



# UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA

ARÉA DE LA ENERGÍA, LAS INDUSTRIAS Y LOS RECURSOS  
NATURALES NO RENOVABLES.

**CARRERA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA**

**TEMA:**

**“DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UN BANCO  
DE TRANSFERENCIA ELÉCTRICA MEDIANTE  
ENERGÍA SOLAR, PARA EL LABORATORIO DE  
AUTOMATIZACIÓN INDUSTRIAL”**

**TESIS DE GRADO PREVIO A  
LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO  
DE INGENIERO  
ELECTROMECAÁNICO**

**AUTORES:**

*BLADIMIR GUSTAVO ORTEGA CUEVA*

*FRANKLIN JOSÉ TENECELA GONZÁLEZ*

**DIRECTOR:**

*Ing. Jorge Patricio Muñoz Vizhñay, Msc*

**LOJA – ECUADOR**

**2010**



**CERTIFICACIÓN**

**Ing. Jorge Patricio Muñoz Vizhñay, Msc.**

**CATEDRÁTICO DE LA CARRERA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA  
Y DIRECTOR DE TESIS.**

Certifico haber participado en la revisión de la presente tesis, la misma que reúne los requisitos que exige el reglamento de la Universidad Nacional de Loja, por tal razón autorizó su presentación

Loja, Octubre de 2010.

---

**Ing. Jorge Patricio Muñoz Vizhñay, Msc.**

**DIRECTOR DE TESIS.**

**AUTORÍA**

Quienes suscribimos Bladimir Gustavo Ortega Cueva, Franklin José Tenecela González declaramos ser responsables de las ideas, opiniones, conclusiones, recomendaciones y de todo el desarrollo del presente trabajo de tesis.

-----  
Bladimir Gustavo Ortega Cueva

AUTOR

-----  
Franklin José Tenecela González

AUTOR

## AGRADECIMIENTO

Queremos expresarle nuestro agradecimiento al Director de Tesis, Ing. Jorge Patricio Muñoz por su generosidad al brindarnos la oportunidad de recurrir a su capacidad y experiencia científica en un marco de confianza, afecto y amistad, fundamentales para la culminación de este trabajo.

A nuestros padres y hermanos por ser verdaderos ejemplos de unión, responsabilidad, sacrificio y apoyo a la culminación de este proyecto.

De igual forma nuestro agradecimiento y gratitud para los profesionales que supieron ayudarnos de una manera incondicional con sus conocimientos científicos e intelectuales durante nuestra formación académica.

Los autores.

## DEDICATORIA

Primero a nuestro ser supremo que en todo momento de mi vida estuvo, está y estará junto a mí. A mis padres Zoilita y Silvio que con su ayuda incondicional fueron pilar fundamental y fuente de inspiración para la culminación de este proyecto de tesis y de toda mi carrera universitaria y de esta manera supieron encaminarme hacia el camino del éxito.

A mis 6 hermanos Iván, Jessica, Nenita, Piter, Viviana y Puchito, porque siempre están presentes en mi mente y en mi corazón y siempre supieron apoyarme en toda la formación de mi vida profesional. Y de manera muy especial a mi hermano el Ing. Peter Ortega que con su ejemplo, ayuda y respeto fue un gran apoyo, a todos mis profesores, a todos mis amigos, en especial al Ing. Jorge Muñoz, por su amistad y su acertada dirección.

*Bladimir Gustavo*

Esta tesis le dedico a DIOS que en todo momento se encuentra conmigo, a mis padres Luz María y Vicente, que en todo momento mediante su amor, esfuerzo y apoyo incondicional me han orientado hacia el éxito en mis estudios. A mis hermanos Guadalupe y Julio, que de una u otra manera supieron darme fuerzas para vencer los obstáculos durante toda mi formación profesional.

*Franklin José*

## RESUMEN

El presente trabajo titulado: “Diseño y Construcción de un Banco de Transferencia Eléctrica, Mediante Energía Solar, para el Laboratorio de Automatización Industrial” el cual tiene como principal objetivo construir un banco de prácticas para las clases de automatización industrial, utilizando equipamiento moderno empleado en la Industria Moderna.

El proyecto se realizó estudiando diversas variantes y tomando en cuenta varios puntos muy importantes para la transferencia de energía. Se seleccionaron los contactores, estos han sido concebidos para asegurar la disponibilidad de energía de la carga del banco de prácticas. Además se incorporó un autómeta al sistema de transferencia y este garantiza el control de la instalación.

Se realizó el diseño y los cálculos respectivos de la fuente secundaria de alimentación que en este caso es un equipo fotovoltaico, el mismo que consta de un panel solar, controlador de carga, baterías y el inversor.

Se utilizaron diversos sistemas de medición para las prácticas determinando el uso de un voltímetro, amperímetro y frecuencímetro, lo cual es apropiado para mantener estable el Sistema de Generación Eléctrica de nuestro banco. Se realizaron diferentes planos para especificar la ubicación y conexión de los equipos que conforman el diseño del sistema de transferencia automática de energía. Los planos y el listado de materiales con sus especificaciones constituyen la ingeniería de detalle del proyecto.

Este proyecto contiene las diferentes prácticas que se deben realizar en el banco, las mismas que fueron desarrolladas para un entendimiento claro de los estudiantes de la carrera de Ingeniería Electromecánica, estas prácticas comienzan dando al estudiante la facilidad de diseñar el sistema de forma manual para luego realizarla de forma automática. También se desarrollaron, las conclusiones y recomendaciones respectivas para el montaje del banco de transferencia eléctrica automática.

## SUMMARY

This paper entitled "Design and construction of a bank of electrical transfer through renewable energy for industrial automation laboratory" which aims to build a bank of practice for industrial automation classes, using modern equipment used in the today.

The project was carried out considering various alternatives, taking into account several important points in a transfer of energy. Contactors were selected; these are designed to ensure the availability of energy from the burden of bank practices. It also incorporated a PLC system that ensures the transfer and control of the facility.

We performed such calculations and design of the secondary power source in this case is a photovoltaic system, the same consisting of a solar panel, charge controller, batteries and inverter.

We used different measurement systems for determining the practical use of a voltmeter, ammeter and frequency, is the appropriate choice for measuring voltage, current and frequency transfer system of electricity. Different levels were conducted to specify the location and connection of computers that make up the design of the automatic transfer of energy. The plans and materials list to your specifications are the detailed engineering of the project.

This project contains the different practices should be conducted in the bank, the same as those developed for a clear understanding of the students of the Electromechanical Engineering degree, these practices begin by giving students the ability to design the system and then manually do it automatically. Also developed, conclusions and recommendations thereon to the bench fitting, comply with automatic power transfer.



## ÍNDICE

PORTADA.....	I
CERTIFICACION.....	II
AUTORÍA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
DEDICATORIA.....	V
RESUMEN.....	VI
SUMMARY.....	VII
<b>INTRODUCCION.....</b>	<b>1</b>
<b>METODOLOGIA.....</b>	<b>3</b>
<b>OBJETIVOS.....</b>	<b>5</b>
<b>CAPITULO I: REVISIÓN DE LITERATURA.</b>	
1.1 Disponibilidad e idoneidad de la energía solar en el Ecuador.....	6
1.1.4 La energía solar fotovoltaica.....	7
1.1.2 Radiación solar.....	8
1.1.2.1 El sol.....	8
1.1.2.2 Radiación solar extraterrestre.....	8
1.1.3Radiación solar en la superficie terrestre.....	9
1.1.4 Radiación solar directa, difusa y global.....	9
1.1.5 Celdas solares.....	11
1.1.5.1 Circulación de corriente en el silicón dopado.....	12
1.1.5.2Análisis del voltaje e intensidad en una celda solar.....	14

1.1.5.3 Tipos de celdas solares.....	17
1.1.6 Módulos fotovoltaicos.....	18
1.1.7 Paneles fotovoltaicos.....	20
1.1.7.1 Rendimiento de un panel fotovoltaico.....	21
1.1.7.2 Irradiación eficiente sobre el panel fotovoltaico.....	22
1.1.8 Tipos de sistemas de generación fotovoltaica.....	24
1.1.8.1 Sistemas residenciales desconectados de la red (off-grid).....	25
1.1.8.2 Sistemas no residenciales desconectados de la red (off-grid).....	26
1.1.8.3 Sistemas híbridos.....	26
1.1.8.4 Sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica (on-grid).....	27
1.1.9 Almacenamiento de energía.....	27
1.1.9.1 Baterías de plomo ácido.....	28
1.1.9.2 Ciclo de vida de las baterías de plomo ácido.....	31
1.1.10 Características de las baterías para G.F.....	31
1.1.10.1 Capacidad de las baterías.....	34
1.1.10.2 Conexión generador fotovoltaico-banco de baterías.....	35
1.1.11 Controlador o regulador de carga.....	36
1.1.11.1 Esquemas de control de carga.....	40
1.1.11.2 Protección contra descarga profunda.....	42
1.1.12 Inversores.....	43
1.1.12.1 Características generales de inversores.....	43
1.1.12.2 Inversores de onda cuadrada.....	45

1.1.12.3 Inversores de onda sinusoidal modificada.....	46
1.1.12.4 Inversores de modulación de ancho de pulso (PWM).....	48
1.1.12.5 Calidad de la energía en los inversores.....	49
1.2 Salidas de servicio en sistemas eléctricos.....	50
1.2.1 Clasificación de las salidas de servicio.....	50
1.2.2 Sistemas de emergencia aplicables.....	51
1.2.2.1 Tipos de falla de poder eléctrico.....	51
1.2.2.2 Tipos de sistema de emergencia.....	51
1.2.2.3 Sistemas stand-by.....	52
1.2.3 Transferencia de carga.....	52
1.2.3.1 Forma manual.....	52
1.2.3.2 Forma automática.....	53
1.2.3.3 Métodos de transferencia de energía.....	54
1.2.4 Elementos para la transferencia automática.....	56
1.2.4.1 Interruptores termomagnéticos.....	56
1.2.4.2 Contactores.....	57
1.2.4.3 Controlador lógico programable PLC.....	59
1.2.5 Requerimientos en los aparatos de transferencia.....	66
1.2.6 Protección y señalización.....	66

**CAPITULO II: MATERIALES Y METODOS.**

2.1 Diseño del generador fotovoltaico.....	69
2.1.1 Estimación de cargas.....	69
2.1.2 Datos de radiación incidente del emplazamiento.....	74
2.1.3 Voltaje nominal del sistema.....	75
2.1.4 Determinación de la cantidad de módulos fotovoltaicos.....	75
2.1.5 Diseño del emplazamiento del proyecto.....	79
2.1.6 Selección del controlador de carga.....	81
2.1.7 Determinación de la capacidad del banco de baterías.....	84
2.1.8 Dimensionamiento del inversor.....	89
2.1.9 Dimensionamiento de conductores.....	94
2.2 Diseño del banco de transferencia eléctrica automática.....	96
2.2.1 Diseño de la estructura del banco.....	99
2.2.2 Selección de las protecciones eléctricas.....	107
2.2.2.1 Elección del breaker de protección.....	107
2.2.2.2 Elección del relé térmico.....	110
2.2.3 Selección de los contactores.....	111
2.2.4 Selección del módulo lógico programable logo!.....	112
2.2.5 Alimentación del sistema de mando.....	121
2.2.6 Selección de los componentes del sistema de mando y señalización.....	123
2.2.7 Selección del cableado.....	126

2.2.8 Puesta a tierra de los equipos.....	127
2.2.8.1 Esquema de conexión de puesta a tierra de los equipos.....	127
2.2.8.2 Elección del conductor de puesta a tierra.....	128
2.3 Funcionamiento del banco de transferencia eléctrica automática.....	129
2.3.1 funcionamiento de la transferencia eléctrica sin carga.....	129
2.3.2 funcionamiento de la transferencia eléctrica con carga.....	132
2.3.3 Análisis del comportamiento del sistema eléctrico.....	135
 <b>CAPITULO III: RESULTADOS.</b>	
3.1 Análisis de los resultados.....	140
3.1.1 Generador fotovoltaico.....	140
3.1.2 Equipos del banco de transferencia eléctrica automática.....	141
 <b>CAPITULO IV: DISCUSIÓN, ANALISIS TECNICO ECONOMICO Y AMBIENTAL.</b>	
4.1 Discusión.....	143
4.2 Análisis técnico ambiental y económico.....	144
4.2.1 Análisis ambiental del generador fotovoltaico.....	144
4.2.1.1 Beneficios ambientales del generador fotovoltaico.....	144
4.2.1.2 Reducción de emisiones de CO <sub>2</sub> .....	145
4.2.2 Evaluación económica del proyecto.....	146
4.2.2.1 Presupuesto del banco de transferencia eléctrica.....	146
4.2.2.2 Comparación económica del sistema solar con un G.E. a diesel.....	148
<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>151</b>

<b>RECOMENDACIONES</b> .....	152
<b>BIBLIOGRAFIA</b> .....	153
<b>ANEXOS</b>	
Anexo1.Mes de junio con la menor insolación del año.....	156
Anexo2. Exmorx solar modelo sm 100p, de tipo polycristalino silicón.....	157
Anexo3. Controlador de carga.....	158
Anexo4.Banco de baterías: coopower battery.....	159
Anexo5. Inversor.....	160
Anexo6. Capacidad de los conductores.....	161
Anexo7.Banco de transferencia eléctrica automática. ....	162
Anexo8. Breaker de protección eléctrica.....	163
Anexo9. Relé bimetálico schneider electric.....	164
Anexo10. Contactor de fuerza.....	165
Anexo11. Sistema de alimentación ininterrumpida (U.P.S).....	166
Anexo12. Pulsadores.....	167
Anexo13. Pulsador de retención.....	168
Anexo14. Lámparas de señalización.....	169
Anexo15. Relé industrial enchufable FINDER. ....	170
Anexo16. Aparatos de medida.....	171
Anexo17. Varilla copperweld .....	172
Anexo18. Plano en 2D del banco.....	173

Anexo19.Practicas.....	174
Anexo19.Anteproyecto.....	261

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>FIGURA 1.1:</b> Datos de irradiación solar global anual promedio en el Ecuador.....	6
<b>FIGURA 1.2:</b> Equivalencia de la radiación solar anual frente a las RME.....	8
<b>FIGURA 1.3:</b> Variaciones de la distancia Tierra-Sol.....	8
<b>FIGURA 1.4:</b> Variación anual de la constante solar.....	8
<b>FIGURA 1.5:</b> Curvas anuales de radiación global medida en diferentes lugares alrededor del mundo.....	10
<b>FIGURA 1.6:</b> Componente horizontal y vertical de la radiación directa.....	11
<b>FIGURA 1.7:</b> Diagrama esquemático de una celda solar de silicio.....	12
<b>FIGURA 1.8:</b> Estructura electrónica de las capas P y N de una celda fotovoltaica.....	13
<b>FIGURA 1.9:</b> Curvas características de celdas PV reales e ideales en varios niveles de iluminación.....	15
<b>FIGURA 1.10:</b> Curva V-I con máximos puntos de potencia.....	16
<b>FIGURA 1.11:</b> Influencia de la temperatura ambiental sobre la celda fotovoltaica.....	17
<b>FIGURA 1.12:</b> Módulos Solares.....	19
<b>FIGURA 1.13:</b> Características a diferentes intensidades de radiación y de temp.....	21
<b>FIGURA 1.14:</b> Efecto de la inclinación del colector sobre el área respecto a la componente directa.....	22
<b>FIGURA 1.15:</b> Ángulo de montaje óptimo de un panel fotovoltaico sin sistema de rastreo.....	23
<b>FIGURA 1.16:</b> Posibles trayectorias solares durante el año alrededor de la Tierra.....	24
<b>FIGURA 1.17:</b> Sistema doméstico off-grid de corriente continua.....	25
<b>FIGURA 1.18:</b> Sistema doméstico off-grid de corriente alterna.....	26



<b>FIGURA 1.19:</b> Sistema híbrido de generación eléctrica.....	26
<b>FIGURA 1.20:</b> Procesos de carga y descarga de baterías de plomo ácido.....	29
<b>FIGURA 1.21:</b> Superficies de los electrodos en baterías fotovoltaicas (izq.) y de arranque (der.).....	30
<b>Figura 1.22:</b> Duración en ciclos de carga-descarga en función de la profundidad de descarga.....	31
<b>FIGURA 1.23:</b> Corte de una Batería de Plomo – Acido.....	34
<b>FIGURA 1.24:</b> Acoplamiento directo entre generador fotovoltaico y banco de baterías.....	35
<b>FIGURA 1.25:</b> Curvas I-V de generador fotovoltaico y baterías.....	36
<b>FIGURA 1.26:</b> Diagrama de un regulador lineal de carga.....	37
<b>FIGURA 1.27:</b> Controlador de carga con interruptor en serie.....	38
<b>FIGURA 1.28:</b> Controlador de carga con interruptor en paralelo.....	39
<b>FIGURA 1.29:</b> Corriente y voltaje de un banco de baterías durante el ciclo de carga...41	
<b>FIGURA 1.30:</b> Variaciones de voltaje de la batería y corriente de carga durante el consumo.....	43
<b>FIGURA 1.31:</b> Circuitos de conversión de señales DC a onda cuadrada.....	45
<b>FIGURA 1.32:</b> Formas de onda a la salida del inversor.....	46
<b>FIGURA 1.33:</b> Puente H multinivel para generación de ondas sinusoidales.....	47
<b>FIGURA 1.34:</b> Onda sinusoidal modificada producida por un puente H.....	47
<b>FIGURA 1.35:</b> Configuración de inversor PWM de tres niveles y su correspondiente onda en la salida.....	49
<b>Figura 1.36:</b> Efecto de las armónicas sobre la forma de onda fundamental.....	50

<b>FIGURA 1.37:</b> Transferencia manual.....	53
<b>FIGURA 1.38:</b> Transferencia automática.....	54
<b>FIGURA 1.39:</b> interruptores de transferencia eléctrica.....	54
<b>FIGURA 1.40:</b> Esquema del interruptor termomagnético.....	56
<b>FIGURA 1.41:</b> Contactor.....	57
<b>FIGURA 1.42:</b> PLC.....	60
<b>FIGURA 1.43:</b> Estructura de LOGO!.....	63
<b>FIGURA 1.44:</b> Modulo de expansión del LOGO!.....	65
<b>FIGURA 1.45:</b> Protección y señalización.....	68
<b>FIGURA 2.1:</b> Generador fotovoltaico conectado a su carga.....	69
<b>FIGURA 2.2:</b> Datos de radiación global.....	75
<b>FIGURA 2.3:</b> Datos de irradiancia solar.....	77
<b>FIGURA 2.4:</b> Factor de espaciamento.....	79
<b>FIGURA 2.5:</b> Distancia del panel solar con el medio que lo rodea.....	80
<b>FIGURA 2.6:</b> Inclinación del panel solar fotovoltaico.....	81
<b>FIGURA 2.7:</b> Modulación de ancho de pulso del controlador de carga.....	83
<b>FIGURA 2.8:</b> Relación del tiempo de carga con el amperaje.....	87
<b>FIGURA 2.9:</b> Relación del voltaje de carga y la temperatura.....	88
<b>FIGURA 2.10:</b> Relación entre el voltaje carga y el tiempo de carga.....	88
<b>FIGURA 2.11:</b> Descarga de la batería respecto al voltaje en circuito abierto.....	89
<b>FIGURA 2.12:</b> Relación entre la cantidad disponible y la descarga de corriente.....	89

<b>FIGURA 2.13:</b> Onda sinusoidal a la salida del inversor.....	92
<b>FIGURA 2.14:</b> Distancia del panel fotovoltaico hasta el regulador de carga.....	95
<b>FIGURA 2.15:</b> Distancia del regulador de voltaje hasta la batería e inversor.....	95
<b>FIGURA 2.16:</b> Configuración del Sistema de transferencia eléctrica automática.....	96
<b>FIGURA 2.17:</b> Esquema de fuerza y mando de la transferencia eléctrica automática...97	
<b>FIGURA 2.18:</b> Construcción del banco de transferencia eléctrica automática.....	99
<b>FIGURA 2.19:</b> Dimensiones del breaker.....	100
<b>FIGURA 2.20:</b> Dimensiones del contactor.....	101
<b>FIGURA 2.21:</b> Dimensiones del relé térmico.....	101
<b>FIGURA 2.22:</b> Dimensiones del relé enchufable.....	101
<b>FIGURA 2.23:</b> Dimensiones de los aparatos de medida.....	102
<b>FIGURA 2.24:</b> Dimensiones del pulsador.....	102
<b>FIGURA 2.25:</b> Dimensión del pulsador de retención.....	103
<b>FIGURA 2.26:</b> Dimensión de la lámpara de señalización.....	103
<b>FIGURA 2.27:</b> Dimensiones del Logo! y su módulo de expansión.....	104
<b>FIGURA 2.28:</b> Dimensiones del motor eléctrico.....	104
<b>FIGURA 2.29:</b> Dimensiones del foco.....	104
<b>FIGURA 2.30:</b> Dimensiones del panel solar.....	105
<b>FIGURA 2.31:</b> Dimensiones del controlador de carga.....	105
<b>FIGURA 2.32:</b> Dimensiones de la batería.....	106
<b>FIGURA 2.33:</b> Dimensiones del inversor.....	106

<b>FIGURA 2.34:</b> Símbolo del breaker.....	107
<b>FIGURA 2.35:</b> símbolo del relé térmico.....	110
<b>FIGURA 2.36:</b> Símbolo del contactor.....	111
<b>FIGURA 2.37:</b> Circuito de mando.....	112
<b>FIGURA 2.38:</b> Modo de conexión del Logo!.....	114
<b>FIGURA 2.39:</b> Salidas y entradas de Logo.....	114
<b>FIGURA 2.40:</b> Modulo de Ampliación Logo! DM 8 230R.....	119
<b>FIGURA 2.41:</b> Montaje del Logo! con el módulo de ampliación.....	120
<b>FIGURA 2.42:</b> Posición adecuada del Logo! con su módulo de expansión.....	120
<b>FIGURA 2.43:</b> Partes del UPS.....	122
<b>FIGURA 2.44:</b> Símbolo del pulsador.....	123
<b>FIGURA 2.45:</b> Símbolo del pulsador de retención.....	124
<b>FIGURA 2.46:</b> Símbolo de la lámpara de señalización.....	124
<b>FIGURA 2.47:</b> Símbolo del relé enchufable.....	125
<b>FIGURA 2.48:</b> Conexión del voltímetro.....	125
<b>FIGURA 2.49:</b> Conexión del amperímetro.....	126
<b>FIGURA 2.50:</b> Conexión del frecuencímetro.....	126
<b>FIGURA 2.51:</b> Conexión a tierra del generador fotovoltaico.....	128
<b>FIGURA 2.52:</b> Sistema de fuerza y mando de la transferencia eléctrica sin carga.....	130
<b>FIGURA 2.53:</b> Diseño lógico de la transferencia eléctrica sin carga.....	131
<b>FIGURA 2.54:</b> Sistema de fuerza y mando de la transferencia eléctrica con carga.....	133

<b>FIGURA 2.55:</b> Diseño lógico de la transferencia eléctrica con carga.....	134
<b>FIGURA 2.56:</b> Conexión en paralelo de los focos incandescentes.....	135
<b>FIGURA 2.57:</b> Análisis del voltaje con respecto al tiempo.....	136
<b>FIGURA 2.58:</b> Análisis de la corriente respecto al tiempo.....	137
<b>FIGURA 2.60:</b> Análisis del voltaje respecto al tiempo.....	138
<b>FIGURA 2.61:</b> Análisis del amperaje respecto al tiempo.....	139

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>TABLA1.1:</b> Eficiencia de las principales tecnologías fotovoltaicas.....	18
<b>TABLA1.2:</b> Parámetros de diversos tipos de inversores.....	44
<b>TABLA 1.3:</b> Variantes disponibles de Logo!.....	64
<b>TABLA 1.4:</b> Módulos de expansión.....	66
<b>TABLA2.1:</b> Demanda en AC.....	71
<b>TABLA2.2:</b> Cálculo de la demanda eléctrica en Amperios hora por día.....	73
<b>TABLA2.3:</b> Datos de radiación Global.....	74
<b>TABLA 2.4:</b> Modulo solar silicón.....	76
<b>TABLA2.5:</b> Calculo de paneles solares.....	78
<b>TABLA 2.6:</b> Inclinación de los paneles fotovoltaicos de acuerdo a su latitud.....	81
<b>TABLA 2.7:</b> Controlador de carga.....	83
<b>TABLA 2.8:</b> Factores de pérdida de rendimiento de Baterías de Plomo Acido.....	85
<b>TABLA2.9:</b> Cálculo de capacidad del banco de baterías.....	86
<b>TABLA 2.10:</b> Características del inversor.....	91
<b>TABLA 2.11:</b> Porcentaje a plena carga de la corriente en motores eléctricos.....	108
<b>TABLA 2.12:</b> Características del breaker siemens.....	110
<b>TABLA 2.13:</b> Características del contactor general electric.....	112
<b>TABLA 2.14:</b> Variantes disponibles de Logo!.....	113
<b>TABLA 2.15:</b> Características de las entradas digitales.....	113
<b>TABLA 2.16:</b> Funciones básicas GF.....	115

<b>TABLA 2.17:</b> Funciones básicas SF.....	116
<b>TABLA 2.18:</b> Funciones básicas SF.....	117
<b>TABLA 2.19:</b> Funciones básica SF.....	117
<b>TABLA 2.20:</b> Compatibilidad de los módulos de ampliación.....	118
<b>TABLA 2.21:</b> Módulos de ampliación.....	118
<b>TABLA 2.22:</b> Especificaciones técnicas del UPS.....	122
<b>TABLA 2.23:</b> Tabla de datos de funcionamiento.....	136
<b>TABLA 2.24:</b> Tabla de datos de funcionamiento.....	138
<b>TABLA4.1:</b> Presupuesto del banco.....	147
<b>TABLA4.2:</b> Sistema Solar.....	148
<b>TABLA4.3:</b> Sistema a Diesel.....	149

## NOMENCLATURA

<b>AC:</b>	Corriente alterna
<b>AC1:</b>	Categoría de contactor 1
<b>Ah:</b>	Amperios-hora
<b>Al:</b>	Aluminio
<b>AM:</b>	Masa de aire
<b>As:</b>	Arsénico
<b>ATC:</b>	Los amperios totales de carga
<b>AutoCAD:</b>	Diseño asistido por computador.
<b>AWG:</b>	Sistema americano de medidas
<b>B:</b>	Bobina
<b>B:</b>	Boro
<b>C:</b>	Capacitor
<b>°C:</b>	Grados centígrados.
<b>CC:</b>	Corriente continúa
<b>CONELEC:</b>	Consejo nacional de electricidad
<b>D:</b>	Diodo
<b>DV%:</b>	Caída de tensión en porcentaje
<b>DV:</b>	Diferencia de potencial.
<b>e:</b>	Electrones
<b>E<sub>l</sub>:</b>	Energía consumida por las luminarias



<b>EERSSA:</b>	Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A.
<b><math>E_m</math>:</b>	Energía consumida por el motor.
<b><math>E_t</math>:</b>	Energía total
<b>eV:</b>	Electrón voltio
<b>FE:</b>	Factor de espaciamiento
<b>FF<sub>I</sub>:</b>	Factor de llenado.
<b>FV:</b>	Foto-voltaicas.
<b>Ga:</b>	Galio
<b>G<sub>b</sub>:</b>	Radiación solar directa.
<b>G<sub>d</sub>:</b>	Radiación solar difusa
<b>GFV:</b>	Generador Fotovoltaico.
<b>G<sub>g</sub>:</b>	Radiación global.
<b>GIS:</b>	Sistema de Información Geográfica.
<b>H<sub>2</sub>:</b>	Hidrógeno gaseoso.
<b>HP:</b>	Caballos de potencia
<b>Id,h:</b>	Irradiancia directa horizontal.
<b>Id,n:</b>	Irradiancia directa normal.
<b><math>I_l</math> :</b>	Componente de corriente debida a fotones
<b><math>I_o</math>:</b>	Corriente de saturación
<b><math>I_{RC}</math>:</b>	Intensidad del regulador de carga.
<b><math>I_{sc}</math>:</b>	Intensidad en cortocircuito.

<b>K:</b>	Grados Kelvin
<b>KM:</b>	Contactador
<b>KWH/m<sup>2</sup>:</b>	Kilovatio x hora/metro cuadrado.
<b>KWh:</b>	Kilovatio hora (energía)
<b>Lat:</b>	Latitud
<b>Long:</b>	Longitud
<b>N :</b>	Masas conectadas directamente al punto de la alimentación puesto a tierra (en corriente alterna, este punto es normalmente el punto neutro)
<b>N:</b>	Polarización inversa
<b>NA:</b>	Normalmente abierto
<b>N<sub>R</sub>:</b>	Seguridad del sistema.
<b>NREL:</b>	Laboratorio Nacional de Energías Renovables de los Estados Unidos
<b>P:</b>	Polarización directa
<b>P:</b>	Fósforo
<b>PbO<sub>2</sub>:</b>	Oxido de plomo
<b>PC:</b>	Computador personal.
<b>PLC:</b>	Controlador lógico programable
<b>Pmax:</b>	Potencia máxima.
<b>PWM:</b>	Modulación de Ancho de Pulsos.
<b>Q:</b>	Breaker

<b><math>q</math>:</b>	Coulomb
<b><math>Q_C</math>:</b>	Carga inyectada
<b><math>Q_D</math>:</b>	Carga extraída.
<b>RE:</b>	Relé enchufable
<b>RME:</b>	Reservas Mundiales de Energía.
<b>S:</b>	Sección del conductor en [mm <sup>2</sup> ]
<b>Si:</b>	Silicio
<b>T:</b>	Conexión directa de un punto de la alimentación a tierra.
<b>t:</b>	Temperatura
<b>TD:</b>	Tasa de descarga.
<b>THD:</b>	Distorsión armónica total.
<b>μm:</b>	Micrómetro
<b>UPS:</b>	Sistema de alimentación ininterrumpible
<b>VF:</b>	Vista Frontal
<b>VS:</b>	Vista Superior
<b>W/m<sup>2</sup>:</b>	Vatios /metro cuadrado (radiación solar)
<b>Wh/día:</b>	Vatios hora diarios
<b>Wp:</b>	Vatios pico
<b><math>\gamma</math>:</b>	Lambda
<b><math>\eta_E</math>:</b>	Eficiencia total
<b><math>\eta_I</math>:</b>	Eficiencia de carga

<b><math>\eta_v</math>:</b>	Eficiencia de voltaje
<b><math>\theta</math>:</b>	Teta
<b>HSP:</b>	Horas sol pico
<b><math>\rho</math>:</b>	Resistividad del material [ $\Omega$ mm]

**GLOSARIO**

<b>AI1:</b>	Entradas analógicas
<b>AM1:</b>	Marcas analógicas
<b>AND, OR, NOT, NOR, NAND, XOR:</b>	Funciones lógicas de programación.
<b>AQ1:</b>	Salidas analógicas
<b>Card:</b>	Interfaz para módulo de programación.
<b>Copperweld:</b>	Varilla de cobre
<b>FLYWHEEL:</b>	Volante mecánico
<b>I1:</b>	Entradas digitales
<b>Irradiación H:</b>	Es la densidad de energía de la radiación solar ( $Kwh/m^2$ )
<b>Irradiancia:</b>	Es la medida instantánea de la densidad de potencia de la radiación solar ( $Kw/m^2$ )
<b>Ladder Diagram:</b>	Diagrama de escalera
<b>M1:</b>	Marcas digitales
<b>OFF-GRID:</b>	Sistemas residenciales desconectados de la red.
<b>ON-GRID:</b>	Sistemas residenciales conectados a la red.
<b>Q1:</b>	Salidas digitales
<b>S1:</b>	Bits de registro de desplazamiento
<b>X1:</b>	Salidas no conectadas X1
<b>SUPERFLUO:</b>	No necesario, que está de más.

## INTRODUCCIÓN

Los numerosos factores que han permitido el progreso y desarrollo de la humanidad en los últimos años solo se han podido concebir gracias a la organización de las clases sociales y al desarrollo tecnológico-industrial, sin embargo el progreso de esta última, se ha dado por la disponibilidad y manejo de la energía como fuente propulsora de mecanismos y accionamientos dentro de los complejos procesos industriales de elaboración y fabricación de artículos de consumo.

El calentamiento global y los cambios climatológicos alrededor del mundo, es una clara evidencia del uso irracional e incontrolado de los recursos naturales durante años en procesos industriales y de obtención de energía. Entonces cabe hacerse la pregunta: ¿Cómo logramos reducir el daño que actualmente producimos sobre el medio ambiente con el uso irracional de energía? La respuesta se orienta al uso de los recursos de una forma eficiente, usando únicamente lo necesario, sin el desperdicio de los mismos.

El hombre ha aprendido a transformar la energía solar en energía eléctrica mediante diferentes procedimientos. Algunos de ellos los llamados heliotérmicas o fototérmicas, operan sobre principios semejantes a los de las centrales térmicas y nucleares convencionales y por otro lado se encuentran los llamados fotovoltaicos, los cuales implican una importante simplificación respecto a los procesos energéticos convencionales. Las células o celdas fotovoltaicas son dispositivos capaces de transformar directamente la radiación solar en electricidad; son dispositivos estáticos, es decir, carecen de partes móviles.

En la actualidad los mecanismos de automatización han servido para el desarrollo industrial, por lo que en la carrera de Ingeniería Electromecánica tiene como una de sus unidades de estudio la Automatización Industrial y cuenta con un laboratorio para realizar los diseños lógicos.

Actualmente dicho laboratorio no tiene bancos de prácticas para realizar los procesos industriales físicamente, por lo que los estudiantes de la carrera de ingeniería electromecánica se ven limitados a realizar solo una simulación de sus diseños lógicos,

la implementación de bancos de prácticas es buen camino para el desarrollo de la materia de automatización industrial y con ello de la carrera.

El presente trabajo pretende realizar un banco de prácticas para el laboratorio de automatización industrial, con tecnología desarrollada en el medio y en base a la recopilación y análisis de la información sobre los sistemas de transferencia eléctrica.

El estudio está orientado a la generación de una fuente secundaria de energía mediante paneles solares, y realizar la automatización de la transferencia eléctrica cuando no haya energía en la fuente principal. Este estudio es orientado al laboratorio de automatización industrial de la carrera de Ingeniería Electromecánica, que se ubica en la Universidad Nacional de Loja.

La propuesta de diseñar el sistema de transferencia eléctrica mediante energías renovables está sujeta a mejorar los conocimientos prácticos de los estudiantes de la carrera de Ingeniería Electromecánica.

El presente trabajo va encaminado al uso de nuevas técnicas, tanto en el uso de paneles solares como fuente secundaria de un sistema de emergencia, como en la recopilación de información para el diseño de sistemas de generación de electricidad mediante paneles solares, y el uso de programas de automatización como el LOGO! para el diseño del sistema de transferencia eléctrica automática.

## METODOLOGÍA

Previo a la obtención del título de Ingeniero Electromecánico se debe desarrollar un proceso investigativo, el cual consiste en la coordinación y desarrollo de diferentes actividades basándonos en el uso de técnicas y métodos científicos con el fin de obtener resultados aceptables con un gran soporte técnico, así se utiliza la observación sistemática, medición, deducción, análisis y síntesis, de las diferentes unidades de observación a fin de alcanzar resultados que permitan el cumplimiento de cada uno de los objetivos dentro de los plazos establecidos, es decir que tengan un carácter cuantitativo, descriptivo y explicativo de cada uno de los problemas a resolver.

El proceso de investigación toma sus inicios a partir de la selección y justificación de un tema que amerite una relevancia a dar solución, en este caso es el: “Diseño y construcción de un banco de transferencia eléctrica automática, mediante energías renovables, para el laboratorio de automatización industrial”, orientado a mejorar los conocimientos prácticos de los estudiantes de Ingeniería Electromecánica en la materia de Automatización Industrial, la misma que se empieza con la recopilación de información técnica sobre parámetros de automatización, usando la investigación bibliográfica que se halla en documentos, libros y medios informáticos, a fin de obtener un marco teórico que respalde el trabajo de investigación.

Seguidamente se procede a obtener información sobre el consumo de energía de la fuente secundaria que será utilizada en la transferencia eléctrica automática, la misma que se la realizará con energías renovables.

El diseño del sistema de transferencia eléctrica automática se lo realiza utilizando el LOGO! para ejecutar los diseños lógicos del banco, así mismo el uso de fórmulas para realizar el dimensionamiento de los equipos eléctricos que se utilizan en el banco.

Se consultará los diferentes precios de materiales que intervienen en el diseño con valores que serán referenciales para el balance y proyección de costos, analizando cada alternativa que se nos presente a fin de seleccionar el más viable y sustentable.



La exposición y presentación de los resultados constituirá el último objetivo a cumplirse con la finalidad de dar a conocer los resultados de este proyecto.

Las técnicas e instrumentos utilizados para los diversos problemas planteados son: hoja de registro, el uso de voltímetros, cinta de medir, flexómetro nos servirá para realizar las dimensiones físicas y características que cuentan cada uno de los equipos eléctricos, así también el uso de sistemas computacionales para la elaboración del diseño constituyendo una de las herramientas más importantes en el desarrollo y presentación de los resultados finales de la investigación.

## OBJETIVOS

### Objetivo general

- ☞ Diseñar y construir un banco de transferencia eléctrica automática mediante paneles fotovoltaicos.

### Objetivos específicos

- ☞ Sistematizar información que permita caracterizar los sistemas de transferencia eléctrica utilizando energías alternativas.
- ☞ Definir los elementos necesarios para el sistema de control, la instrumentación requerida, planos y materiales necesarios para el banco.
- ☞ Construir el banco de transferencia eléctrica mediante paneles fotovoltaicos para el laboratorio de automatización industrial con tecnología utilizada en el medio.
- ☞ Realizar el programa lógico que gobernara los elementos que conformaran el banco.
- ☞ Realizar el análisis de impacto ambiental correspondiente al banco.
- ☞ Realizar guías de práctica y montaje para el mejor entendimiento del sistema de transferencia eléctrica automática mediante paneles fotovoltaicos.

## I. REVISIÓN DE LITERATURA

### 1.1 DISPONIBILIDAD E IDONEIDAD DE LA ENERGÍA SOLAR EN EL ECUADOR

Dentro del Ecuador, existen varios lugares muy convenientes para la localización de paneles fotovoltaicos, especialmente en el sur de la provincia de Loja, el noreste de la provincia del Azuay, las zonas de altiplano al sur de Riobamba y las circundantes al nevado Chimborazo, el callejón interandino central y norte desde Ambato hasta el valle del Chota, la zona costera de la provincia de Esmeraldas, gran parte del Oriente ecuatoriano, en especial la zona ubicada entre Lago Agrio y la Joya de los Sachas, entre otros.

Lamentablemente, gran parte de la región Costa, ubicada entre el sureste de Esmeraldas y El Oro, no es idónea para la instalación de sistemas fotovoltaicos. Las condiciones climáticas y de vegetación hacen que en esta zona exista nubosidad la mayor parte del tiempo, reduciendo en gran forma la captación de radiación solar directa, tal como se puede observar en el siguiente mapa:

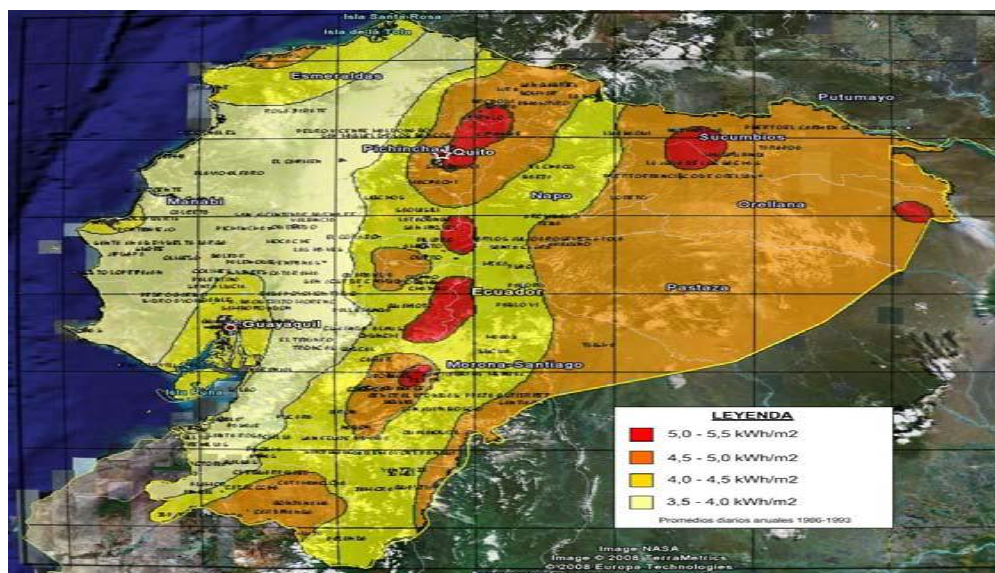


Figura 1.1: Datos de irradiación solar global anual promedio en el Ecuador<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Inamhi, Google Earth.

Otro dato a considerar es la penetración de las redes eléctricas. Su ausencia o cobertura deficiente daría paso fácilmente a la instalación de sistemas de generación fotovoltaica, especialmente en comunidades remotas donde la expansión de la red no se justifica y además las cargas no son lo suficientemente altas para necesitar suministros de potencia moderada a alta. Las zonas más desprovistas de cobertura están localizadas en la parte oriental de la región amazónica, fronteriza con Perú; la zona fronteriza de Imbabura y Esmeraldas, y ciertas zonas de las estribaciones andinas.

Muchas de estas zonas son áreas vírgenes o protegidas, donde la instalación de líneas de transmisión o sistemas térmicos afectaría el ecosistema local, por lo que la instalación de generadores fotovoltaicos es una opción cómoda y viable para la electrificación rural.

### **1.1.1 LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA**

La obtención de electricidad a partir de la radiación solar se conoce con el nombre de generación fotovoltaica. Para conseguirlo, se requiere un material que absorba la luz del Sol y la transforme en energía eléctrica gracias al efecto fotovoltaico. La tecnología fotovoltaica cuenta con algunas ventajas sobre las energías convencionales:

- ☞ Disponibilidad abundante y gratuita de combustible
- ☞ No tienen partes móviles
- ☞ Modulares y fácilmente expandibles
- ☞ Polución y contaminación acústica nula
- ☞ Mantenimiento económico e infrecuente y extendida vida (excepto baterías)
- ☞ Fiabilidad y operación segura
- ☞ Rendimiento similar a cualquier altura sobre el nivel del mar

Sin embargo, esta fuente de energía eléctrica presenta también algunas desventajas:

- ☞ Costo inicial y repuestos costosos
- ☞ Requiere una mano de obra calificada para su instalación
- ☞ Algunos componentes de las celdas son tóxicos
- ☞ Contaminación producida en la fabricación y transporte de componentes
- ☞ Costo elevado de la energía producida

## 1.1.2 RADIACIÓN SOLAR

### 1.1.2.1 EL SOL

En una sola hora, la Tierra recibe una cantidad de energía equivalente a la necesaria para suplir todas sus necesidades energéticas durante un año. Esta estimación es equivalente a 5.000 veces la cantidad de todo el consumo energético del planeta.

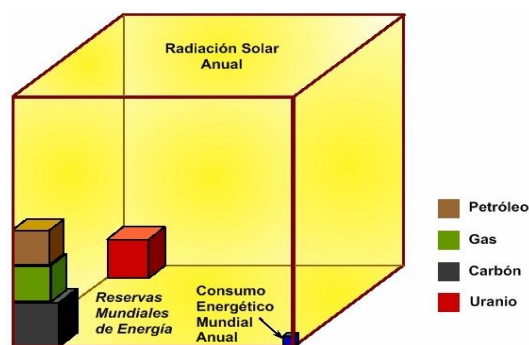


Figura 1.2: Equivalencia de la radiación solar anual frente a las RME<sup>2</sup>

### 1.1.2.2 RADIACIÓN SOLAR EXTRATERRESTRE

El flujo radiante del sol decrece con la distancia, por lo que, de una radiación solar estimada sobre la superficie del sol equivalente a  $6.35 \times 10^7 W/m^2$ , a la parte exterior de la atmósfera de la tierra llegan sólo  $1.367 W/m^2$  en promedio, lo cual se denomina constante solar. Existen variaciones de acuerdo a la estación del año, debido al cambio de la distancia de la Tierra al Sol, pero no superan el 4% del total.

