text{max}} 40\text{kA}$, $I_n 20\text{kA}$, $U_p < 0.9\text{kV}$, $U_c 250\text{V DC}$, $T_A < 25\text{ns}$, 3 Varistores: L+, PE, P-. [\[16\]](#)



Figura 3.9 Interruptor de corriente continua⁸⁸.

⁸⁸ FATECH, "Hoja Técnica del interruptor de corriente continua FATECH, SPD -2".

3.7.4 Dimensionamiento de Protecciones

Tabla 3.13 Selección de protecciones⁸⁹.

	Corriente In (A)	1,25 In	Fusible	1,3 In	Interrupor
Paneles Solares	43,68	N/A	N/A	56,78	SPD, Tipo 2, 60 Adc (Ver figura 3.9)
Paneles - Reguladores	43,68	54,6	FNH00-63K-A (Ver figura 3.6)	N/A	SPD, Tipo 2, 60 Adc (Ver figura 3.9)
Reguladores- Banco de baterias	43,68	54,6	FNH00-63K-A (Ver figura 3.6)	N/A	SPD, Tipo 2, 60 Adc (Ver figura 3.9)
Reguladores- Inversor	43,68	54,6	FNH00-63K-A (Ver figura 3.6)	N/A	SPD, Tipo 2, 60 Adc (Ver figura 3.9)
Inversor - Bk Principal	41,6	52	FNH00-63K-A (Ver figura 3.6)	54,08	ED2-60Aac
Bk Principal-Tablero Distribución	292	365	FNH1-400K-A (Ver figura 3.7)	379,6	JXD6-400Aac

3.8 DIAGRAMAS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

Para que el sistema solar fotovoltaico funcione de la forma óptima esperada, se debe realizar su diseño, que básicamente comprende: la disposición física de todos elementos dentro del área que se dispone, los diagramas de conexonado eléctrico de los equipos, los diagramas del sistema de protecciones y la ubicación y posición de los paneles solares.

3.8.1 Disposición de elementos del sistema solar fotovoltaico

La figura 3.10 muestra la disposición propuesta para el sistema fotovoltaico, cuyas principales ventajas son: aprovechamiento del espacio físico, fácil conexión entre equipos y fácil acceso a todos los elementos para realizar cambios o mantenimientos.

⁸⁹ Selección de protecciones, realizado por la Autora.

Se ubicará: 10 repisas para las 252 baterías, 7 racks para los 70 reguladores y los 7 inversores, y un tablero de distribución principal ya existente. Estos elementos se ubicarán dentro de un cuarto de 10x5 metros, que actualmente es empleado como bodega de elementos que no se utilizan, desperdiciándose así este lugar, por lo que se ha dispuesto del mismo para el sistema fotovoltaico, que se hallará a menos de 10 metros de la ubicación de los paneles solares.

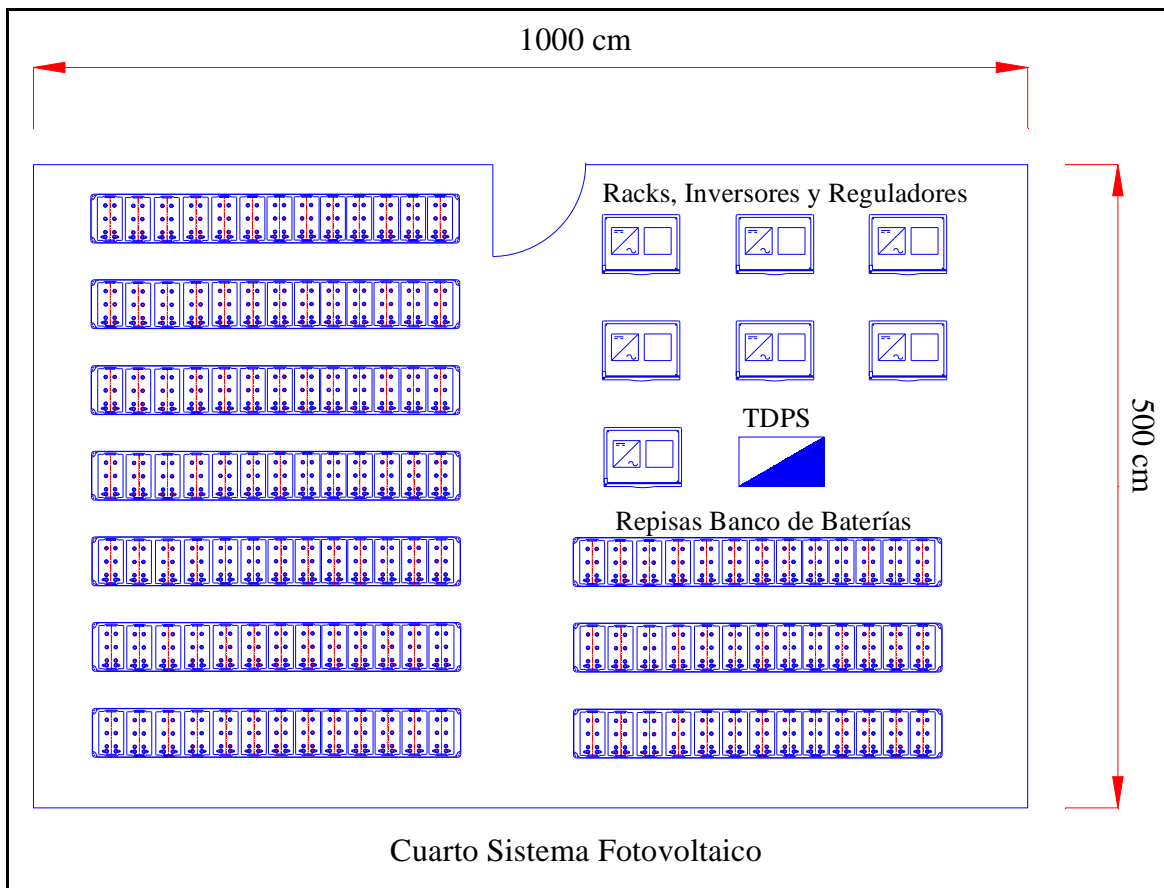


Figura 3.10 Disposición de elementos del Sistema Fotovoltaico⁹⁰.

3.8.2 Conexión de elementos del sistema fotovoltaico

Los fabricantes de los equipos refieren en sus hojas técnicas la forma adecuada de conexión para que funcionen correctamente, existen además modelos de conexión de sistemas solares

⁹⁰ Disposición de elementos del Sistema Fotovoltaico, realizado por la Autora.

fotovoltaicos ya preestablecidos, según las características del sistema a implementar. La figura 3.11 muestra el diagrama unifilar de conexión de los elementos del sistema.

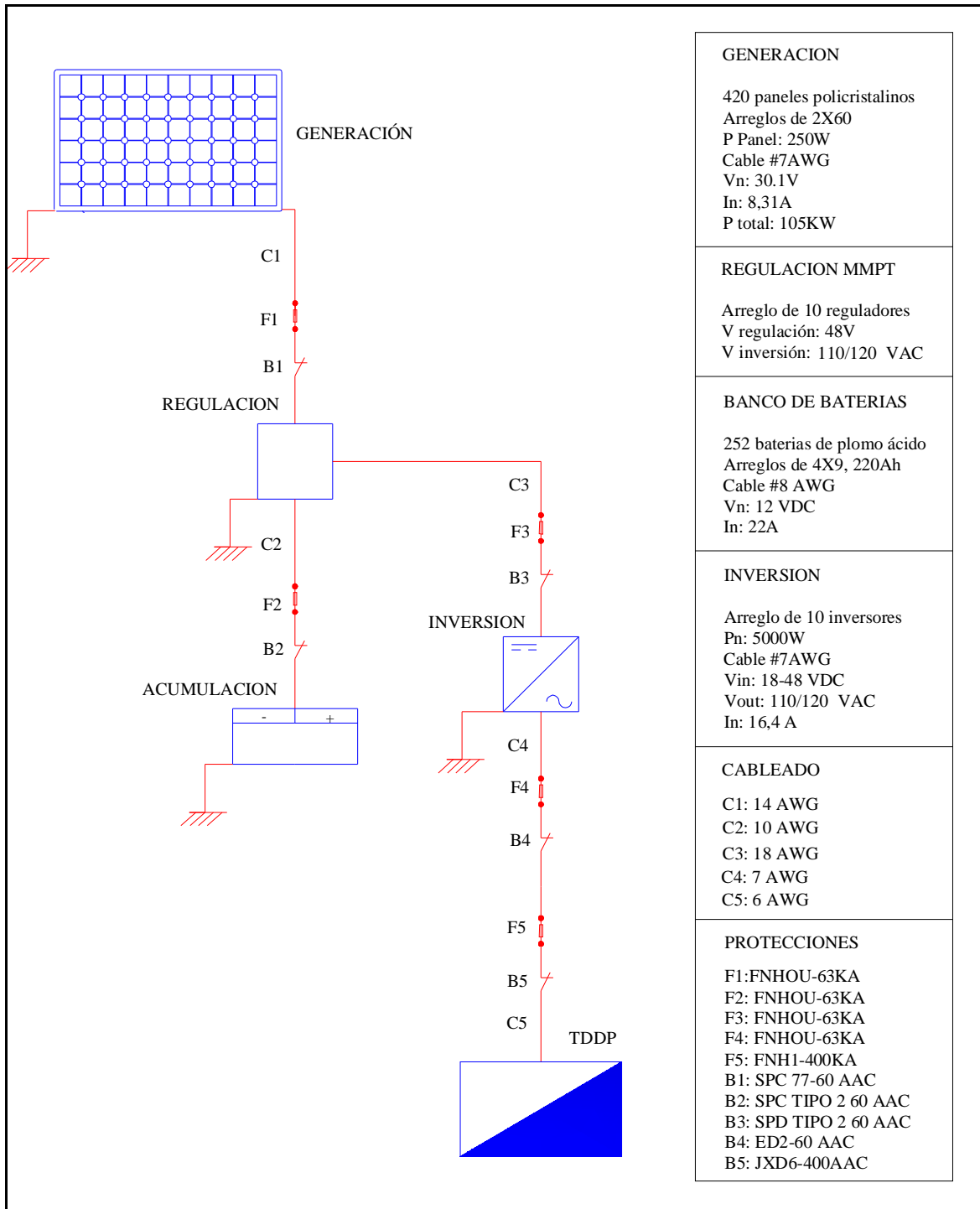


Figura 3.11 Conexión de elementos del Sistema Fotovoltaico⁹¹.

⁹¹ Conexión de elementos del Sistema Fotovoltaico, realizado por la Autora.

3.8.3 Tablero de Protección

El sistema de protecciones fue dimensionado de acuerdo a las tensiones y corrientes nominales del sistema, para aportar una alta fiabilidad y seguridad a los equipos y al personal. La figura 3.12 muestra el diagrama de protecciones.

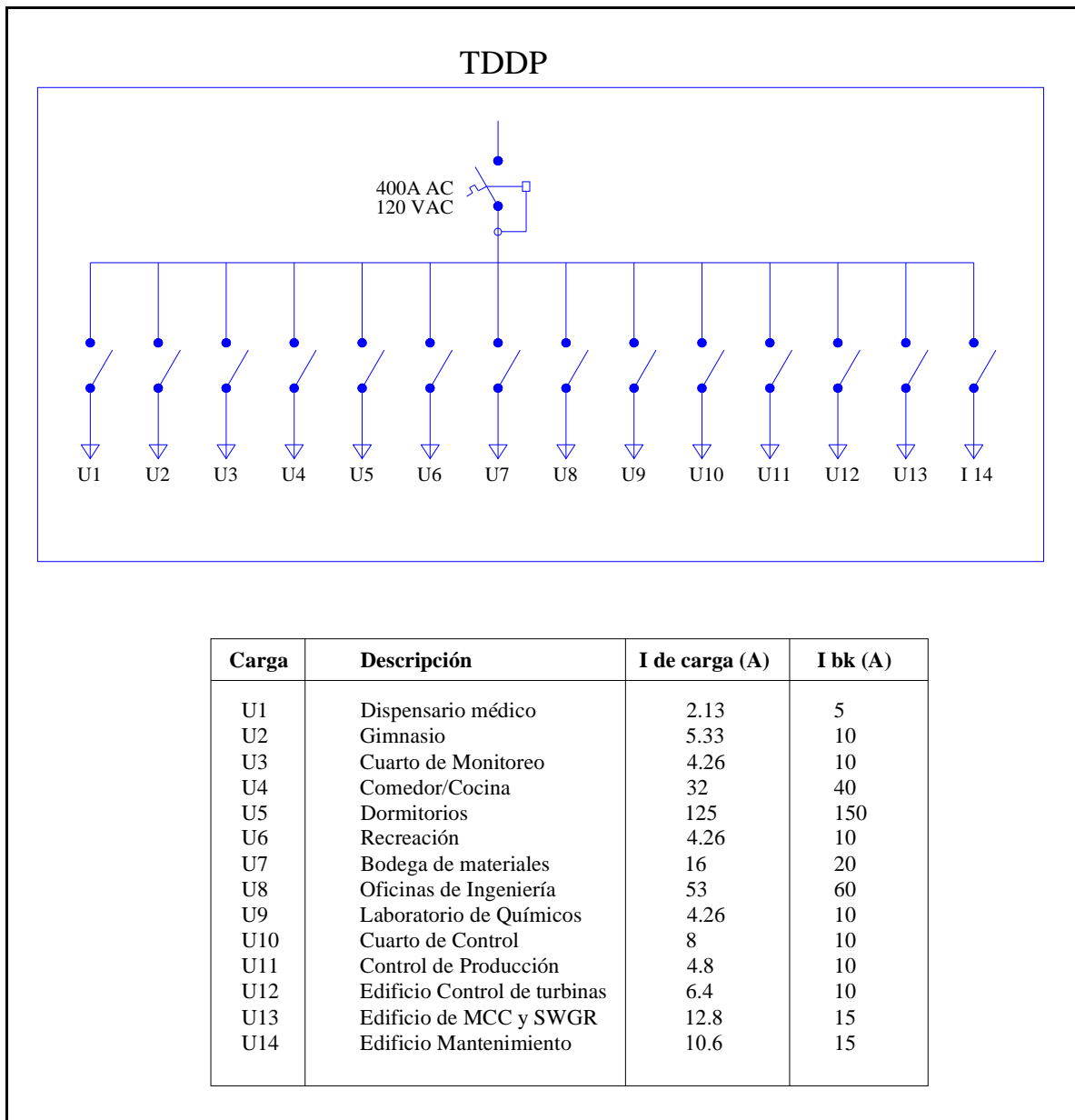


Figura 3.12 Protecciones del Tablero de Distribución⁹².

⁹² Protecciones del Tablero de Distribución, realizado por la Autora.

3.8.4 Evaluación de un Sistema Fotovoltaico mediante el Software PVSyst

El Software PVSyst es usado para obtener en forma detallada los procedimientos y modelos de un proyecto fotovoltaico, obteniendo resultados en forma de informes completos con gráficos y tablas. El PVSyst emite los resultados en función de la hora del día, la disposición de los paneles y su ubicación geográfica. Se puede simular el comportamiento del sol según la hora del día y la fecha, incluyendo el comportamiento térmico, el cableado, las pérdidas por desequilibrio, la pérdida real de módulo de calidad, las pérdidas por ángulo de incidencia, etc.

Posee tres niveles: Pre dimensionamiento, para un diseño sencillo que permite dimensionar una instalación fotovoltaica; Diseño, para una simulación detallada con valores horarios; Herramientas, permite una amplia elección de parámetros solares y el ingreso de nuevas bases de datos.

La herramienta 3-D CAO permite dibujar la geometría del sistema completo, donde se calcula un factor de sombra para el componente del haz de luz en función de la posición del sol y las pérdidas eléctricas debidas a la disposición en serie de los paneles.

El parámetro principal para dimensionar una instalación fotovoltaica es la radiación, por lo que se debe tener la irradiancia existente en la zona en estudio, por lo que para este caso se ingresó toda la base de datos proporcionados por el CONELEC.

3.8.4.1 Inclinación y orientación del panel fotovoltaico

Entre los tipos de inclinación se pueden elegir: plano inclinado fijo, orientación simple o doble, orientación con seguimiento de luz en uno o dos ejes, entre otras.

El panel de información indica el factor de transposición, el porcentaje de pérdidas y la radiación en el panel. La opción Mostrar Optimización, indica si el ángulo seleccionado es óptimos o no. Las figuras 3.13 y 3.14 muestran las pérdidas del panel con inclinación 10°.

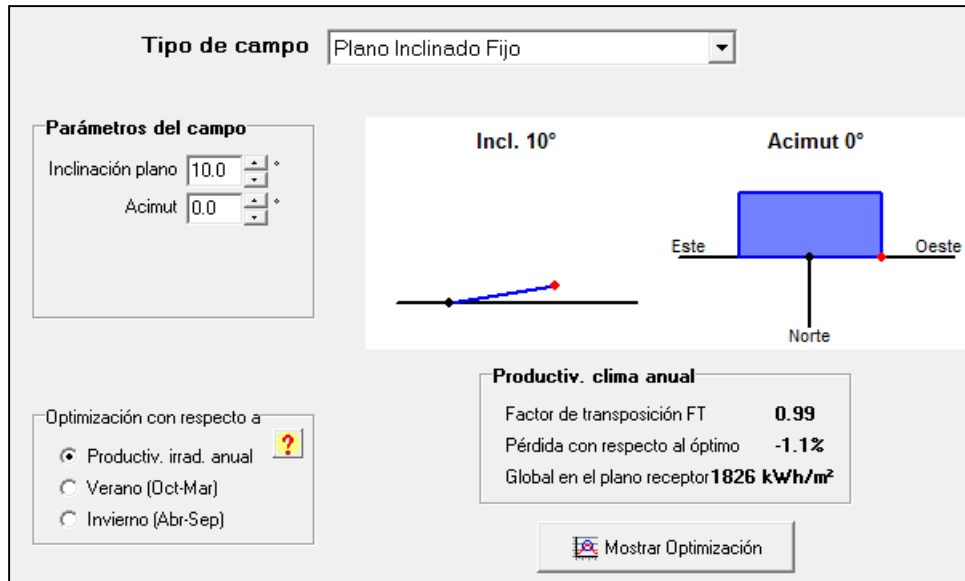


Figura 3.13 Pérdidas y máxima optimización con inclinación de 10°⁹³.

