

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA FOTOVOLTÁICA Y DE
UNA RED ELÉCTRICA EN CORRIENTE CONTINUA DE BAJA TENSIÓN
PARA EL POSIBLE NUEVO EDIFICIO ELÉCTRICA II DE LA
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER.**

**YURY BIBIANA LIZARAZÚ BASTO
LEYDI ANDREA TORRES SALAZAR**

**Universidad Industrial de Santander
Facultad de ingenierías físico-mecánicas
Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones
Bucaramanga
2010**

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA FOTOVOLTÁICA Y DE
UNA RED ELÉCTRICA EN CORRIENTE CONTINUA DE BAJA TENSIÓN PARA EL
POSIBLE NUEVO EDIFICIO ELÉCTRICA II DE LA
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER.**

**YURY BIBIANA LIZARAZÚ BASTO
LEYDI ANDREA TORRES SALAZAR**

**Trabajo de grado presentado para optar al título
INGENIERO ELECTRICISTA**

Director

Dr. Johann Farit Petit Suárez

Co-director

Msc (c). Germán Alfonso Osma Pinto

Universidad Industrial de Santander

Facultad de ingenierías físico-mecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones

Bucaramanga

2010

A Dios, agradezco haberme concedido llegar hasta este momento para cumplir con uno de mis objetivos, además de estar a mi lado en momentos difíciles brindándome su amor y su infinita bondad; asimismo por regalarme la salud y unos maravillosos padres Ángel y Ana María que con su cariño, su apoyo permanente, sus consejos, sus valores, y por la motivación constante han permitido que haya culminado mi carrera profesional.

A mis hermanas Angélica y Johanna por estar ahí en todo momento brindándome su afecto, amistad y ayuda incondicional, por último y no menos importante agradezco a mis maestros por impulsar el desarrollo de mi formación profesional.

Yury Bibiana Lizarazú Basto

A Dios quien me provee de tenacidad, discernimiento y sueños.....

A mis padres: mi motivación y manifestación continúa de amor y perseverancia....

A todos aquéllos que aportaron su tiempo, oraciones y esfuerzos para el logro de este objetivo....

Leydi Andrea Torres Salazar

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	18
1. Capítulo1. DESCRIPCIÓN DEL PLAN DE TRABAJO	21
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	22
1.2 IMPORTANCIA Y JUSTIFICACIÓN	22
1.3 OBJETIVOS YALCANCES.....	24
1.4 SOLUCIÓN ESTABLECIDA.....	25
1.5 METODOLOGÍA ESTABLECIDA PARA EL DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO	28
FASE 1: CONSIDERACIONES GENERALES	30
1.5.1 Etapa 1.1. Configuración del sistema.....	30
1.5.2 Etapa 1.2. Temperatura de operación.....	31
1.5.3 Etapa 1.3. Restricciones de capacidad del sistema.....	32
FASE 2: POTENCIAL ENERGÉTICO	33
1.5.4 Etapa 2.1. Estudio de la radiación solar en sitio.....	33
1.5.5 Etapa 2.2. Análisis incremental por seguimiento solar	34
FASE 3: CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA.....	36
1.5.6 Etapa 3.1. Esquematización básica del sistema	36
1.5.7 Etapa 3.2. Determinación de valores característicos del sistema.....	36
1.5.8 Etapa 3.3. Definición de parámetros para la selección de dispositivos.....	41
FASE 4: SELECCIÓN DE DISPOSITIVOS.....	42
1.5.9 Etapa 4.1. Selección de componentes de generación de energía	42
1.5.10Etapa 4.2. Selección de unidades de acondicionamiento de energía	42
1.5.11Etapa 4.3. Selección de almacenadores de energía (opcional)	43
1.5.12Etapa 4.4. Selección de medidores de energía.....	45
FASE 5: CUMPLIMIENTO DE DISPOSICIONES NORMATIVAS.....	45
1.5.13Etapa 5.1. Diseño del sistema de PAT	45
1.5.14Etapa 5.2. Dimensionamiento y selección de conductores y ductos	47

1.5.15	Etapa 5.3. Dimensionamiento y selección de protecciones.....	49
1.5.16	Etapa 5.4. Caracterización de tableros eléctricos	49
FASE 6: DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA		50
1.5.17	Etapa 6.1. Representación gráfica del sistema	50
1.5.18	Etapa 6.2. Regulación de tensión	50
1.5.19	Etapa 6.3. Nivel de aislamiento.....	51
1.5.20	Etapa 6.4. Análisis energético	51
FASE 7: ANÁLISIS FINANCIERO		52
1.5.21	Etapa 7.1. Determinación de la inversión inicial	52
1.5.22	Etapa 7.2. Beneficio energético-financiero.....	53
1.5.23	Etapa 7.3. Aplicación de herramientas financieras básicas.....	53
2.	CÁPITULO 2: GENERALIDADES SOBRE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	57
2.1	RADIACIÓN SOLAR.....	57
2.1.1	Tipos de radiación solar.....	57
2.1.2	Efecto fotovoltaico	58
2.2	SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS	59
2.2.1	Sistemas aislados.....	59
2.2.2	Sistemas híbridos.....	60
2.2.3	Sistemas conectados a la red	60
2.2.4	Elementos de un sistema fotovoltaico	61
2.3	MICRO-REDES	65
2.4	CRITERIOS NORMATIVOS.....	67
2.4.1	Criterios normativos para el diseño de sistemas fotovoltaicos.....	67
2.4.2	Criterios normativos para el diseño de micro-redes DC en baja tensión	68
3.	CÁPITULO 3: DISEÑO DEL SUBSISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED.....	69
3.1	CONSIDERACIONES GENERALES	69
3.1.1	Configuración del sistema	69
3.1.2	Temperatura de operación	70

3.1.3 Restricciones de capacidad del sistema	70
3.2 POTENCIAL ENERGÉTICO	71
3.2.1 Estudio de la radiación solar en sitio	71
3.2.2 Análisis incremental por seguimiento solar	72
3.3 CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA	73
3.3.1 Esquematización básica del sistema.....	73
3.3.2 Determinación de valores característicos del sistema	73
3.3.3 Definición de parámetros para la selección de dispositivos	74
3.4 SELECCIÓN DE DISPOSITIVOS.....	74
3.4.1 Selección de componentes de generación de energía	75
3.4.2 Selección de unidades de acondicionamiento de energía	76
3.4.3 Selección de medidores de energía	80
3.5 CUMPLIMIENTO DE DISPOSICIONES NORMATIVAS	82
3.5.1 Diseño del sistema de PAT	82
3.5.2 Dimensionamiento y selección de conductores y ductos	84
3.5.3 Dimensionamiento y selección de protecciones.....	86
3.5.4 Caracterización de tableros eléctricos.....	90
3.6 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA	90
3.6.1 Representación gráfica del subsistema.....	90
3.6.2 Regulación de tensión.....	92
3.6.3 Nivel de aislamiento	92
3.6.4 Análisis energético	92
4. CAPÍTULO 4: MICRO-REDES EN BAJA TENSIÓN Y EN CORRIENTE CONTINUA.....	95
4.1 CONSIDERACIONES GENERALES	95
4.1.1 Configuración del sistema	96
4.1.2 Temperatura de operación	96
4.1.3 Restricciones de capacidad del sistema	96
4.1.4 Computadores portátiles.....	97

4.1.5 Iluminación DC	98
4.2 POTENCIAL ENERGÉTICO	99
4.2.1 Estudio de la radiación solar en sitio	99
4.2.2 Análisis incremental por seguimiento solar	99
4.3 CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA	99
4.3.1 Esquematización básica del sistema.....	100
4.3.2 Determinación de valores característicos del sistema	100
4.3.3 Definición de parámetros para la selección de dispositivos	101
4.4 SELECCIÓN DE DISPOSITIVOS.....	101
4.4.1 Selección de componentes de generación de energía	101
4.4.2 Selección de unidades de acondicionamiento de energía	104
4.4.3 Selección de medidores de energía	115
4.5 CUMPLIMIENTO DE DISPOSICIONES NORMATIVAS	117
4.5.1 Diseño del sistema de PAT	117
4.5.2 Dimensionamiento y selección de conductores y ductos	119
4.5.3 Dimensionamiento y selección de protecciones.....	134
4.5.4 Caracterización de tableros eléctricos.....	139
4.6 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA	139
4.6.1 Representación gráfica del subsistema.....	139
4.6.2 Nivel de aislamiento	140
4.6.3 Análisis energético	141
4. CAPÍTULO 5: ANÁLISIS FINANCIERO	143
5.1 SUBSISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADA A LA RED	144
5.2 SUBSISTEMA FOTOVOLTAICO DE ALIMENTACIÓN PARA DOS MICRO-REDES ..	146
6. CAPÍTULO 6: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	149
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	154
ANEXOS	160

LISTA DE FIGURAS

		Pág.
Figura 1.1.	Producción, generación y costo de la energía solar fotovoltaica	24
Figura 1.2	Esquema del sistema fotovoltaico AC/DC integrado a la red eléctrica del CCUIS.	26
Figura 1.3	Esquema de la metodología aplicada para el diseño del sistema fotovoltaico.	29
Figura 1.4	Configuraciones tipo de sistemas fotovoltaicos.	30
Figura 1.5	Curva característica de I-V para varias temperaturas de operación del panel KD185GH-2PU.	31
Figura 1.6	Potencia generada por un panel de 100W a diferentes niveles de radiación y temperaturas ambiente.	32
Figura 1.7	Valores característicos de un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica	39
Figura 1.8	Valores característicos de un sistema fotovoltaico alimentador de cargas DC.	41
Figura 2.1	Radiación solar	57
Figura 2.2	Efecto fotovoltaico	59
Figura 2.3	Esquema de sistema fotovoltaico aislado	60
Figura 2.4	Esquema de un sistema fotovoltaico híbrido	60
Figura 2.5	Sistema fotovoltaico conectado a la red	61
Figura 2.6	Curvas características de operación de un panel fotovoltaico	62
Figura 2.7	Regulador de carga Morningstar TriStar TS-60	63
Figura 2.8	Esquema de una batería plomo- ácido	64
Figura 2.9	Convertidor DC/DC	65
Figura 2.10	Esquema una micro-red	66
Figura 3.1	Configuración base del sistema a diseñar.	69
Figura 3.2	Radiación solar global horizontal (2002-2008).	71
Figura 3.3	Seguidor solar SF50SD	72
Figura 3.4	Seguimiento solar de dos grados de libertad	72
Figura 3.5	Valores característicos del subsistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica.	74
Figura 3.6	Configuración paneles fotovoltaicos.	76
Figura 3.7	Curva de eficiencia típica de un inversor XANTREX.	79
Figura 3.8	Esquema de un sistema con puesta a tierra y transformador de aislamiento.	80
Figura 3.9	Transformador VICTRON-20kVA.	80
Figura 3.10	Esquema de protecciones del sistema.	89
Figura 3.11	Esquema general del subsistema diseñado.	91

Figura 3.12	Esquema del sistema diseñado.	93
Figura 4.1	Configuración base del subsistema a diseñar.	96
Figura 4.2	Distribución de los circuitos ramales dentro del laboratorio URE-RE	127
Figura 4.3	Ubicación de la iluminación para los dos módulos.	127
Figura 4.4	Distribución de las cargas en el circuito ramal A	127
Figura 4.5	Distribución de las cargas en el circuito ramal B	129
Figura 4.6	Distribución de las cargas en el circuito ramal 1	130
Figura 4.7	Distribución de las cargas en el circuito ramal 2	130
Figura 4.8	Toma corriente seleccionado Leviton	131
Figura 4.9	Diagrama general de protecciones de la micro-red 1 y 2	137
Figura 4.10	Esquema general del subsistema diseñado	140
Figura 4.11	Identificación de los componentes y flujos del subsistema diseñado.	141
Figura 5.1	Diagrama de flujos de caja de la alternativa de proyecto A.	145
Figura 5.2	Diagrama de flujos de caja de la alternativa de proyecto B.	145
Figura 5.3	VPN versus la tasa de interés de análisis.	146
Figura 5.4	Diagrama de flujos de caja de la alternativa de proyecto C.	147
Figura 5.5	Diagrama de flujos de caja de la alternativa de proyecto D	147
Figura 5.6	VPN versus la tasa de interés de análisis.	148

LISTA DE TABLAS

	<i>Pág.</i>
Tabla 1.1	Restricciones por área e inversión inicial 33
Tabla 1.2	Parámetros y requerimientos para la selección de dispositivos. 42
Tabla 1.3	Protecciones en el sistema fotovoltaico. 49
Tabla 3.1	Parámetros y requerimientos para la selección de dispositivos. 74
Tabla 3.2	Características técnicas del panel KD185GX. 75
Tabla 3.3	Características técnicas principales del sistema en el tablero DC. 76
Tabla 3.4	Características técnicas principales ajustadas del sistema. 76
Tabla 3.5	Características técnicas del inversor Xantrex-PV20. 78
Tabla 3.6	Características técnicas medidor de energía TRITEC PDM200. 81
Tabla 3.7	Características técnicas medidor de energía SCHNEIDER CM3350. 81
Tabla 3.8	Principales prestaciones del SCHNEIDER CM3350. 82
Tabla 3.9	Conductor de PAT por equipo. 83
Tabla 3.10	Características técnicas del conductor de PAT para la parte del sistema en AC. 83
Tabla 3.11	Tabla resumen de las características técnicas del conductor de PAT para cada tramo del sistema DC y AC 84
Tabla 3.12	Corriente de dimensionamiento de la parte DC del sistema fotovoltaico. 84
Tabla 3.13	Regulación por tramo del sistema fotovoltaico. 85
Tabla 3.14	Tabla resumen de conductores seleccionados por tramo 85
Tabla 3.15	Tabla resumen de ductos seleccionados para cada tramo y para el PAT del sistema 86
Tabla 3.16	Protecciones en el sistema fotovoltaico. 87
Tabla 3.17	Tabla resumen de las protecciones usadas en el sistema DC 87
Tabla 3.18	Tabla resumen de las protecciones en el sistema AC 90
Tabla 3.19	Regulación por tramo del sistema fotovoltaico 92
Tabla 3.20	Análisis energético del sistema. 93
Tabla 4.1	Carga instalada. 97
Tabla 4.2	Características técnicas de la lámpara seleccionada 99
Tabla 4.3	Parámetros y requerimientos para la selección de dispositivos 101
Tabla 4.4	Características técnicas del panel OFF-GRID SPR-90 102
Tabla 4.5	Características de configuración de paneles a condiciones STD (1000W/m ² y 25°C) 103
Tabla 4.6	Especificaciones del controlador convertidor solar MPPT 105

Tabla 4.7	Especificaciones del inversor DC/AC SWEA	107
Tabla 4.8	Especificaciones del transformador de aislamiento	108
Tabla 4.9	Especificaciones del NPS 1000	109
Tabla 4.10	Características técnicas batería VICTRON Gel Deep Cycle 12V 120Ah.	112
Tabla 4.11	Características técnicas Reductor 48V/9,5V	114
Tabla 4.12	Características técnicas Reductor 48V/24V	115
Tabla 4.13	Características técnicas del medidor	116
Tabla 4.14	Características técnicas del medidor PM9	116
Tabla 4.15	Conductor de PAT por equipo DC y AC.	117
Tabla 4.16	Conductores de PAT para los tramos del sistema de generación y gestión de energía de las micro-redes	118
Tabla 4.17	Conductores PAT de los circuitos ramales	118
Tabla 4.18	Corriente de dimensionamiento para selección de conductores y protecciones del sistema	119
Tabla 4.19	Regulación por tramo de cada micro-red	122
Tabla 4.20	Resumen de conductores seleccionados para cada tramo	123
Tabla 4.21	Características técnicas del conductor SIS #8AWG	125
Tabla 4.22	Características técnicas del conductor TW #6AWG	126
Tabla 4.23	Características técnicas del conductor para el circuito ramal A	129
Tabla 4.24	Características técnicas del conductor para circuitos ramales	130
Tabla 4.25	Tabla resumen de la selección de ductos para los tramos de las micro-redes	132
Tabla 4.26	Tabla resumen de la selección de ductos para los circuitos ramales de cada micro-red	133
Tabla 4.27	Corriente de dimensionamiento de protecciones y conductores de los circuitos ramales	136
Tabla 4.28	Ubicación y relación de protecciones para cada tramo	138
Tabla 4.29	Análisis energético del sistema	141

LISTA DE ANEXOS

	<i>Pág.</i>
Anexo 1. Selección del panel fotovoltaico para el subsistema fotovoltaico conectado a la red	160
Anexo 2. Conductores de PAT por tramo para el subsistema fotovoltaico conectado a la red	167
Anexo 3. Selección de conductores para el subsistema fotovoltaico conectado a la red	169
Anexo 4. Cálculo de ductos para el subsistema fotovoltaico conectado a la red	173
Anexo 5. Cálculo y selección de protecciones para el subsistema fotovoltaico conectado a la red	179
Anexo 6. Caracterización de tableros eléctricos	190
Anexo 7. Diagrama unifilar del subsistema fotovoltaico conectado a la red	200
Anexo 8. Análisis energético del sistema fotovoltaico conectado a la red	201
Anexo 9. Simulación iluminación DC en DIALux	208
Anexo 10. Cálculo de conductores del subsistema fotovoltaico para alimentación de dos micro-redes.	222
Anexo 11. Cálculo de ductos del subsistema fotovoltaico para alimentación de dos micro-redes.	249
Anexo 12. Cálculo y selección de protecciones del subsistema fotovoltaico para alimentación de dos micro-redes.	263
Anexo 13. Conductores de PAT del subsistema fotovoltaico para alimentación de dos micro-redes.	280
Anexo 14. Diagrama unifilar del subsistema micro-redes en baja tensión y en corriente continua.	288
Anexo 15. Análisis energético del subsistema fotovoltaico para alimentación de dos micro-redes.	289
Anexo 16. Costo de equipos y elementos del subsistema fotovoltaico conectado a la red	293
Anexo 17. Costo de equipos y elementos del subsistema fotovoltaico de alimentación para dos micro-redes en DC y con conexión a la red	295

TITULO: DISEÑO DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA FOTOVOLTAICA Y UNA RED ELÉCTRICA EN CORRIENTE CONTINUA EN BAJA TENSIÓN PARA EL NUEVO EDIFICIO DE ELÉCTRICA II DE LA UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

Yury Bibiana Lizarazú Basto, Leydi Andrea Torres Salazar*

Palabras clave: Sistema fotovoltaico, micro-red en DC, diseño, normativa, selección de dispositivos, metodología.

RESUMEN

En este trabajo de grado se presenta una propuesta de metodología para el diseño de un sistema fotovoltaico y una micro-red en corriente continua. Esta metodología es una herramienta que puede ser usada para futuros diseños relacionados con sistemas fotovoltaicos y micro-redes. El diseño propuesto para el sistema fotovoltaico estará conectado al tablero de baja tensión (red eléctrica interna) del segundo piso del edificio; el diseño de una micro-red en corriente continua en baja tensión para suplir cargas de iluminación y computadores portátiles pertenecientes al laboratorio de Uso Racional de la Energía y Energías Renovables, esta micro-red será alimentada por un subsistema fotovoltaico que fue diseñado exclusivamente para suplir dicha demanda; para ambos diseños la generación estará ubicada en la azotea del nuevo edificio de Eléctrica II. En los diseños planteados se realizó la selección de equipos necesarios para la generación, acondicionamiento, almacenamiento y gestión de la energía, además de la viabilidad financiera asociada a éstos. Los equipos y dispositivos seleccionados son albergados en un cuarto de control con ciertos requerimientos para su correcto funcionamiento, éste se ubicará en el laboratorio de Uso Racional de la Energía y Energías Renovables, además los elementos de protección estarán alojados en tableros eléctricos para brindar una seguridad a la instalación y al personal a cargo de la misma. Finalmente serán consignadas las respectivas conclusiones y recomendaciones de los dos subsistemas.

* Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas, Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: PhD. Johann Farit Petit Suárez, Co-diirector: Mie(c). Germán Osma Pinto.

TITLE: DESIGN OF A PHOTOVOLTAIC POWER GENERATION SYSTEM AND A DIRECT CURRENT NETWORK LOW VOLTAGE FOR THE NEW ELECTRICAL II BUILDING OF THE UNIVERSITY INDUSTRIAL OF SANTANDER

Yury Bibiana Lizarazú Basto, Leydi Andrea Torres Salazar[†]

Keywords: photovoltaic, micro-grid in DC, design, regulation, device selection, methodology.

ABSTRACT

In this paper grade presents a proposed methodology for design of a photovoltaic system and a micro-grid in DC low voltage. This methodology is a tool that can be used for future designs related to photovoltaic systems and micro-grids. Design proposed PV system is connected to the board low voltage (inner grid) on the second floor of the building, the design of a micro-grid low voltage to supply lighting loads and laptop computers belonging to the Laboratory for Rational Energy Use and Renewable Energy, this micro-network will be powered by a photovoltaic subsystem was designed exclusively to meet this demand, for both designs the generation will be located on the roof of the new building of Electrical II. In the designs considered are the selection of divices conducted necessary for the generation, conditioning, storage and energy management, as well as associated financial viability them. Selected equipment and devices are housed in a control room with certain requirements for proper operation that will be located in the Rational Energy Use and Renewable Energy Laboratory and also the protection elements are housed in electrical panels to provide security to installation and the personnel responsible of it. Finally be contained the respective conclusions and recommendations of the two subsystems.

[†] Facultad de ingenierías Fisicomecánicas, Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: PhD. Johann Farit Petit Suárez, Co-diirector: Mie(c). Germán Osma Pinto.

INTRODUCCIÓN

La energía solar es un recurso renovable y una alternativa para cubrir la demanda energética mundial; además, su aprovechamiento a gran escala contribuiría significativamente a la disminución de los impactos negativos que generan las fuentes de energías convencionales. Esto puede lograrse a partir del uso de sistemas fotovoltaicos.

Los paneles solares logran transformar la energía solar en energía eléctrica a partir del efecto fotovoltaico. Pueden usarse en pequeños domicilios, grandes edificios o campos solares de generación eléctrica.

Los sistemas fotovoltaicos pueden trabajar de manera aislada o conectada a la red. Los de tipos aislado son usados para alimentar cargas DC o en zonas remotas donde no llega aún la red pública de distribución; mientras que los conectados a la red, son usados en edificios o campos solares y tienen como objetivo inyectar la energía generada a la red eléctrica.

La generación en sitio a partir de energías renovables ha jalonado la incursión de un nuevo concepto, la micro-red. Consiste en una unidad a pequeña escala que gestiona la atención de determinadas cargas con energía generada en sistemas fotovoltaicos y eólicos en general.

Un caso particular de esta configuración, es la micro-red en corriente continua. Se fundamenta en el hecho de que la mayoría de las cargas son electrónicas y pudiesen ser alimentadas directamente en DC. Lo cual en principio eliminaría las pérdidas de conversión AC/DC en las que se incurre tradicionalmente. Se caracterizan porque cada etapa es en DC, generación, almacenamiento, distribución y consumo.

La Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones de la Universidad Industrial de Santander, desea a partir de un sistema integrado realizar la apropiación de las dos tecnologías antes expuestas, sistemas fotovoltaicos conectados a la red y micro-redes en DC, con el propósito de: (1) fortalecer el desarrollo de los procesos misionales de docencia e investigación de

la E3T en pregrado y posgrado a partir del estudio de la energía solar fotovoltaica, (2) reducir el consumo de energía eléctrica del Edificio Eléctrica II y así conseguir un ahorro financiero, (3) obtener una mejor calificación cuantitativa en la escala LEED (*Leadership in Energy and Environmental Design*) que posibilite la certificación internacional del edificio por parte del USGBC (US Green Building Council), y (4) ganar visibilidad nacional e internacional para los programas de pregrado y posgrado de la E3T, y para la misma Universidad Industrial de Santander.

Adicionalmente, se tienen las siguientes motivaciones técnicas:

- El aprovechamiento de la energía proveniente del Sol permite la disminución de los gastos ocasionados por el consumo eléctrico de los edificios, además de la disminución de efectos negativos sobre el medio ambiente, los cuales son causados por las fuentes convencionales de energía.
- La alimentación de cargas en DC mediante el uso de micro-redes permite la eliminación del proceso de conversión cuando se alimentan de fuentes de corriente alterna.
- Generar entornos de investigación en el ámbito de las energías renovables y las micro-redes en DC, ya que éstas dos se han presentado en los últimos años como una opción frente al aumento de la demanda energética mundial y la posible incapacidad de los sistemas de potencia convencionales actuales para responder a dicha demanda en aumento.
- El uso de energía solar fotovoltaica y micro-redes en corriente continúa permite otorgar confiabilidad para suplir las cargas en caso de que la red falle.