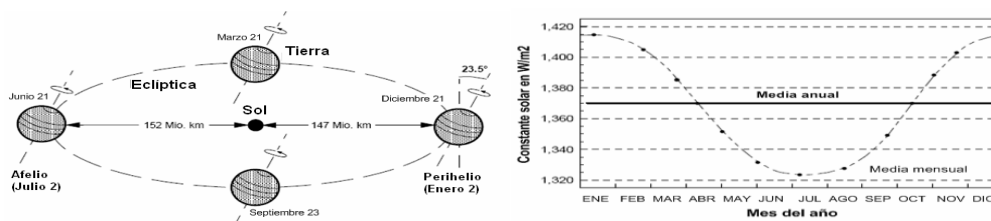


Figura 1.3: Variaciones de la distancia Tierra-Sol Figura 1.4: Variación anual de la constante solar<sup>3</sup>

<sup>2</sup> Varios Autores; Energía Fotovoltaica – Manual sobre Tecnologías, Proyecto e Instalación; I Edición; Programa ALTENER - GREENPRO da Comunidad Europea; Lisboa, Portugal, 2004. (43).

<sup>3</sup> Demeo, E. y Galdo, J; Renewable Energy Technology Characterizations; I Edición; Electrical Power Research Institute; Palo Alto, USA; 1997. (37).

### 1.1.3 RADIACIÓN SOLAR EN LA SUPERFICIE TERRESTRE

La radiación solar incidente sobre la tierra anualmente es de alrededor de  $5.6 \times 10^{24}$  J.

Cuando la radiación extraterrestre atraviesa la atmósfera, sufre varios fenómenos de atenuación: reflexión, dispersión (reflexión en varias direcciones) y absorción. La radiación solar es reflejada y dispersada principalmente por partículas suspendidas (nubes, polvo, humo, neblina) y gases variados. La reflexión de la radiación solar incidente de vuelta hacia el espacio exterior varía con el grosor de las nubes y el albedo. Cerca de 31% de esta radiación es reflejada directamente hacia el espacio en el borde superior de la atmósfera. Del 69% restante, la mayor parte alcanza la superficie de la tierra, mientras que una mínima fracción es absorbida por la atmósfera. Al llegar a la superficie, aproximadamente un 4,2% de la radiación es reflejado de inmediato hacia la atmósfera.

Estos datos varían notablemente de acuerdo a la nubosidad sobre el sitio de medición. Adicionalmente, las características geográficas del sitio, tales como montañas, océanos y lagos influyen la formación de nubes, por lo que sitios acorta distancia unos de otros pueden presentar variaciones en la recepción de radiación solar.

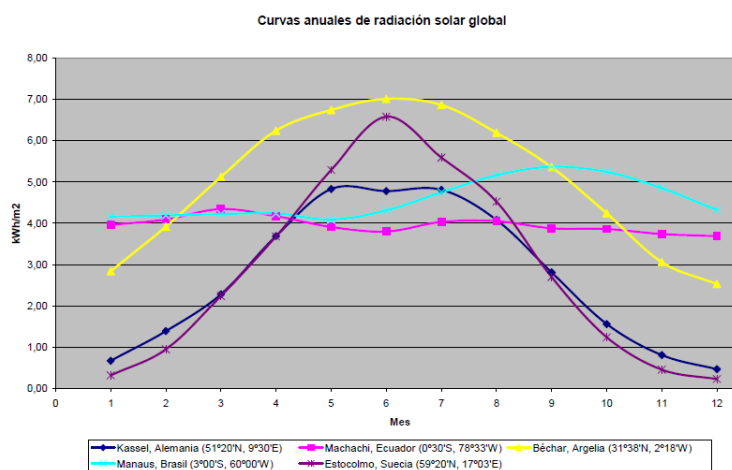
### 1.1.4 RADIACIÓN SOLAR DIRECTA, DIFUSA Y GLOBAL

Los mecanismos de difusión en la atmósfera causan que la radiación directa y difusa incida sobre la superficie terrestre. La radiación directa llega sobre un punto particular, habiendo viajado en línea recta desde el Sol. En cambio, la radiación difusa es aquella que emerge por difusión en la atmósfera y alcanza de manera indirecta a un punto en particular sobre la superficie terrestre. La suma de las radiaciones directa ( $G_b$ ) y difusa ( $G_d$ ), siempre en relación a una superficie de recepción horizontal es denominada radiación global ( $G_g$ ). La radiación difusa consiste en la radiación dispersa en la atmósfera y el albedo. Así, resulta la ecuación 1.1.

$$G_g = G_b + G_d \quad 1.1$$

La proporción de radiación solar directa y difusa dentro de la radiación promedio incidente está sujeta a fluctuaciones diarias y estacionales. En las regiones templadas de

la Tierra, la media anual de radiación difusa excede considerablemente aquella de la directa. Durante los meses invernales, la radiación global consiste casi esencialmente en radiación difusa, a diferencia del verano, pero anualmente es menor que la tasa de radiación difusa. En cambio, en lugares más cercanos a la línea equinoccial, la tasa de radiación directa es muy alta en la mayoría de los casos. En regiones con muy alta precipitación o mucha nubosidad, la contribución de la radiación difusa a la radiación global puede llegar a ser mayor al 80%.



**Figura 1.5: Curvas anuales de radiación global medida en diferentes lugares alrededor del mundo<sup>4</sup>**

Esta medida corresponde a la componente *normal* de la radiación directa, pero también es posible de ser calculada con las medidas de radiación global horizontal y difusa horizontal. En este último caso, la componente directa es encontrada partiendo desde las medidas de radiación global horizontal y difusa horizontal. Así, la componente directa obtenida de la diferencia entre las anteriormente mencionadas es la proyección horizontal de la radiación directa, y se relaciona con la componente normal como se muestra en la Figura 1.6.

<sup>4</sup> NASA Atmospheric Science Data Center; Springer Renewable Energy; RETScreen.

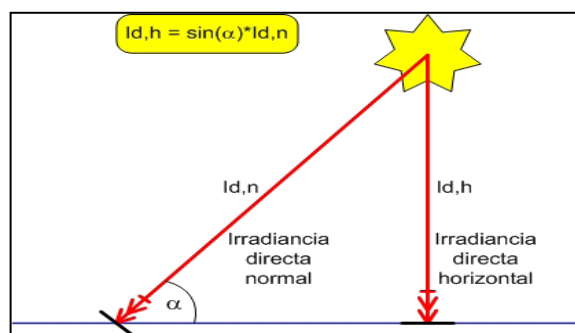


Figura 1.6: Componente horizontal y vertical de la radiación directa<sup>5</sup>

### 1.1.5 CELDAS SOLARES

La transformación de la energía proveniente de la radiación solar en corriente eléctrica se da mediante el uso de celdas solares o fotovoltaicas. Esta energía radiante es transferida por medio del efecto fotovoltaico directamente a los electrones presentes en cristales de silicio dopado. Debido a este efecto, surge un voltaje eléctrico en consecuencia a la absorción de la radiación ionizante. Las celdas solares no deben ser confundidas con las celdas fotoeléctricas estas son resistencias cuya conductividad cambia en función de la intensidad de luz que recibe y no generan voltaje propio.

*El efecto fotovoltaico* fue descubierto por Alexandre Becquerel en el año de 1839, mientras experimentaba con una celda electrolítica compuesta por dos electrodos metálicos. *El científico francés descubrió la capacidad de ciertos materiales de producir pequeñas cantidades de corriente eléctrica al ser expuestos a la luz solar*<sup>6</sup>. Cerca de 50 años más tarde, Fritts construyó la primera celda solar verdadera usando placas de selenio recubiertas con una capa ultra delgada de oro. Este dispositivo tenía una eficiencia muy pobre, inferior al 1%.

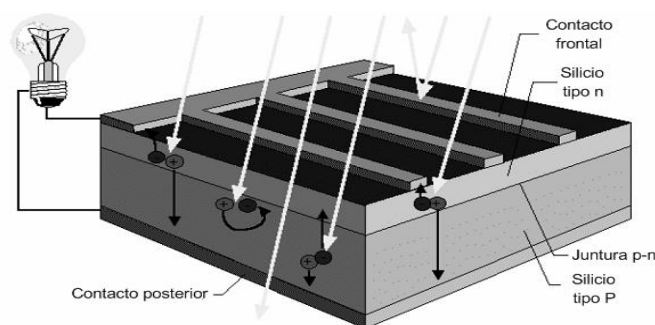
Las primeras celdas solares que superaron el 5% de eficiencia fueron desarrolladas por Chapin, Fuller y Pearson en los laboratorios Bell de Estados Unidos en la década del 50. Estas celdas encontraron un nicho de mercado como fuente de energía de satélites, tendencia que no ha cambiado hasta la actualidad.

<sup>5</sup> Bravo, I, Haselhuhn, R, y Hemmerle, C.; Instalaciones Fotovoltaicas; I Edición; Sociedad para el Desarrollo Energético de Andalucía (SODEAN); Sevilla, España; 2004. (11).

<sup>6</sup> Cómo Funcionan las Fococeldas. Documento disponible en: [www.energiasolar.com](http://www.energiasolar.com)



El material fundamental de las celdas más usadas es el silicio, del cual una lámina de cerca de  $300\mu\text{m}$  se divide en dos capas con propiedades eléctricas diferentes, modificadas mediante dopaje con átomos de boro y fósforo. La superficie posterior posee un recubrimiento metálico para la recolección de cargas mientras que la superficie al sol está interconectada con una malla metálica muy delgada para aprovechar al máximo el área sobre la cual la luz penetra la celda. Se suele aplicar una capa antirreflejo para reducir al máximo las pérdidas debidas a este fenómeno óptico.



**Figura 1.7: Diagrama esquemático de una celda solar de silicio<sup>7</sup>**

La cantidad de energía solar que proporciona una celda es muy pequeña por lo que se requiere conectar entre sí a muchas de ellas para proporcionar de 30 a 100 vatios de energía eléctrica.

### 1.1.5.1 CIRCULACIÓN DE CORRIENTE EN EL SILICÓN DOPADO

Para fabricar una de las mitades de la celda, se reemplaza un átomo de silicio, el cual cuenta con 4 electrones en su órbita de valencia, por uno con 5 electrones, como por ejemplo el fósforo (P) o arsénico (As), incorporando un electrón sobrante unido débilmente por la fuerza de atracción de Coulomb, y que es posible de ser separado del átomo mediante una leve energía (menos de  $0,002\text{eV}$ ). Ya que los elementos como el fósforo sueltan fácilmente un electrón, se les llama donantes. El átomo donante se ioniza positivamente. La circulación de corriente en este tipo de material, denominado de tipo n se da casi exclusivamente por medio de electrones.

En el caso de la otra capa, se utiliza boro (B), aluminio (Al) o galio (Ga), elementos que poseen solamente tres electrones en su capa de valencia. Así, un electrón que se

<sup>7</sup> Messenger, R y Ventre, J.; Photovoltaic Systems Engineering; II Edición; CRC Press; Boca Raton, FL, Estados Unidos; 2004. (35).

encuentre cerca de un hueco puede llenarlo y dejar uno nuevo en su posición original, dando como resultado la conducción de corriente por medio de “huecos” positivos. A este material se lo llama de tipo p. Los átomos de valencia III se denominan receptores, por su facilidad de aceptar electrones, y se cargan negativamente debido a esto. Los donantes y receptores están completamente ionizados en el silicio a temperatura ambiente.<sup>8</sup>

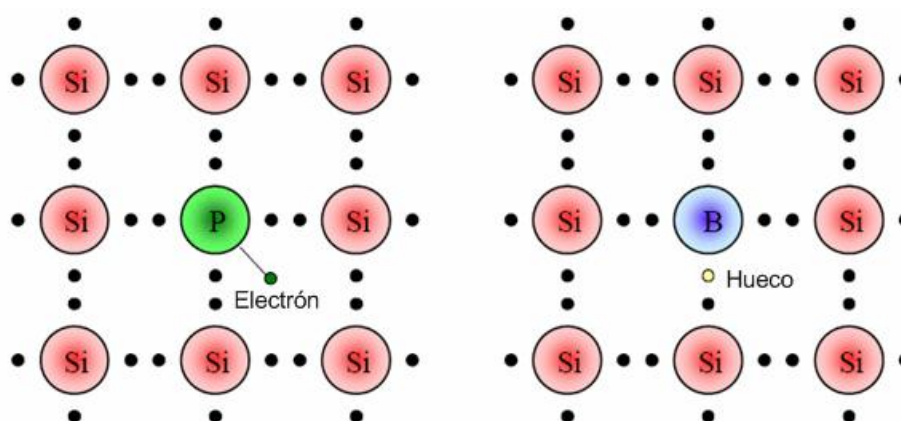


Figura 1.8: Estructura electrónica de las capas P y N de una celda fotovoltaica<sup>9</sup>

## LA JUNTURA P-N

En la interface del material N o P, ocurren varios fenómenos cuando la celda es expuesta a la radiación solar. En la región N existen electrones disponibles, así como huecos en la región P. Estas diferencias provocan que los electrones de la región N se difundan en la región P y los huecos de la región P lo hagan en la N. Así, las corrientes de difusión en ambos sentidos aumentan.

Por causa del flujo de cargas de ambos signos, surge un déficit de cargas dentro de las regiones eléctricamente neutras, en consecuencia aparece también un campo eléctrico en la zona fronteriza de las dos capas aparejado a una corriente de ambos tipos de desplazamiento de carga, en sentido contrario a las corrientes de difusión. Así, existe un equilibrio, en el que el valor total de corriente a través de la superficie de frontera es igual a cero, ya que las corrientes de campo eléctrico compensan a las de difusión y las corrientes de huecos y electrones se compensan entre sí.

<sup>8</sup> Messenger, R y Ventre, J.; Photovoltaic Systems Engineering; II Edición; CRC Press; Boca Raton, FL, Estados Unidos; 2004. (18).

<sup>9</sup> Messenger, R y Ventre, J.; Photovoltaic Systems Engineering; II Edición; CRC Press; Boca Raton, FL, Estados Unidos; 2004. (18).

El campo electrostático sobre la superficie de frontera se relaciona con la diferencia de potencial  $V_D$ , llamada voltaje de difusión, la cual causa la separación de los portadores de carga producidos por la luz en la celda. Aparece una zona donde existen muy pocos portadores de carga dentro de la región de las cargas estáticas, llamada de espaciamiento de carga. Esta zona posee una muy alta impedancia.

Al aplicar un voltaje negativo a la región N (polarización directa), se reduce el voltaje de difusión, la fuerza del campo eléctrico y en consecuencia las corrientes de campo. Con esto, las corrientes de difusión de electrones y huecos ya no están equilibradas, iniciando un flujo de corriente de difusión de electrones y huecos a través de la juntura P-N. En caso que el voltaje aplicado sea igual al de difusión, las corrientes de campo desaparecen y la corriente de difusión es limitada solamente por resistores. Por el contrario, un voltaje positivo aplicado en la región N (polarización inversa) se suma con el de difusión, incrementando la zona de espaciamiento de carga y superando a la corriente de campo. La resultante entre estas dos corrientes es de magnitud muy baja.

#### 1.1.5.2 ANALISIS DEL VOLTAJE E INTENSIDAD EN UNA CELDA SOLAR

Los niveles de voltaje y corriente típicos de una celda fotovoltaica dependen de su nivel de iluminación. En el caso ideal, se define la corriente con la ecuación:

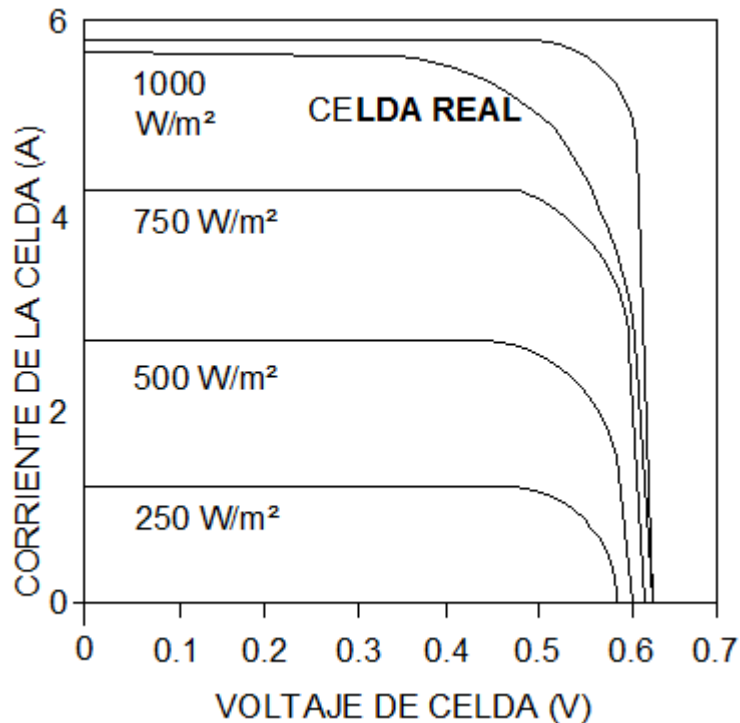
$$I = I_l - I_o \left( e^{\frac{qV}{kT}} - 1 \right) \quad 1.2$$

Donde  $I_l$  es la componente de corriente debida a fotones,  $I_o$  la corriente desaturación del diodo,  $e$  es el número de electrones de acuerdo al material de la celda;  $q = 1.6 * 10^{-19} \text{coulombs}$ ,  $k = 1,38 * 10^{-23} \text{J/K}$ ,  $V$  es el voltaje de la celda y  $T$  es la temperatura de la celda en grados Kelvin ( $^{\circ}\text{K}$ ). Esta ecuación presenta un método para determinar los límites de rendimiento ideales de celdas fotovoltaicas, aun cuando las características  $I$  vs.  $V$  varían de acuerdo al tipo de celda.

La celda fotovoltaica posee voltajes y corrientes máximas, como se puede ver en la Figura 1.9, por lo que en condiciones de circuito abierto o cortocircuito no sufre daños. En condiciones de cortocircuito, la corriente  $I_{sc}$  es igual a la corriente  $I_l$ . La corriente de la celda es casi directamente proporcional a la irradiancia sobre la misma, así que si la

corriente de la celda es conocida durante condiciones de prueba estándar y la irradiancia es  $G_o = 1 \text{ KW}/\text{m}^2$  con una masa de aire de 1.5, la corriente de la celda a cualquier otra irradiancia  $G$  es igual a:

$$I_l(G) = \left(\frac{G}{G_o}\right) I_l(G_o) \quad 1.3$$



**Figura 1.9:** Curvas características de celdas PV reales e ideales en varios niveles de iluminación<sup>10</sup>.

El voltaje en circuito abierto de la celda puede ser determinado suponiendo que la corriente de la misma es cero, resolviendo la ecuación 1.4, por lo que resulta:

$$V_{oc} = \frac{KT}{q} \ln \frac{I_l + I_o}{I_o} \cong \frac{KT}{q} \ln \frac{I_l}{I_o} \quad 1.4$$

Esta ecuación muestra que el voltaje de circuito abierto no es directamente proporcional al nivel de iluminación de la celda, como la corriente de corto circuito, sino que posee una relación logarítmica.

<sup>10</sup> Messenger, R y Ventre, J.; Photovoltaic Systems Engineering; II Edición; CRC Press; Boca Raton, FL, Estados Unidos; 2004. (22).

Al multiplicar la corriente de la celda por su voltaje se puede determinar la potencia de la misma. Existe un punto en la característica I-V de la celda en el que la celda produce máxima potencia, una característica de operación óptima en la que debe operar la mayor parte del tiempo. Este punto puede ser obtenido derivando la ecuación de la celda e igualando el resultado a cero.

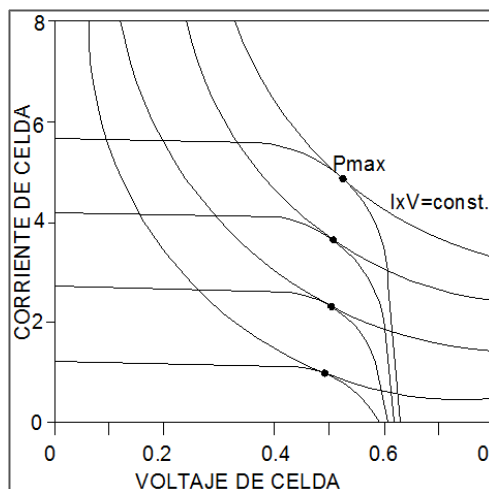


Figura 1.10: Curva V-I con máximos puntos de potencia<sup>11</sup>

La ecuación siguiente representa la corriente de la celda en el punto de máxima potencia:

$$P_{max} = I_m V_m = FFI_{SC} V_{OC} \quad 1.5$$

En la ecuación 1.5,  $I_m$  es la corriente de la celda a máxima potencia,  $V_m$  su voltaje en la misma condición y el factor  $FFI_{SC}$  es el *factor de llenado*, un índice de medida de la calidad de la celda, inversamente proporcional a la resistencia interna de la celda. Una celda ideal posee un FFI unitario. En este caso, la curva característica tendría una forma rectangular y la celda operaría como una fuente ideal de voltaje y corriente. Los factores de llenado típicos para celdas fotovoltaicas reales varían desde 0,5 hasta 0,85.

La celda fotovoltaica es también sensible a la temperatura ambiental. El voltaje de circuito abierto y la corriente de saturación inversa están íntimamente relacionados. El

<sup>11</sup> Messenger, R y Ventre, J.; Photovoltaic Systems Engineering; II Edición; CRC Press; Boca Raton, FL, Estados Unidos; 2004. (23).

voltaje de circuito abierto cae alrededor de 2,3mV por °C de incremento en la temperatura a condiciones normales, y la potencia máxima en 0,5% por °C. La corriente de cortocircuito se mantiene prácticamente constante. Cuando una celda recibe radiación solar, convierte hasta un máximo de 15-20% de la misma en electricidad, en el mejor de los casos, operando a temperatura superior a la ambiental. Si la celda es parte de un sistema de concentración de radiación solar, se calentará aún más, influyendo negativamente en el rendimiento.

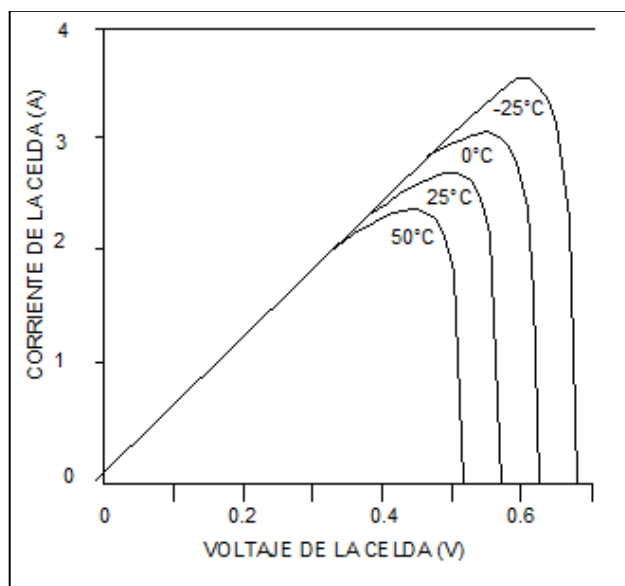


Figura 1.11: Influencia de la temperatura ambiental sobre la celda fotovoltaica<sup>12</sup>

### 1.1.5.3 TIPOS DE CELDAS SOLARES

**Celda Monocristalina:** La *celda monocristalina* se fabrica de un solo cristal “crecido” que va formándose poco a poco hasta formar un bloque. Las celdas son luego cortadas en rodajas delgadas de 250 a 350  $\mu\text{m}$ . El límite de eficiencia de la celda cristalina es de alrededor del 25%. Actualmente este tipo de celdas llegan a eficiencias del 15% a 17%. Se las diferencia porque tienen un color uniforme y generalmente son circulares o cortadas en sus bordes.

<sup>12</sup> Messenger, R y Ventre, J.; Photovoltaic Systems Engineering; II Edición; CRC Press; Boca Raton, FL, Estados Unidos; 2004. (24).

**Celda Policristalina:** La *celda policristalina* se fabrica con cristal de silicio fundido que se pone en un molde. Es más barata que la celda monocristalina, pero su eficiencia límite es del 20%. Se la reconoce porque su color es irregular y más claro que la monocristalina y tiene una forma rectangular sin cortes en los bordes.

**Celda de Película Delgada:** La *celda de película delgada o silicón amorfo* utiliza una nueva tecnología que consiste en una película delgada de cristal de silicio puro sobre un sustrato de vidrio o cerámica. Esta capa no supera los 20 $\mu$ m, es decir casi un tercio de grueso que un cabello. El espesor de toda la celda es de 300 a 800 $\mu$ m. El sustrato también puede ser plástico lo cual permite obtener un panel flexible. Actualmente la eficiencia de estas celdas está en alrededor del 10% aunque en laboratorios se ha logrado llegar a niveles del 13 al 19%. La ventaja de esta tecnología es que es mucho más barata que las celdas cristalinas y en el proceso de fabricación no se utilizan elementos contaminantes.

La diferencia en las eficiencias de celdas y módulos (grupos de celdas) de una misma tecnología se debe a las pérdidas por efecto Joule en las conexiones internas y externas de los paneles.

**Tabla 1.1: Eficiencia de las principales tecnologías fotovoltaicas<sup>13</sup>.**

Material	Rendimiento Celda en Laboratorio	Rendimiento célula Industrial	Rendimiento Módulo Industrial
Si Monocristalino	24.7%	18%	14%
Si Policristalino	19.8%	15%	13%
Si cadena Ribbon	19.7%	14%	13%
CIS	18.8%	14%	10%
Si Amorfo	13%	10.5%	7.5%

### 1.1.6 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Para fines prácticos, el voltaje-corriente que suministra una celda solar no es suficiente, por lo que es necesario asociarlas en módulos para proporcionar una potencia pico dada a un voltaje determinado, en general para los rangos de operación de las baterías

<sup>13</sup> Luque, Antonio y Hegedus, Stephen; Handbook of Photovoltaic Science and Engineering; I Edición; John Wiley and Sons; Chichester, Inglaterra; 2003. (30).

comerciales de 6V, 12V, 24V, 48V. Los módulos son construidos mediante la conexión de células, ya sea en serie o paralelo. Al conectar las células en serie se aumenta la tensión, manteniendo la corriente constante; de la misma manera si conectamos las células en paralelo se produce el aumento de la corriente mientras que la tensión permanece constante.

Cuando son necesarios ambos efectos, como es el caso de la mayor parte de los requerimientos, entonces las células FV pueden ser dispuestas en ambas configuraciones; primero las células son agrupadas en grupos de células conectadas en serie (para incrementar la tensión) y luego son conectados en paralelo (para incrementar la corriente).

La conexión entre módulos, también pueden ser hechas en serie y paralelo de acuerdo a los requerimientos de tensión y corriente, al igual que en el caso de las conexiones de células.

El módulo fotovoltaico, es una estructura robusta y manejable sobre la que se colocan las células fotovoltaicas. Los módulos pueden tener diferentes tamaños (los más utilizados tienen superficies que van de los  $0,5\text{m}^2$  a los  $1,3\text{m}^2$ ) y constan normalmente de 36 células conectadas eléctricamente, tienen una potencia que varía entre los 50Wp y los 150Wp, según el tipo y la eficiencia de las células que lo componen.



**Figura 1.12: Módulos Solares.**



Los módulos se fabrican mediante técnicas de laminación experimentadas.

Las características eléctricas principales de un módulo fotovoltaico se pueden resumir en las siguientes:

- ☞ *Potencia de Pico (Wp)*: Potencia suministrada por el módulo en condiciones estándar STC (radiación solar = 1000W/m<sup>2</sup>; temperatura = 25°C; A.M = 1,5).
- ☞ *Corriente nominal (A)*: Corriente suministrada por el módulo en el punto de trabajo.
- ☞ *Tensión nominal (V)*: Tensión de trabajo del módulo.

### 1.1.7 PANELES FOTOVOLTAICOS

El panel FV convierte la radiación solar en corriente continua con un nivel de voltaje fijo. Muchos de los paneles surten potencia a un voltaje de 12V. La corriente depende de la intensidad de la irradiación solar.

El panel fotovoltaico es el principal componente del subsistema de captación y conversión de la energía de la radiación solar en electricidad. Él está compuesto por la interconexión de módulos fotovoltaicos que a su vez están formados por la interconexión de un conjunto de celdas solares. Los generadores fotovoltaicos presentan una serie de ventajas, entre las que se encuentran, su facultad para suministrar electricidad de forma ininterrumpida durante su periodo de vida útil con un costo de operación prácticamente nulo, sin residuos contaminantes excepto calor, la conversión se realiza directamente sin pasar por otras formas intermedias de energía y poseen una alta relación potencia/peso en comparación con otros generadores. Su principal desventaja radica en su relativamente baja eficiencia actual, lo que determina una pequeña relación potencia/área.

El elemento base de los paneles fotovoltaicos son los módulos FV. Varios módulos ensamblados mecánicamente entre ellos forman el panel, mientras que módulos o paneles conectados eléctricamente en serie, para obtener la tensión nominal de generación, forman la rama. Finalmente, la conexión eléctrica en paralelo de muchas ramas constituye el campo.

Para cada aplicación, el generador tendrá que ser dimensionado teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- ☞ Carga eléctrica.
- ☞ Potencia de pico.
- ☞ Posibilidad de conexión a la red eléctrica.
- ☞ Latitud del lugar y radiación solar media anual del mismo.
- ☞ Características arquitectónicas específicas del lugar.
- ☞ Características eléctricas específicas de la carga.

### 1.1.7.1 RENDIMIENTO DE UN PANEL FOTOVOLTAICO

La intensidad de corriente que genera el panel aumenta con la radiación permaneciendo el voltaje aproximadamente constante. En este sentido tiene mucha importancia la colocación de los paneles (su orientación e inclinación 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.

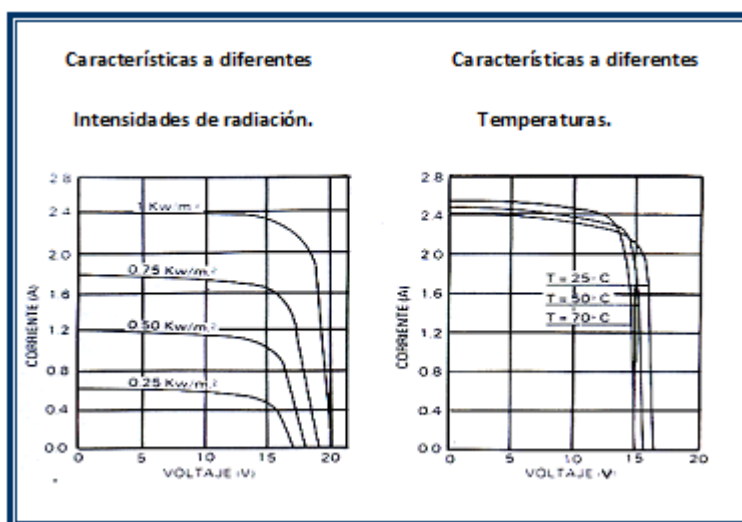


Figura 1.13: Características a diferentes intensidades de radiación y de temperatura<sup>14</sup>.

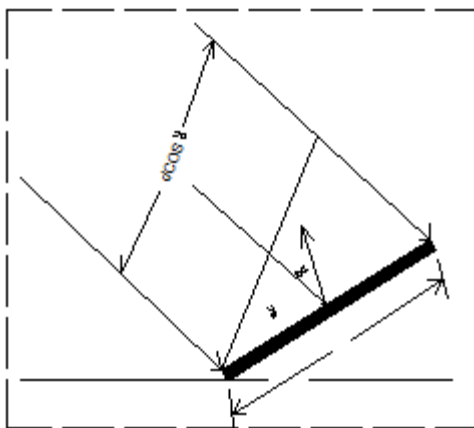
El aumento de temperatura en las células supone un incremento en la corriente pero al mismo tiempo una disminución mucho mayor, en proporción, de la tensión. El efecto global es que la potencia del panel disminuye al aumentar la temperatura de trabajo del

<sup>14</sup> Cómo Funcionan las Fococeldas. Documento disponible en: [www.energiasolar.com](http://www.energiasolar.com)

mismo. Una radiación de  $1000\text{W/m}^2$  es capaz de calentar un panel unos 30 grados por encima de la temperatura del aire circundante, lo que reduce la tensión en  $2\text{ mV}/(\text{célula} * \text{grado}) * 36\text{ células} * 30\text{ grados} = 2,16\text{V}$ , por tanto la potencia en un 15%. Por ello es importante colocar los paneles en un lugar en el que estén bien aireados<sup>15</sup>.

### 1.1.7.2 IRRADIACIÓN EFICIENTE SOBRE EL PANEL FOTOVOLTAICO

Un importante factor a considerar en el diseño de sistemas de generación fotovoltaica es la orientación de los paneles. La solución menos complicada es montarlo horizontalmente, pero esta opción no optimiza la captación de rayos solares en la mayoría de latitudes, ya que la componente de los mismos incidente sobre el panel es proporcional al coseno del ángulo entre el rayo incidente y la normal del plano del colector, tal como se muestra en la Figura 1.13. La fracción de energía colectada estará entre los valores de  $\cos(\gamma)$  y 1, dependiendo de la proporción entre la componente directa y difusa.



**Figura 1.14: Efecto de la inclinación del colector sobre el área respecto a la componente directa<sup>16</sup>**

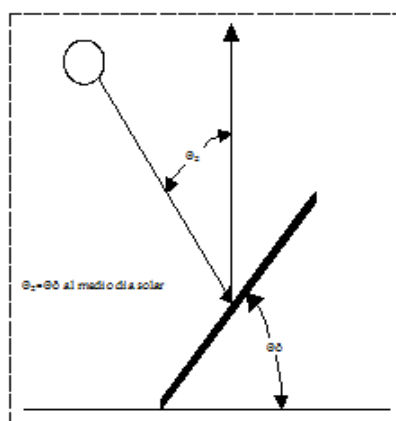
Existen algunas alternativas al montaje horizontal. Si un colector es montado con su plano perpendicular a  $\theta_z$  al medio día solar, en este momento del día recibirá la mayor cantidad de radiación directa posible, estando el disco solar está sobre el cenit, resultando en un camino mínimo de aire a través de la atmósfera y la correspondiente menor masa de aire (AM). Sabiendo que en el Ecuador los días duran siempre 12,1

<sup>15</sup> Cómo Funcionan las Foceldas. Documento disponible en: [www.energiasolar.com](http://www.energiasolar.com)

<sup>16</sup> MESSENGER, R y VENTRE, J.; Photovoltaic Systems Engineering; II Edición; CRC Press; Boca Raton, FL, Estados Unidos; 2004. (15)

horas, el sol recorrería el firmamento con una velocidad angular de 15 grados por hora, y se mantiene cerca de la perpendicular al colector durante cerca de dos horas. Fuera de este período, la intensidad de la luz solar decrece debido al incremento en la masa de aire, y el ángulo entre la normal al colector y los rayos solares crece. Estos factores causan que la energía colectada antes de las 10:00 y después de las 14:00 sea mucho menor que aquella colectada en el período alrededor del medio día.

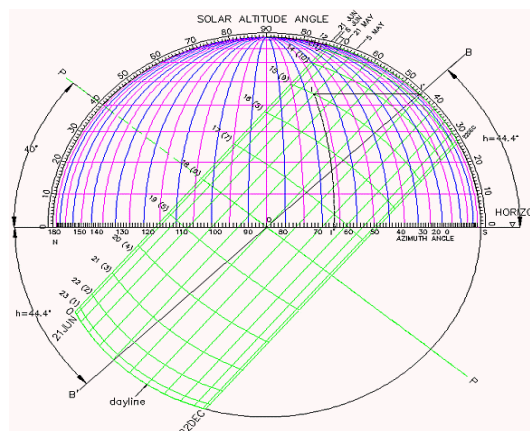
Los sistemas de rastreo solar aumentan la cantidad de radiación que puede recibir el panel fotovoltaico, y que en climas extremadamente secos como desiertos pueden aumentar el rendimiento en un 35 a 50%, pero en climas más húmedos aumentan el mismo en 9-15%. En el caso ecuatoriano, el incorporar este sistema no justificaría su costo y reduciría la fiabilidad del sistema por la presencia de partes móviles que necesitan mantenimiento regularmente.



**Figura 1.15: Ángulo de montaje óptimo de un panel fotovoltaico sin sistema de rastreo<sup>17</sup>**

Para un rendimiento óptimo, un colector fijo debe ser montado con su plano en un ángulo igual a  $\Phi - \delta$  con respecto a la horizontal. Esta disposición hará que el plano del panel esté perpendicular a los rayos solares durante el mediodía. Para latitudes más al norte o al sur de las líneas de trópico de Cáncer y de Capricornio, se recomienda que el panel esté inclinado con un valor de  $\Phi - 10^\circ$  en invierno y  $\Phi + 10^\circ$  en el verano.

<sup>17</sup> Messenger, R y Ventre, J.; Photovoltaic Systems Engineering; II Edición; CRC Press; Boca Raton, FL, Estados Unidos; 2004. (16)



**Figura 1.16: Posibles trayectorias solares durante el año alrededor de la Tierra<sup>18</sup>**

En determinadas circunstancias, puede convenir instalar un panel en dirección diferente al sur o al norte cuando se necesite un rendimiento máximo en horas distintas al mediodía. En muchas regiones, la demanda pico se da entre las 15:00 y 18:00. Especialmente en caso que el sistema posea la opción de conectarse al sistema de distribución, sería importante un rendimiento máximo durante el mayor consumo de energía. Para una montura fija, esto significaría apuntar la superficie a la mitad del período horario en cuestión en una fecha durante la mitad de la temporada de mayor luz solar. Esta orientación, sin embargo, traería aparejada una menor potencia máxima disponible, debido a la mayor masa de aire.

### 1.1.8 TIPOS DE SISTEMAS DE GENERACION FOTOVOLTAICA

Los sistemas de generación fotovoltaica se pueden clasificar en:

- ☞ Sistemas residenciales desconectados de la red de distribución (off-grid)
- ☞ Sistemas no residenciales desconectados de la red de distribución (off-grid)
- ☞ Sistemas conectados a la red de distribución (on-grid)

Los sistemas aislados también pueden considerarse como híbridos, en caso de ser combinados con otras fuentes de energía.

Los componentes típicos de cualquier sistema fotovoltaico suelen ser:

- ☞ Paneles fotovoltaicos

<sup>18</sup> Maui Solar Engineering Corp.

- ☞ Cableado
- ☞ Banco de baterías (depende del diseño)
- ☞ Controlador de carga
- ☞ Inversor (si se necesita corriente AC)
- ☞ Armazones y soportes
- ☞ Habitáculos para protección de los componentes

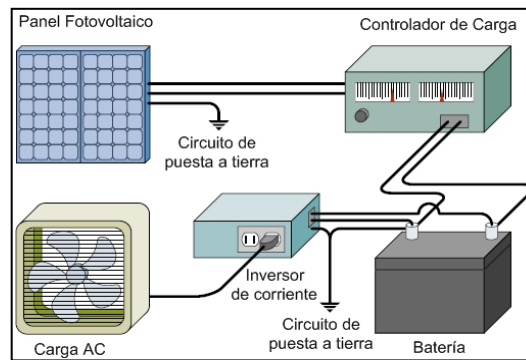
### 1.1.8.1 SISTEMAS RESIDENCIALES DESCONECTADOS DE LA RED (OFF-GRID)

Son los más extendidos para proveer electricidad a lugares alejados de las redes de distribución. Normalmente, la electricidad generada es utilizada en iluminación y cargas de potencia reducida. Su rango de potencia es de 20 a 200W para hogares y 500 a 2.500W para caseríos. Pueden reemplazar o reducir la necesidad de iluminación con combustible en hogares rurales. Hasta el año 2008, existían más de 1.2 millones de sistemas instalados mundialmente, a estos sistemas los podemos apreciar en la Figura 1.17.



**Figura 1.17: Sistema doméstico off-grid de corriente continua<sup>19</sup>**

<sup>19</sup> Leonard, L.; Design and Analysis of a Grid Connected Photovoltaic Generation System with Active Filtering Function; Virginia Polytechnic Institute; Blacksburg, Estados Unidos; 2003. (15)



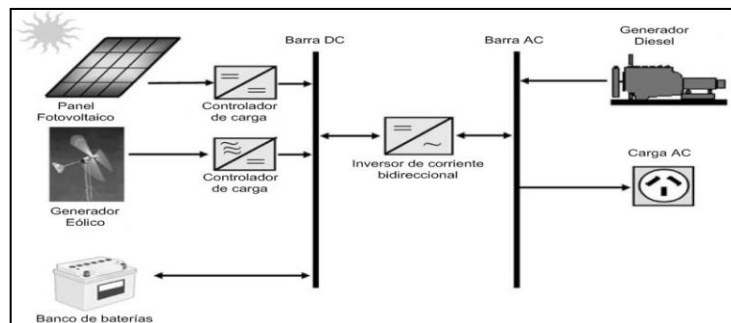
**Figura 1.18: Sistema doméstico off-grid de corriente alterna<sup>20</sup>**

### 1.1.8.2 SISTEMAS NO RESIDENCIALES DESCONECTADOS DE LA RED (OFF-GRID)

Suministran energía para aplicaciones variadas, como telecomunicaciones, bombeo de agua, refrigeración de vacunas y balizas de navegación. Estas cargas no requieren potencias altas, pero es importante que sean totalmente fiables, haciendo así que la alternativa fotovoltaica sea competitiva con respecto a costos.

### 1.1.8.3 SISTEMAS HÍBRIDOS

Una combinación de fuentes renovables de energía, tales como turbinas de viento y paneles fotovoltaicos, junto con grupos motor-generador y bancos de baterías se considera como un sistema híbrido de generación. Existe un enorme mercado potencial para aquellos del tipo híbrido, en especial para bombeo de agua.



**Figura 1.19: Sistema híbrido de generación eléctrica**

<sup>20</sup> Leonard, L.; Design and Analysis of a Grid Connected Photovoltaic Generation System with Active Filtering Function; Virginia Polytechnic Institute; Blacksburg, Estados Unidos; 2003. (16)

#### **1.1.8.4 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA (ON-GRID)**

Pueden ser de tipo distribuido o centralizado. Los de tipo distribuido proporcionan energía a una carga localizada, conectada también a la red eléctrica. La potencia instalada de estos sistemas va desde 1 a 100kW. A menudo, la electricidad generada es inyectada a la red de distribución cuando la generación del sistema fotovoltaico es mayor que las cargas a alimentar en el lugar. Representan una alternativa a la generación convencional centralizada para fortalecer la calidad de servicio de la distribuidora.

#### **1.1.9 ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA**

La potencia disponible en un sistema fotovoltaico es impredecible; variando entre cero y la máxima instalada, independientemente de la demanda; por lo tanto es necesaria en la gran mayoría de casos una solución de almacenamiento de energía. En el caso de instalaciones conectadas a la red eléctrica, la energía se entrega de vuelta a la misma cuando la demanda aumenta, pero para los sistemas fotovoltaicos off-grid, es vital un sistema de almacenamiento para asegurar una disponibilidad permanente del fluido eléctrico.

El sistema de almacenamiento de energía más popular son las baterías, dispositivos inventados por el italiano Alessandro Volta, quien en 1793 descubrió que para producir corriente eléctrica, dos metales diferentes deben entrar en contacto, formando un circuito cerrado. Desarrolló un prototipo con dos placas de metales diferentes sumergidos en una solución química, denominado *celda voltaica*, que generaba un flujo constante de corriente, pero no era recargable. La invención de la batería de plomo-ácido por el físico francés Gaston Plante en 1859 significó la siguiente etapa en el desarrollo de los dispositivos de almacenamiento de energía. Posteriormente, el sueco Waldmar Jungner inventó la pila de níquel-cadmio que utiliza estos dos metales en los electrodos positivo y negativo, respectivamente. Debido a los altos costos de estos últimos materiales frente a las placas de plomo de las pilas ácidas, las aplicaciones de las pilas de níquel-cadmio eran limitadas.



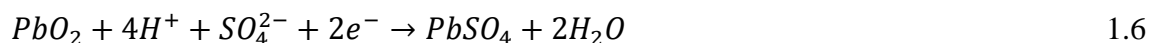
Existen actualmente varios tipos de baterías recargables apropiados para aplicaciones fotovoltaicas y prometedoras tecnologías como las baterías de hidruro de níquel e iones de litio, pero las baterías de plomo-ácido son aún las más probadas para almacenamiento económico de grandes cantidades de energía eléctrica y se mantendrán así durante algún tiempo.

Las baterías son actualmente la manera más conveniente de almacenamiento, mas es posible utilizar capacitores químicos de gran tamaño, bombear agua hasta la cima de una elevación y guardarla en un reservorio, mantener girando un volante mecánico (*flywheel*) o extraer y quemar hidrógeno. Estas son las nuevas opciones que se están investigando para reemplazar a las relativamente costosas y tóxicas baterías.