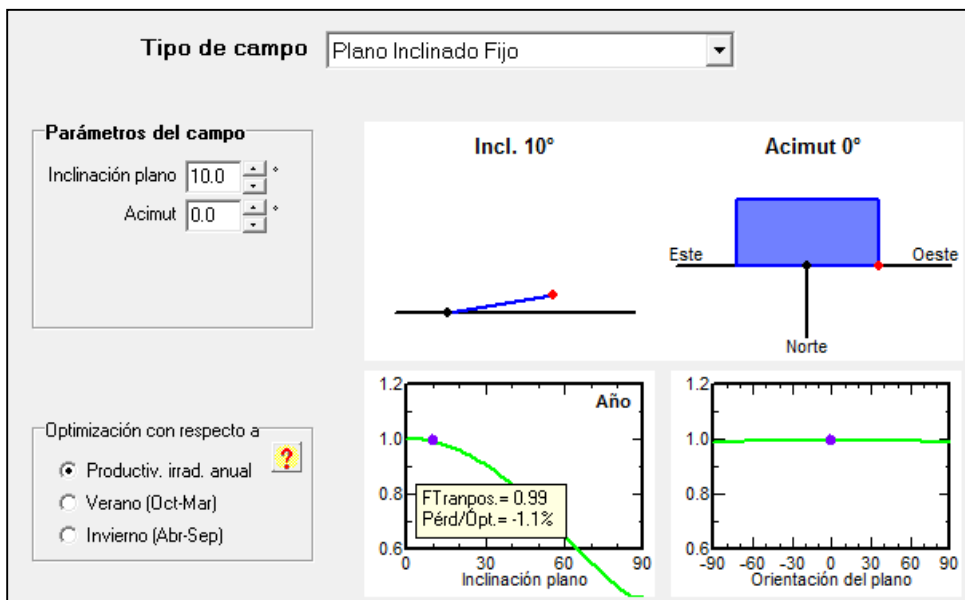


Figura 3.14 Pérdidas Vs. Inclinación del panel a 10°⁹⁴.

⁹³ PVSyst, Pérdidas y máxima optimización.

⁹⁴ PVSyst, Pérdidas Vs. Inclinación del panel.

Las figuras 3.15 y 3.16 muestran el aumento de las pérdidas con una inclinación de 30°.

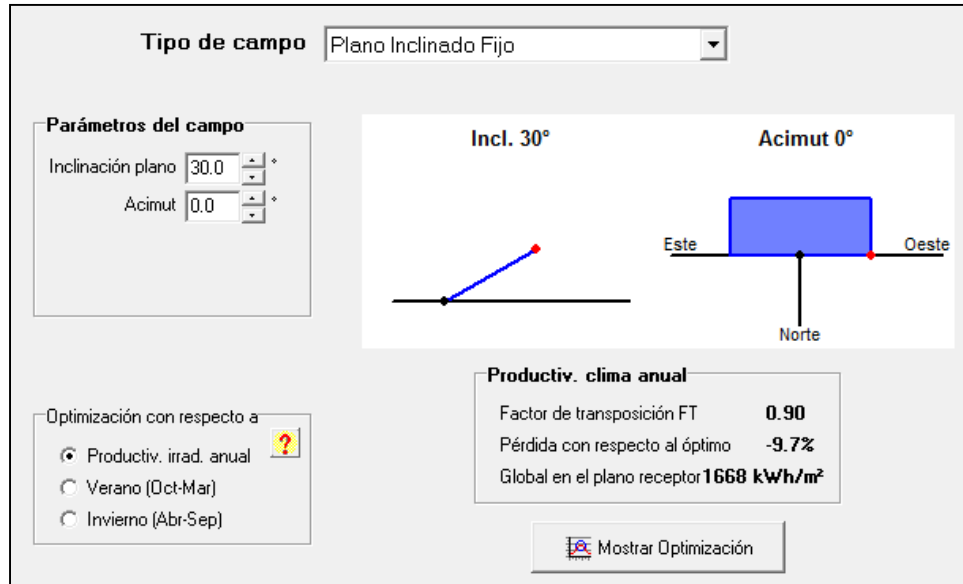


Figura 3.15 Pérdidas y máxima optimización con inclinación de 30°⁹⁵.

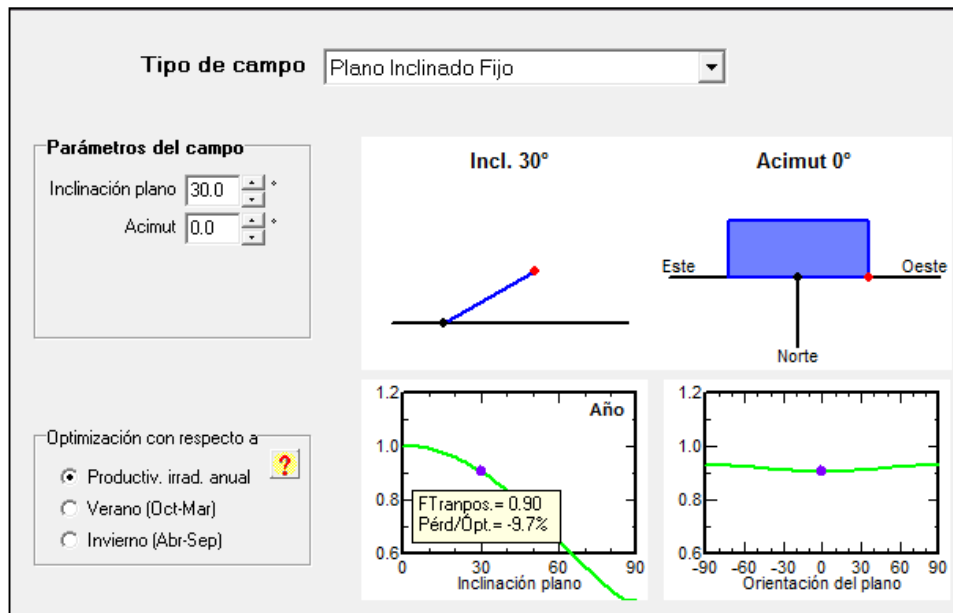


Figura 3.16 Pérdidas Vs. Inclinación del panel a 30°⁹⁶.

Como se puede observar, al inclinar más los paneles 30°, las pérdidas en la productividad del aprovechamiento de la irradiación anual aumentan hasta casi un 10%, mientras que con

⁹⁵ PVSyst, Pérdidas y máxima optimización.

⁹⁶ PVSyst, Pérdidas Vs. Inclinación del panel.

una inclinación de 10° las pérdidas son del 1%, por lo que el ángulo de inclinación de los paneles solares debe ser el menor posible. Por lo que se seleccionó un plano inclinado fijo, con ángulo Beta de 10° y Acimut de 0°.

3.8.4.2 Sombras producidas en los paneles

La ubicación de los paneles solares debe cumplir principalmente con: estar ubicados en un espacio donde objetos grandes no produzcan sombras sobre ellos a ninguna hora del día, la inclinación de los paneles debe ser la adecuada para una captación óptima de la radiación solar, y el espacio donde se instalen no debe interferir con el paso de personas, dificultar las actividades de trabajo en el área o dañar el entorno natural.

Se debe ingresar los datos de ubicación geográfica y radiación global para la Provincia de Orellana, los demás datos los calcula el programa.

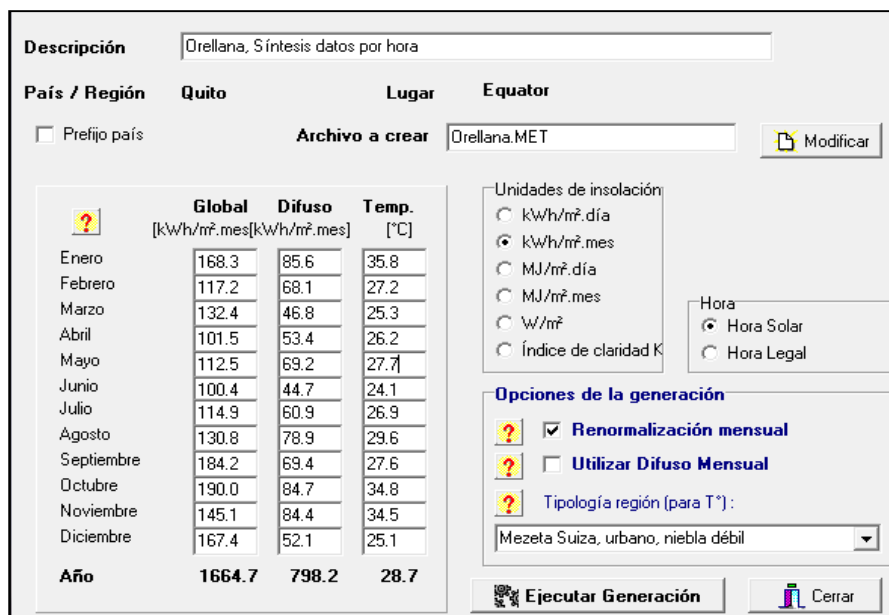


Figura 3.17 Datos de radiación Provincia de Orellana⁹⁷.

⁹⁷ PVSyst, Datos de radiación Provincia de Orellana.

Es posible conocer el perfil de obstáculos en la Provincia de Orellana, que pueden ser edificaciones grandes o cordilleras que se interpongan entre el haz de luz y el panel.

En la figura 3.18 toda la franja amarilla representa la radiación desde las 6am hasta las 6pm, siendo la zona inferior los días con menor altura solar del año y la franja superior marca el día con más altura solar.

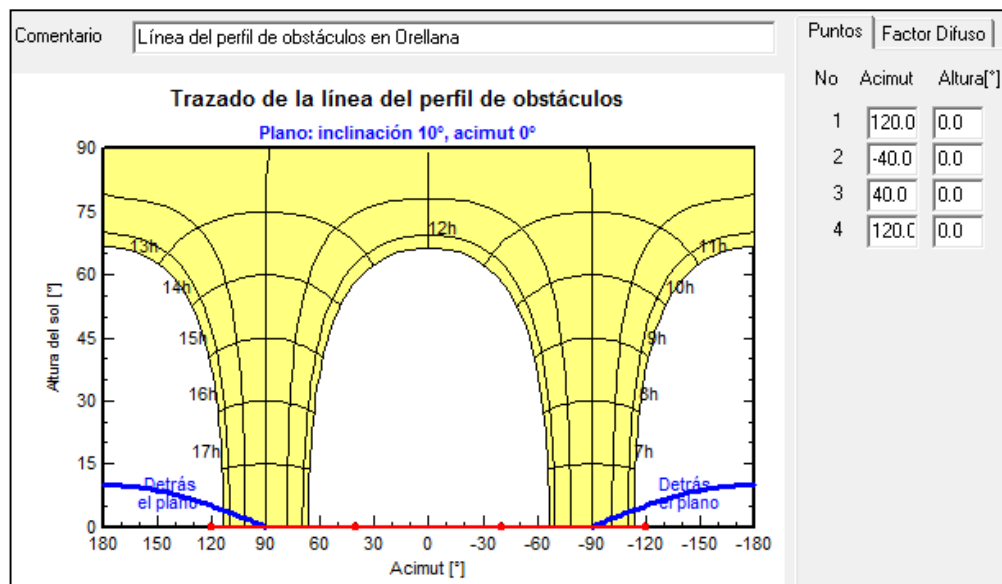


Figura 3.18 Perfil de obstáculos para Orellana⁹⁸.

Las sombras pueden ser de dos tipos: cercanas a menos de 30Km, o lejanas a más de 30 Km. Cualquier obstáculo introducido dentro de esa franja nos proporcionará cierta cantidad de sombras a lo largo de todo el año.

En la figura 3.19 puede verse un edificio en la zona frontal a los generadores fotovoltaicos y en la zona derecha lo que podría ser una cordillera, y las respectivas sombras que producirán desde las 6am hasta las 6 pm.

⁹⁸ PVSyst, Perfil de obstáculos para Orellana.

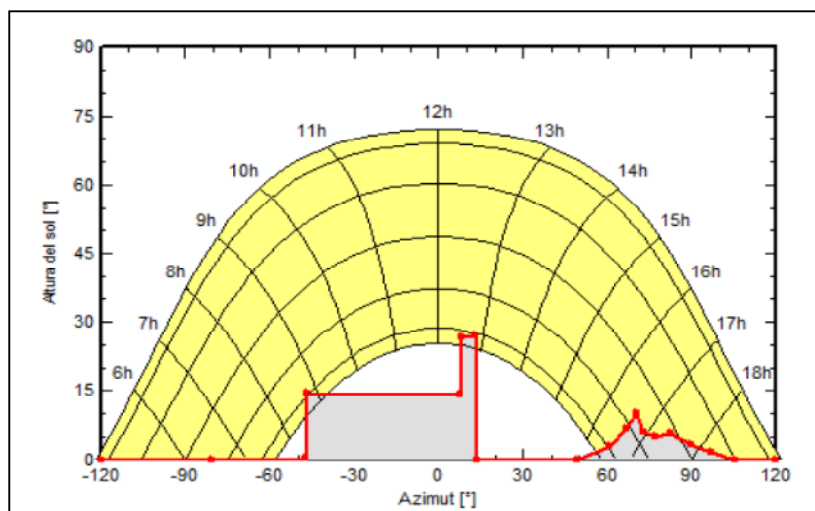


Figura 3.19 Edificio y cordillera en el perfil de obstáculos para Orellana⁹⁹.

Lo que vuelve óptimo al campo Repsol NPF es que cuenta con un espacio abierto de 15000 m² donde se ubicarían los paneles, los árboles más cercanos se encuentran a más de 50m de distancia de los paneles, por lo que no generan pérdidas en la captación de radiación solar.

3.8.4.3 Simulación de Sombras Cercanas en el Campamento REPSOL-NPF

En este apartado se puede dibujar la instalación y simular el comportamiento del sol, observando las posibles sombras creadas por los propios paneles o por el horizonte. La trayectoria del sol se pinta con una línea entre cortada roja y los objetos cambian su color aclarándose u obscureciéndose según la luz o sombra sobre ellos.

La recreación de la ubicación de los paneles, para el campo REPSOL NPF, está dibujada acorde a sus coordenadas geográficas y objetos existentes.

Los resultados revelan que la trayectoria del sol cambia de acuerdo al día del año en el que nos encontremos, de forma general, en los meses de invierno la trayectoria del sol cae sobre el hemisferio Sur y en los meses de verano cae en el hemisferio Norte de la tierra.

⁹⁹ PVSyst, Edificio y cordillera en el perfil de obstáculos para Orellana.

Las siguientes gráficas muestran la simulación durante Enero, que es un mes de invierno.

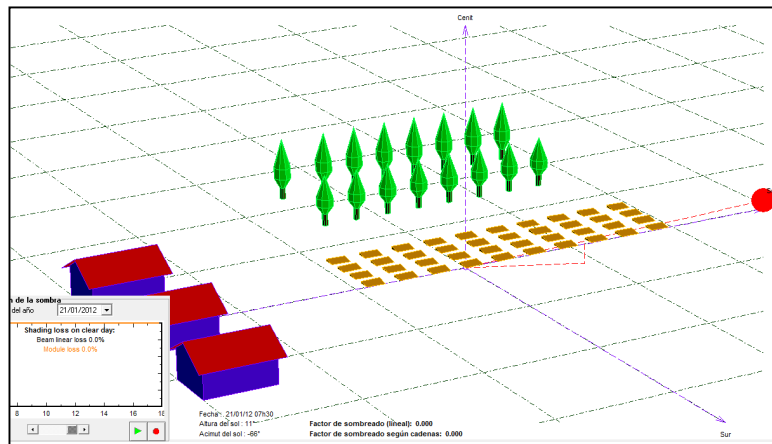


Figura 3.20 Trayectoria del sol y sombra proyectada a las 7:30¹⁰⁰.

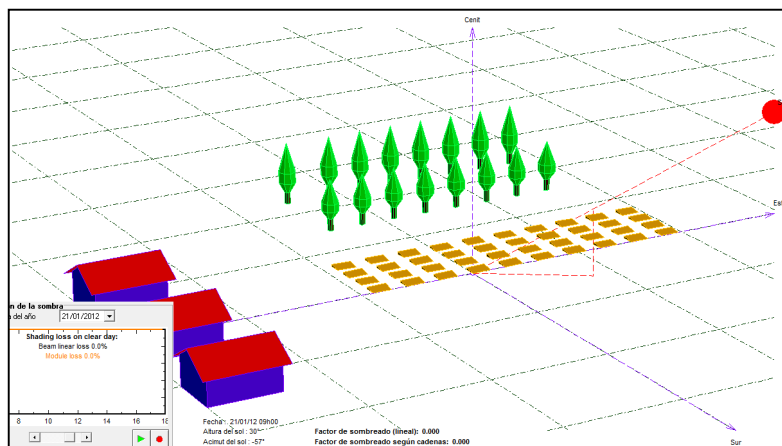


Figura 3.21 Trayectoria del sol y sombra proyectada a las 9:00¹⁰¹.

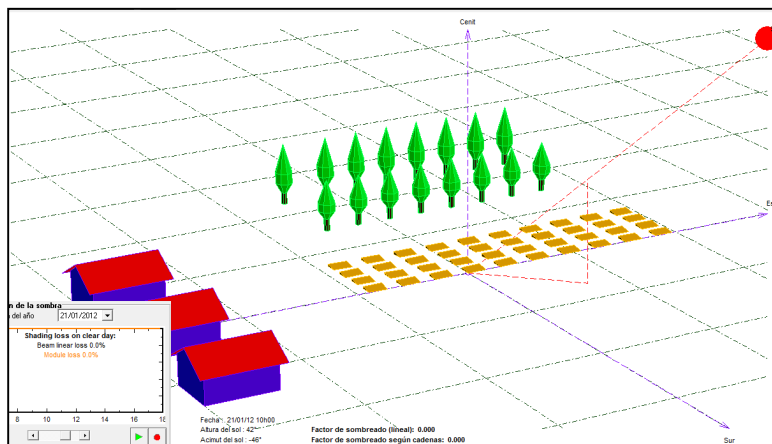


Figura 3.22 Trayectoria del sol y sombra proyectada a las 10:00¹⁰².