En este proyecto se presenta el diseño de un sistema fotovoltaico AC/DC integrado a la red eléctrica, está conformado por un subsistema fotovoltaico conectado a la red, que tiene como propósito inyectar la mayor cantidad de energía a la red interna de la universidad, y un subsistema fotovoltaico de alimentación para dos micro-redes y con conexión a la red. Las micro-redes tienen pequeñas cargas en DC, 10 portátiles y la iluminación con lámparas LED de 2 módulos de aprendizaje del Laboratorio de URE-ER que se ubicará en el segundo piso del Edificio Eléctrica II.

El documento se encuentra conformado por siete (6) capítulos y quince (17) anexos. En el segundo capítulo de este libro, se presenta el plan de trabajo de

grado y la metodología establecida para el diseño del sistema integrado. Mientras en el capítulo tres se presenta los conceptos básicos relacionados con sistemas fotovoltaicos y micro-redes en corriente continúa.

La descripción del subsistema fotovoltaico conectado a la red (SFCR), cuya capacidad instalada es de 13,32kWp y será instalado sobre dos seguidores solares de 50m², se presenta en el tercer capítulo. Esto es la presentación del análisis del potencial energético disponible de la radiación solar en la ciudad de Bucaramanga, el dimensionamiento y la selección de equipos y elementos del sistema, como protecciones, ductos, conductores, tableros, sistema PAT y medidores; por último, se hace la exposición de un análisis energético del sistema.

En el cuarto capítulo se describe el diseño de un subsistema fotovoltaico para alimentar las dos micro-redes y conectado a la red y el diseño respectivo de las dos micro-redes. Para ello, se exponen consideraciones generales del diseño, cálculo de la carga instalada y demanda promedio, dimensionamiento y selección de equipos; y por último, se presenta un análisis energético del sistema diseñado.

Posteriormente, en el quinto capítulo, se realiza el análisis financiero de los diseños propuestos. Y en el sexto capítulo se consignan las conclusiones y recomendaciones del trabajo realizado.

1. Capítulo1. DESCRIPCIÓN DEL PLAN DE TRABAJO

El presente capítulo expone el planteamiento del problema a resolver, la importancia y justificación de su solución, los objetivos y alcances de la investigación, así como la solución establecida y la metodología para su construcción.

Este proyecto de grado se enmarca dentro de la temática fuentes de energías renovables y gestión de la energía de la línea *uso racional de la energía y energía renovables* del grupo de investigación GISEL³.

Hace parte de un conjunto de proyectos de investigación que tiene como objeto diseñar aplicaciones sostenibles⁴ para el futuro Edificio Eléctrica II, edificación donde se solventará la necesidad de infraestructura actual y futura de laboratorios y de oficinas de profesores de la Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones-E3T.

Trata sobre el diseño de un sistema fotovoltaico AC/DC integrado a la red eléctrica a partir de dos subsistemas, uno conectado directamente a la red de aproximadamente 13 kWp como estrategia para mitigar el consumo de energía eléctrica de la red pública del Edificio Eléctrica II, y de una micro-red en DC en baja tensión para la alimentación de cargas tales como portátiles e iluminación LED.

Este sistema se considera un futuro objeto práctico de aprendizaje para estudiantes de pregrado y posgrado. Pertenecerá de manera integra al Laboratorio de URE-ER⁵.

³ Grupo de Investigación en Sistemas de Energía Eléctrica perteneciente a la Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones – E3T de la Universidad Industrial de Santander.

⁴ Todo aquel sistema que permita satisfacer necesidades (confort visual, confort térmico, uso de equipos electrónico, etc.) al interior de una edificación sin consumir energía (p.e. arquitectura bioclimática) o generándola a partir del medio ambiente circundante (p.e. fuentes de energía renovable) o utilizando sistemas de alta eficiencia energética (iluminación con LEDs) [Osma, 2010].

⁵ Laboratorio de Uso Racional de la Energía y Energías Renovables (Edificio Eléctrica II).

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En la actualidad, la Universidad Industrial de Santander consume una cantidad significativa de energía eléctrica para satisfacer necesidades al interior de su campus central y representa un costo financiero importante. La actual administración ha manifestado que la universidad tiene un presupuesto ajustado para cubrir su operación, aunque si algunos recursos para proyectos de inversión [OSMA, 2010].

Por otro lado, la E3T ha declarado y demostrado la necesidad de ampliar su infraestructura física y dotación tecnológica para cumplir de manera eficaz sus responsabilidades presentes y futuras en docencia, investigación y extensión, y llevar a cabo proyectos como el proceso de acreditación de internacional del plan de estudios de pregrado de ingeniería eléctrica. Parte de la solución se ha plasmado en el proyecto de un nuevo edificio para la E3T de 4 000 (m²) aproximadamente, el Edificio Eléctrica II, el cual albergará laboratorios y espacios requeridos para los profesores de planta [OSMA, 2010].

Ahora, considerando la necesidad de la universidad de no aumentar sus costos de operación y del hecho que una nueva edificación como el Edificio Eléctrica II implicaría un consumo adicional de energía eléctrica, se hace necesario establecer estrategias que permitan disminuir dichos consumos. Por ello, el actual proyecto de investigación propone el diseño de un sistema fotovoltaico para mitigar en parte el consumo del Edificio Eléctrica II y una micro-red en DC en baja tensión alimentada por un sistema fotovoltaico.

1.2 IMPORTANCIA Y JUSTIFICACIÓN

El desarrollo de este proyecto es impulsado por tres aspectos fundamentales: (1) disponibilidad de recurso energético existente, (2) carencia de una política URE en

la universidad, y (3) ventaja estratégica a niveles tecnológico y pedagógico para la E3T en el Edificio Eléctrica II.

El potencial energético de la radiación solar de ciudad de Bucaramanga, 4,9 (kWh/m²/día)⁶, hace atractiva la formulación de proyectos de sistemas fotovoltaicos, lo cual se debe a su privilegiada posición geográfica.

Es importante para la universidad emprender iniciativas que propendan por el uso racional de la energía y la implementación de tecnologías que permitan gestionar la energía considerando:

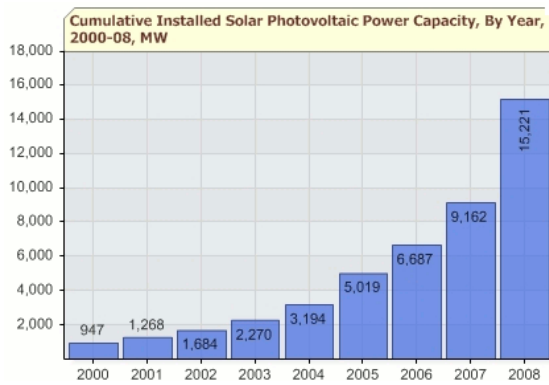
- El tamaño de su infraestructura y la diversidad de sus instalaciones eléctricas.
- La responsabilidad de incursionar en tendencias de interés social de alto impacto, como lo son disminuir el consumo de energía eléctrica y apropiar tecnología para la generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables.

La implementación de sistemas de energía fotovoltaica permitirá a la Universidad Industrial de Santander disminuir el impacto ambiental generado por el consumo de energía proveniente de las fuentes actuales de generación, así como los costos de dicho consumo.

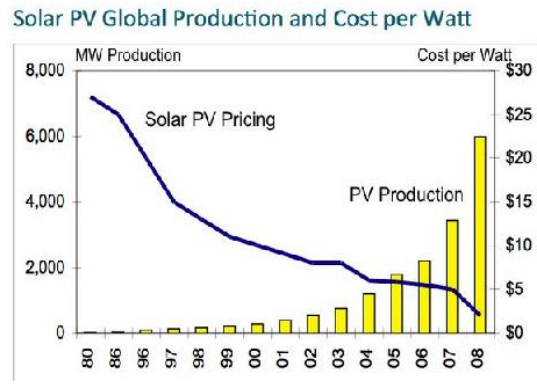
Algunas de las ventajas de la generación de energía eléctrica con energía solar son: fuente energética gratuita, uso libre de polución, recurso renovable y de naturaleza inagotable, son las razones por las cuales la implementación de sistemas fotovoltaicos incrementa constantemente [CENSOLAR, 2009].

Esto se evidencia en la figura 1.1, grandes incrementos en la capacidad de generación a nivel mundial asociados a una disminución del precio por Wp instalado. A medida que se aumenta la producción de energía solar fotovoltaica el precio por cada Watt proveniente de ésta disminuye de manera significativa.

⁶ Promedio obtenido a partir de los datos proporcionados por la corporación de la Meseta de Bucaramanga (CDMB) para radiación solar desde el 2001 hasta el 2008.



Capacidad instalada



Precio y capacidad producida de paneles fotovoltaicos

Fig. 1.1. Producción, generación y costo de la energía solar fotovoltaica [GREENECON, 2010]

La utilización de una micro-red en CC a partir de la generación en sitio (energías renovables) permite evitar las pérdidas por conversión AC/DC, típicas en la alimentación de equipos electrónicos en sistemas AC. Adicionalmente, si dicha micro-red cuenta con una estrategia de almacenamiento de energía [SALOMONSSON, 2010].

1.3 OBJETIVOS Y ALCANCES

Como objetivo general, se busca el diseño de un sistema de generación de energía eléctrica con paneles solares fotovoltaicos y una micro-red en corriente continua de baja tensión, para el nuevo edificio de Eléctrica II de la Universidad Industrial de Santander. A continuación se mencionan los objetivos específicos establecidos y con su respectivo alcance.

Objetivos específicos	Alcance
Realizar el diseño eléctrico de un sistema de energía fotovoltaica en el nuevo edificio de Eléctrica II de la Universidad Industrial	Para el diseño eléctrico del sistema de generación fotovoltaica se determinarán las características técnicas de paneles, reguladores, baterías y convertidores. Previamente, se establecerá el potencial energético de la radiación solar sobre la azotea del edificio, se realizará el dimensionamiento del sistema de generación y las cargas electrónicas que el sistema de generación pueda

de Santander.

alimentar. Adicionalmente, se elaborarán los planos eléctricos del sistema de generación fotovoltaica.

Realizar el diseño de una *micro-red* en corriente continúa en baja tensión para el nuevo edificio de Eléctrica II de la Universidad Industrial de Santander.

El diseño de la micro-red se establecerá a partir del dimensionamiento de los conductores y protecciones, la localización eficaz de alimentación. Cada punto de alimentación de la red deberá cumplir con un nivel de regulación de tensión apropiado. Adicionalmente, se elaborarán los planos eléctricos de la micro-red en DC de baja tensión.

Realizar la evaluación financiera de los diseños propuestos del sistema de energía fotovoltaica y de la micro-red en corriente continua propuestos.

La evaluación financiera del proyecto permitirá analizar la rentabilidad del proyecto propuesto, a partir del estudio del costo de la inversión inicial, los beneficios financieros permanentes por la disminución del consumo de energía de la red de distribución pública y los costos de mantenimiento durante la vida útil del sistema y de la micro-red.

Se tendrá como impacto directo del proyecto en el mediano plazo, la disminución del consumo de energía eléctrica de la red pública a partir del aprovechamiento de la radiación solar en sitio.

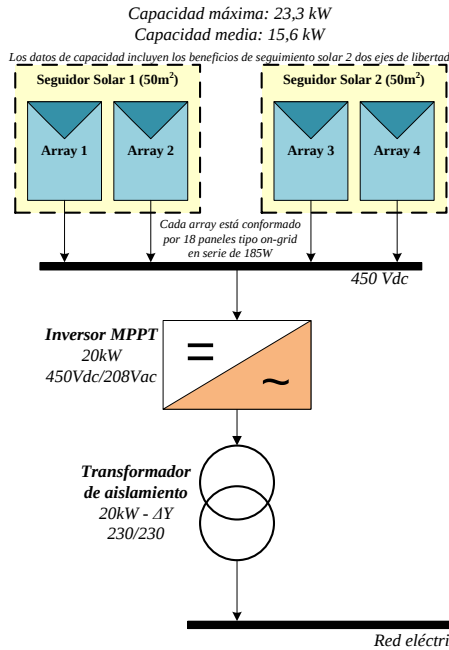
Como valor agregado de la iniciativa, se aprecia como la implementación del sistema fotovoltaico conectado a la red en el Edificio Eléctrica II y de la micro-red permitirá la interacción de estudiantes de la E3T con este tipo de solución tecnológica, fortaleciendo su proceso de formación académica.

1.4 SOLUCIÓN ESTABLECIDA

Como producto del presente trabajo, se estableció un sistema fotovoltaico AC/DC integrado a la red eléctrica del Campus Central de la Universidad Industrial de Santander. Dicha integración se propone realizar a partir de la red eléctrica del Edificio Eléctrica II. El esquema general se presenta en la figura 1.2.

SISTEMA FOTOVOLTAICO AC/DC INTEGRADO A LA RED ELÉCTRICA DEL CCUIS

Subsistema Fotovoltaico Conectado a la Red Eléctrica



Subsistema Fotovoltaico de Alimentación Para Dos Micro-redes en DC y Con Conexión a la Red Eléctrica

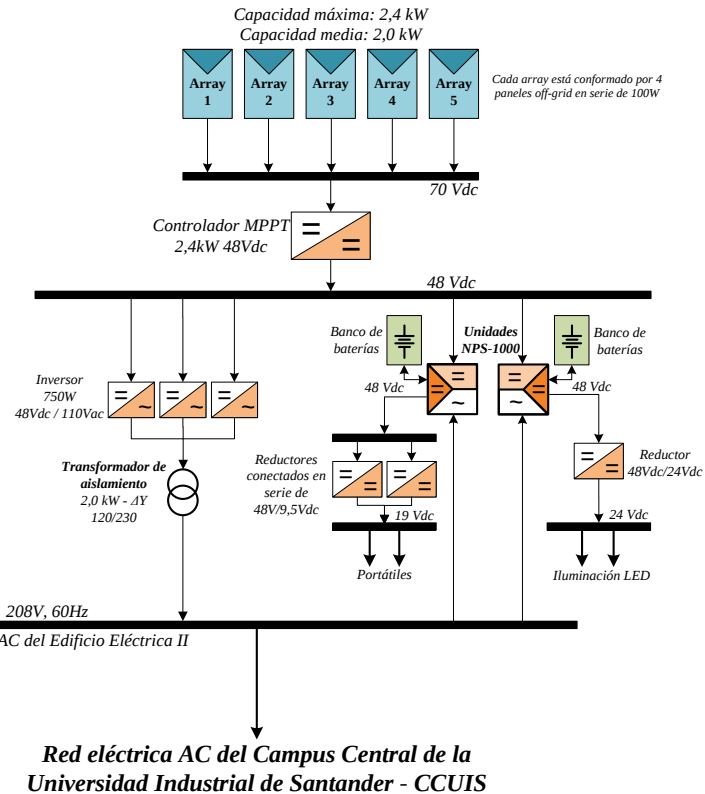


Fig. 1.2. Esquema del sistema fotovoltaico AC/DC integrado a la red eléctrica del CCUIS.

Este sistema se encuentra conformado por un subsistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica y un subsistema fotovoltaico de alimentación para dos micro-redes en DC y con conexión a la red eléctrica. Dan cumplimiento a los objetivos específicos 1 y 2, respectivamente. Su diseño detallado se presenta en los capítulos 3 y 4. El cumplimiento del objetivo específico 3 se presenta en el capítulo 5.

El primer subsistema está conformado por 4 arrays o bloques conectados en paralelo y conformados cada uno por 18 paneles en serie de 185W. La capacidad

instalada es de 13,32kW teniendo en cuenta una radiación de 1kW/m^2 . Sin embargo, como los *arrays* se encontrarán instalados en 2 seguidores solares de 50m^2 de dos ejes de libertad, esto incrementará la generación en casi 20% al año con respecto a una configuración horizontal. Adicionalmente, debido a la presencia de franjas frecuentes de radiación por encima de $1,2\text{kW/m}^2$ y a los picos de captación por seguimiento solar, se tendrá un sistema con una generación máxima de un poco más de 23kW.

La inyección de energía se hará a partir de un inversor DC/AC y de un transformador de aislamiento de relación 1:1. El inversor tiene como funciones realizar el acondicionamiento de energía de DC a AC, obtener la máxima generación de energía de los paneles y sincronizarse con la red AC para inyectar la energía sin inconvenientes; el transformador actúa como un desacople entre las partes DC y AC del subsistema.

El segundo subsistema tiene una menor capacidad de generación aunque su esquema es bastante más complejo. Está conformado por 5 arrays de 4 paneles en serie, lo que ofrece una capacidad instalada de 2,0kW para una radiación de $1,0\text{kW/m}^2$, y de 2,4kW para franjas de $1,2\text{kW/m}^2$. La prioridad de este subsistema es alimentar cargas DC, conformadas por lámparas LED y portátiles del Laboratorio de URE-RE del Edificio Eléctrica II. Cada tipo de carga será alimentada a partir de una micro-red en DC a 48Vdc.

Las cargas DC podrán ser alimentadas directamente por los paneles fotovoltaicos, así como por las baterías cuando se disponga, y en caso de ser necesario por algún motivo, tendrán una conexión de respaldo de la red eléctrica del edificio. Estarán en funcionamiento solo durante el uso del laboratorio, lo cual no pasará de unas horas a la semana. Por tanto, las micro-redes no estarán en operación la mayoría del tiempo. Debido a esto, se implementarán tres inversores DC/AC monofásicos para inyectar la energía generada restante a la red AC del edificio. Se aclara que no se encontraron en el mercado inversores trifásicos para el nivel de generación y tensiones característicos de este subsistema.

1.5 METODOLOGÍA ESTABLECIDA PARA EL DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO

Para realizar el diseño de los subsistemas presentados se estableció la metodología mostrada en la figura 1.3. Consta de siete (7) fases, y un total de 23 etapas. La última fase consiste en el análisis financiero. El diseño de cada subsistema requirió la aplicación por separado de la metodología, y se muestra en los capítulos 3 y 4.



Fig. 1.3. Esquema de la metodología aplicada para el diseño del sistema fotovoltaico.

A continuación se expone cada etapa de la metodología establecida.

FASE 1: CONSIDERACIONES GENERALES

1.5.1 Etapa 1.1. Configuración del sistema

OBJETIVO: Definir la configuración base del sistema para así dar inicio a la construcción del esquema particular del proyecto.

Los sistemas fotovoltaicos tienen diferentes configuraciones en función de su relación con la red eléctrica, el tipo de carga y el almacenamiento de energía. En la figura 1.4 se presentan cinco esquemas genéricos de configuración, los cuales pueden ser fusionados dependiendo de las necesidades del proyecto. Conocer la configuración requerida permite visualizar su estructura y los componentes principales que conformarán el sistema.

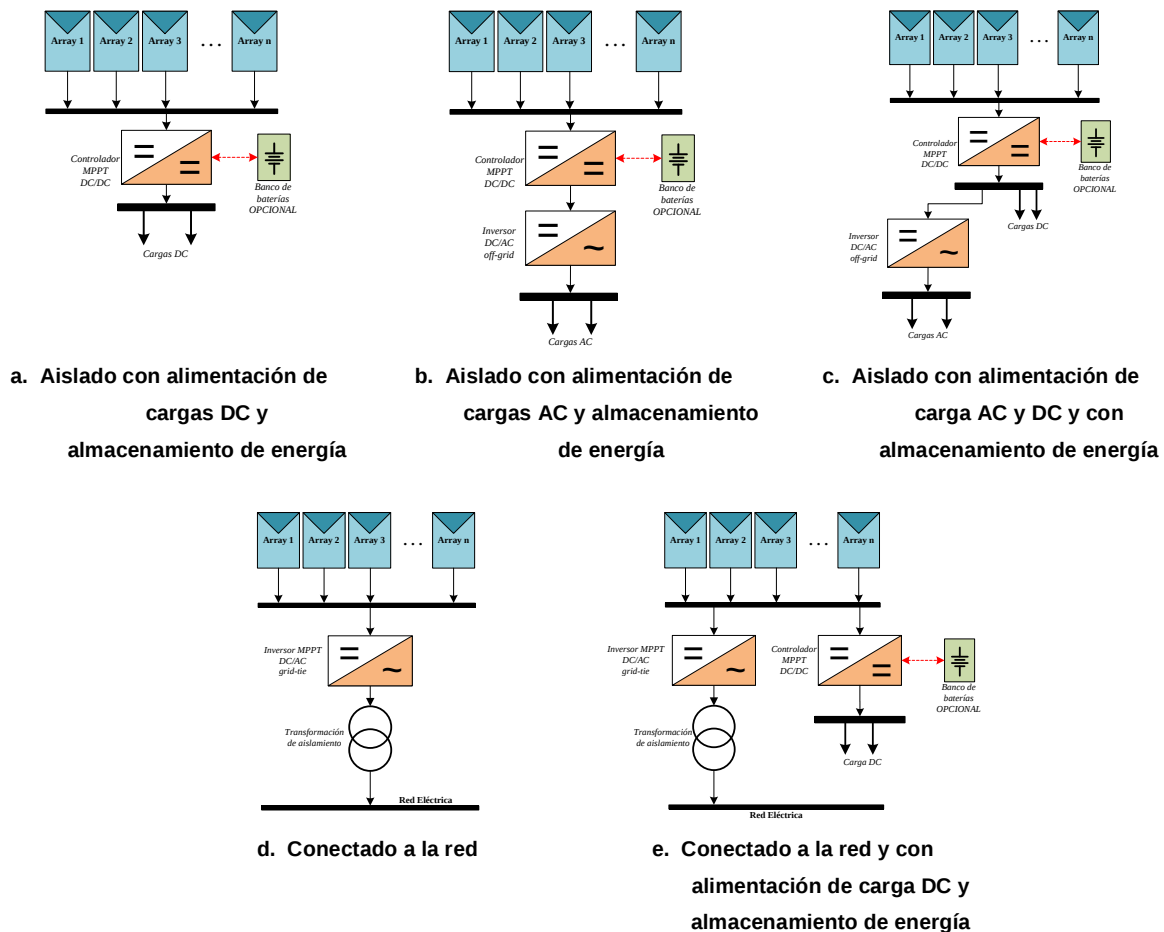


Fig. 1.4. Configuraciones tipo de sistemas fotovoltaicos.

1.5.2 Etapa 1.2. Temperatura de operación

OBJETIVO: Determinar el efecto de la temperatura de operación en la eficiencia de los paneles.

La generación de energía eléctrica en paneles fotovoltaicos tiene una alta dependencia de la temperatura de operación al estar éstos constituidos por materiales semiconductores. La mayor generación se da cuando esta variable alcanza los 25°C. Esta temperatura está en función del nivel de radiación solar y de la temperatura ambiente. La figura 1.5 muestra la disminución del área bajo la curva (potencia) al aumentar la temperatura de operación, esta figura es sólo para explicitar el comportamiento de la potencia en función de la temperatura, podría haberse tomado como ejemplo cualquier otro panel.

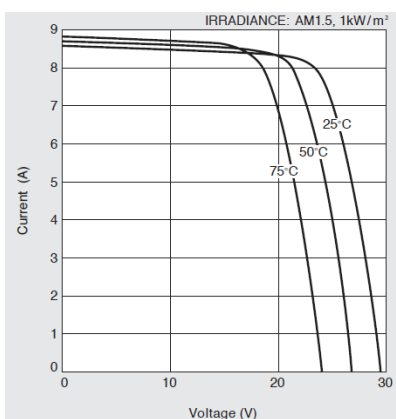


Fig. 1.5. Curva característica de I-V para varias temperaturas de operación del panel KD185GH-2PU.

La temperatura óptima de operación (25°C) solo es posible de alcanzar en climas fríos, donde la temperatura ambiente es cercana a 0°C. En la zona tropical, donde la temperatura está alrededor de 30°C y la radiación solar es significativa, esta variable alcanza valores que superan los 50°C. Por esa razón, se tiene una pérdida significativa de eficiencia en los paneles.

De la figura 1.6 se puede establecer la pérdida de generación en función de la temperatura ambiente y del nivel de radiación solar. Para el caso de

Bucaramanga, considerando una radiación solar de $1,0\text{kW/m}^2$ y una temperatura ambiente de 26°C , se aprecia que la generación será aproximadamente del 87% del valor nominal. Para esa misma temperatura y con una radiación desoló $0,4\text{kW/m}^2$, la generación será de 96%.