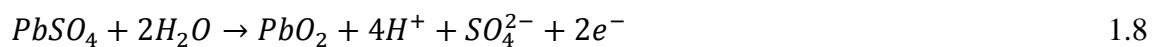
#### 1.1.9.1 BATERIAS DE PLOMO ACIDO

Esta batería consiste en un cátodo de plomo (Pb) y un ánodo de óxido de plomo (PbO<sub>2</sub>) sumergidos en una solución de ácido sulfúrico (H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>). El intercambio de iones de oxígeno del ánodo con iones de sulfato del electrolito se denomina *reacción de descarga*. En el cátodo, la descarga se presenta en la combinación de iones de sulfato con iones de plomo que forman un sulfato. Para mantener la neutralidad de la carga, dos electrones deben entrar por el ánodo y dos deben salir por el cátodo hacia el circuito externo por cada dos iones de sulfato que salen del electrolito. Este fenómeno, a mayor escala corresponde a una corriente positiva que sale del ánodo.

Los procesos químicos que ocurren durante la descarga corresponden a las siguientes ecuaciones:



Cuando se conecta una fuente externa de energía con un voltaje mayor que el producido por la batería, el proceso de descarga se invierte, y la corriente fluye hacia el ánodo, inyectando corriente en la batería y cargándola. Los procesos químicos antes mencionados se revierten en ambos terminales y ocurren las siguientes reacciones:



Conforme la batería se descarga, las superficies de ambos electrodos se recubren de sulfato de plomo por transporte iónico. Si se deja acumular esta sustancia, el área útil de los electrodos se reduce y el rendimiento de la batería disminuye, por lo que es importante no dejar que estos residuos se acumulen.

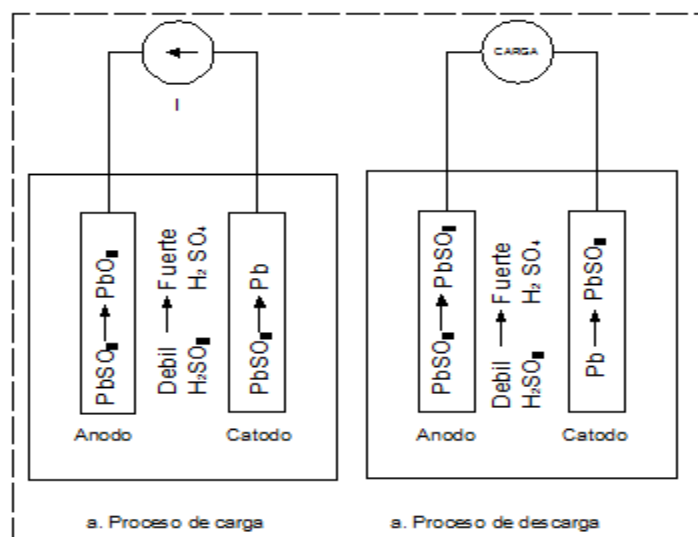


Figura 1.20: Procesos de carga y descarga de baterías de plomo ácido<sup>21</sup>

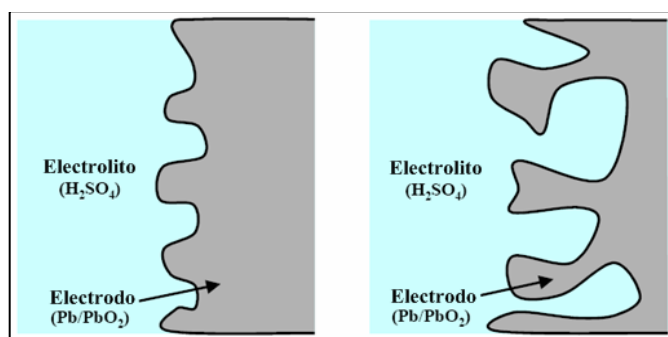
Durante el proceso de carga, algunos iones de hidrógeno se combinan con electrones libres y se convierten en hidrógeno gaseoso (H<sub>2</sub>). En cierto punto de la carga, cuando el cátodo de plomo se recompone por completo, no existe más sulfato en el cátodo para mantener la carga eléctrica fluyendo continuamente. Si se continúa cargando la batería, los electrones que entran al cátodo no pueden hacer desprender iones sulfato, así que los electrones se mantienen circulando en el electrolito, combinándose con hidrógeno iónico y producen este fenómeno de *gasificación*. En ese punto, no es recomendable seguir recargando la batería, debido a la volatilidad del hidrógeno, representando un riesgo de explosión.

El voltaje entre electrodos de una celda de plomo-ácido es de aprox. 2,12V con carga completa. Al conectar celdas en serie, se pueden obtener múltiplos de este valor. Se

<sup>21</sup> Messenger, R y Ventre, J.; Photovoltaic Systems Engineering; II Edición; CRC Press; Boca Raton, FL, Estados Unidos; 2004. (18)

conectan 3, 6 o 12 celdas en serie, obteniendo así baterías con voltajes nominales de 6, 12 o 24V. Actualmente, existe una gran cantidad de baterías en el mercado, pero la mayoría de ellas está diseñada para aplicaciones automotrices e industriales (arranque de motores), de diferente diseño a aquellas destinadas para aplicaciones fotovoltaicas.

En el electrolito, los iones más próximos a la superficie reaccionan inmediatamente, provocando una diferencia de potencial y la correspondiente circulación de corriente. Electrodo con superficies más porosas proveen una mayor área para la reacción y por ende una corriente más alta, por lo que se los usa para proveer altas corrientes durante lapsos cortos de tiempo. A pesar que estas baterías se descargan a rápidamente, el tiempo de accionamiento es muy corto, y se recargan asimismo con una corriente alta, por lo que el voltaje se mantiene prácticamente constante.



**Figura 1.21: Superficies de los electrodos en baterías fotovoltaicas (izq.) y de arranque (der.)<sup>22</sup>**

La temperatura de operación y las tasas de carga y descarga de la batería afectan el rendimiento de la misma. Debido al efecto Joule, una fracción de la energía eléctrica necesaria para cargarla se disipa en forma de calor; además, con el efecto de gasificación, también existe una ligera pérdida de energía. En el proceso de descarga, existen también pérdidas por efecto Joule debido a la resistencia interna de la batería, de tal modo que los procesos de carga y descarga promedian un 95% de eficiencia.

<sup>22</sup> Kininger, F.; Photovoltaic Systems Technology; I Edición; Universität Kassel – Rationelle Energiewandlung; Kassel, Alemania; 2003. (30)

### 1.1.9.2 CICLO DE VIDA DE LAS BATERÍAS DE PLOMO ACIDO

El ciclo de vida se refiere a la capacidad de las baterías de resistir un número determinado de ciclos de carga-descarga con una determinada *tasa de descarga* (TD). Ya que el tiempo de vida de la batería también depende de la TD durante los ciclos de carga y descarga (expresada en una fracción de la capacidad nominal), la capacidad de ciclos de vida puede ser expresada más claramente multiplicando la TD promedio por el tiempo de vida de la batería, determinado por el número de ciclos de carga-descarga. El resultado se denomina *capacidad nominal de carga-descarga*, expresada como el número de ciclos equivalentes a una capacidad nominal de 100%.

Una batería de arranque tiene una capacidad de carga-descarga de menos de 100 ciclos nominales, en otras palabras es capaz de resistir 500 ciclos de una tasa de descarga (TD) de 20%. Una batería idónea para aplicaciones fotovoltaicas necesita tener una capacidad de al menos 500 ciclos nominales, que da igual a 1000 ciclos de 50% de profundidad de descarga.

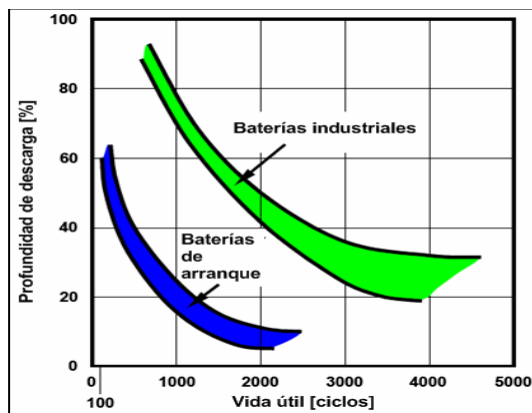


Figura 1.22: Duración en ciclos de carga-descarga en función de la profundidad de descarga<sup>23</sup>

### 1.1.10 CARACTERÍSTICAS DE LAS BATERÍAS PARA G.F.

Una gran dificultad en generación fotovoltaica es el mantenimiento de las baterías, por lo que se debe procurar que estas cumplan con las siguientes características:

- ☞ Bajo costo por Kwh y larga vida útil.

<sup>23</sup> Cadena A., Alejandro. 2009. Guía para la preparación de anteproyectos de energía solar fotovoltaica. (Tesis Ing. Eléctrico) Quito, Ecuador, Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería eléctrica y electrónica. (73)

- ☞ Alto porcentaje de eficiencia.
- ☞ Bajo porcentaje de autodescarga.
- ☞ Costos de mantenimiento reducidos.
- ☞ Instalación y operación sencilla.
- ☞ Alta capacidad de almacenamiento.

### **Costo específico por Kwh**

Es la suma de costos de inversión y operación de la batería dividida para su capacidad en Kwh durante su vida útil. El costo está íntimamente relacionado con esta última variable.

### **Vida útil**

Debe ser extendida, para mantener los costos de instalación y operación lo más bajos posible, sobre todo en lugares apartados.

### **Eficiencia total**

La eficiencia total ( $\eta_{\Sigma}$ ) se deriva de la eficiencia de carga ( $\eta_I$ ) y la eficiencia de voltaje ( $\eta_v$ ):

$$\eta_{\Sigma} = \eta_I * \eta_v \quad 1.10$$

La eficiencia de carga es medida a una tasa de descarga constante referida a la cantidad de carga que se puede extraer de la batería ( $Q_D$ ) relativa a la cantidad de carga inyectada durante la recarga ( $Q_C$ ). El fenómeno de autodescarga y la gasificación afectan la eficiencia de carga.

$$\eta_1 = \frac{Q_D}{Q_C} \quad 1.11$$

La batería necesita siempre más carga de la que se consumió desde ella para volver a su estado inicial. La eficiencia de carga suele estar entre 80 y 85% para sistemas fotovoltaicos.

La eficiencia en voltaje, determinada por el *voltaje de descarga promedio* ( $V_D$ ) y el *voltaje de recarga promedio* ( $V_C$ ), es afectada en especial por la resistencia interna de la

batería. Se la mide a una tasa de descarga constante, tomando en cuenta que la carga es alimentada a un voltaje menor al necesario para recargarla.

$$\eta_V = \frac{V_D}{V_C} \quad 1.12$$

$\eta_\Sigma$  debe ser tan alta como sea posible, para transferir la mayor energía posible generada por el sistema fotovoltaico, a las cargas.

### **Autodescarga**

La batería sufre un proceso de descarga aún sin estar conectada. Esto ocurre debido a reacciones secundarias en sus electrodos y se acelera con altas temperaturas o en baterías usadas. Los componentes reactivos de la batería y electrolitos, al igual que cortocircuitos internos y externos provocan también pérdidas de capacidad.

### **Costo de mantenimiento**

El relleno de agua destilada, en el caso extremo de decidirse por baterías de plomo ácido no “libres de mantenimiento” debe ser lo menos frecuente posible.

### **Facilidad de instalación y operación**

Las baterías deben estar completamente selladas y su mantenimiento debe ser lo menos complicado posible, ya que por lo general serán vigiladas y operadas por personas no expertas.

### **Potencia**

En algunos casos, las baterías deben soportar recargas con corrientes altas por un corto tiempo, por ejemplo, en picos repentinos de corriente provocados por la entrada en generación de otros módulos fotovoltaicos o el arranque de un generador acoplado en el caso de un sistema híbrido.

En la mayoría de los casos, las baterías de plomo-ácido son la mejor opción para aplicaciones fotovoltaicas, pero existen nuevas tecnologías con electrolito de gel, selladas, abiertas, etc.

Las baterías selladas se denominan así porque su electrolito no puede ser rellenado. Son calibradas para permitir el escape de gas hidrógeno en exceso, deben ser cargadas con equipos de precisión, y necesitan ser revisadas menos frecuentemente que las baterías abiertas. Estas últimas contienen un exceso de electrolito, que suele sedimentarse en varias capas; algo que el proceso de gasificación ayuda a controlar. Sin embargo, el electrolito debe ser rellenado con frecuencia y el lugar de operación de las baterías debe estar bien ventilado para prevenir una potencial acumulación de hidrógeno.

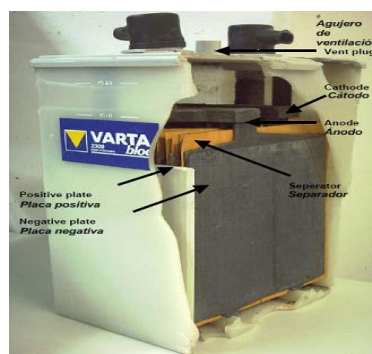


Figura 1.23: Corte de una Batería de Plomo – Acido<sup>24</sup>.

#### 1.1.10.1 CAPACIDAD DE LAS BATERÍAS

La capacidad de almacenamiento energético de una batería se expresa normalmente en amperios-hora (Ah), es decir, el flujo de corriente en amperios que puede suministrar durante una hora, hasta la descarga (voltaje de la batería menor al nominal). Actualmente es más adecuado expresar la capacidad de una batería en relación a su energía total almacenada, expresada en vatios-hora (Wh) o su múltiplo kilovatios-hora (Kwh). Estas magnitudes de Ah y Wh están íntimamente relacionadas por la ecuación:

$$\text{Ah} \times \text{V} = \text{Wh} \quad 1.13$$

La capacidad de una batería no es constante, y depende de la magnitud de la corriente de descarga. Por esto, los fabricantes proporcionan un dato de capacidad estimada en función de corriente de descarga fija. Esta *capacidad estimada de la batería* se refiere a la capacidad determinada a 20°C descargándola a una *corriente estimada de descarga*, a

<sup>24</sup> Cadena A., Alejandro. 2009. Guía para la preparación de anteproyectos de energía solar fotovoltaica. (Tesis Ing. Eléctrico) Quito, Ecuador, Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería eléctrica y electrónica. (77)

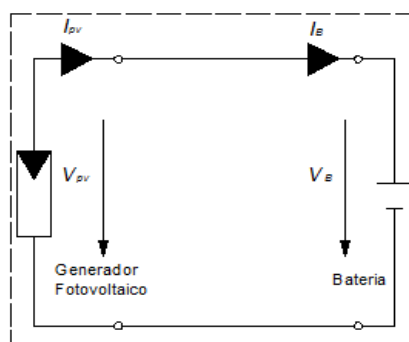
la cual la batería se descarga completamente en 10 horas. En aplicaciones fotovoltaicas, se suministra la capacidad de descarga en 100 horas, al menos 30% mayor.

Otro factor crítico en la capacidad de las baterías es la temperatura ambiental, que causa una reducción de cerca de 1% por cada grado de temperatura de bajo de 20°C. Por otro lado, temperaturas superiores a los 30°C aceleran el desgaste, la autodescarga y consumo de electrolito.

Las baterías representan un costo de alrededor de 20% de la inversión inicial y demás del 50% durante toda la vida útil del sistema, por la necesidad de reemplazo en varias oportunidades. Así, es necesario lograr su mayor vida útil posible controlando los ciclos de carga y descarga. Si no se sigue estos cuidados, la vida útil de los acumuladores se puede reducir hasta menos de la mitad.

#### 1.1.10.2 CONEXIÓN GENERADOR FOTOVOLTAICO-BANCO DE BATERIAS

Dado que los generadores fotovoltaicos producen corriente continua (DC) y las baterías necesitan el mismo tipo de corriente para ser cargados, no se requiere ninguna conexión especial para acoplarlos, sino tan sólo una conexión directa.



**Figura 1.24: Acoplamiento directo entre generador fotovoltaico y banco de baterías<sup>25</sup>**

Si se grafica el nivel de voltaje de la batería en la curva de voltaje vs corriente V-I, la representación de éste sería una línea recta en un rango de voltaje de  $\pm 15\%$ , es decir, para una batería con voltaje nominal de 12V el rango estará entre 11 y 14V. Para diferentes niveles de irradiación, se muestran los puntos de trabajo del generador FV.

<sup>25</sup> Kininger, F.; Photovoltaic Systems Technology; 1 Edición; Universität Kassel – Rationelle Energiewandlung; Kassel, Alemania; 2003. (32)



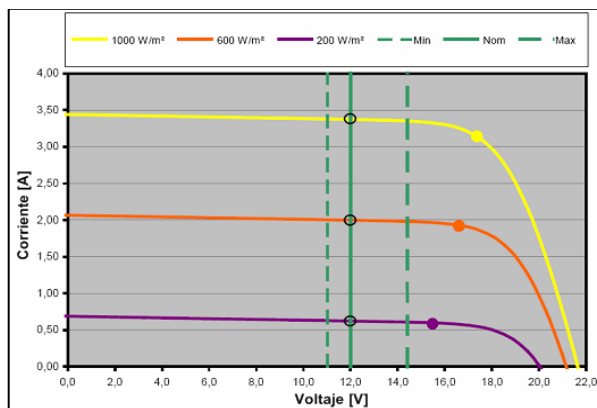


Figura 1.25: Curvas I-V de generador fotovoltaico y baterías<sup>26</sup>

Existen pérdidas en este acoplamiento, pero pueden reducirse al mínimo con un diseño adecuado de la combinación generador-batería, para localizar los puntos de trabajo dentro del área de máxima potencia. Mientras se preste suficiente atención al dimensionado del sistema, un sistema adicional de regulación de carga puede volverse superfluo.

### 1.1.11 CONTROLADOR O REGULADOR DE CARGA

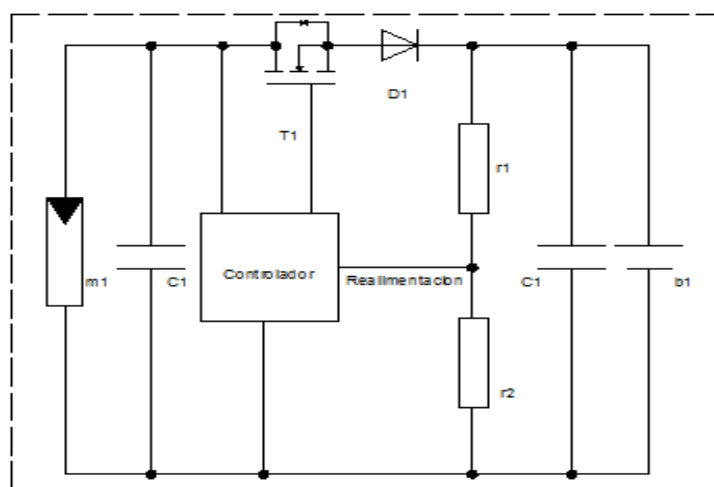
La función principal de este equipo electrónico es hacer entrar en operación a las baterías dentro de los límites recomendados por el fabricante con respecto a sobrecarga o descarga profunda. Además, tiene la capacidad de ejecutar funciones de mantenimiento como ecualización de la carga o monitoreo de índices de gasificación y otros parámetros. El controlador de carga, al ser el enlace entre el generador solar, la batería y la carga debe cumplir con algunos importantes requerimientos:

- ☞ Consumo interno reducido (menor a 5mA)
- ☞ Alta eficiencia (mayor a 95%)
- ☞ Desconexión de la carga en caso de descarga profunda (dependiente de corriente y/o voltaje de descarga)
- ☞ Recarga de las baterías a mayor voltaje para que ocurra una cierta cantidad de gasificación, impidiendo la estratificación del electrolito
- ☞ Compensación por temperatura del voltaje de corte de carga (4 a 6 mV/°K)

<sup>26</sup> Kininger, F.; Photovoltaic Systems Technology; 1 Edición; Universität Kassel – Rationelle Energiewandlung; Kassel, Alemania; 2003. (35)

- ☞ Protección integrada de sobre voltaje.
- ☞ Temperatura ambiental de operación de 0 a 50°C.

El regulador de carga más básico, de carga lineal, posee un elemento a la salida del mismo que ajusta la corriente y está localizado en serie o en paralelo con el generador fotovoltaico. Con un adecuado manejo de la señal, se puede prevenir que el voltaje de la batería exceda el voltaje al cual se detiene la carga.



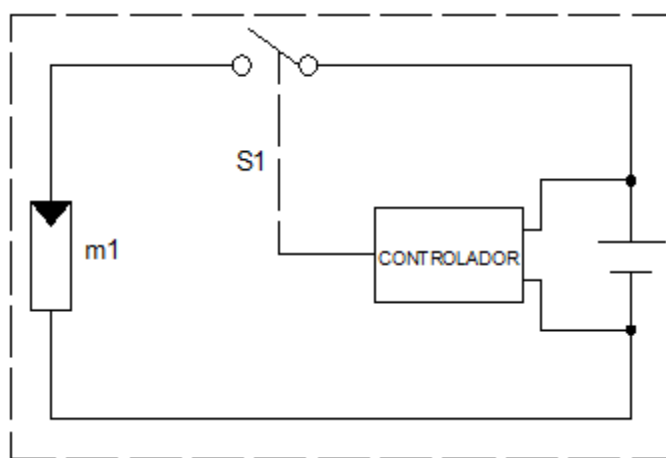
**Figura 1.26: Diagrama de un regulador lineal de carga<sup>27</sup>**

En la Figura 1.26, se muestra un diagrama de bloques y circuitos de un controlador lineal de carga. En la fase de DC, donde el voltaje de la batería es menor al de fin de carga, el elemento de control T1 (MOSFET) está en modo de conducción. El generador fotovoltaico y las baterías están directamente polarizados a través del diodo de bloqueo D1. El voltaje de los acumuladores y la insolación instantánea determinan el punto de operación del generador. Cuando se alcanza el voltaje de fin de carga, el voltaje del terminal de puerta en el T1 es reducido por el controlador, y siendo mantenido constante mientras la corriente de carga cae progresivamente en relación al incremento de carga de la batería. A diferencia de la anterior fase de carga, existe una variación de voltaje entre el generador fotovoltaico y la batería en los terminales del transistor, la cual causa una cierta disipación de calor, que debe ser eliminada adecuadamente para evitar daños al equipo.

<sup>27</sup> Luque, Antonio y Hegedus, Stephen; Handbook of Photovoltaic Science and Engineering; I Edición; John Wiley and Sons; Chichester, Inglaterra; 2003. (43)

Esta limitación de pérdidas por calor se puede evitar mediante un controlador con función de interrupción, donde el elemento de control está cerrado (en conducción) o abierto (en bloqueo). En ambos casos, las pérdidas son prácticamente nulas ya que el voltaje y la corriente en el elemento de control son cero. Esta energía ahorrada no es influyente con respecto al funcionamiento del sistema fotovoltaico, pero ahorra costos evitando la instalación de disipadores de calor e incrementando la confiabilidad por la menor temperatura de operación de los componentes.

En un controlador con interrupción en serie, mostrado en la Figura 1.27, la corriente de carga es controlada por un elemento conectado en serie con el generador solar. Este tipo de controladores puede ser utilizado también para otras fuentes de energía no tolerantes a cortocircuitos, como los generadores de energía eólica. Además, los esfuerzos por voltaje en el interruptor son menores que en el controlador en paralelo. Con una batería cargada completamente, el generador fotovoltaico opera en circuito abierto, eliminando el riesgo de sobrecarga de un módulo causada por sombreado parcial de los paneles.



**Figura 1.27: Controlador de carga con interruptor en serie<sup>28</sup>**

En años pasados, se dudaba de la eficacia de este tipo de controladores por sus mayores pérdidas debido al uso de relés, pero con la introducción de elementos interruptores semiconductores de baja potencia, la energía consumida es despreciable. Estos dispositivos presentaban también un grave problema cuando las baterías estaban casi

<sup>28</sup> LUQUE, Antonio y HEGEDUS, Stephen; Handbook of Photovoltaic Science and Engineering; I Edición; John Wiley and Sons; Chichester, Inglaterra; 2003. (44)

totalmente descargadas y no podían funcionar. Este problema se lo soluciona conectándolos al generador fotovoltaico.

Un controlador con interrupción en paralelo (Figura 1.28), utiliza la característica eléctrica de tolerancia infinita a cortocircuitos de los módulos fotovoltaicos. En la fase de carga a corriente constante, la corriente del módulo fotovoltaico fluye a través del diodo de bloqueo D1 hacia la batería. Al alcanzar el voltaje de fin de carga, el generador fotovoltaico es cortocircuitado por el interruptor S1. El diodo de bloqueo previene la corriente en reversa de la batería hacia el interruptor y suprime las corrientes de descarga hacia el generador durante la noche.

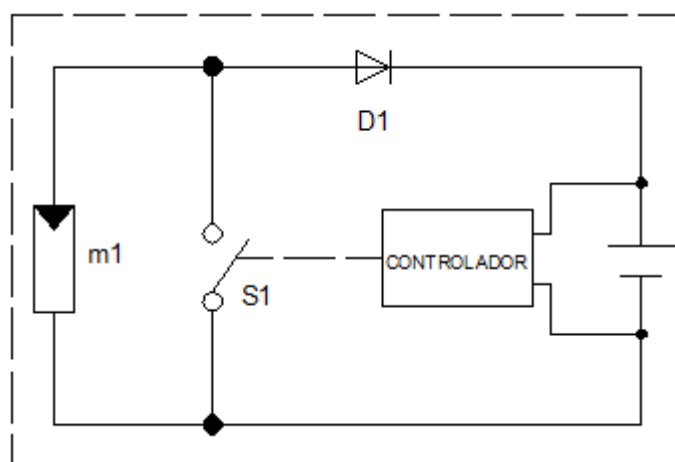


Figura 1.28: Controlador de carga con interruptor en paralelo<sup>29</sup>

A diferencia del controlador con interruptor en serie, sí se puede empezar a cargar una batería totalmente descargada, ya que el interruptor se puede energizar sólo cuando la batería está totalmente cargada. Existen controladores híbridos, que consisten en un controlador en paralelo modificado, donde el diodo de bloqueo está colocado en paralelo con un segundo transistor en la fase de carga, reduciendo la disipación de energía. Adicionalmente, la reducción en la caída de voltaje da paso al uso de módulos fotovoltaicos con menor número de celdas conectadas en serie, por ejemplo 33- 36 celdas de silicio cristalino para sistemas de 12V.

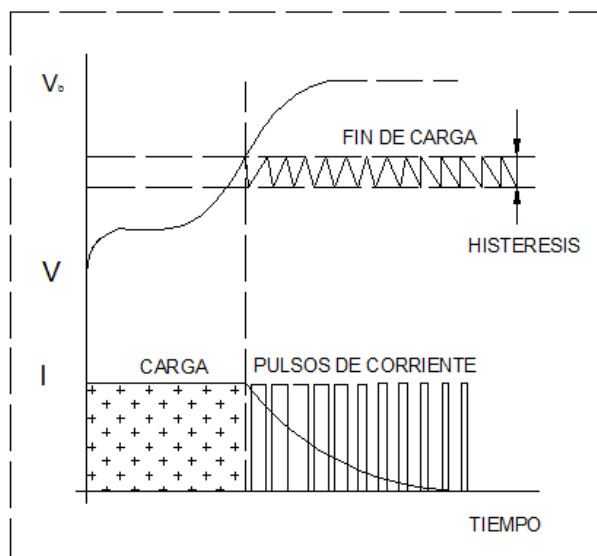
<sup>29</sup> Luque, Antonio y Hegedus, Stephen; Handbook of Photovoltaic Science and Engineering; I Edición; John Wiley and Sons; Chichester, Inglaterra; 2003. (44)

Hay que tomar en cuenta que el generador fotovoltaico está directamente acoplado a las baterías y a la carga. Si por algún motivo (mantenimiento, daños en las placas de plomo, fundido del fusible del banco de baterías) la conexión a los acumuladores es interrumpida, todo el voltaje de circuito abierto de los paneles puede llegar a la carga, provocando daños por exceso de voltaje. Para prevenir estas situaciones, las cargas deben ser capaces de resistir este aumento y el controlador debe estar diseñado para desconectarse automáticamente.

#### **1.1.11.1 ESQUEMAS DE CONTROL DE CARGA**

Al alcanzar el voltaje de fin de carga, las baterías todavía no están al 100%. El 5-10% de carga faltante es alcanzado manteniendo a la batería sometida al voltaje de fin de carga durante un período extendido. En esta fase, conocida como de *voltaje constante*, la corriente de carga decrece lentamente. Se pueden usar dos técnicas para lograr la carga completa.

En un controlador híbrido, la corriente de carga es llevada a cero abriendo el interruptor en serie o cerrando el interruptor en paralelo tan pronto como se alcanza el voltaje de final de carga. Como resultado, el voltaje en los terminales del banco de baterías disminuye. La corriente de carga es reactivada cuando el voltaje cae bajo una banda de entre 5 y 50mV por celda menor que el voltaje de fin de carga. Esta secuencia es repetida periódicamente y la duración de los pulsos de carga se reduce paulatinamente, a la inversa de lo que ocurre con los tiempos entre pulsos, como se muestra en la figura siguiente:



**Figura 1.29: Corriente y voltaje de un banco de baterías durante el ciclo de carga<sup>30</sup>**

La corriente de carga decrece, mientras el voltaje se mantiene constante. Los periodos, tal como se muestra en la figura 1.29, no son fijos y dependen de diversos factores: capacidad de la batería, carga, corriente de carga/descarga y la histéresis de voltaje.

Existe otro método de control, mediante el uso de la *modulación de ancho de pulsos* (PWM en inglés), una variación del anterior. En este caso, la frecuencia del elemento de control es fija y determinada por un reloj generador de pulsos, con frecuencias típicas de 100Hz. En la fase de corriente constante, el interruptor está cerrado y toda la corriente de carga fluye a la batería. Al llegar al voltaje de fin de carga, el ciclo de trabajo se reduce a cero por causa de la modulación del ancho de pulso, la corriente de carga promedio se reduce y el voltaje de la batería se mantiene constante. La principal ventaja de los controladores PWM es la frecuencia de pulso constante, que facilita el monitoreo de la carga promedio y la resolución de problemas de interferencia electromagnética con otros equipos.

<sup>30</sup> Luque, Antonio y Hegedus, Stephen; Handbook of Photovoltaic Science and Engineering: I Edición; John Wiley and Sons; Chichester, Inglaterra; 2003. (46)

### **1.1.11.2 PROTECCIÓN CONTRA DESCARGA PROFUNDA**

Para extender la durabilidad de las baterías, se debe evitar la descarga profunda o agotamiento total de la carga de la batería, así como largos períodos con baja carga. Tan pronto como se llegue a un nivel específico, la carga debe ser desconectada de la batería y ser reconectada solamente cuando se lo supere.

El indicador de presencia de esta condición es el voltaje de la batería. Si cae por debajo de un nivel determinado, dispara un alivio de carga mediante un relé. Existen reguladores de carga más complejos que son capaces de generar una señal de advertencia cuando se aproxima la condición de descarga profunda, e incluyen sistemas de manejo de generación capaces de arrancar generadores de respaldo, usualmente de combustión interna. Se puede considerar también rutinas para control de demanda, condiciones climáticas y otros factores.

Se debe conservar un pequeño retardo de 10 a 60s entre la alerta de bajo voltaje y la desconexión de la carga, lo cual evita interrupciones no deseadas en artefactos que necesitan altas corrientes de arranque, como motores y ciertos electrodomésticos. Como el umbral de voltaje de fin de descarga depende de la corriente instantánea de la batería, algunos reguladores de carga se basan en esta variable para determinar el momento de la desconexión.

El umbral de voltaje para la reconexión debe ser ajustado con precisión. Si es demasiado bajo, el voltaje de circuito abierto de la batería sobrepasará el umbral y la carga será reconectada periódicamente, causando descarga profunda y posibles daños. En este caso, también es aconsejable introducir un pequeño retraso para garantizar un mínimo de carga previo a la reconexión.

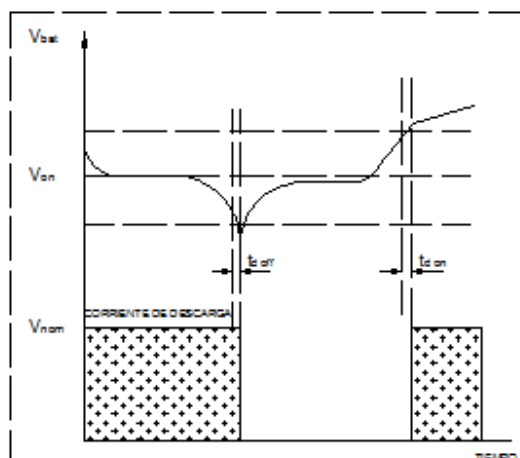


Figura 1.30: Variaciones de voltaje de la batería y corriente de carga durante el consumo<sup>31</sup>.

### 1.1.12 INVERSORES

Como ya se ha expuesto previamente, los generadores fotovoltaicos entregan una señal de voltaje y corriente continua (DC). Sin embargo, la mayoría de aparatos eléctricos y electrónicos domésticos están diseñados para operar con un voltaje de entrada de tipo alterno (AC) y no pueden ser conectados directamente a un sistema fotovoltaico. De ahí la necesidad de instalar equipos de acondicionamiento de señal, comúnmente llamados “inversores” debido a que invierten la polaridad del voltaje de la fuente periódicamente, en intervalos iguales a la frecuencia alterna deseada. En sistemas on-grid, este equipo es crucial para la conversión de señales de DC en AC compatibles con la frecuencia de la red<sup>32</sup>.

#### 1.1.12.1 CARACTERISTICAS GENERALES DE INVERSORES

La eficiencia en la conversión bajo condiciones de carga plena y parcial es la característica más importante en un inversor, ya que los costos de producción de la electricidad fotovoltaica son varias veces mayores que aquellos de una fuente de energía convencional.

<sup>31</sup> Luque, Antonio y Hegedus, Stephen; Handbook of Photovoltaic Science and Engineering: I Edición; John Wiley and Sons; Chichester, Inglaterra; 2003. (48)

<sup>32</sup> Luque, Antonio y Hegedus, Stephen; Handbook of Photovoltaic Science and Engineering: I Edición; John Wiley and Sons; Chichester, Inglaterra; 2003. (48)



Existen diferentes tipos de inversores, los cuales deben ser seleccionados dependiendo de su eficiencia y de los requerimientos de forma de onda de la carga. Además, es necesario tomar en cuenta el tipo de sistema fotovoltaico a implementarse, conectado o no a una red de distribución. Otro factor crítico es la confiabilidad del inversor, debido a que las fallas en éste son una de las causas primarias de mantenimiento no programado en sistemas fotovoltaicos.

**Tabla 1.2: Parámetros de diversos tipos de inversores**<sup>33</sup>

Parámetro	Onda Cuadrada	Onda Sinusoidal Modificada	Modulación de ancho de Pulso	Sinusoidal
Potencia de Salida (KW)	1	2.5	20	100
Capacidad Pico	20x	4x	2.5x	4x
Eficiencia	70.98%	>90%	>90%	>90%
Distorsión Armónica	Hasta 40%	>5%	<5%	<5%

El rendimiento está definido por la potencia nominal de salida del inversor, su potencia pico, la eficiencia en la conversión y la distorsión armónica que genera. Ya que la eficiencia máxima se logra cerca de la potencia de salida nominal, es importante considerar la *curva de eficiencia vs. Salida para seleccionarlo*. Adicionalmente, es necesario que el inversor pueda proveer altas corrientes pico en caso que la carga las requiera. La distorsión armónica, es el otro factor a cuidar, porque puede causar ruido no deseado y sobre calentamiento en la carga si no se la mantiene a bajos niveles.

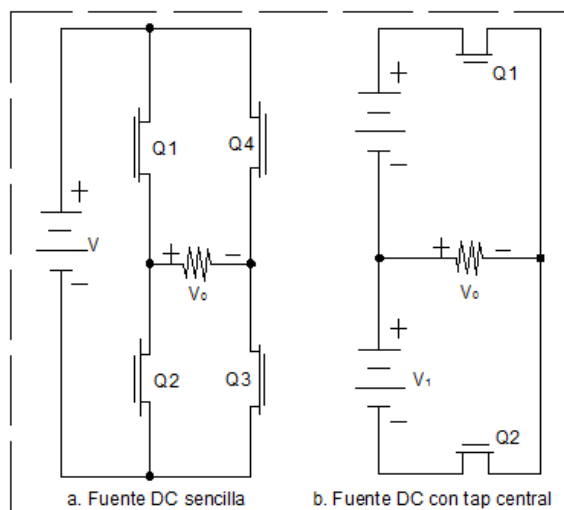
El inversor de onda cuadrada es el más económico y cuenta con un buen nivel de eficiencia, pero su inyección de distorsión armónica es la mayor. El inversor de onda sinusoidal modificada es más complicado pero también comparativamente eficiente. El inversor de modulación de ancho de pulso (PWM) es el más costoso, pero presenta la mayor eficiencia y menor distorsión. Por último, el inversor de onda sinusoidal pura

<sup>33</sup> Luque, Antonio y Hegedus, Stephen; Handbook of Photovoltaic Science and Engineering: I Edición; John Wiley and Sons; Chichester, Inglaterra; 2003. (49)

presenta la menor distorsión pero también la menor eficiencia para sistemas independientes.

### 1.1.12.2 INVERSORES DE ONDA CUADRADA

Son los inversores más simples disponibles. Emplean interruptores de estado sólido conectado como multivibradores estable o como interruptores controlados externamente. El uso de los primeros permite que el inversor pueda ser utilizado en un sistema aislado, mientras que los segundos son usados cuando el inversor debe ser sincronizado con una fuente externa de AC. En la figura 1.30, se puede observar dos tipos de inversores de onda cuadrada: el primero con una fuente DC sencilla que genera una onda cuadrada y el segundo mediante un circuito con tap central, que se puede activar y desactivar alternativamente para crear una onda cuadrada.

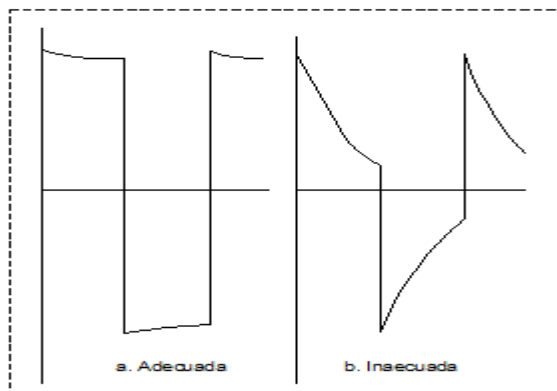


**Figura 1.31: Circuitos de conversión de señales DC a onda cuadrada**<sup>34</sup>

El factor más importante para generar una onda eficiente es el flujo de corriente permanente desde el generador fotovoltaico al mismo tiempo que se mantiene 0 voltios a los terminales del elemento interruptor cuando pasa corriente y corriente nula cuando existe voltaje entre éstos. Mediante el uso de transistores MOSFET de potencia, transistores bipolares de base aislada, o rectificadores de silicio se puede lograr este funcionamiento. Una vez que se obtiene la onda cuadrada, es necesario aumentar su amplitud hasta producir una onda de 120 o 240V RMS, por medio de un transformador

<sup>34</sup> Messenger, R y Ventre, J.; Photovoltaic Systems Engineering; II Edición; CRC Press; Boca Raton, FL, Estados Unidos; 2004. (38)

de elevación. Es necesario que este último cuente con un número de vueltas suficiente para que la constante de tiempo determinada por la inductancia de magnetización y la resistencia de la fuente sean lo suficientemente duraderas para no deformar la onda. Si el transformador está construido con muy pocas vueltas, provocará que ella se deforme:



**Figura 1.32: Formas de onda a la salida del inversor<sup>35</sup>**

Cuando se especifican transformadores para este tipo de aplicaciones, se comete habitualmente el error de asumir que un transformador con una relación de transformación mínima puede funcionar para este fin, pero normalmente los transformadores son diseñados para operar con ondas sinusoidales, que sufren del fenómeno mostrado en la Figura 1.32 si se los opera con señales cuadradas. Un inversor de onda cuadrada que cuente con mecanismos de interrupción eficientes acoplado a un transformador de buena calidad puede llegar a un 90% de eficiencia.

### 1.1.12.3 INVERSORES DE ONDA SINUSOIDAL MODIFICADA

Una onda cuadrada es inadecuada para alimentar algunos tipos de cargas debido a su distorsión armónica, que origina pérdidas por histéresis y por corrientes Eddy en los materiales magnéticos, lo que a su vez causa sobrecalentamiento en motores y balastos fluorescentes. Otro efecto indeseado de este tipo de onda es la introducción de ruido en el sistema. Por esta razón, es importante verificar si una carga puede operar con una fuente de energía de onda cuadrada. De todos modos, es posible utilizar una onda sinusoidal modificada, la cual puede ser obtenida mediante un puente H multinivel como el que se muestra en la Figura 1.33:

<sup>35</sup> Messenger, R y Ventre, J.; Photovoltaic Systems Engineering; II Edición; CRC Press; Boca Raton, FL, Estados Unidos; 2004. (56)

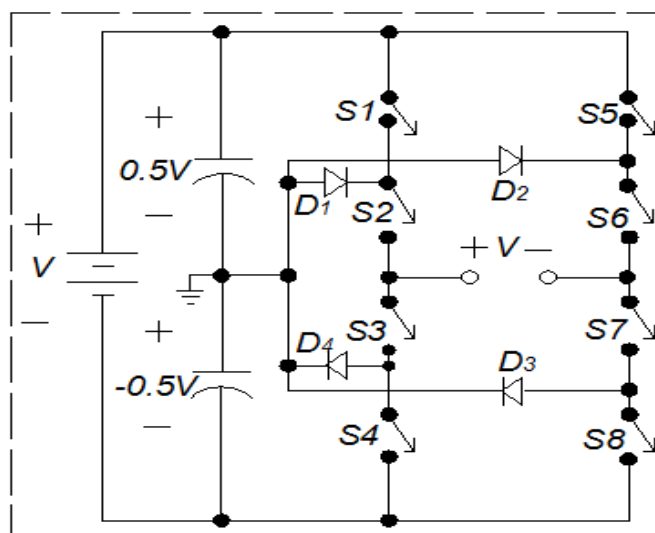


Figura 1.33: Puente H multinivel para generación de ondas sinusoidales<sup>36</sup>

Este circuito es capaz de generar una onda aproximada a la sinusoidal calibrando los niveles de voltaje individuales para minimizar la distorsión armónica y haciendo que el voltaje de salida RMS se mantenga constante en caso que la entrada de voltaje lo necesite, como se muestra en la Figura 1.34:

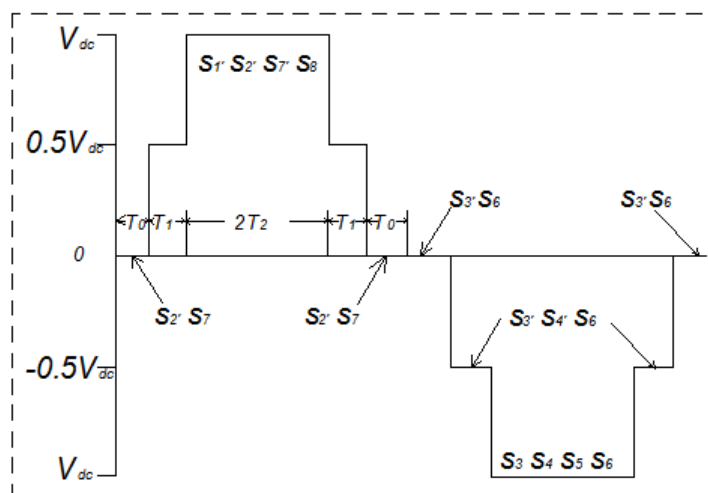


Figura 1.34: Onda sinusoidal modificada producida por un puente H<sup>37</sup>

Para visualizar de mejor manera la formación de la onda, se puede considerar el intervalo  $T_1$ , donde  $V_o$  es igual a  $0,5V$  DC. Si el interruptor  $S_1$  está cerrado, el diodo  $D_1$  se polariza inversamente y refleja un estado de circuito abierto. Si se cierra  $S_2$ , el

<sup>36</sup> Messenger, R y Ventre, J.; Photovoltaic Systems Engineering; II Edición; CRC Press; Boca Raton, FL, Estados Unidos; 2004. (56)

<sup>37</sup> Messenger, R y Ventre, J.; Photovoltaic Systems Engineering; II Edición; CRC Press; Boca Raton, FL, Estados Unidos; 2004.(75)

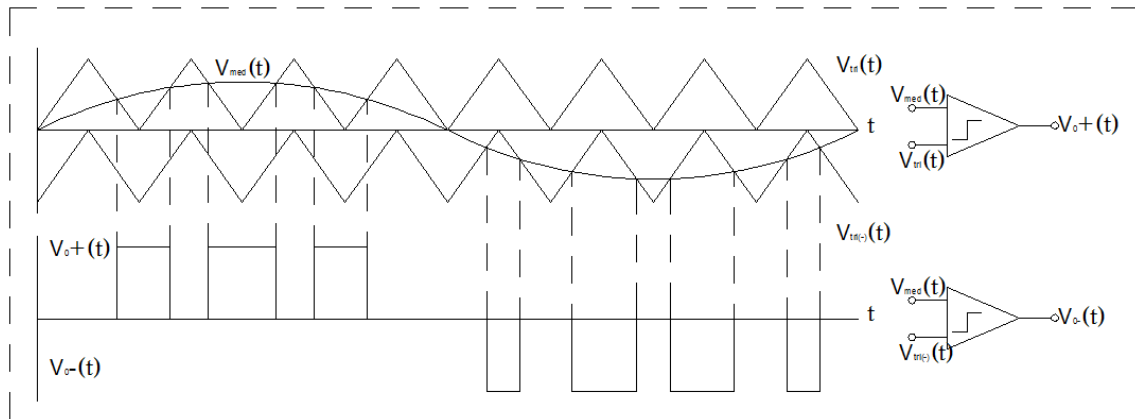
polo positivo de  $V_o$  estará a un nivel de voltaje de 0,5VDC. Cerrando el interruptor S7, se crea un camino a tierra desde el terminal negativo de  $V_o$  a través del diodo D4, polarizado directamente. Por lo tanto, si se desprecia las caídas de voltaje a través de diodos e interruptores,  $V_o=0,5VDC$ . Durante el intervalo en el que el voltaje  $V_o$  es negativo, el diodo D3 se polariza negativamente cuando los interruptores S3 y S4 están cerrados, abriendo el circuito y conectando el polo positivo de  $V_o$  a -0,5VDC, completando el ciclo.