¹⁰⁰ PVSyst, Simulación de la trayectoria solar.

¹⁰¹ Idem 100.

¹⁰² Idem 100.

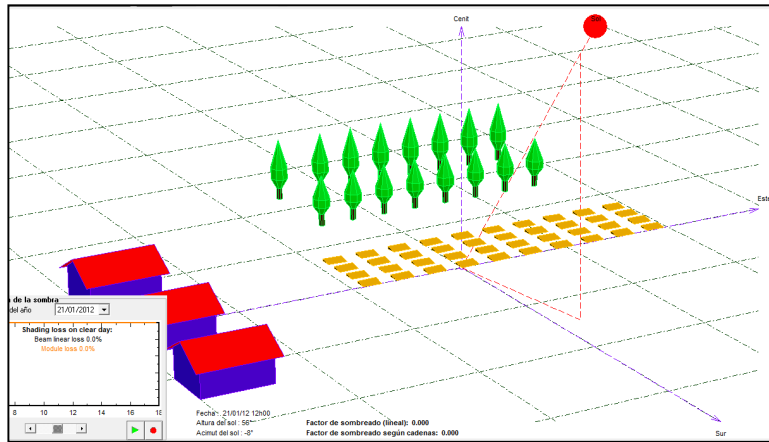


Figura 3.23 Trayectoria del sol y sombra proyectada a las 12:00¹⁰³.

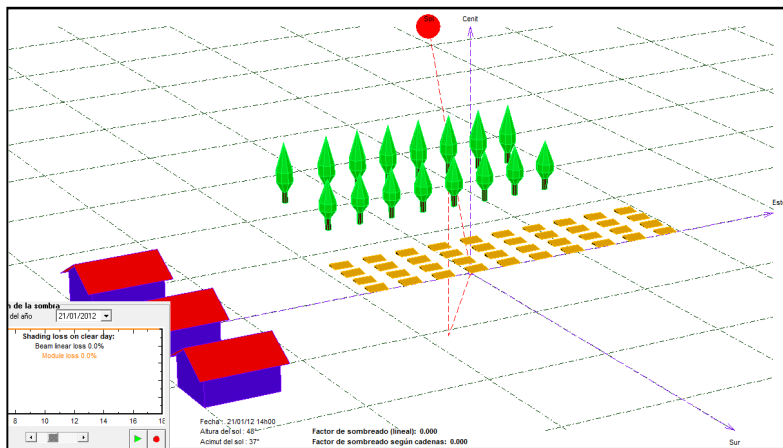


Figura 3.24 Trayectoria del sol y sombra proyectada a las 14:00¹⁰⁴.

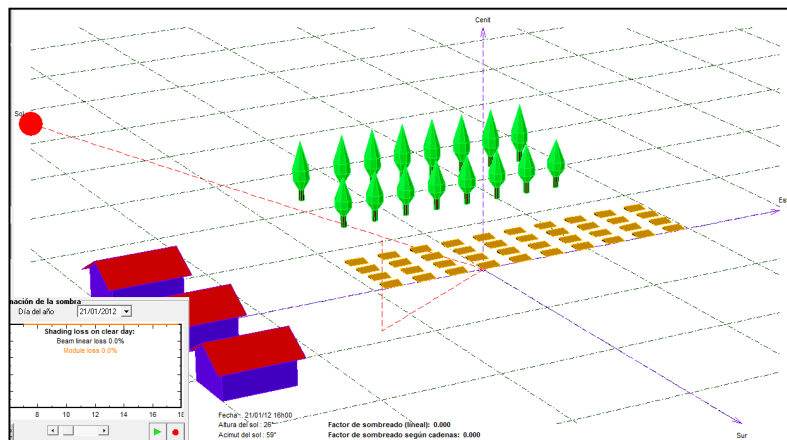


Figura 3.25 Trayectoria del sol y sombra proyectada a las 16:00¹⁰⁵.

¹⁰³ PVsyst, Simulación de la trayectoria solar.

¹⁰⁴ Idem 103.

¹⁰⁵ Idem 103.

Las siguientes gráficas muestran la simulación durante Agosto, que es un mes de verano.

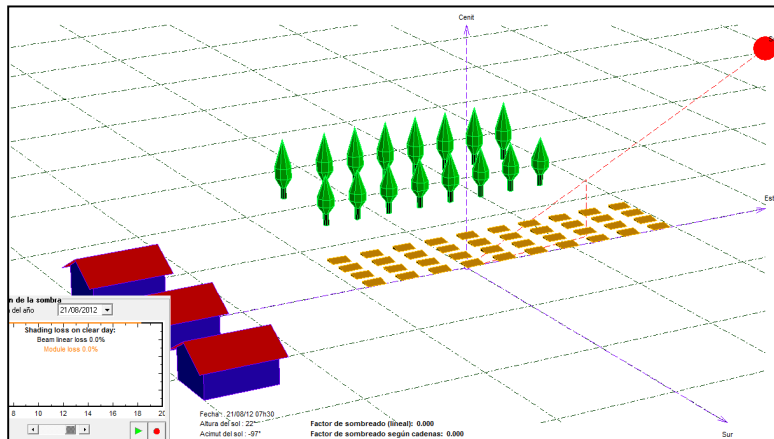


Figura 3.26 Trayectoria del sol y sombra proyectada a las 7:30¹⁰⁶.

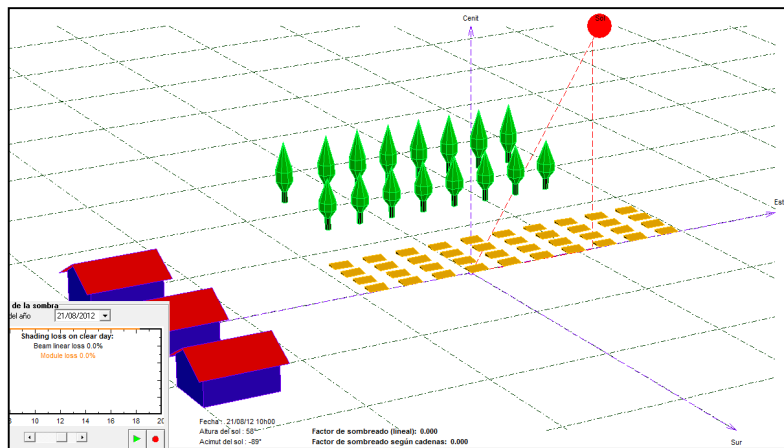


Figura 3.27 Trayectoria del sol y sombra proyectada a las 10:00¹⁰⁷.

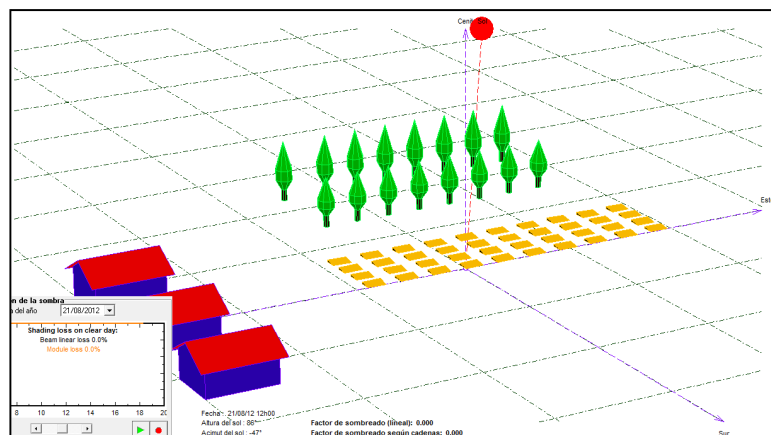


Figura 3.28 Trayectoria del sol y sombra proyectada a las 12:00¹⁰⁸.

¹⁰⁶ PVsyst, Simulación de la trayectoria solar.

¹⁰⁷ Idem 106.

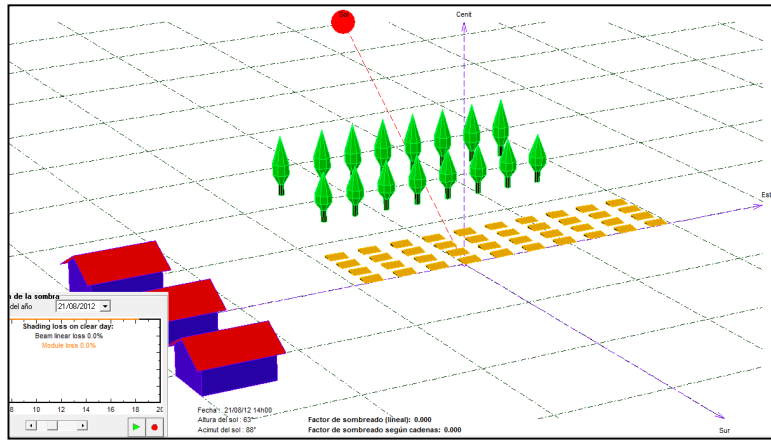


Figura 3.29 Trayectoria del sol y sombra proyectada a las 14:00¹⁰⁹.

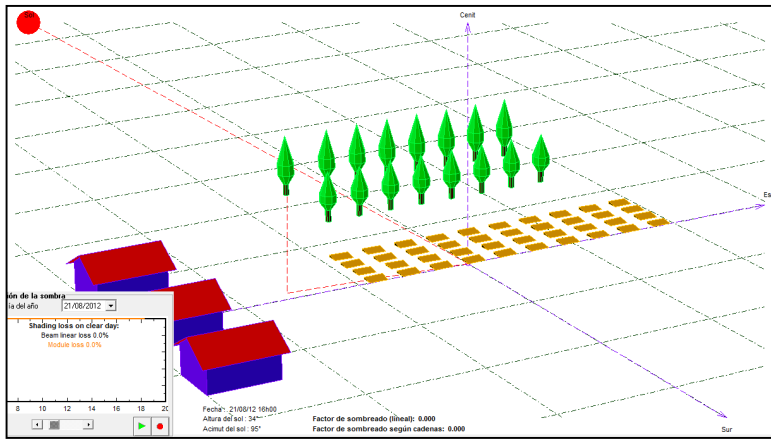


Figura 3.30 Trayectoria del sol y sombra proyectada a las 16:00¹¹⁰.

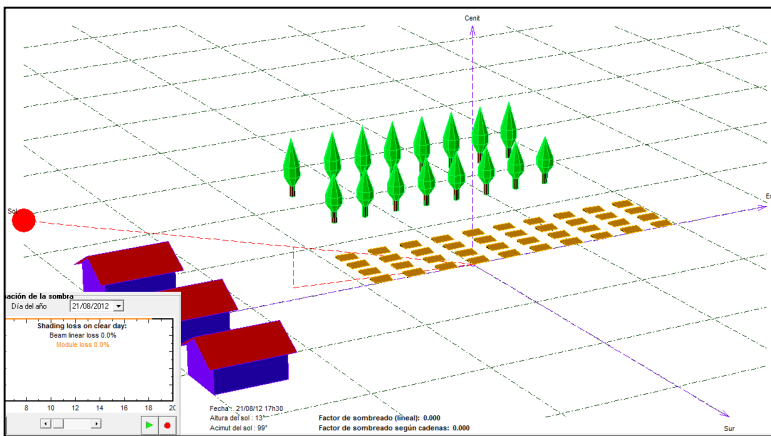


Figura 3.31 Trayectoria del sol y sombra proyectada a las 17:30¹¹¹.

¹⁰⁸ Idem 106.

¹⁰⁹ PVSyst, Simulación de la trayectoria solar.

¹¹⁰ Idem 109.

¹¹¹ Idem 109.

3.8.4.4 Simulación con los datos reales del Sistema Fotovoltaico

Esta herramienta permite ingresar y seleccionar los datos de los inversores, las baterías y los paneles, la disposición de la matriz de paneles según el número de módulos en serie y en paralelo, entre otros datos. Los datos a ingresar son: Potencia nominal del sistema 35000W, Energía diaria 540723 Wh/día, Potencia de cada panel 250W, Potencia de cada inversor 5000W, Baterías de 220Ah, cuyos resultados se muestran en las siguientes figuras.

Configuración global sistema		Resumen sistema global	
1	N° de tipos de sub-campos	N° de módulos	420
		Potencia nominal FV	35.0 kWp
		Superficie módulos	807 m²
		N° de inversores	7
		Potencia máxima FV	35.0 kWdc
		Potencia nominal CA	30.0 kWac

Sistema Homogéneo	
Ayuda al Dimensionado	
<input type="radio"/> No Sizing	Entrar Pnom deseada <input type="text" value="35"/> kWp, ... o superficie disponible <input type="text" value="269"/> m²
Selección del módulo FV	
Lista módulos por: <input checked="" type="radio"/> Potencia	<input type="radio"/> Tecnología <input type="radio"/> Fabricante
250 Wp 30V Si-poly SL280CE-36P250 Ningbo Qixin Solar Photon Maq. 20C	
Módulos aprox. necesarios	420
Tensiones de dimensionado (C)	29.7 V
Voc (10°C)	45.7 V
Selección del inversor	
Lista inversores por: <input checked="" type="radio"/> Potencia	<input type="radio"/> Tensión (máx) <input type="radio"/> Fabricante
5.0 kW 150 - 450 V 50/60 Hz Solar Inverter SOLIVIA 5.0 AP G3 Delta Energy	
N° de inversores	7
Tensión Funciona.:	150-450 V
Tensión máx de entrada:	540 V
Pglobal inversor	35.0 kWac
Inversor Amo/Esla	1 Esclavo
Diseño del generador FV	
N° de módulos y cadenas	
Mód. en serie	14 <input type="checkbox"/> entre 6 y 11
N° de cadenas	30 <input checked="" type="checkbox"/> única posibilidad 30
Perdida sobrecarg.	0.0 %
Relación Pnom	1.00
N° módulos	420
Superficie	807 m²
Cond. de funcionamiento	
Vmpp (60°C)	297 V
Vmpp (25°C)	356 V
Voc (10°C)	457 V
Irradiancia plano	1126 W/m²
Imp (GMax)	111 A
Isc (GMax)	121 A
Isc (en STC)	106 A
Pmáx en funcionamiento	35.0 kW
Potencia nom generador (S) 35.0 kWp	

Figura 3.32 Ingreso de datos del sistema fotovoltaico¹¹².

¹¹² PVSyst, Ingreso de datos del sistema fotovoltaico.

Daily consumptions			
Number	Power	Mean Daily use	Daily energy
100	Fluorescent lamps 225 W/lamp	24.0 h/day	540000 Wh
0	TV / Magnetoscope / PC 0 W/app.	0.0 h/day	0 Wh
0	Domestic appliances 0 W/app.	0.0 h/day	0 Wh
0	Fridge / Deep-freeze	0.00 kWh/day	0 Wh
0	Dish-washer, Cloth-washer	0.00 kWh/day	0 Wh
	Other uses 0 W tot	0.0 h/day	0 Wh
	Stand-by consumers 0 W tot	24h/day	0 Wh
Total daily energy			540000 Wh/day
Total monthly energy			16200.0 kWh/month

Figura 3.33 Consumo Watios hora al día, para el sistema de iluminación¹¹³.

Presizing help

Av. daily needs : Enter accepted LOL 5.0 % ? Battery (user) voltage 48 V ?


540 kWh/day Enter requested autonomy 1.0 day(s) ? Suggested capacity 12457 Ah


Suggested PV power 213 kWp (nom.)

Select battery set

Sort Batteries by voltage capacity manufacturer

12V 219Ah 3Q14 - Starting Electrona

4 Batteries in serie  Number of batteries 252 Battery pack voltage 48V


63 Batteries in parallel  Global capacity 13797 Ah


Stored energy 662 kWh

Select module(s)

Sort modules by: power technology manufacturer Todos los módulos

250 Wp 30V Si-poly CPS250 P36 CP-Solar Manufacturer 200

2 Modules in serie  Please define the regulator ("Next" button) Array voltage at 50°C 61.3V

210 Modules in parallel  Array current 1495A

420 Modules Array nom. power (STC) 105 kWp

Figura 3.34 Cálculo del arreglo de baterías y paneles fotovoltaicos¹¹⁴.

El programa devuelve el número de baterías, inversores y paneles necesarios, posteriormente, guiados por mensajes del PVSyst, se realiza el arreglo de los paneles y

¹¹³ PVSyst, Consumo para el sistema de iluminación.

¹¹⁴ PVSyst, Arreglo de baterías y paneles fotovoltaicos.

baterías en serie y paralelo. El programa devuelve mensajes de error cuando se dimensiona mal, por ejemplo, si se coloca demasiados módulos en serie y se supera la tensión del inversor, o si el inversor estuviera sobredimensionado.

3.8.4.4.1 Informes generados del Sistema Fotovoltaico REPSOL-NPF

A partir de los datos ingresados y los calculados por el programa, se obtienen los siguientes diagramas, gráficas y tablas de resultados.

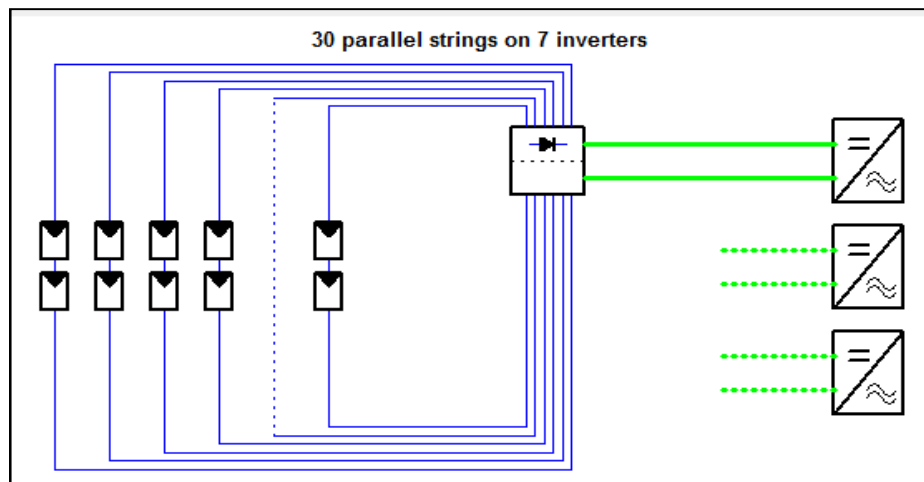


Figura 3.35 Diagrama Unifilar Básico del Sistema Fotovoltaico REPSOL-NPF¹¹⁵.