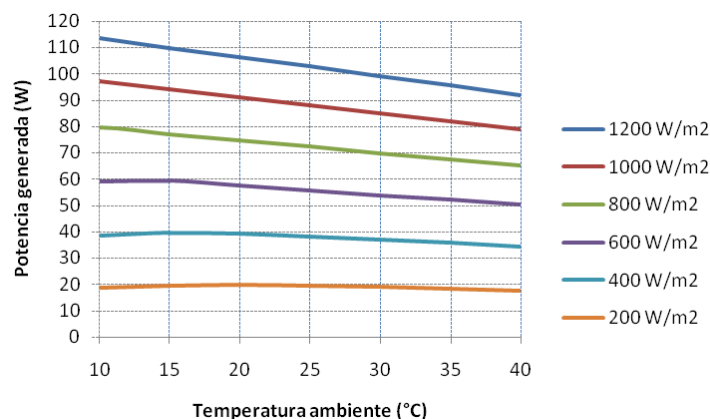


Fig. 1.6. Potencia generada por un panel de 100W a diferentes niveles de radiación y temperaturas ambiente.

1.5.3 Etapa 1.3. Restricciones de capacidad del sistema

OBJETIVO: Determinar la capacidad instalada del sistema teniendo en cuenta el análisis de restricciones existentes.

Un sistema fotovoltaico puede presentar tres razones para que sea restringida su capacidad: área, inversión inicial y demanda. En tabla 1.1 se presenta información para determinar la máxima capacidad del sistema por área o por inversión. Para determinar el tamaño del sistema PV con base en la demanda, se recomienda la consulta de libros especializados. El menor valor obtenido de los tres cálculos realizados será la capacidad del sistema.

Tabla 1.1. Restricciones por área e inversión inicial.

RESTRICCIÓN POR ÁREA	En este caso existe un área límite para el proyecto, por ende la potencia del mismo estará en función del número de paneles que allí puedan instalarse. Debido a que la mayoría de paneles tienen una eficiencia de aproximadamente 14%, es decir una densidad de potencia de 140W, se puede estimar la capacidad del sistema como sigue: <table border="1" data-bbox="527 548 1365 695"> <tr> <td data-bbox="527 548 721 695"> Capacidad del sistema en función del área (A) </td><td data-bbox="721 548 1365 695"> $P[W] = f(A) = A(m^2) * \eta_{panel} (\%) * 1000 = 140 * A [W]$ </td></tr> </table>	Capacidad del sistema en función del área (A)	$P[W] = f(A) = A(m^2) * \eta_{panel} (\%) * 1000 = 140 * A [W]$
Capacidad del sistema en función del área (A)	$P[W] = f(A) = A(m^2) * \eta_{panel} (\%) * 1000 = 140 * A [W]$		
RESTRICCIÓN POR INVERSIÓN	Esto ocurre cuando se da un tope máximo de inversión inicial para el proyecto. Considerando la tendencia mundial, se puede estimar el precio del sistema por W instalado. Existen dos precios a tener en cuenta, con y sin seguimiento solar, el cual es \$18 500/Wp (USD10/Wp) y \$11 000/Wp (USD6/Wp) respectivamente. <table border="1" data-bbox="527 877 1365 1150"> <tr> <td data-bbox="527 877 721 1150"> Capacidad del sistema en función de la inversión (A) </td><td data-bbox="721 877 1365 1150"> $P[W] = f(\\$) = Inversión(\\$)/Costo(\\$ / Wp) [W]$ Con seguimiento solar → $P[W] = f(\\$) = Inversión / 18\ 500 [W]$ Con seguimiento solar → $P[W] = f(\\$) = Inversión / 11\ 000 [W]$ </td></tr> </table>	Capacidad del sistema en función de la inversión (A)	$P[W] = f(\$) = Inversión(\$)/Costo(\$ / Wp) [W]$ Con seguimiento solar → $P[W] = f(\\$) = Inversión / 18\ 500 [W]$ Con seguimiento solar → $P[W] = f(\\$) = Inversión / 11\ 000 [W]$
Capacidad del sistema en función de la inversión (A)	$P[W] = f(\$) = Inversión(\$)/Costo(\$ / Wp) [W]$ Con seguimiento solar → $P[W] = f(\\$) = Inversión / 18\ 500 [W]$ Con seguimiento solar → $P[W] = f(\\$) = Inversión / 11\ 000 [W]$		

FASE 2: POTENCIAL ENERGÉTICO

1.5.4 Etapa 2.1. Estudio de la radiación solar en sitio

OBJETIVO: Caracterizar el nivel de radiación solar en sitio.

El primer paso para determinar el potencial solar del proyecto es establecer el nivel de radiación solar en sitio. La información más básica puede obtenerse de mapas de radiación solar que ofrecen datos de promedios mensuales multianuales. Sin embargo, si lo que se desea es un análisis de mayor calidad técnica, se precisa de datos de radiación solar horaria (datos de radiación solar medidos hora a hora). Éstos pueden obtenerse de una estación meteorológica de algún ente académico o gubernamental. Se recomienda que los datos a utilizar sean de varios años.

En cuanto a los valores históricos analizados, debe tenerse presente los valores que superen el valor de referencia de $1,0\text{kW/m}^2$ y la duración de tal evento. Esto es importante dado que los sistemas se dimensionan considerando este valor de

referencia, por tanto, si los datos lo ameritan, debe ajustarse ese valor. Por ejemplo, si se presentan con frecuencia radiación sostenidas de $1,2\text{kW/m}^2$ por más de una hora, deberá ser este el nuevo valor de referencia. Aunque es lógico que haya momentos donde la radiación solar sobrepase el valor de $1,0\text{kW/m}^2$, y los equipos electrónicos lo manejen, tal situación solo puede ser soportada por un tiempo limitado.

Este incremento sostenido de radiación solar debe considerarse dentro de los criterios de diseño. Dado que un incremento de radiación solar se traduce en un aumento casi proporcional de potencia y corriente de operación del panel fotovoltaico, se deben afectar los valores nominales de potencia (P_{nom}) y corriente (I_{nom}) del sistema por un factor de corrección por exceso de radiación solar (FC_{rad_ext}), lo que permitirá establecer los nuevos valores de potencia (PDA_{rad_ext}) y corriente (IDA_{rad_ext}) para dimensionamiento ajustados.

$$PDA_{rad_ext} = FC_{rad_ext} * P_{nom} \quad (1.1)$$

$$IDA_{rad_ext} = FC_{rad_ext} * I_{nom} \quad (1.2)$$

1.5.5 Etapa 2.2. Análisis incremental por seguimiento solar

OBJETIVO: Determinar el impacto para el diseño del uso de estrategias de seguimiento solar.

El seguimiento solar en sistemas fotovoltaicos permite aumentar la captación de radiación solar y con ello incrementar la generación de energía eléctrica por parte de los paneles fotovoltaicos en comparación con una configuración horizontal de éstos. Existen tres tipos de seguimiento solar: (i) estático, (ii) dinámico de 1 grado

de libertad y (iii) dinámico de 2 grado de libertad. Éste último da a los paneles en todo momento la orientación y la inclinación óptimas respecto del Sol, aprovechándose así al máximo la totalidad de la radiación solar.

La radiación solar adicional producto de un seguidor solar (G_{an}) es la diferencia entre la radiación global solar sobre una superficie- $\beta\gamma$ (*Superficie con una inclinación β sobre el plano horizontal y una orientación horizontal y medida desde el eje del punto cardinal sur en sentido horario*) y la radiación solar global horizontal (G_h). Su representatividad porcentual con respecto a la radiación global horizontal se ha denominado *índice de aprovechamiento por seguimiento solar* (Ass).

$$G_{an} = G_{\beta\gamma} - G_h \quad (1.3)$$

$$Ass = \frac{(G_{\beta\gamma} - G_h)}{G_h} * 100\% \quad (1.4)$$

Dado que Ass depende tanto de la hora, del día, nivel de radiación y la posición geográfica, y que precisar su cuantificación requiere de un manejo matemático complejo, por ello se recomienda buscar trabajos que analicen este aspecto en el sitio en cuestión. No se recomienda hacer uso de datos de seguimiento solar de países ubicados fuera de la zona tropical, pues debido a su posición geográfica, el impacto de esta estrategia tiene resultados no aplicables a Colombia.

Este incremento de radiación solar debe considerarse dentro de los criterios de diseño. Por tanto, deben modificarse los valores nominales de potencia (PDA_{rad_ext}) y corriente del sistema (IDA_{rad_ext}) que han sido corregidos por mayor radiación solar, si es el caso. El factor de corrección por seguimiento solar es $FC_{seguimiento}$, y los nuevos valores de potencia ($PDA_{seguimiento}$) y corriente ($IDA_{seguimiento}$) para dimensionamiento ajustados serán:

$$PDA_{seguimiento} = FC_{seguimiento} * PDA_{rad_ext} \quad (1.5)$$

$$IDA_{seguimiento} = FC_{seguimiento} * IDA_{rad_ext} \quad (1.6)$$

FASE 3: CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA

1.5.6 Etapa 3.1. Esquematización básica del sistema

OBJETIVO: Definir el esquema particular del proyecto.

Con base en las necesidades que motivaron el diseño del sistema fotovoltaico, se aumentará el nivel de detalle de la configuración del sistema elegido en la etapa 1.1, con lo cual se establecerá la configuración definitiva, de manera similar a la mostrada en la figura 1.1. Básicamente, consiste en precisar adecuadamente, los componentes del sistema, su interconexión y las cargas a alimentar, de forma tal que se precisen la etapa de generación, la etapa de acondicionamiento de energía, la etapa de almacenamiento (opcional) y la etapa alimentación de las cargas.

1.5.7 Etapa 3.2. Determinación de valores característicos del sistema

OBJETIVO: Determinar los valores característicos del sistema.

Se procede ahora a establecer los valores característicos de potencia, tensión y corriente del sistema para cada una de las etapas. Estos valores son fundamentales para realizar la definición de parámetros que permita la selección de los dispositivos del sistema. Dependen de tres factores: tipo de paneles, *arrays* en paralelo y tensión de servicio, y pueden determinarse de forma aproximada teniendo en cuenta que la densidad de potencia y de tensión en los paneles se tienden a mantenerse sin importar tamaño o marca.

Existen dos tipos de paneles: *on-grid* y *off-grid*. Los tipos *on-grid* están diseñados para sistemas fotovoltaicos conectados a la red y en general mantienen valores de corriente determinados sin importar su potencia, pues su conexión típica consiste en grandes cantidades en serie y de altas tensiones. Los *off-grid* son asociados a

sistemas de alimentación de cargas en DC y con almacenamiento de energía, por lo que su tensión de operación es especial sin importar su potencia.

Para sistemas conectados a la red. A continuación se presentan valores promedio de paneles *on-grid*, tales como: densidad de potencia ($P_{mmp_{PROM_m^2}}$), densidad de tensión de circuito abierto ($V_{oc_{PROM_m^2}}$), densidad de tensión del punto de máxima potencia ($V_{mpp_{PROM_m^2}}$), corriente del punto de máxima potencia nominal ($I_{mpp_{panel\ on-grid}}$) y corriente de cortocircuito nominal ($I_{sc_{panel\ on-grid}}$). Estos valores ayudan a conocer las características de la etapa de generación, aún cuando no se haya elegido un modelo de panel.

$$\begin{aligned}
 P_{mmp_{PROM_m^2}} &= 140 [W/m^2] & V_{mpp_{PROM_m^2}} &= 18 [Vdc/m^2] \\
 V_{oc_{PROM_m^2}} &= 22 [Vdc/m^2] & I_{mpp_{panel\ on-grid}} &= 7,8 [A] \\
 & & I_{sc_{panel\ on-grid}} &= 8,5 [A]
 \end{aligned}$$

Aunque la tensión máxima de circuito abierto del sistema ($V_{oc_{MAX_SISTEMA}}$) que puede alcanzar un sistema en baja tensión es 600Vdc, con el fin de evitar el funcionamiento de equipos al límite del nivel de aislamiento, se recomienda fijar esta tensión para diseño en 550Vdc. Este valor determina área ($Area_{array}$), y este valor a su vez la tensión nominal de trabajo del array ($V_{mpp_{array}}$) y potencia de los arrays ($Potencia_{array}$).

$$\begin{aligned}
 Area_{array} &= \frac{V_{oc_{MAX_SISTEMA}}}{V_{oc_{PROM_m^2}}} = \frac{550}{22} = 25 [m^2] \\
 V_{mpp_{array}} &= V_{mpp_{PROM_m^2}} * Area_{array} = 18 * 25 = 450 [Vdc] \\
 Potencia_{array} &= Area_{array} * P_{mmp_{PROM_m^2}} = 25 * 140 = 3\ 500 [W]
 \end{aligned}$$

El número de paneles por array ($N_{panel/array}$) dependerá del área del panel seleccionado ($Area_{panel}$). El número de arrays (N_{array}) que se conectarán en paralelo y las corrientes características nominal ($Impp_{sistema}$) y de cortocircuito ($Isc_{sistema}$) del sistema se determinan en función de la potencia del sistema definida ($Potencia Sistema$) en la etapa 1.3.

$$N_{panel/array} = \frac{Area_{array}}{Area_{panel}} \quad (1.7)$$

$$N_{array} = \frac{Potencia Sistema}{Potencia_{array}} \quad (1.8)$$

$$Impp_{sistema} = I_{DC} = Impp_{panel on-grid} * N_{array} = 7,8 * N_{array} \quad (1.9)$$

$$Isc_{sistema} = Isc_{panel on-grid} * N_{array} = 8,5 * N_{array} \quad (1.10)$$

Dado que la tensión de conexión a la red es de 208Vac, implica que la corriente aguas abajo del inversor, la inyectada a la red (I_{AC}), será:

$$I_{AC} = \frac{Potencia Sistema}{\sqrt{3} * 208 * 1,2} \quad (1.11)$$

La figura 1.7 presenta la asociación de los valores característicos del sistema.

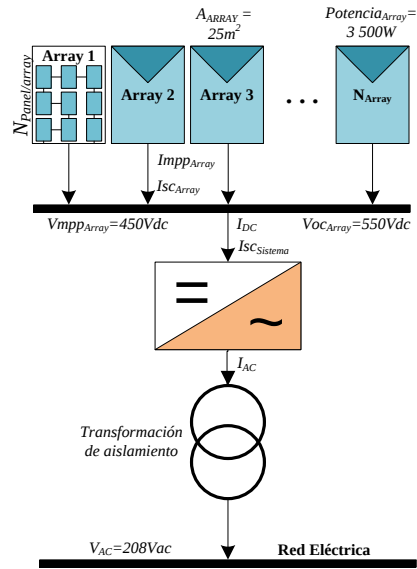


Fig. 1.7. Valores característicos de un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica.

Todos los valores aquí establecidos son producto de estimaciones promedio de paneles *on-grid* ofrecidos en el mercado. Tal como se puede apreciar, a pesar de no conocer el modelo de panel con el cual se trabajará, es posible determinar características del esquema del sistema.

Para sistemas alimentador de cargas DC y con almacenamiento de energía. A continuación se presentan valores promedio de paneles *off-grid*, tales como: densidad de potencia ($P_{mmp_PROM_m^2}$), densidad de corriente del punto de máxima potencia ($I_{mpp_PROM_m^2}$), tensión nominal del punto de máxima potencia ($V_{mpp_panel\ off-grid}$) y tensión nominal de circuito abierto ($V_{oc_panel\ on-grid}$).

$$P_{mmp_PROM_m^2} = 130 [W/m^2] \quad I_{mpp_PROM_m^2} = 7,6 [A/m^2]$$

$$V_{mpp_panel\ off-grid} = 17,4 [V]$$

$$V_{oc_panel\ on-grid} = 21,7 [V]$$

La tensión de operación de los sistemas que alimentan cargas DC, V_{DC} , puede ser 12Vdc, 24Vdc o 48Vdc. Esta tensión determina el número de paneles ($N_{panel/array}$) en serie por array, y con dicho valor las tensiones nominal de operación ($V_{mpp_{array}}$) y de circuito abierto ($V_{oc_{array}}$) del array.

$$N_{panel/array} = \frac{V_{DC}}{12} \quad (1.12)$$

$$V_{mpp_{array}} = V_{mpp_{panel\ off-grid}} * N_{panel/array} = 17,4 * N_{panel/array} \quad (1.13)$$

$$V_{oc_{array}} = V_{oc_{panel\ off-grid}} * N_{panel/array} = 21,7 * N_{panel/array} \quad (1.14)$$

Ahora, el modelo de panel se elige con base en un proceso de selección por unidades requeridas. Se debe elegir el modelo de mayor potencia que ofrezca un número de paneles total del sistema ($N_{panel/sistema}$) tal que sea aproximadamente un múltiplo entero de $N_{panel/array}$. El número de paneles del sistema se determina en función de la potencia del sistema (*Potencia Sistema*) y de la potencia del panel (*Potencia_{panel}*).

$$N_{panel/sistema} = \frac{Potencia\ Sistema}{Potencia_{panel}} \quad (1.15)$$

Con el panel seleccionado, se procede a determinar el área del array y las corrientes nominal ($I_{mpp_{array}}$) y de cortocircuito del array ($I_{sc_{array}}$).

$$Area_{array} = N_{panel/array} * Area_{panel} \quad (1.16)$$

$$I_{mpp_{array}} = I_{mpp_{PROM_m^2}} * Area_{panel} = 7,6 * Area_{panel} \quad (1.17)$$

$$I_{sc_{array}} = I_{sc_{PROM_m^2}} * Area_{panel} = 8,5 * Area_{panel} \quad (1.18)$$

Teniendo esta información, se procede a determinar las corrientes nominales ($I_{mpp_generador}$) y de cortocircuito ($I_{sc_generador}$) del generador.

$$I_{mpp_generador} = I_{mpp_array} * N_{array} \quad (1.19)$$

$$I_{sc_generador} = I_{sc_array} * N_{array} \quad (1.20)$$

La corriente de operación de la etapa de servicio (I_{DC}) se determina de la siguiente forma:

$$I_{DC} = \frac{V_{mpp_sistema} * I_{mpp_sistema}}{V_{DC}} \quad (1.21)$$

La figura 1.8 presenta la asociación de los valores característicos del sistema.

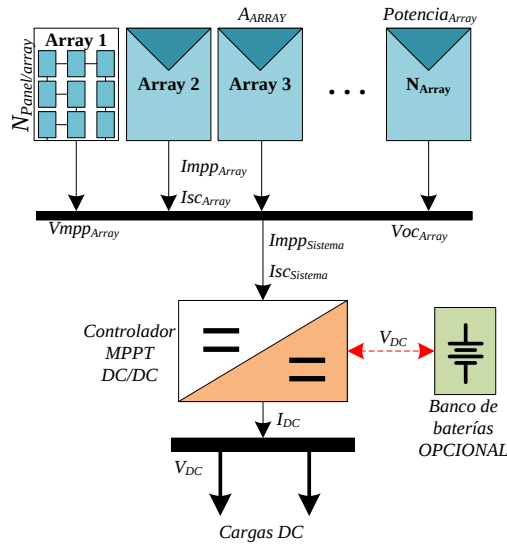


Fig. 1.8. Valores característicos de un sistema fotovoltaico alimentador de cargas DC.

1.5.8 Etapa 3.3. Definición de parámetros para la selección de dispositivos

OBJETIVO: Definir parámetros para la selección de dispositivos.

La tabla 1.2 presenta una guía de los parámetros y requerimientos para la selección de dispositivos. Los valores allí presentados son producto de la revisión de datos ofrecidos en el mercado.

Tabla 1.2. Parámetros y requerimientos para la selección de dispositivos.

DISPOSITIVO	PARÁMETROS
Paneles para sistemas de conexión a la red eléctrica	Eficiencia $\geq 13\%$, Tipo: <i>On-grid</i> , $V_{oc}=22$ [Vdc/m ²], $V_{mpp}=18$ [Vdc/m ²]
Inversor	Eficiencia $\geq 95\%$, Tecnología MPPT, $300V < V_{input} < 600V$, $V_{output} = 208V_{ac}$, Frecuencia = 60Hz, Potencia = $P_{m\acute{a}x}/1,2$
Transformador de aislamiento	Eficiencia $\geq 95\%$, Relación 1:1, ΔY , Potencia = Potencia inversor
Paneles para sistemas de conexión a la red eléctrica	Eficiencia $\geq 13\%$, Tipo: <i>Off-grid</i> , $V_{oc}=21$ [Vdc/m ²], $V_{mpp}=17$ [Vdc]
Controlador	Eficiencia $\geq 95\%$, Tecnología MPPT, $V_{dc} < V_{input} < 1,5*V_{dc}$, $V_{output} = V_{dc}$, Potencia = P_{max_ajus}
Baterías	$V=12V$, SOC>30%.

FASE 4: SELECCIÓN DE DISPOSITIVOS

1.5.9 Etapa 4.1. Selección de componentes de generación de energía

OBJETIVO: Realizar la selección de paneles.

Se debe realizar una revisión comercial de los paneles que se ajustan a las necesidades establecidas y realizar un proceso de selección. Después de seleccionado el modelo del panel debe presentarse de forma esquemática la configuración de toda la etapa de generación. Así mismo, se debe asociar la información técnica del modelo, tal como valores característicos de tensión, corriente, potencia y las curvas V-I.

1.5.10 Etapa 4.2. Selección de unidades de acondicionamiento de energía

OBJETIVO: Realizar la selección de unidades de acondicionamiento de energía.

Dentro del conjunto de unidades de acondicionamiento de energía se encuentran inversores DC/AC, transformadores de aislamiento, controladores DC/DC, reductores DC/DC, además de otras unidades de gestión de la energía.

Se debe realizar una revisión comercial de las unidades que se ajustan a las necesidades establecidas y realizar un proceso de selección. Adicionalmente, analizar las condiciones de operación recomendadas por el fabricante para obtener el mayor beneficio posible.

1.5.11 Etapa 4.3. Selección de almacenadores de energía (opcional)

OBJETIVO: Realizar la selección de almacenadores de energía.

La mayoría de baterías vienen a 12V, y por tanto se colocarán tantas en serie como la tensión V_{DC} lo exija. Después se revisa el número de unidades en paralelo que deben conectarse en función del número total de estas unidades que se requieren.

El banco de baterías a de satisfacer la capacidad de batería por máxima corriente de carga (CB_{carga}) y la capacidad de de batería por rápida descarga ($CB_{descarga}$). La capacidad de dimensionamiento se fijará con la capacidad más alta (CB_{dim}).

$$CB_{dim} = MAX(CB_{carga}, CB_{descarga}) \quad (1.22)$$

Capacidad mínima de la batería considerando la corriente de carga. Los fabricantes recomiendan que la carga no se realice a una tasa superior a $0,2 \cdot C_n$, donde C_n es capacidad nominal de la batería. El valor mínimo de la batería se determina a partir de la siguiente expresión:

$$CB_{carga} > \frac{G * A * \eta_{panel}}{0,2 * V_{sist}} \quad (1.23)$$

Radiación horaria (G). Es la radiación solar de diseño de un sistema fotovoltaico.

Área (A). Área del bloque de paneles asociados a la microred.

Eficiencia del panel seleccionado (η_{panel})

Tensión del sistema (V_{sist})

Capacidad mínima de la batería considerando la corriente de descarga.

Teniendo en cuenta la disposición del banco de batería, este valor será el mismo de cada una de las baterías a poner en serie. Se determina a partir de la siguiente expresión:

$$CB_{\text{descarga}} = CB_{\text{serie}} > \frac{Er}{V_{\text{sist}} * PD * \eta * FCDR} \quad (1.24)$$

Energía requerida (Er). Es la energía eléctrica que el banco de baterías debe estar en capacidad de suministrar en un lapso determinado.

Profundidad de descarga (PD). Este factor es determinante en la vida útil de la batería, por tanto se recomienda que sea aproximadamente 50%.

Rendimiento unidad de acondicionamiento (η).

Factor de compensación por descarga rápida (FCDR). El banco de baterías debe estar en capacidad de atender la demanda diaria de la microred, lo que implica su descarga en un tiempo, hecho que reduce la capacidad de la batería, y por lo cual debe ser considerado un factor de compensación en su dimensionamiento. Es igual a la capacidad real de la batería en función de la duración promedio de la descarga.

Las especificaciones facilitadas por el fabricante incluirán como mínimo los siguientes puntos: tipo de batería, tensión nominal, capacidad en Ah, profundidad máxima de descarga, dimensiones, peso.

1.5.12 Etapa 4.4. Selección de medidores de energía

OBJETIVO: Realizar la selección de medidores de energía.

Los medidores deben ser elegidos con base en la necesidad de monitoreo de variables en determinados puntos del sistema. Es conveniente que posean medios de comunicación para monitoreo en tiempo real.

FASE 5: CUMPLIMIENTO DE DISPOSICIONES NORMATIVAS

En el presente proyecto de grado se tuvieron en cuenta las disposiciones presentadas en la norma NTC2050, además se reviso que todas las disposiciones tenidas en cuenta permitieran el cumplimiento del Reglamento técnico de instalaciones Eléctricas RETIE.