Los puentes H pueden ser diseñados en  $2*n+1$  niveles, en donde n es un número entero. Mientras más niveles se incluyan en el diseño, la onda resultante de  $V_o$  se aproximará más a una onda sinusoidal y las caídas de voltaje se reducirán. Una típica aplicación de un puente H, una fuente de poder de emergencia para computadores, produce una onda sinusoidal modificada de 5 niveles y se la puede considerar apta para suministrar energía a un equipo electrónico de este tipo, pero de acuerdo a la norma 929-2000 de la IEEE, la distorsión armónica total de cualquier fuente de energía en una red de distribución no debe superar el 5%. Una fuente así difícilmente cumple esta norma, por lo cual se ha diseñado inversores sinusoidales puros, basados en puentes H de mayor nivel o la modulación de ancho de pulso.

#### **1.1.12.4 INVERSORES DE MODULACION DE ANCHO DE PULSO (PWM)**

Esta clase de inversor produce una forma de onda con un valor promedio en cualquier instante equivalente al nivel de una onda cualquiera seleccionada en ese mismo momento. Es muy versátil, siendo diseñado de tal modo que la señal de salida tenga un valor promedio dependiente del tiempo que puede tener cualquier forma de onda, a cualquier frecuencia y a cualquier amplitud arbitraria, pero en aplicaciones fotovoltaicas, es aconsejable manejar una forma de onda sinusoidal de frecuencia constante.

Un inversor PWM puede producir todo tipo de formas de onda regulando el ciclo de trabajo de pulsos sucesivos entre sí, mientras que la amplitud se controla con los valores máximos del ciclo de trabajo y la frecuencia es determinada por el tiempo de repetición de la secuencia de pulsos.



**Figura 1.35: Configuración de inversor PWM de tres niveles y su correspondiente onda en la salida<sup>38</sup>**

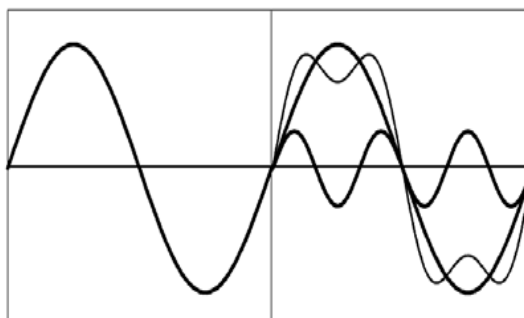
Alternando los pulsos entre niveles positivos y negativos, es posible construir formas de onda de valor promedio nulo, característica muy importante cuando se alimenta cargas donde una componente DC causa pérdidas, como motores AC o balastos de iluminación fluorescente. La componente DC puede causar calentamiento resistivo significativo, daños en el aislamiento de los bobinados e incluso fallas generales del aparato, con peligro de incendio.

#### 1.1.12.5 CALIDAD DE LA ENERGÍA EN LOS INVERSORES

Para los sistemas off-grid, la forma de onda de salida es crítica en el suministro de energía a las cargas. Si bien se puede utilizar inversores de onda cuadrada, las cargas que pueden ser alimentadas con este tipo de onda están limitadas solamente a aquellas de tipo resistivo. Cuando se alimentan cargas inductivas tales como motores, el funcionamiento correcto puede verse afectado, debido a las pérdidas disipadas. Para estos tipos de carga, el uso de una fuente de voltaje sinusoidal es lo ideal, pero debido al alto costo de estos equipos, se debe encontrar un compromiso entre calidad y precio.

La distorsión armónica total (THD) es descrita como la desviación del voltaje sinusoidal ideal. Para fuentes de energía de alta calidad, la THD del voltaje de salida debe ser menor al 5%, valor comúnmente encontrado en la onda presente en sistemas de distribución.

<sup>38</sup> Messenger, R y Ventre, J.; Photovoltaic Systems Engineering; II Edición; CRC Press; Boca Raton, FL, Estados Unidos; 2004. (87)



**Figura 1.36: Efecto de las armónicas sobre la forma de onda fundamental<sup>39</sup>**

Otra importante característica en un sistema off-grid es la capacidad de proveer y absorber potencia reactiva. Bajo estas condiciones, la corriente de la carga se desfasa del voltaje. El manejo adecuado de potencias reactivas en algunos inversores está limitado, dependiendo del tipo de carga. El factor de potencia aceptable es definido de antemano y la potencia máxima que puede suministrar el inversor. En este caso, se debe prever la instalación de almacenamiento de potencia reactiva, en forma de capacitores de tamaño apropiado, que puedan absorber la potencia reactiva y posteriormente reinyectarla en el sistema.

## **1.2 SALIDAS DE SERVICIO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS**

Todo sistema eléctrico de potencia está compuesto por varios subsistemas: generación, transmisión, distribución, etc. Cada uno de los cuales está formado a su vez por varios componentes. La desconexión de un componente del sistema, se denomina salida de servicio.

Toda desconexión tendrá su causa definida y producirá determinados efectos dentro del sistema.

### **1.2.1 CLASIFICACIÓN DE LAS SALIDAS DE SERVICIO**

La falla o desconexión de un elemento del sistema, puede o no, producir una suspensión de los servicios en los abonados. Otra diferencia en las salidas de servicio es que puede ser programado o forzado.

<sup>39</sup> Luque, Antonio y Hegedus, Stephen; Handbook of Photovoltaic Science and Engineering; I Edición; John Wiley and Sons; Chichester, Inglaterra; 2003. (156)

Clasificación de los suministros según su asimilación de carga, dentro de los suministros de energía, los de emergencia pueden estar definidos según el porcentaje de carga que estos van a asimilar, o a suplir.

- ☞ Suministro de socorro: que asimilen un cierto porcentaje (15%) del total de la carga.
- ☞ Suministros de reserva: que cogen entre el 40-50% de la potencia total.
- ☞ Suministros Duplicados: que son los que cogen toda la carga sin tener límites anteriormente señalados para suministrar potencia.

## **1.2.2 SISTEMAS DE EMERGENCIA APLICABLES**

Entre los más utilizados tenemos los siguientes:

### **1.2.2.1 TIPOS DE FALLA DE PODER ELECTRICO**

Dentro de este estudio se describirá una combinación de sistemas que resolverán los siguientes tipos de fallas de poder eléctrico con una buena confiabilidad.

- ☞ Largo tiempo de interrupción (horas)
- ☞ Medio tiempo de interrupción (minutos)
- ☞ Corto tiempo de interrupción (segundos)
- ☞ Transitorios de interrupción (milisegundos)
- ☞ Sobre voltaje
- ☞ Sobre o baja frecuencia

### **1.2.2.2 TIPOS DE SISTEMA DE EMERGENCIA**

Los sistemas de emergencia son de dos tipos básicamente.

- ☞ Una fuente de poder eléctrico separada de la principal fuente de poder operando en paralelo, la cual mantendrá poder para las cargas críticas si fallara la fuente principal.
- ☞ Una disponible y confiable fuente de poder a la cual las cargas críticas son rápidamente conectadas de forma automática cuando la principal fuente de poder falla.



### **1.2.2.3 SISTEMAS STAND-BY**

Los sistemas de poder stand-by, están conformados principalmente por los siguientes componentes.

- ☞ Una fuente alterna confiable de energía eléctrica, separada de la principal fuente de poder.
- ☞ Control de arranque y regulación de voltaje, si el poder Stand-By es seleccionado como fuente.
- ☞ Controles, los cuales transfieren las cargas desde la fuente de poder principal o de emergencia, para la fuente Stand-By.

### **1.2.3 TRANSFERENCIA DE CARGA**

#### **1.2.3.1 FORMA MANUAL**

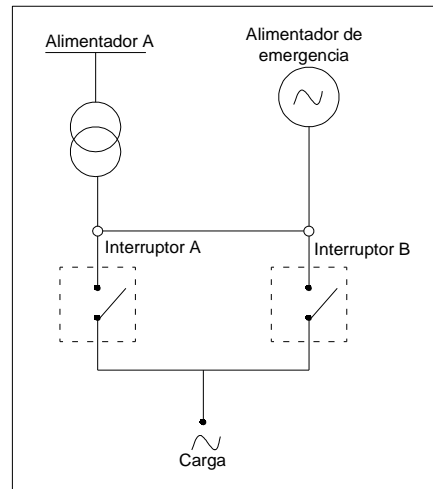
La transferencia se puede hacer con un dispositivo manual, también llamado interruptor de transferencia. Dependiendo el uso, el operador debe tener un fácil acceso para accionar la transferencia, la carga no debe ser de naturaleza crítica es decir que requiera restauración inmediata de la energía.

Una instalación frigorífica es un ejemplo de la necesidad de energía continua. Obviamente, la instalación frigorífica no podrá tener una interrupción de energía, únicamente será mientras se hace la transferencia manual. Otros usos típicos serían plantas industriales e instalaciones normales de telecomunicaciones.

Los interruptores de cuchilla y los interruptores de seguridad se han utilizado como interruptores manuales de transferencia. Estos interruptores no son aceptables porque carecen de un alto grado de confiabilidad, y los requisitos de operación exigidos cuando se produce una falla en el sistema normal de energía.

En la figura 1.37 para transferir la carga manualmente, primeramente el operador debe observar el voltaje y las frecuencias apropiadas en el generador de emergencia, caso contrario la carga puede sufrir daños severos llegando a quemarse los aparatos eléctricos.

Luego de revisado el voltaje y la frecuencia, el operador debe abrir el interruptor de alimentación principal, para luego cerrar el interruptor de la alimentación de emergencia con esto se restablece la energía de la carga.



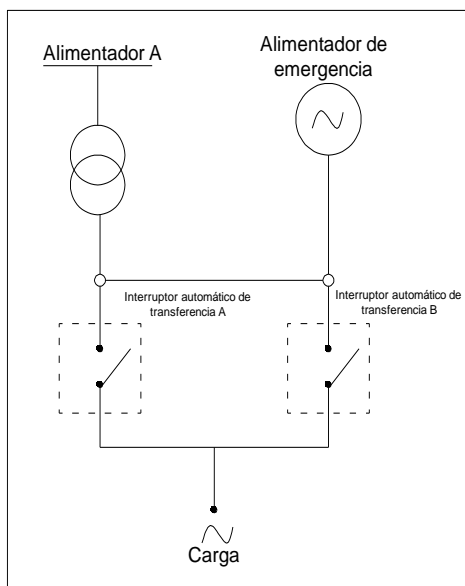
**Figura 1.37: Transferencia manual**

Cuando se restablece el servicio normal de energía por parte del alimentador A debemos apagar el alimentador de emergencia y abrir el interruptor B, para luego cerrar el interruptor A con esto el sistema trabaja en condiciones normales.

### 1.2.3.2 FORMA AUTOMÁTICA

El método más conveniente y más confiable para transferir energía está compuesto por un interruptor automático de transferencia.

Se puede detectar cuando ocurre una falla, y acciona lógicamente para encender el motor cuando la fuente de energía de emergencia es un generador. Cuando el generador alcanza la tensión y la frecuencia apropiadas, el interruptor transfiere automáticamente los circuitos de la carga de la fuente normal a la fuente de emergencia. Cuando se restaura la fuente normal, el interruptor vuelve a transferir los circuitos de la carga de nuevo a la fuente normal.



**Figura 1.38: Transferencia automática<sup>40</sup>**

Los interruptores automáticos son comandados por dispositivos electrónicos que son los que realizan los procesos lógicos, estos interruptores dan la señal cuando no hay voltaje y también abren y cierra los circuitos de fuerza, en la figura 1.38 podemos ver físicamente estos interruptores.



**Figura 1.39: interruptores de transferencia eléctrica<sup>41</sup>**

### 1.2.3.3 METODOS DE TRANSFERENCIA DE ENERGIA

Existen cuatro métodos de transferencia: Transferencia con tensión residual, transferencia lenta, transferencia en fases, y transferencia rápida.

<sup>40</sup> Velásquez ingenieros asociados Ltda. 2010. Transferencia manual con interruptores. Madrid, España. (2)

<sup>41</sup> Velásquez ingenieros asociados Ltda. 2010. Transferencia manual con interruptores. Madrid, España. (5)

- ☞ **Transferencia con Tensión Residual:** La mayoría de los sistemas de transferencia usan el método de transferencia con tensión residual. Entra en juego cuando no se cumplen los criterios para una transferencia rápida y tampoco es posible la transferencia en fase. En primer lugar se abre el interruptor automático de la alimentación y a continuación se supervisa la caída de tensión en las barras colectoras. Cuando se llega a un valor prefijado de tensión residual se cierra el alimentador auxiliar. Esto garantiza que la máxima diferencia de tensión posible entre las barras colectoras y la red auxiliar (en el caso de oposición de fases) no sobrepasa un valor determinado, limitándose así el aumento brusco transitorio del par que actúa en los motores de la instalación cuando las barras colectoras se conectan a la red auxiliar.
- ☞ **Transferencia Lenta:** Este tipo de transferencia se efectúa si no es posible supervisar la tensión de las barras colectoras. El alimentador de espera se cierra transcurrido un determinado tiempo fijo, ajustable previamente. Este tiempo tiene que ser siempre mayor que el tiempo de transferencia máximo en el caso de transferencia por tensión residual, para garantizar que la tensión cae por debajo del valor de la tensión residual. Este método se realiza pocas veces.
- ☞ **Transferencia en Fase:** Si las dos redes de suministro no están sincronizadas en el instante del inicio tendrá lugar una transferencia en fase. Esto significa que se da en el acto la orden de “ABRIR” y la red que estaba en espera se conecta en el punto en que es mínima la diferencia entre la tensión de espera y la tensión de las barras colectoras. El tiempo medio de transferencia está entre 250 y 500 ms aproximadamente, dependiendo el valor real únicamente del comportamiento de la tensión residual de la carga.
- ☞ **Transferencia Rápida:** La filosofía de este método de transferencia está en transferir la carga a la fuente auxiliar lo más rápido posible, haciendo que la desconexión de carga se reduzca al mínimo. Una vez comprobado que los alimentadores principales y auxiliar están sincronizados y en fase, se dan simultáneamente las órdenes de “ABRIR” y “CERRAR” a los interruptores automáticos implicados, con lo cual la transferencia tiene lugar sin interrupción, en 1.5 ciclos

## 1.2.4 ELEMENTOS PARA LA TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA

Sistema de transferencia automática para la carga, el sistema de suministro normal será el de la red y la alimentación de emergencia estará proporcionado por el equipo fotovoltaico alimentado por un banco de baterías, el cual será puesto en funcionamiento automática, una vez que se haya detectado en el sensor de fase la falla existente en el suministro de alimentación normal.

La transferencia automática de la carga será realizada tan pronto como el sensor haya detectado la falta de alimentación principal. Una vez restaurado el servicio de la red el aparato de transferencia automática retransferirá la carga a la red y se iniciará el inmediato apagado del generador de emergencia.

### 1.2.4.1 INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS

Es un aparato utilizado para la protección de los circuitos eléctricos, contra cortocircuitos y sobrecargas, en sustitución de los fusibles. Tienen la ventaja frente a los fusibles de que no hay que reponerlos. Cuando desconectan el circuito debido a una sobrecarga o un cortocircuito, se rearman de nuevo y siguen funcionando.

Su funcionamiento se basa en un elemento térmico, formado por una lámina bimetálica que se deforma al pasar por la misma una corriente durante cierto tiempo, para cuyas magnitudes está dimensionado (sobrecarga) y un elemento magnético, formado por una bobina cuyo núcleo atrae un elemento que abre el circuito al pasar por dicha bobina una corriente de valor definido (cortocircuito).

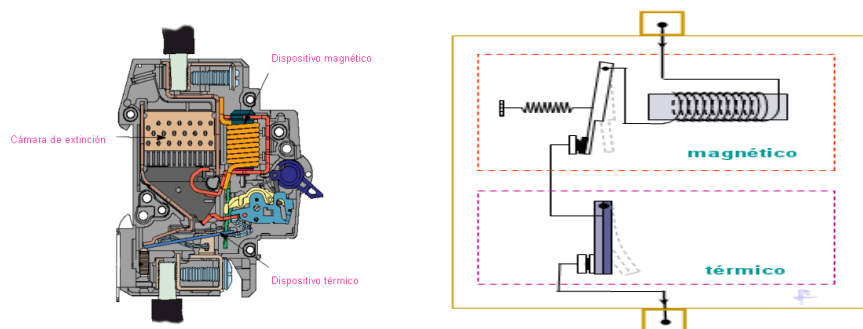


Figura 1.40: Esquema del interruptor termomagnético.

Los interruptores automáticos son elementos de protección de instalaciones, líneas y receptores, también se llaman interruptores automáticos magneto-térmicos y en Latinoamérica los llaman termomagnético.

Estos elementos no son más que interruptores de potencia generalmente tripolares, pero con poder de corte de carga, en otras palabras, sus contactos y sus elementos de extinción del arco han de ser capaces, no solamente de conectar la carga sin riesgo alguno, sino que han de poder cortarla eficazmente ante las peores condiciones que se puedan dar en la red, como es el caso de un cortocircuito trifásico que se origine en sus propios bornes de salida. Los interruptores automáticos se diferencian de los contactores, en que éstos el cierre se efectúa de forma manual, mientras que la apertura puede realizarse de forma manual o automática por medio de los órganos de protección del propio interruptor

Los interruptores automáticos para baja tensión suelen fabricarse para tensiones que van desde los 120V a los 1000V con intensidades nominales que pueden ir desde los 25A a varios miles de amperios, mientras que su poder de corte en carga puede situarse entre los 5KA y los 150 KA. Su forma constructiva suele ser compacta para las pequeñas potencias y modular en los de gran potencia, variando mucho de unos tipos a otros.

#### **1.2.4.2 CONTACTORES**

Los contactores son dispositivos electromecánicos diseñados para manejar señales eléctricas de corrientes normalmente grandes, por medio de otras señales eléctricas de corrientes pequeñas, llamadas señales de control.



**Figura 1.41: Contactor.**

## **Clasificación de los Contactores**

Los contactores se pueden clasificar de acuerdo con:

### **Por su construcción**

**Contactores electromecánicos:** Son aquellos que funcionan de acuerdo a principios eléctricos, mecánicos y magnéticos

**Contactores estáticos o de estado sólido:** Estos contactores se construyen a base de tiristores. Estos presentan algunos inconvenientes como:

- ☞ Su dimensionamiento debe ser superior a lo necesario.
- ☞ La potencia disipada es muy grande (30 veces superior)
- ☞ Son muy sensibles a los parásitos internos y tiene una corriente de fuga importante.
- ☞ Su costo es muy superior al de un contactor electromecánico equivalente.

### **Por el tipo de corriente eléctrica que alimenta la bobina**

- ☞ Contactores para AC.
- ☞ Contactores para DC.

### **Por los contactos que tiene**

- ☞ Contactores principales.
- ☞ Contactores auxiliares.

### **Por la carga que pueden maniobrar (categoría de empleo)**

Tiene que ver con la corriente que debe maniobra el contactor bajo carga.

## **CATEGORIA DE EMPLEO**

Para establecer la categoría de empleo se tiene en cuenta el tipo de carga controlada y las condiciones en las cuales se efectúan los cortes.

Las categorías más usadas en AC son:

- ☞ AC1: Cargas no inductivas (resistencias, distribución) o débilmente inductivas, cuyo factor de potencia sea por lo menos 0.95.
- ☞ AC2: Se refiere al arranque, al frenado en contracorriente y a la marcha por impulso permanente de los motores de anillos.

Al cierre el contactor establece el paso de corrientes de arranque equivalentes a más o menos 2.5 la corriente nominal del motor. A la apertura el contactor debe cortar la intensidad de arranque, con una intensidad de arranque, con una tensión inferior o igual a la tensión de la red.

- ☞ AC3: Para el control de motores jaula de ardilla que se apagan a plena marcha.

Al cierre se produce el paso de corrientes de arranque, con intensidades equivalentes a 5 o más veces la corriente nominal del motor. A la apertura corta el paso de corrientes equivalentes a la corriente nominal absorbida por el motor. Es un corte relativamente fácil.

- ☞ AC4: Se refiere al arranque, al frenado en contracorriente y a la marcha por impulso permanente de los motores de jaula.

Al cierre se produce el paso de la corriente de arranque, con intensidades equivalentes a 5 o más veces la corriente nominal del motor, Su apertura provoca el corte de la corriente nominal a una tensión mayor como cuan mayor es la velocidad del motor. Esta tensión puede ser igual a la tensión de la red. El corte es severo<sup>42</sup>.

### **1.2.4.3 CONTROLADOR LÓGICO PROGRAMABLE PLC**

Para definir el PLC o autómeta programable tenemos que acordarnos del ordenador personal, ya que la base funcional es similar aunque menos compleja. La computadora en sus comienzos, introdujo una serie de operaciones que habitualmente se desarrollaban manualmente, la velocidad con la que se realizaban estas operaciones era otra de las cualidades que hacía que los PC se incorporaran a la sociedad de forma ascendente e imparable; era capaz de realizar múltiples operaciones en un segundo, y este concepto era fundamental para una sociedad industrial que crecía a una velocidad también

---

<sup>42</sup> Roldan V, José. Telemando para contactores. Editorial Paraninfo. España, Madrid. 2005. (60)



vertiginosa. Una computadora manejaba datos, los trataba y ofrecía unos resultados posibles, y todo ello utilizando funciones de memoria.

Se define a un PLC como: “Sistema Industrial de Control Automático que trabaja bajo una secuencia en memoria, de instrucciones lógicas.

Además de poder ser programados, se insiste en el término “Control Automático”, que corresponde solamente a los aparatos que comparan ciertas señales provenientes de la máquina controlada. De acuerdo con algunas reglas programadas con anterioridad, para emitir señales de control que permiten mantener la operación estable de dicha máquina.

Las instrucciones almacenadas en memoria permiten realizar modificaciones así como su monitoreo externo.

El autómata realizará la siguiente acción; los circuitos de control son programados y no cableados, esto supone que se pueden reprogramar, por tanto es más fácil reprogramar un proceso, que recablear una línea de producción completa.



**Figura 1.42: PLC**

### **¿Cuándo necesitamos un Autómata Programable?**

Si la instalación a gobernar cuenta con varios sensores de entrada, y la instalación es vulnerable de modificar por razones funcionales o de producción, sale más rentable utilizar un micro-controlador que realizar la instalación con lógica cableada. Si la instalación es permanente con un proceso de funcionamiento sin proyectos de modificación, no es necesario que la gestione un PLC.

## **Lenguajes de Programación**

Cuando se comenzaron a construir los primeros autómatas, cada fabricante utilizaba una composición física determinada y un sistema de programación propio; esto tenía un grave inconveniente, una vez se conocía un lenguaje de programación, que por otra parte, eran bastante más complicados que los de hoy en día el usuario se sentía condenado a utilizar esa misma marca, pues las otras utilizaban un lenguaje de programación diferente e incluso la máquina en si era diferente.

Dentro de estos lenguajes de programación que emplean los autómatas, el lenguaje denominado LD (ladderdiagram) o esquema de contactos es más utilizado por su parecido a los esquemas eléctricos en escalera usados en automatismos.

Los lenguajes gráficos y textuales definidos en el estándar son una fuerte base para entornos de programación potentes en PLC. Con la idea de hacer el estándar adecuado para un gran abanico de aplicaciones, cinco lenguajes han sido definidos en total.

## **Funciones del autómata programable**

Estas dependen del modelo comercial y tamaño de la máquina, y serán el punto de atención en unidades posteriores, aunque no todas, ya que algunas necesitan de un estudio más complejo.

Las más comunes que realizan son:

- ☞ Operaciones lógicas (AND, OR, NOT, NOR, NAND, XOR...).
- ☞ Operaciones con entradas, salidas y marcas.
- ☞ Funciones aritméticas. (sumas, restas, multiplicaciones, divisiones, raíces cuadradas)
- ☞ Manejo de datos.
- ☞ Conversión de datos de diferentes sistemas, (BCD, binario)
- ☞ Funciones de tiempo (temporizadores y relojes)
- ☞ Funciones de contaje, (contadores y contadores rápidos)
- ☞ Comparación de datos. (igual que, mayor o igual que, menor que, menor igual que).

## **Campos de Aplicación**

Un autómatas programable suele emplearse en procesos industriales que tengan una o varias de las siguientes necesidades:

- ☞ Espacio reducido
- ☞ Procesos de producción periódicamente cambiantes
- ☞ Procesos secuenciales
- ☞ Maquinaria de procesos variables
- ☞ Instalaciones de procesos complejos y amplios
- ☞ Chequeo de programación centralizada de las partes del proceso

## **LOGO!**

LOGO! es el módulo lógico universal de Siemens, el mismo que está compuesto por integrados que nos facilitan las siguientes funciones:

- ☞ Control
- ☞ Unidad de mando y visualización con retro-iluminación
- ☞ Fuente de alimentación
- ☞ Interfaz para módulos de ampliación
- ☞ Interfaz para módulo de programación (Card) y cable para PC
- ☞ Funciones básicas habituales pre-programadas, p.ej. para conexión retardada, desconexión retardada, relés de corriente, e interruptor de software.
- ☞ Temporizador
- ☞ Marcas digitales y analógicas
- ☞ Entradas y salidas en función del modelo.

Así mismo, LOGO! se puede utilizar para controles especiales en invernaderos o jardines de invierno, para el pre-procesamiento de señales en controles y, mediante la conexión de un módulo de comunicaciones, para el control descentralizado "in situ" de máquinas y procesos. Para las aplicaciones en serie en la construcción de máquinas pequeñas, aparatos y armarios eléctricos, así como en el sector de instalaciones, existen variantes especiales sin unidad de mando y visualización.

LOGO! cuenta con los siguientes modelos para dos clases de tensión.

- ☞ Categoría 1 < 24 V, es decir, 12 V DC, 24 V DC, 24 V AC
- ☞ Categoría 2 > 24 V, es decir 115...240 V AC/DC

Y a su vez:

- ☞ Variante **con pantalla**: 8 entradas y 4 salidas.
- ☞ Variante **sin pantalla** ("LOGO! Pure"): 8 entradas y 4 salidas.

Cada variante está integrada en 4 unidades de división, dispone de una interfaz de ampliación y le facilita 33 funciones básicas y especiales pre-programadas para la elaboración de los programas.

### Estructura de LOGO!

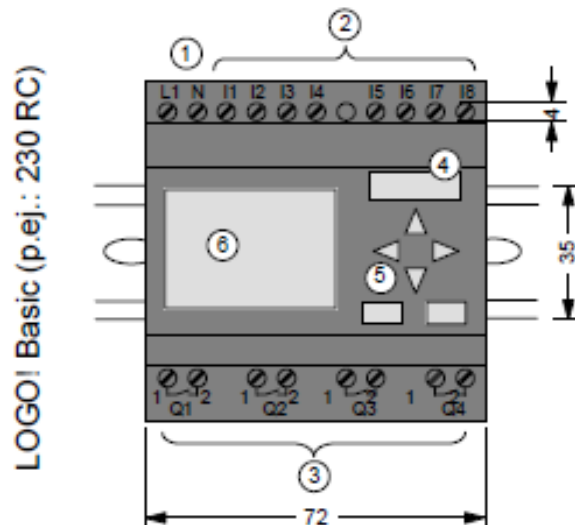


Figura 1.43 Estructura de LOGO!<sup>43</sup>

Todos los módulos LOGO! Basic disponen de las siguientes conexiones para crear el programa, independientemente del número de módulos que se conecten:



- ☞ Entradas digitales I1 hasta I24

<sup>43</sup>Logo!. Manual del LOGO!. Siemens. Edición 06/2003. Alemania, Berlín. 2003. (4)

- ☞ Entradas analógicas AI1 hasta AI8
- ☞ Salidas digitales Q1 hasta Q16
- ☞ Salidas analógicas AQ1 y AQ2
- ☞ Marcas digitales M1 hasta M24, M8: marcas de arranque
- ☞ Marcas analógicas AM1 hasta AM6
- ☞ Bits de registro de desplazamiento S1 hasta S8
- ☞ 4 teclas de cursor
- ☞ 16 salidas no conectadas X1 hasta X16.

En la tabla 1.3 se detallan las variantes disponibles del LOGO!

**Tabla 1.3: Variantes disponibles de Logo!<sup>44</sup>**

Símbolo	Designación	Alimentación	Entradas	Salidas	Características
	LOGO! 12/24RC	12/24 V CC	8 digitales (1)	4 relés de 10A	
	LOGO! 24	24 V c.c.	8 digitales (1)	4 transistores 24V / 0,3A	Sin reloj
	LOGO! 24RC (3)	24 V AC / 24 V DC	8 digitales	4 relés de 10A	
	LOGO! 230RC (2)	115...240 V CA/CC	8 digitales	4 relés de 10A	
	LOGO! 12/24RCo	12/24 V CC	8 digitales (1)	4 relés de 10A	Sin display Sin teclado
	LOGO! 24o	24 V DC	8 digitales (1)	4 transistores 24V / 0,3A	Sin display Sin teclado Sin reloj
	LOGO! 24RCo (3)	24 V AC / 24 V DC	8 digitales	4 relés de 10A	Sin display Sin teclado
	LOGO! 230RCo (2)	115...240 V CA/CC	8 digitales	4 relés de 10A	Sin display Sin teclado

### **Módulos de ampliación del LOGO!**

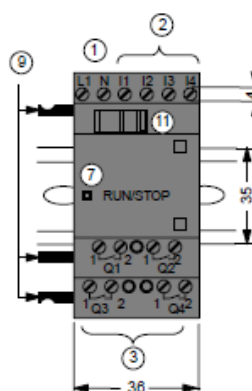
Los módulos de ampliación nos sirven para diseños lógicos de mayor envergadura, los mismos que cuentan con las siguientes especificaciones técnicas:

- ☞ Existen módulos digitales LOGO! para 12 V DC, 24 V AC/DC y 115...240 V AC/DC con 4 entradas y 4 salidas.

<sup>44</sup>Logo!. Manual del LOGO!. Siemens. Edición 06/2003. Alemania, Berlín. 2003.(8)

- ☞ Existen módulos analógicos LOGO! para 12 V DC y 24 V DC con 2 entradas analógicas o con 2 entradas Pt100.
- ☞ Módulos de comunicación (CM) LOGO!, como p.ej. el módulo de comunicación AS Interface.

Los módulos digitales y analógicos están integrados en 2 TE y disponen de dos interfaces de ampliación respectivamente, de modo que se puede conectar otro módulo a cada uno de ellos.





**Figura 1.44: Módulo de expansión del LOGO!**<sup>45</sup>

Cada LOGO! Basic se puede ampliar únicamente con módulos de ampliación de la misma clase de tensión. Mediante una codificación mecánica (clavijas en la carcasa) se impide que se puedan conectar entre sí dispositivos de una clase de tensión diferente.

En la tabla 1.4 podemos observar detalladamente los módulos de expansión que se pueden incorporar al LOGO!

<sup>45</sup>Logo!. Manual del LOGO!. Siemens. Edición 06/2003. Alemania, Berlín. 2003.(6)

**Tabla 1.4: Módulos de expansión<sup>46</sup>**

Símbolo	Designación	Alimentación	Entradas	Salidas
	LOGO! DM 8 12/24R	12/24 V CC	4 digitales	4 relés de 5A
	LOGO! DM 8 24	24 V c.c.	4 digitales	4 transistores 24V / 0,3A
	LOGO! DM 8 24R (3)	24 V AC/DC	4 digitales	4 relés de 5A
	LOGO! DM 8 230R	115...240 V CA/CC	4 digitales (1)	4 relés de 5A
	LOGO! AM 2	12/24 V CC	2 analógicas 0 ... 10V ó 0 ... 20mA (2)	ninguna
	LOGO! AM 2 PT100	12/24 V DC	2 Pt100 -50 °C hasta +200 °C	ninguna

### 1.2.5 REQUERIMIENTOS EN LOS APARATOS DE TRANSFERENCIA

Los requerimientos característicos de los aparatos de transferencia deben incluir capacidades para:

- ☞ Protegerse contra irrupciones de corriente sin que existan soldaduras.
- ☞ Llevar el máximo valor de corriente continuamente sin sobrecalentarse.
- ☞ Resistir corrientes de cortocircuito disponibles sin separar sus contactos.
- ☞ Poder interrumpir las cargas para prevenir descargas entre los dos servicios de acometida.

Habrá que coordinar el funcionamiento adecuado de las interrupciones automáticas de transferencia y las protecciones contra sobre-corrientes.

### 1.2.6 PROTECCIÓN Y SEÑALIZACION

La protección y maniobra de un sistema y equipos para alimentación de emergencia deben ser diseñadas cuidadosamente a fin de evitar fallas debidas a un diseño inapropiado.

<sup>46</sup>Logo!. Manual del LOGO!. Siemens. Edición 06/2003. Alemania, Berlín. 2003.(9)

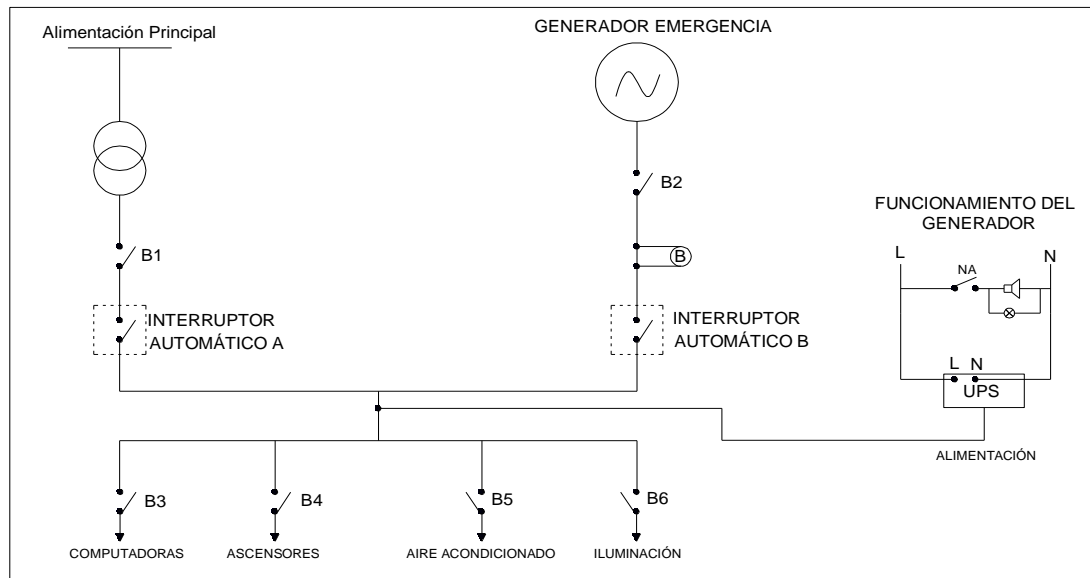
### **Condiciones para diseñar los sistemas de protección y señalización**

Los sistemas de protección deben ser diseñados de modo que un daño, fuera o dentro del sistema de distribución no pueda causar la caída de servicio por lo cual deben ser tenidas en cuenta las siguientes condiciones.

- a) En sistemas para cargas esenciales es de gran importancia la coordinación de las protecciones a fin de que una falla no pueda causar una caída en cadena de todas las protecciones con la consiguiente interrupción del servicio de emergencia.
- b) Los elementos de los sistemas de protección deben ser capaces de soportar las condiciones de arranque de cargas pesadas.
- c) La ubicación de los equipos y su instalación debe hacerse de modo que se cumplan las condiciones de seguridad.
- d) Debe diseñarse un sistema de señales audiovisuales, alimentadas por acumuladores para:
  1. Determinar el mal funcionamiento de la fuente de energía de emergencia.
  2. Indicación de que el generador auxiliar está suministrando energía.

Como ejemplo observamos la figura 1.45 aquí tenemos los breakers B3, B4, B5, B6 estos deben tener una capacidad de ruptura en KA mucho más baja que los breakers B1, B2 y también los interruptores automáticos A y B. Los interruptores automáticos A y B deben tener una capacidad de ruptura en KA menor a la capacidad de los breakers B1 y B2. Si no se cumple con estas normas tendremos problemas cuando suceda un cortocircuito.





**Figura 1.45: Protección y señalización**

En la Figura 1.44 podemos observar una bobina de un relé enchufable con un contacto normalmente abierto que nos permite señalar mediante instrumentos audiovisuales el momento en que está energizado el sistema con el generador de emergencia, los instrumentos audiovisuales están conectados a un UPS.

## II. MATERIALES Y METODOS

### 2.1 DISEÑO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

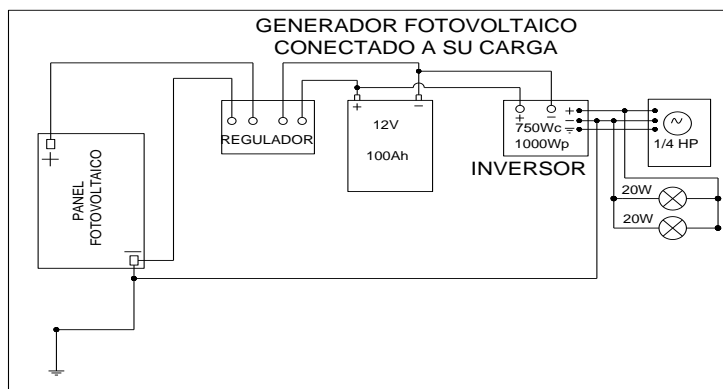
Para el diseño del generador fotovoltaico debemos tomar en cuenta los siguientes criterios:

- ☞ Potencia Instalada
- ☞ Lugar de la Instalación
- ☞ Tiempo de funcionamiento para las prácticas

#### 2.1.1 ESTIMACIÓN DE CARGAS

##### Demanda eléctrica en Wh

Uno de los datos más críticos es la potencia que las cargas a conectarse requieren del sistema. Junto a este dato, es necesario especificar el tiempo diario de uso de la carga respectiva. Al multiplicar el número de horas por las potencias utilizadas, se obtiene la energía necesaria para alimentarlas, expresada en vatios hora diarios (Wh/día). Es necesario dividir la tabla en cargas de corriente continua (DC) y alterna (AC), debido a que estas últimas están conectadas a la salida del inversor como podemos observar en la figura 2.1, mientras que las otras están conectadas directamente a la salida de los acumuladores<sup>47</sup>. Sin embargo, el sistema eléctrico no cuenta con cargas de corriente continua.



**Figura 2.1: Generador fotovoltaico conectado a su carga**

<sup>47</sup> Conelec. 2008. Atlas solar del Ecuador: con fines de generación eléctrica. Quito, Ecuador. (7)

Se tomará en cuenta la potencia de un motor de  $\frac{1}{4}$  de HP y 2 focos ahorradores de 20W como se observa en la figura 2.1, en un tiempo de uso de una hora para las prácticas, a continuación se detalla el procedimiento de cálculo de menú energético que detalla a los equipos que serán servidos desde el generador fotovoltaico, su potencia en vatios y el número de horas promedio diarias que están encendidos:

☞ Conversión de unidades del motor de hp a W:

$$1 \text{ hp} = 746\text{W}$$

Entonces:

$$\frac{1}{4} \text{ hp} * \frac{746\text{W}}{1\text{hp}} = 186.5\text{W} \quad 2.1$$

La potencia del motor en vatios es de 186.5 W.

☞ Para encontrar la energía consumida por el motor y las luminarias en un día utilizamos la siguiente ecuación.

$$E_m = P * t \quad 2.2$$

$$E_m = 186.5 * 1 = 186.5 \text{ Wh}$$

Dónde:

$E_m$  = Energía consumida por el motor

$P$  = 186.5 W = Potencia del motor

$t$  = 1hTiempo de funcionamiento

A continuación el cálculo de la energía en las luminarias:

$$E_l = P * t \quad 2.3$$

$$E_l = 40 * 1 = 40 \text{ Wh}$$

Dónde:

$E_l$  = Energía consumida por las luminarias

$P = 40 \text{ W}$  = Potencia sumada de las dos luminarias

☞ El consumo de energía de tres cargas entonces sumamos

$$E_t = E_m + E_l \quad 2.4$$

$$E_t = 186.5 + 40 = 226.5 \text{ Wh}$$

Dónde:

$E_t$  = Energía total

$E_m$  = Energía consumida por el motor

$E_l$  = Energía consumida por las luminarias

☞ La demanda es para el número de horas promedio diarias que se consume energía, entonces:

$$\text{Demanda promedio en AC} = E_t/\text{día} \quad 2.5$$

$$\text{Demanda promedio en AC} = 226.5 \text{ Wh/día}$$

En la tabla 2.1 podemos observar detalladamente el total (Wh AC) para un día, de la misma forma se observa la carga total instalada (W AC) que es la suma de todas las potencias.

**Tabla 2.1: Demanda en AC.** <sup>48</sup>

<b>CONSUMO DE ENERGIA, DEMANDA PROMEDIO AC</b>				
Artefacto	Potencia (W)	Cantidad (u)	Horas	Wh/día
Motor	186.5	1	1	186.5
Focos	20	2	1	40
<b>Total Wh AC</b>				<b>226.5Wh/día</b>
Total instalado (W) AC				226.5 W

<sup>48</sup> WWF, Fundación Natura. Texto de Consulta: "ENERGÍAS RENOVABLES: CONCEPTOS Y APLICACIONES". Segunda edición. Quito, Abril, 2004. (62)

### Demanda eléctrica en Ah

Se calcula la demanda eléctrica de AC en amperios hora por día:

- ☞ Para calcular los amperios hora debemos tomar en cuenta el consumo de energía ya calculado.

$$\text{Carga diaria de corriente} = \frac{\text{Demanda promedio en AC}}{\text{Voltaje batería DC(V)}} \quad 2.6$$

$$\text{Carga diaria de corriente} = \frac{226.5 \text{ Wh/día}}{12\text{V}} = 18.9 \text{ Ah/día}$$

Para obtener la carga de consumo diario de corriente dividimos la demanda promedio en AC ya obtenida en la ecuación 2.5 y el voltaje de la batería de 12V, nosotros para nuestro cálculo necesitamos la carga de corriente consumida por hora entonces:

$$\text{Carga de corriente} = \frac{\text{Carga diaria de corriente}}{\text{día}} \quad 2.7$$

$$\text{Carga de corriente} = \frac{18.9 \text{ Ah/día}}{\text{día}} = 18.9 \text{ Ah}$$

La corriente consumida por hora se la obtiene despejando de la carga diaria de corriente, quedando así eliminado el día de carga como se observa en la ecuación 2.7.

- ☞ En el cálculo de los amperios hora efectivos, consideramos una degradación del sistema solar del 10% durante la vida útil para lo cual aplicamos la ecuación 2.8:

$$\text{Degradación del sistema} = \frac{\text{Carga de corriente} * 10}{100} \quad 2.8$$

$$\text{Degradación del sistema} = \frac{18.9 * 10}{100} = 1.89 \text{ Ah}$$

Este es el 10% de degradación de nuestro sistema solar, para equilibrar este valor y obtener los amperios hora efectivos aplicamos la ecuación 2.9:

$$\text{Amperios hora efectivos} = \text{Carga de corr.} + \text{Degradación del sistema} \quad 2.9$$

$$\text{Amperios hora efectivo} = 18.9 \text{ Ah} + 1.89 \text{ Ah} = 20.8 \text{ Ah}$$

Los amperios hora efectivos es la suma de la ecuación 2.7 que corresponde a la carga de corriente y la ecuación 2.8 que se refiere a la degradación del sistema.