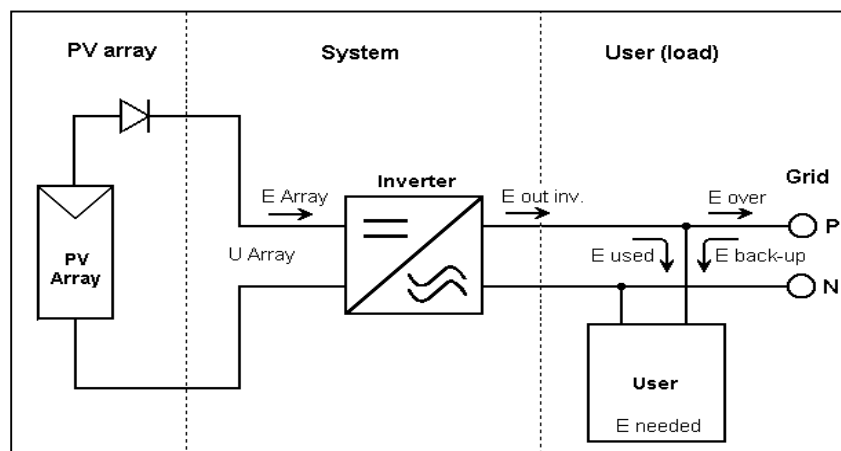


Figura 3.36 Diagrama General de Conexión del Sistema Fotovoltaico¹¹⁶.

¹¹⁵ PVSyst, Diagrama Unifilar Básico del Sistema Fotovoltaico.

¹¹⁶ PVSyst, Diagrama General de Conexión del Sistema Fotovoltaico.

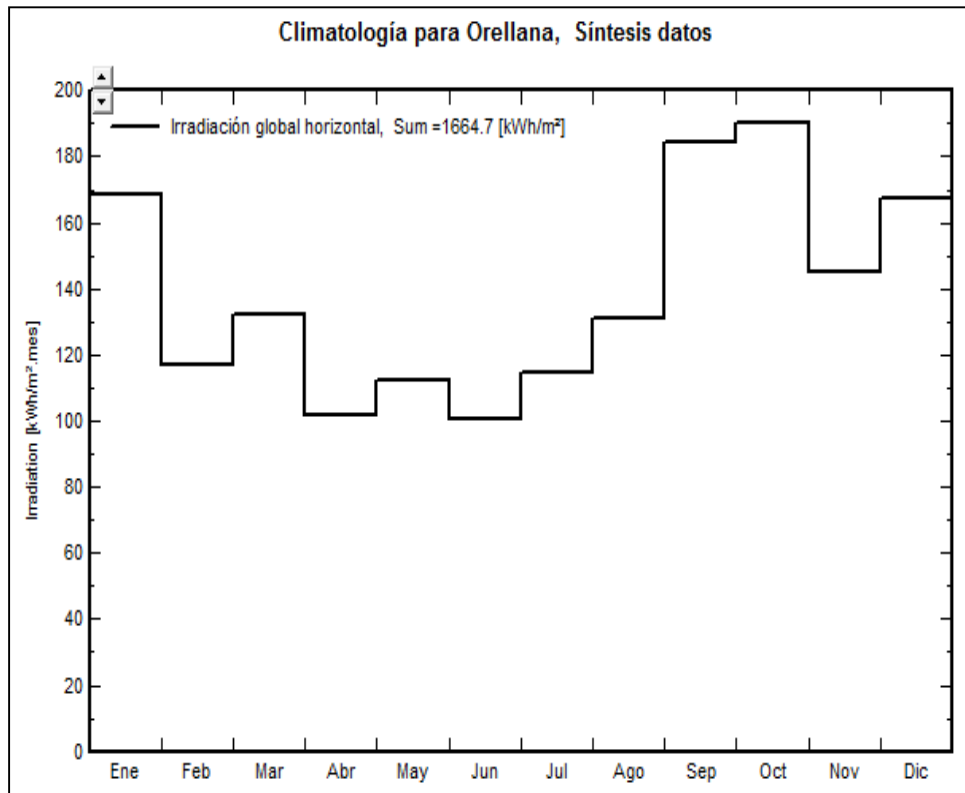


Figura 3.37 Irradiación global mensual Vs. meses del año, Provincia de Orellana¹¹⁷.

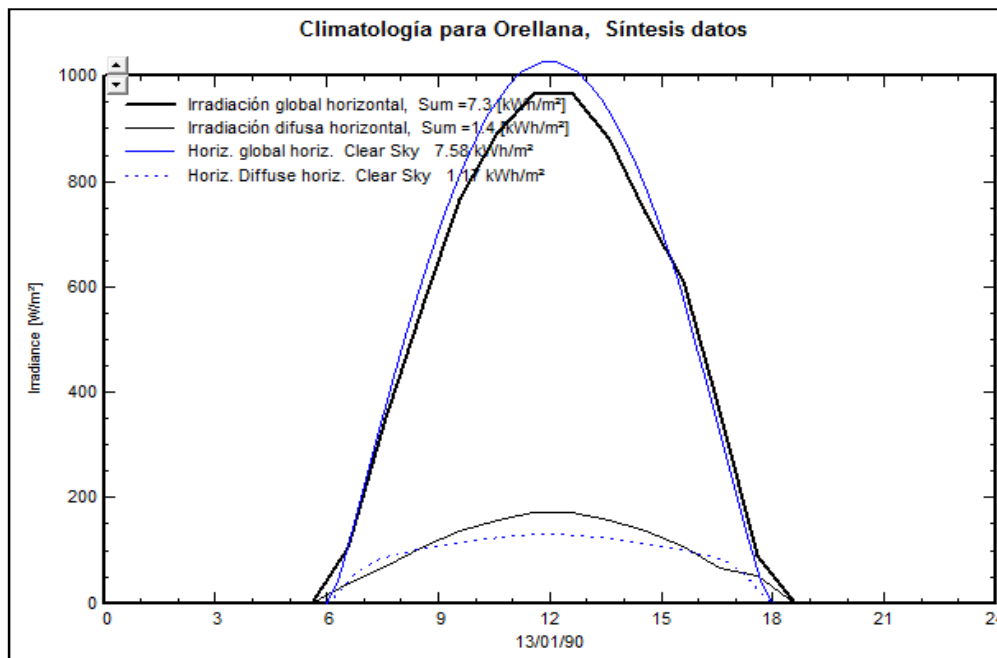


Figura 3.38 Irradiación Vs. horas del día, Provincia de Orellana¹¹⁸.

¹¹⁷ PVSyst, Irradiación global mensual Vs. meses del año.

¹¹⁸ PVSyst, Irradiación Vs. horas del día.

PVSYST V5.55		10/09/12	Página 1/4
Sistema Aislado: Parámetros de la simulación			
Proyecto :	Proyecto Conectado a la Red at Orellana		
Lugar geográfico	Quito	País	Equator
Ubicación	Latitud 0.1°S	Longitud	78.2°W
Hora definido como	Hora Solar	Altitud	2818 m
	Albedo 0.20		
Datos climatológicos :	Orellana, Síntesis datos por hora		
Variante de simulación : Nueva variante de simulación			
	Fecha de simulación	10/09/12 21h25	
Parámetros de la simulación			
Orientación Plano Receptor	Inclinación	10°	Acimut 0°
Características generador FV			
Módulo FV	Si-poly	Modelo CP S250 P36	
		Fabricante CP-Solar	
Número de módulos FV	En serie	2 módulos	En paralelo 210 cadenas
N° total de módulos FV	N° módulos	420	Pnom unitaria 250 Wp
Potencia global generador	Nominal (STC)	105 kWp	En cond. funciona. 91.6 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)	V mpp	61 V	I mpp 1495 A
Superficie total	Superficie módulos	815 m²	Superficie célula 736 m²
Factores de pérdida Generador FV			
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s
⇒ Temp. Opera. Nom. Cél. (G=800 W/m², Tamb=20° C, Viento=1m/s)			TONC 56 °C
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	0.71 mΩm	Fración de Pérdidas 1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fración de Pérdidas 1.5 %
Pérdidas Mismatch Módulos			Fración de Pérdidas 2.0 % en MPP
Efecto de Incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos I - 1)	Parámetro bo 0.05
Parámetro del Sistema	Tipo de sistema	Sistema Aislado	
Batería	Modelo	3Q14 - starting	
	Fabricante	Electrona	
Características del banco de baterías	Tensión	48 V	Capacidad Nominal 13797 Ah
	N° de unidades	4 en serie x 63 en paralelo	
	Temperatura Fijo (20°C)		
Regulador	Modelo	Generic Default with MPPT converter	
	Tecnología	MPPT converter	
Convertidor	Eficiencias Máx. y EU/RO	96.0/94.0 %	
Umbral de Regulación Baterías	Carga	54.7/52.3 V	Descarga 47.0/50.4 V
	Comando de Generador Auxiliar	47.3/51.6 V	
Necesidades de los usuarios :	Cons. domésticos diarios	Constante durante el año	
	media	540 kWh/Día	

Figura 3.39 Informe final 1 de la simulación del sistema fotovoltaico¹¹⁹.

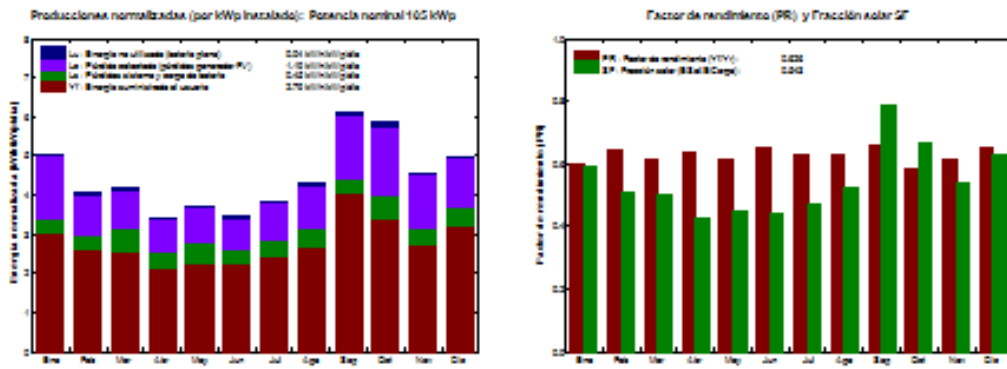
¹¹⁹ PVSystem, Informe final de la simulación del sistema fotovoltaico.

Sistema Aislado: Resultados principales

Proyecto : Proyecto Conectado a la Red at Orellana
Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Aislado		
Orientación Campos FV	Inclinación	10°	acimut	0°
Generador FV	N° de módulos	420	Próm total	165 kWp
Batería	Modelo	3Q14 - Starting	Tecnología	blerta, arranque carro
banco de baterías	N° de unidades	252	Tensión/Capacidad	48 V / 13797 Ah
Necesidades de los usuarios	Cons. domésticos diarios	Constante durante el año	global	197 MWh/año

Resultados principales de la simulación				
Producción del Sistema	Energía disponible	116.7 MWh/año	Produc. específico	1111 kWh/kWp/año
	Energía utilizada	107.1 MWh/año	Exced. (inutilizado)	1.4 MWh/año
Pérdida de carga	Factor de rendimiento (PR)	62.6 %	Fración solar SF	54.3 %
	Fración de tiempo	45.2 %	Energía faltante	90.0 MWh/año



**Nueva variante de simulación
Balances y resultados principales**

	GlobHor kWh/m²	GlobEff kWh/m²	E Avail MWh	EUnused MWh	E Miss MWh	E User MWh	E Load MWh	SolFrac
Enero	168.3	150.0	10.44	0.003	6.868	9.87	16.74	0.590
Febrero	117.2	108.8	8.14	0.051	7.481	7.64	15.12	0.505
Marzo	132.4	125.9	9.66	0.190	8.322	8.42	16.74	0.503
Abril	101.5	98.1	7.45	0.050	9.358	6.84	16.20	0.422
Mayo	112.5	111.7	8.36	0.063	9.288	7.45	16.74	0.445
Junio	100.4	100.1	7.70	0.174	9.112	7.09	16.20	0.438
Julio	114.9	114.8	8.65	0.009	8.882	7.88	16.74	0.469
Agosto	130.8	128.9	9.68	0.162	7.917	8.82	16.74	0.527
Septiembre	184.2	178.2	13.47	0.291	3.484	12.72	16.20	0.785
Octubre	190.0	178.7	12.73	0.438	5.594	11.15	16.74	0.666
Noviembre	145.1	130.8	9.16	0.004	7.470	8.73	16.20	0.539
Diciembre	167.4	147.9	11.24	0.002	6.234	10.51	16.74	0.628
Año	1664.7	1571.7	116.69	1.427	90.010	107.09	197.10	0.543

Legendas:
 GlobHor: Irradiación global horizontal
 GlobEff: Global efectivo, corr. para IAM y sombreado
 E Avail: Energía Solar Disponible
 EUnused: Pérdida de energía no utilizada (batería plena)
 E Miss: Energía faltante
 E User: Energía suministrada al usuario
 E Load: Necesidad de energía del usuario (Carga)
 SolFrac: Fracción solar (EUtilizada/ECarga)

Figura 3.40 Informe final 2 de la simulación del sistema fotovoltaico¹²⁰.

¹²⁰ PVSystem, Informe final de la simulación del sistema fotovoltaico.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

El análisis de resultados permitirá determinar si el proyecto: Sistema Solar Fotovoltaico, para el sistema de iluminación, en el Campo REPSOL-NPF, es factible de realizar o no.

En el estudio de factibilidad se debe tomar en cuenta el cumplimiento de los objetivos, alcances y restricciones del sistema a implementar y principalmente busca las factibilidades: técnica, económica, organizacional, de tiempo y ambiental.

La factibilidad técnica indica si se dispone de los conocimientos en el manejo de los procedimientos y funciones requeridas para la implantación del proyecto, y si se dispone de la tecnología, equipos y herramientas para llevarlo a cabo. La factibilidad económica estudia la relación Costo-Beneficio del proyecto, es decir, si se dispone del capital en efectivo o de los créditos de financiamiento necesario para invertir en el desarrollo del proyecto. La factibilidad de tiempo analiza si es posible el cumplimiento de los plazos de desarrollo del proyecto, tomando en cuenta los posibles retrasos e imprevistos. La factibilidad ambiental se refiere al respeto al medio ambiente y los seres vivos que habitan el lugar donde se va a implementar el proyecto, evitando sobreexplotación o mal uso de los recursos para mantener el equilibrio medio ambiental.

Para cada solución factible se debe presentar una planificación preliminar con sus respectivos respaldos, para ser entregados a la gerencia.

4.1 RESULTADOS TÉCNICOS DEL PROYECTO

Para el análisis de la factibilidad económica se estudiará el costo total del proyecto, es decir, los materiales y mano de obra que se necesita para desarrollar el proyecto. Además de calculará el costo anual que paga REPSOL-NPF, por la generación de energía eléctrica a base de generadores a diesel, esto es, piezas para mantenimiento de los generadores, mano de obra, multas por contaminación, etc.

4.1.1 Presupuesto del proyecto

El presente presupuesto muestra valores reales en cuanto a cantidades de material y mano de obra y precios actuales de los diferentes distribuidores seleccionados.

Las características eléctricas y mecánicas, así como la cantidad de cada equipo a instalar, fueron calculadas en función de los requerimientos de diseño para el sistema fotovoltaico del Campo REPSOL-NPF. Las cantidades de cable, bandeja y tubería se calcularon con medidas tomadas en el sitio a instalar y guardando una reserva de las mismas. El costo de mano de obra fue calculado de acuerdo a las horas/hombre actuales, tanto para supervisor eléctrico, eléctricos tipo A y ayudantes. En el presupuesto se tomó en cuenta las pruebas de funcionamiento, comisionado del sistema y puesta en marcha del mismo.

La Tabla 4.1 muestra este presupuesto y cada uno de sus rubros.

Tabla 4.1 Presupuesto Sistema Fotovoltaico REPSOL-NPF¹²¹.

Item	Rubro	Unidad	Cantidad	Costo Unitario (USD)			Costo Total (USD)
				Material	Equipo, mano de obra	Total	
1	Panel solar policristalino, TALESUN TP660M, Modelo 250. Pn= 250W, Vmp= 30,1, Imp= 8,31. Incluye accesorios para montaje, soporte y conexión.	u	420	275	30,83	305,83	128447,55
2	Baterías de plomo ácido, EXIDE, Modelo YS12-220, 12.8 V, 220Ah.	u	252	305	5,97	310,97	78363,18
3	Inversor QMAX, serie SM, tipo QM-1824SN-C. Pmax. 500W, V entrada 12-24-48VDC, V salida 110-120VAC.	u	7	475	10,85	485,85	3400,93
4	Controlador de carga solar, SCHNEIDER, Modelo XW-MPPT60-150 V campo 12-60 VDC, V cc 110-150VDC	u	70	456	10,49	466,49	32654,30
5	Cable OKONITE armado # 7AWG, 3 conductores, flexible, Okotherm CIC 600	m	448	6,15	2,5	8,65	3875,20
6	Cable OKONITE armado # 14 AWG, 3 conductores, flexible, Okotherm CIC 600	m	70	3,61	2,2	5,81	406,70
7	Cable OKONITE # 10AWG, 3 conductores, flexible, Okotherm CIC 600	m	70	3,07	2,2	5,27	368,90
8	Cable OKONITE # 18AWG, 1 par, flexible, Okotherm CIC 600	m	21	3,26	2,2	5,46	114,66
9	Cable OKONITE # 7AWG, 3 conductores, flexible, Okotherm CIC 600	m	105	6,15	2,5	8,65	908,25
10	Cable OKONITE # 6AWG, 3 conductores, flexible, Okotherm CIC 600	m	75	5,5	2,5	8	600,00
11	Bandeja para tendido de cable, 6m . Incluye: codos y uniones.	m	175	2,5	2,3	4,8	840,00
12	Tubería rígida EMT 3/4", 4m . Incluye: codos y uniones.	m	145	2,18	3,50	5,68	822,88

¹²¹ Presupuesto Sistema Fotovoltaico, elaborado por la Autora.