1.5.13 Etapa 5.1. Diseño del sistema de PAT

OBJETIVO: Realizar el diseño del sistema de PAT.

El sistema de PAT debe realizarse de conformidad a la expuesto en la NTC 2050, con el fin de garantizar condiciones de seguridad a los seres vivos, presentar mínima variación de la resistencia debida a cambios ambientales, permitir a los equipos de protección el despeje rápido de las fallas, tener suficiente capacidad de conducción y disipación de corrientes de falla, evitar ruidos eléctricos, ser resistente a la corrosión; y finalmente, tener facilidad de mantenimiento de la instalación. Comprenderá la unión a tierra de todas las masas metálicas, tanto de la parte continua como la parte de alterna. Es prudente tener presente las siguientes definiciones:

Conductor puesto a tierra. Un conductor del sistema que normalmente lleva corriente y se pone a tierra de forma intencionada. En los sistemas fotovoltaicos, un conductor (normalmente el negativo) en los sistemas de dos conductores o el neutro en sistemas bipolares, se pone a tierra.

Conductor de tierra del equipo. Un conductor que normalmente no lleva corriente y se usa para conectar las partes metálicas accesibles de los equipos al electrodo de tierra

Conductor del electrodo de tierra. Un conductor que normalmente no lleva corriente y se usa para conectar el conductor puesto a tierra al electrodo de tierra.

La aplicación normativa sobre PAT para este tipo de sistemas se regirá por lo dispuesto en la subsección 690-E (Puesta a tierra) y la sección 250.

Para corriente continua DC. Según el Art. 690-41, debe existir un sistema PAT si un sistema fotovoltaico posee una tensión nominal superior a $50V_{DC}$.

En el Art. 690-42 se indica que la conexión a tierra debe realizarse lo más cerca posible de la fuente fotovoltaica, así el sistema quedará mejor protegido contra las posibles subidas de tensión producidas por los rayos.

En cuanto a los equipos, según el Art. 690-43, se deben aterrizar todas sus partes metálicas no portadoras de corriente, como son el marco de los módulos, equipos y encerramientos de conductores; independientemente de su tensión.

Los equipos cuya corriente de cortocircuito sea menor a dos veces la capacidad nominal de los dispositivos de protección contra sobrecorriente, deben tener un conductor de PAT con una sección transversal no menor a la de los conductores de los circuitos, según el Art. 690-45.

Para corriente alterna AC. En el Art. 250-1 se indica que la instalación en general, los conductores y circuitos se ponen a tierra para limitar las tensiones debidas a rayos, subidas de tensión y para estabilizar la tensión a tierra durante su funcionamiento normal.

Los conductores de puesta a tierra de los equipos se conectan equipotencialmente al conductor del sistema puesto a tierra de manera que

ofrezcan un camino de baja impedancia para las corrientes de falla, que facilite el funcionamiento de los dispositivos de protección contra sobretensiones en caso de falla a tierra.

Para el cálculo del conductor de puesta a tierra de equipos para el lado de corriente alterna del sistema según el Art. 250-95 debe tenerse en cuenta la intensidad máxima del dispositivo automático de protección contra sobrecorriente según el cuadro 250-95 de la NTC 2050.

1.5.14 Etapa 5.2. Dimensionamiento y selección de conductores y ductos

OBJETIVO: Realizar la selección de conductores y ductos.

Según literal 690-31b), en sistemas fotovoltaicos se debe usar cables unipolares tipo SE, UF y USE, siendo éste último el recomendado para casos de exposición a la luz del Sol por su recubrimiento resistente al calor y a la humedad. Sin embargo, se recomienda el uso de cable flexible monopolar debido al esfuerzo mecánico cuando se instalen seguidores fotovoltaicos. Su recubrimiento debe cumplir las mismas funciones de los inicialmente mencionados, para ello se ha de revisar la sección 400 de la NTC-2050 (Cordones y cables flexibles).

En general, para el cálculo de conductores se debe tener presente lo indicado en la sección 310 de la NTC-2050, así como su apéndice B (Capacidad de corriente de conductores)

La determinación de los conductores se realiza de conformidad a su capacidad amperimétrica y al nivel de regulación de tensión que ofrezcan. Dado que en la NTC-2050 no se precisan porcentajes definidos de regulación para los diferentes tramos de este tipo de sistemas, el diseñador asociará porcentajes a cada tramo siempre y cuando se cumpla con lo expuesto en el literal 210-19d), donde se indica que la regulación entre el alimentador y la carga final no debe ser superior al 5%.

Regulación de tensión. Establece la máxima caída de tensión que se presentará en un sistema y debe ser controlada a partir de la selección de conductores, con el fin de garantizar el funcionamiento apropiado de los equipos.

La regulación ($\delta\%$) para sistemas DC se calculará a partir expresión abajo indicada. Las variables de cálculo son: resistividad (ρ), corriente eléctrica (I), longitud del tramo (l), sección transversal del conductor en mm^2 (S) y tensión (V). El valor de la resistividad del cobre es $1/51 [\Omega \text{ mm}^2/\text{m}]$.

$$\delta\% = \frac{200 * \rho * I * l}{S * V} \quad (1.25)$$

En sistemas AC trifásicos la expresión utilizada es (2.26), donde K_G es la constante de regulación que depende del calibre del conductor y del factor de potencia. La constante de regulación ha de ser consultada en la Norma ESSA.

$$\delta\% = \frac{K_G * \sqrt{3} * I * l * (10^{-3})}{V} \quad (1.26)$$

En cuanto a los ductos de canalización de conductores, su dimensionamiento depende principalmente del tamaño y cantidad de conductores que deberán acoger. Otros factores a considerar son la temperatura de operación y la exposición al ambiente.

El diámetro mínimo del ducto, d_t , se determina a partir de la expresión abajo presentada, donde d_{cj} es el diámetro del conductor j .

$$d_t \geq 1,58 * \sqrt{\sum d_{cj}^2} \quad (1.27)$$

Básicamente, hay dos tipos de ductos a utilizar en este tipo de instalaciones: tubo metálico galvanizado y tubo PVC. El primero debe ser utilizado en la zona de la azotea dado que estará expuesto a la intemperie y a la radiación solar. El segundo será utilizado en los tramos al interior de la edificación. Deben utilizarse

las tablas C-8 y C-9 del Apéndice C de la NTC-2050, así como cumplir con lo indicado en la en la sección 346 para ductos (*conduit*) metálico rígido.

1.5.15 Etapa 5.3. Dimensionamiento y selección de protecciones

OBJETIVO: Realizar la selección de protecciones.

El sistema fotovoltaico debe contar con diferentes medios para proteger la vida de las personas y/o la integridad del mismo. En la tabla 1.3 se presentan los tipos de protección definidos para el sistema y los dispositivos que la proporcionarían.

Tabla 1.3. Protecciones en el sistema fotovoltaico.

Tipo de protección	Dispositivo a usarse	Partes de laNTC-2050 a aplicar
Contra sobretensiones	Limitadores de tensión DC (Varistores AC) Limitadores de tensión AC (Varistores DC)	Sección 280
Contra sobrecorrientes y medios de desconexión	Fusibles Interruptores automáticos Interruptores manuales	Arts. 690-1, 690-8, 690-9 Subsección 690-C Sección 240
Contra flujo inverso de corriente	Diodos de bloque (solo parte DC)	Art. 690-2

El literal 690-9d) NTC2050, especifica que los dispositivos de protección contra sobrecorriente, fusibles o interruptores automáticos, que se utilicen en cualquier parte DC de un sistema de energía fotovoltaico, deben estar certificados para usarlos en circuitos de corriente continua y tener los valores adecuados de tensión, corriente y capacidad nominal de interrupción.

1.5.16 Etapa 5.4. Caracterización de tableros eléctricos

OBJETIVO: Realizar la caracterización de los tableros eléctricos del sistema.

Los tableros requeridos para el sistema diseñado deben cumplir con lo expuesto en la sección 384 de la NTC-2050, así como lo indicado en las secciones 370 y 373, y el Art. 110-16. La cantidad, ubicación y tamaño de tableros dependerá de las necesidades del sistema.

FASE 6: DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

1.5.17 Etapa 6.1. Representación gráfica del sistema

OBJETIVO: Establecer el esquema detallado y los planos unifilares del sistema.

Después de determinados cada uno de los componentes del sistema, se deberá establecerse un esquema general del sistema, como el mostrado en la figura 1.1, y los diagramas unifilares del sistema, los cuales son la representación de los componentes constitutivos del sistema y de las interrelaciones entre estos. Presentan información como potencia, tensión, corriente, conductores, ductos, también aspectos relevantes de operación y/o instalación. Debe revisarse para esto, las indicaciones de la Norma ESSA, para la presentación de planos está información se presenta a partir de la pág. 162 de la norma mencionada.

1.5.18 Etapa 6.2. Regulación de tensión

OBJETIVO: Revisar la regulación de tensión del sistema.

Es recomendable realizar un análisis del nivel de tensión de conformidad al diseño eléctrico, con el fin de conocer las condiciones nominales de operación del sistema. Un aspecto singular en este tipo de sistemas es el nivel de tensión antes y después de los equipos de acondicionamiento de energía, pues dado que son equipos que están diseñados para que las entradas de tensión fluctúen debido a la naturaleza de la radiación solar, éstos garantizan una tensión constante aguas abajo. Sin embargo, el cálculo de la regulación se realiza de forma convencional, debido a que esto permite sobredimensionar los conductores, lo cual es muy

benéfico en este tipo de sistemas, porque las pérdidas aquí son más costosas que en una instalación eléctrica tradicional dado al precio Wh generado.

1.5.19 Etapa 6.3. Nivel de aislamiento

OBJETIVO: Revisar el nivel aislamiento del sistema.

También se recomienda realizar una descripción del nivel de aislamiento de tensión dentro del sistema como parte de la descripción del mismo. Se debe verificar que los elementos utilizados, ductos, conductores, protecciones, paneles, unidades de acondicionamiento de energía, soporten la tensión máxima de circuito abierto que pueda presentarse en el sistema.

La coordinación en un sistema eléctrico según la sección 240-12 de la NTC 2050, se define como la localización adecuada de una condición de falla para limitar los cortes a los equipos afectados, acompañada por la escogencia de dispositivos selectivos de protección contra fallas. El sistema de supervisión puede hacer que esa situación produzca una alarma que permita tomar medidas correctivas o sacar ordenadamente el circuito, minimizando así los riesgos para las personas y daños para los equipos. Por esta razón cada elemento que conforma la protección del sistema eléctrico debe ser coordinado para que actúe el elemento adecuado en el momento indicado.

El sistema presenta conductores de acometida subterránea los cuales según 230-30 deben soportar las condiciones atmosféricas y otras circunstancias de uso sin que se produzcan fugas perjudiciales de corriente.

1.5.20 Etapa 6.4. Análisis energético

OBJETIVO: Determinar el comportamiento energético del sistema.

El análisis energético hace referencia a saber qué, cómo, dónde y cuánto se consume. Para esto es indispensable la utilización del esquema establecido en la etapa 6.1, pues para conocer lo que sucede con la energía es preciso la

identificación de flujos de energía dentro del sistema. Su cuantificación debe realizar a partir de una formulación matemática de los mismos.

Lo ideal es realizar una simulación del sistema considerando las variaciones de los datos de entrada como la radiación solar y la temperatura de operación, y el comportamiento de los componentes a diferentes condiciones. Para ello, es preciso realizar el modelado de cada componente, el cual puede ser exhaustivo (modelado físico) o sencillo (modelado de variables de salida a partir de parámetros nominales).

El análisis energético permitirá conocer la energía solar captada, la eficiencia de cada componente y de todo el sistema, la energía pérdida en cada componente y en los conductores, y la energía total generada por el sistema.

FASE 7: ANÁLISIS FINANCIERO

1.5.21 Etapa 7.1. Determinación de la inversión inicial

OBJETIVO: Establecer la inversión inicial del proyecto.

Finalizado el diseño eléctrico del sistema, se procede a iniciar el análisis financiero del proyecto con la determinación de la inversión inicial. Ha de considerarse los costos de adquisición de los componentes constitutivos del sistema, así como los costos de mano de obra y el adicional por utilidades, imprevistos y administración UIA.

Para el análisis que se realizará solo se tendrán en cuenta los componentes de mayor valor financiero. Un trabajo más elaborado, como el de costos unitarios, aunque necesario se precisa más en la etapa de gestión de recursos y planificación de obra que para la viabilidad financiera.

1.5.22 Etapa 7.2. Beneficio energético-financiero

OBJETIVO: Cuantificar el ahorro financiero producido por la energía generada por el sistema.

Con base en los resultados obtenidos del análisis energético se podrá establecer el beneficio financiero del sistema diseñado. Básicamente, se cuantificará por año el ahorro en el consumo energético que representará la energía inyectada por el sistema fotovoltaico. Para ello, es necesario indagar sobre el costo del kWh.

1.5.23 Etapa 7.3. Aplicación de herramientas financieras básicas

OBJETIVO: Determinar el atractivo financiero del proyecto a partir del flujo de caja, VPN y TIR del proyecto.

El análisis financiero es una herramienta que brinda parte de la información necesaria para la toma de decisiones financieras, las cuales pueden ser de tres tipos: de inversión, de financiación y de dividendos. En general, la implementación de proyectos con inversión significativa se clasifica dentro del primer tipo, y por ello se espera de éstos la generación de dividendos tales que compensen la inversión inicial y el riesgo de inversión a partir de un margen de rentabilidad determinado [SERRANO, 2010], [GARCÍA, 2009].

La determinación de la viabilidad financiera de un proyecto de inversión requiere la proyección del flujo de fondos del proyecto durante su vida útil y la construcción de un conjunto de indicadores para medir la bondad financiera del proyecto. Los más importantes en general son valor presente neto (VPN) y tasa interna de retorno (TIR).

Diagrama de flujos de caja

Es la herramienta fundamental por excelencia del análisis financiero de un proyecto y también la más difícil tarea en la presupuestación de capital. Representa en el tiempo los flujos de caja que va a necesitar (egresos) y que van a generar (ingresos) el proyecto [SERRANO, 2010].

El flujo de cada periodo se establece a partir de la siguiente estructura para cada periodo.

$$\begin{aligned} & \text{Ingresos operativos} \\ & - \text{Egresos operativos} \\ & = \text{UTILIDAD OPERATIVA} \\ & - \text{Impuestos aplicados} \\ & = \text{Utilidad operativa después de impuestos} \\ & + \text{Depreciaciones (y similares)} \\ & = \text{FLUJO DE CAJA BRUTO} \\ & - \text{Incrementos de capital de trabajo neto operativo} \\ & - \text{Incrementos de activos fijos (si es el caso)} \\ & = \text{FLUJO DE CAJA LIBRE DEL PROYECTO} \end{aligned}$$

Se considera que la inversión del proyecto es igual a la suma de los equipos y elementos del sistema, a la mano de obra por la instalación y un porcentaje de UIA (utilidades, imprevistos y administración), que para este caso será de 10% sobre la suma de los costos directos.

$$\begin{aligned} & \text{Costo de equipos y elementos del sistema} \\ & + \text{Mano de obra} \\ & = \text{Costos directos} \\ & + \text{UIA (10\% de los costos directos)} \\ & = \text{INVERSIÓN DE PROYECTO} \end{aligned}$$

Valor presente neto-VPN

Se define como el valor que resulta de restar al valor presente de los flujos futuros de caja de un proyecto el valor de la inversión inicial. La traída de los valores a presente se realiza a una tasa de interés que se considera atractiva y razonable para la organización.

El cálculo del VPN se puede realizar a partir de dos modelos, pesos constantes o pesos corrientes. La diferencia radica en que el primero no considera el efecto de la inflación. Las expresiones (1.28) y (1.29) permiten su cálculo. Donde FC es el flujo del periodo t, i corresponde a un porcentaje e Inv representa la inversión inicial requerida. La expresión (1.30) muestra la relación entre las tasas de interés de los modelos pesos corrientes y pesos constantes.

$$VPN_{\text{pesos constantes}} = FC * \sum_{t=1}^n \frac{1}{(1 + i_{\text{constante}})^t} - Inv \quad (1.28)$$

$$VPN_{\text{pesos corrientes}} = FC * \sum_{t=1}^n \frac{(1 + i_{\text{inflación}})^t}{(1 + i_{\text{corriente}})^t} - Inv \quad (1.29)$$

$$1 + i_{\text{corriente}} = (1 + i_{\text{constante}})(1 + i_{\text{inflación}}) \quad (1.30)$$

A continuación se presenta la equivalencia entre los dos modelos. Se considera pertinente exponerla debido a que existente la percepción general de que la consideración o no de la influencia de la inflación puede variar los resultados.

$$\begin{aligned} VPN_{\text{pesos corrientes}} &= FC * \sum_{t=1}^n \frac{(1 + i_{\text{inflación}})^t}{((1 + i_{\text{constante}})(1 + i_{\text{inflación}}))^t} - Inv \\ &= FC * \sum_{t=1}^n \frac{1}{(1 + i_{\text{constante}})^t} - Inv \end{aligned}$$

$$VPN_{\text{pesos corrientes}} = VPN_{\text{pesos constantes}}$$

Ahora, en cuanto a la conveniencia financiera de un proyecto a partir del VPN, se tiene la siguiente regla de decisión: si el $VPN > 0$ entonces se precisa valor agregado, de lo contrario no.

Otra regla se precisa cuando hay dos proyectos mutuamente excluyentes, y es si $VPN(A) > VPN(B)$, por lo que sería A la alternativa que se debiese implementar.

Tasa interna de retorno - TIR

Se define como la tasa de interés que hace equivalentes los ingresos y los egresos de un proyecto, entendiendo que la inversión inicial es el primer egreso que se identifica en un proyecto. En definitiva, es la tasa que iguala en el tiempo los ingresos y los egresos [GARCÍA, 2010].

Se calcula con la misma expresión del VPN, pero simplemente se iguala su valor a 0 y a la tasa que esto ocurra será la TIR.

$$si \text{ } VPN = fc * \sum_{t=1}^n \frac{1}{(1+i)^t} - Inv = 0 \quad \rightarrow \quad i = TIR \quad (1.31)$$

2. CAPÍTULO 2: GENERALIDADES SOBRE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Como fundamentación para una mayor comprensión de los resultados presentados en los capítulos siguientes, se exponen en este capítulo generalidades sobre radiación solar, sistemas fotovoltaicos, micro-redes y criterios normativos.

2.1 RADIACIÓN SOLAR

La radiación solar es la energía emitida por el Sol, y se propaga en todas las direcciones a través del espacio por medio de ondas electromagnéticas. Esa energía es esencial para el desarrollo de la vida en la Tierra y determinante en la dinámica de los procesos atmosféricos y climáticos [HAMILTON, 2009].

Su incidencia sobre un lugar determinado es de naturaleza fluctuante y variable, debido a los ciclos diario y anual propios de la Tierra, la ubicación geográfica y a las condiciones climatológicas de cada lugar; por estas razones, la radiación solar nunca será igual a lo largo de un año [INSTALACIÓN ENERGIA SOLAR, 2009].

2.1.1 Tipos de radiación solar

La radiación solar característica de un lugar corresponde a la incidencia de esta variable sobre una superficie horizontal, lo que en realidad es la suma de tres tipos de radiación: directa, difusa y reflejada [SOLARPEDIA, 2009], tal como se muestra en la figura 2.1.

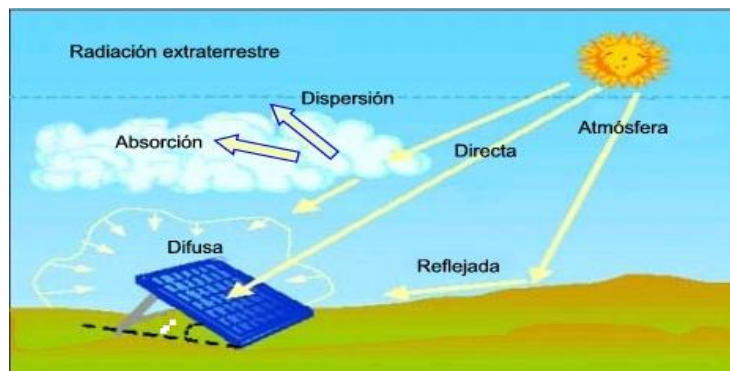


Fig. 2.1. Radiación solar [PCE IBERICA, 2009].

Radiación directa. Componente perpendicular del haz de radiación solar directa a la superficie. Es aquella que proviene directamente del Sol sin haber sufrido cambio alguno en su dirección. Este tipo de radiación se caracteriza por proyectar una sombra definida de los objetos opacos que la interceptan.

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

Radiación reflejada. Es aquella reflejada por la superficie terrestre. La cantidad de radiación depende del coeficiente de reflexión de la superficie, también llamado albedo. Las superficies horizontales recibirán radiación reflejada si existen elementos alrededor ubicados a una altura relativa mayor. Las superficies verticales son las que más radiación reflejada reciben.

2.1.2 Efecto fotovoltaico

Consiste en la emisión de electrones por parte de un material semiconductor luego de la absorción de radiación electromagnética. En importante mencionar, que cada material solo responde a cierta parte del espectro solar [ENERGIA SOLAR INFO 5, 2009].

Cuando los fotones chocan con las células fotovoltaicas, estos pueden ser absorbidos, reflejados e incluso pasar a través de las células. Solo los fotones absorbidos pueden generar electricidad solar. Cuando es absorbido el fotón, la energía de este se conduce hacia un electrón de un átomo de la célula. Al generarse esta nueva energía, este electrón es capaz de transformarse y pasar a formar parte de una corriente en un circuito eléctrico. La corriente de electrones es creada en las capas de semiconductores de la célula solar, los semiconductores son arreglados de manera tal que formen una capa positiva y una negativa, lo cual genera un campo eléctrico entre ellos que permite que la corriente fluya [PORTAL SOLAR, 2010].

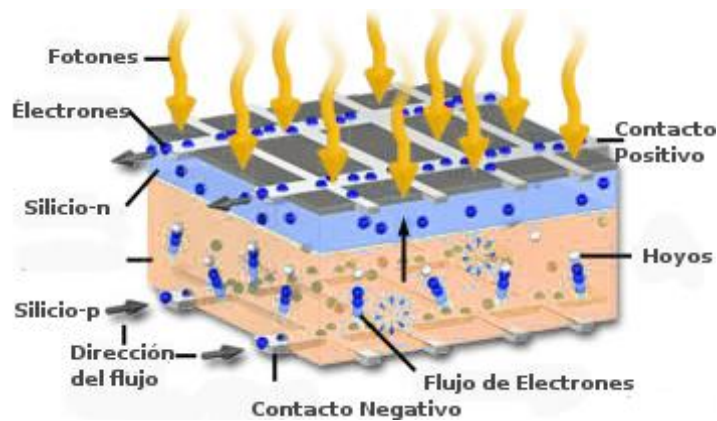


Fig. 2.2. Efecto fotovoltaico [ENERGIAS VERDES, 2010]

2.2 SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS

Un sistema solar fotovoltaico es el conjunto de dispositivos que se encargan de transformar energía proveniente del Sol en energía eléctrica, acondicionando las señales eléctricas a los requerimientos de la aplicación. Pueden alimentar cargas aisladas o inyectarla a la red, en corriente alterna y/o corriente continua. Su dimensionamiento principalmente depende de las características de la carga y el régimen de uso [ENALMEX CAPITULO 2, 2009].

Los sistemas fotovoltaicos pueden clasificarse por su estructura en tres tipos [UNAL ARAUCA, 2009]: aislados, híbridos y conectados a la red.

2.2.1 Sistemas aislados

Son específicos de aplicaciones donde la red de distribución eléctrica no está disponible o no se desea utilizar por la naturaleza de la carga. Pueden alimentar carga en AC o DC. Requiere de la acumulación de energía, generalmente realizada en baterías. Son capaces de abastecer sistemas de iluminación de moderado tamaño, electrificación de núcleos rurales y viviendas, hasta sistemas de bombeo y desalinización de agua, así como aplicaciones especificaciones en edificaciones [UNAL ARAUCA, 2009].