☞ En el diseño debemos dejar una reserva futura de carga del 10%, para obtener esta reserva futura aplicamos la ecuación 2.10.

$$\text{Reserva futura} = \frac{\text{Amperios hora efectivos} * 10}{100} \quad 2.10$$

$$\text{Reserva futura} = \frac{20.8 \text{ Ah} * 10}{100} = 2.08 \text{ Ah}$$

La reserva futura considera el 10% de los amperios hora efectivos. El total de la carga en amperios hora se la obtiene con la ecuación 2.11.

$$\text{Total Ah carga} = \text{Amperios hora efectivo} + \text{Reserva futura} \quad 2.11$$

$$\text{Total Ah carga} = 20.8 \text{ Ah} + 2.08 \text{ Ah} = 22.88 \text{ Ah}$$

La demanda en amperios hora se la obtiene sumando la ecuación 2.9 la misma que se refiere a los amperios hora efectivos, con la ecuación 2.10 que nos da la reserva futura de carga. El cálculo de esta demanda la resumimos en la tabla 2.2.

**Tabla 2.2: Cálculo de la demanda eléctrica en Amperios hora por día.<sup>49</sup>**

<b>Demanda Eléctrica en Amperios Hora</b>		
Demanda AC	Wh	226.5
Voltaje batería DC(V)	V	12
Amperios Hora	Ah	18.9
Pérdidas del sistema	%	10%
Amperios Hora Efectivos	Ah	20.8
Reserva futura	%	10%
<b>Total Ah carga</b>	<b>Ah</b>	<b>22.88</b>

<sup>49</sup> WWF, Fundación Natura. Texto de Consulta: "ENERGÍAS RENOVABLES: CONCEPTOS Y APLICACIONES". Segunda edición. Quito, Abril, 2004. (63)

### 2.1.2 DATOS DE RADIACION INCIDENTE DEL EMPLAZAMIENTO

Nuestra tesis se basa en los datos de insolación obtenidos por el Atlas Solar del Ecuador publicado por el CONELEC. Los datos fueron recolectados entre enero de 1985 y diciembre de 1991, siendo publicados a mediados de 2006. Representan la energía solar promedio mensual y anual proveniente de la insolación directa, difusa y global incidente sobre una superficie horizontal, expresadas en Wh/m<sup>2</sup>/día. En la elaboración de este documento, se filtraron los datos del Laboratorio Nacional de Energías Renovables de los Estados Unidos NREL, limitándolos a la superficie del territorio continental ecuatoriano, que fueron posteriormente exportados a un sistema de información geográfica (GIS), en el cual se realizó su posterior procesamiento estadístico. Estas mediciones presentan un comportamiento determinado, que dictamina el método de interpolación y aumenta la resolución de las secciones cuadradas, dividiendo a las mismas en cuadrados de 1km<sup>2</sup> de superficie, en los cuales se pueden proyectar valores Específicos.

En el **ANEXO 1**, se presenta la tabla del mes de Junio con la menor insolación global en el año, tomada del Atlas Solar del Ecuador. Para los cálculos, se tomará como emplazamiento la Provincia de Loja donde se encuentra ubicada la Universidad Nacional de Loja, cuya ubicación es latitud -4°00 S y longitud -79°12 O, los valores de insolación se definen en la tabla siguiente:

**Tabla 2.3: Datos de radiación Global.**<sup>50</sup>

Aproximación de la radiación global (Wh/m <sup>2</sup> /día)de acuerdo al Anexo A													
Mes	Ene	Feb	Mar	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agos	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Radiación Global	4350	4350	4350	4500	4500	4350	4650	4500	5100	5100	5250	4950	4662.5

<sup>50</sup> Conelec. 2008. Atlas solar del Ecuador: con fines de generación eléctrica. Quito, Ecuador. (19)

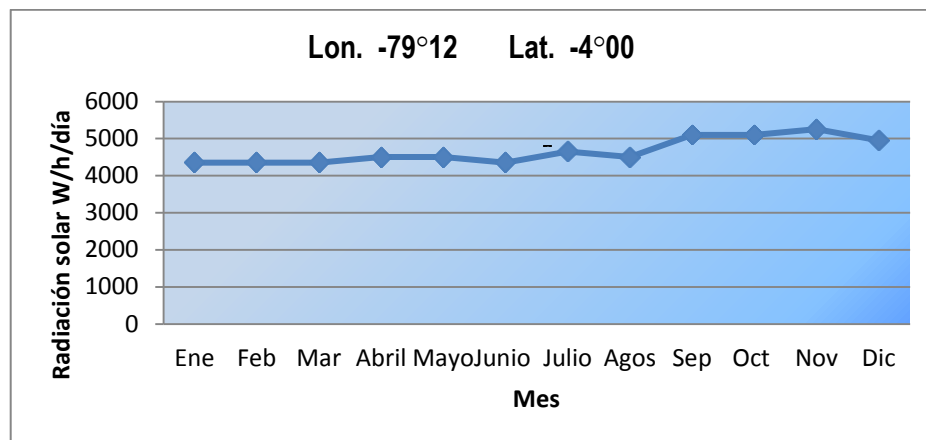


Figura 2.2: Datos de radiación global anual.<sup>51</sup>

Estos datos permitirán la estimación de la cantidad de paneles fotovoltaicos necesarios para generar la energía calculada en el apartado 2.1.1. El dato que se debe tomar en cuenta en este caso es la insolación global anual, la cual es el promedio de insolación en las distintas condiciones atmosféricas posibles.

### 2.1.3 VOLTAJE NOMINAL DEL SISTEMA

Es el nivel de voltaje al que operan las cargas que se van a alimentar con el sistema fotovoltaico. En este caso, todos los artefactos a conectarse funcionan con 110 voltios, 60Hz AC, la cual será provista por el inversor que forma parte del diseño a implementarse. Los paneles erogarán un voltaje de 12V cada uno, y serán conectados en series de acuerdo a su voltaje de máxima potencia individual. Si las distancias a cubrirse con los cables conductores son menores a 20m, se puede usar 12VDC, tomando en cuenta que el calibre de los conductores aumentaría en comparación a voltajes más altos.

### 2.1.4 DETERMINACIÓN DE LA CANTIDAD DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Se dispone en el mercado de una gran oferta de módulos solares, provenientes de una infinidad de fabricantes, tales como BP Solar, Koncar, Sharp, Isofotón, Silicón, Solarex, entre otros.

<sup>51</sup> Conelec. 2008. Atlas solar del Ecuador: con fines de generación eléctrica. Quito, Ecuador. (19)



- ☞ Para el diseño del proyecto se escogió el modulo solar Silicón que tiene una potencia pico de 100 Wp, este panel solar cuenta con las características que observamos en la tabla 2.4

**TABLA 2.4: Modulo solar silicón<sup>52</sup>**

<b>MODULO SOLAR SILICON</b>	
Tipo de módulo solar:	SM100P
Potencia máxima (Pmax):	100 Wp
Voltaje Pmax. (Vp):	16.4 V
Corriente Pmax. (Ip):	6.12 A
Voltaje en circuito abierto (Voc):	21.1 V
Corriente de corto circuito (Isc)	7.39 A
Medidas:	1480mm x 670mm x 40mm
Peso	11 Kg
Tipo de células:	Policristalino silicón
Máximo voltaje de operación:	1000 V
Condición estándar de Irradiancia:	1000 W/m <sup>2</sup> , 25 °C
Tolerancia de la potencia	0+3%
Certificado ISO9001	

- ☞ En el diseño debemos considerar un valor de compensación del 20% para la carga y descarga del sistema solar, con la ecuación 2.12 se calcula este valor.

$$\text{Comp. 20\%} = \frac{\text{Total Ah carga} * 20}{100} + \text{Total Ah carga} \quad 2.12$$

$$\text{Comp. 20\%} = \frac{22.8 \text{ Ah} * 20}{100} + 22.8 \text{ Ah} = 27.36 \text{ Ah}$$

En esta ecuación se considera los amperios hora de carga los mismos que se obtuvieron de la tabla 2.2.

- ☞ A continuación debemos obtener las horas sol pico (HSP) que el lugar de la instalación recibe, para lo cual aplicamos la ecuación 2.13.

<sup>52</sup> Panel Solar. Bp Solar. 2003. España Madrid.

$$H\left(\frac{\text{KWh}}{\text{m}^2}\right) = I\left(\frac{\text{KW}}{\text{m}^2}\right) * HSP(h) \quad 2.13$$

Donde las horas sol pico *HSP* se definen como las horas de luz solar por día equivalente en función de la irradiancia *I*, la irradiancia se define como la medida instantánea de la densidad de potencia de radiación solar esta es una constante que nos proporciona el fabricante en este caso observando la tabla 2.4 tenemos un valor de  $1000 \text{ W/m}^2$  y en la figura 2.3 se tiene esta irradiancia respecto al voltaje y la intensidad curvas proporcionadas por el fabricante.

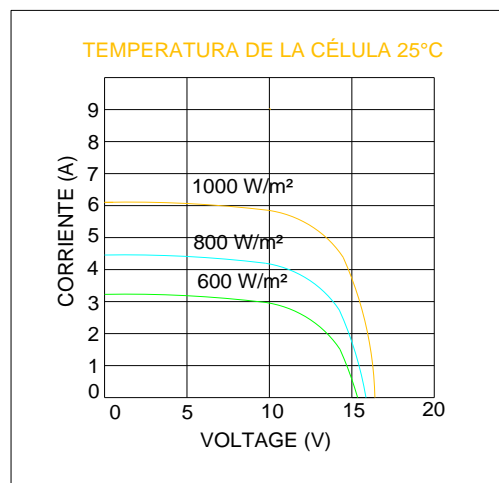


Figura 2.3: Datos de irradiancia solar<sup>53</sup>

La irradianción *H* se define como la densidad de energía de la radiación solar esta es de  $4.35 \text{ KWh/m}^2$  para Loja como podemos observar en la tabla 2.3. Siguiendo con el cálculo aplicamos los valores ya explicados en la ecuación 2.13.

$$HSP(h) = \frac{H\left(\frac{\text{KWh}}{\text{m}^2}\right)}{I\left(\frac{\text{KW}}{\text{m}^2}\right)} = \frac{4.35 \frac{\text{KWh}}{\text{m}^2}}{1 \frac{\text{KW}}{\text{m}^2}} \quad 2.13$$

$$HSP(h) = 4.35 \text{ h}$$

Para nuestro proyecto las horas sol pico son de  $4.35 \text{ h}$  este dato nos sirve para encontrar los amperios totales para la carga.

<sup>53</sup> Panel Solar. Bp Solar. 2003. España Madrid.

☞ Los amperios totales que necesita la carga los obtenemos aplicando la ecuación 2.14.

$$A_{TC} = \frac{\text{Comp.20\%}}{\text{HSP(h)}} = \frac{27.36 \text{ Ah}}{4.35 \text{ h}} = 6.29 \text{ A} \quad 2.14$$

En esta ecuación consideramos el valor de compensación de carga y descarga que fue calculada en la ecuación 2.12, y también las horas sol pico que recibe la instalación y así obtenemos los amperios totales que necesita la carga, este dato es utilizado para encontrar el número de paneles a ser instalados.

☞ En el diseño se requiere encontrar el número de paneles para ser instalados, para ello utilizamos la ecuación 2.15

$$\# \text{ paneles} = \frac{A_{TC}}{I_p} = \frac{6.29 \text{ A}}{6.12 \text{ A}} = 1.02 = 1 \quad 2.15$$

Los amperios totales de carga ATC es dato obtenido por medio de la ecuación 2.14, la intensidad pico de la ecuación 2.15 se la obtiene de los datos del fabricante del módulo solar como se puede observar en la tabla 2.4 esta intensidad es de 6.12 A.

De acuerdo a la respuesta de la ecuación 2.15 debemos ubicar 1 panel solar en nuestro diseño, este será de 100 Wp el mismo que lo observamos en el **ANEXO 2**, los resultados de los cálculos los podemos ver resumidos en la tabla 2.5.

**Tabla 2.5: Cálculo de paneles solares.**<sup>54</sup>

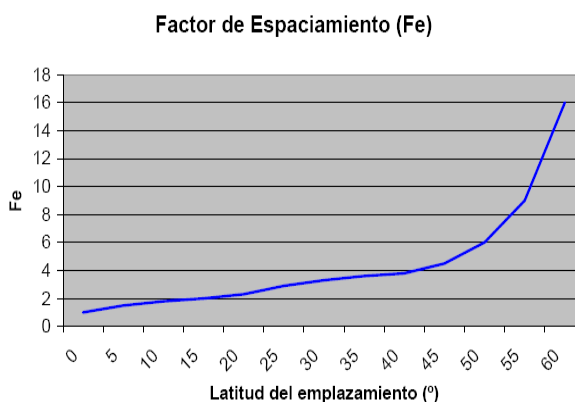
<b>Cálculo del número de paneles solares</b>	
<b>Características</b>	<b>Valor</b>
Amp-Hora de la carga	22.8
Valor compens. 20% carga/descarga Ah	27.36
Horas de sol promedio (HSP) (h)	4.35
Amperios totales para carga (A)	6.29
Corriente pico del módulo solar (A)	6.12
Número total de paneles	1.02
Paneles a ubicar	1

<sup>54</sup> WWF, Fundación Natura. Texto de Consulta: "ENERGÍAS RENOVABLES: CONCEPTOS Y APLICACIONES". Segunda edición. Quito, Abril, 2004. (64)

### 2.1.5 DISEÑO DEL EMPLAZAMIENTO DEL PROYECTO

Para realizar una instalación efectiva, es importante que la disposición de los módulos en el terreno sea la idónea técnica y económica, para lo cual se deben cumplir las siguientes condiciones:

- ☞ Los paneles deben estar lo más cerca posible del banco de baterías, con el propósito de usar cables de interconexión de la menor sección transversal posible, evitando pérdidas por efecto Joule y caídas de voltaje.
- ☞ Deberán estar alejados de cualquier objeto que arroje sombra sobre ellos (postes de luz, árboles, edificaciones)



**Figura 2.4: Factor de espaciamento<sup>55</sup>**

En base a la latitud de las instalaciones, se obtendrá de la figura 2.4 presentado anteriormente un factor de espaciamento, en la provincia de Loja tenemos una latitud de  $-4^{\circ}00$  S por lo que el factor de espaciamento es de 1 como se observa en la figura 2.4.

- ☞ Para encontrar la distancia que debe mantener el panel solar con el medio que lo rodea aplicamos la ecuación 2.16:

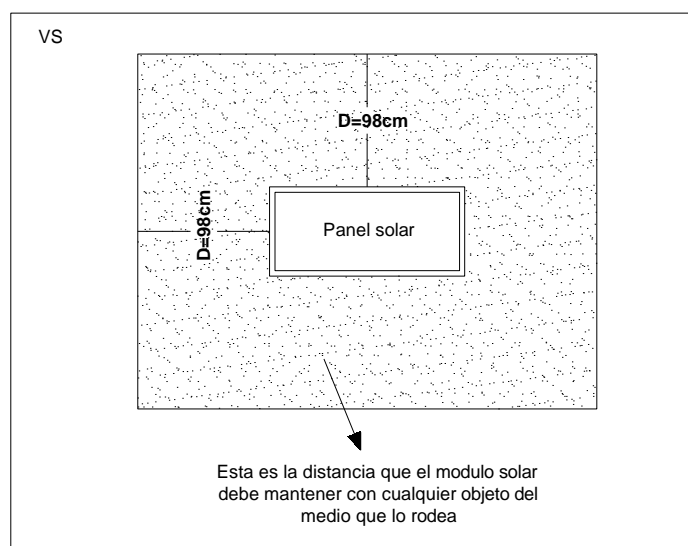
$$D = F_e * (H_o - Hm) \tag{2.16}$$

$$D = 1 * (1.48 \text{ m} - 0.5 \text{ m}) = 0.98 \text{ m}$$

<sup>55</sup> Bravo, I, Haselhuhn, R, y Hemmerle, C.; Instalaciones Fotovoltaicas; I Edición; Sociedad para el Desarrollo Energético de Andalucía (SODEAN); Sevilla, España; 2004. (45)

El factor de espaciamiento  $F_e$  lo encontramos en base a la latitud del medio en que va ser instalado el panel solar como ya fue explicado para Loja este factor es 1, la altura del panel  $H_o$  corresponde a las medidas proporcionadas por el fabricante en la tabla 2.4 podemos observar que la altura es igual a 1.48 m, para diseños de ubicación de paneles con respecto al suelo es recomendable 0.5 m como se observa en la figura 2.6 esto para evitar oscurecimiento por plantas, animales o cualquier tipo de basura que se ubique sobre los mismos.

La distancia  $D$  calculada de 0.98 m corresponde al espacio que debe existir entre el panel solar y el medio que lo rodea como lo muestra la figura 2.5.



**Figura 2.5: Distancia del panel solar con el medio que lo rodea<sup>56</sup>**

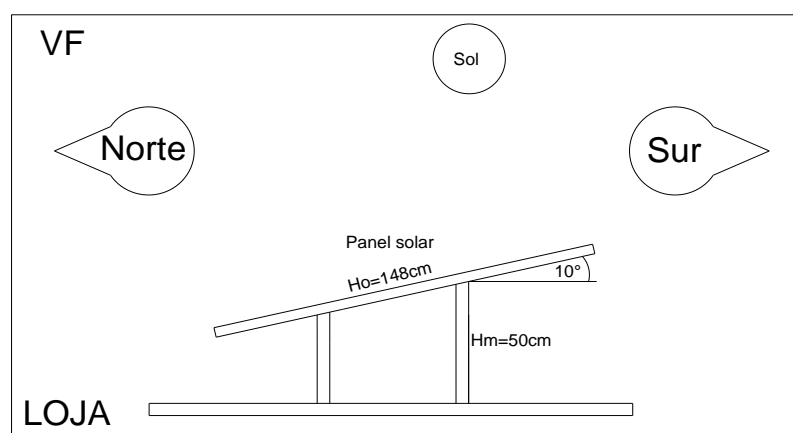
La orientación de los paneles fotovoltaicos debe ser hecha de modo que su superficie interior apunte hacia el sur geográfico, en caso de estar en el hemisferio norte, y en dirección norte en caso de localizarse en el hemisferio sur. Cuando el sol alcanza el punto más alto de su recorrido al medio día, su posición coincide con el sur o norte geográfico, dependiendo de la localización del proyecto. La inclinación a la que deben ser instalados los paneles, para conseguir el mejor aprovechamiento de la radiación solar incidente varía de acuerdo a la latitud del emplazamiento, y se puede resumir en el siguiente cuadro:

<sup>56</sup> Autores

**Tabla 2.6: Inclinación de los paneles fotovoltaicos de acuerdo a su latitud.**<sup>57</sup>

Latitud	Angulo de inclinación máximo
0° - 5°	0 a 10°
6° - 20°	Latitud local + 5°
21° - 45°	Latitud local + 10°
46° - 65°	Latitud local + 15°
66 - 75°	80°

La ciudad de Loja está ubicada a una latitud de  $-4^{\circ} 00$  S, esta es la latitud que se toma para el diseño, como podemos observar en la tabla 2.6 para esta latitud debemos tener un ángulo de inclinación del panel solar de  $10^{\circ}$ , como Loja se ubica en el hemisferio sur la superficie interior del panel solar debe apuntar hacia el hemisferio norte, en la figura 2.6 se observa la inclinación del panel solar.



**Figura 2.6: Inclinación del panel solar fotovoltaico**<sup>58</sup>

Esta vista frontal de la figura 2.6 se la toma respecto al edificio donde se encuentra ubicada el aula de Automatización Industrial.

### 2.1.6 SELECCIÓN DEL CONTROLADOR DE CARGA

El controlador debe ser escogido en base a los voltajes y corrientes esperados durante la operación del sistema fotovoltaico, pero también debe ser dimensionado para manejar condiciones de sobrecarga o pico provenientes de los módulos fotovoltaicos o las cargas conectadas al mismo. Los costos de reparación que pueden surgir de un controlador

<sup>57</sup> Bravo, I, Haselhuhn, R, y Hemmerle, C.; Instalaciones Fotovoltaicas; I Edición; Sociedad para el Desarrollo Energético de Andalucía (SODEAN); Sevilla, España; 2004. (48)

<sup>58</sup> Autores

diseñado para manejar potencias menores serán probablemente superiores a haber elegido un controlador de capacidad mayor a la adecuada.

Los factores principales a considerarse para la elección de un controlador de carga son muy variables y dependientes de la complejidad de control requerida. Si bien la función primaria es la prevención de sobrecarga de las baterías, otras funciones también pueden ser tomadas en cuenta, incluyendo la desconexión por bajo voltaje en la carga, regulación y control de carga, y monitoreo del sistema.

Comúnmente se espera que el juego de módulos produzca menor energía que la típica a una irradiancia típica de  $1 \frac{KW}{m^2}$  y  $25^{\circ}C$  de temperatura este dato tomada del fabricante como ya se explicó anteriormente, sin embargo, los niveles de luz solar sobre los paneles puede superar hasta en 1,4 veces este valor, usado para clasificar el rendimiento de los módulos. Por esta razón, las corrientes máximas del sistema a tomarse en cuenta para la elección del controlador de carga deben ser estimadas como un valor de 140% las nominales máximas.

☞ Para determinar la intensidad del controlador de carga aplicamos la ecuación 2.17:

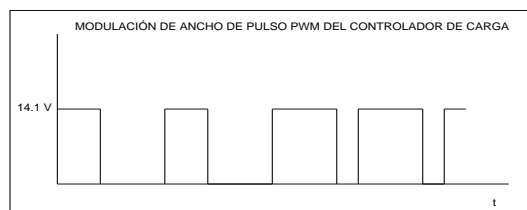
$$I_{RC} = I_{sc} * 1.4 * N_R \quad 2.17$$

$$I_{RC} = 7.39 * 1.4 * 2 = 20.7 A$$

La corriente de corto circuito  $I_{sc}$  se la escoge en lugar de la corriente pico para que exista una protección adecuada, esta corriente la proporciona el fabricante del panel solar como podemos observar en la tabla 2.4, como se explicó anteriormente, los niveles de luz solar pueden incrementar un 140% por lo que se toma este valor en la ecuación para dar seguridad al sistema solar, pero esta seguridad no es suficiente debido a los cambios drásticos del clima  $N_R$  entonces aumentamos la seguridad del sistema multiplicando por un factor de seguridad igual a 2, según la ecuación 2.17.

Como podemos ver el resultado de la ecuación 2.17 tenemos una intensidad requerida de 20.7 A, para el diseño se escoge un regulador de carga que sea capaz de manejar 20 A.

- ☞ El regulador escogido para el sistema solar es del tipo Apple 12-6220 **ANEXO 3**, el mismo que cuenta con una capacidad de 20A 12V, este es un regulador de carga por modulación de ancho de pulso PWM el cual tiene 14.1V, como podemos observar en la figura 2.7:



**Figura 2.7: Modulación de ancho de pulso del controlador de carga.<sup>59</sup>**

El voltaje de desconexión a la descarga es de 11.6V y el voltaje de conexión para la carga es de 12.6V, dando así las indicaciones de estado de carga de 11.6V = 0% y al 12.6 V = 100% de carga, estos datos nos proporciona el fabricante y se los puede observar en la tabla 2.7.

**Tabla 2.7: Controlador de carga.<sup>60</sup>**

<b>CONTROLADOR DE CARGA</b>	
Código del producto:	Apple 20 / 12-6220
Entrada estimada:	12 VDC / 20 Amp.
Salida estimada:	12 VDC / 20 Amp.
<b>Nivel de instalación</b>	
Aumento de carga:	14.5 V
Carga PWM	14.1 V
Voltaje de desconexión en la descarga:	11.6 V
Voltaje de conexión para la carga:	12.6 V
Indicaciones de los estados de carga:	11.6 V= 0% ; 12.6 V= 100%
SERIE #	AC-9964-0840
Sundaya	

<sup>59</sup> Controlador de carga. Apple 20. Sundaya. 2005. Singapore

<sup>60</sup> Controlador de carga. Apple 20. Sundaya. 2005. Singapore



### 2.1.7 DETERMINACION DE LA CAPACIDAD DEL BANCO DE BATERIAS

Para estimar la capacidad del banco de baterías, se debe conocer el dato equivalente del periodo de tiempo que durante el mes no recibe luz solar el emplazamiento del proyecto o días NO-SOL. Pueden ocurrir condiciones inusualmente nubosas durante un número de días consecutivos, durante los cuales se consumiría energía de reserva de las baterías en un sistema no conectado a la red de distribución.

- ☞ Los días no sol para Loja, son de 2.5 días en un mes<sup>61</sup>.
- ☞ La capacidad del banco de baterías se lo obtiene calculando la capacidad de carga a suplir durante los días no sol del lugar de emplazamiento del proyecto para lo cual aplicamos la ecuación 2.18.

$$\text{Capacidad banco de baterías} = \text{Días no sol} * \text{Comp. 20\%} \quad 2.18$$

$$\text{Capacidad banco de baterías} = 2.5 * 27.36 \text{ Ah} = 68.4 \text{ Ah}$$

Como se explicó anteriormente los días no sol son del lugar donde se realiza el proyecto en este caso para Loja son 2.5 días, los amperios hora que consume la carga *Comp. 20%* fue obtenido en la ecuación 2.12, entonces los amperios hora para suplir son de 68.4 Ah.

- ☞ En las baterías debemos mantener una mínima reserva para evitar el fenómeno de descarga profunda, esta reserva se recomienda que sea del 30% como se indica en la ecuación 2.19.

$$\text{Reserva 30\%} = \frac{68.4 * 30}{100} + 68.4 = 88.92 \text{ Ah} \quad 2.19$$

La respuesta de la ecuación 2,19 se la obtiene sacando el 30% a la ecuación 2.18 y luego sumando el mismo valor.

- ☞ La pérdida de rendimiento (derating) sufrida por las baterías debido a condiciones de bajas temperaturas promedio durante el mes más frío del año, determinada por la tabla 2.8.

---

<sup>61</sup> Mogrovejo R., Paulo; Quizhpe L., Diego. 2006. Diseño y construcción de un sistema prototipo para el bombeo de agua mediante energía solar. (Tesis Ing. Electromecánica) Loja , Ecuador, Universidad Nacional de Loja. Área de las energías, las industrias y los recursos naturales no renovables.

**Tabla 2.8: Factores de pérdida de rendimiento de Baterías de Plomo Acido.<sup>62</sup>**

Factor de derating en baterías de plomo-ácido	
80°F/26,7°C	1
70°F/21.2°C	1,04
60°F/15.6°C	1,11
50°F/10.0°C	1,19
40°F/4.4°C	1,3
30°F/-1.1°C	1,4
20°F/-6.7°C	1.59

Este valor de pérdida de rendimiento se lo utiliza en la ecuación 2.20.

$$Capacidad\ óptima = \frac{Reserva\ 30\%}{RENDIMIENTO} = \frac{88.92\ Ah}{1.04} = 85.5\ Ah \quad 2.20$$

El factor de pérdida de rendimiento se lo escogió para una temperatura promedio del lugar del emplazamiento de 18 °C el cual nos da un valor de 1.04, también se toma en cuenta los amperios hora con la reserva de descarga profunda la misma que fue calculada en la ecuación 2.19, la ecuación 2.20 nos da el resultado de la capacidad óptima del banco de baterías.

☞ El número de baterías se lo calcula con la ecuación 2.21.

$$\#\ baterías = \frac{Capacidad\ óptima}{Amperio\ nominal\ batería} = \frac{85.5\ Ah}{100\ Ah} = 0.855 \quad 2.21$$

La capacidad óptima del banco de baterías se la obtuvo en la ecuación 2.20, los amperios nominales de batería que se menciona en la ecuación 2.21 se refiere a la capacidad de las baterías que van a ser instaladas en nuestro caso hemos escogido las baterías de 100 Ah marca Coopower Battery a 12V como se muestra en el **ANEXO 4**, el resultado del número de baterías es de 0.855 entonces debemos instalar 1 batería de 100 Ah en nuestro sistema solar.

<sup>62</sup> Coppower Battery. 2010. Solar wind power storage battery. Coopower battery industrial co., ltd. Shenzhen, China. (7)

De acuerdo a lo explicado anteriormente se presenta la tabla 2.9 donde se indican los valores del cálculo de las baterías:

**Tabla 2.9: Cálculo de capacidad del banco de baterías.**<sup>63</sup>

<b>Cálculo de las baterías</b>	
Ah promedio por día de la carga	27.36
Días NO-SOL promedio en el área por mes	3
Capacidad a suplir por banco de baterías (Ah/día)	68.4
Reserva de 30% para prevenir descarga profunda	88.92
Factor derrateo por temperatura ambiente (18°C prom.)	1.04
Capacidad óptima del banco de baterías (Ah/día)	85.5
Amperio nominal de la batería (Ah)	100
Número de baterías calculado (u)	0.855
Baterías a instalar (u)	1

- ☞ La batería escogida es una Coopower CPG 12-100 (12 V-100 A), el peso de esta es de 34 Kg, las dimensiones son de (331mm de longitud, 176 mm de ancho y 215 mm de altura).

### **Características**

La batería de gel es un tipo de batería con el alcaloide electrólito estatal que contiene el dióxido de silicio gaseoso, ofreciendo al electrólito fluido, y ninguna eliminación ácido.

Utilizando la cantidad excesiva de electrólito para llenar el espacio en la batería interna, puede evitar que se seque el electrólito y evaporación bajo la temperatura alta o encima del rango. La batería de gel puede ponerse cualquier posición sin cualquier riesgo de goteo durante el funcionamiento y transporte.

- ☞ Larga vida de servicio por ciclo de trabajo y aplicación sin goteo.
- ☞ Rango de proporción de descarga no menos de 40% a 20 °C para 2 años almacenamiento.
- ☞ Recuperación excelente de carga después de haber sufrido descarga profunda.
- ☞ Contiene un gas con una eficiencia del 99%, para recuperación de la batería.

<sup>63</sup> WWF, Fundación Natura. Texto de Consulta: "ENERGÍAS RENOVABLES: CONCEPTOS Y APLICACIONES". Segunda edición. Quito, Abril, 2004. (63)

- ☞ Alta eficiencia para evitar la evaporación.
- ☞ Adaptación rápida y fuerte a la temperatura circundante y condiciones de carga y descarga.

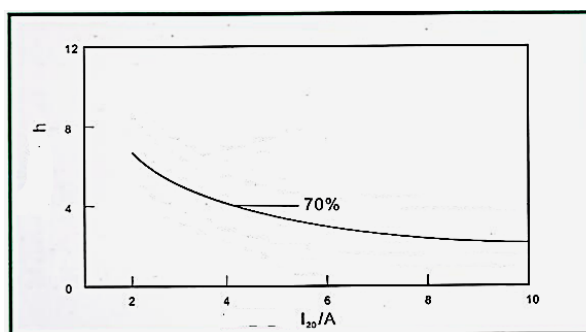
### **Evaluación de la batería**

Para la fiabilidad óptima, se recomienda que el sistema de la batería se supervise cada trimestre.

- ☞ Realizar una inspección visual de la batería, asegurarse de la conexión apropiada de la polaridad.
- ☞ Realizar una prueba de la capacidad de la batería.
- ☞ Inspeccionar el voltaje de la batería.
- ☞ Temperatura ambiente.
- ☞ Inspección individual del nivel de voltaje.
- ☞ Prueba de carga.
- ☞ La unidad de puesta a tierra provoca la resistencia eléctrica en malas conexiones.

### **Análisis de las curvas características en ciclo de carga en baterías CPG**

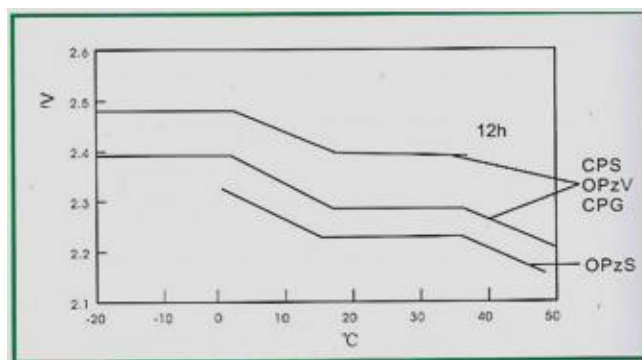
En las baterías CPG tenemos la relación del tiempo de carga con respecto al amperaje, esta relación nos indica que mientras más tiempo de carga tengan las baterías disminuirá el amperaje debido a que ya alcanza un 70 % de su carga, esta curva la podemos observar en la figura 2.8.



**Figura 2.8: Relación del tiempo de carga con el amperaje<sup>64</sup>**

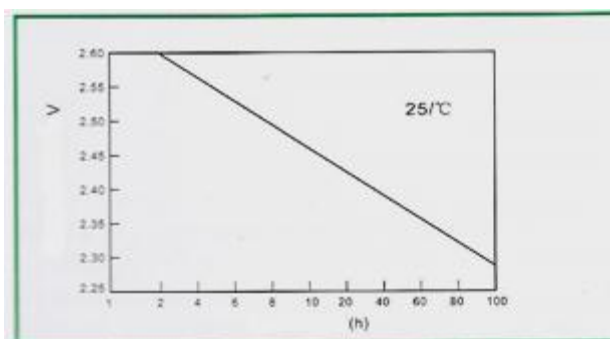
<sup>64</sup> Coppower Battery. 2010. Solar wind power storage battery. Coopower battery industrial co., Ltd. Shenzhen, China. (15).

La relación entre el voltaje de carga y la temperatura la observamos en la figura 2.9, en esta figura se muestra que el voltaje a una temperatura menor a 0 °C es de 2.39 V, cuando la temperatura aumenta de 0 °C hasta los 18 °C el voltaje decrece hasta llegar a los 2.29 V manteniendo constante este voltaje hasta los 37 °C.



**Figura 2.9: Relación del voltaje de carga y la temperatura<sup>65</sup>**

Para la relación entre el voltaje de carga y el tiempo de carga observamos la figura 2.10, en esta se muestra que el voltaje de carga disminuye a partir de las 2 horas hasta las 100 h, llegando a obtener un voltaje de 2.30 V este análisis es realizado con una temperatura constante de 25 °C.



**Figura 2.10: Relación entre el voltaje carga y el tiempo de carga<sup>66</sup>**

<sup>65</sup> Coppower Battery. 2010. Solar wind power storage battery. Coopower battery industrial co., Ltd. Shenzhen, China. (15).

<sup>66</sup> Coppower Battery. 2010. Solar wind power storage battery. Coopower battery industrial co., Ltd. Shenzhen, China. (15).

### Análisis de las curvas características en ciclo de descarga en baterías CPG

En las baterías CPG tenemos la relación de la capacidad de descarga disponible de la batería con respecto al voltaje de circuito abierto, en esta relación el voltaje disminuye cuando la batería comienza a ser descargada como se observa en la figura 2.11.

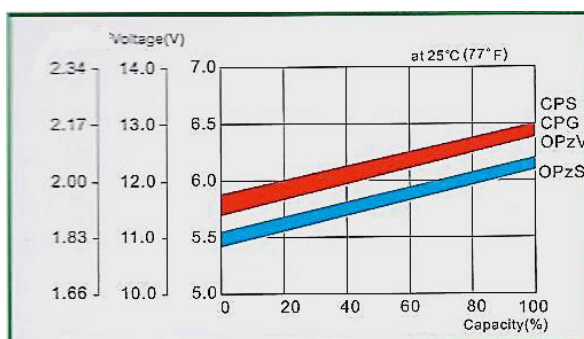


Figura 2.11: Descarga de la batería respecto al voltaje en circuito abierto<sup>67</sup>

La relación entre la capacidad disponible y la descarga de corriente la observamos en la figura 2.12, esta muestra que cuando existe disminución de la carga disponible en la batería la corriente disminuye y con ello su temperatura.

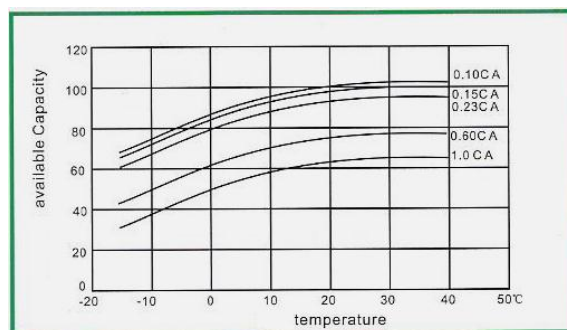


Figura 2.12: Relación entre la cantidad disponible y la descarga de corriente<sup>68</sup>

### 2.1.8 DIMENSIONAMIENTO DEL INVERSOR

Los inversores son diseñados con respecto a dos potencias: La potencia continua y la potencia pico. La primera se refiere a la carga que el inversor puede suministrar indefinidamente en operación normal, mientras que la segunda se refiere a la potencia que puede proveer durante un período muy corto, usualmente fracciones de 1Hz. Esta

<sup>67</sup> Coppower Battery. 2010. Solar wind power storage battery. Coopower battery industrial co., Ltd. Shenzhen, China. (17).

<sup>68</sup> Coppower Battery. 2010. Solar wind power storage battery. Coopower battery industrial co., Ltd. Shenzhen, China. (17).

característica existe ya que se requiere un suministro adicional de energía al arranque de ciertas cargas, tales como motores.

Para seleccionar el tamaño de inversor apropiado, hay que referirse a la Tabla 2.1 para determinar la potencia continua a alimentarse, es decir las cargas que operarán simultáneamente. De todos modos, es recomendable aumentar un 15-20% adicional a la potencia simultánea como medida de seguridad para evitar una sobrecarga del inversor. Por otro lado, es necesario también considerar la potencia pico que puede suministrar el inversor. Usualmente se debe dejar una capacidad de corta duración de entre 1,5 y 2 veces la potencia continua. En caso que se operen cargas con mayor requerimiento de potencia inicial, tales como el motor asíncrono que vamos a instalar, es recomendable utilizar un inversor con capacidad de corta duración de 4 a 6 veces la potencia continua.

En nuestro proyecto de tesis, la potencia total a ser alimentada por el inversor incluirá:

- ☞ Potencia continua para dos cargas de 20W y una de 186.5W; total: 226.5W
- ☞ Margen de seguridad para potencia instantánea (sobrecarga): 15%

Como nuestro equipo va a tener siempre la misma carga ya que es para prácticas no aumentamos la seguridad de sobrecarga.

- ☞ Potencia continua: 226.5W

La potencia pico solo se calcula para el motor que es de 186.5W y no para los focos ahorradores entonces:

- ☞ Potencia pico:  $5 * 186.5 = 932.5W_p$

A este valor le sumamos la potencia de los focos, entonces:

- ☞ Potencia del inversor es:  $932.5 + 40 = 972.5 \text{ W} = 0.98\text{KW}$ , este valor se lo considera para elegir la potencia pico que el inversor nos debe proporcionar.

Entonces debemos elegir un inversor de aproximadamente 226.5W de potencia continua y 0.98KW de potencia pico. El inversor que se aproxima a estas cantidades es el modelo

Samlex Model PST-60S-12A, que nos proporciona una potencia continua de 600 W y una potencia pico de 1000W como se muestra el **ANEXO 5**.

☞ A continuación se detalla las características del inversor Samlex Model PST-60S-12A.

Estos cuentan con una alta eficiencia, alarma de voltaje de batería baja, protecciones de entrada de bajo voltaje, entrada de rangos superiores de voltaje, protecciones de temperatura elevada, por encima de la carga, en corto circuito, mantiene la potencia, aun en condiciones de desuso, viene con un tipo de seguros de cable para asegurar a la batería, estas condiciones se las resume en la tabla 2.10.

**Tabla 2.10: Características del inversor<sup>69</sup>**

Modelo NO.	PST-60S-12A	PST-60S-24A
	<b>RENDIMIENTO</b>	<b>RENDIMIENTO</b>
POTENCIA, CONTINUA	600 Watos	600 Watos
POTENCIA, PICO (PERIODO <1 SEG)	1000 Watos	1000 Watos
ENTRADA DE VOLTAJE	120 VAC +/- 3%	120 VAC +/- 3%
ENTRADA DE FRECUENCIA	60 Hz	60 Hz
ENTRADA Y FORMA DE VOTAJE	Onda seno pura	Onda seno pura
DISTORSION ARMONICA TOTAL	< 3%	< 3%
ENTRADA		
ENTRADA DE VOLTAJE	10.7 a 16.5 VDC	21.4 a 33 V DC
ENTRADA DE CORRIENTE SIN CARGA	< 850 mA	< 450 mA
ALARMA DE AVISO A ENTRADA BAJO DE VOLTAJE	10.7 V	21.4 V
CIERRE DE ENTRADA DE VOLTAJE BAJO	10 V	20 V
CIERRE DE ENTRADA DE VOLTAJE ALTO	16.5 V	33 V
OPERACIÓN A LA TEMPERATURA AMBIENTE	0 a 40°C +/- 5°C	0 a 40°C +/- 5°C
ALTA EFICIENCIA	85%	85%
SISTEMA DE ENFRIAMIENTO	Controla la elevación de temperatura	
INSTALACION DE EQUIPO EN DC	DC-1000-KIT	
CONEXIONES		
ENTRADA	Terminales tipo tubulares con tornillo por debajo	
RENDIMIENTO	Estándar Norteamericana de dos entradas (NEMA 5-15R)	
FUSIBLE DE PROTECCION DE ENTRADA LATERAL DC	40A x 2	20A x 2
CONTROL REMOTO	RC-15 (opcional)	RC-15 (opcional)
GENERAL		
DIMENSIONES, mm (L x w x H)	280 x 236 x 83 mm	280 x 236 x 83 mm
DIMENSIONES, pulg (L x w x H)	11 x 9.3 x 3.3"	11 x 9.3 x 3.3"
PESO, KG	2.5	2.5
PESO, LB	5.4	5.4

<sup>69</sup> Inversor. Samlex America. 2008. Canada. Ottawa.

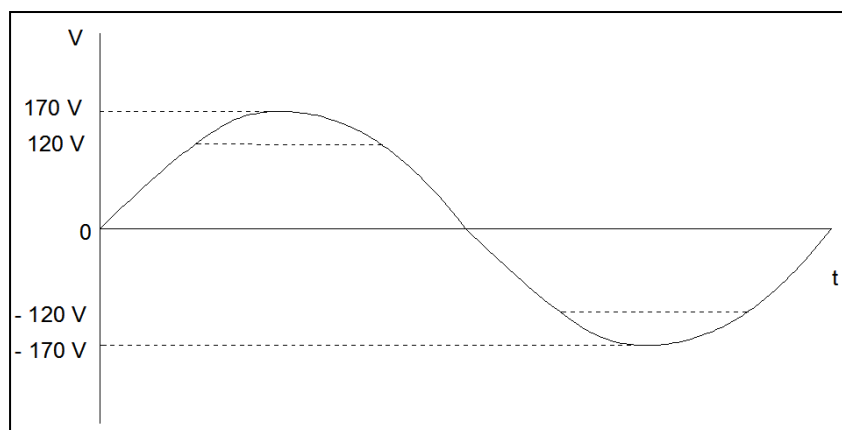


La alta eficiencia del inversor-convertidor de 12 voltios de DC a 600 vatios de potencia a una onda sinusoidal pura A.C. de 120 voltios, 60 Hz. La unidad viene con cables para asegurar los terminales de la batería.

### **Principios de operación**

El inversor convertidor de voltaje de corriente directa de la batería 12V, a un voltaje en AC de 120V, 60 Hz.

La conversión de voltaje tiene lugar en dos fases. En la primera fase, el voltaje de DC tasado de la batería es convertido a un voltaje alto DC que usa frecuencia alto, que cambia y utiliza la técnica de modulación de anchura de onda. En la segunda fase, el voltaje alto de DC se convierte a 120 V, 60Hz. C.A. de onda de seno que usa de nuevo la Técnica PWM. Esto se hace usando una onda especial que forma esta tecnología dónde se modula el voltaje alto de DC y cambia a una frecuencia alto y la anchura del pulso va cambiado con respecto a una onda seno de la referencia.



**Figura 2.13 Onda sinusoidal a la salida del inversor<sup>70</sup>**

### **Instalación**

La instalación del alambrado debe tener protecciones eléctricas y deben ser realizadas por un electricista especializado. Este distribuye corriente alterna y las salidas deben conectarse a aparatos eléctricos que funcionen con esta corriente.

<sup>70</sup> Inversor. Samlex America. 2008. Canada. Ottawa.

La protección actual de los cables de la batería al inversor tiene que ser proporcionado por el instalador.

En conexión DC se aíslan los terminales positivos y negativos del chasis. Semejantemente, el polo neutro del receptor del CA el alambre neutro no se une al chasis. La conexión a tierra del sistema para satisfacer los códigos eléctricos.

El inversor puede montarse horizontalmente encima de una superficie horizontal o debajo de una superficie horizontal.

### **Prevenir la inversión de polaridad a la entrada del inversor.**

Al hacer la conexión de la batería a la entrada, asegúrese que la polaridad de la batería al momento de conectarla sea la correcta. Al realizar la conexión inversa a la entrada del inversor en DC, se puede fundir los componentes y también puede causar el daño permanente al inversor.