Item	Rubro	Unidad	Cantidad	Costo Unitario (USD)			Costo Total (USD)
				Material	Equipo, mano de obra	Total	
13	Interruptor termo magnético, SIEMENS, MDDB 60Aac, caja moldeada	u	1	153	12	165	165,00
14	Interruptor termo magnético, SIEMENS, tipo JXD6-400Aac bipolar, caja moldeada	u	1	850	15	865	865,00
15	Fusibles WEG, Tipo NH-aR, FNH00-63K-A	u	4	79,8	8	87,8	351,20
16	Fusibles WEG, Tipo NH-aR, FNH1-400K-A	u	1	131,4	10	141,4	141,40
17	Interruptor de corriente continua, FATECH, SPD tipo 2, 60Adc.	u	1	116,5	8	124,5	124,50
18	Repisa de hierro forjado, 2 pisos, 400x50x55 cm, fabricación INTRONICA Para banco de baterías	u	10	290	50,28	340,28	3402,75
19	Rack, 80 x 80 x 50 cm, 3 pisos. Para reguladores e inversor	u	7	320	62,74	382,74	2679,15
20	Pruebas de puesta en marcha.	u	1	0	1000	1000	1000,00
21	Fungibles, conectores, terminales, cripadoras, marquillas, etc.	u	1	468	0	468	468,00
						TOTAL	260000

La inversión total del proyecto asciende a $Inv_t = 260.000$ USD (doscientos sesenta mil dólares). Siendo, la inversión de los materiales $Inv_{mat} = 239885$ USD, y la inversión de la mano de obra $Inv_{mdo} = 20114$ USD.

Para la realización de este proyecto se prevé una inversión inicial que cubra el costo del rubro de materiales y según transcurra la instalación el pago de la mano de obra.

4.1.2 Costo actual del suministro de Energía Eléctrica para el Campo REPSOL-NPF, para los circuitos de iluminación residencial e industrial

De los cálculos ya realizados se conoce que la demanda del sistema de iluminación en el Campo NPF es de 34712W, con un Consumo Energético diario de 483609,6 Wh/día. Entonces, el Consumo Energético anual se calcula con la ecuación 4.1:

$$Ed \text{ anual} = Ed * \frac{365 \text{ días}}{\text{año}} * \frac{1KW}{1000W} \quad \text{ec. 4.1}$$

Donde:

Ed, Consumo Energético diario

Ed anual, Consumo Energético anual

$$Ed \text{ anual} = \frac{483609,6 \text{ Wh}}{\text{día}} * \frac{365 \text{ días}}{\text{año}} * \frac{1KW}{1000W} = 176517,5 \text{ KWh}$$

Para el abastecimiento del alumbrado eléctrico, el Campo REPSOL-NPF cuenta con generadores a Diesel, marca WAUKESHA y WARTZILA, dado que el costo de consumo de diesel, en las 4 unidades de generación es de 0,24 USD/KWh, se obtiene:

$$\text{Costo anual generación a diesel} = 176517,5 \text{ KWh} * \frac{0,24USD}{KWh} = 42364,20 \text{ USD} \quad \text{ec. 4.2}$$

Es decir, el costo anual del sistema de iluminación residencial e industrial del Campo REPSOL-NPF, por generación a diesel asciende a “42364,20 USD al año”¹²².

La inversión anual en el mantenimiento de los 4 generadores a diesel, asciende actualmente a más de 7200 USD, sin embargo, cuando el problema no se soluciona con el mantenimiento preventivo mensual, sino que se requiere de repuestos o de técnicos de mayor experiencia, se deben sumar rubros entre los 3000 a 6000 USD.

¹²² REPSOL-NPF, Tarifas de consumo eléctrico proporcionadas por el Departamento Eléctrico.

4.2 FINANCIAMIENTO DEL PROYECTO

Para el financiamiento del Sistema Solar Fotovoltaico para el Campamento REPSOL-NPF, se acudirá al autofinanciamiento por parte de REPSOL, préstamos bancarios, apoyo del sector eléctrico ecuatoriano e incentivos por la disminución de emisiones de gases tóxicos como dióxido de carbono.

El análisis financiero tiene como objeto recuperar la inversión que realizará REPSOL y pagar el total del préstamo bancario, en 5 años.

Entre los mecanismos de apoyo que se identifican en el tema de financiamiento para las energías renovables en el Ecuador, se pueden citar los siguientes:

4.2.1 Incentivos Tributarios

En la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, el Estado Ecuatoriano se compromete a fomentar el desarrollo y uso de los recursos energéticos no convencionales, para lo cual en su Capítulo XI, Artículo 67, se incluyen ciertas ventajas arancelarias, así como exoneraciones del Impuesto a la Renta, para incentivar la producción energética basada en energía renovable como solar, eólica, geotérmica, biomasa, etc.

Sin embargo, son pocos los proyectos que se han beneficiado de lo estipulado en los articulados de esta Ley, seguramente por desconocimiento del sector privado o de los desarrolladores/promotores de proyectos de este beneficio [\[17\]](#).

Para acceder a la exoneración del impuesto a la renta, la empresa o industria debe cumplir con ciertas leyes a nivel de cuidado ambiental y apoyo social, además debe presentar documentos que certifican el cumplimiento de las leyes del Sector Eléctrico Ecuatoriano.

Para acceder a este incentivo, REPSOL-YPF, debería presentar el plan y manuales de calidad y planes de responsabilidad socio-cultural a favor de las comunidades del sector.

Dado que el costo de los materiales es de $\text{Inv mat} = 239885 \text{ USD}$, el impuesto a la renta es de $28786,26 \text{ USD}$, sin embargo, no se tomará en cuenta esta exoneración en los cálculos.

4.2.2 Mecanismo de Desarrollo Limpio

El Protocolo de Kyoto, del cual el Ecuador es signatario, tiene como una de sus alternativas para la protección ambiental a nivel mundial al Mecanismo de Desarrollo Limpio MDL, herramienta que permite el comercio de certificados de reducción de emisiones contaminantes o de Gases de Efecto Invernadero GEI.

A través de este mecanismo los países en vías de desarrollo, como el Ecuador, pueden ejecutar proyectos que evitan emisiones de GEI. Estos proyectos una vez certificados, además de colaborar en la reducción de emisiones de GEI, tienen un beneficio económico ya que se generan certificados de reducción de emisiones CRE's, que son negociables en el mercado internacional del carbono, ayudando a mejorar los índices financieros del proyecto como el VAN (Valor Actual Neto) y el TIR (Tasa Interna de Retorno) [\[18\]](#).

El Ecuador tiene registrados en la entidad ejecutora del MDL, dentro de la Comisión Marco de Cambio Climático de las Naciones Unidas – CMCCNNUU, 16 proyectos MDL, de los cuales siete (44%) son proyectos hidroeléctricos, cuatro (25%) son proyectos de biogás (que evitan la propagación de metano en la atmósfera, generado por la fermentación de residuos orgánicos), uno es de co-generación utilizando biomasa como combustible (bagazo), dos son de rellenos sanitarios y evita la propagación de metano de la basura, uno

es de generación de electricidad con aerogeneradores y uno para evitar generación de metano.

El monto que se recibe por la negociación de los certificados CRE's sirve para que el dueño del proyecto pueda completar el balance financiero de la iniciativa y ayudar al punto de equilibrio financiero, haciéndole rentable y viable a la iniciativa [\[18\]](#).

4.2.3 Mecanismos de Financiamiento Convencionales

La mayoría de proyectos de generación de energía con fuentes renovables son desarrollados por entidades del Gobierno, como parte de su política de ampliación de la cobertura energética, financiamiento de los proyectos prioritarios y protección del medio ambiente.

Sin embargo, existen algunas iniciativas privadas para la generación de energía, la cual es utilizada por las mismas empresas privadas. Para este tipo de proyectos se han utilizado mecanismos de financiamiento convencionales: fondos propios y préstamos bancarios.

4.2.3.1 Cooperación financiera no reembolsable

Este mecanismo es el utilizado en la implementación de proyectos que buscan incrementar el suministro de energía, por medio de Convenios de Cooperación Bilateral, que son establecidos entre el Gobierno Nacional y el Organismo Multilateral o el País Cooperante.

Por ejemplo, la Comisión Europea para la ejecución del Programa EuroSolar desarrollado por el MEER, cuyo objetivo fue la electrificación de centros educativos con sistemas fotovoltaicos y de centros comunitarios para la instalación de centros de Internet y salud en comunidades aisladas de las Provincias de Esmeraldas, Guayas, Orellana, Sucumbíos,

Napo, Pastaza y Morona Santiago. Con estos beneficios, el proyecto confirma su contribución al desarrollo sostenible, tanto a nivel económico, social y ambiental [19].

4.2.3.2 Préstamo Bancario del BIESS

El procedimiento y los requisitos para obtener el financiamiento del BIESS son los siguientes: presentar un estudio de viabilidad económica de la iniciativa y el compromiso de financiamiento de la contraparte, el cual normalmente es la Empresa encargada del proyecto o el Estado. Los recursos asignados por el Banco se utilizan para las etapas de construcción y operación de los proyectos.

Hasta hace un año (Junio 2011) se aprobó la asignación de recursos para generación de electricidad aprovechando recursos térmicos para la Central Térmica Quevedo con 100MW y Central Térmica Santa Elena con 90MW y se está gestionando por parte de CELEC EP la aprobación de recursos para la construcción de la Central Eólica de Villonaco en Loja [20].

En las centrales térmicas antes mencionadas, el BIESS financia el 60% de la inversión total requerida y cobra una tasa de interés del 7.5% a un plazo de 12 años, contados a partir de la operación comercial de las centrales [21].

En el caso de generación de electricidad, el préstamo se recupera por medio de la tarifa que se cobrará a los usuarios de la electricidad, por lo que se requiere de la aprobación del CONELEC. Estas condiciones económicas son ventajosas tanto para el inversionista como para las empresas energéticas, entre otros.

4.2.3.3 Préstamo bancario y financiamiento propio

Otro mecanismo que debe ser destacado, para el caso de la empresa privada, es el préstamo realizado por el sistema bancario combinado con los recursos propios, para financiar la construcción y operación de centrales de generación, cuyos productos son utilizados en el proceso productivo.

Un ejemplo concreto del uso de este mecanismo es el Proyecto de Cogeneración para la fabricación de Contrachapados de Madera, implementado por ENDESA, utilizando residuos de madera, es decir, biomasa. Este proyecto utiliza como materia prima los residuos que previamente al proyecto eran considerados basura y eran desechados y quemados, causando gran contaminación al ambiente.

El préstamo bancario cubre total o parcialmente la inversión total, dependiendo del requerimiento de la empresa y por lo general a 5 años plazo.

4.2.4 Cálculo del préstamo bancario e inversión por parte de REPSOL-YPF

La inversión que deberá asumir REPSOL-NPF corresponde a $Inv t = 260000 USD$.

De este costo, el autofinanciamiento de REPSOL será del 30%, y el 70% será financiado mediante un préstamo bancario.

$$Inv Repsol = Inv t * 30 \% \quad \text{ec 4.3}$$

$$Préstamo = Inv t * 70 \% \quad \text{ec 4.4}$$

Donde:

Inv Repsol, inversión inicial que aportará REPSOL-NPF.

Préstamo, monto a solicitar al BIESS, al 7,5% de interés anual, a 5 años plazo.

Entonces:

$$Inv REPSOL = 260000 * 30 \% = 78000 USD$$

$$Préstamo = 260000 * 70 \% = 182000 USD$$

4.2.5 Emisiones de gases de efecto invernadero GEI, en el Campo REPSOL-NPF

Los gases de efecto invernadero GEI, se refieren al CO₂ equivalente, que incluye los seis gases de efecto invernadero recogidos en el Protocolo de Kyoto: dióxido de carbono CO₂, metano CH₄, óxido de nitrógeno N₂O, hidrofluorocarburos HFC, perfluorocarburos PFC y hexafluoruro de azufre SF₆ [22].

Un concepto utilizado es la “huella de carbono”, que describe el impacto total que una organización tiene sobre el clima a raíz de la emisión de GEI a la atmósfera. Por lo que se debe utilizar un protocolo de estimación y contabilidad de emisiones de GEI, bajo las normas ISO 14064, parte 11, e ISO 14069.

Los siguientes cálculos permiten estimar las emisiones de GEI en las diferentes actividades asociadas a un determinado proceso, y de esta forma implantar una acción de mitigación y reducción de emisiones de GEI.

Para calcular las emisiones asociadas a la generación eléctrica, debe aplicarse la ecuación 4.5, que emplea el factor “Mix eléctrico” de emisión de CO₂, que equivale a 0,267 kgr de CO₂/KWh, como se muestra:

$$CO_2 = Ed\ anual \frac{KWh}{año} * 0,267kgr\ de \frac{CO_2}{KWh} \quad ec. 4.5^{123}$$

¹²³ Guía práctica para el cálculo de emisiones de gases con efecto invernadero, 2012.

$$CO_2 = 176517,5 \frac{KWh}{año} * 0,267kgr \text{ de } \frac{CO_2}{KWh}$$

$$CO_2 = 47130,2 \text{ kgr de } CO_2$$

$$CO_2 = 47,130 \text{ ton de } CO_2$$

Un certificado de reducción de emisiones CRE's, equivale a una tonelada métrica de CO₂ que no fue emitido a la atmósfera, y son negociables en el mercado internacional del carbono. Los CRE's son otorgados en una cuenta electrónica a favor de los desarrolladores de los proyectos, una vez que se ha certificado la reducción de Emisiones.

La generación de CRE's requiere del cumplimiento de los requisitos establecidos por la Junta Ejecutiva del MDL, el análisis de la metodología y la verificación del proyecto.

El costo de cada tonelada de CO₂ fluctúa anualmente, estando actualmente alrededor de 30,20 USD, la ecuación 4.6 sirve para calcular el costo total de CO₂.

$$\text{Costo } CO_2 = CO_2 * \$/\text{ton de } CO_2 \quad \text{ec. 4.6}^{124}$$

$$\text{Costo } CO_2 = 47,130 \text{ ton de } CO_2 * 30,20\$/\text{ton de } CO_2$$

$$\text{Costo } CO_2 = 1423,33 \text{ } \$/\text{año}$$

4.3 RESULTADOS FINANCIEROS DEL PROYECTO

Tras conocer el costo de la inversión y las formas de financiamiento a las que REPSOL puede acceder, se puede conocer la Relación Costo-Beneficio, según los resultados del flujo de caja y conocer el tiempo en que se logrará recuperar la inversión y pagar el préstamo Bancario.

¹²⁴ Guía práctica para el cálculo de emisiones de gases con efecto invernadero, 2012.

4.3.1 Flujos Financieros

Los Flujos Financieros, también llamados Flujos de caja, deben mostrar los ingresos y los egresos reales de dinero, para poder establecer el saldo en cada periodo y el saldo total acumulado, que puede generar una persona o una empresa.

El Flujo 0 (cero), corresponde a las inversiones previas al proyecto y los préstamos con los que se contará para la ejecución del mismo. A partir del Flujo 1, se considerarán todos los ingresos y egresos que el proyecto vaya generando.

La Tabla 4.3 muestra el cálculo del flujo de caja para el Proyecto del Sistema Solar Fotovoltaico, para el Campo REPSOL-NPF, en el cual se desglosa todos los ingresos y egresos de dinero que se tendrán durante 25 años a partir de la inversión inicial.

4.3.1.1 Inversiones y Préstamo

REPSOL invertirá como cuota inicial y única 78000 USD y los restantes 182000 USD serán financiados con un préstamo bancario mediante convenios entre el BIESS-MEER-Cooperativa de Fomento, al 7,5% de tasa de interés anual, que se pagará en 60 cuotas mensuales (5 años), a partir de finalizado el tercer mes del proyecto, es decir, cuando esté en su estado “comercial” como lo establece el convenio.

La tabla 4.2 muestra la tabla de amortización de dicho préstamo bancario.

Tabla 4.2 *Tabla de amortización, préstamo bancario*¹²⁵.

TABLA DE AMORTIZACION DEL PRESTAMO BANCARIO					
Monto		182.000	PAGOS TOTALES		
Años plazo		5	Préstamo Inicial		182.000,00
Comisión de apertura		0,00%	Interés acumulado		36.814,40
Interés nominal anual		7,50%	Total a pagar		218.814,40
Frecuencia de las cuotas		mensual	Tipo de amortización		Cuotas fija mensuales
Meses	Cuota mensual	Intereses	Amortización	Amortización acumulada	Saldo pendiente
0					182.000,00
1	3.646,91	1.137,50	2509,41	2.509,41	179.490,59
2	3.646,91	1.121,82	2525,09	5.034,50	176.965,50
3	3.646,91	1.106,03	2540,87	7.575,37	174.424,63
4	3.646,91	1.090,15	2556,75	10.132,12	171.867,88
5	3.646,91	1.074,17	2572,73	12.704,85	169.295,15
6	3.646,91	1.058,09	2588,81	15.293,67	166.706,33
7	3.646,91	1.041,91	2604,99	17.898,66	164.101,34
8	3.646,91	1.025,63	2621,27	20.519,93	161.480,07
9	3.646,91	1.009,25	2637,66	23.157,59	158.842,41
10	3.646,91	992,77	2654,14	25.811,73	156.188,27
11	3.646,91	976,18	2670,73	28.482,46	153.517,54
12	3.646,91	959,48	2687,42	31.169,88	150.830,12
13	3.646,91	942,69	2704,22	33.874,10	148.125,90
14	3.646,91	925,79	2721,12	36.595,22	145.404,78
15	3.646,91	908,78	2738,13	39.333,35	142.666,65
16	3.646,91	891,67	2755,24	42.088,59	139.911,41
17	3.646,91	874,45	2772,46	44.861,05	137.138,95
18	3.646,91	857,12	2789,79	47.650,83	134.349,17
19	3.646,91	839,68	2807,22	50.458,06	131.541,94
20	3.646,91	822,14	2824,77	53.282,83	128.717,17
21	3.646,91	804,48	2842,42	56.125,25	125.874,75
22	3.646,91	786,72	2860,19	58.985,44	123.014,56
23	3.646,91	768,84	2878,07	61.863,51	120.136,49
24	3.646,91	750,85	2896,05	64.759,56	117.240,44
25	3.646,91	732,75	2914,15	67.673,72	114.326,28

¹²⁵ CNF, Cooperativa Nacional de Fomento, “Índices y tablas de amortización para préstamos bancarios”.