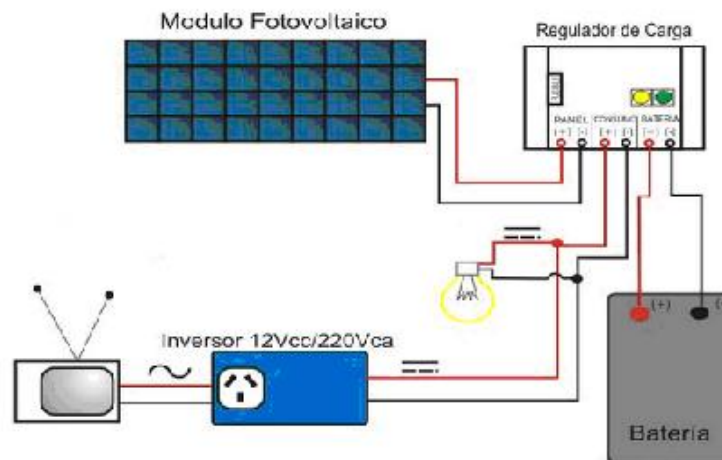


Fig. 2.3. Esquema de sistema fotovoltaico aislado [ANPASOL, 2010]

2.2.2 Sistemas híbridos

Son la combinación entre un sistema fotovoltaico y otra fuente de suministro de energía eléctrica complementaria que no es la red eléctrica, por ejemplo generadores diesel o eólicos. Pueden alimentar carga en AC o DC. Este tipo de sistemas son utilizados cuando se requiere un suministro de energía continuado que no puede ser garantizado siempre por el sistema fotovoltaico [UNAL ARAUCA, 2009].

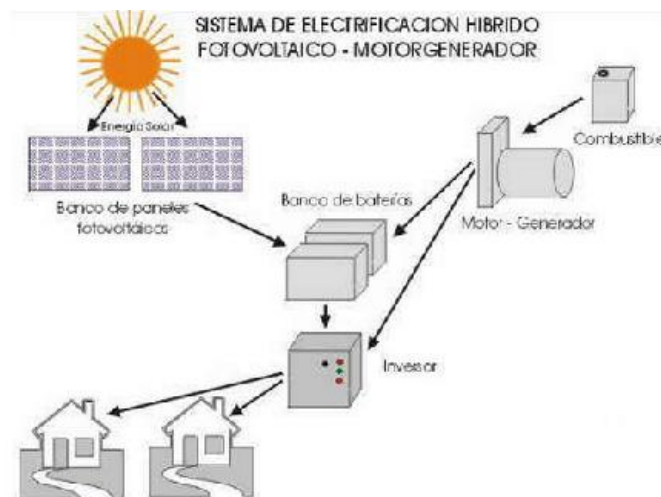


Fig. 2.4. Esquema de un sistema fotovoltaico híbrido [CODESO, 2010]

2.2.3 Sistemas conectados a la red

Los sistemas conectados a la red inyectan energía eléctrica a la red pública. Requieren de una etapa de acondicionamiento a partir de inversores y sistemas específicos que permiten el flujo y control de la energía. Su aplicación se da en las fachadas y azotea de edificaciones y viviendas en las áreas urbanas o en grandes plantas de producción en zonas lejanas de las ciudades [UNAL ARAUCA, 2009].

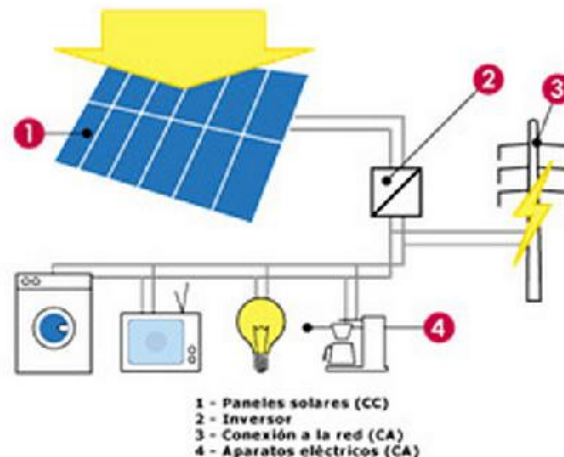


Fig. 2.5. Sistema fotovoltaico conectado a la red [GIRASOL ENERGY, 2010]

2.2.4 Elementos de un sistema fotovoltaico

En general, los elementos que pueden encontrarse en un sistema fotovoltaico son: paneles, inversores, baterías, reguladores, convertidores, así como elementos típicos de una instalación eléctrica, conductores, protecciones (interruptores, fusibles, varistores), sistemas de PAT, tableros, entre otros.

Paneles fotovoltaicos. También se denominan módulos fotovoltaicos. Están conformados por un conjunto de células o celdas fotovoltaicas, elementos que transforman la energía luminosa (fotones) en energía eléctrica (electrones) a partir del efecto fotovoltaico.

Se constituyen de materiales semiconductores, generalmente Silicio. Según su estructura cristalina se pueden clasificar en: mono-cristalinos, poli-cristalinos y amorfos [GIRASOL ENERGY, 2010], [ENALMEX CAPITULO 3, 2009], donde los primeros se caracterizan por mayores rendimientos (14% a 20%), pero a un mayor costo. Los paneles fotovoltaicos pueden conectarse en serie y/o paralelo para proporcionar la energía en cantidad y condiciones particulares para el consumo. La corriente que da un campo de paneles varía aproximadamente proporcional a la radiación solar [ESCUDERO, 2009].

Los parámetros de los módulos, están definidos para unas condiciones estándar de medida, que son nivel de irradiación luminosa de 1000 W/m², temperatura ambiente de 25 °C y una distribución espectral de la radiación incidente del tipo A.M. 1,5. Los parámetros mencionados son los siguientes [CURSO FOTOVOLTAICA, 2010]:

- **Intensidad de corriente de corto circuito (I_{sc})**
- **Tensión de circuito abierto (V_{oc})**
- **Potencia de trabajo (P):** La potencia (P) que suministra el módulo viene dada por la ecuación $P = I \cdot V$. Pero la potencia alcanza un valor máximo para unos determinados valores de I y V , esta potencia se denomina potencia máxima o potencia pico (P_{mpp}). El valor de la corriente en este punto se denomina corriente máxima (I_{mpp}) y la tensión correspondiente a este punto se denomina tensión máxima (V_{mpp}). Un ejemplo de unas curvas típicas del funcionamiento típico a condiciones estándar de un panel solar se presenta en la figuras 2.8.a) y 2.8.b)

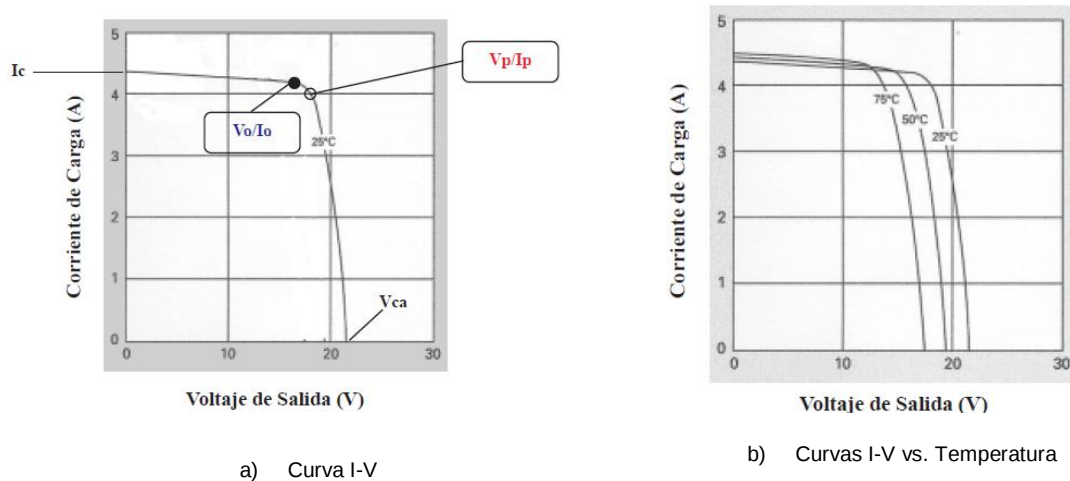


Fig. 2.6. Curvas características de operación de un panel fotovoltaico [EPSEA CAPITULO 4, 2009].

Reguladores de carga. Son dispositivos que tienen como función evitar sobrecargas o descargas excesivas de las baterías a partir del control del flujo de energía entre paneles, baterías y la carga.

Tiene un rol pasivo, pues aíslan el banco de baterías de los paneles, cuando éstos no tienen la capacidad de cargar las baterías y provocarían su descarga, como en la noche o en momentos del día con un nivel muy bajo de radiación solar. Y tiene un rol activo cuando aseguran el funcionamiento de los paneles el punto de máxima eficiencia. Adicionalmente, funciona como un conversor CC/CC,

garantizando que la tensión sobre las baterías sea la nominal (12V, 24V o 48V) [EPSEA CAPITULO 4, 2009].

Las características más importantes de un regulador de carga son tensión de salida (debe coincidir con la tensión de entrada de la batería), corriente de carga de la batería, tensión de entrada (Debe coincidir con la tensión de salida del generador fotovoltaico) y corriente de entrada que debe ser la de corriente de salida del generador fotovoltaico.



Fig. 2.7. Regulador de carga Morningstar TriStar TS-60[PSIPTY, 2010]

Baterías. Se encarga de almacenar la energía producida por los paneles. Las más comúnmente utilizadas son las Ni Cd (Níquel-Cadmio) y las Pb-ácido, siendo éstas últimas las más populares a su menor costo (5 a 10 veces) en comparación a las primeras. Las baterías tipo Ni-Cd tienen como ventaja su bajo costo operacional a largo plazo (larga vida útil y bajo mantenimiento); adicionalmente, soporta un régimen de más uso, debido a que su constitución es soportar un régimen de mayor abuso [ENALMEX CAPITULO 6, 2009].

Determinan el nivel de tensión de alimentación de la carga y buscan que el abastecimiento de energía sea en un régimen lo más estable posible [ESCUDERO, 2009]. Las baterías pueden ser:

- **Estacionarias:** Son utilizadas en las actividades donde no puede fallar la energía eléctrica en ningún momento, destacándose la telefonía, los sistemas de seguridad y alarma, la generación, distribución y transportes de energía eléctrica, entre otros.
- **De gel:** Existe una batería solar de Pb-ácido donde el electrolito no es líquido sino gelatinoso (*Gel battery*, en inglés). Su costo es alrededor de tres veces mayor que

el de la versión con electrolito líquido, pero tiene características técnicas que la hacen muy útiles en aplicaciones especializadas [ENALMEX CAPITULO 6, 2009]].

Las características técnicas que deben tenerse en cuenta al dimensionar una batería son: 1) El tipo de batería, 2) La energía que puede almacenar que se denomina C_n y viene dada en W/h, 3) La corriente que puede entregar en la descarga dada en A, 4) Profundidad máxima de descarga o SOC, que es el máximo valor que se le puede extraer a la batería sin dañarla viene dada en %, 5) Tensión nominal dada en V, 6) La vida del acumulador y 7) el número de ciclos de carga y descarga que puede soportar [CURSO FOTOVOLTAICA, 2010].

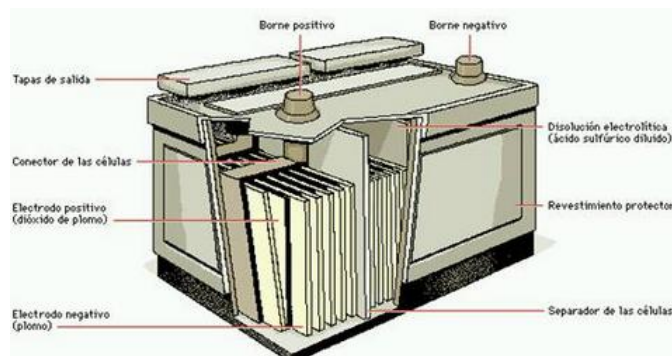


Fig. 2.8. Esquema de una batería plomo- ácido [ELECTRICASAS, 2010]

Convertidores. Dispositivo que se encarga de realizar el ajuste de las señales de tensión y corriente para que la carga sea alimentada de manera apropiada. Existen los siguientes conversores de potencia: inversores (DC a AC), rectificadores (AC a DC), choppers (DC-DC) [CURSO FOTOVOLTAICA, 2010].

El convertidor de CC/CA o inversor de corriente es un dispositivo electrónico que permite convertir la corriente continua de un voltaje determinado en corriente alterna de otro voltaje las características a tener en cuenta son: tensión eficaz, corriente nominal, potencia nominal, potencia activa, factor de potencia, eficiencia, frecuencia, autoconsumo del inversor y distorsión armónica

El **rectificador de CA/CC** es el elemento o circuito que permite convertir la corriente alterna en corriente continua. Dependiendo de las características de la alimentación en Corriente alterna que emplean, se los clasifica en monofásicos, cuando están alimentados por una fase de la red eléctrica, o trifásicos cuando se alimentan por tres fases [CURSO FOTOVOLTAICA, 2010].

El convertidor DC/DC o chooper, este tipo de conversor permite reducir o aumentar la tensión a un valor requerido. Dependiendo de si reduce o aumenta la tensión son llamados reductores o elevadores respectivamente [CURSO FOTOVOLTAICA, 2010].



Fig. 2.9. Convertidor DC/DC [NAUTICEXPO, 2010].

2.3 MICRO-REDES

Es un pequeño sistema eléctrico que se caracteriza por: (1) micro-fuentes eléctricas o térmicas o unidades de almacenamiento cerca de las cargas, (2) características inteligentes y control para gestionar la energía generada de forma local, y (3) la posibilidad de funcionar tanto conectada como aislada de la red pública de distribución [IDAE, 2009; EUROPEAN PARLIAMENT, 2009].

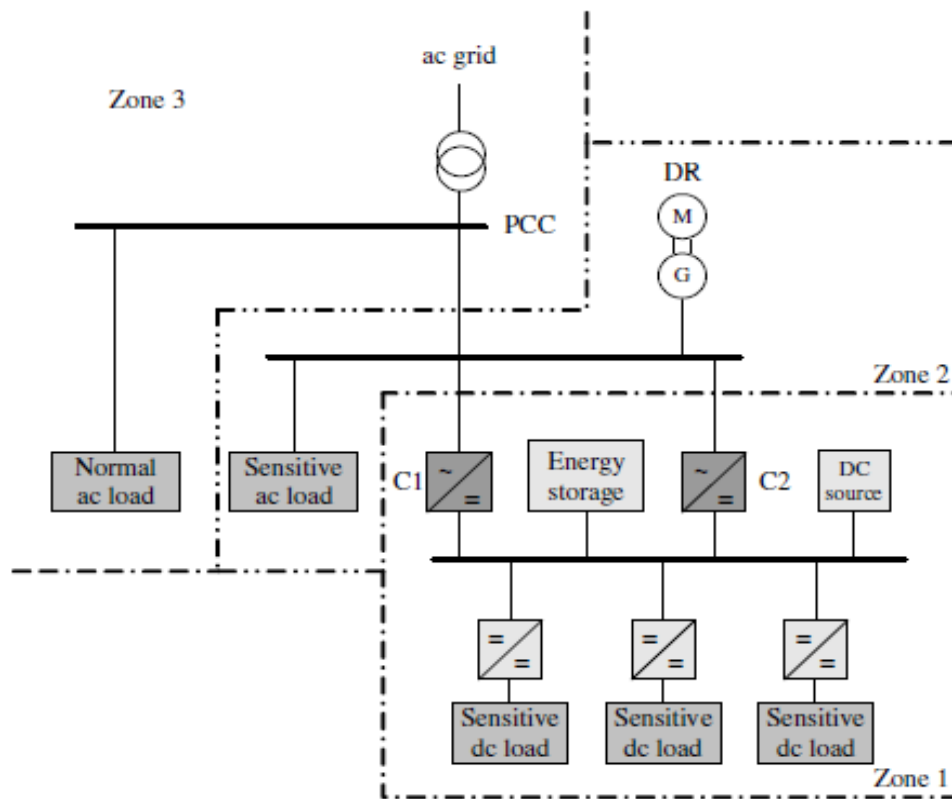


Fig. 2.10. Esquema una micro-red [SALOMONSSON, 2009]

Las micro-redes son una opción prometedora para la electrificación rural en los países en desarrollo, debido al uso de los recursos energéticos locales, la sustitución de los combustibles fósiles, y la sustitución de la biomasa obtenida de los bosques naturales como una manera de evitar desastres ecológicos.

La operación de las unidades de generación eléctrica, almacenamiento y carga como micro-red favorece alcanzar los siguientes objetivos [ASK EU ES, 2009]:

Eficiencia energética. A partir de una planificación y operación adecuada de las unidades de generación y almacenamiento de una micro-red, la generación de energía eléctrica y calor puede compatibilizarse aumentando la eficiencia energética de la instalación.

Reducción de emisión de gases de efecto invernadero. Mediante el incremento del uso de las unidades de energías renovables, así como las unidades de generación de alta eficiencia, operadas de forma óptima, las

emisiones de gases de efecto invernadero serán disminuidas con respecto a las de la generación convencional.

Incremento del uso de las energías renovables. Ya que la micro-red debe tener generación en sitio y las energías renovables son la clase de generación más usada en estas aplicaciones.

Reducción de los costos de energía. Gracias a las capacidades de inteligencia y control de una micro-red, el operador planificará la operación de las fuentes de generación y almacenamiento, dependiendo de los actuales precios de gas y electricidad, condiciones climáticas y su previsión. Más aún, una micro-red favorece la agregación de la generación eléctrica distribuida y su participación en el mercado eléctrico realizando ofertas de potencia activa y/o servicios auxiliares.

Mejora de la calidad de suministro. Las actuales redes eléctricas en Europa suministran una buena calidad de suministro. Sin embargo, existen usuarios que necesitan mayores niveles de calidad de onda y fiabilidad de suministro, y por ello adquieren soluciones personalizadas. Otra posibilidad, para el caso de un evento en la red pública de distribución, es desconectar una micro-red de la red y trabajar de forma aislada hasta que el problema en la red se resuelva. En ese caso, dependiendo de la capacidad de potencia de los generadores y de las cargas comerciales, algunas de ellas deberían seleccionarse como críticas y con alta continuidad de suministro. Las cargas críticas que son alimentadas por la micro-red aislada en ese caso, quizás, deberían admitir niveles de calidad de onda más relajados para su funcionamiento.

Minimización de pérdidas eléctricas. Dado que las unidades de generación dispersas operan cerca de las cargas, son evitadas las pérdidas eléctricas en las líneas eléctricas de transporte y distribución.

2.4 CRITERIOS NORMATIVOS

Para el diseño de los dos componentes primarios (sistema fotovoltaico y micro-red) se deben tener presentes los criterios normativos a cumplirse, con el fin de garantizar la seguridad de las personas, y la integridad y el buen funcionamiento de los equipos.

2.4.1 Criterios normativos para el diseño de sistemas fotovoltaicos

El diseño de sistemas fotovoltaicos debe cumplir lo expuesto en la sección 690 de la NTC2050. Esta sección cubre disposiciones para generadores, unidades de regulación, controladores y circuitos eléctricos asociados. Trata de generalidades, requisitos de los circuitos, medios de desconexión, métodos de alambrado, puesta a tierra, rotulado, conexión a otras fuentes de energía y baterías.

Algunos parámetros para el cálculo de regulación en corriente alterna se tomaron de la Norma ESSA.

2.4.2 Criterios normativos para el diseño de micro-redes DC en baja tensión

El diseño de la micro-red tendrá una parte DC y otra AC. Para el caso DC, se tienen en cuenta los parámetros establecidos por la norma NTC 2050 sección 690; debido a que la fuente de alimentación es un sistema fotovoltaico. En cuanto a la parte AC, se tendrán en cuenta las secciones 210 (circuitos ramales), 240 (Protección contra sobrecorriente), 250 (Puesta a tierra) y 280 (Descargadores de sobretensiones) para la adecuada alimentación de cargas de iluminación y portátiles. La iluminación en DC tuvo en cuenta las especificaciones y parámetros del RETILAP.

Para este diseño se tienen en cuenta algunos parámetros para el cálculo de la regulación en corriente continua tomados de la Norma ESSA.

3. CAPÍTULO 3: DISEÑO DEL SUBSISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED

En este capítulo se describe el diseño del subsistema fotovoltaico conectado a la red, cuya capacidad instalada es de 13,32kWp y será instalado sobre dos seguidores solares de 50m². Se realizó a partir de la aplicación de la metodología presentada en el numeral 2.5.

3.1 CONSIDERACIONES GENERALES

Se establece que la configuración del sistema será conexión a la red, una temperatura ambiente para la operación del sistema de 25°C, y una capacidad de generación aproximada de 13,5kW, equivalente a 96,4 m².

3.1.1 Configuración del sistema

Se definió que el sistema fotovoltaico inyectará en tiempo real la energía eléctrica generada a la red eléctrica del edificio teniendo como punto de conexión el tablero general AC, razón por la cual no se contará con almacenadores de energía como baterías. En el caso de que la generación sea mayor a la demanda, la energía sobrante fluirá aguas arriba del tablero general. La conexión a la red se realizará a partir de un inversor (DC/AC).

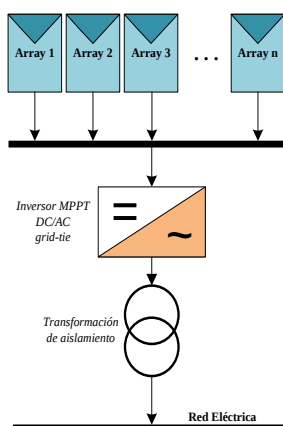


Fig. 3.1. Configuración base del sistema a diseñar.

Se consideró no necesario contar con una estrategia de almacenamiento de energía dado que la universidad implementará en el año 2011 una estrategia de abastecimiento a partir de una subestación a un nivel de tensión de 34,5kV, hecho que permitirá aumentar el nivel de confiabilidad del suministro de energía. Adicionalmente, en caso de presentarse algún problema de suministro, el complejo E3T contará con una planta de emergencia que asumirá la atención de la demanda.

3.1.2 Temperatura de operación

Dado que los paneles irán en la azotea del edificio, se considera importante considerar el comportamiento de la temperatura en ese lugar. Se realizó un análisis de la temperatura que experimenta una placa de hormigón típica en el campus central de la universidad y se encontró que durante las horas de radiación, cuando la temperatura ambiente varía entre 25°C y 30°C, la temperatura de la placa varía entre 40°C y 50°C, lo que influye en que la temperatura sobre ésta a 1m o más de altura este alrededor d 30°C. Eso implicaría que esta sería la temperatura “ambiente” para los paneles fotovoltaicos. Ahora, debido a que se diseñará una terraza verde como estrategia de aislamiento térmico para mantener la temperatura de la terraza cuasi-constante, esta temperatura bajará a 23°C o 25°C.

Esto significa que el rendimiento por temperatura de operación disminuirá solo a 90% gracias al techo verde y no a 85% como sería lo esperado, tal como se puede apreciar de la figura 2.6. Por ello, se considera que la instalación de un sistema fotovoltaico sobre una cubierta verde favorece su operación, permitiendo que trabaje en mejores condiciones [LUCKETT, 2010].

3.1.3 Restricciones de capacidad del sistema

De [OSMA, 2010] se conoce que existe dos aspectos de restricción para el desarrollo de este diseño, área e inversión inicial. El área máxima puede ser de 250m² y la inversión aproximadamente \$250 000 000.

Considerando la restricción de área y una eficiencia de panel de 14%, la potencia nominal del subsistema sería

$$P[W] = f(A) = A(m^2) * \eta_{panel} (\%) * 1000 = 250 * 0.14 * 1\,000 = 35 [kW]$$

Considerando la restricción de inversión inicial y que el sistema contará con seguimiento solar de dos grados de libertad, lo cual significa que tendrá un costo aproximado de \$18 500/Wp, la potencia nominal del subsistema sería

$$P[W] = f(\$) = \text{Inversión}(\$)/\text{Costo}(\$/Wp) = \$250\,000\,000/\$18\,500/Wp = 13,5 \text{ [kW]}$$

Dado que el menor valor obtenido es por restricción de inversión, se tiene que la capacidad de generación es de aproximadamente 13,5 [kW] y un área de 96,4 [m²].

3.2 POTENCIAL ENERGÉTICO

Para determinar el potencial energético de la radiación solar en Bucaramanga se debe conocer y cuantificar el comportamiento de esta variable, así como las implicaciones de la estrategia de seguimiento solar que será implementada.

3.2.1 Estudio de la radiación solar en sitio

Según los datos de radiación solar medidos por las estaciones meteorológicas de la CDMB, Bucaramanga tiene una radiación solar multianual de 4,9 [kWh/m²/día]. Según la figura 3.2, esta variable presenta un comportamiento relativamente estable durante el año.