### **Operación**

Después de que el inversor se enciende, toma un tiempo para quedar listo para entregar el voltaje necesario. Siempre encienda las cargas después de unos segundos de encender el inversor. Evite encender el inversor con las cargas encendidas. Esto puede activar la protección de la carga excesiva prematuramente.

Cuando una carga se enciende, puede requerir una onda de poder más alta a la inicial de poder. De ahí si están impulsándose las cargas múltiples, ellos deben cambiarse encendiendo, para que el inversor no se cargue excesivamente y no sobrepase la onda de arranque si todo las cargas se encienden.

### **Control de aumento de temperatura y disipador de calor**

El sistema de enfriamiento térmico controlado. Se supervisa la temperatura de una mancha caliente crítica dentro del inversor para activar al disipador de calor.

Cuando la temperatura alcanza los 48° C, y el sistema de enfriamiento se enciende. El entusiasta se enciende. El sistema de enfriamiento se apaga automáticamente de una vez

que la temperatura llegue a 42°C. Por favor note que el disipador de calor no puede subir o bajar a la temperatura ambiente está más fresca. Esto es normal.

### 2.1.9 DIMENSIONAMIENTO DE LOS CONDUCTORES

Para aprovechar la máxima energía generada por el panel fotovoltaico, la resistencia de los conductores debe ser la mínima posible y esto se consigue utilizando un conductor de calibre apropiado que permita una caída de tensión o voltaje no mayor del 2% desde el panel hasta el controlador de carga, desde las baterías hasta el controlador y el inversor, y desde el controlador de carga hasta los tableros AC y DC; y de un 5% desde estos tableros hasta el extremo de los circuitos de alumbrado o fuerza. Recordemos que la resistencia también depende de la longitud del conductor, por lo que para reducir la resistencia debemos también disminuir la distancia entre los equipos. La capacidad de conducción en amperios de los conductores de cobre para diferentes calibres se muestra en el **ANEXO 6**, en el sistema de medida americano AWG y para la sección en mm<sup>2</sup>.

Para el cálculo de la sección del conductor del sistema solar residencial se aplica la siguiente relación:

$$S = 2 * L * \rho * I * 1.25 / \Delta V * V \quad 2.22$$

Dónde:

S = Sección del conductor en [mm<sup>2</sup>]

L = Longitud del alimentador en metros [m]

$\rho$  = Resistividad del cobre igual a 0,01678 [ $\Omega$  mm]

I = Corriente de corto circuito I<sub>sc</sub> del arreglo fotovoltaico en Amperios [A]

$\Delta V\%$  = Caída de tensión en porcentaje

V = Voltaje en voltios [V]

Debemos tomar en cuenta que el 2 de la fórmula es porque tenemos positivo y negativo en el cableado y el 1.25 es un factor de seguridad del cable.

### Cálculo del conductor desde los paneles fotovoltaicos hasta el regulador de voltaje.

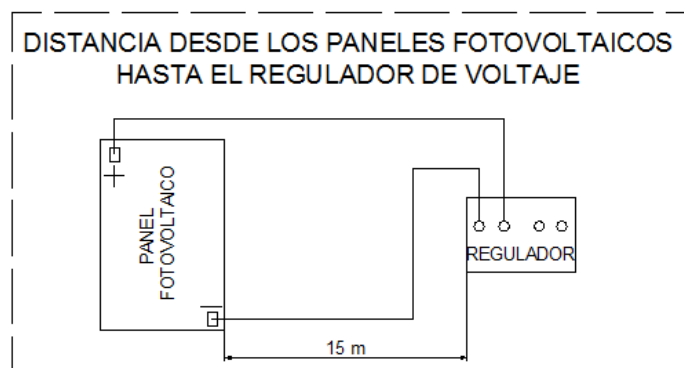


Figura 2.14: Distancia del panel fotovoltaico hasta el regulador de carga.<sup>71</sup>

Para el cálculo de este conductor estimamos una distancia de 15m desde el panel fotovoltaico al regulador de voltaje, considerando la intensidad de cortocircuito del panel, entonces tenemos:

$$S = 2 * L * \rho * I * 1.25 / \Delta V * V \quad 2.22$$

$$S = (2 * 15 * 0.01678 * 6.3 * 1.25) / (2 * 12)$$

$$S = 0.165 \text{ mm}^2$$

Según la tabla del **ANEXO 6** para esta sección tenemos un cable #18 AWG-TFF.

### ☞ Cálculo del conductor del regulador, batería y el inversor

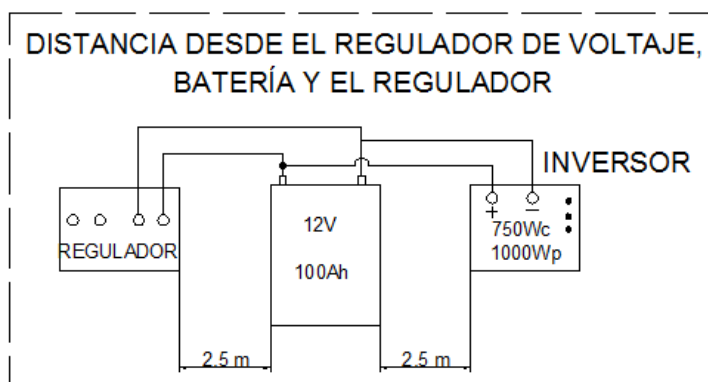


Figura 2.15: Distancia del regulador de voltaje hasta la batería e inversor.<sup>72</sup>

<sup>71</sup> Autores

<sup>72</sup> Autores

La conexión entre el regulador de voltaje, las baterías y el inversor se hace con el mismo concepto. Esto es, un máximo de 2% de caída de tensión para la batería e inversor. La longitud del controlador, baterías e inversor es de 5m.

$$S = 2 * L * \rho * I * 1.25 / \Delta V * V \quad 2.22$$

$$S = 2 * 5 * 0.01678 * 6.3 * (1.25 / 2 * 12)$$

$$S = 0.055 \text{ mm}^2$$

Según la tabla del **ANEXO 6** para esta sección tenemos un cable #18 AWG-TFF.

## 2.2 DISEÑO DEL BANCO DE TRANSFERENCIA ELECTRICA AUTOMATICA

En el sistema de transferencia eléctrica automática se escogen dos alimentadores de energía lo cuales son el generador fotovoltaico considerado de emergencia y la alimentación principal que nos proporciona la empresa eléctrica, el generador fotovoltaico acondiciona el voltaje mediante el controlador de carga, banco de baterías y el inversor que nos da la corriente alterna. La transferencia eléctrica automática se la realiza mediante breakers de protección, contactores de accionamiento mecánico, un relé enchufable que es el que manda la señal de desenergización de la red principal para que sea tomada por el LOGO! 230 RC. Las cargas de este sistema eléctrico son dos luminarias fluorescentes y un motor asíncrono, la configuración del sistema eléctrico lo podemos observar en la figura 2.16.

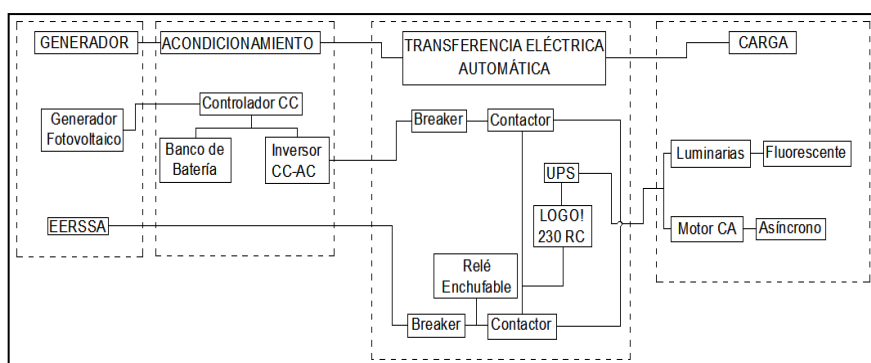


Figura 2.16: Configuración del Sistema de transferencia eléctrica automática<sup>73</sup>

<sup>73</sup> Autores

Para el diseño del banco de transferencia eléctrica automática, se elaboró el esquema de fuerza y el esquema de mando con todos los componentes que se van a utilizar para la construcción, tomando en cuenta las diferentes funciones que van a realizar dentro de este proyecto, los esquemas los podemos apreciar en la figura 2.17.

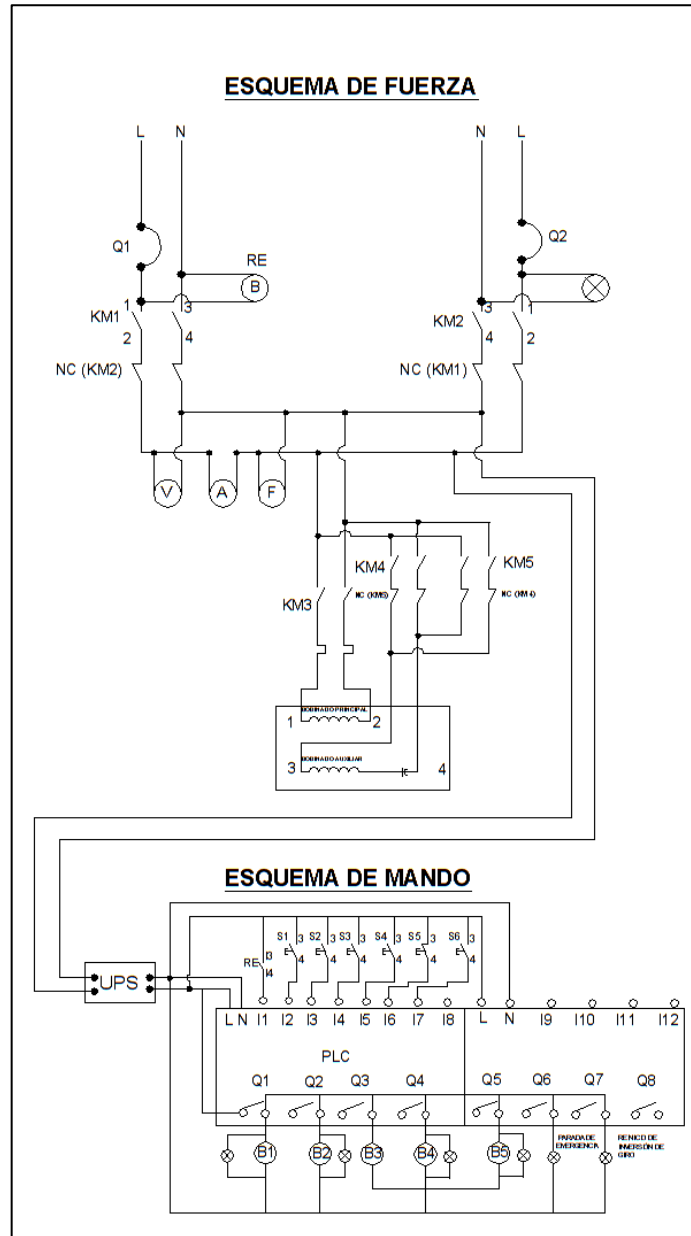


Figura 2.17: Esquema de fuerza y mando de la transferencia eléctrica automática.<sup>74</sup>

<sup>74</sup> Autores

En la diseño tenemos 1 breaker para la protección de la línea de alimentación de la red principal y 1 breaker para la protección de la línea de alimentación del GFV, utilizamos un relé enchufable para la transferencia de energía ya que al momento de salir la red principal de funcionamiento la bobina del relé enchufable se desenérgiza y entra a funcionar la red secundaria encendiéndose una lámpara de señalización que indica el funcionamiento de la red secundaria.

Se instala 1 voltímetro, 1 frecuencímetro, y 1 amperímetro para verificar el flujo de corriente, voltaje y frecuencia del sistema, el UPS lo utilizamos para que en ningún momento deje de funcionar el sistema ya que este aparato suministra energía al momento de salir de funcionamiento la red principal, el Logo! lo utilizamos para realizar las diversas funciones de programación con el software Logo Soft.

Así mismo se utiliza lámparas de señalización para indicar el funcionamiento del motor que se utiliza en el banco prácticas, para la inversión de giro del mismo, para los mandos a distancia utilizamos contactores, también las luminarias incandescentes y ahorradoras para las diferentes prácticas a continuación se muestra el detalle de estos aparatos eléctricos.

- ☞ 2 breakers de protección.
- ☞ 5 contactores
- ☞ 1 voltímetro
- ☞ 1 amperímetro
- ☞ 1 frecuencímetro
- ☞ 1 motor monofásico de ¼ Hp
- ☞ 2 luminarias incandescentes de 100 W c/u.
- ☞ 2 focos ahorradores de 20 W c/u.
- ☞ 1 relé enchufable
- ☞ 1 relé térmico
- ☞ 1 UPS
- ☞ 1 modulo lógico programable LOGO! 8 entradas y 4 salidas.
- ☞ 1 modulo expandible de 4 entradas y 4 salidas.
- ☞ 7 pulsadores NA

- ☞ 1 regulador de voltaje.
- ☞ 1 Inversor.
- ☞ 1 modulo fotovoltaico
- ☞ 100 m de conductor.
- ☞ 7 lámparas de señalización

### 2.2.1 DISEÑO DE LA ESTRUCTURA DEL BANCO

Para el diseño del banco se considera los aparatos eléctricos que van a ser montados en este, para esto utilizamos el software Auto CAD 3D para poder montar las piezas antes de construir el banco, en la figura 2.18 podemos observar desde diferentes perspectivas la ubicación de los aparatos eléctricos y en si la estructura del banco.

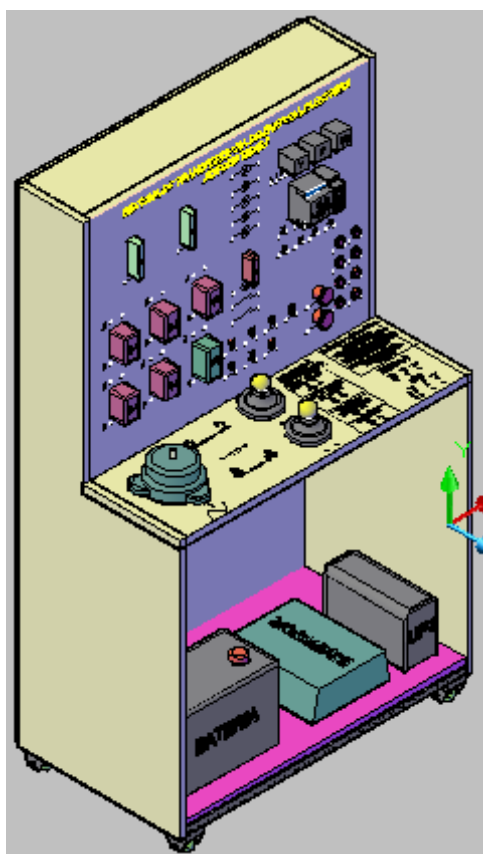


Figura 2.18: Construcción del banco de transferencia eléctrica automática<sup>75</sup>

En la vista frontal se observa las partes que constituyen el banco de transferencia eléctrica, los mismos que se encuentran ubicados de forma ordenada como podemos

<sup>75</sup> Autores



observar en la parte superior izquierda los breakers de protección de los equipos eléctricos, en la parte posterior a los breakers observamos los contactores que nos sirven para controlar el paso de energía eléctrica, en la parte inferior derecha observamos las lámparas de señalización y los pulsadores, en la parte del centro a la derecha observamos el LOGO! y por último observamos en la parte superior derecha los aparatos de medición como el amperímetro, voltímetro y frecuencímetro.

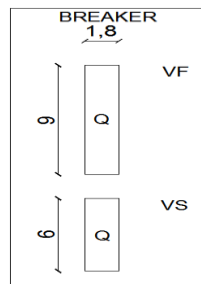
El equipo del generador fotovoltaico lo observamos en la parte inferior del banco de transferencia eléctrico, el mismo que consta de un panel solar, controlador de carga, batería y el inversor.

Desde la vista superior se observa la ubicación del motor con las salidas de sus respectivos bobinados, también observamos los focos, las entradas y salidas de alimentación del banco.

### **Dimensiones del banco de transferencia eléctrica automática**

Para el dimensionamiento se toma la medidas de los aparatos eléctricos que van a ser montados en el banco, a continuación se observa el detalle de los mismos.

- ☞ Los breakers que van a ser instalados tienen una dimensión de largo igual a 1.8 cm, de altura 9 cm y profundidad de 6 cm tal como se muestra en la figura 2.19.



**Figura 2.19: Dimensiones del breaker.<sup>76</sup>**

- ☞ Los contactores que van a ser instalados tienen una dimensión de largo igual a 4.5 cm, de altura 7 cm y profundidad de 5 cm tal como se muestra en la figura 2.20.

<sup>76</sup> Autores

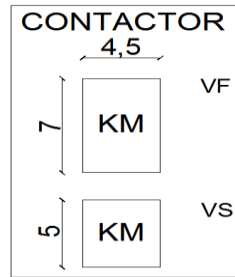


Figura 2.20: Dimensiones del contactor<sup>77</sup>

- ☞ El relé térmico tiene una dimensión de la largo igual a 4.5 cm, de altura 7 cm y profundidad 5 cm tal como se muestra en la figura 2.21.

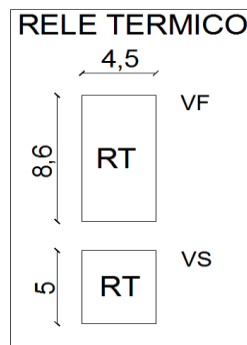


Figura 2.21: Dimensiones del relé térmico<sup>78</sup>

- ☞ El relé enchufable cuenta con una dimensión de largo igual a 2 cm, de altura 7 cm y profundidad de 3.5cm tal como se muestra en la figura 2.22.

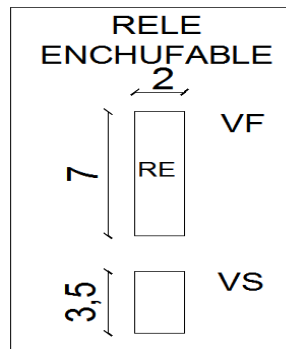


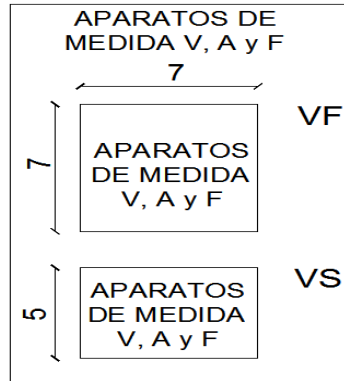
Figura 2.22: Dimensiones del relé enchufable<sup>79</sup>

<sup>77</sup> Autores

<sup>78</sup> Autores

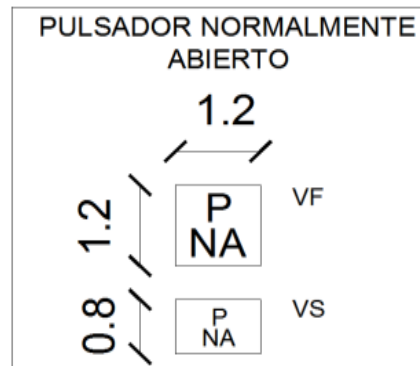
<sup>79</sup> Autores

- Los aparatos eléctricos de medición como el voltímetro, amperímetro y frecuencímetro poseen las mismas dimensiones, de largo igual a 7 cm, de altura 7 cm y profundidad de 5 cm tal como se muestra en l figura 2.23.



**Figura 2.23: Dimensiones de los aparatos de medida<sup>80</sup>**

- Los pulsadores normalmente abiertos tienen dimensiones de largo igual 1.2 cm, de altura 1.2 cm y profundidad 0.8 cm tal como se muestra en la figura 2.24.



**Figura 2.24: Dimensiones del pulsador<sup>81</sup>**

- Los pulsadores de retención cuenta con dimensiones de largo igual a 4 cm, de altura igual a 4 cm y profundidad 2 cm tal como se muestra en la figura 2.25.

<sup>80</sup> Autores

<sup>81</sup> Autores

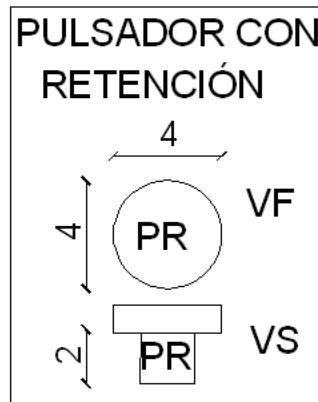


Figura 2.25: Dimensión del pulsador de retención<sup>82</sup>

- ☞ Las lámparas de señalización cuentan con dimensiones de largo igual a 2.21 cm, de altura igual 2.21 cm y profundidad 1.5 cm tal como se muestra en la figura 2.26.

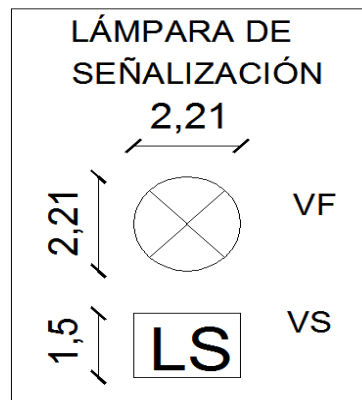
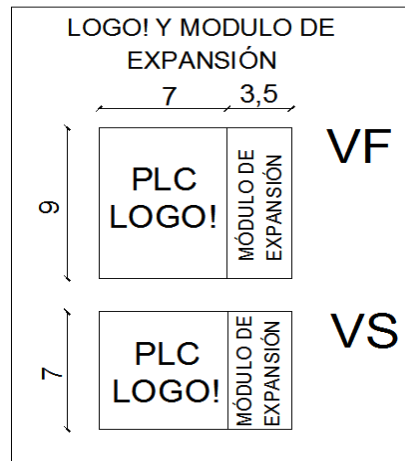


Figura 2.26: Dimensión de la lámpara de señalización<sup>83</sup>

- ☞ El Logo! cuenta con unas dimensiones igual a 7 cm de largo, 9 cm de alto y 7 cm de profundidad. De igual manera las dimensiones del módulo de expansión es igual 3.5 cm de largo, 9 cm de altura y 7 cm de ancho tal como se observa en la figura 2.27.

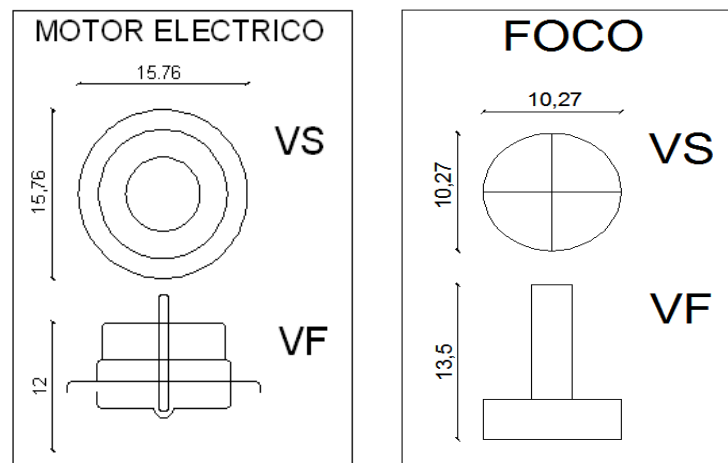
<sup>82</sup> Autores

<sup>83</sup> Autores



**Figura 2.27: Dimensiones del Logo! y su módulo de expansión<sup>84</sup>**

- ☞ El motor que será montado en el banco cuenta con las siguientes dimensiones 15.76 cm de largo, 12 cm de alto y 15.76 de profundidad. De igual manera la boquilla y el foco cuentan con 10.27 cm de largo, 13.5 cm de alto y 10.27 cm de profundidad como lo muestran las figuras 2.28 y 2.29.



**Figura 2.28: Dimensiones del motor eléctrico<sup>85</sup> Figura 2.29: Dimensiones del foco<sup>86</sup>**

<sup>84</sup> Autores

<sup>85</sup> Autores

<sup>86</sup> Autores

- ☞ El panel solar utilizado en el proyecto tiene las dimensiones de 67 cm de largo, 148 cm de alto y 4 cm de ancho, como lo muestra la figura 2.30.

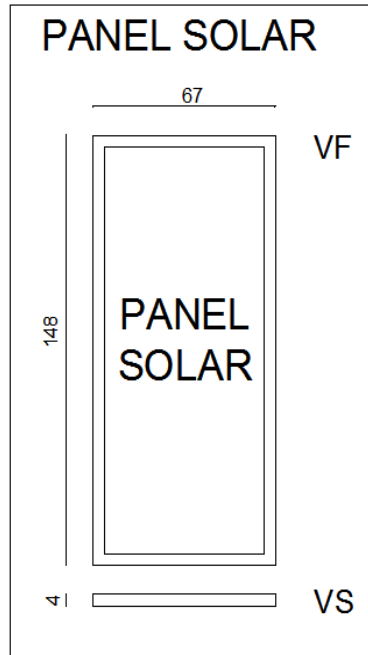


Figura 2.30: Dimensiones del panel solar<sup>87</sup>

- ☞ El controlador de carga tiene un diámetro de 11 cm y una altura de 3 cm tal como se muestra en la figura 2.31.

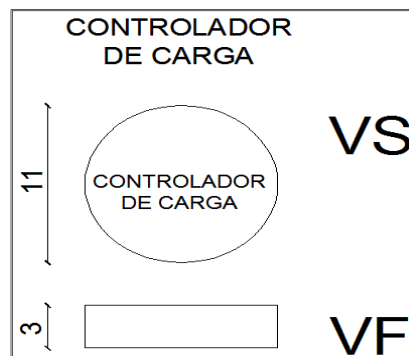


Figura 2.31: Dimensiones del controlador de carga<sup>88</sup>

- ☞ La batería cuenta con dimensiones igual a 33.1 cm de longitud, 21.5 cm de alto y 17.6 cm de profundidad, como se muestra en la figura 2.32.

<sup>87</sup> Autores

<sup>88</sup> Autores

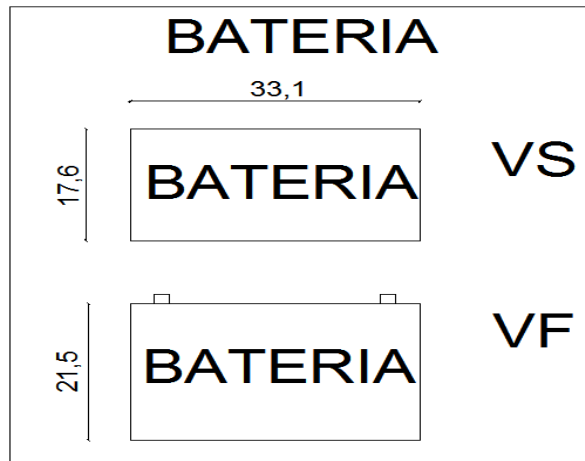


Figura 2.32: Dimensiones de la batería<sup>89</sup>

- ☞ El inversor del proyecto tiene dimensiones igual a 23.6 cm de largo, 8.3 cm de alto y 28 cm de profundidad, tal como lo muestra la figura 2.33.

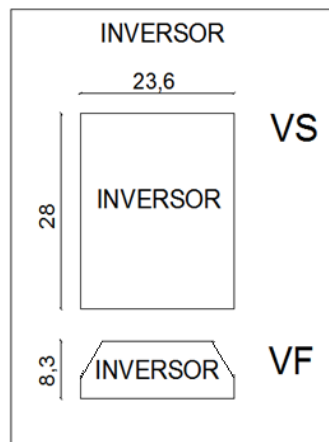


Figura 2.33: Dimensiones del inversor<sup>90</sup>

De acuerdo a las dimensiones dadas anteriormente se procede a dar las dimensiones del banco de transferencia eléctrica automática. Para obtener las dimensiones del banco se considera la forma del banco tal como lo muestra la figura 2.18, además las dimensiones de los aparatos eléctricos que se mencionan anteriormente y la ubicación que estos tienen en el banco, considerando estos parámetros se obtiene:

1. Las dos partes laterales de 90x151 cm.

<sup>89</sup> Autores

<sup>90</sup> Autores

2. Desde la vista superior tenemos la tapa con dimensiones de  $90 \times 20 \text{cm}^2$  y una tapa en donde va montado el motor y las luminarias de  $90 \times 30 \text{cm}^2$ .
3. La vista posterior nos muestra las puertas traseras con dimensiones de  $45 \times 151 \text{cm}^2$ .
4. Observando la parte frontal del banco, en la parte superior tenemos una plancha de  $90 \times 70 \text{cm}$ , en su parte inferior tenemos las puertas frontales con dimensiones  $45 \times 81 \text{cm}$ .
5. Y en la vista inferior se encuentra una tapa de  $50 \times 90 \text{cm}^2$ .

### 2.2.2 SELECCION DE LAS PROTECCIONES ELECTRICAS

Para la selección de las protecciones necesitamos saber las características de la red, y la carga a ser instalada.

- ☞ **Tensión:** La tensión de los breakers debe ser igual o superior a la tensión entre líneas de la red (120V).
- ☞ **Frecuencia:** La frecuencia nominal de los breakers debe corresponder a la frecuencia de red. En nuestro caso la frecuencia es de 60 Hz.
- ☞ **Cantidad de Polos:** El número de polos de un aparato de corte se define por las características de la red (receptor monofásico o trifásico), el tipo de puesta a tierra (corte del neutro con o sin protección) y la función a cumplir.

#### 2.2.2.1 ELECCION DEL BREAKER DE PROTECCION

En nuestro caso el breaker debe poseer 1 polo, dado que el sistema es monofásico como podemos observar en la figura 2.34 y no se pretende instalar protecciones en el neutro del sistema. Las condiciones y las características del circuito no lo necesitan.

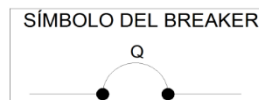


Figura 2.34: Símbolo del breaker<sup>91</sup>

<sup>91</sup> Autores



La intensidad nominal debemos tomarla tanto del motor de ¼ de HP (186.5 W) como de los dos focos ahorradores de 20W.

☞ Para el cálculo de la intensidad nominal del motor aplicamos la ecuación 2.23.

$$I_{Nm} = \frac{P}{V} = \frac{186.6 \text{ W}}{120 \text{ V}} = 1.6 \text{ A} \quad 2.23$$

En la ecuación 2.23 tenemos la potencia del motor P que la tomamos de acuerdo al motor que va ser instalado y con el voltaje de funcionamiento V, el resultado de esta ecuación nos da la intensidad nominal del motor.

Para el motor se calcula la intensidad a plena carga tomando la  $I_{Nm}$  multiplicado por el porcentaje a plena carga que resulta de la clase NEMA del motor, en este caso el motor es de clase A por lo que según la tabla 2.11, se escoge un porcentaje a plena carga de 150%, a continuación se muestra el cálculo de la intensidad a plena carga:

**Tabla 2.11: Porcentaje a plena carga de la corriente en motores eléctricos<sup>92</sup>**

<b>Porcentaje a plena carga de la corriente en motores eléctricos</b>				
Tipo de motor	Breaker sin retardo de tiempo	Breaker con retardo de tiempo	Interruptor automático tipo instantáneo	Interruptor automático de tiempo inverso
Todos los motores de corriente alterna monofásico, polifásico de jaula de ardilla y síncronos de arranque directo con resistencias o reactancias				
Sin letra de código	300	175	700	250
Letra de código F a V	300	175	700	250
Letra de código B a E	250	175	700	200
Letra de código A	150	150	700	150

$$I_{plena \text{ carga}} = I_{Nm} * 1.5 \quad 2.24$$

<sup>92</sup> Roldan V, José. Telemando para contactores. Editorial Paraninfo. España, Madrid. 2005.(60)

$$I_{plena\ carga} = 1.6 * 1.5$$

$$I_{plena\ carga} = 2.4\ A$$

La  $I_{Nm}$  del motor se la obtiene de la ecuación 2.23, el valor 1.5 es del factor de porcentaje a plena carga.

☞ Para el cálculo de la intensidad nominal  $I_{nom}$  del breaker debemos sumar la  $I_{plena\ carga}$  del motor con la  $I_{Nf}$  de los focos ahorradores.

La intensidad nominal de los focos ahorradores se la obtiene con la ecuación 2.25.

$$I_{Nf} = \frac{P}{V} = \frac{40\ W}{120\ V} = 0.333\ A \quad 2.25$$

Donde P es la potencia sumada de los focos ahorradores que en el diseño son dos, cada uno de 20 W, y se considera el voltaje del sistema.

Entonces el cálculo de la intensidad del breaker se la realiza con la ecuación 2.26.

$$I_{nom} = I_{Nf} + I_{plena\ carga} \quad 2.26$$

$$I_{nom} = 0.333 + 2.4$$

$$I_{nom} = \mathbf{2.73\ A}$$

Donde  $I_{Nf}$  es la intensidad nominal de los focos ahorradores calculado en la ecuación 2.25, y  $I_{plenacarga}$  corresponde a la intensidad a plena carga del motor.

Es indispensable para la elección de la Intensidad nominal del breaker que deba de ser mayor que la calculada. Por tanto este interruptor debe poseer una capacidad nominal por encima de los 2.73 A.

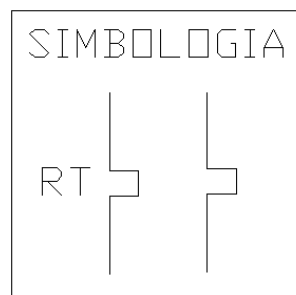
Tabla 2.12: Características del breaker siemens<sup>93</sup>

BREAKER SIEMENS			
1 Polo	Corriente térmica $I_n$ (A)	Capacidad de ruptura en (KA) 240 V	Voltaje Nominal (V)
5SX1 104-7	4	4.5	415

Según la tabla 2.12, elegimos un breaker termomagnético SIEMENS 5SX1 104-7, con voltaje nominal de 415 VCA y una intensidad nominal de 4 amperios debido a que es el más cercano de acuerdo a nuestros requerimientos. Este breaker cuenta con una ruptura un cortocircuito de 4.5 KA a 240V, lo que significa que para 120 V tendremos 9 KA de ruptura. **ANEXO 8.**

### 2.2.2.2 ELECCION DEL RELÉ TERMICO

El relé térmico debe contar con dos polos una para la fase y otro para el neutro, la protección del motor tiene por objeto proteger el motor contra sobre cargas. Para evitar que el motor se sobrecaliente permitiéndose el motor solamente una sobrecarga del 25% de manera que la protección del motor se seleccionan para una corriente que es 25% mayor que la corriente nominal.

Figura 2.35: Símbolo del relé térmico<sup>94</sup>

☞ Para el cálculo del relé térmico se aplica la ecuación 2.27.

$$I_{RT} = 1.25 * I_{plena\ carga} \quad 2.27$$

$$I_{RT} = 1.25 * 2.4 = 3A$$

<sup>93</sup> Catálogo. Siemens. 2008. España Madrid.

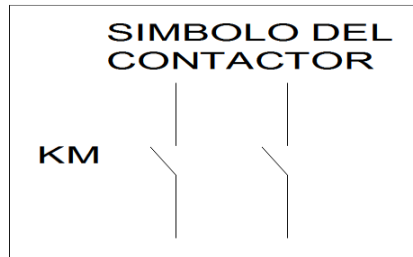
<sup>94</sup> Roldan V, José. Telemando para contactores. Editorial Paraninfo. España, Madrid. 2005.(6)

La intensidad del relé térmico  $I_{RT}$  se calcula en base a la intensidad a plena carga  $I_{plena\ carga}$  del motor que fue calculado en la ecuación 2.24, y el factor de sobrecarga para el sobrecalentamiento.

El relé térmico elegido es un bimetalico marca Schneider Electric con un rango de regulación de corriente de 6-10 A, que es el más aproximado para nuestro diseño. Al relé lo observamos en el **ANEXO 9**.

### 2.2.3 SELECCIÓN DE LOS CONTACTORES

El contactor se elige de acuerdo con las necesidades del circuito a gobernar. Para que la elección sea lo más correcta posible, se tendrá en cuenta lo siguiente:



**Figura 2.36: Símbolo del contactor<sup>95</sup>**

- ☞ Clase de corriente (cc. o ca.) de la red. En nuestro caso es ca.
- ☞ Tensión de la red (120V).
- ☞ Tensión de pilotaje de la bobina (120V).
- ☞ Tipo de receptor; tenemos un motor asíncrono y dos focos ahorradores
- ☞ Potencia del receptor; motor de ¼ HP y dos focos ahorradores de 20W
- ☞ In del receptor; la In del receptor es de 2.73 A como ya se calculó para la elección del breaker.
- ☞ Forma de arranque, el arranque es directo.
- ☞ El empleo del contactor es intermitente.
- ☞ La categoría de empleo del contactor a elegir es AC3, que sirve para el control de motores jaula de ardilla.

<sup>95</sup> Roldan V, José. Telemando para contactores. Editorial Paraninfo. España, Madrid. 2005.(6)

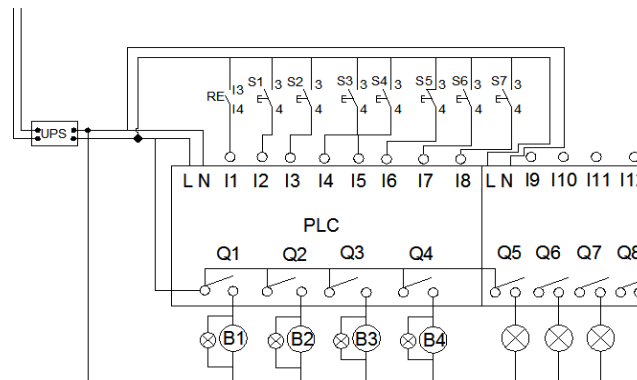
El contactor elegido según las características del sistema mencionadas anteriormente es un General Electric **ANEXO 10**, el cual tiene una tensión en la bobina de 120 V en AC y trabaja con una  $I_n$  de 10 amperios en la categoría AC3, este es el más aproximado para un motor de 0.25HP que tiene una intensidad a plena carga de 2,73 A . Estas características se las resume en la tabla 2.13.

**Tabla 2.13: Características del contactor general electric<sup>96</sup>**

Contactor General Electric				
Tipo	Bobina (V)	Intensidad (A)	Potencia del motor (HP) 220V	Contactos Auxiliares
CB0510	120	10	3	1NA

## 2.2.4 SELECCION DEL MODULO LOGICO PROGRAMABLE LOGO!

Siguiendo el diseño de los circuitos de mando de la práctica que utiliza más entradas y salidas, necesitamos 8 entradas y 7 salidas tal como lo observamos en la figura 2.37.





**Figura 2.37: Circuito de mando<sup>97</sup>**

Las opciones que nos ofrece Logo! las podemos observar en la tabla 2.14.

<sup>96</sup> Catálogo. Siemens. 2008. España Madrid.

<sup>97</sup> Autores

**Tabla 2.14: Variantes disponibles de Logo!**<sup>98</sup>

Símbolo	Designación	Alimentación	Entradas	Salidas	Características
	LOGO! 12/24RC	12/24 V CC	8 digitales <sup>(1)</sup>	4 relés de 10A	
	LOGO! 24	24 V c.c.	8 digitales <sup>(1)</sup>	4 transistores 24V / 0,3A	Sin reloj
	LOGO! 24RC <sup>(3)</sup>	24 V AC / 24 V DC	8 digitales	4 relés de 10A	
	LOGO! 230RC <sup>(2)</sup>	115...240 V CA/CC	8 digitales	4 relés de 10A	
	LOGO! 12/24RCo	12/24 V CC	8 digitales <sup>(1)</sup>	4 relés de 10A	Sin display Sin teclado
	LOGO! 24o	24 V DC	8 digitales <sup>(1)</sup>	4 transistores 24V / 0,3A	Sin display Sin teclado Sin reloj
	LOGO! 24RCo <sup>(3)</sup>	24 V AC / 24 V DC	8 digitales	4 relés de 10A	Sin display Sin teclado
	LOGO! 230RCo <sup>(2)</sup>	115...240 V CA/CC	8 digitales	4 relés de 10A	Sin display Sin teclado

Se escoge el logo!**230RC** el mismo que es el más apropiado para nuestro diseño debido a sus características como es la alimentación con 115 V, este tiene 8 entradas digitales y 4 salidas que tienen incorporados relés de protección de 10 A, el funcionamiento de las entradas lógicas se realiza de acuerdo al voltaje que ingresan en ellos, si tenemos un voltaje mayor a 79 V y amperaje mayor a 0.08 A la entrada digital nos marcara 1 activando esta entrada, por el contrario si tenemos un voltaje menor a 40 V y amperaje menor a 0.03mA la entrada digital marcara 0 desactivando de esta manera la entrada digital estas características las observamos en la tabla 2.15, el tiempo de retardo de cambio de 0 a 1 es de 50 ms y de 1 a 0 es de 50 ms.

**Tabla 2.15: Características de las entradas digitales**<sup>99</sup>

LOGO! 230 RC	
L1 =	85...265 V AC
I (115V AC)	15...40mA
I1...I8=	1 > 79 V AC; I > 0.08mA 0 < 40 V AC; I < 0.03mA

En la figura 2.38 se muestra la manera de conectar el logo!, en esta conexión el interruptor S1 afecta a la entrada I1 y el interruptor S2 a la entrada I2. El consumidor está conectado al relé Q1.

<sup>98</sup>Logo!. Manual del LOGO!. Siemens. Edición 06/2003. Alemania, Berlín. 2003.(8)

<sup>99</sup>Logo!. Manual del LOGO!. Siemens. Edición 06/2003. Alemania, Berlín. 2003.(53)

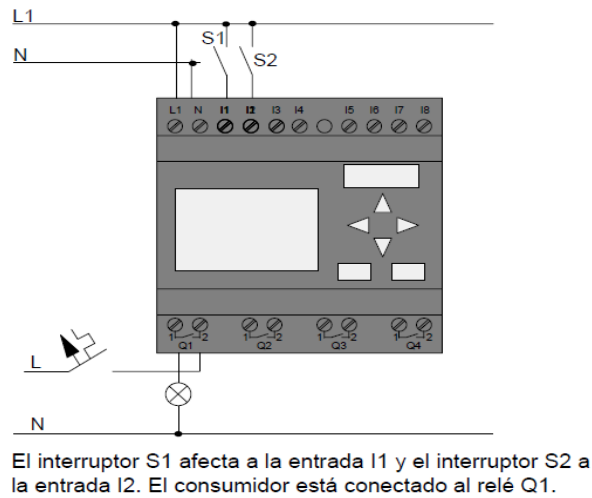


Figura 2.38: Modo de conexión del Logo!<sup>100</sup>

### Funciones básicas del Logo!

**Constantes y bornes – Co;** Las constantes y los bornes identifican entradas, salidas, marcas y niveles de tensión fijos (constantes).

- ☞ Las entradas digitales se identifican mediante una I. Los números de las entradas digitales (I1, I2,...) corresponden a los números de los bornes de entrada de LOGO! Basic y de los módulos digitales conectados en el orden de montaje. Como se observa en la figura 2.39.
- ☞ Las salidas digitales se identifican con una Q. Los números de las salidas (Q1, Q2,... Q16) correspondan a los números de los bornes de salida de LOGO! Basic y de los módulos de ampliación conectados en el orden de montaje, como se observa en la figura 2.39.

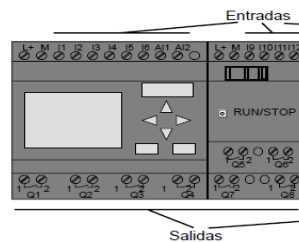


Figura 2.39: Salidas y entradas de Logo!<sup>101</sup>

<sup>100</sup>Logo!. Manual del LOGO!. Siemens. Edición 06/2003. Alemania, Berlín. 2003.(54)

<sup>101</sup>Logo!. Manual del LOGO!. Siemens. Edición 06/2003. Alemania, Berlín. 2003.(39)

**Lista de funciones básicas – GF;** Las funciones básicas son elementos lógicos sencillos del álgebra de Boole. Las entradas y funciones básicas se pueden negar de forma individual, es decir, que si en la entrada en cuestión hay un “1”, el programa utiliza un “0”; Si hay un “0”, se utiliza un “1”.

Al introducir un programa se encontrarán los bloques de funciones básicas en la lista GF. Existen las funciones básicas que se muestra en la tabla 2.16:

**Tabla 2.16: Funciones básicas GF<sup>102</sup>**

Representación en el circuito eléctrico	Representación en LOGO!	Designación de la función básica	Representación en el circuito eléctrico	Representación en LOGO!	Designación de la función básica
Conexión en serie contacto normalmente abierto		AND (AND)			O (OR)
		AND con evaluación de flanco	Conexión en paralelo contacto normalmente abierto		
		AND-NEGADA (NAND)	Conexión en serie contacto normalmente cerrado		O-NEGADA (NOR)
Conexión en paralelo contacto normalmente cerrado			Alternador doble		O-EXCLUSIVA (XOR)
		NAND con evaluación de flanco	Contacto norm. cerrado		INVERSOR (NOT)

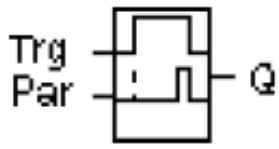
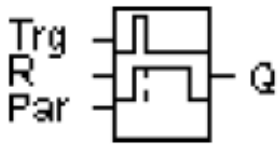
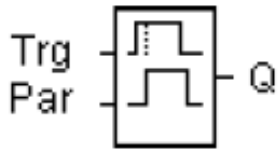
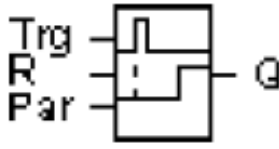
**Lista de funciones especiales – SF;** Al introducir un programa en LOGO!, en la lista SF aparecen los bloques de las funciones especiales. Es posible negar entradas y funciones especiales de forma individual, es decir, que si en la entrada en cuestión hay un “1”, el programa utiliza un “0”; Si hay un “0”, se utiliza un “1”.