Meses	Cuota mensual	Intereses	Amortización	Amortización acumulada	Saldo pendiente
26	3.646,91	714,54	2932,37	70.606,08	111.393,92
27	3.646,91	696,21	2950,69	73.556,78	108.443,22
28	3.646,91	677,77	2969,14	76.525,91	105.474,09
29	3.646,91	659,21	2987,69	79.513,61	102.486,39
30	3.646,91	640,54	3006,37	82.519,97	99.480,03
31	3.646,91	621,75	3025,16	85.545,13	96.454,87
32	3.646,91	602,84	3044,06	88.589,19	93.410,81
33	3.646,91	583,82	3063,09	91.652,28	90.347,72
34	3.646,91	564,67	3082,23	94.734,52	87.265,48
35	3.646,91	545,41	3101,50	97.836,01	84.163,99
36	3.646,91	526,02	3120,88	100.956,90	81.043,10
37	3.646,91	506,52	3140,39	104.097,28	77.902,72
38	3.646,91	486,89	3160,01	107.257,30	74.742,70
39	3.646,91	467,14	3179,76	110.437,06	71.562,94
40	3.646,91	447,27	3199,64	113.636,70	68.363,30
41	3.646,91	427,27	3219,64	116.856,34	65.143,66
42	3.646,91	407,15	3239,76	120.096,10	61.903,90
43	3.646,91	386,90	3260,01	123.356,10	58.643,90
44	3.646,91	366,52	3280,38	126.636,49	55.363,51
45	3.646,91	346,02	3300,88	129.937,37	52.062,63
46	3.646,91	325,39	3321,52	133.258,89	48.741,11
47	3.646,91	304,63	3342,27	136.601,16	45.398,84
48	3.646,91	283,74	3363,16	139.964,32	42.035,68
49	3.646,91	262,72	3384,18	143.348,51	38.651,49
50	3.646,91	241,57	3405,33	146.753,84	35.246,16
51	3.646,91	220,29	3426,62	150.180,46	31.819,54
52	3.646,91	198,87	3448,03	153.628,50	28.371,50
53	3.646,91	177,32	3469,58	157.098,08	24.901,92
54	3.646,91	155,64	3491,27	160.589,35	21.410,65
55	3.646,91	133,82	3513,09	164.102,44	17.897,56
56	3.646,91	111,86	3535,05	167.637,49	14.362,51
57	3.646,91	89,77	3557,14	171.194,63	10.805,37
58	3.646,91	67,53	3579,37	174.774,00	7.226,00
59	3.646,91	45,16	3601,74	178.375,74	3.624,26
60	3.646,91	22,65	3624,26	182.000,00	0,00

4.3.1.2 Ingresos

Se ejecutarán los certificados de reducción de emisiones CRE's, por medio de la eliminación de Gases por Efecto Invernadero GEI, que asciende a 1423,33 USD anuales.

Desde el cuarto mes habrá un ahorro por eliminación de generación de energía eléctrica a diesel, es decir, se dejará de abastecer los circuitos de iluminación por medio de los generadores a diesel, por ende, se dejará de consumir diesel y se evitará el pago del mantenimiento de las 4 unidades de generación y el pago de las multas por contaminación ambiental, por encontrarse el Campo Repsol-NPF formando parte del Parque Nacional Yasuní y de la Reserva Étnica Huaorani y por cumplimiento del Mecanismo de Desarrollo Limpio MDL. Estos ingresos ascienden a **55307,43 USD** anuales.

Tabla 4.3 Ingresos del Proyecto¹²⁶.

Ahorros por eliminación de	Consumo de diesel	42364.20 (USD)
	Material y mano de obra para mantenimiento de generadores a diesel, 2 WAUKESHA y 2 WARTZILA	9120 (USD)
	Multas por contaminación ambiental	2400 (USD)
Incentivos	MDL, Certificados de reducción de emisiones de Gases de efecto invernadero	1423.33 (USD)
INGRESOS		55307.53 (USD)

4.3.1.3 Egresos

Mensualmente durante 6 años se realizarán pagos del préstamo bancario y se recuperará la inversión de Repsol. Se comprará repuestos básicos del sistema fotovoltaico, se realizará mantenimientos anuales, y al cabo de 25 años se realizará el desmontaje del mismo.

La Tabla 4.4 muestra la lista básica de repuestos para el sistema fotovoltaico:

¹²⁶ Ingresos del Proyecto, realizado por la Autora en base a datos proporcionados por REPSOL.

Tabla 4.4 Lista de Repuestos Sistema Fotovoltaico¹²⁷.

Item	Rubro	Cantidad	Costo Unitario	Costo Total (USD)
1	Panel solar policristalino, TALESUN TP660M, Modelo 250. Pn= 250W, Vmp= 30,1, Imp= 8,31. Incluye accesorios para montaje, soporte y conexión.	2	275	550,00
2	Baterías de plomo ácido, EXIDE, Modelo YS12-220, 12.8 V, 220Ah.	4	305	1220,00
3	Inversor QMAX, serie SM, tipo QM-1824SN-C Pmax. 500W, V entrada 12-24-48VDC, V salida 110-120VAC.	1	475	475,00
4	Controlador de carga solar, SCHNEIDER, Modelo XW-MPPT60-150. V campo 12-60 VDC, V cc 110-150VDC	1	456	456,00
5	Fusibles WEG, Tipo NH-aR, FNH00-63K-A	1	79,8	79,80
6	Fusibles WEG, Tipo NH-aR, FNH1-400K-A	1	131,4	131,40
TOTAL				2912,20

4.3.1.4 Tiempo de recuperación

Desde el cuarto mes de la ejecución del proyecto, se obtendrá ya un saldo a favor que anualmente irá sumándose. REPSOL recuperará su inversión al cabo de 6 años de iniciado el proyecto, esta recuperación se realizará desde el inicio del segundo año hasta el fin del sexto año. El pago total del préstamo bancario tomará en cuenta la tasa de interés anual, que aumenta el monto inicial de **182000 USD** a un monto final de **218814,4 USD**. Este pago se realizará desde el cuarto mes de inicio del proyecto, durante 60 meses, es decir, 5 años.

La Tabla 4.5, muestra el desarrollo del flujo de caja para el presente proyecto, desglosando todos los ingresos y egresos durante los 25 primeros años a partir de su ejecución.

¹²⁷ Lista de Repuestos, realizado por la Autora en base a cotizaciones actuales.

Tabla 4.5 Flujo de Caja para el Sistema Fotovoltaico REPSOL-NPF¹²⁸.

FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO						
AÑO 1 meses	INGRESOS (\$)		EGRESOS (\$)		SALDO (\$)	SALDO ACUMULADO (\$)
0						
1	Periodo de Construcción del Sistema Solar Fotovoltaico					
2						
3						
Periodo de Pruebas del Sistema Solar Fotovoltaico Generación Eléctrica con el Sistema Fotovoltaico y Generadores a Diesel						
4	Generación Eléctrica	4490.35	Préstamo Bancario	3646.91	843.44	843.44
Generación Eléctrica mediante el Sistema Solar Fotovoltaico						
5	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	962.05	1805.49
	Generación Eléctrica	4490.35				
6	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	962.05	2767.54
	Generación Eléctrica	4490.35				
7	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	962.05	3729.59
	Generación Eléctrica	4490.35				
8	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	962.05	4691.64
	Generación Eléctrica	4490.35				
9	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	962.05	5653.69
	Generación Eléctrica	4490.35				
10	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	962.05	6615.75
	Generación Eléctrica	4490.35				
11	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	962.05	7577.80
	Generación Eléctrica	4490.35				
12	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	-237.95	7339.85
	Generación Eléctrica	4490.35	Mantenimiento Sistema Fotovoltaico	1200		

¹²⁸ Flujo de Caja para el Sistema Fotovoltaico, realizado por la Autora.

AÑO 2 meses	INGRESOS (\$)		EGRESOS (\$)		SALDO (\$)	SALDO ACUMULADO (\$)
13	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	-37.95	7301.90
	Generación Eléctrica	4490.35	Recuperación Inversión Repsol	1000.00		
14	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	-37.95	7263.95
	Generación Eléctrica	4490.35	Recuperación Inversión Repsol	1000.00		
15	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	-37.95	7226.00
	Generación Eléctrica	4490.35	Recuperación Inversión Repsol	1000.00		
16	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	-37.95	7188.05
	Generación Eléctrica	4490.35	Recuperación Inversión Repsol	1000.00		
17	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	-37.95	7150.10
	Generación Eléctrica	4490.35	Recuperación Inversión Repsol	1000.00		
18	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	-37.95	7112.15
	Generación Eléctrica	4490.35	Recuperación Inversión Repsol	1000.00		
19	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	-37.95	7074.20
	Generación Eléctrica	4490.35	Recuperación Inversión Repsol	1000.00		
20	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	-37.95	7036.25
	Generación Eléctrica	4490.35	Recuperación Inversión Repsol	1000.00		
21	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	-37.95	6998.30
	Generación Eléctrica	4490.35	Recuperación Inversión Repsol	1000.00		
22	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	-37.95	6960.35
	Generación Eléctrica	4490.35	Recuperación Inversión Repsol	1000.00		
23	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	-37.95	6922.41
	Generación Eléctrica	4490.35	Recuperación Inversión Repsol	1000.00		
24	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	-1237.95	5684.46
			Recuperación Inversión Repsol	1000.00		
	Generación Eléctrica	4490.35	Mantenimiento Sistema Fotovoltaico	1200.00		

AÑO 3 meses	INGRESOS (\$)		EGRESOS (\$)		SALDO (\$)	SALDO ACUMULADO (\$)
25	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	-37.95	5646.51
	Generación Eléctrica	4490.35	Recuperación Inversión Repsol	1000.00		
26	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	-37.95	5608.56
	Generación Eléctrica	4490.35	Recuperación Inversión Repsol	1000.00		
27	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	-37.95	5570.61
	Generación Eléctrica	4490.35	Recuperación Inversión Repsol	1000.00		
28	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	-37.95	5532.66
	Generación Eléctrica	4490.35	Recuperación Inversión Repsol	1000.00		
29	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	-37.95	5494.71
	Generación Eléctrica	4490.35	Recuperación Inversión Repsol	1000.00		
30	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	-37.95	5456.76
	Generación Eléctrica	4490.35	Recuperación Inversión Repsol	1000.00		
31	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	-37.95	5418.81
	Generación Eléctrica	4490.35	Recuperación Inversión Repsol	1000.00		
32	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	-37.95	5380.86
	Generación Eléctrica	4490.35	Recuperación Inversión Repsol	1000.00		
33	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	-37.95	5342.91
	Generación Eléctrica	4490.35	Recuperación Inversión Repsol	1000.00		
34	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	-37.95	5304.96
	Generación Eléctrica	4490.35	Recuperación Inversión Repsol	1000.00		
35	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	-37.95	5267.02
	Generación Eléctrica	4490.35	Recuperación Inversión Repsol	1000.00		
36	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	-1237.95	4029.07
			Recuperación Inversión Repsol	1000.00		
	Generación Eléctrica	4490.35	Mantenimiento Sistema Fotovoltaico	1200.00		

AÑO 4 meses	INGRESOS (\$)		EGRESOS (\$)		SALDO (\$)	SALDO ACUMULADO (\$)
37	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	-37.95	3991.12
	Generación Eléctrica	4490.35	Recuperación Inversión Repsol	1000.00		
38	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	-37.95	3953.17
	Generación Eléctrica	4490.35	Recuperación Inversión Repsol	1000.00		
39	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	-37.95	3915.22
	Generación Eléctrica	4490.35	Recuperación Inversión Repsol	1000.00		
40	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	-37.95	3877.27
	Generación Eléctrica	4490.35	Recuperación Inversión Repsol	1000.00		
41	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	-37.95	3839.32
	Generación Eléctrica	4490.35	Recuperación Inversión Repsol	1000.00		
42	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	-37.95	3801.37
	Generación Eléctrica	4490.35	Recuperación Inversión Repsol	1000.00		
43	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	-37.95	3763.42
	Generación Eléctrica	4490.35	Recuperación Inversión Repsol	1000.00		
44	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	-37.95	3725.47
	Generación Eléctrica	4490.35	Recuperación Inversión Repsol	1000.00		
45	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	-37.95	3687.52
	Generación Eléctrica	4490.35	Recuperación Inversión Repsol	1000.00		
46	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	-37.95	3649.57
	Generación Eléctrica	4490.35	Recuperación Inversión Repsol	1000.00		
47	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	-37.95	3611.63
	Generación Eléctrica	4490.35	Recuperación Inversión Repsol	1000.00		
48	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	-1237.95	2373.68
			Recuperación Inversión Repsol	1000.00		
	Generación Eléctrica	4490.35	Mantenimiento Sistema Fotovoltaico	1200.00		

AÑO 5 meses	INGRESOS (\$)		EGRESOS (\$)		SALDO (\$)	SALDO ACUMULADO (\$)
49	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	-37.95	2335.73
	Generación Eléctrica	4490.35	Recuperación Inversión Repsol	1000.00		
50	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	-37.95	2297.78
	Generación Eléctrica	4490.35	Recuperación Inversión Repsol	1000.00		
51	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	-37.95	2259.83
	Generación Eléctrica	4490.35	Recuperación Inversión Repsol	1000.00		
52	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	-37.95	2221.88
	Generación Eléctrica	4490.35	Recuperación Inversión Repsol	1000.00		
53	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	-37.95	2183.93
	Generación Eléctrica	4490.35	Recuperación Inversión Repsol	1000.00		
54	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	-37.95	2145.98
	Generación Eléctrica	4490.35	Recuperación Inversión Repsol	1000.00		
55	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	-37.95	2108.03
	Generación Eléctrica	4490.35	Recuperación Inversión Repsol	1000.00		
56	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	-37.95	2070.08
	Generación Eléctrica	4490.35	Recuperación Inversión Repsol	1000.00		
57	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	-37.95	2032.13
	Generación Eléctrica	4490.35	Recuperación Inversión Repsol	1000.00		
58	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	-37.95	1994.18
	Generación Eléctrica	4490.35	Recuperación Inversión Repsol	1000.00		
59	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	-37.95	1956.24
	Generación Eléctrica	4490.35	Recuperación Inversión Repsol	1000.00		
60	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	-1237.95	718.29
			Recuperación Inversión Repsol	1000.00		
	Generación Eléctrica	4490.35	Mantenimiento Sistema Fotovoltaico	1200.00		

AÑO 6 meses	INGRESOS (\$)		EGRESOS (\$)		SALDO (\$)	SALDO ACUMULADO (\$)
61	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	411.09	1129.37
	Generación Eléctrica	4939.39	Recuperación Inversión Repsol	1000.00		
62	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	411.09	1540.46
	Generación Eléctrica	4939.39	Recuperación Inversión Repsol	1000.00		
63	Certificados MDL	118.61	Préstamo Bancario	3646.91	411.09	1951.54
	Generación Eléctrica	4939.39	Recuperación Inversión Repsol	1000.00		
64	Certificados MDL	118.61	Recuperación Inversión Repsol	1000.00	4058.00	6009.54
	Generación Eléctrica	4939.39				
65	Certificados MDL	118.61	Recuperación Inversión Repsol	3500.00	1558.00	7567.54
	Generación Eléctrica	4939.39				
66	Certificados MDL	118.61	Recuperación Inversión Repsol	3500.00	1558.00	9125.53
	Generación Eléctrica	4939.39				
67	Certificados MDL	118.61	Recuperación Inversión Repsol	3500.00	1558.00	10683.53
	Generación Eléctrica	4939.39				
68	Certificados MDL	118.61	Recuperación Inversión Repsol	3500.00	1558.00	12241.52
	Generación Eléctrica	4939.39				
69	Certificados MDL	118.61	Recuperación Inversión Repsol	3500.00	1558.00	13799.52
	Generación Eléctrica	4939.39				
70	Certificados MDL	118.61	Recuperación Inversión Repsol	3500.00	1558.00	15357.52
	Generación Eléctrica	4939.39				
71	Certificados MDL	118.61	Recuperación Inversión Repsol	3500.00	1558.00	16915.51
	Generación Eléctrica	4939.39				
72	Certificados MDL	118.61	Recuperación Inversión Repsol	1500.00	2178.00	19093.51
	Generación Eléctrica	4939.39	Mantenimiento Sistema Fotovoltaico	1380.00		

AÑO 7 meses	INGRESOS (\$)		EGRESOS (\$)		SALDO (\$)	SALDO ACUMULADO (\$)
Generación Eléctrica mediante el Sistema Solar Fotovoltaico						
73	Certificados MDL	118.61			5058.00	24151.50
	Generación Eléctrica	4939.39				
74	Certificados MDL	118.61			5058.00	29209.50
	Generación Eléctrica	4939.39				
75	Certificados MDL	118.61			5058.00	34267.49
	Generación Eléctrica	4939.39				
76	Certificados MDL	118.61			5058.00	39325.49
	Generación Eléctrica	4939.39				
77	Certificados MDL	118.61			5058.00	44383.49
	Generación Eléctrica	4939.39				
78	Certificados MDL	118.61			5058.00	49441.48
	Generación Eléctrica	4939.39				
79	Certificados MDL	118.61			5058.00	54499.48
	Generación Eléctrica	4939.39				
80	Certificados MDL	118.61			5058.00	59557.47
	Generación Eléctrica	4939.39				
81	Certificados MDL	118.61			5058.00	64615.47
	Generación Eléctrica	4939.39				
82	Certificados MDL	118.61			5058.00	69673.47
	Generación Eléctrica	4939.39				
83	Certificados MDL	118.61			5058.00	74731.46
	Generación Eléctrica	4939.39				
84	Certificados MDL	118.61	Mantenimiento Sistema Fotovoltaico	1380.00	3678.00	78409.46
	Generación Eléctrica	4939.39				