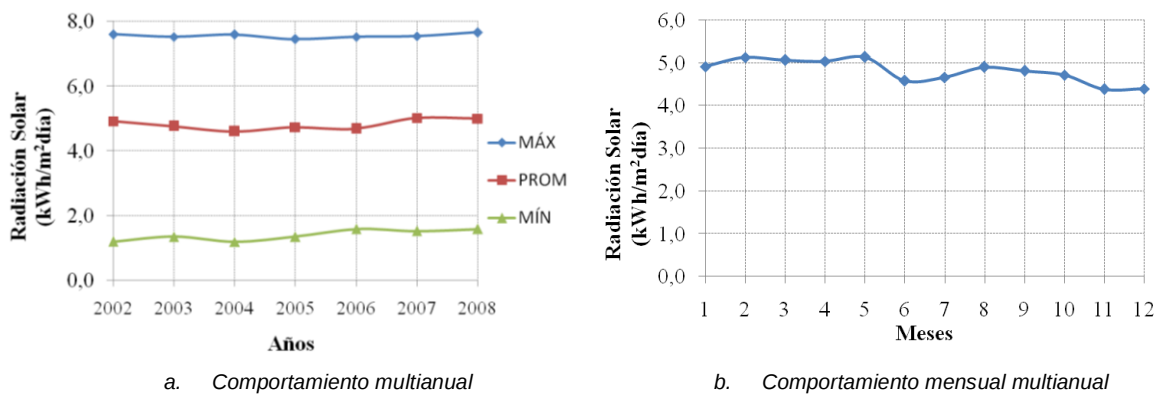


Fig. 3.2. Radiación solar global horizontal (2002-2008).

Según los datos históricos, existen radiaciones frecuentes y sostenidas de 1 200 [W/m²] o más, razón por la cual se considera necesario establecer que el factor FC_{rad_ext} sea de 1,2.

3.2.2 Análisis incremental por seguimiento solar

Para el subsistema se contempla la instalación de dos seguidores solares de 2 grados de libertad de 50m² cada uno. De acuerdo a una revisión tecnológica empresas como: 1) SunPower no cumplen con el tipo y rango de seguimiento, 2) Branux no cumplen con la potencia nominal del campo fotovoltaico y tipo de seguimiento, 3) Meca solar no cumple con la superficie máxima de los módulos fotovoltaicos. Según esto el seguidor seleccionado para soportar los paneles es de marca SUNFLEX de referencia SF50SD. En la figura 3.3 se presenta su configuración física.

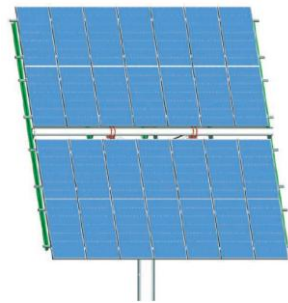


Fig. 3.3. Seguidor solar SF50SD [SUNFLEX, 2010].

Considerando la radiación solar de 2002 a 2008 de Bucaramanga, esta estrategia incrementará la energía eléctrica generada al año en 17%.

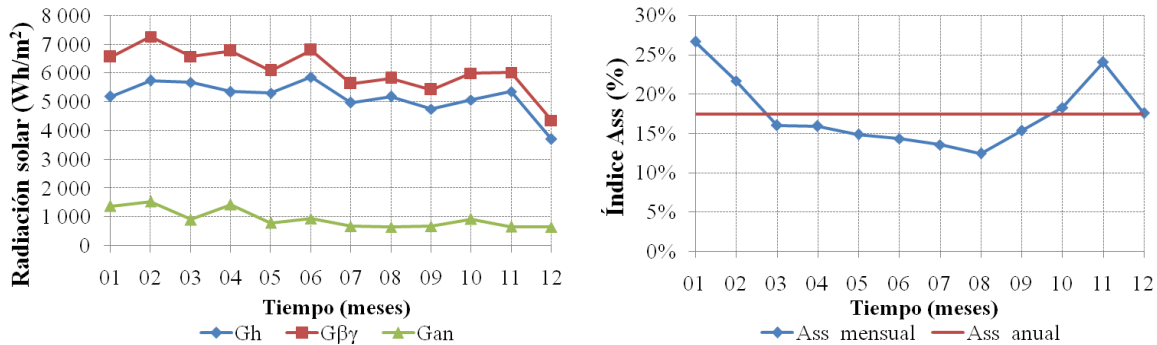


Fig. 3.4. Seguimiento solar de dos grados de libertad

Adicionalmente, se indica la existencia de ganancias diarias de 50% y más, por tal razón, se precisa que el factor de corrección para dimensionamiento por seguimiento solar ($FC_{seguimiento}$) sea de 1,45. Como resultado se tiene un factor total de corrección de

$$FC_{total} = FC_{radiación\ extrema} * FC_{seguimiento} = 1,2 * 1,45 \approx 1,75$$

Este factor no quiere decir que el valor nominal del sistema aumentará 75%, es simplemente una medida de seguridad para la selección de componentes. Será aplicado en el numeral 3.4 para ajustar la corriente y potencia de dimensionamiento. Se tiene entonces, que la capacidad máxima de generación será 23,6 [kW].

3.3 CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA

Se realiza la descripción general del sistema que se desea diseñar a partir de su esquematización básica, la determinación de valores característicos y definición de parámetros para la selección de dispositivos.

3.3.1 Esquematización básica del sistema

Se mantiene la configuración mostrada en la figura 3.1 debido a que no existen otros componentes ni cargas adicionales que hagan complejo el planteamiento inicial.

3.3.2 Determinación de valores característicos del sistema

Al ser un sistema conectado a red, se trabajará con paneles *on-grid*. Aplicando el planteamiento del numeral 1.5.7.1 para una capacidad de 13,5 [kW] se tiene que los valores estimados del sistema son:

$$P_{mmp_{PROM_m^2}} = 140 [W/m^2]$$

$$\text{Potencia Sistema} = 13\,500 [W]$$

$$V_{oc_{PROM_m^2}} = 22 [Vdc/m^2]$$

$$V_{mpp_{PROM_m^2}} = 18 [Vdc/m^2]$$

$$I_{sc_{panel\ on-grid}} = 8,5 [A]$$

$$I_{mpp_{panel\ on-grid}} = 7,8 [A]$$

$$Area_{array} = 25 [m^2]$$

$$V_{mpp_{array}} = 450 [Vdc]$$

$$N_{array} = 3,8 \approx 4,0$$

$$Potencia_{array} = 3\,375 [W]$$

$$I_{mpp_{sistema}} = I_{DC} = 31,2 [A]$$

$$I_{sc_{sistema}} = 34 [A]$$

$$V_{AC} = 208 [V]$$

$$I_{AC} = 31,3 [A]$$

La figura 3.5 presenta la asociación de los valores característicos del sistema. Todos los valores aquí establecidos son producto de estimaciones promedio de paneles *on-grid* ofrecidos en el mercado. Tal como se puede apreciar, a pesar de no conocer el modelo de panel con el cual se trabajará, es posible determinar características del esquema del sistema.

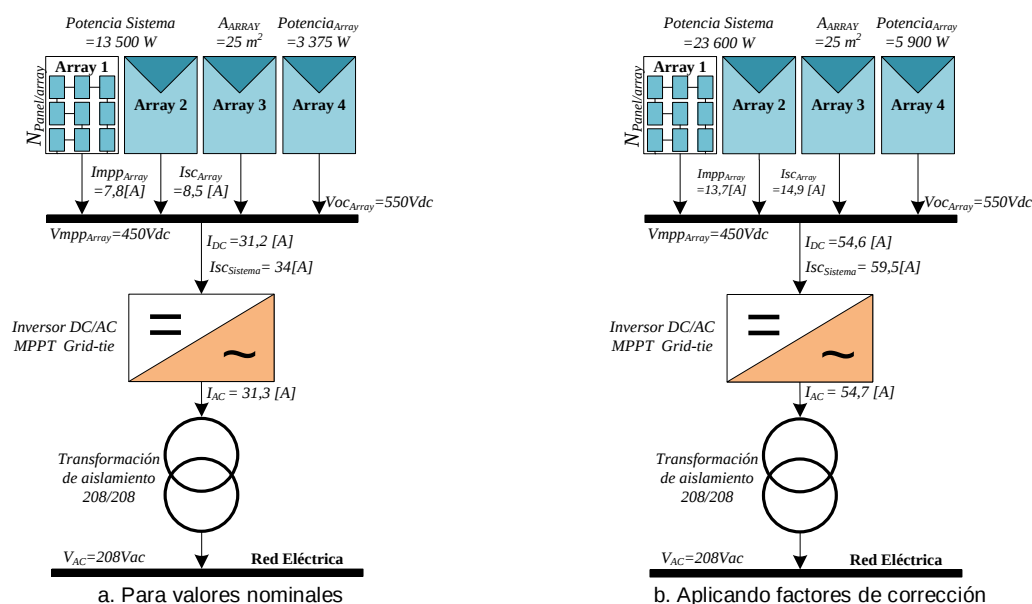


Fig. 3.5. Valores característicos del subsistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica.

3.3.3 Definición de parámetros para la selección de dispositivos

La tabla 1.2 presenta una guía de los parámetros y requerimientos para la selección de dispositivos. Los valores allí presentados son producto de la revisión de datos ofrecidos en el mercado, además los fabricantes de estos productos, tienen similitudes con los siguientes parámetros:

Tabla 3.1. Parámetros y requerimientos para la selección de dispositivos.

DISPOSITIVO	PARÁMETROS		
Paneles para sistemas de conexión a la red eléctrica	Eficiencia $\geq 13\%$ $V_{oc}=22$ [Vdc/m ²]	Tipo: On-grid, $V_{mpp}=18$ [Vdc/m ²]	
Inversor	Eficiencia $\geq 95\%$ $V_{output} = 208$ Vac	Tecnología MPPT Frecuencia = 60Hz	$300V < V_{input} < 600V$, Potencia = 20 [kW]
Transformador de aislamiento	Eficiencia $\geq 95\%$	Relación 1:1, ΔY	Potencia = 20 [kW]

3.4 SELECCIÓN DE DISPOSITIVOS

A continuación se presenta la selección de equipos como paneles solares, inversor AC/DC, el transformador de aislamiento, y de medidores de energía para el monitoreo del sistema.

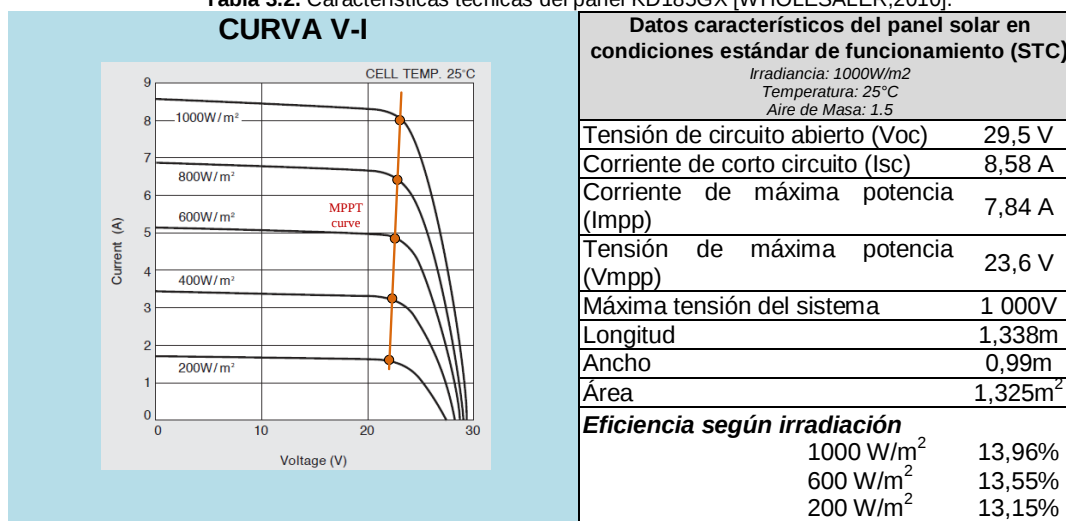
3.4.1 Selección de componentes de generación de energía

La selección del panel se realizó a partir de la evaluación de conjunto de opción considerando parámetros tales como peso, eficiencia, costo y potencia generada durante su vida útil.

La evaluación se basó en el modelo de proceso de análisis jerárquico (AHP, por sus siglas en inglés) dada su gran aplicación para la selección de tecnologías [Velazco, 2010]. Inicialmente, se requiere la definición de los parámetros técnicos de selección; posteriormente, se evalúa cada opción tecnológica según los criterios definidos, y con ello se realiza una serie de comparaciones previa normalización los datos requeridos para la comparación. Cada parámetro tendrá una ponderación según su importancia. Finalmente, se obtiene, se selecciona la opción con el mayor valor cuantitativo. Esto se puede apreciar en el anexo 1.

El panel seleccionado es el Kyocera KD185GX, de material silicio poli-cristalino, de 1,32 m² y 185W. La curva característica en función de la radiación solar y la curva de máxima potencia generada (MPPT) característica de este panel se presentan en la tabla 3.2, junto a los datos técnicos más relevantes.

Tabla 3.2. Características técnicas del panel KD185GX [WHOLESALE,2010].



Considerando el área máxima de trabajo de 100m² y la utilización de 2 seguidores solares de 50m², se tiene una configuración de 4 bloques (2 por

seguidor) de 25m^2 como máximo. Cada bloque estará conformado por 18 paneles solares (área total: $23,85\text{m}^2$). La figura 3.6 presenta la configuración descrita.

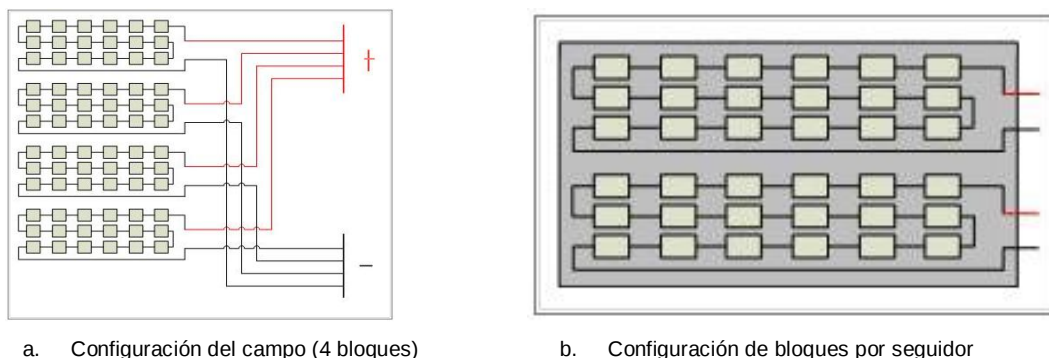


Fig. 3.6. Configuración paneles fotovoltaicos.

La tensión de circuito abierto de cada bloque a condiciones nominales de operación (STC) será de 531V . Los bloques estarán conectados en paralelo en un tablero DC, donde además se encontrarán las protecciones de la red en DC y un medidor digital de energía para cuantificar la generación. Las características técnicas del sistema se presentan en la tabla 3.3 para valores nominales y en la tabla 3.4 para los valores ajustados por radiación superior y seguimiento solar.

Tabla 3.3. Características técnicas principales del sistema en el tablero DC.

VARIABLE		CONSIDERACIÓN	VALOR
Corriente de corto circuito	Isc	4 bloques en paralelo	$4 \times 8,58\text{A} = 34,32\text{A}$
Tensión de circuito abierto	Voc	18 paneles en serie	$18 \times 29,5\text{V} = 531\text{V}$
Corriente de máxima potencia	Impp	4 bloques en paralelo	$4 \times 7,84\text{A} = 31,36\text{A}$
Tensión de máxima potencia	Vmpp	18 paneles en serie	$18 \times 23,6\text{V} = 424,8\text{V}$
Potencia máxima	Pmax	72 paneles	$72 \times 185\text{W} = 13,32\text{ kWp}$

Tabla 3.4. Características técnicas principales ajustadas del sistema.

VARIABLE		CONSIDERACIÓN	VALOR
Corriente de corto circuito	Isc	$1,75 \times \text{Isc}$	$1,75 \times 34,32\text{A} = 60,01\text{A}$
Tensión de circuito abierto	Voc	$1,02 \times \text{Voc}$	$1,02 \times 531\text{V} = 541,6\text{V}$
Corriente de máxima potencia	Impp	$1,75 \times \text{Impp}$	$1,75 \times 31,36\text{A} = 54,88\text{A}$
Tensión de máxima potencia	Vmpp	$1,05 \times \text{Vmpp}$	$1,05 \times 424,8\text{V} = 445,2\text{V}$
Potencia máxima	Pmax	$1,75 \times \text{Pdim}_{1000\text{W/m}^2}$	$1,75 \times 13,32\text{ kWp} = 23,31\text{ kWp}$

3.4.2 Selección de unidades de acondicionamiento de energía

Este subsistema requiere como unidades acondicionamiento un inversor DC/AC *grid-tie* y transformador de aislamiento.

Inversor DC/AC.

Es un dispositivo que permite la conversión de energía eléctrica en corriente continua obtenida de los paneles fotovoltaicos a corriente alterna. Dada la conexión a la red de este sistema, se debe trabajar con tipo de inversor denominado *grid-tie* que cumpla con una salida sinusoidal a tensión y frecuencias nominales de 208V y 60 Hz, respectivamente.

Adicionalmente, debe contar con tecnología MPPT (*Maximum Point Power Tracker*), lo cual garantizará que bajo cualquier condición de radiación y temperatura se obtendrá la mayor cantidad de energía eléctrica generada por el sistema. Su funcionamiento es similar a tener una impedancia variable a la salida, que se adapta en función de las condiciones de trabajo del generador. La tabla 4.2 presenta la curva MPPT a la cual deben operar los paneles fotovoltaicos seleccionados.

Según [IEA, 2000], la potencia del generador (conjunto de paneles) debe dividirse sobre un factor de 1,2, con el fin de garantizar que el inversor trabaje en condiciones de alta eficiencia. Por tanto, la potencia de selección del inversor será 19,4(kW).

Los parámetros de selección del inversor son: potencia del generador fotovoltaico (19,4kW), corriente de salida del generador (54,88A), tensión de salida del generador (541,6V), tensión nominal de red (208VAC) y frecuencia nominal de la red (60Hz).

Considerando los dispositivos existentes en el mercado de empresas como: 1) Solar invertir que no cumple con potencia máxima del generador solar y la frecuencia de la red, 2) Eco-esfera no cumple con frecuencia, 3) Siel soleil no cumple tensión nominal y frecuencia de la red, 4) Ingeteam ingecon sun power no cumple con la frecuencia de la red y potencia del generador fotovoltaico, 5) Ingeteam y CECOM no cumple con tensión de operación 6) IngeconSun no cumple con la potencia del campo fotovoltaico, frecuencia nominal y tensión de la red. Según lo anterior se selecciona el inversor Xantrex-PV20, equipo que cumple a cabalidad los parámetros de selección.

Tabla 3.5. Características técnicas del inversor Xantrex-PV20 [SOLARWINDNRG, 2008].

	Valores de entrada DC	
	Tensión máxima (Vmax)	600 [V]
	Tensión mínima (Vmin)	330 [V]
	Tensión en circuito abierto (Voc)	600 [V]
	Corriente máxima (Imax)	63,8 [A]
	Valores de salida AC	
	Potencia nominal (Pn)	20 [kW]
	Tensión línea nominal (Vn)	208 [V] (+10% / -12%)
	Corriente nominal (A)	55,5 [A]
	Corriente máxima (Imax)	61,7 [A]
	Frecuencia nominal (fn)	60 Hz (+0,5Hz/-0,7Hz)
	Factor de potencia (fp)	>0,99
	Distorsión (THD)	< 5%
	Rendimiento (η)	> 95%
	Datos generales	
	Consumo de energía nocturno	< 30 [W]
	Temperatura de funcionamiento	-20°C / +50°C
	Alto	71 [cm]
	Ancho	61 [cm]
	Profundidad	38 [cm]
	Peso	73 [kg]

Este tipo de inversor se caracteriza por eficiencias altas de operación a pesar trabajar en puntos lejanos de su valor nominal. La figura 3.7 muestra que la eficiencia alcanza valores al 95% o más para fracciones de carga superiores al 40%, es decir cuando la capacidad de generación del sistema es 8kW, lo cual se da para radiaciones de 600Wh/m². Ahora, para fracciones de carga superiores al 13%, es decir cuando la capacidad de generación del sistema es 2,6kW (200Wh/m²), tendrá una eficiencia superior al 90%. Se aclara que los valores de radiación antes indicados hacen referencia a la captación obtenida con los seguidores solares y no a la radiación global horizontal.

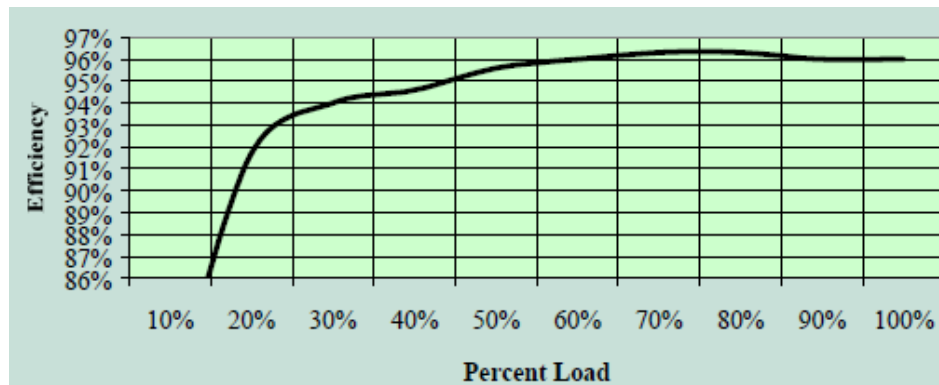


Fig. 3.7. Curva de eficiencia típica de un inversor XANTREX. Tomada de [SOLARWINDNRG, 2008].

Transformador de aislamiento

El sistema fotovoltaico debe conectarse a la red a partir de un transformador de aislamiento de relación 1:1 de conexión Δ -Y, tal como lo recomiendan los fabricantes del inversor tipo *grid-tied*, esto con el fin de brindar seguridad a la parte DC del sistema.

El transformador de aislamiento ofrece tres características al inversor [SOLARWORD, 2010]:

- **Filtro de salida.** El transformador siendo un componente reactivo permite filtrar la señal de salida de la señal de modulación de ancho de pulso. Sin embargo, el inversor tiene un filtro adicional.
- **Estabilidad de la tensión de salida.** La tensión de salida del inversor es ligeramente menor (acerca del 10%) de la tensión del lado DC del sistema. Un transformador de aislamiento permite la intensificación de la tensión para que coincida con la tensión de la red de AC para una entrada dada voltaje de CC.
- **El desacoplamiento entre AC y DC.** Un sistema de CC con puesta a tierra debe aislarse del sistema de AC para que los sistemas de puesta a tierra de cada sistema no se junten a través de los circuitos de la fuente. De acuerdo con esto, se hace necesaria la instalación de un transformador de aislamiento siempre que haya un sistema de puesta a tierra para el sistema

de DC, el efecto del transformador de aislamiento se muestra en la figura 3.8.

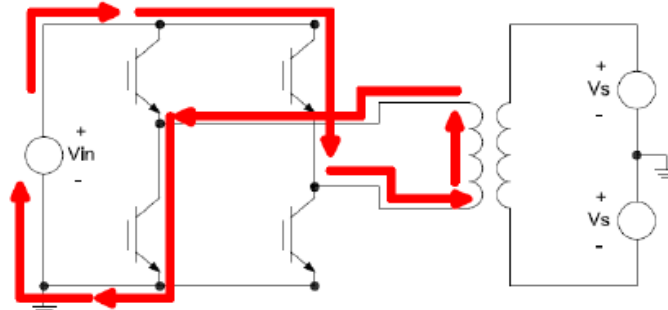


Fig. 3.8. Esquema de un sistema con puesta a tierra y transformador de aislamiento [SOLARWORD, 2010]

Para estos efectos el único encontrado en el mercado que cumple con las características requeridas por el sistema es un transformador de aislamiento marca VICTRON, cuya capacidad nominal es 20 kVA, relación de tensión 230/230 conexión $\Delta Y5$ sólidamente puesta a tierra en el lado Y, frecuencia 60 Hz y nivel de aislamiento 4kV (ver figura 3.9)

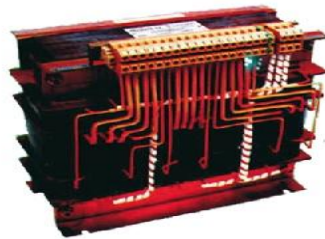


Fig. 3.9. Transformador VICTRON-20kVA.

3.4.3 Selección de medidores de energía

Con el fin conocer el comportamiento del sistema fotovoltaico y realizar análisis académicos se instalarán dos medidores de energía. Ambos se podrán revisar desde el cuarto de control del Laboratorio URE-ER.