En la tabla se indica si la función afectada posee remanencia parametrizable (Rem). Las funciones especiales se las muestra en las tablas 2.17, 2.18 y 2.19:

<sup>102</sup>Logo!. Manual del LOGO!. Siemens. Edición 06/2003. Alemania, Berlín. 2003.(94)



Tabla 2.17: Funciones especiales SF<sup>103</sup>

Representación en LOGO!	Designación de la función especial	Rem
<b>Tiempos</b>		
	Retardo a la conexión	Rem
	Retardo a la desconexión	Rem
	Retardo a la conexión/desconexión	Rem
	Retardo a la conexión con memoria	Rem

<sup>103</sup>Logo!. Manual del LOGO!. Siemens. Edición 06/2003. Alemania, Berlín. 2003.(95)

**Tabla 2.18: Funciones especiales SF<sup>104</sup>**

Representación en LOGO!	Designación de la función especial	Rem	Representación en LOGO!	Designación de la función especial	Rem
Trg Par	Relé de barrido (salida de impulsos)	Rem	<b>Contador</b>		
Trg R Par	Relé de barrido disparado por flanco	Rem	R Dir Par	Contador avance/retroceso	REM
En Inv Par	Generador de impulsos asíncrono	Rem	R En Par	Contador de horas de funcionamiento	Rem
En Par	Generador aleatorio		Fre Par	Interruptor de valor umbral	
Trg Par	Interruptor de alumbrado para escalera	Rem	<b>Interruptor</b>		
Trg R Par	Interruptor confortable	Rem	Ax Par	Conmutador analógico de valor umbral	
Nc1 Nc2 Nc3	Temporizador semanal		Ax Par	Interruptor analógico de valor umbral diferencial	
No	Temporizador anual		Ax Ay Par	Comparador analógico	
			En Ax Par	Vigilancia del valor analógico	

**Tabla 2.19: Funciones especiales SF<sup>105</sup>**

Representación en LOGO!	Designación de la función especial	Rem
Ax Par	Amplificador analógico	
<b>Otros</b>		
S R Par	Relé autoenclavador	REM
Trg S R Par	Relé de impulsos	REM
En P Par	Textos de aviso	
En Par	Interruptor de software	REM
In Trg Dir Par	Registro de desplazamiento	REM

<sup>104</sup>Logo!. Manual del LOGO!. Siemens. Edición 06/2003. Alemania, Berlín. 2003.(110)

<sup>105</sup>Logo!. Manual del LOGO!. Siemens. Edición 06/2003. Alemania, Berlín. 2003.(111)

### Módulo de ampliación


Como observamos en la figura 2.37 se necesita de 7 salidas digitales y el Logo! solamente nos proporciona 4, por lo que recurrimos a elegir un módulo de ampliación compatible con el modelo 230RC.

**Tabla 2.20: Compatibilidad de los módulos de ampliación<sup>106</sup>.**

Presentación Basic.	Módulos de ampliación					
	DM 8 12/24R	DM 8 24	DM 8 24R	DM 8 230R	AM2/ AM2 PT100	CM
LOGO! 12/24RC	x	x	x	–	x	x
LOGO! 24	x	x	x	–	x	x
LOGO! 24RC	x	x	x	–	x	x
LOGO! 230RC	–	–	–	x	x	x
LOGO! 12/24RCo	x	x	x	–	x	x
LOGO! 24o	x	x	x	–	x	x
LOGO! 24RCo	x	x	x	–	x	x
LOGO! 230RCo	–	–	–	x	x	x

Como podemos observar en la tabla 2.20, el módulo de ampliación compatible con el **230 RC** es un **DM 8 230 R**, este módulo cuenta con un voltaje de alimentación de 115 V, tiene 4 entradas digitales y 4 salidas con relés de 5 A estas características las observamos en la tabla 2.21.

**Tabla 2.21: Módulos de ampliación<sup>107</sup>**

Símbolo	Designación	Alimentación	Entradas	Salidas
	LOGO! DM 8 12/24R	12/24 V CC	4 digitales	4 relés de 5A
	LOGO! DM 8 24	24 V c.c.	4 digitales	4 transistores 24V / 0,3A
	LOGO! DM 8 24R <sup>(3)</sup>	24 V AC/DC	4 digitales	4 relés de 5A
	LOGO! DM 8 230R	115...240 V CA/CC	4 digitales <sup>(1)</sup>	4 relés de 5A
	LOGO! AM 2	12/24 V CC	2 analógicas 0 ... 10V ó 0 ... 20mA <sup>(2)</sup>	ninguna
	LOGO! AM 2 PT100	12/24 V DC	2 Pt100 –50 °C hasta +200 °C	ninguna

<sup>106</sup>Logo!. Manual del LOGO!. Siemens. Edición 06/2003. Alemania, Berlín. 2003.(14)

<sup>107</sup>Logo!. Manual del LOGO!. Siemens. Edición 06/2003. Alemania, Berlín. 2003.(9)

El módulo de ampliación se lo observa en la figura 2.40, el mismo que contiene las 4 entradas y 4 salidas.

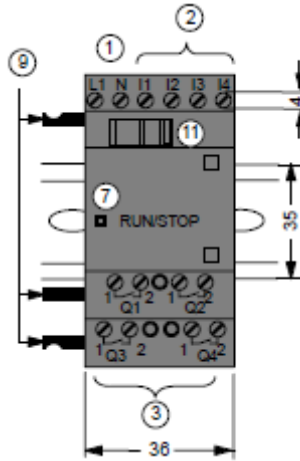


Figura 2.40: Módulo de Ampliación Logo! DM 8 230R<sup>108</sup>

### **Montaje de LOGO!**

LOGO! ofrece las dimensiones de los equipos de instalación estipuladas en la norma DIN 43880. LOGO! se puede fijar a presión en un perfil soporte de 35 mm de ancho según la norma DIN EN 50022 o se puede montar en la pared.

Anchura de LOGO!:

- ☞ LOGO! Basic tiene un ancho de 72 mm.
- ☞ Los módulos de ampliación de LOGO! tienen un ancho de 36 mm.

### **Montaje en el perfil soporte**

Para montar un LOGO! Basic y un módulo digital sobre un perfil soporte se considera las siguientes recomendaciones:

- ☞ Coloque LOGO! Basic sobre el perfil soporte.
- ☞ Gire LOGO! Basic hasta introducirlo en el perfil soporte. La guía deslizante situada en la parte trasera debe encajar en el perfil soporte.

<sup>108</sup>Logo!. Manual del LOGO!. Siemens. Edición 06/2003. Alemania, Berlín. 2003.(39)

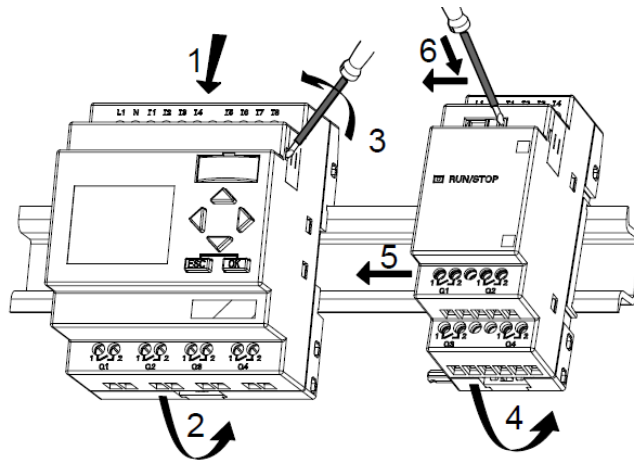


Figura 2.41: Montaje del Logo! con el módulo de ampliación<sup>109</sup>

- ☞ Retire la tapa del conector del lado derecho del LOGO! Basic/del módulo de ampliación de LOGO!
- ☞ Coloque el módulo digital a la derecha de LOGO! Basic sobre el perfil soporte.
- ☞ Deslice el módulo digital hacia la izquierda hasta alcanzar el LOGO! Basic.
- ☞ Con un destornillador, presione la guía deslizante integrada y empújela hacia la izquierda. Cuando alcance la posición final, la guía deslizante se engatillará en LOGO! Basic.

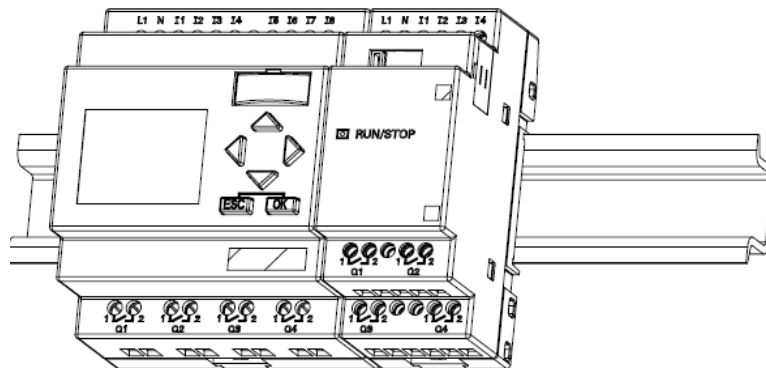


Figura 2.42: Posición adecuada del Logo! con su módulo de expansión<sup>110</sup>

<sup>109</sup>Logo!. Manual del LOGO!. Siemens. Edición 06/2003. Alemania, Berlín. 2003.(17)

<sup>110</sup>Logo!. Manual del LOGO!. Siemens. Edición 06/2003. Alemania, Berlín. 2003.(18)

### 2.2.5 ALIMENTACION DEL SISTEMA DE MANDO

Es un sistema de alimentación ininterrumpida. El UPS es un sistema de suministro eléctrico que posee una batería interna con el fin de seguir dando energía a un dispositivo en el caso de una interrupción eléctrica.

El UPS es de gran importancia en nuestro sistema eléctrico, debido a que el sistema de mando no debe desenergizarse en ningún instante para que se pueda realizar la transferencia eléctrica así como lo observamos en el diseño eléctrico de la figura 2.17, en este grafico nos podemos dar cuenta que el UPS nos sirve para alimentar al sistema de mando el mismo que consta de el LOGO! y las lámparas de señalización.

El UPS escogido para nuestro diseño cuenta con las siguientes características:

- ☞ Este es de serie **B-UPR505** marca **CDP**, esta cuenta con una línea interactiva que no descansa (No-Break), cuando la condición de flujo eléctrico es normal, el UPS le protege contra la sobretensión mientras utiliza la energía para cargar la batería interna. En situaciones donde el flujo experimenta problemas eléctricos, el UPS es capaz de suministrar inmediatamente corriente alterna a los equipos conectados.
- ☞ Controles potentes basados en microprocesadores para una mayor confiabilidad con regulación automática de voltaje.
- ☞ Detección de carga, entra en opción de descanso (Sleep Mode) cuando la carga es baja, generalmente cuando el consumo de los equipos conectados es  $\leq 30W$ .
- ☞ Protección de sobrecarga durante el modo de funcionamiento y de batería.
- ☞ Se puede encender sin conectarlo a la corriente.

#### Condiciones de trabajo

En la figura 2.43 podemos observar la numeración de los correspondientes literales:

1. Interruptor de encendido/Arranque en frío.
2. Indicador de operación normal.
3. Indicador modo batería/batería baja.
4. Indicador modo Stand-By/Sobrecarga, Indicador de falla.

5. Protección de fax MODEM
6. Tomas de respaldo de batería.
7. Tomas de supresión de picos.
8. Breaker de sobrecarga.
9. Cable de alimentación CA.

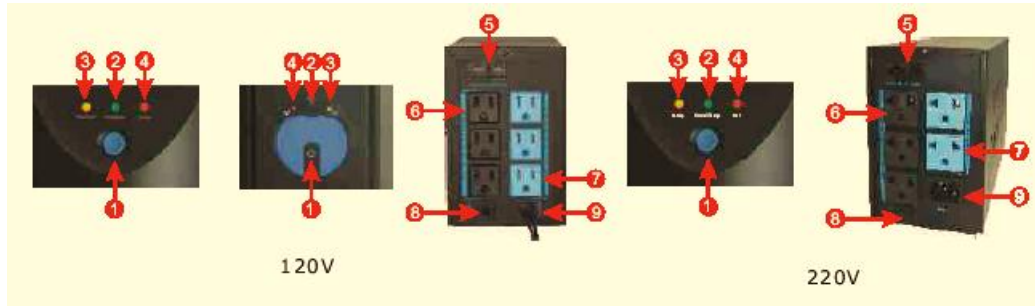


Figura2.43: Partes del UPS

A continuación se muestra en la tabla 2.22 las especificaciones técnicas del UPS:

Tabla 2.22: Especificaciones técnicas del UPS

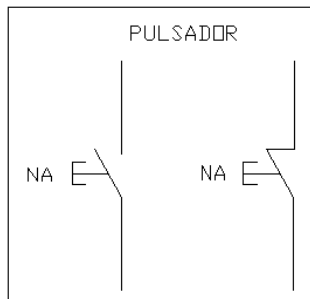
<b>Especificaciones Técnicas del UPS</b>	
Modelo	B-UPR505
Entrada Maxima (VA/W)	550/330
Salida Máxima (VA/W) tomas respaldo	500/300
Tiempo de autonomia para una PC	DE 5 a 30 minutos
Voltaje Nominal (Vca)	120
Rango de entrada (Vca)	85-145
Frecuencia de entrada y salida (Hz)	60
Vltaje de salida (Vca)	120
Tomas Nema 5-15 B-505	4 batería auxiliar, 1 solo de supresión de picos
Longitud del cable de alimentación (mts)	1.5
Indicador de batería baja	Sí
Indicador de sustitución de batería	Sí
Indicador de Operación Normal	Sí
Alarma sonora	Sí
Arranque en frío	Sí
Indicador de modo batería	Sí
Peso (Kg/lbs)	6/13.2
Dimensiones (Largo/Ancho/Alto) (mm)	327 x 165 x 215

Como podemos observar la potencia de salida es 300W, cuenta con un voltaje de entrada y salida de 120 V con una duración de autonomía de 5 a 30 min.

## 2.2.6 SELECCION DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA DE MANDO Y SEÑALIZACION

### PULSADORES

Es un elemento que permite el paso o interrupción de la corriente mientras es accionado. Cuando ya no se actúa sobre él vuelve a su posición de reposo, su símbolo es el que podemos apreciar en la figura 2.44.



**Figura 2.44: Símbolo del pulsador**

Puede ser el contacto normalmente cerrado en reposo NC, o con el contacto normalmente abierto NA.

- ☞ **Rojo.**- Al pulsar se realiza un paro en el funcionamiento del circuito.
- ☞ **Verde.**-Al presionar, entra a sus condiciones normales de funcionamiento.

Para nuestro sistema eléctrico seleccionamos los pulsadores normalmente abiertos que soporten 120 V, ya que son los que se acoplan con el diseño. **ANEXO 12.**

### PULSADORES DE RETENCIÓN

Para nuestro diseño utilizamos pulsadores de retención normalmente cerrado NC que soporten 120 V, estos con el fin de que al momento de producirse una falla en el sistema al pulsar se produce un paro total en el sistema. En la figura 2.45 podemos observar el símbolo de este. (**ANEXO 13**)



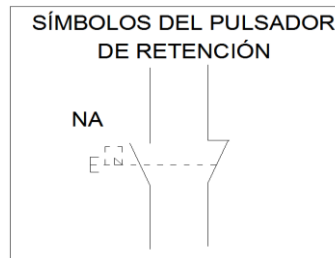


Figura 2.45: Símbolo del pulsador de retención

### LAMPARAS DE SEÑALIZACIÓN

Estas lámparas de señalización nos sirven en el diseño para indicar los accionamientos de los contactores y además de alarmas por mal funcionamiento o cortocircuito del sistema, estas lámparas actúan según su color.

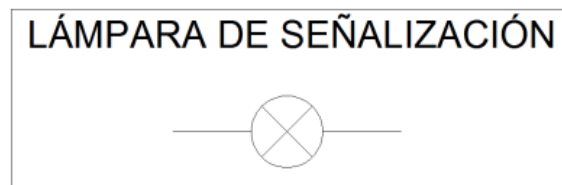


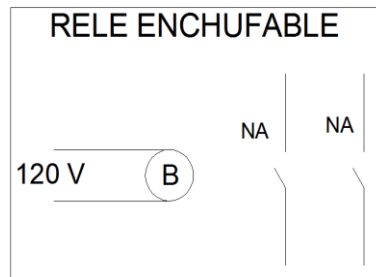
Figura 2.46: Símbolo de la lámpara de señalización

- ☞ **Rojo.-** Advertencia de un posible peligro o de un estado que requiera una acción inmediata de paro en el funcionamiento.
- ☞ **Verde.-** Indica las condiciones seguras de funcionamiento o luz verde para seguir funcionando.

En el diseño del sistema eléctrico se escoge lámparas de señalización que trabajen con un voltaje de 120 V. **ANEXO 14.**

### RELÉS INDUSTRIALES ENCHUFABLES FINDER

Son relés individuales pequeños y potentes. Poseen accionamiento manual para pruebas. La palanca de prueba no se retiene al ser presionada. Para que esta palanca sea usada con retención, deberá presionársela hasta alcanzar una posición de 90°, rompiéndose dos pequeños picos, quedando lista para ser usada con retención, el símbolo de este se lo observa en la figura 2.47.



**Figura 2.47: Símbolo del relé enchufable**

El relé enchufable cuando está desenergizado mantiene los contactos normalmente abiertos, por el contrario cuando se le aplica a la bobina 120 V los contactos se cierran cumpliendo así con su objetivo.

Según el diseño se considera optar por el relé Finder tipo 55.32, el mismo que consta de dos conmutados normalmente abiertos y una tensión de alimentación a la bobina de 120 V. **ANEXO 15.**

### **APARATOS DE MEDIDA**

Los sistemas eléctricos precisan aparatos de medida como es el voltímetro, amperímetro y frecuencímetro. En el banco de transferencia eléctrica se requiere el voltaje, amperaje y frecuencia de los aparatos eléctricos instalados en este, los datos obtenidos permitirá conocer la situación real de los receptores eléctricos, aparatos de telemando y la carga de las redes eléctricas.

- ☞ En el diseño se requiere de un voltímetro con una escala de 0 a 300 V en corriente alterna, el voltímetro elegido es de marca **Camsco**. **ANEXO 16.**



**Figura 2.48: Conexión del voltímetro**

- De acuerdo al diseño se requiere de un amperímetro con una escala de 0 a 10 A en corriente alterna, el amperímetro elegido es de marca **Camsco. ANEXO 16.**

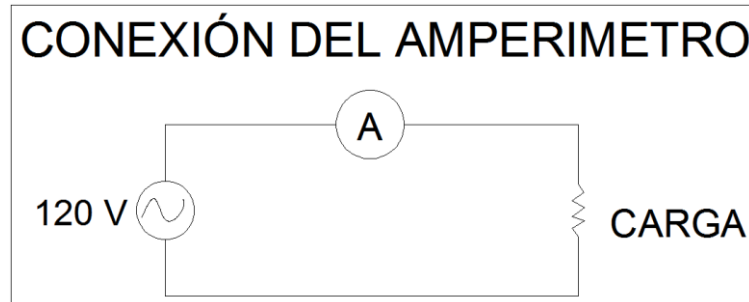


Figura 2.49: Conexión del amperímetro

- El frecuencímetro del diseño eléctrico debe contar con una escala de 55 a 65 Hz, el frecuencímetro elegido es un **Camsco. ANEXO 16.**

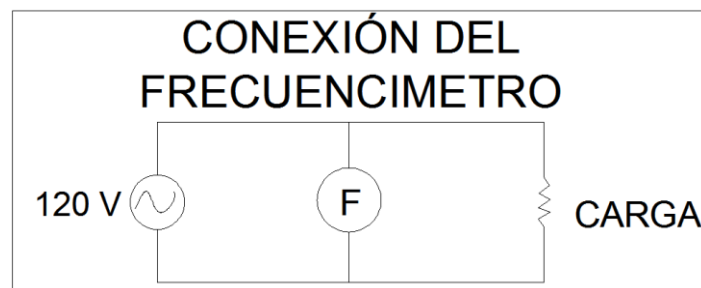


Figura 2.50: Conexión del frecuencímetro

### 2.2.7 SELECCIÓN DEL CABLEADO

Para la elección del cableado, se lo realizó con una longitud aproximada de 10m de los breaker de alimentación hacia la carga.

Esto se lo realizó con un máximo de 3% de caída de tensión. La longitud del breaker a la carga es de 10m aproximadamente, para este cálculo aplicamos la ecuación 2.22 que fue explicada en el apartado 2.1.9.

$$S = (2 * L * \rho * I * 1.25) / (\Delta V * V) \quad 2.22$$

$$S = (2 * 10 * 0.01678 * 2.73 * 1.25) / (3 * 120)$$

$$S = 0.00318 \text{ mm}^2$$

Dónde:

$S$  = Sección del conductor en  $[\text{mm}^2]$

$L$  = Longitud del alimentador en metros  $[\text{m}]$

$\rho$  = Resistividad del cobre igual a  $0,01678 [\Omega \text{ mm}]$

$I$  = Intensidad nominal de la carga  $[\text{A}]$

$\Delta V\%$  = Caída de tensión en porcentaje

$V$  = Voltaje en voltios  $[\text{V}]$

Debemos tomar en cuenta que el 2 de la fórmula es porque tenemos fase y neutro en el cableado y el 1.25 es un factor de seguridad del cable Según la tabla del **ANEXO 6**, para esta sección tenemos un cable #18 AWG-TFF.

### **2.2.8 PUESTA A TIERRA DE LOS EQUIPOS**

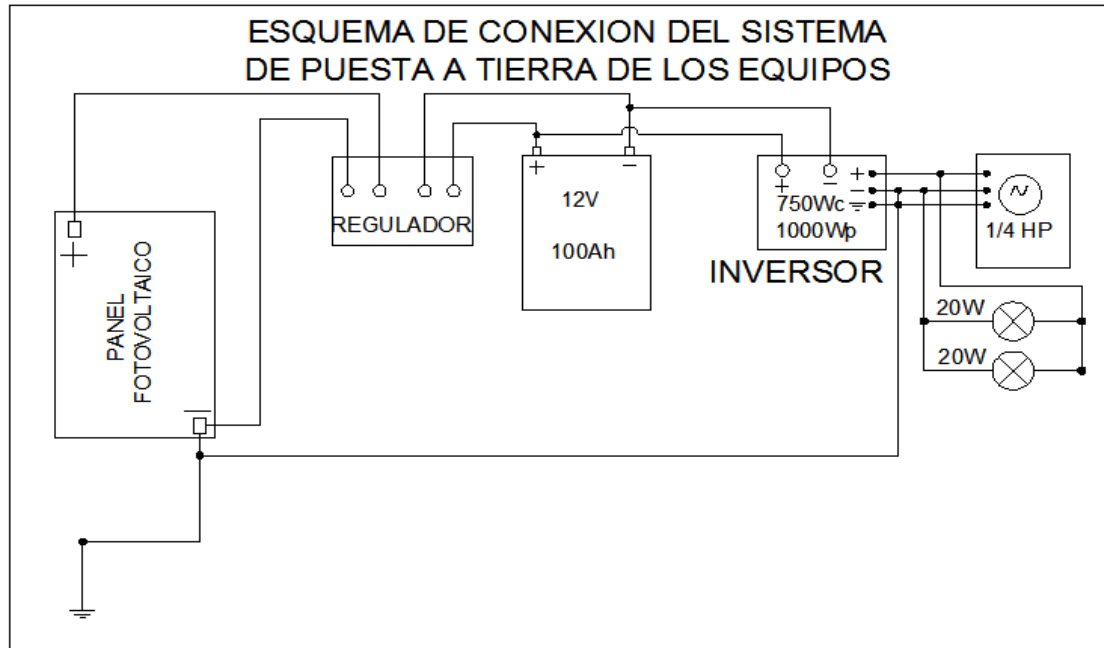
El propósito de conectar a tierra cualquier sistema eléctrico es prevenir que corrientes no deseadas fluyan a través de los equipos o de personas y causen daños materiales o afectación a la salud. Las descargas atmosféricas, fallas naturales y causadas por el hombre pueden causar sobre voltaje en sistemas que normalmente operan a bajo voltaje. Una conexión a tierra adecuada limita los posibles daños causados por una falla de este tipo.

#### **2.2.8.1 ESQUEMA DE CONEXIÓN DE PUESTA A TIERRA DE LOS EQUIPOS**

El conductor negativo en DC y el conductor negativo en AC deben estar puestos a tierra, haciendo una conexión sólida mediante una barra clavada, de preferencia en un lugar húmedo. Se debe conectar solamente un punto a tierra, para prevenir la posibilidad de corrientes de falla no deseadas fluyendo entre varios puntos de conexión.

Los equipos y todo gabinete metálico deben estar conectados a tierra mediante un conductor común. El cable de conexión a tierra debe tener el calibre necesario para manejar la máxima corriente que puede fluir en el circuito.

El esquema escogido para nuestro banco de transferencia eléctrico se lo denomina TN tienen un punto de la alimentación, generalmente el neutro o compensador, conectado directamente a tierra y las masas de la instalación receptora conectadas a dicho punto mediante conductores de protección. A esta conexión la podemos observar en la figura 2.51.



**Figura 2.51: Conexión a tierra del generador fotovoltaico<sup>111</sup>**

Esquema TN: En el que las funciones de neutro y protección están combinados en un solo conductor en todo el esquema

T = Conexión directa de un punto de la alimentación a tierra.

N = Masas conectadas directamente al punto de la alimentación puesto a tierra (en corriente alterna, este punto es normalmente el punto neutro).

### 2.2.8.2 ELECCIÓN DEL CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA

El conductor es elegido de acuerdo a la máxima corriente que va a soportar la carga, como vimos en el cálculo de los breakers el máximo de corriente a soportar es de 2.73 A de acuerdo al **ANEXO 6** se escoge un #18 AWG-TFF.

<sup>111</sup> Autores

El conductor se colocara en una varilla copperweld de 1.80m que estará clavada en el piso. **ANEXO 17.**

### **2.3. FUNCIONAMIENTO DEL BANCO DE TRANSFERENCIA ELECTRICA AUTOMATICA**

Luego de haber dimensionado el banco de transferencia eléctrica, se procede a demostrar el funcionamiento de este, para su funcionamiento realizamos la transferencia eléctrica de forma manual y automática con un mando a distancia.

#### **2.3.1 FUNCIONAMIENTO DE LA TRANSFERENCIA ELECTRICA SIN CARGA**

Para verificar el funcionamiento comenzamos diseñando el sistema de fuerza y sistema de mando, este diseño eléctrico lo observamos en la figura 2.52.

En el sistema de fuerza utilizamos 2 breakers uno para la alimentación principal y otro para la alimentación auxiliar, también se utiliza un detector de fase que en este caso es un relé enchufable, se utiliza dos contactores que son los que realizan la transferencia eléctrica y aparatos de medida para mantener el sistema estable.

El sistema de mando esta alimentado por un UPS el mismo que nos sirve para mantener energizado este sistema todo el tiempo, se utiliza un Logo! 230 RC que nos sirve para ejecutar los mandos eléctricos automáticamente de acuerdo a las señales de voltaje que recibe de los pulsadores, para trasladarlos a las bobinas de los contactores y lámparas de señalización.

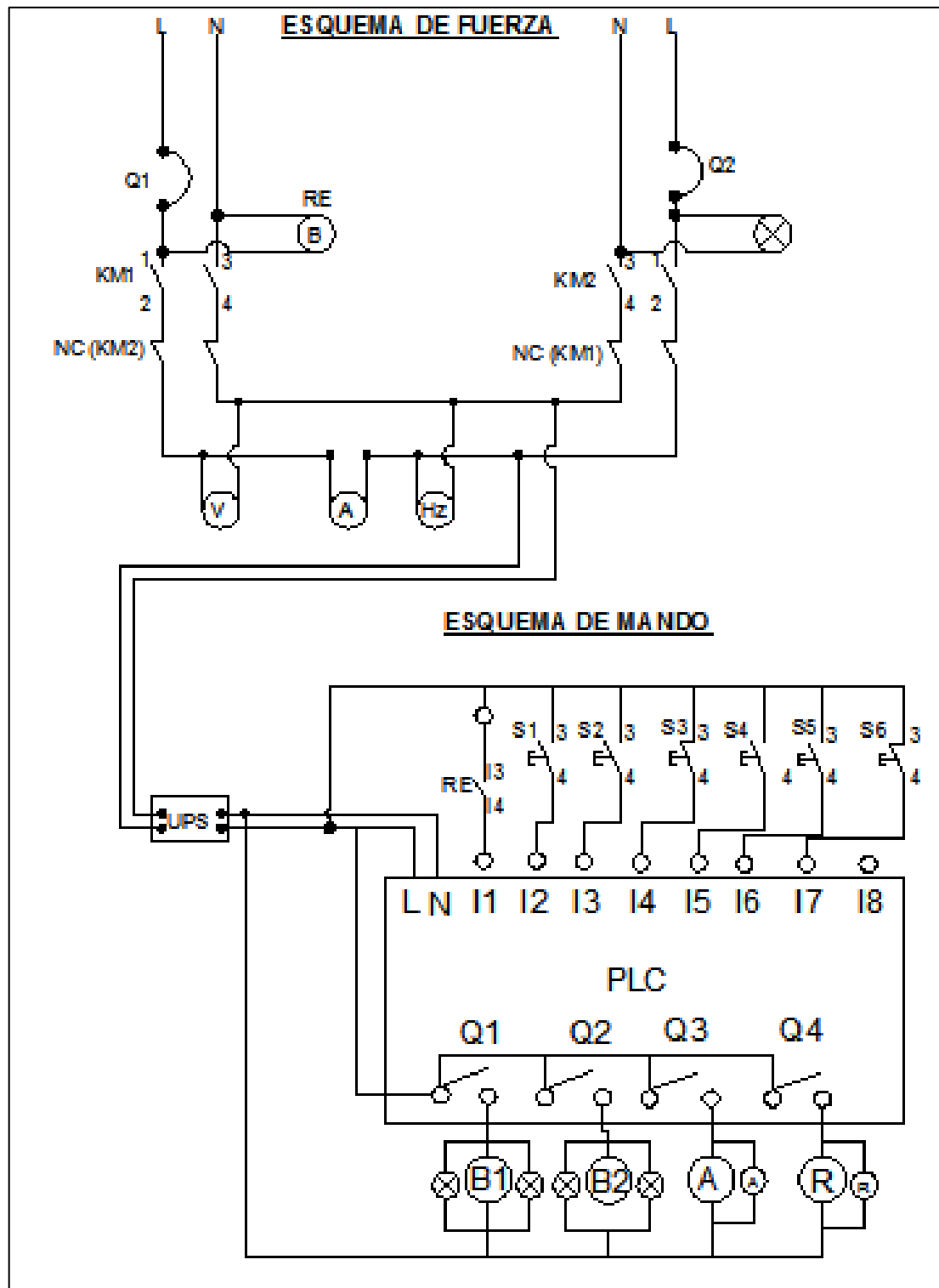


Figura 2.52: Sistema de fuerza y mando de la transferencia eléctrica sin carga<sup>112</sup>

<sup>112</sup> Autores

- Continuando con el diseño procedemos a realizar el diseño lógico para la automatización del sistema eléctrico, el mismo que es realizado con el software del Logo!

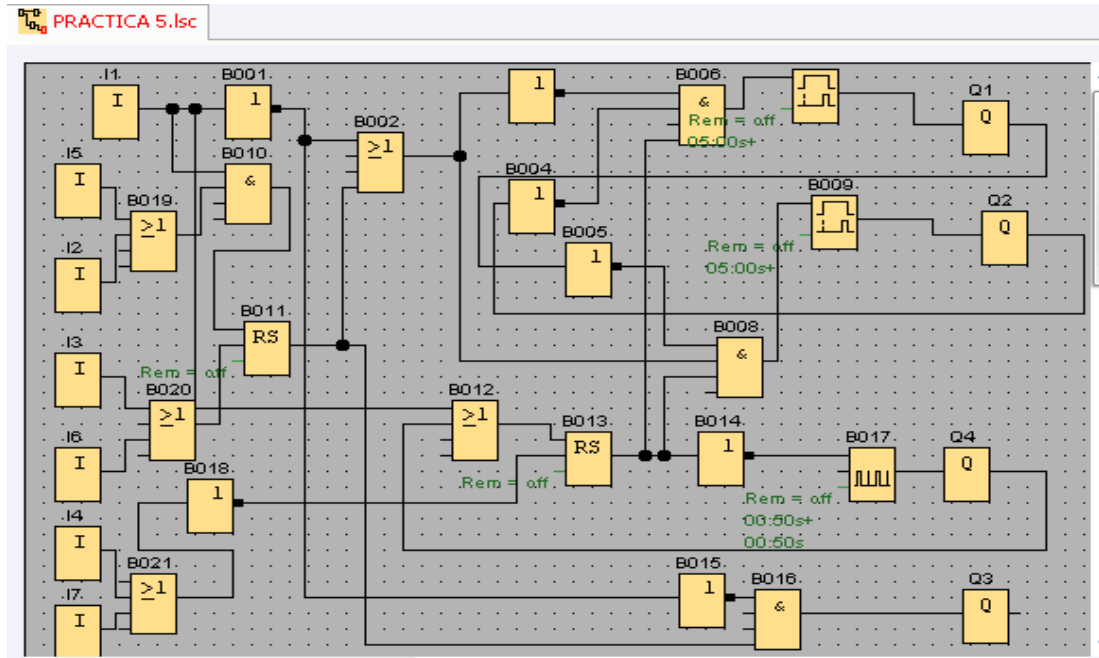


Figura 2.53: Diseño lógico de la transferencia eléctrica sin carga<sup>113</sup>

En el diseño lógico de la figura 2.53, la entrada I1 corresponde a la señal que nos proporciona el relé enchufable esta señal es la que da el mando para realizar la transferencia eléctrica automática, las entradas I5 e I2 corresponden al pulsador S1 y S4 estos nos sirven para realizar la transferencia eléctrica de forma manual y a distancia, las entradas I3 e I6 se sirven de las señales de los pulsadores S2 y S5 estos nos sirven para realizar la transferencia eléctrica cuando ya hay energía en la alimentación principal esto cuando hacemos la transferencia manual y las entradas digitales I4 e I7 reciben las señales de los pulsadores con retención S3 y S6 estos nos sirven para paradas de emergencia.

### Funcionamiento

Transferencia eléctrica manual: La red principal está en funcionamiento se activa la salida Q1 y se energiza la bobina KM1 entrando en maniobra el sistema. Al pulsar S1 o

<sup>113</sup> Autores



S4 se desactiva la salida Q1 y se desenérgiza la bobina KM1 y luego de 5s se activa la salida Q2 energizando la bobina KM2 que es alimentada por el red secundaria (GFV) y el sistema sigue en maniobra.

Transferencia eléctrica automática: La red principal (EERSSA) entra en funcionamiento se activa la salida Q1 y se energiza la bobina KM1 y el sistema entra en maniobra, al salir de funcionamiento la red principal, el RE manda una señal al PLC y se desenérgiza la bobina KM1 y luego de 5s entra automáticamente a funcionar la red secundaria (FGV) la cual activa la salida Q2 y energiza la bobina KM2 entrando nuevamente en maniobra el sistema.

El pulsador S3 o S6 es de retención y se lo utiliza para paradas de emergencia.

### **2.3.2 FUNCIONAMIENTO DE LA TRANSFERENCIA ELECTRICA CON CARGA**

Con el diseño anterior comprobamos el funcionamiento de la transferencia eléctrica sin carga, por lo que para comprobar el funcionamiento con carga se realiza una secuencia automática de funcionamiento de la transferencia eléctrica, arranque del motor y encendido de las luminarias, para lo cual se realiza el diseño del sistema de fuerza y mando que se muestra en la figura 2.54.

En el sistema de fuerza utilizamos 2 breakers uno para la alimentación principal y otro para la alimentación auxiliar, también se utiliza un detector de fase que en este caso es un relé enchufable, se utiliza 4 contactores que son los que realizan la transferencia eléctrica, el encendido del motor y las luminarias también se utiliza los aparatos de medida para mantener el sistema estable.

El sistema de mando esta alimentado por un UPS el mismo que nos sirve para mantener energizado este sistema todo el tiempo, se utiliza un Logo! 230 RC y módulo de ampliación DM8 230 R que nos sirven para ejecutar los mandos eléctricos automáticamente de acuerdo a las señales de voltaje que recibe de los pulsadores, para trasladarlos a las bobinas de los contactores y lámparas de señalización.

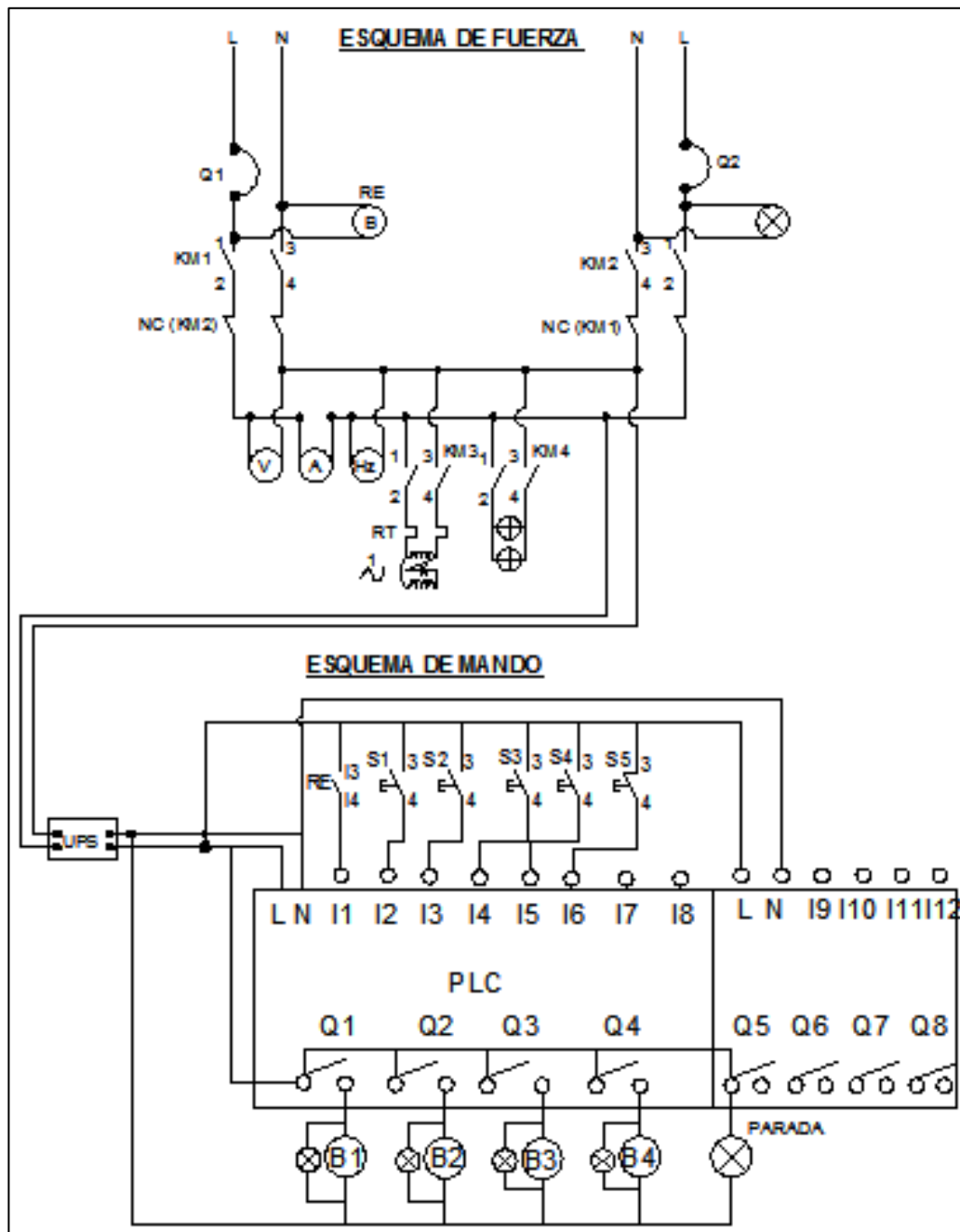


Figura 2.54: Sistema de fuerza y mando de la transferencia eléctrica con carga<sup>114</sup>

<sup>114</sup> Autores

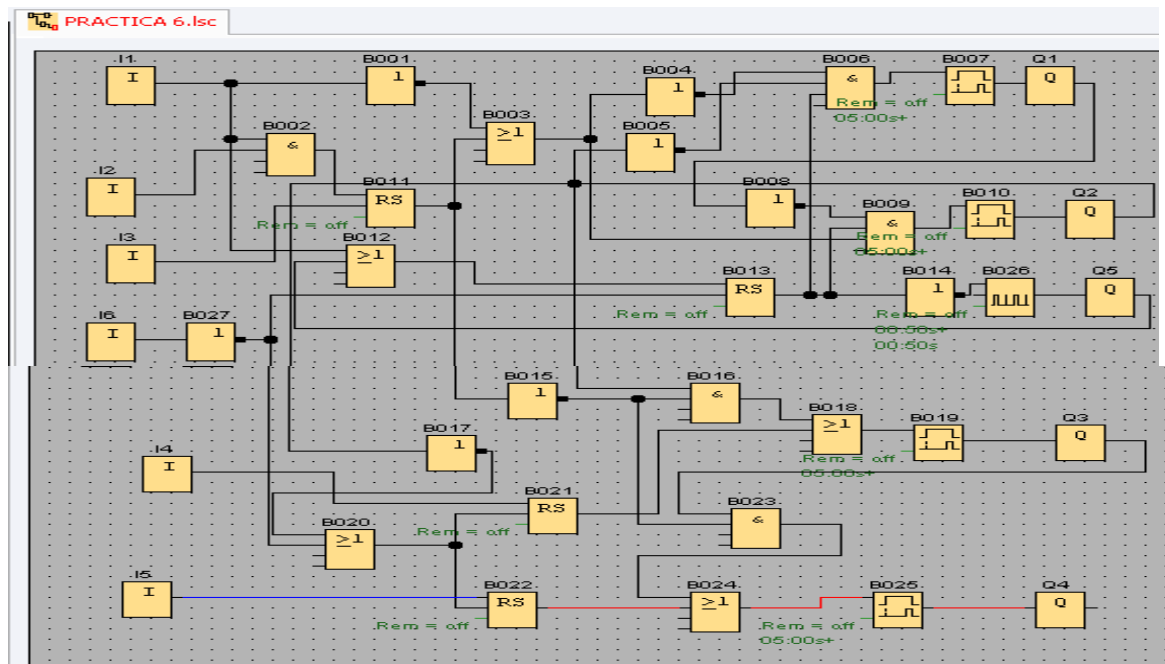


Figura 2.55 Diseño lógico de la transferencia eléctrica con carga.<sup>115</sup>

La entrada I1 corresponde a la señal que nos proporciona el relé enchufable esta señal es la que da el mando para realizar la transferencia eléctrica automática, las entradas I2 e I3 son comandadas por los pulsadores S1 y S2 estos nos sirven para realizar la transferencia eléctrica de forma manual, las entradas I4 e I5 reciben la señal de los pulsadores S3 y S4 estas nos sirven para encender el motor y las luminarias respectivamente y la entrada I6 que es comandada por un pulsador de retención sirve para paradas de emergencia.

las entradas I5 e I2 corresponden al pulsador S1 y S4 estos nos sirven para realizar la transferencia eléctrica de forma manual y a distancia, las entradas I3 e I6 se sirven de las señales de los pulsadores S2 y S5 estos nos sirven para realizar la transferencia eléctrica cuando ya hay energía en la alimentación principal esto cuando hacemos la transferencia manual y las entradas digitales I4 e I7 reciben las señales de los pulsadores con retención S3 y S6 estos nos sirven para paradas de emergencia.

<sup>115</sup> Autores

## **Funcionamiento**

La red principal (EERSSA) entra en funcionamiento se activa la salida Q1 y se energiza la bobina KM1 y el sistema entra en maniobra, al salir de funcionamiento la red principal, el RE manda una señal al PLC y se desenérgiza la bobina KM1 y luego de 5s entra automáticamente a funcionar la red secundaria (FGV) la cual activa la salida Q2 y energiza la bobina KM2 entrando nuevamente en maniobra el sistema.