TOTAL INGRESOS	60695.95	TOTAL EGRESOS	1380.00
-----------------------	----------	----------------------	---------

	INGRESOS (\$)		EGRESOS (\$)		SALDO (\$)	SALDO ACUMULADO (\$)
AÑO 8						
meses 85-96	Certificados MDL	1423.33	Mantenimiento Sistema Fotovoltaico	1380.00	59315.95	137725.41
	Generación Eléctrica	59272.62				
AÑO 9						
meses 97-108	Certificados MDL	1423.33	Mantenimiento Sistema Fotovoltaico	1380.00	59315.95	197041.36
	Generación Eléctrica	59272.62				
AÑO 10						
meses 109-120	Certificados MDL	1423.33	Mantenimiento Sistema Fotovoltaico	1380.00	59315.95	256357.31
	Generación Eléctrica	59272.62				
AÑO 11						
meses 121-132	Certificados MDL	1423.33	Mantenimiento Sistema Fotovoltaico	1587.00	65036.21	321393.52
	Generación Eléctrica	65199.88				
AÑO 12						
meses 133-144	Certificados MDL	1423.33	Mantenimiento Sistema Fotovoltaico	1587.00	65036.21	386429.73
	Generación Eléctrica	65199.88				
AÑO 13						
meses 145-156	Certificados MDL	1423.33	Mantenimiento Sistema Fotovoltaico	1587.00	65036.21	451465.94
	Generación Eléctrica	65199.88				
AÑO 14						
meses 157-168	Certificados MDL	1423.33	Mantenimiento Sistema Fotovoltaico	1587.00	65036.21	516502.15
	Generación Eléctrica	65199.88				
AÑO 15						
meses 169-180	Certificados MDL	1423.33	Mantenimiento Sistema Fotovoltaico	1587.00	65036.21	581538.37
	Generación Eléctrica	65199.88				
AÑO 16						
meses 181-192	Certificados MDL	1423.33	Mantenimiento Sistema Fotovoltaico	1825.05	71318.15	652856.52
	Generación Eléctrica	71719.87				
AÑO 17						
meses 193-204	Certificados MDL	1423.33	Mantenimiento Sistema Fotovoltaico	1825.05	71318.15	724174.67
	Generación Eléctrica	71719.87				
AÑO 18						
meses 205-216	Certificados MDL	1423.33	Mantenimiento Sistema Fotovoltaico	1825.05	71318.15	795492.82
	Generación Eléctrica	71719.87				

	INGRESOS (\$)		EGRESOS (\$)		SALDO (\$)	SALDO ACUMULADO (\$)
AÑO 19						
meses 217-228	Certificados MDL	1423.33	Mantenimiento Sistema Fotovoltaico	1825.05	71318.15	866810.97
	Generación Eléctrica	71719.87				
AÑO 20						
meses 229-240	Certificados MDL	1423.33	Mantenimiento Sistema Fotovoltaico	1825.05	71318.15	938129.12
	Generación Eléctrica	71719.87				
AÑO 21						
meses 241-252	Certificados MDL	1423.33	Mantenimiento Sistema Fotovoltaico	2098.81	78216.38	1016345.50
	Generación Eléctrica	78891.86				
AÑO 22						
meses 253-264	Certificados MDL	1423.33	Mantenimiento Sistema Fotovoltaico	2098.81	78216.38	1094561.88
	Generación Eléctrica	78891.86				
AÑO 23						
meses 265-276	Certificados MDL	1423.33	Mantenimiento Sistema Fotovoltaico	2098.81	78216.38	1172778.26
	Generación Eléctrica	78891.86				
AÑO 24						
meses 277-288	Certificados MDL	1423.33	Mantenimiento Sistema Fotovoltaico	2098.81	78216.38	1250994.64
	Generación Eléctrica	78891.86				
AÑO 25						
meses 289-300	Certificados MDL	1423.33	Mantenimiento Sistema Fotovoltaico	2098.81	78216.38	1329211.02
	Generación Eléctrica	78891.86				
AÑO 26						
meses 301-312	Certificados MDL	1423.33	Compra de un nuevo Sistema Solar Fotovoltaico	650000.00	575283.62	753927.40
	Generación Eléctrica	78891.86	Desmontaje del antiguo Sistema Fotovoltaico	5000.00		
			Mantenimiento Sistema Fotovoltaico	2098.81		

4.3.2 Valor Actual Neto – VAN

La función VAN calcula el valor actual neto de una serie de flujos monetarios en el tiempo y sirve para determinar la rentabilidad de una inversión, por tanto, cualquier inversión cuyo VAN sea mayor que cero es rentable. El VAN proporciona el valor actual de los ingresos, por tanto, para obtener el beneficio se debe restar la inversión inicial.

Para el cálculo del VAN se deben emplear los siguientes parámetros:

4.3.2.1 Tasa de Descuento

La tasa de descuento r toma en cuenta la preferencia temporal, que es la relación entre el valor actual del dinero y su valor futuro, y además toma en cuenta el riesgo del proyecto. Un riesgo bajo es considerado del 3%, para proyectos confiables, en los que es muy difícil el fracaso debido a que su resultado ya ha sido probado, un riesgo medio se considera del 7% y un riesgo alto puede exceder el 15%, para proyectos nuevos o con mucha competencia o que se desconoce su aceptación en el mercado.

4.3.2.2 Plazo de recuperación

El plazo de recuperación n es un criterio de la rapidez con la que se recupera la inversión, es decir, el número de años que pasan hasta que la suma de cobros actualizados se iguala a la de pagos actualizados. Para calcular el plazo de recuperación basta con ir acumulando año por año los flujos de caja actualizados.

La ecuación 4.7 muestra la forma para calcular el VAN:

$$VAN = -Inversión + \frac{FC_1}{(1+r)^1} + \frac{FC_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{FC_n}{(1+r)^n} \quad ec. 4.7$$

De forma resumida se expresa como:

$$VAN = -Inversión + \sum_{n=1}^n \frac{FC_n}{(1+r)^n} \quad ec. 4.8$$

Donde:

Inversión, es el costo total de la inversión del proyecto

r, es la tasa de descuento

FC, son los flujos de caja en los respectivos periodos

n, número de años para la recuperación de la inversión

4.3.3 Tasa Interna de Retorno – TIR

La TIR representa la tasa de interés más alta que un inversionista podría pagar sin perder dinero, si todos los fondos para el financiamiento de la inversión se tomaran prestados y éste préstamo (más su interés) se pagara con los ingresos de capital según pasa el tiempo.

La TIR es el porcentaje de interés donde el VAN es igual a cero, es decir, el TIR es la tasa de descuento de un proyecto que permite que el flujo de caja sea igual a la inversión, es la máxima tasa de descuento que puede tener un proyecto para que sea rentable, puesto que una mayor tasa ocasionaría que el flujo de caja sea menor a la inversión, por tanto el VAN será negativo.

La ecuación 4.9 muestra la forma de resolver la TIR:

$$0 = -Inversión + \sum_{n=1}^n \frac{FC_n}{(1+r)^n} \quad ec. 4.9$$

4.3.4 Análisis del VAN y de la TIR

Para analizar la rentabilidad de un negocio casi siempre se utilizan el VAN y la TIR, que siempre van ligados a índices como: tasa de descuento, índice de riesgo, depreciación del valor monetario, tasa de interés, etc. Por esta razón, la TIR busca analizar la conveniencia o no, de tener un determinado valor en la actualidad y el mismo valor después de un tiempo.

El presente análisis busca que, al cabo de cinco años el proyecto pueda costear la generación eléctrica, sin generar gastos y habiendo pagado la inversión y el préstamo bancario en su totalidad, es decir, se espera el autofinanciamiento del proyecto para no volver a pagar por la generación de energía eléctrica, que a la vez devuelva un saldo a favor y al cabo de 25 años permita el costeo de un nuevo sistema solar fotovoltaico.

La consultora The McKinsey Quarterly ha analizado la factibilidad de poder o no guiar un proyecto confiando en los resultados de la TIR, debido a que presenta algunas debilidades para evaluar proyectos de inversión y planes de negocio, dado que se deben tomar en cuenta todos los índices de riesgo, depreciación, descuento, interés, etc. y si no se los usa debidamente, la TIR podría arrojar valores erróneos [\[23\]](#).

El flujo cero se refiere a la inversión inicial y se coloca con signo negativo dado que es el valor del cual se descontarán todos los flujos de caja, como ya se indicó antes.

A continuación se muestran los resultados del VAN y la TIR, para tres casos según el tipo de riesgo del proyecto, que dependerá de la tasa de descuento y la inflación, es decir, para un caso optimista, normal y pesimista.

La tabla 4.6 muestra valores del VAN y la TIR en función de un riesgo bajo del 3% y una inflación del 4,5%.

Tabla 4.6 Resultados del VAN y la TIR con riesgo del 3% e inflación del 4,5% ¹²⁹.

FLUJO DE CAJA	SALDO (USD)	TIR	VAN	
Inversión, Año 0	-\$ 260,000.00			
Año 1	\$ 8.073,83	En este periodo no existe Tasa Interna de Retorno	En este periodo no existe un Valor Actual Neto	
Año 2	\$ 6.252,90			
Año 3	\$ 4.431,97			
Año 4	\$ 2.611,04			
Año 5	\$ 790,12			
Año 6	\$ 22.912,21			
Año 7	\$ 94.091,35	-7,80%	-\$ 9.836,58	Tasa Interna de Retorno
Año 8	\$ 165.270,49	4,05%	\$ 74.433,91	TIR 31,34%
Año 9	\$ 236.449,63	11,59%	\$ 310.883,54	
Año 10	\$ 307.628,77	16,68%	\$ 618.512,31	Valor Neto Actual
Año 11	\$ 417.811,57	20,55%	\$ 1.036.323,88	VNA \$ 16.933.192,04
Año 12	\$ 502.358,65	23,29%	\$ 1.538.682,53	
Año 13	\$ 586.905,73	25,28%	\$ 2.125.588,26	Comprobación de que la TIR = 31,34% hace "cero" al VAN
Año 14	\$ 671.452,80	26,75%	\$ 2.797.041,06	
Año 15	\$ 755.999,88	27,85%	\$ 3.553.040,93	VNA (\$ 0.00)
Año 16	\$ 848.713,47	28,68%	\$ 4.401.754,41	
Año 17	\$ 941.427,07	29,33%	\$ 5.343.181,47	
Año 18	\$ 1.034.140,66	29,83%	\$ 6.377.322,14	
Año 19	\$ 1.126.854,26	30,21%	\$ 7.504.176,39	
Año 20	\$ 1.219.567,85	30,51%	\$ 8.723.744,25	
Año 21	\$ 1.422.883,70	30,76%	\$ 10.146.627,94	
Año 22	\$ 1.532.386,63	30,96%	\$ 11.679.014,57	
Año 23	\$ 1.641.889,56	31,12%	\$ 13.320.904,13	
Año 24	\$ 1.751.392,49	31,24%	\$ 15.072.296,62	
Año 25	\$ 1.860.895,42	31,34%	\$ 16.933.192,04	

¹²⁹ Resultados del VAN y la TIR con riesgo del 3% e inflación del 4,5%, realizado por la Autora.

La tabla 4.7 muestra valores del VAN y la TIR en función de un riesgo normal del 7% y una inflación del 4,5%.

Tabla 4.7 Resultados del VAN y la TIR con riesgo del 7% e inflación del 4,5%¹³⁰.

FLUJO DE CAJA	SALDO (USD)	TIR	VAN	
Inversión, Año 0	-\$ 260,000.00			
Año 1	\$ 7,339.85	En este periodo no existe Tasa Interna de Retorno	En este periodo no existe un Valor Actual Neto	
Año 2	\$ 5,684.46			
Año 3	\$ 4,029.07			
Año 4	\$ 2,373.68			
Año 5	\$ 718.29			
Año 6	\$ 19,093.51			
Año 7	\$ 78,409.46	-11.46%	-\$ 12,351.70	Tasa Interna de Retorno
Año 8	\$ 137,725.41	0.30%	\$ 5,373.70	TIR 28.04%
Año 9	\$ 197,041.36	7.88%	\$ 202,415.06	
Año 10	\$ 256,357.31	13.05%	\$ 458,772.37	Valor Neto Actual
Año 11	\$ 321,393.52	16.77%	\$ 780,165.89	VNA \$ 12.557.457,45
Año 12	\$ 386,429.73	19.49%	\$ 1,166,595.62	
Año 13	\$ 451,465.94	21.51%	\$ 1,618,061.56	Comprobación de que la TIR = 28,04% hace "cero" al VAN
Año 14	\$ 516,502.15	23.03%	\$ 2,134,563.71	VNA (\$ 0.00)
Año 15	\$ 581,538.37	24.19%	\$ 2,716,102.08	
Año 16	\$ 652,856.52	25.08%	\$ 3,368,958.60	
Año 17	\$ 724,174.67	25.79%	\$ 4,093,133.26	
Año 18	\$ 795,492.82	26.34%	\$ 4,888,626.08	
Año 19	\$ 866,810.97	26.77%	\$ 5,755,437.05	
Año 20	\$ 938,129.12	27.11%	\$ 6,693,566.17	
Año 21	\$ 1,016,345.50	27.39%	\$ 7,709,911.66	
Año 22	\$ 1,094,561.88	27.61%	\$ 8,804,473.54	
Año 23	\$ 1,172,778.26	27.78%	\$ 9,977,251.80	
Año 24	\$ 1,250,994.64	27.92%	\$ 11,228,246.43	
Año 25	\$ 1,329,211.02	28.04%	\$ 12,557,457.45	

¹³⁰ Resultados del VAN y la TIR con riesgo del 7% e inflación del 4,5%, realizado por la Autora.

La tabla 4.8 muestra valores del VAN y la TIR en función de un riesgo elevado del 15% y una inflación del 10%.

Tabla 4.8 Resultados del VAN y la TIR con riesgo del 15% e inflación del 10%¹³¹.

FLUJO DE CAJA	SALDO (USD)	TIR	VAN		
Inversión, Año 0	-\$ 260,000.00				
Año 1	\$ 7.339,85	En este periodo no existe Tasa Interna de Retorno	En este periodo no existe un Valor Actual Neto		
Año 2	\$ 5.116,01				
Año 3	\$ 3.626,16				
Año 4	\$ 2.136,31				
Año 5	\$ 646,46				
Año 6	\$ 16.229,48				
Año 7	\$ 66.648,04	-14,10%	-\$ 158.257,70	Tasa Interna de Retorno	
Año 8	\$ 117.066,60	-2,41%	-\$ 41.191,10	TIR	25,46%
Año 9	\$ 167.485,15	5,19%	\$ 126.294,05		
Año 10	\$ 217.903,71	10,43%	\$ 344.197,76	Valor Neto Actual	
Año 11	\$ 257.114,81	14,03%	\$ 601.312,58	VNA	\$ 5.246.664,07
Año 12	\$ 309.143,78	16,73%	\$ 910.456,36		
Año 13	\$ 361.172,75	18,76%	\$ 1.271.629,12	Comprobación de que la TIR = 25,46% hace "cero" al VAN	
Año 14	\$ 413.201,72	20,32%	\$ 1.684.830,84	VNA	(\$ 0.00)
Año 15	\$ 465.230,69	21,52%	\$ 2.150.061,53		
Año 16	\$ 489.642,39	22,41%	\$ 2.639.703,92		
Año 17	\$ 543.131,00	23,12%	\$ 3.182.834,92		
Año 18	\$ 596.619,61	23,68%	\$ 3.779.454,53		
Año 19	\$ 650.108,23	24,14%	\$ 4.429.562,76		
Año 20	\$ 703.596,84	24,50%	\$ 5.133.159,60		
Año 21	\$ 711.441,85	24,78%	\$ 5.844.601,45		
Año 22	\$ 766.193,31	25,00%	\$ 6.610.794,76		
Año 23	\$ 820.944,78	25,18%	\$ 7.431.739,54		
Año 24	\$ 875.696,25	25,34%	\$ 8.307.435,79		
Año 25	\$ 930.447,71	25,46%	\$ 9.237.883,50		

¹³¹ Resultados del VAN y la TIR con riesgo del 15% e inflación del 10%, realizado por la Autora.

En los tres casos, de riesgo bajo, normal y alto, se obtiene un VAN positivo, es decir, el saldo del proyecto al cabo de 25 años, traducido a un valor presente, nos da un valor positivo, que para cada caso respectivamente es de: **16'933.192,04 USD, 12'557.457,45 USD, y 5'246.664,07 USD.**

4.3.4.1 Análisis económico del proyecto, para un riesgo normal

Al existir una TIR y un VAN positivos, se predice que el proyecto es factible, es decir, la TIR confirma que existirá un porcentaje de retorno de capital para este proyecto, el VAN confirma que el capital inicial con que cuenta el proyecto, proyectado a 25 años tendrá un valor monetario positivo, cuyo monto traducido a la actualidad es de **12'557.457 USD.**

Estos valores de VAN y TIR, sin embargo, no se los debería tomar como totalmente reales, sin antes realizar un análisis de lo que ocurre en la realidad. Se debe tomar en cuenta que un proyecto puede tener varias TIR, dado que una TIR ocurre cada cuando el VAN cambia de positivo a negativo o viceversa, es decir, más de una tasa de descuento pueden hacer que el VAN llegue a ser cero. Este hecho se da cuando los egresos resultan mayores a los ingresos y así el saldo tendría signo negativo. Entonces, la TIR varía según el comportamiento de un flujo de caja “a favor” o “en contra” y no depende del valor del saldo de cada mes o año.

Es por esta razón que todos, o al menos la mayoría de libros de economía aconsejan que nos guíemos únicamente de tres parámetros que facilitarían el análisis:

Si el VAN es positivo el proyecto es factible porque habrá cierto retorno de capital.

Si el VAN es negativo el proyecto no es factible puesto que para el tiempo que el proyecto ha sido considerado, no existirá retorno de capital y por ende indica pérdidas.

Si el VAN es cero, el proyecto es factible de realizar pero no existirá ni pérdidas ni ganancias. Este tercer parámetro, sin embargo, es ambiguo ya que como se indicó antes, un proyecto puede generar varias TIR y por ende tener varios VAN de “cero” y no significar que el proyecto sea factible.

A continuación se muestra una forma de comprobar que la TIR obtenido hace que el VAN sea cero, es decir, se analiza en qué momento la tasa de descuento se convierte en la TIR, que es la tasa máxima que podría tener el proyecto para ser factible.

Tabla 4.9 *Análisis del VAN, en función de la tasa de descuento*¹³².