El primero será un medidor de corriente continua ubicado antes del inversor DC/AC y permitirá establecer la energía generada. El segundo será un medidor de corriente alterna (trifásico) ubicado después del transformador de aislamiento, con el cual se conocerá exactamente la energía que se inyectará a la red. La diferencia de sus mediciones dará a conocer las pérdidas ocasionadas por el inversor y el transformador de aislamiento.

El medidor de energía DC fue el único que se encontró para la aplicación; el medidor AC Ambos medidores son los únicos encontrados en el mercado y además que cumplieran con las características requeridas por el sistema.

Medidor de energía en corriente continua.

El único equipo encontrado con los requerimientos del sistema, es un TRITEC PDM200. La tabla 3.6 muestra sus características técnicas.

Tabla 3.6. Características técnicas medidor de energía TRITEC PDM200. Tomado de [TRITEC, 2010].

Parámetro		Valor
Corriente nominal		
Rango de tensión de medida		50 [V]
Precisión		
Temperatura ambiente		+55 [°C]
Máxima tensión de entrada		1
Peso		g]

Medidor de energía en corriente alterna.

El único equipo encontrado, es un analizador de redes CM3350 de SCHNEIDER. Este analizador posee una potencia de procesamiento que proporciona la información necesaria para tomar decisiones proactivas y correctivas: perfiles de consumo, detección de problemas en la instalación, análisis de la calidad (según norma UNE 50160), supervisión y mantenimiento de los equipos. Puede integrarse a plataformas con protocolos MODBUS y JBUS. La tabla 3.7 muestra sus características técnicas.

Tabla 3.7. Características técnicas medidor de energía SCHNEIDER CM3350. Tomado de [SCHNEIDER, 2010].

Parámetro		Valor	Parámetro		Valor
Tensión de medida		0-1 200 [kV]	Temperatura ambiente		-100°C / +100°C
Frecuencia de medida		45-67 [Hz]	Desequilibrio (V y I)		0-100%
Precisión V y I		±0,075%	Consumo		16 [W]
Precisión		Clase 0,5	Alimentación		100 a 275 [VCA]
Corriente a medida		5 a 30 000 [A]	N° Armónicos		63
Potencia		0-3 267 [MW]	δt adquisición RMS		0,1 [s]

Se ha seleccionado un dispositivo de altas prestaciones técnicas con el fin de posibilitar la realización de análisis de relevancia para la formación académica de

estudiantes de pregrado y posgrado. La tabla 3.8 indica sus más relevantes prestaciones.

Tabla 3.8. Principales prestaciones del SCHNEIDER CM3350. Tomado de [SCHNEIDER, 2010].

LECTURAS EN TIEMPO REAL	LECTURAS DE ENERGÍA
Corriente (fase, N, G)	Energía acumulada (P,Q,S)
Tensión (L-L, L-N, trifásico)	Lecturas bidireccionales
P, Q, S, fp (fase, trifásico)	Energía reactiva por cuadrante
Frecuencia	Energía incremental
Temperatura (ambiente interior)	Energía condicionada
THD (Corriente y tensión)	
Factor K (por fase)	
LECTURAS DE LA DEMANDA	VALORES DE ANÁLISIS DE POTENCIA
Demanda de intensidad y tensión	V, I, P, Q fundamentales por fase
Media de factor de potencia	Factor de potencia de desplazamiento
Demanda P, Q, S (fase, máxima)	Factor pico por fase
Lecturas coincidentes	Desequilibrio V y I
Demandas de potencia pronosticadas	Rotación de fases
	Ángulos y magnitudes de armónicos por fase
	Componentes de secuencia

3.5 CUMPLIMIENTO DE DISPOSICIONES NORMATIVAS

Después de la selección de equipos, se procede a establecer el cumplimiento de lo dispuesto en la NTC-2050 con respecto a PAT, conductores, ductos y protecciones.

3.5.1 Diseño del sistema de PAT

El conductor del electrodo de tierra y el electrodo de puesta a tierra, no serán considerados para el cálculo de puesta a tierra de este proyecto, ya que el sistema estará conectado al barraje general de tierra del edificio de Eléctrica II.

Cálculo del conductor de tierra del equipo.

Para corriente continua DC. Cada componente será aterrizado a partir de un conductor tipo THW en cobre tal como se muestran a continuación:

- **Módulos.** El conductor de puesta a tierra para el marco metálico de los módulos debe ser #12 AWG THW en cobre, 75 °C.

- **Seguidores.** El conductor de puesta a tierra del marco de los seguidores debe tener capacidad amperemétrica igual a la corriente que sumarian los dos bloques ubicados por cada seguidor, esto es $(17,15 \times 2 = 34,3A)$; para esta capacidad de corriente sirve el conductor #10 AWG THW en cobre, 75°C.
- **Medidor DC.** El conductor de puesta a tierra del medidor DC debe ser el correspondiente al tramo desde el tablero de DC hasta éste, que es #6 AWG THW en cobre, 75 °C.
- **Tablero DC.** El conductor de puesta a tierra del tablero DC debe ser el de mayor valor correspondiente al tramo DC, éste es el conductor #6 AWG THW en cobre, 75°C.
- **Inversor.** El conductor de puesta a tierra del inversor debe ser el correspondiente al tramo desde el tablero de DC hasta éste, que es #6 AWG THW en cobre, 75 °C.

Tabla 3.9. Conductor de PAT por equipo.

Equipo	Cableado	Calibre	Diámetro [mm]	Peso [kg/km]	Resistencia DC (20°C)[Ohm/km]	Capacidad de corriente [A]
Módulos	7 hilos	#12 AWG	2,05	29,4	6,21	25
Seguidores	7 hilos	#10 AWG	4,45	62	3,34	35
Medidor DC	7 hilos	#6 AWG	7,69	168	1,32	65
Tablero DC	7 hilos	#6 AWG	7,69	168	1,32	65
Inversor	7 hilos	#6 AWG	7,69	168	1,32	65

Para el tramo de corriente alterna se calcula la puesta a tierra del tablero de AC, medidor AC.

- **Medidor AC.** El dispositivo de protección del medidor AC debe ser correspondiente al tramo desde el transformador de aislamiento y el barraje de alterna, por lo que se selecciona el conductor #8 AWG THW, 75°C.
- **Tablero AC.** El interruptor de intensidad máxima que está ubicado en el tablero de AC es de 80A, por lo que se selecciona el conductor #8 AWG THW, 75°C.

Tabla 3.10. Características técnicas del conductor de PAT para la parte del sistema en AC.

Equipo	Cableado	Calibre	Diámetro [mm]	Peso [kg/km]	Resistencia AC (75°C)[Ohm/km]	Capacidad de corriente [A]
Medidor AC	7 hilos	#8 AWG	5,97	104	2,56	50
Tablero AC	7 hilos	#8 AWG	5,97	104	2,56	50

Cálculo de PAT de los conductores por tramo

Los cálculos y selección de los conductores de PAT para cada tramo serán consignados en el anexo 2. A continuación se presenta la tabla resumen de los resultados obtenidos:

Tabla 3.11. Tabla resumen de las características técnicas del conductor de PAT para cada tramo del sistema DC y AC

Tramo	Cableado	Calibre	Diámetro [mm]	Peso [kg/km]	Resistencia DC (20°C)[Ohm/km]	Capacidad de corriente [A]
Seguidor-tablero DC	Flexible	#12 AWG SIS	3,98	38,5	5,315	40
Tablero DC- inversor	Flexible	#6 AWG SIS	7,13	143,2	1,323	105
Inversor-transformador de aislamiento	7 hilos	#4AWG THW	8,87	249	0,832	85
Transformador de aislamiento- tablero AC	7 hilos	#2AWG THW	10,60	374	-	95

3.5.2 Dimensionamiento y selección de conductores y ductos

Según el Art. 690-8 NTC 2050, la corriente para el dimensionamiento de los conductores debe incrementarse en un 25%, correspondiendo a la capacidad de corriente de los conductores y ajuste de disparo de las protecciones. En la tabla 3.12 se presenta los cálculos de corriente para los tramos de la parte DC del sistema. La corriente del tramo hasta el tablero DC se ha ajustado previamente, según lo mencionado en 3.2.2.

Tabla 3.12. Corriente de dimensionamiento de la parte DC del sistema fotovoltaico.

TRAMO			Corriente nominal (A)	Cálculo	Corriente de dimensionamiento (A)
Inicio	Fin	(m)			
Seguidor	Tablero DC	25	13,72	13,72*1,25=	17,15
Tablero DC	Inversor DC/AC	25	54,88	54,88*1,25=	68,60

Para el lado de AC, la corriente de dimensionamiento se determina con base en la corriente nominal de salida del inversor, la cual es 55,5A. Aplicando el factor de 25%, el valor de I_{dim} será 69,4A.

Selección de conductores

El calibre de los conductores se calcula de acuerdo con capacidad de corriente y requisitos de regulación, y su tipo en función de las condiciones ambientales: radiación solar, temperatura y humedad.

La regulación de tensión del sistema fotovoltaico se diseñó para obtener un 3% total de caída de tensión desde la salida del generador fotovoltaico hasta la conexión al tablero de corriente alterna del segundo piso.

Según el literal 210-19d), la regulación entre el alimentador y la carga final no debe ser superior al 5%. Debido a la configuración del sistema, se definió una regulación de 3% entre los paneles y el tablero AC; el restante 2% se deja para el tramo entre el tablero de AC y las cargas de AC del edificio. La distribución de la regulación por tramos a través del sistema se presenta en la tabla 3.13.

El tipo de conductor seleccionado debe permitir movimiento, enrollamiento y transporte con facilidad, además que durante su instalación y operación sean maniobrables y conserven sus propiedades eléctricas y mecánicas, de tal forma que la conducción de energía eléctrica sea de una forma segura y confiable. Por esta razón, los conductores que serán usados son flexibles tipo SIS, que al igual que los tipo USE-2 tienen aislamiento (polietileno reticulado XPLE) y resistentes a altas temperaturas.

Tabla 3.13. Regulación por tramo del sistema fotovoltaico.

Tramo	Inicio	Fin	Distancia	Regulación (%)
1	Seguidor	Tablero DC	25m	1%
2	Tablero DC	Inversor DC/AC	25m	1%
3	Inversor DC/AC	Transformador de aislamiento	2m	0,1%
4	Transformador de aislamiento	Tablero AC	25m	0,9%

A continuación se muestra la tabla resumen de los cálculos obtenidos para el cálculo de los conductores por tramo, en cuanto a los demás cálculos se presentan en el anexo 3.

Tabla 3.14. Tabla resumen de conductores seleccionados por tramo

Tramo	Cableado	Calibre	Diámetro ext. [mm]	Peso [kg/km]	Resistencia DC (20°C)[Ohm/km]	Capacidad de corriente [A]
Seguidor – Tablero DC	Flexible	#12 AWG	3,98	38,5	5,315	40
Tablero DC – Inversor DC/AC	Flexible	#6 AWG	7,13	143,2	1,323	105
Inversor DC/AC – Transformador de aislamiento	7 hilos	#4AWG	9,05	247	-	70

Transformador de aislamiento – Tablero AC	7 hilos	#2AWG	10,60	374	-	95
---	---------	-------	-------	-----	---	----

Cálculo y selección de ductos

La definición de los ductos depende del tamaño y cantidad de conductores que deberán por allí pasar. Otros factores a considerar son la temperatura de operación y la exposición al ambiente.

Serán siete tramos los que requieran el tendido de ductos, seguidores-tablero DC (tramo 1), tablero DC-inversor (tramo2), inversor-transformador de aislamiento (tramo 3) y transformador de aislamiento-tablero AC de piso (tramo 4); además es necesario el tendido de ductos para los conductores del PAT de equipos, como el marco de los paneles y de seguidores (tramo 5), los conductores de conexión entre los barrajes de cada uno de los tableros (tramo 6), al igual que los conductores de PAT de los varistores AC (tramo 7); todos los conductores de la PAT serán conectados al barraje general del edificio.

En la tabla resumen se muestra los cálculos obtenidos de los ductos para los tramos del sistema y los ductos de la PAT. Estos cálculos serán encontrados en el anexo 4.

Tabla 3.15. Tabla resumen de ductos seleccionados para cada tramo y para el PAT del sistema

Tramo	Desde	Hasta	Ducto
1	Seguidor	Tablero DC	Tubo metálico de ½ pulgada
2	Tablero DC	Inversor	Tubo PVC de 1,0 pulgada
3	Inversor	Transformador de aislamiento	Ducto PVC de 1 ^{1/4} pulgada
4	Transformador de aislamiento	Tablero AC	Ducto PVC de 2 pulgadas
Ductos para conductores PAT de equipos			
Tramo	Elementos		Ducto
5	Paneles y seguidores		Tubo metálico de ½ pulgada
6	Barrajes de DC y AC		Ducto PVC de 1 pulgada
7	Varistores		Ducto PVC de ¾ de pulgada

3.5.3 Dimensionamiento y selección de protecciones

El sistema fotovoltaico cuenta con diferentes medios para proteger la vida de las personas y la integridad del mismo. En la tabla 3.16 se presentan los tipos de protección definidos para el sistema y los dispositivos que la proporcionarían.

Tabla 3.16. Protecciones en el sistema fotovoltaico.

Tipo de protección	Dispositivo a usarse
Contra sobretensiones	Limitadores de tensión DC (Varistores AC) Limitadores de tensión AC (Varistores DC)
Contra sobrecorrientes	Fusibles Interruptores automáticos
Contra flujo inverso de corriente	Diodos de bloqueo (solo parte DC)
Contra contactos directos e indirectos	Vigilante de aislamiento entre conductores

Las estrategias de protección irán en la parte AC y DC del sistema. Se colocarán interruptores generales en el sistema con el fin de permitir la desconexión manual por necesidades de seguridad inmediata para personas y equipos, de mantenimiento o por análisis académico. La figura 3.10 presenta el esquema de protecciones del sistema fotovoltaico, la simbología allí presentada es realizada de manera particular para este diseño.

A continuación se observa el resumen de las protecciones seleccionadas para el sistema tanto en su parte DC como AC, tablas 3.17 y 3.18. Se encontraran todas las consideraciones tenidas en cuenta en el anexo 5.

Tabla 3.17. Tabla resumen de las protecciones usadas en el sistema DC

Tipo de protección	Dispositivos para DC	
	Dispositivo a usarse	Características más relevantes
Contra sobretensiones	Limitadores de tensión (Varistores DC) ABB Tipo OVR PV 40 600 P TS	Tensión nominal (600V) Tensión máxima de operación continua (700V) Corriente impulsional 10/350 (40kA) Nivel de protección (2,8/1,4kV)
Contra sobrecorrientes	Fusibles OEZ PF10-16	Corriente nominal (16A) Potencia disipada (3,18W) Tensión de uso (900V) Poder de corte (30kA)
	Interruptor automático ABB - Tipo Photovoltaic String Protection S802PV-S80	Intensidad térmica (80A) Tensión nominal (800V) Limite de corto circuito (5kA) Tensión de aislamiento (1500V)
	Interruptor manual ABB - Tipo Photovoltaic DC Main Swicth S802PV-M125	Intensidad térmica (125A) Tensión nominal (800V) Limite de corto circuito (0,5kA) Tensión de aislamiento (1500V)
Contra flujo inverso de corriente	Diodos de bloqueo (solo parte DC) BDBATTERIES – 600V	Tensión (600V) Corriente directa máxima (85A) Máxima corriente inversa (2mA)
Contra contactos directos e indirectos entre conductores	Vigilante de aislamiento entre conductores PROAT FAT	Margen de tensión (450-650V) Consumo en reposo (0,5W) Consumo en falla (<2W) Nivel de actuación (200ms) Impedancia a tierra (10 Ω)

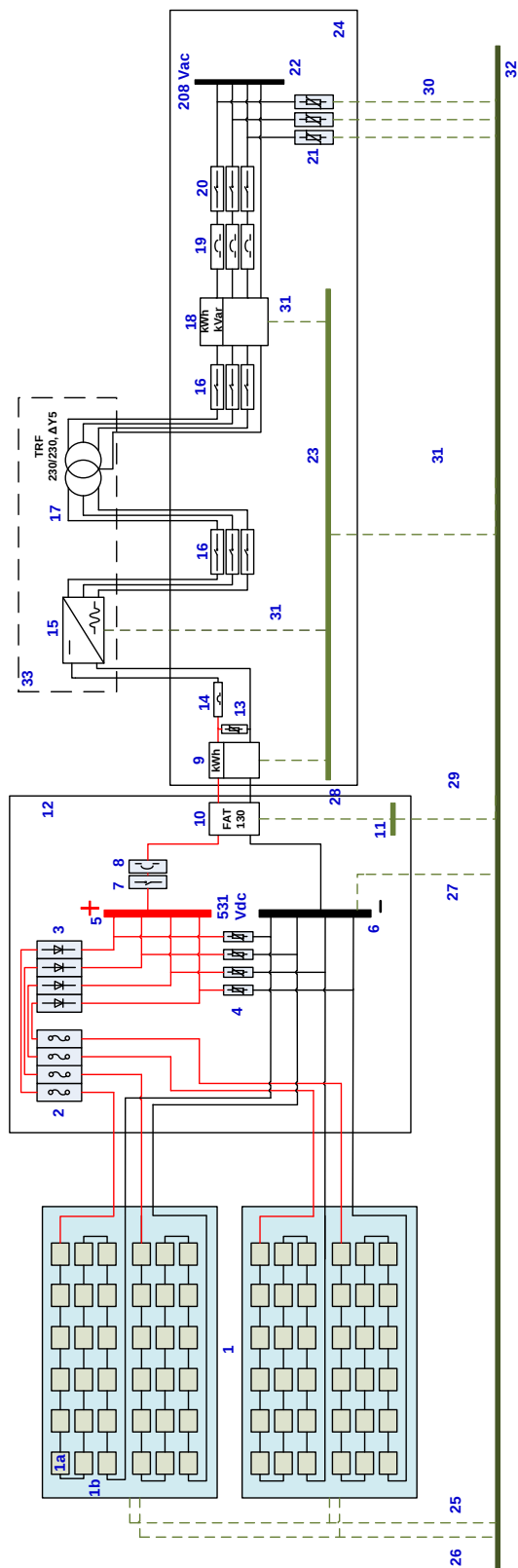


Fig. 3.10. Esquema de protecciones del sistema.

1. Generador fotovoltaico (paneles)
- 1.a. Panel fotovoltaico
- 1.b. Seguidor solar
2. Protección contra sobrecarga (fusibles)
3. Diodos de bloqueo
4. Limitadores de sobretensión en DC (varistores)
5. Barraje positivo DC (631V)
6. Barraje negativo DC (0V)
7. Interruptor automático en DC
8. Interruptor seccionador-manual en DC
9. Vigilante de aislamiento FAT
10. Medidor de energía activa
11. Barraje de PAT para equipos sensibles
12. Tablero DC
13. Limitador de sobretensión en DC (varistores)
14. Interruptor seccionador-manual en DC
15. Inversor trifásico
16. Interruptor automático para TRF
17. Transformador de aislamiento ($\Delta Y5$, 230/230)
18. Medidor de energía activa y reactiva
19. Interruptor seccionador-manual en AC
20. Interruptor automático en AC
21. Limitadores de sobretensión en AC
22. Barraje AC
23. Barraje equipotencial (0 V) para equipos sensibles
24. Tablero AC
25. Conductor de puesta a tierra de la estructura metálica del seguidor
26. Conductor de puesta a tierra de la estructura metálica del panel
27. Conductor de puesta a tierra del barraje del tablero DC
28. Conductor de tierra de equipos de protección y aislamiento
29. Conductor de puesta a tierra del barraje de equipos DC sensibles
30. Conductor de tierra de equipos de protección y aislamiento
31. Barra equipotencial de todo el edificio de eléctrica II
32. Equipos de gran tamaño
33. Equipos de gran tamaño

Notas:

- El conductor y barraje negativo de la instalación fotovoltaica representaran el conductor de puesta a tierra y barraje de puesta a tierra
- Por cada seguidor existirán 2 array; éstos seguidores tendrán un área de 50m2
- El panel es Kyocera de 185W, con las siguientes características:
 $V_{oc}=29,5V$; $I_{sc}=8,58A$; $I_{mpp}=7,84A$; $V_{mpp}=23,6V$; $\text{área}=1,325m^2$

Tabla 3.18. Tabla resumen de las protecciones en el sistema AC

Tipo de protección	Dispositivos para AC	
	Dispositivo a usarse	Características más relevantes
Contra sobretensiones	Limitadores de tensión AC (Varistores AC) ABB Modelo OVR-T1-25-255	Tensión nominal (230V) Tensión máxima de operación continua (255V) Corriente impulsional 10/350 (25kA) Nivel de protección (2,5kV)
Contra sobre-corrientes	Interruptor automático termo-magnético ETIMAT Modelo 80A-208V	Corriente nominal (80A) Tensión de operación (230V) Poder de corte asignado (10kA)
	Interruptor manual general Merlin Gerin Tipo INS80-AC23	Corriente nominal (80A) Tensión de aislamiento (690V) Tensión de uso (500V)
	Interruptor automático termo-magnético para protección del transformador de aislamiento ETIMAT Modelo 63 A 3P+N	Corriente asignada nominal (63A) Tensión asignada (230; 400Vac) Poder de corte asignado (10kA)

3.5.4 Caracterización de tableros eléctricos

En el anexo 6 se presenta la información relacionada con los tableros eléctricos de los dos subsistemas debido a que éstos se integran eléctricamente a partir de estos elementos. Se precisa su caracterización de forma conjunta.

3.6 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

A continuación se presentan características generales del sistema diseñado, tales como capacidad de generación, configuración, nivel de aislamiento, regulación de tensión y análisis energético.

3.6.1 Representación gráfica del subsistema

En la figura 3.11 se presenta el esquema general del subsistema fotovoltaico conectado a la red. El generador fotovoltaico diseñado quedo conformado por 72 paneles solares KYOCERA de 185Wp. De acuerdo con esto, su potencia nominal es de 13,32kWp. Dado el uso de seguidores solares, puede alcanzar una generación máxima de 23kW (incremento del 75%); sin embargo, el aumento anual de energía generada será de aproximadamente 17%.

La configuración del sistema se realizó fundamental teniendo en cuenta el área máxima para diseño, el nivel de tensión de aislamiento y el tipo de estructura (*grid-tied*).

Está constituido por 4 bloques de 18 paneles, de 23,75m² cada uno, para un área total de 95m². Su montaje se realizará en dos seguidores de 50m², dos bloques independientes por seguidor. Su conexión eléctrica se hará en un tablero DC ubicado en la azotea a un nivel nominal de tensión de 531V.

Subsistema Fotovoltaico Conectado a la Red Eléctrica

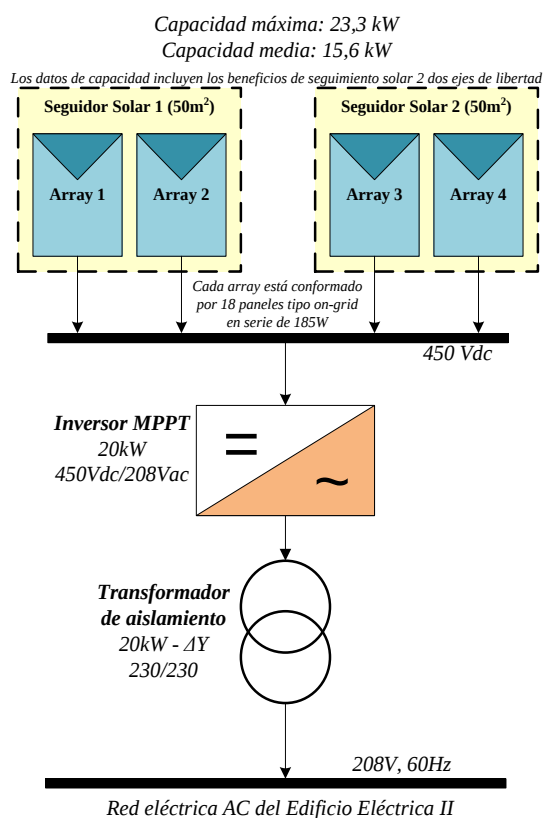


Fig. 3.11. Esquema general del subsistema diseñado.

La energía eléctrica generada será inyectada a la red AC del edificio en el tablero AC del segundo piso a partir de un inversor DC/AC Xantrex tipo *grid-tied* en serie con un transformador de aislamiento, ambos de potencia nominal de 20kVA e instalados en el cuarto técnico del Laboratorio de URE-ER.

El sistema contará con los medios apropiados para realizar de forma segura, la conexión y la desconexión eléctrica del sistema fotovoltaico de la red y proporcionará la adecuada protección a personas y a equipos. Para más claridad acerca de su configuración ver anexo 7 (diagrama unifilar).