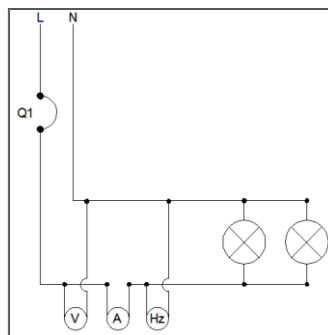
Luego al pulsar S3 después de 5s se energiza la bobina KM3 y enciende el motor y luego de 5s pulsamos S4 se energiza la bobina KM4 encendiendo las luminarias.

El pulsador S5 es de retención y se lo utiliza para parar el sistema y paradas de emergencia.

### **2.3.3 ANALISIS DEL COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA ELECTRICO**

Para realizar este análisis los paneles fotovoltaicos se conectan toda una mañana para mantener estable la carga de la batería.

- ☞ Para el análisis se realiza una curva intensidad-voltaje de la alimentación secundaria durante un periodo de una hora, con una carga de 200 W para ello conectamos dos luminarias incandescentes conectadas en paralelo tal como observamos en la figura 2.56 y además verificamos el comportamiento de la frecuencia.



**Figura 2.56: Conexión en paralelo de los focos incandescentes<sup>116</sup>**

<sup>116</sup> Autores

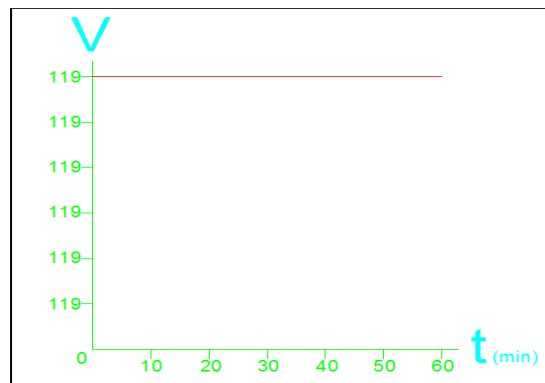
Al cerrar Q1 se encienden las dos luminarias, de 100 W, a partir de este momento se las hace funcionar por un período de 1 hora, los datos obtenidos se muestran en la tabla 2.23.

**Tabla 2.23: Tabla de datos de funcionamiento<sup>117</sup>**

t (min)	U (V)	I (A)	F (Hz)
0	0	0	0
1	119	1.3	60
10	119	1.45	60
20	119	1.45	60
30	119	1.45	60
40	119	1.45	60
50	119	1.45	60
60	119	1.45	60

La frecuencia de nuestro sistema se mantiene constante en todo el periodo medido, con esto corroboramos que la frecuencia del generador fotovoltaico se mantiene en buenas condiciones

Para el análisis del voltaje con respecto al tiempo se realiza la figura 2.61.



**Figura 2.57: Análisis del voltaje con respecto al tiempo<sup>118</sup>**

Como podemos observar en la figura 2.57 el voltaje respecto al tiempo es constante, por lo que en ningún instante existe caída de voltaje en el sistema de generación fotovoltaica.

<sup>117</sup> Autores

<sup>118</sup> Autores

Para el análisis de la intensidad con respecto al tiempo se realiza la figura 2.58.

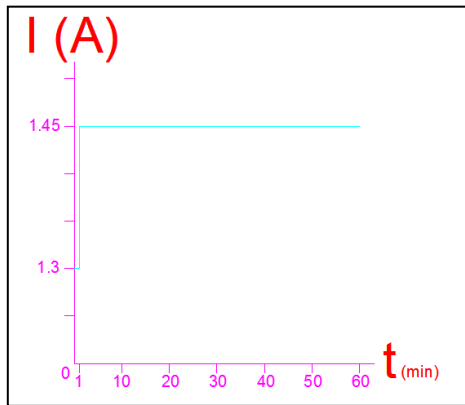


Figura 2.58: Analisis de la corriente respecto al tiempo.<sup>119</sup>

La intensidad respecto al tiempo es casi constante, solamente en un minuto se registra un amperaje de 1.3 A, a partir de ese instante la carga mantiene su consumo de corriente constante.

- ☞ También se realiza un estudio del comportamiento del sistema eléctrico con una carga de 386.5 W, que comprende el motor de  $\frac{1}{4}$  HP y dos luminarias incandescentes de 100W, para lo cual conectamos en paralelo los focos y el motor tal como se observa en la figura 2.59, y también verificamos el comportamiento de la frecuencia.

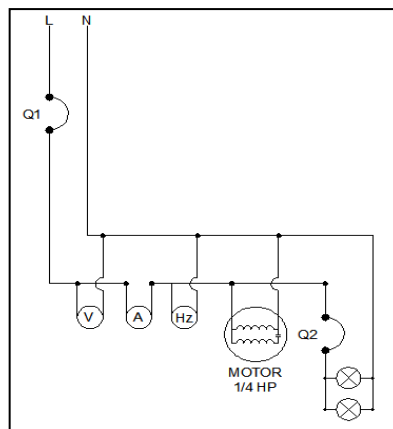


Figura 2.59: Conexión en paralelo del motor con los focos ahorradores<sup>120</sup>

<sup>119</sup> Autores

<sup>120</sup> Autores

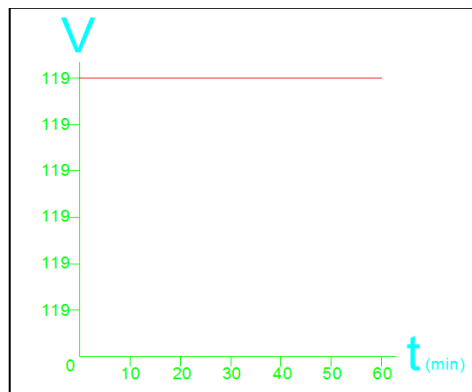
Al cerrar Q1 y Q2 se encienden las dos luminarias de 100 W y el motor de  $\frac{1}{4}$  HP, a partir de este momento se las hace funcionar por un período de 1 hora, los datos obtenidos se muestran en la tabla 2.24.

**Tabla 2.24: Tabla de datos de funcionamiento<sup>121</sup>**

t (min)	U (V)	I (A)	F (Hz)
0	0	0	0
1	119	2.65	60
10	119	2.68	60
20	119	2.68	60
30	119	2.68	60
40	119	2.68	60
50	119	2.68	60
60	119	2.68	60

La frecuencia de nuestro sistema se mantiene constante en todo el periodo medido, con esto corroboramos que la frecuencia del generador fotovoltaico se mantiene en buenas condiciones

Para el análisis del voltaje con respecto al tiempo se realiza la figura 2.60.



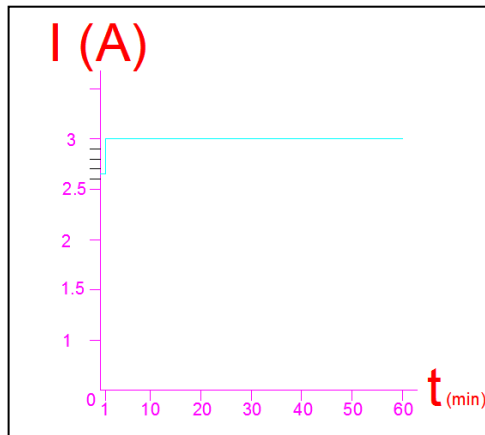
**Figura 2.60: Análisis del voltaje respecto al tiempo<sup>122</sup>**

Como podemos observar en la figura 2.60 el voltaje respecto al tiempo es constante, por lo que en ningún instante existe caída de voltaje en el sistema de generación fotovoltaica.

<sup>121</sup> Autores

<sup>122</sup> Autores

Para el análisis de la intensidad con respecto al tiempo se realiza la figura 2.61.



**Figura 2.61: Análisis del amperaje respecto al tiempo** <sup>123</sup>

La intensidad respecto al tiempo es casi constante, solamente en el primer minuto se registra un amperaje de 2.65A, a partir de este instante la carga mantiene su consumo de corriente constante.

- ☞ El comportamiento del sistema eléctrico se mantiene de forma normal incluso cuando está sobrecargado y en el tiempo de una hora que fue el tiempo estimado para el cálculo de la demanda eléctrica, los parámetros como el voltaje, intensidad y frecuencia se mantienen en estado óptimo. Evidenciando que el sistema eléctrico diseñado trabaja correctamente.

---

<sup>123</sup> Autores



## III. RESULTADOS

### 3.1 ANALISIS DE LOS RESULTADOS

El análisis de los resultados lo realizamos tomando en cuenta los cálculos realizados en el capítulo II, y de esta manera dimensionamos los equipos elegidos para nuestro proyecto.

#### 3.1.1 GENERADOR FOTOVOLTAICO

De acuerdo con el esquema de la figura 2.1, se puede observar que éste contiene un panel solar, un controlador de carga, una batería, un inversor de corriente y el conductor mediante el cual realizamos las diferentes conexiones, estos equipos se eligieron en base a los cálculos realizados. Los podemos observar en los siguientes párrafos:

- ☞ Para el diseño de nuestro proyecto, se eligió un módulo de marca Exmorx Solar modelo SM 100P tipo polycristalino silicón, con capacidad de 100Wp, y una corriente pico de 6.12 A, y voltaje a máxima potencia de 16.4V observar la tabla 2.4.
- ☞ El Controlador de carga trabaja con una intensidad de 20.7A, que para nuestro proyecto elegimos un Regulador Apple 12-6220, que tiene una capacidad de 20A cuyas especificaciones se encuentran en la tabla 2.7 del proyecto. Cumple con los requerimientos que son: la prevención de sobrecarga de la batería, desconexión por bajo voltaje en la carga, regulación y control de carga.
- ☞ Se ha elegido una batería, marca Coopower Battery con una capacidad de 100Ah y de 12 voltios en CC, como se muestra en el ANEXO 4.
- ☞ El inversor que se escogió para nuestro diseño es de la fábrica Samplex Model PST-60S-12A, que nos proporciona una potencia continua de 600 W y una potencia pico de 1000W, como observamos en la tabla 2.10.
- ☞ La sección del conductor para la instalación del panel solar y el regulador de carga para una distancia de 15m de longitud es  $0.23 \text{ mm}^2$ , y según la tabla del ANEXO 6 para esta sección elegimos un conductor #18 AWG-TFF.

### 3.1.2 EQUIPOS DEL BANCO DE TRANSFERENCIA ELECTRICA AUTOMATICA.

En la figura 2.18 podemos observar los aparatos eléctricos que conforman el banco, estos fueron elegidos con base científica y mediante cálculos de acuerdo a su aplicación:

- ☞ La sección del conductor para la instalación de la batería, el inversor, luminarias ahorradoras e incandescentes, motor y para las diferentes practicas es  $0.055 \text{ mm}^2$  ya que en todas las practicas tenemos longitudes menores a las consideras para los cálculos de los conductores a según la tabla del ANEXO 6 para esta sección escogemos un conductor #18 AWG-TFF.
- ☞ En la configuración del sistema eléctrico de la figura 2.16 podemos ver el funcionamiento de todo el equipo. El generador de energía para el banco está conformado por una alimentación principal de la empresa eléctrica y la alimentación secundaria que la genera los paneles solares, sistema de carga (controlador de carga y batería), transferencia eléctrica (relé enchufable, LOGO! y módulo de ampliación), inversor de corriente y las cargas (luminarias ahorradoras e incandescentes y motor A.C.)
- ☞ Se ha elegido 2 breakers, uno para la línea principal de alimentación y otro para la red secundaria que soportan una intensidad nominal de 2.73 A, según la tabla 2.12 el más próximo a nuestra necesidad es el 5SX1 104-7, con voltaje nominal de 415 VCA y una intensidad nominal de 4 amperios.
- ☞ La elección de la protección contra sobre cargas para el motor es un relé bimetalico marca Schneider Electric con un rango de regulación de corriente de 6-10 A, que es el más aproximado para nuestro diseño, observar el ANEXO 9.
- ☞ Según la tabla 2.13, utilizamos 5 contactores de marca General Electric, con una tensión en la bobina de 120V en AC y trabaja con una  $I_n$  de 10A en la categoría AC3, para un motor de 0.5HP que es el más aproximado a nuestra carga.
- ☞ De acuerdo a los planos y diagramas realizados en las guías de prácticas, necesitamos un MODULO LOGICO PROGRAMABLE LOGO! 10E/6S y según las características técnicas el modulo lógico básico que utilizamos es el LOGO! 230RC, para una tensión de alimentación de 110VAC, 8E/4S y una

corriente máxima de salida 2 amperios y categoría de contactor AC3. También se requiere un módulo de expansión LOGO! DM 8 230 R, el cual contiene 4 entradas y 4 salidas, observas las tablas 00 y 00

- ☞ Utilizamos un UPS del TIPO CDP 500VA, como se muestra en la figura 2.43.
- ☞ De acuerdo a los planos y diagramas en las guías de prácticas, necesitamos 7 pulsadores NA, dos pulsadores de retención y 8 luminarias de señalización. Se debe indicar que la tensión de operación es de 120V.
- ☞ Para nuestro proyecto utilizamos un relé del tipo Finder tipo 55.32, el mismo que cuenta con 2 contactos conmutados y voltaje de bobina 115V en AC, como podemos observar en la figura 2.47.
- ☞ En la tabla 2.51 se muestra el diseño de la conexión de puesta a tierra de los equipos del sistema de transferencia eléctrica automática.
- ☞ En el siguiente esquema se aprecia el banco de transferencia eléctrica con el montaje de todos sus equipos.

## **IV. DISCUSIÓN, ANALISIS TECNICO ECONOMICO Y AMBIENTAL**

### **4.1 DISCUSION**

El uso de Sistemas Automatizados en la actualidad, ayuda a que los procesos se realicen en el menor tiempo posible y a menores costos de producción ya que una vez realizada la instalación de todo el proceso únicamente se dispondrá del operador del sistema automático y no de la manera como se ha venido realizando con toda una cuadrilla de trabajadores.

Esto nos lleva al uso de programadores Lógicos, como es en nuestro caso el Módulo Lógico Básico LOGO! 230 RC que se lo utiliza para procesos automáticos industriales, por lo que nos servirá para realizar las prácticas en el Laboratorio de Automatización.

Para cumplir con la transferencia eléctrica automática, apropiada para nuestras prácticas de laboratorio se ha escogido una carga adecuada a nuestro diseño, y conveniente para implementar las dos fuentes de alimentación de energía eléctrica.

En el diseño implementado para el banco de transferencia eléctrica, requerimos el uso de un programador lógico para el manejo del sistema de fuerza, sistema de mando, la fuente principal de energía eléctrica suministrada por la EERSSA y una fuente secundaria de energía eléctrica suministrada por GFV.

El desarrollo de este sistema de control automático constituye una inversión alta de USD 2597.27 como se indica en la tabla 4.1, debido principalmente a que la generación fotovoltaica es una tecnología que se encuentra aún en desarrollo ya que esta nueva técnica disminuirá principalmente el uso de generadores eléctricos a combustión interna, y con ello disminuyendo las emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera.

El uso de equipos eléctricos de mayor eficiencia permite una mayor generación de energía eléctrica obteniendo en el diseño un mayor aprovechamiento de la energía eléctrica.

El sistema de control automático diseñado aprovecha la energía eléctrica del generador fotovoltaico cuando esta sea necesaria, además este sistema nos permite implementar otros procesos automáticos para prácticas de laboratorio.

Una de las ventajas del banco de transferencia eléctrica automática mediante energía solar, es que se puede combinar por una parte la unidad de energías renovables que es la generación eléctrica mediante paneles solares y la otra parte es la unidad de automatización, que se pueden realizar diversas prácticas en el laboratorio de automatización y que es básicamente a donde va encaminado nuestro proyecto de titulación.

## **4.2. ANALISIS TECNICO AMBIENTAL Y ECONOMICO**

### **4.2.1 ANALISIS AMBIENTAL DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO**

Con la propuesta de este diseño se aporta significativamente en la reducción de la contaminación ambiental, sin embargo el uso de estos nuevos equipos implica la adopción de políticas orientadas al manejo y recolección de sus residuos para ser reciclados y evitar por otra parte que estos nuevos elementos pasen a convertirse en nuevos contaminantes y poner en riesgo la salud de las personas por las sustancias que estos desprenden al final de su vida útil.

#### **4.2.1.1 BENEFICIOS AMBIENTALES DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO**

Los principales beneficios ambientales asociados al uso del generador fotovoltaico son los siguientes:

- ☞ No emite carbono ni otros gases de efecto invernadero y partículas contaminantes, a diferencia de la quema de carbón de piedra, gas natural o petróleo (combustibles fósiles), de los que proviene el 60% de la generación eléctrica ecuatoriana.
- ☞ No presenta riesgos de emisiones radioactivas, a diferencia de la energía generada por fusión nuclear.
- ☞ No reduce el caudal de ríos y arroyos, a diferencia de las centrales hidroeléctricas.

- ☞ No generan ruido.
- ☞ No consumen, ni contaminan el agua.
- ☞ Su generación energética no produce residuos.
- ☞ La disponibilidad de combustible es ilimitada y no está sujeta a problemas logísticos, de suministro ni de agotamiento del recurso.
- ☞ Su generación es distribuida, eliminando los costos de construcción y servicio de infraestructura para transporte de energía e impactos ambientales asociados a la misma.

#### **4.2.1.2. REDUCCIÓN DE EMISIONES DE CO2**

El CO2 comprende más del 50% de los gases de efecto invernadero producidos por actividades industriales, convirtiéndolo en el mayor contribuyente de los cambios climáticos y el calentamiento global.

##### **Comparación de emisiones de CO2, del sistema de generación fotovoltaico con un sistema de generación a diesel.**

Para este cálculo tomamos como referencia la potencia que va a consumir el sistema, y para nuestro caso se debe generar 226.5W de energía. En sistemas de generación térmica se tiene una equivalencia de emisiones de CO2 de:

$$1 \text{ MW x h gen. Térmica} = 0.786 \text{ Ton CO2} \quad 4.1$$

Con esta equivalencia procedemos a realizar la conversión que para el caso nuestro se debe generar:

$$226,5 \text{ Wh} * \frac{1KW}{1000W} = 0.2265 \text{ KWh} \quad 4.2$$

A continuación se calcula las emisiones de CO2 que no emite nuestro banco, para lo cual debemos tomar en cuenta la siguiente igualdad.

$$1 \text{ MWh} = 1000KWh \quad 4.3$$

Tomando como referencia las igualdades anteriores procedemos a realizar la conversión:

$$0,2265 \text{ KWh} * \frac{0.786 \text{ TonCO}_2}{1000\text{KWh}} = 1.78 \times 10^{-4} \text{ TonCO}_2 \quad 4.4$$

Transformamos las toneladas a gramos como se indica a continuación:

$$1.78 \times 10^{-4} \text{ TonCO}_2 * \frac{1000\text{Kg}}{1\text{Ton}} * \frac{1000\text{g}}{1\text{Kg}} = 178.029 \text{ gCO}_2/\text{año} \quad 4.5$$

Podemos observar claramente que el ahorro de emisiones de CO<sub>2</sub> que tenemos con nuestro banco es de 178.029g CO<sub>2</sub>, con lo que evitamos la contaminación del medio ambiente ya que este banco podría ser de generación térmica.

## 4.2.2 EVALUACION ECONOMICA DEL PROYECTO

La mejor manera de estimar el costo de un sistema de transferencia eléctrica es obtener cotizaciones de uno o más proveedores locales. Sin embargo, el costo se puede estimar con la ayuda de datos sobre sistemas instalados recientemente. Además se debe tomar en cuenta que el costo total de un sistema instalado que incluye lo siguiente:

- ☞ Costo de materiales con todos los impuestos aplicables.
- ☞ Costos de instalación, garantía y mantenimiento.

El costo de instalación, garantía y mantenimiento varía mucho de acuerdo al proveedor y el acceso al lugar del proyecto. Sin embargo, es raro que estos costos excedan el 30% del costo total del sistema.

### 4.2.2.1 PRESUPUESTO DEL BANCO DE TRANSFERENCIA ELÉCTRICA

En la Tabla 4.1 se muestran los costos de los diferentes equipos y materiales del sistema de transferencia eléctrica. Considerando los precios de adquisición en el mercado, para el mes de abril del 2010.

Tabla 4.1: Presupuesto del banco<sup>124</sup>

Componente	Cantidad	Valor Unitario	Valor Total
Panel FV	1	\$ 600	600
Batería	1	\$ 253	253
Inversor	1	\$ 686.98	687
Controlador de carga	1	\$ 52	52
Focos ahorradores	2	\$ 2.50	5
Focos incandescentes	2	\$ 1	2
Jack banana	100	\$ 0.15	15
Plup	120	\$ 0.15	18
Breaker	2	\$ 7.23	14.46
Amperímetro	1	\$ 15	15
Voltímetro	1	\$ 26	26
Frecuencímetro	1	\$ 26	26
Contactores	5	\$ 13.39	66.95
Relé Térmico	1	\$ 30	30
Relé Enchufable	1	\$ 25	25
Luz piloto	8	\$ 3.57	28.56
Pulsadores	7	\$ 0.25	1.75
Pulsadores de emergencia	2	\$ 9	18
Motor de 1/4 HP	1	\$ 50	50
UPS	1	\$ 43	43
Logo! 230RC	1	\$ 144	144
Módulo de expansión	1	\$ 67	67
Varilla Copperweld	1	\$ 5	5
Melamina	2	\$ 46	92
Bisagra Codo	6	\$ 0.80	4.80
Pulsadores	7	0,25	1.75
Pulsadores con retencion	2	15	30
Conductores	1	26	26
Otros Costos		\$ 250	250
		<b>TOTAL</b>	<b>\$ 2597,27</b>

<sup>124</sup> Autores



#### 4.2.2.2. COMPARACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA SOLAR DE GENERACION ELECTRICA CON UN GENERADOR A DIESEL

Primero realizamos el cálculo del costo mensual del sistema solar para luego proceder a comparar con el cálculo de generación a diesel.

##### ☞ Características del sistema solar

Las características que tomamos en cuenta son el costo inicial del sistema, el costo de mantenimiento por mes y la vida útil del sistema solar. Observe el siguiente cuadro:

Tabla 4.2: Sistema Solar.<sup>125</sup>

Costo inicial del sistema solar	\$2597.27
Costo promedio de mantenimiento por mes	\$10
Vida útil del sistema solar (meses)	300

Para realizar el cálculo del costo mensual aplicamos la siguiente ecuación:

$$Cm = [Ci + (Cma * Vu)] / (Vu) \quad 4.6$$

Dónde:

Cm = costo mensual

Ci = costo inicial

Cma = costo de mantenimiento

Vu = Vida útil en meses

Entonces:

$$Cm = [(2597.27 + (10 * 300)) / (300)]$$

$$Cm = \$18.65$$

---

<sup>125</sup> Autores

### ☞ Características del sistema a diesel

Las características que tomamos en cuenta son el costo inicial del sistema, el costo de mantenimiento por mes y la vida útil del sistema solar. Resumimos estas características en la siguiente tabla:

**Tabla 4.3: Sistema a Diesel.** <sup>126</sup>

Eficiencia de un generador eléctrico a diesel	78%
Poder calorífico del diesel	11.7 Kwh/Kg
Peso específico del diesel	0.765kg/lit
Costo del diesel por litro	\$ 0.27*lit
Costo inicial sistema de generación eléctrica	\$ 200
Costo de mantenimiento por mes	\$ 5
Vida útil del generador eléctrico a diesel	240 meses

A continuación se realiza el cálculo del consumo de diesel mensual:

$$\text{Consumo diesel mensual} = \frac{\text{Demanda(KWh)} * 1 \text{ mes}}{\text{Poder calorífico del diesel} * \text{eficiencia}} \quad 4.7$$

$$\text{Consumo diesel mensual} = \frac{0.2265 \text{ Kwh} * 30 \text{ dias}}{11.7 \text{ Kwh/kg} * 0.78}$$

$$\text{Consumo diesel mensual} = 0.744 \text{ Kg}$$

Ahora se determina el costo del diesel en el mes:

$$\text{Costo del diesel mes} = \frac{\text{Consumo diesel mensual} * \text{costo del diesel}}{\text{Peso específico diesel}} \quad 4.8$$

$$\text{Costo del diesel mes} = \frac{0.744 \text{ kg} * \$ 0.27 * \text{lit}}{0.765 \text{ Kg/lit}}$$

$$\text{Costo del diesel mes} = \$ 0.26$$

Finalmente tenemos el cálculo del costo total del sistema en el mes:

$$\text{Costo total mes} = \frac{\text{Costo inicial} + \text{Costo diesel mes} + (\text{Costo mantenimiento} * \# \text{meses})}{\# \text{meses}} \quad 4.9$$

<sup>126</sup> Autores

$$\text{Costo total mes} = \frac{\$200 + \$0.26 + (\$5 * 240\text{meses})}{240\text{meses}}$$

$$\text{Costo total mes} = \$5.8$$

Como podemos observar en los cálculos realizados anteriormente la generación eléctrica con un sistema a diesel es más barato que con un sistema de generación fotovoltaica.

## CONCLUSIONES

- ☞ Con la ejecución de éste proyecto, se logró establecer una nueva opción de transferencia eléctrica mediante la utilización de la radiación solar como fuente de aprovechamiento de energía.
- ☞ Con el uso del banco de transferencia eléctrica automática, se permitirá a los estudiantes de la carrera de Ingeniería electromecánica diseñar los circuitos lógicos, sistemas de fuerza y mando, para luego identificar físicamente los procesos automáticos.
- ☞ La metodología establecida para el cálculo de los parámetros eléctricos es muy confiable y de fácil solución por lo que permite una correcta solución de los componentes del sistema de transferencia eléctrica automática.
- ☞ El diseño de nuestro proyecto se lo hizo en base a planos, cálculos y normas técnicas establecidas para estandarizar su utilización en la industria eléctrica y para los sistemas automáticos. Con todos estos equipos eléctricos y electromecánicos se realizó la construcción de nuestro banco.
- ☞ Mediante las prácticas y un análisis del sistema eléctrico se ha podido comprobar el funcionamiento del banco de transferencia eléctrico automática, para lo cual se realizó la instalación y posteriormente el arranque de los equipos, pudiéndonos dar cuenta de la factibilidad del proyecto y de la contrastación de la teoría con la práctica.
- ☞ Este proyecto contribuye a la preservación del medio ambiente y con ello al cuidado de la naturaleza y el planeta.
- ☞ La generación eléctrica mediante paneles fotovoltaicos en la actualidad resulta tres veces más cara que la generación térmica.

## RECOMENDACIONES

- ☞ Dar un correcto uso al banco de transferencia eléctrica mediante energía solar, revisando el funcionamiento de las guías de las prácticas.
- ☞ Simular el diseño lógico con el software Logo Soft antes de transferir datos al PLC, para evitar daños en los equipos eléctricos.
- ☞ Realizar un mantenimiento preventivo periódicamente a los equipos eléctricos que se utilizan en el banco, especialmente al panel solar para poder aprovechar con mayor eficiencia la radiación incidente sobre este.
- ☞ Se debe poner en funcionamiento el banco un día antes de realizar las prácticas, para poder ver el funcionamiento correcto del sistema cuando esta con carga.
- ☞ Tomar este proyecto como referencia para la instalación de generadores fotovoltaicos en domicilios, pudiendo estar conectados en paralelo con la alimentación principal que proporciona la empresa eléctrica.
- ☞ Debemos dar mayor prioridad a las energías renovables, porque las fuentes de energías actuales se están agotando y no cubren la demanda actual de energía en el país y en el mundo para así poder reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmosfera y ayudar al medio ambiente.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICA

### Libros

1. Alsema, E; Niewlaar, E. Environmental Aspects of PV Power Systems; University of Utrecht - Department of Science, Technology and Society; Utrecht, Holanda; 1997.
2. Bravo, I; Haselhuhn, R; Hemmerle, C. Instalaciones Fotovoltaicas; I Edición; Sociedad para el Desarrollo Energético de Andalucía (SODEAN); Sevilla, España. 2004.
3. Cadena A., Alejandro. 2009. Guía para la preparación de anteproyectos de energía solar fotovoltaica. (Tesis Ing. Eléctrico) Quito, Ecuador, Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería eléctrica y electrónica.
4. Centro Universitario de Ciencias Exactas e Ingeniería. 2000. Sistema de transferencia automática de carga. Barcelona, España.
5. Conelec. 2008. Atlas solar del Ecuador: con fines de generación eléctrica. Quito, Ecuador.
6. Coppower Battery. 2010. Solar wind power storage battery. Coopower battery industrial co., ltd. Shenzhen, China.
7. Corporación para la investigación energética (CIE). Atlas Solar del Ecuador; Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC); Quito, Ecuador. 2008
8. Cusa, Juan. Energía Solar para Viviendas Edit, ceac. Barcelona-España, Abril 1991.
9. Daschler, A; Jeanrenaud, M. Electrotecnia, leyes generales y máquinas. Editorial Blume. España, Barcelona. 1973.
10. Demeo, E. y Galdo, J; Renewable Energy Technology Characterizations; I Edición; Electrical Power Research Institute; Palo Alto, USA; 1997.
11. Domínguez, Fernando. Instalaciones eléctricas de alumbrado e industriales. Editorial Thompson Paraninfo. España, Madrid. 2004.
12. Dunlop, J. Batteries and Charge Control in Stand-Alone Photovoltaic Systems - Fundamentals and Application; Sandia National Laboratories; Albuquerque, Estados Unidos. 1997.

13. Harper, Enriquez. Manual de instalaciones eléctricas residenciales e industriales. Editorial Limusa. México, México D.F. 1985.
14. Hart, Daniel. Electrónica de potencia. Editada Isabel Capella. España, Madrid. 2001.
15. Hermann, Wes. Energy Quality, Flow and Accumulation in the Natural World; Stanford University Global Climate and Energy Project; Palo Alto, CA, USA. 2006.
16. Kreith, F. y Goswami, Y. Handbook of Energy Efficiency and Renewable Energy; III Edición; CRC Press; Boca Raton, FL, Estados Unidos; 2007.
17. Leonard, L.; Design and Analysis of a Grid Connected Photovoltaic Generation System with Active Filtering Function; Virginia Polytechnic Institute; Blacksburg, Estados Unidos; 2003
18. Lindgren, B. A Power Converter for Photovoltaic Applications; Chambers University of Technology – Department of Electric Power Engineering; Gotemburgo, Suecia; 2000.
19. Logo!. Manual del LOGO!. Siemens. Edición 06/2003. Alemania, Berlín. 2003.
20. Mogrovejo R., Paulo; Quizhpe L., Diego. 2006. Diseño y construcción de un sistema prototipo para el bombeo de agua mediante energía solar. (Tesis Ing. Electromecánica) Loja , Ecuador, Universidad Nacional de Loja. Área de las energías, las industrias y los recursos naturales no renovables.
21. Morrillo, Ethelvina. Energía Solar Aplicada. Edit, Educa. Costa Rica, Julio 1998.
22. Roldan V, José. Telemando para contactores. Editorial Paraninfo. España, Madrid. 2005.
23. Varios autores; A Guide to Photovoltaic System Design and Installation; ENDECON Engineering; San Ramon, Estados Unidos; 2001.
24. Varios autores; Stand-alone Photovoltaic Systems: A Handbook of Recommended Design Practices; Sandia National Laboratories; Albuquerque, Estados Unidos; 1995.
25. Velásquez ingenieros asociados Ltda. 2010. Transferencia manual con interruptores. Madrid, España.

26. Wagner, A. Photovoltaik Engineering; Springer Verlag; Heidelberg, Alemania; 1999.
27. Wolfsegger, C. Y Otros. Solar Generation IV – 2007; European Photovoltaic Energy Association y Greenpeace; Ámsterdam, Holanda; 2007.
28. WWF, Fundación Natura. Texto de Consulta: “ENERGÍAS RENOVABLES: CONCEPTOS Y APLICACIONES”. Segunda edición. Quito, Abril, 2004.

### **Páginas Web**

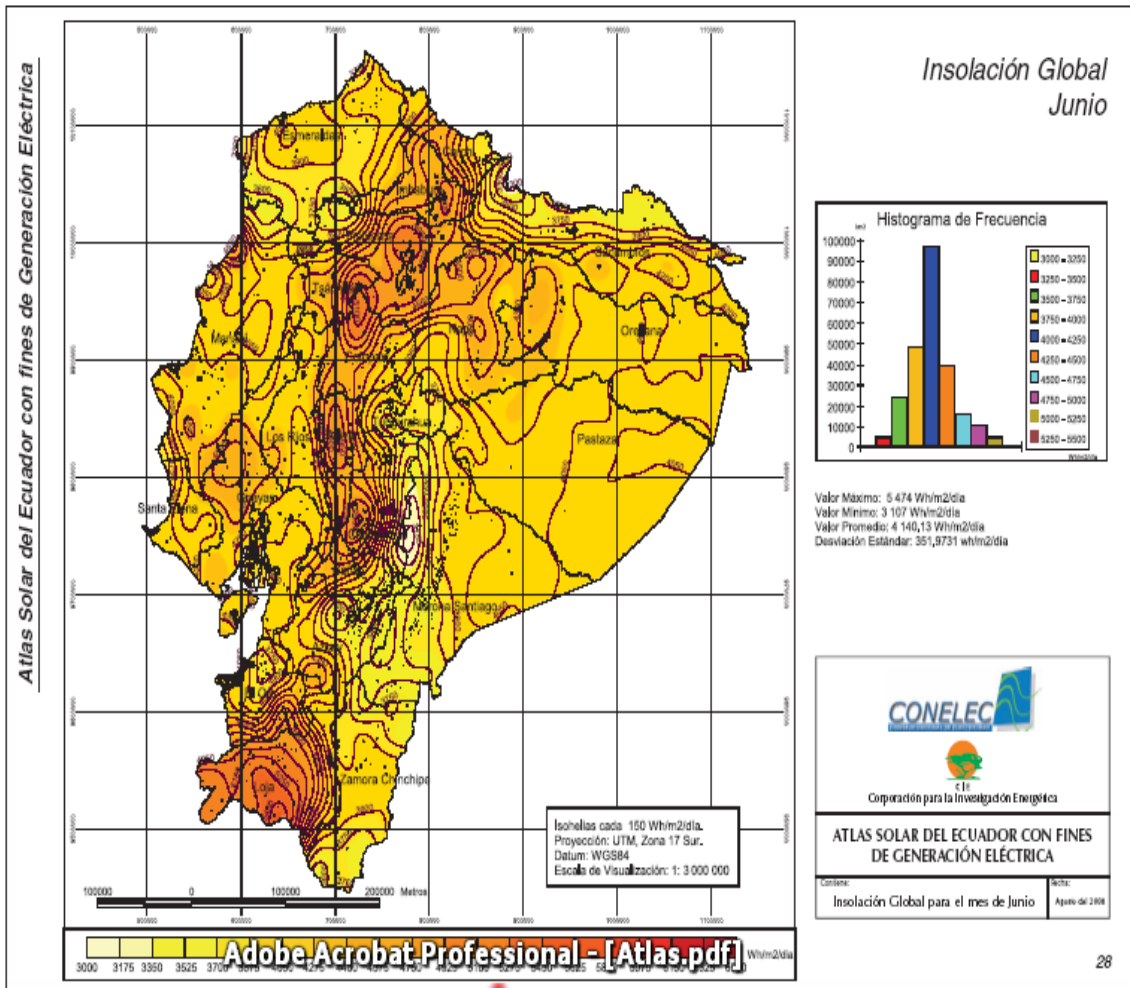
1. [www.earth.google.com](http://www.earth.google.com) Google Earth
2. [www.energiasolar.com](http://www.energiasolar.com) Cómo Funcionan las Fotoceldas.
3. <http://hypertextbook.com/facts/2001/SambitMishra.shtml> Average Power consumed by Refrigerators – The Physics Factbook.
4. [www.solarsur.8m.com](http://www.solarsur.8m.com) Fotoceldas.



# ANEXOS

## ANEXO 1

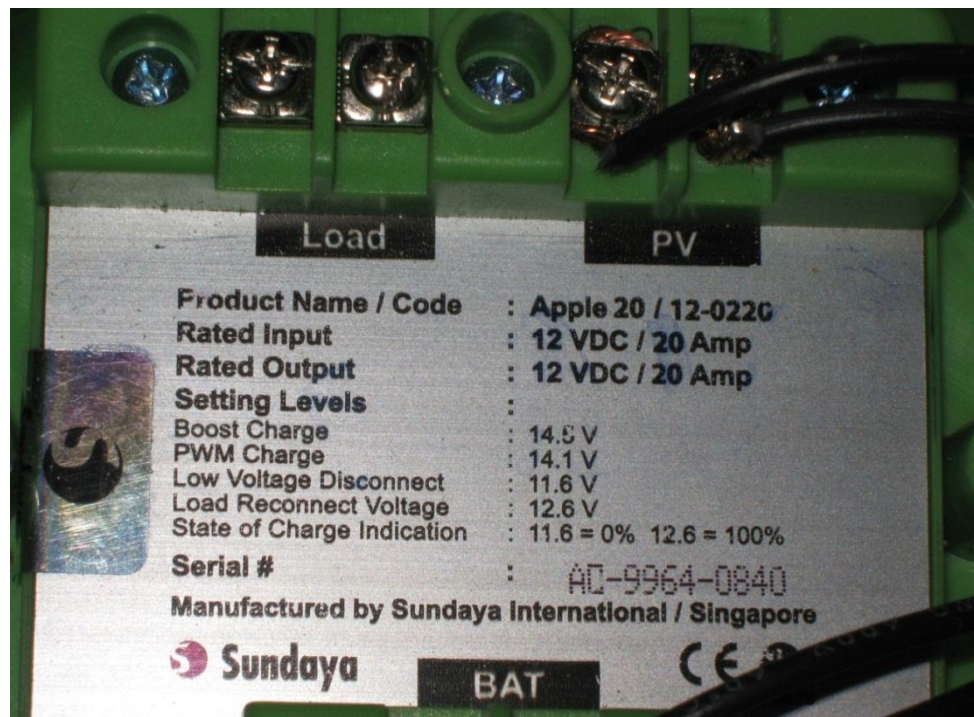
### MES DE JUNIO CON LA MENOR INSOLACION DEL AÑO



**ANEXO 2****EXMORX SOLAR MODELO SM 100P, DE TIPO  
POLYCRISTALINO SILICON**

### ANEXO 3

#### CONTROLADOR DE CARGA





## ANEXO 4

### BANCO DE BATERIAS: COOPOWER BATTERY



**ANEXO 5**

**INVERSOR**



## ANEXO 6

## CAPACIDAD DE LOS CONDUCTORES

Capacidad de Conducción en Amperios de conductor eléctrico AWG y mm <sup>2</sup>		
mm <sup>2</sup>	AWG	Amp
0,83	18	10
1,30	16	13
2,08	14	18
3,31	12	25
5,26	10	30
8,37	8	40
13,30	6	55
21,15	4	70
33,62	2	95
53,52	1/0	125
67,43	2/0	145
85,00	3/0	165
107,21	4/0	195



## ANEXO 7

## BANCO DE TRANSFERENCIA ELECTRICA AUTOMATICA






## ANEXO 8

### BREAKER DE PROTECCIÓN ELÉCTRICA

**Breakers sobrepuestos termomagnéticos 5SX para montaje en rieles**

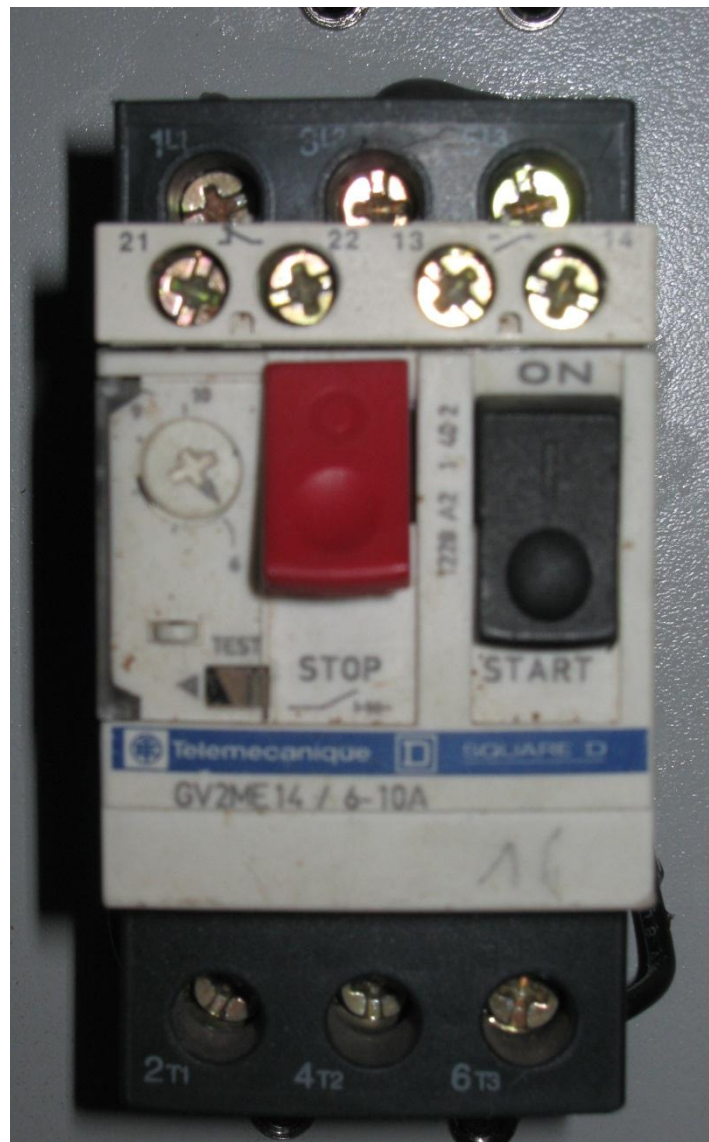
Capacidad de ruptura, según IEC 60 947-2. Tensión nominal: hasta 415VAC.  
Para uso en AC y también en DC (60VDC por polo conectado en serie, hasta 180VDC).

No. de Depósito	Descripción			
				
	Monopolar	Bipolar	Tripolar	
Tipo	Corriente térmica In (A)	Capacidad de ruptura en (kA) 240V	Empaque (Unidades)	
<b>1 Polo</b>				
132058	5SX1 105-7	0,5	10	12
132059	5SX1 101-7	1,0	6	12
134423	5SX1 102-7	2,0	6	12
134424	5SX1 104-7	4,0	4,5	12
134425	5SX1 106-7	6,0	4,5	12
134426	5SX1 110-7	10,0	5	12
132060	5SX1 116-7	16,0	5	12
132061	5SX1 120-7	20,0	5	12
132062	5SX1 125-7	25,0	5	12
132063	5SX1 132-7	32,0	4,5	12
132064	5SX1 140-7	40,0	4,5	12
134427	5SX1 150-7	50,0	4,5	12



## ANEXO 9

## RELÉ BIMETALICO SCHNEIDER ELECTRIC



# ANEXO 10

## CONTACTOR DE FUERZA



## ANEXO 11

### SISTEMA DE ALIMENTACIÓN ININTERRUMPIDA (U.P.S)



**ANEXO 12**  
**PULSADORES**



**ANEXO 13**  
**PULSADOR DE RETENCIÓN**





**ANEXO 14**  
**LAMPARAS DE SEÑALIZACION**



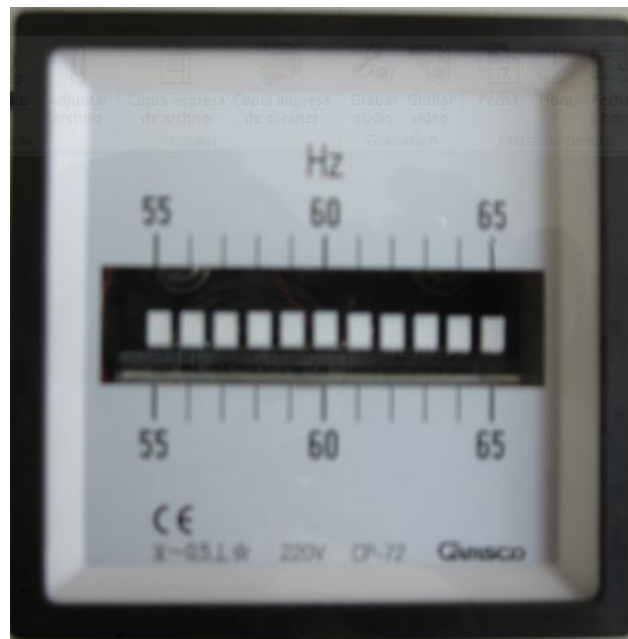
## ANEXO 15

### RELÉS INDUSTRIALES ENCHUFABLES FINDER



## ANEXO 16

## APARATOS DE MEDIDA





**ANEXO 17**  
**VARILLA COPPERWELD**