Tasa de descuento	VAN
2.50%	\$ 7,613,723.73
5.00%	\$ 4,706,893.31
7.50%	\$ 2,957,236.51
10.00%	\$ 1,879,980.76
12.50%	\$ 1,202,130.22
15.00%	\$ 766,660.28
17.50%	\$ 481,368.64
20.00%	\$ 291,016.23
22.50%	\$ 161,855.47
25.00%	\$ 72,873.66
28.04%	(\$ 0.00)
30.00%	(\$ 33,134.09)
32.50%	(\$ 64,411.62)
35.00%	(\$ 86,858.61)
37.50%	(\$ 103,031.64)
40.00%	(\$ 114,690.09)

¹³² Análisis del VAN en función de la tasa de descuento, cálculos realizados en Excel.

La figura 4.1 muestra el comportamiento del VAN, en función de la tasa de descuento. Los valores en rojo del VAN simbolizan que es un VAN negativo.

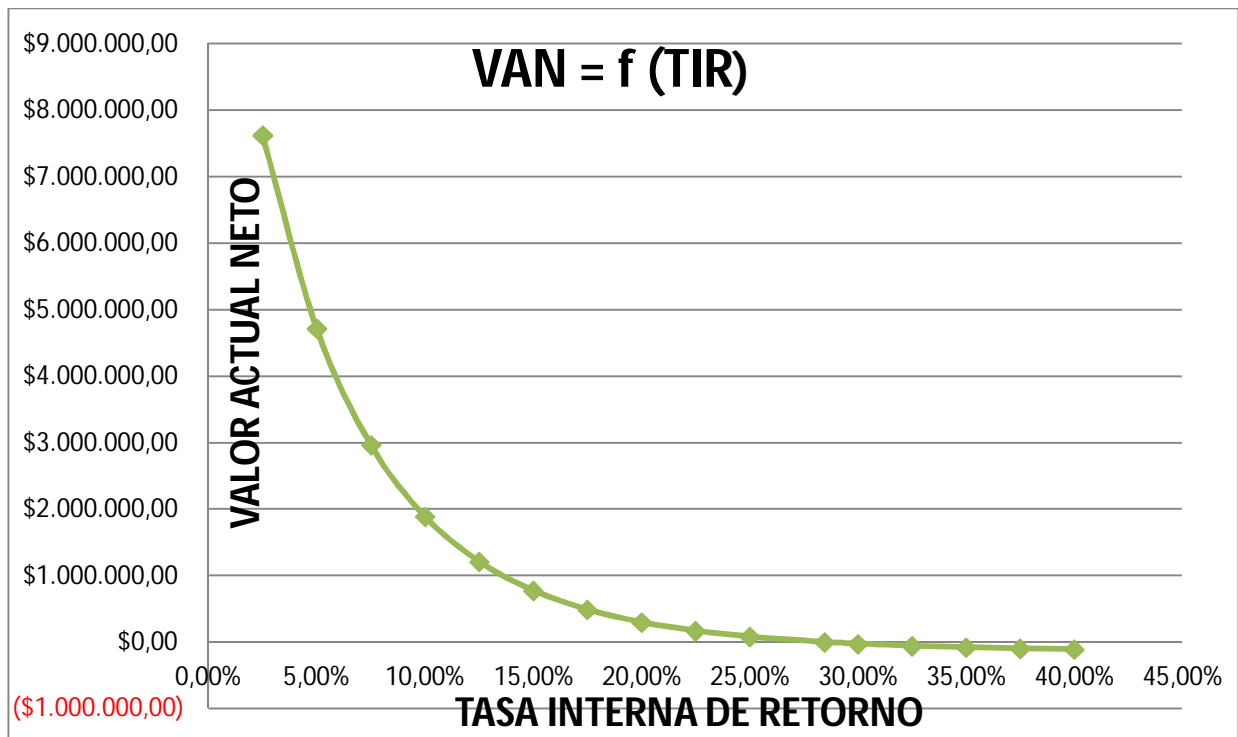


Figura 4.1 Gráfica del VAN, en función de la tasa de descuento¹³³.

4.3.5 Relación Costo - Beneficio

Otra forma de conocer si un proyecto es factible de realizar o no, es mediante el cálculo de la Relación Costo-Beneficio, que es la relación entre los valores de ingresos actuales y los egresos actuales. Si la relación es mayor que uno se acepta el proyecto, ya que demuestra que se recuperará la inversión en un determinado tiempo, si la relación es menor que uno el proyecto no es factible. La ecuación 4.10 muestra la relación Costo –Beneficio:

$$CB = \frac{VAN \text{ Ingresos}}{VAN \text{ Egresos}} \quad ec. 4.10$$

¹³³ Gráfica del VAN en función de la tasa de descuento, realizado por la Autora.

Donde:

CB, es la relación costo-beneficio

VAN Ingresos, valor actual neto de los ingresos

VAN Egresos, valor actual neto de los egresos

Para el desarrollo se realizó los cálculos en Excel, como se muestra en la Tabla 4.10:

Tabla 4.10 Valores Actuales de Ingresos y Egresos¹³⁴.

Año	INGRESOS	EGRESOS
Año 1	\$ 41,362.04	\$ 34,022.19
Año 2	\$ 55,307.53	\$ 56,962.92
Año 3	\$ 55,307.53	\$ 56,962.92
Año 4	\$ 55,307.53	\$ 56,962.92
Año 5	\$ 55,307.53	\$ 56,962.92
Año 6	\$ 60,695.95	\$ 42,320.73
Año 7	\$ 60,695.95	\$ 1,380.00
Año 8	\$ 60,695.95	\$ 1,380.00
Año 9	\$ 60,695.95	\$ 1,380.00
Año 10	\$ 60,695.95	\$ 1,380.00
Año 11	\$ 66,623.21	\$ 1,587.00
Año 12	\$ 66,623.21	\$ 1,587.00
Año 13	\$ 66,623.21	\$ 1,587.00
Año 14	\$ 66,623.21	\$ 1,587.00
Año 15	\$ 66,623.21	\$ 1,587.00
Año 16	\$ 73,143.20	\$ 1,825.05
Año 17	\$ 73,143.20	\$ 1,825.05
Año 18	\$ 73,143.20	\$ 1,825.05
Año 19	\$ 73,143.20	\$ 1,825.05
Año 20	\$ 73,143.20	\$ 1,825.05
Año 21	\$ 80,315.19	\$ 2,098.81
Año 22	\$ 80,315.19	\$ 2,098.81
Año 23	\$ 80,315.19	\$ 2,098.81
Año 24	\$ 80,315.19	\$ 2,098.81
Año 25	\$ 80,315.19	\$ 2,098.81

Costo-Beneficio	
C-B	3.29
VAN Ingresos	
VNA	\$ 892,524.53
VAN Egresos	
VNA	\$ 271,446.82

¹³⁴ Valores Actuales de Ingresos y Egresos, realizado por la Autora.

Las tasas que se tomaron en cuenta para este cálculo fueron: la tasa de interés del préstamo bancario (7,5%), la tasa de descuento (5%)¹³⁵ y la tasa de riesgo bajo (3%).

Desarrollando la ecuación 4.10 se tiene:

$$CB = \frac{\$ 892,524.53}{\$ 271,446.82}$$

$$CB = 3,29$$

La relación Costo-Beneficio muestra que el VAN de los Ingresos será 3,29 veces el valor del VAN de los Egresos, es decir, existirá un saldo a favor, por tanto el proyecto es factible, ya que la relación costo-beneficio es mayor que uno.

4.4 FACTIBILIDAD Y BENEFICIOS DEL PROYECTO

El proyecto da cumplimiento a los objetivos ambientales, técnicos y económicos para los cuales ha sido realizado este estudio.

Mediante el autofinanciamiento y el préstamo bancario en coordinación con el BIESS-MEER-CNF, REPSOL contará con un diseño solar fotovoltaico acorde a los requerimientos actuales y futuros del Campo, con total cumplimiento a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y al Mecanismo de Desarrollo Limpio, con lo cual, no sólo recuperará la inversión, sino que, al cumplir con la generación de energía limpia y la eliminación de gases de efecto invernadero, podrá seguir teniendo un apoyo incluso mayor por parte de dichas entidades para proyectos futuros.

¹³⁵ BCE, Banco Central del Ecuador, “Tasa de interés del préstamo bancario”, 2012.

4.4.1 Factibilidad Ambiental

Se conseguirá la generación de energía limpia, mediante la implementación del Sistema Solar Fotovoltaico, cuyo objetivo principal es el cuidado del medio ambiente, dado que, 47,13 toneladas de dióxido de carbono dejarán de ser emitidas hacia la atmosfera.

Este sistema fotovoltaico no genera ningún tipo de desperdicio, emisión de gases tóxicos, ruido, u otro factor que atente contra el medio ambiente y el bienestar del personal que labora en el Campamento t del personal que realizara su mantenimiento.

4.4.2 Factibilidad Económica

La rentabilidad de este proyecto está dada por el tiempo de recuperación de la inversión y la seguridad de poder financiar todos los gastos que genere en proyecto, desde la compra del material, hasta su puesta en funcionamiento, tomando en cuenta posibles imprevistos, ya sean económicos o técnicos.

Los resultaos de los flujos de capital mostraron con exactitud los ingresos y egresos que presentará el proyecto durante los 25 años, tomando en cuenta las tasas de descuento e interés, donde se obtiene que al fina del quinto año se pagará por completo el préstamo bancario, al fin del sexto año se habrá recuperado la inversión inicial de REPSOL, y desde el sexto año se obtienen y saldos importantes, hasta legar al fin del año 25 con un saldo de **1'329.211,02 USD.**

4.4.3 Factibilidad Técnica

El sistema Solar Fotovoltaico es técnicamente factible, por estar diseñado acorde a los requerimientos del sistema eléctrico de iluminación actual de REPSOL-NPF, contar con

elementos específicos para funcionar en sistemas fotovoltaicos y tomando en cuenta que su implementación y puesta en funcionamiento la realizaría personal calificado.

El dimensionamiento del sistema solar fotovoltaico tomó en cuenta valores reales de demanda de energía eléctrica para iluminación, índices de radiación en el campamento, horas de empleo de energía eléctrica en cada área (dado que la mayoría de aéreas operan las 24 horas del día), respaldo de energía para el sistema fotovoltaico dimensionado para 24 horas, especificaciones técnicas y parámetros eléctricos detallados de cada elemento que debería ser utilizado, diseño del conexionado y agrupación de los elementos, cálculos de caídas de voltaje y dimensionamiento de protecciones, que dan seguridad y fiabilidad al sistema fotovoltaico.

Se dejará además el manual de operación y mantenimiento del sistema solar fotovoltaico, al personal de operaciones y mantenimiento, para asegurar que los elementos sean tratados de forma adecuada durante sus mantenimientos o sus reparaciones y alargar así su vida útil.

Dentro del rubro de egresos se tomó en cuenta sueldos para un Ingeniero especializado en energía fotovoltaica, eléctricos tipo A, calificados para lecturas de planos y diseño de tableros, bandejería y tuberías, entre otras actividades, y ayudantes eléctricos para las conexiones menores, montajes y adecuación de los elementos.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

La ejecución de un proyecto de aplicación de energía solar fotovoltaica, cualquiera sea su escala o monto de inversión, necesita un análisis previo que muestre si es viable o no, para no caer en problemas como deudas que no puedan pagarse o el incumplimiento de los objetivos deseados. Por ello, es necesario realizar el Estudio de Factibilidad previo a su ejecución, tomando en cuenta todos los parámetros y variables que intervienen en el proyecto, como: herramientas tecnológicas, humanas y económicas que están al alcance, considerando a la vez todas las ventajas, desventajas e imprevistos que puedan surgir durante o después del desarrollo del mismo, sólo de esta manera el Estudio de Factibilidad muestra resultados veraces y fiables.

Tras el presente “Estudio de Factibilidad para la aplicación de Energía Renovable Fotovoltaica en el Sistema de Iluminación General del Campo REPSOL-NPF”, se concluye que dicho proyecto es factible de realizar, por cumplir los objetivos y restricciones: tecnológicas, ambientales, económicas y de tiempo.

El Ecuador posee un sinnúmero de fuentes naturales de las cuales se puede generar energía eléctrica, sin embargo, la que más se ha explotado es la energía hidráulica, por su coste más barato que las energías renovables, sin embargo hay regiones del país donde no hay caídas de agua lo suficientemente caudalosas, elevadas o de fácil implementación de represas, además el impacto ambiental que producen es elevado. El agua es un recurso de uso múltiple, un bien tan antiguo y cotidiano que hace que la veamos como eterno, inagotable y sobretodo gratuito, y es esa razón de gratuidad la que la está llevando de a poco a su

extinción, por razones como: sobrepoblación, despilfarro, contaminación, entre otras. Por ello se ha hecho indispensable y además una responsabilidad social y ambiental hallar fuentes alternas de generación de energía eléctrica.

La generación de energía eléctrica mediante sistemas solares fotovoltaicos presenta ventajas como: fácil y rápida instalación, mantenimientos simples semestrales o anuales, alta resistencia a condiciones climáticas extremas como: fuertes vientos, altas temperaturas, lluvias o polvo, vida útil de al menos 30 años, no emplea ningún tipo de combustible, no genera ruido, no contamina el medio ambiente, llega a comunidades y sectores donde las empresas eléctricas estatales no llegan y finalmente, su principal recurso es el sol, que es considerado una fuente idealmente inagotable. La única desventaja del sistema solar fotovoltaico es la elevada inversión inicial, comparada con la generación hidroeléctrica o generadores de cualquier combustible.

El presente estudio se realizó porque al Campo REPSOL-NPF no llega ninguna empresa eléctrica pública y toda la generación de energía eléctrica es mediante generadores a diesel, lo cual encarece las planillas de consumo eléctrico. Por ello resulta de suma importancia el apoyo que el gobierno y fundaciones internacionales dan a los proyectos que incursionan en el campo de las energías renovables.

RECOMENDACIONES

Los valores del VAN y la TIR, que nos ayudan a definir si un proyecto es factible o no, están ligados a índices como: tasa de descuento, índice de riesgo, depreciación del dinero, tasa de interés y tiempo de recuperación, por lo que se debe analizar lo que cada uno de ellos representa y la manera en que influyen en los resultados. No se posible basarse

únicamente en si el VAN y la TIR son o no mayores a cero, sino interpretar los resultados obtenidos y saber qué representan en nuestro proyecto, de igual forma se debe analizar qué resultados deben descartarse por ser erróneos o incoherentes.

La industria ecuatoriana debe asumir un rol responsable frente a la actual crisis ambiental, que presenta: índices elevados de emisiones de gases tóxicos hacia la atmosfera; basura, derivados del petróleo y químicos contaminantes arrojados a los ríos y mares; tala indiscriminada de árboles y destrucción del hábitat de muchas especies terrestres y marinas, que inminentemente provoca la mayoría de las industrias.

Los profesionales que pueden aportar innovaciones en proyectos de mejora ambiental, deben desarrollar sus ideas, para lograr ejecutarlas mediante el apoyo del sector privado o gubernamental, que se verá reflejado en la mejora del estado de vida de muchos ecuatorianos.

Para el diseño y la implementación del sistema solar fotovoltaico, se recomienda que todos los elementos cumplan con las especificaciones técnicas y características eléctricas y mecánicas que se listaron en el diseño y que se siga los procesos básicos del Manual de Operación y Mantenimiento indicado por el fabricante para cada elemento.

Los procesos que se siguieron para el desarrollo del presente Estudio de Factibilidad, pueden ser aplicados para cualquier sistema solar fotovoltaico residencial o industrial, en zonas urbanas o rurales, y se deberán tomar en cuenta las condiciones climáticas, el sistema eléctrico al que se abastecerá y los requerimientos que presente el sector en estudio. Puesto que en función de estos parámetros estará el costo de la inversión y el dimensionamiento de los elementos del sistema solar fotovoltaico.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] REPSOL YPF, “Reporte de Sustentabilidad de Repsol YPF- Ecuador”, 2010.
- [2] G. Davis, “Análisis de Energías Renovables”, 1990.
- [3] E. Plasencia, L. Mates, A. Posadas, C. Cabrera, “Estimación horaria de la Irradiancia solar total extraterrestre”, 2010.
- [4] I. Sánchez, G. Díaz, G. Granados, “Elementos para entender el cambio climático y sus impactos”.
- [5] Fritz y McDonald, “Análisis de radiación solar”, 1949.
- [6] RENOVAENERGIA, “Energía Solar Fotovoltaica, Soluciones energéticas renovales”.
- [7] ICAEN, “Pliego de Condiciones Técnicas para instalaciones fotovoltaicas conectadas a red”, 2002.
- [8] H. Grossi Gallegos, “Evaluación de la radiación solar”, 2009.
- [9] TALESUM, “Hoja técnica del panel solar TALESUM, 250W”.
- [10] EXIDE, “Hoja técnica de la batería EXIDE, YS 12-220”.
- [11] QMAX, “Hoja técnica del inversor QMAX, QM-1824SM-C”.
- [12] SCHNEIDER, “Hoja técnica del controlador de carga solar SCHNEIDER, XW-MPPT60-150”.
- [13] OKONITE, “Hoja Técnica del cable OKONITE, Okotherm CIC 600”.
- [14] WEG, “Hoja Técnica del fusible WEG, NH-aR”.
- [15] SIEMENS, “Hoja Técnica del interruptor termo magnético SIEMENS, ED2 y CQD”.

- [16] FATECH, “Hoja Técnica del interruptor de corriente continua FATECH, SPD -2”.
- [17] Organización Latinoamericana de Energía, “Ley de Régimen del Sector Eléctrico Ecuatoriano”.
- [18] Organización Latinoamericana de Energía, “Caso Ecuador-Parte III”.
- [19] MEER, Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, “Cooperación financiera no rembolsable”, 2010.
- [20] BIESS, Banco del Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social, “Préstamo bancario BIESS”.
- [21] CELEC EP, Corporación Eléctrica del Ecuador, “Financiamiento para proyectos de energía renovable”, 2010.
- [22] Guía práctica para el cálculo de emisiones de gases con efecto invernadero, 2012.
- [23] The McKinsey Quarterly, Análisis de factibilidad de un proyecto según los resultados de la TIR”.

SOFTWARES

CENSOL “Software para Análisis de Energía y Radiación Solar y Simulación”.

PV Syst, “Software para Evaluación, Diseño y Simulación de Sistemas Fotovoltaicos”.