3.6.2 Regulación de tensión

Según el literal 210-19d) de la NTC2050, la regulación desde el alimentador a la carga final no debe ser superior al 5%. En principio, la parte DC se diseñó para una caída de tensión máxima de 3%, y se dejó el 2% restante para el tramo desde el tablero de AC del segundo piso hasta las cargas de AC del edificio. La tabla 3.19 presenta el nivel de regulación a condiciones nominales por tramo. La selección de conductores permite que el tramo final pueda tener un mayor margen de caída de tensión (2,70%).

Tabla 3.19. Regulación por tramo del sistema fotovoltaico.

Tramo	Inicio	Fin	Distancia	Regulación (%)	
				Máxima	Nominal
1	Seguidor	Tablero DC	25m	1,0%	0,77%
2	Tablero DC	Inversor DC/AC	25m	1,0%	0,76%
3	Inversor DC/AC	Transformador de aislamiento	2m	0,1%	0,09%
4	Transformador de aislamiento	Tablero AC (2° piso)	25m	0,9%	0,69%
Sistema fotovoltaico				3,0%	2,31%
5	Tablero AC (2° piso)	Cargas AC	-	2,0%	2,7%
Acometida – Carga				5,0%	5,0%

3.6.3 Nivel de aislamiento

En general, el sistema de forma integral tendrá un nivel de aislamiento de 600V. Los paneles un nivel de aislamiento de 1kV; mientras las unidades de acondicionamiento de 600V, al igual que los conductores.

Con el fin de monitorear y ayudar a verificar la seguridad entre los conductores, se recuerda que el sistema tendrá integrado un vigilante de aislamiento.

3.6.4 Análisis energético

Con el fin de conocer el beneficio energético estimado que tendrá el sistema diseñado, se ha realizado un análisis energético. La figura 3.12 presenta el sistema diseñado.

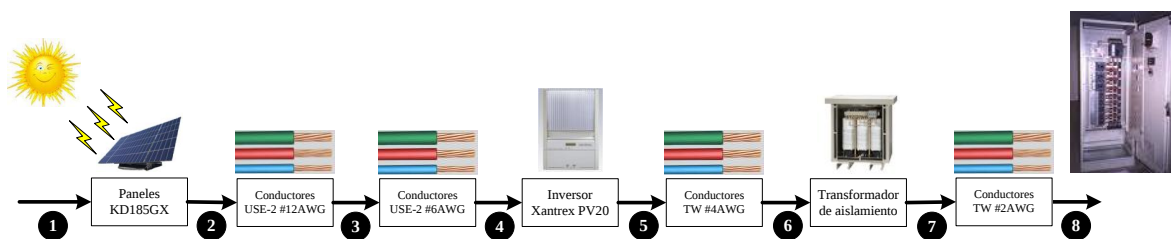


Fig. 3.12. Esquema del sistema diseñado.

Los valores de energía en cada punto del sistema y la eficiencia de cada componente son presentados en la tabla 3.20.

En general, se puede decir que la eficiencia del sistema es aproximadamente de 15% y que se inyectan alrededor de 25MWh al año. Así mismo, se aprecia como las pérdidas casi en su totalidad son responsabilidad del inversor y del transformador de aislamiento, esto considerando solo posterior a los paneles fotovoltaicos, ver detalles en anexo 8.

Tabla 3.20. Análisis energético del sistema.

COMPONENTE	Ein (kWh)		Eout (kWh)		η	Pérdidas (kWh)
Paneles KD185GX	1	173 408,58	2	26 791,37	16,263	146 617,21
Conductores SIS #12AWG	2	26 791,37	3	26 730,52	99,997	60,85
Conductores SIS #6AWG	3	26 730,52	4	26 670,01	99,998	60,51
Inversor Xantrex PV20	4	26 670,01	5	25 336,51	95,0	1 333,50
Conductores TW #4AWG	5	25 336,51	6	25 316,37	100,0	17,15
Transformador de aislamiento	6	25 316,37	7	24 559,78	97,0	756,59
Conductores TW #2AWG	7	24 559,78	8	24 422,85	99,998	136,93
Sistema	1	173 408,58	8	24 422,85	14,986	148 985,73

4. CAPÍTULO 4: MICRO-REDES EN BAJA TENSIÓN Y EN CORRIENTE CONTINUA

En este capítulo se describe el diseño del subsistema fotovoltaico para la alimentación de dos micro-redes y con conexión a la red, cuya capacidad instalada es de 2,0kWp y será instalado de forma rígida horizontal. Se realizó a partir de la aplicación de la metodología presentada en el numeral 1.5.

Por la configuración y capacidad de los elementos constitutivos del sistema, se crearon dos micro-redes de corriente continua en baja tensión. Cada una de ellas es gestionada a partir de dos unidades maestras, llamadas NPS-1000, que podrán atender la carga tomando energía de la red pública, de los paneles fotovoltaicos o de un banco de baterías. Las micro-redes fueron diseñadas para consumir de forma prioritaria la energía producida por los paneles fotovoltaicos. En caso de requerirse, la unidad NPS-1000 tomará el faltante de la red pública.

Los bancos de baterías actuarán solo en modo de reserva. Suministrarán la energía requerida solo si la red AC presenta algún fallo y los paneles fotovoltaicos no tengan la capacidad requerida por la cargas. Aún cuando su actuación se puede forzar a partir de la desconexión manual de la red AC.

4.1 CONSIDERACIONES GENERALES

Se establece que la configuración del sistema será para alimentación de cargas en DC y con conexión de a la red, una temperatura ambiente para la operación del sistema de 25°C, y una capacidad de generación aproximada de 2,0kW, equivalente a 10,4 m².

4.1.1 Configuración del sistema

Se definió que este subsistema fotovoltaico alimentará en tiempo real un conjunto de cargas en DC, cuando no sea así o sobre energía, se procederá a inyectarla a la red.

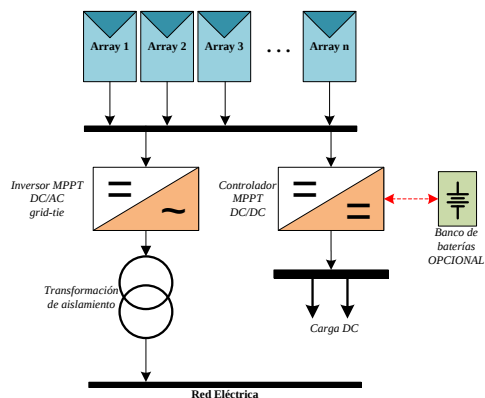


Fig. 4.1. Configuración base del subsistema a diseñar.

Para la alimentación de las cargas DC se contará con baterías. La configuración de este subsistema tiene una finalidad pedagógica, por tanto el objetivo es crear un conjunto de escenarios para estudios académicos, donde interactúen cargas DC, almacenamiento de energía, alimentación desde paneles en tiempo real, respaldo de la red AC a las cargas DC e inyección de energía a la red.

4.1.2 Temperatura de operación

Se aplica de igual manera a este diseñado lo presentado en el numeral 3.1.1.

4.1.3 Restricciones de capacidad del sistema

El sistema no tiene restricciones por presupuesto o área, solo debe tener la capacidad de alimentar en tiempo real la demanda de las cargas DC en condiciones normales, es decir 2,0 kWp.

CARGA Y DEMANDA. La carga instalada de la micro-red se calcula teniendo en cuenta la potencia instantánea de cada dispositivo a suplir, en este caso computadores portátiles y luminarias LEDs DC.

La micro-red en corriente continua alimentará el sistema de iluminación artificial LED en un área de 16m² (área correspondiente a dos módulos de aprendizaje) y un total de 10 computadores portátiles, uno por cada puesto de trabajo, a partir de tomas en DC.

Para calcular la carga por parte de iluminación se realizó la simulación con el software DIALux, mediante el cual se determinó que el número de luminarias LEDs de 12 (W) DC seleccionadas para cumplir los requerimientos del RETILAP son 66. De acuerdo con lo anterior la carga instalada es:

Tabla 4.1. Carga instalada.

Dispositivo	Potencia nominal (W)	Cantidad de dispositivos	Potencia Total (W)	Carga instalada (W)
Computadores portátiles	100	10	1 000	1 792
Luminarias LEDs DC	12	66	792	

Para la demanda promedio se asume que el laboratorio tendrá un uso de dos horas de uso al día, por tanto ascenderá a 3 584 Wh.

4.1.4 Computadores portátiles

Cada puesto contará con un tomacorriente en DC para la conexión de un portátil de alto rendimiento, en total 10. Teniendo en cuenta la dinámica de las compras en la Universidad Industrial de Santander, se considera para el diseño de la microred portátil DELL de 17 pulgadas, los cuales tienen una potencia de consumo en DC 90(W), con una tensión de 19.5 +/-1.0 (V) y una corriente de 4,62(A)

Según información obtenida de personal directo de DELL, los adaptadores proporcionados por la empresa pueden son alimentados en corriente continúa.

De acuerdo con estas especificaciones obtenidas, se dimensiona la potencia de cada computador portátil como una carga de 100(W).

4.1.5 Iluminación DC

El diseño del sistema de iluminación para dos módulos de aprendizaje se ha realizado según lo estipulado en el Reglamento Técnico de Iluminación y Alumbrado Público-RETILAP. En el anexo 9 se puede consultar el proceso realizado para la iluminación mediante la simulación con el software DIALUX.

Parámetros de diseño. Los parámetros que se han tenido en cuenta para el diseño de la iluminación del laboratorio son: nivel de iluminancia, deslumbramiento y uniformidad.

Nivel de iluminancia y UGR (índice de deslumbramiento unificado):

Según el Art. 410-1 del RETILAP, el diseño debe realizarse con base en el valor medio de iluminancia. Tal valor puede ser consultado en la tabla 410-1 del mencionado documento. Para un recinto como un laboratorio se tiene que el UGR debe ser máximo de 19, y que los niveles de luminancia mínimo, medio y máximo deben ser 300(lx), 500(lx) y 750(lx), respectivamente.

Uniformidad: La uniformidad es la relación $E_{mín}/E_{prom}$ y debe cumplir los valores de la tabla 410.4 del RETILAP. Para el recinto en cuestión debe ser al menos de 0,5.

Selección de la luminaria. Para la selección de la luminaria LED-DC se consideraron factores tales como: tensión, eficiencia energética, aplicación y coeficiente de deslumbramiento (UGR). Con base en éstos se seleccionó una lámpara de OSRAM (LD06A-W3F-854-L30), cuyas características técnicas son mostradas en la tabla 4.2.

Tabla 4.2. Características técnicas de la lámpara seleccionada [OSRAM, 2010].

	Number of LEDs per module	6
	Light color LED	White
	Tensión nominal	24VDC
	Potencia nominal	8W
	Longitud del cable en mm	500mm
	Length LED	307mm
	Width LED	36mm
	Height LED	25,8mm
	Ángulo de radiación	30°
	Temperatura de color	5400K

4.2 POTENCIAL ENERGÉTICO

Para determinar el potencial energético de la radiación solar en Bucaramanga se debe conocer y cuantificar el comportamiento de esta variable.

4.2.1 Estudio de la radiación solar en sitio

Se aplica de igual manera a este diseñado lo presentado en el numeral 3.2.1.

4.2.2 Análisis incremental por seguimiento solar

Dado que el sistema estará instalado en una estructura horizontal rígida, los efectos por seguimiento solar son inexistentes. En cuanto a una posible inclinación de la estructura, se tiene que para la ganancia por tal estrategia sería de aproximadamente 0,2% al año.

4.3 CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA

Se realiza la descripción general del sistema que se desea diseñar a partir de su esquematización básica, la determinación de valores característicos y definición de parámetros para la selección de dispositivos.

4.3.1 Esquematización básica del sistema

Se mantiene la configuración mostrada en la figura 4.1 debido a que no existen otros componentes ni cargas adicionales que hagan complejo el planteamiento inicial.

4.3.2 Determinación de valores característicos del sistema

Al ser un sistema de alimentación de cargas DC, se trabajará con paneles *off-grid*. Aplicando el planteamiento del numeral 1.5.7.2 para una capacidad de 2,0 [kW] se tiene que los valores estimados del sistema son:

$$P_{mmp_{PROM_m^2}} = 130 [W/m^2]$$

$$\text{Potencia Sistema} = 2\,000 [W]$$

$$V_{oc_{panel\ on-grid}} = 21,7 [V]$$

$$V_{mpp_{panel\ off-grid}} = 17,4 [V]$$

$$I_{sc_{array}} = 8,5 [A]$$

$$I_{mpp_{array}} = 7,6 [A]$$

$$Area_{array} = 3[m^2]$$

$$V_{mpp_{array}} = 68 [V_{dc}]$$

$$N_{array} = 5,0$$

$$Potencia_{array} = 400 [W]$$

$$I_{mpp_{sistema}} = I_{DC} = 41,7 [A]$$

$$I_{sc_{sistema}} = 42,5 [A]$$

$$V_{AC} = 208 [V]$$

$$I_{AC} = 5,5 [A]$$

Todos los valores aquí establecidos son producto de estimaciones promedio de paneles *off-grid* ofrecidos en el mercado. Tal como se puede apreciar, a pesar de no conocer el modelo de panel con el cual se trabajará, es posible determinar características del esquema del sistema.

4.3.3 Definición de parámetros para la selección de dispositivos

La tabla 2.2 presenta una guía de los parámetros y requerimientos para la selección de dispositivos. Los valores allí presentados son producto de la revisión de datos ofrecidos en el mercado.

Tabla 4.3. Parámetros y requerimientos para la selección de dispositivos.

DISPOSITIVO	PARÁMETROS
Transformador de aislamiento	Eficiencia $\geq 95\%$, Relación 1:1, ΔY , Potencia = 2kW
Paneles para sistemas de alimentación de cargas DC	Eficiencia $\geq 13\%$, Tipo: <i>Off-grid</i> , $V_{oc}=21$ [Vdc/m ²], $V_{mpp}=17$ [Vdc]
Controlador	Eficiencia $\geq 95\%$, Tecnología MPPT, $48 < V_{input} < 72$, $V_{output} = 48V$, Potencia = 2,4 kWh
Baterías	$V=12V$, SOC $>30\%$.

4.4 SELECCIÓN DE DISPOSITIVOS

continuación se presenta la selección de equipos como controladores, unidades de gestión, reductores, inversores AC/DC, transformador de aislamiento, y de medidores de energía para el monitoreo del sistema.

4.4.1 Selección de componentes de generación de energía

Para este tipo de aplicación es recomendable usar paneles solares *off-grid*, diseñados para operar de forma aislada de la red. Están configurados normalmente con tensiones de 12(Vdc), 24(Vdc) y 48(Vdc). Su diferencia radica en que su tensión de operación garantiza la recarga de baterías.

Dado el uso de un convertidor controlador MPPT que será mostrado más adelante, es necesario que los paneles tengan una tensión de salida de 48 volts, con esta tensión el controlador será capaz de mantener los 48 volts requeridos a la salida, además el panel seleccionado debe permitir una configuración que de 48 volts a la salida del campo fotovoltaico y a la vez una potencia nominal que cubra la demandada por la carga.

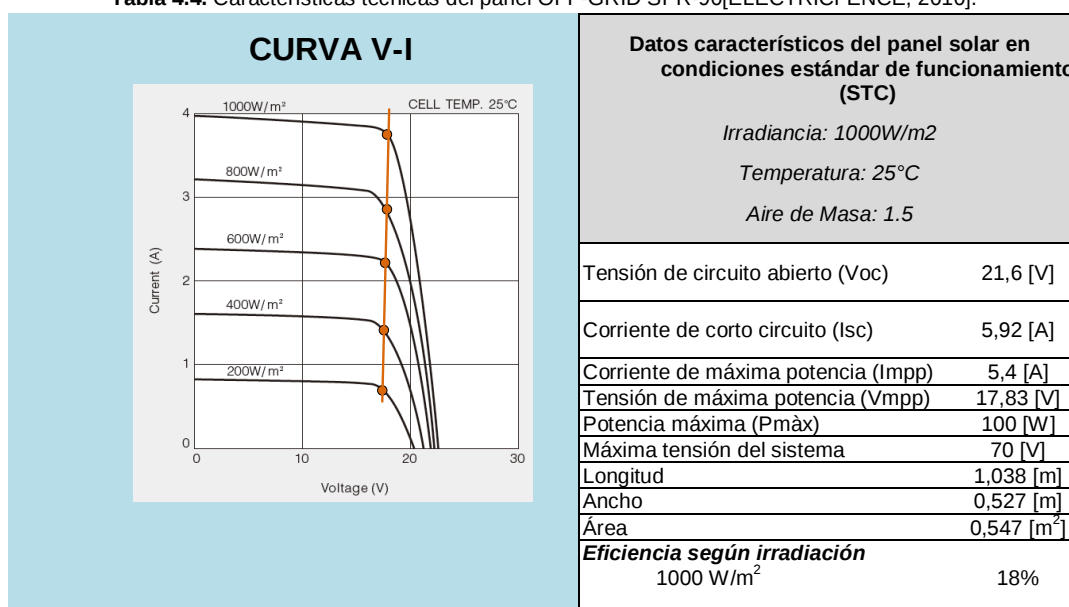
El SPR-90 de SUNPOWER cumple con las necesidades planteadas. La tabla 4.4 presenta las características técnicas del panel seleccionado.

Con las especificaciones eléctricas del panel seleccionado, se calcula la cantidad de paneles requeridos para generar la energía necesaria para suplir la carga de manera continua, este cálculo se realiza de manera sencilla ya que se tendrá el respaldo de las baterías y de la red en caso de que la radiación no sea la óptima. Dado que el dispositivo NPS1000 tiene una potencia máxima de gestión de 1 kW, se hace necesario crear dos micro-redes, distribuidas de la siguiente manera:

Micro-red 1: Alimentará los circuitos ramales de computadores A y B, teniendo una carga instalada total de 1000 W.

Micro-red 2: Alimentará los circuitos ramales de iluminación 1 y 2, teniendo una carga instalada total de 792 W.

Tabla 4.4. Características técnicas del panel OFF-GRID SPR-90[ELECTRICFENCE, 2010].



La cantidad de paneles fotovoltaicos a instalar se puede determinar considerando la siguiente expresión:

$$Cantidad_{panel} = \frac{Carga_{instalada} [W]}{Potencia_{panel} [W]} = \frac{1792[W]}{100[W]} = 17,92 \text{ paneles}$$

A pesar de que este cálculo de que como resultado el uso de 18 paneles, se usarán 20 paneles para cumplir con la configuración establecida con anterioridad, la energía generada por el grupo de 20 paneles será:

$$E_{gen} = \text{Área}_{\text{bloque}} [\text{m}^2] * G_{\text{prom}} * \eta_{\text{panel}} [\%] * \eta_{\text{otros componentes}} [\%]$$

E_{gen}: Debe ser la energía generada en un día kWh.

G_{prom}: Es la radiación promedio de Bucaramanga 4,9 kWh/m²/día.

η_{panel}: Eficiencia del panel seleccionado 21,5%.

η_{otros componentes}: Es la eficiencia de los demás dispositivos por donde pasará la energía.

En este caso, el dispositivo NPS1000 muestra una eficiencia para conversión DC/DC (cuando la energía proviene del sistema fotovoltaico) del 97% y AC/DC (cuando la energía proviene del tablero AC) del 94%. Para efectos de este cálculo, es usada la menor eficiencia y asumiendo eficiencia en las baterías del 80%, la eficiencia total sería 75,2%.

Con estos valores el área de cada bloque será:

$$E_{gen} = 10,94[\text{m}^2] * 4,9\left[\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} \text{ día}\right] * 21,5[\%] * 0,752[\%] = 8,67 [\text{kWh}]$$

Se usará la energía requerida por la carga y la de mantener el banco de baterías cargado, la energía sobrante será inyectada a la red mediante inversores que serán detallados más adelante.

Se organizan cinco grupos de paneles en paralelo con cuatro paneles en serie, con ello se garantiza que la tensión de salida se encuentre en el rango de entrada del controlador convertidor MPPT que a su vez garantiza una tensión entrada de 48 de la unidad NPS-1000. Las características de la configuración de paneles establecida se muestran en la tabla 4.5.

Tabla 4.5. Características de configuración de paneles a condiciones STD (1000W/m^2 y 25°C)

Máxima potencia ($P_{\text{máx}}$)	$100 \times 20 = 2000$ (Wp)
Tensión de máxima potencia (V_{mpp})	$4 \times 17,83 = 71,32$ (V)
Corriente de máxima potencia (I_{mpp})	$5,4 \times 5 = 27$ (A)
Tensión de circuito abierto (V_{oc})	$21,6 \times 4 = 86,4$ (V)
Corriente de corto circuito (I_{sc})	$5,92 \times 5 = 29,6$ (A)
Máxima tensión del sistema	70 (V)

Sin embargo, la potencia de diseño debe ser fijada en 2,4kW debido a los niveles de radiación (ver 3.2.1).

4.4.2 Selección de unidades de acondicionamiento de energía

Este subsistema requiere como unidades acondicionamiento un controlador MPPT de 48V, tres inversores monofásicos DC/AC *grid-tie*, un transformador de aislamiento, dos unidades de gestión NPS-1000, baterías, un reductor DC 48/24 y dos reductores DC 48/9,5.

Controlador MPPT.

La energía eléctrica generada por los paneles fotovoltaicos de cada micro-red debe ser adecuada en tensión con el fin de que la unidad maestra NPS-1000 pueda utilizarla para satisfacer la demanda en DC. Tal adecuación se realiza para las dos micro-redes a partir de controlador convertidor solar MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) logrando que los paneles generen la máxima potencia posible en condiciones variables de energía solar, irradiación y temperatura, y no como los controladores de tensión convencionales que obligan al panel a operar a la tensión de la batería.

El controlador de tensión WS-MPPT50 posee tecnología MPPT cuya función es hacer que el panel fotovoltaico capte la mayor potencia que pueda, esto lo hace

mediante un dispositivo electrónico que logra que el panel opere a su tensión nominal máxima; de acuerdo con lo anterior el dispositivo WS-MPPT50, también hace las veces de convertidor DC-DC y controlador de carga, ya que hace que el panel entregue la máxima potencia a su tensión nominal y a la vez permite una tensión de salida adecuada para la tensión de entrada de las baterías y el dispositivo[WELLSEE, 2010]. Este dispositivo además debe soportar la máxima potencia de los paneles fotovoltaicos teniendo en cuenta el incremento de 20% por mayor radiación.

Las especificaciones eléctricas del controlador convertidor solar MPPT son las siguientes:

Tabla 4.6. Especificaciones del controlador convertidor solar MPPT [WELLSEE, 2010]

	Potencia (Max.)	2400 [W]
	Voltaje nominal	48 V
	Corriente de entrada P máx.	50 A
	Tensión de entrada PV	48-110 [V]
	Rango de seguimiento MPPT	54-80 [V]
	Corte de baja tensión	42 V]
	Eficiencia (%)	98%

Las marcas revisadas para la selección de este controlador convertidor solar MPPT fueron Mornigstar, Victron energy, TriStar y Wellsee, se selecciono este último ya que era el que cumplía a cabalidad con todos los requerimientos del diseño, como lo son rango de tensión de entrada, potencia, corriente, eficiente y rango de seguimiento. Además presenta un menor costo en comparación con los demás revisados.

Inversor DC/AC monofásico.

Se selecciona un inversor DC/AC que permita inyectar la energía restante del grupo de paneles solares al tablero AC del segundo piso del edificio. Esta decisión se tomó porque a pesar de que la capacidad de generación del campo fue dimensionada de acuerdo con la carga instalada, habrá momentos en los cuales las baterías estarán cargadas y el laboratorio no estará en uso, lo cual implicaría una desconexión del campo fotovoltaico, lo que a su vez generaría pérdidas de energía.

El inversor seleccionado será conectado en la salida del controlador y convertidor solar MPPT y cumplirá la función de inyectar la energía sobrante al tablero de AC del segundo piso del edificio; para que ocurra esta operación en paralelo entre el inversor y el NPS-1000 se debe diseñar un controlador que regule el flujo de potencia de acuerdo con las necesidades de la carga, este controlador no es objeto de este proyecto de grado.

Se usarán 3 inversores idénticos conectados en paralelo a la salida del controlador convertidor MPPT, el objetivo de usar tres inversores monofásicos es que la inyección al tablero de AC sea lo más equilibrada posible. En el mercado no existen inversores trifásicos de las características requeridas. El inversor seleccionado es de la empresa SWEA, y tiene las siguientes especificaciones:

Tabla 4.7. Especificaciones del inversor DC/AC SWEA [SWEA, 2010]

	Valores de entrada DC	
	Tensión máxima (Vmax)	54 [V]
	Tensión mínima (Vmin)	20 [V]
	Tensión en circuito abierto (Voc)	54 [V]
	Corriente máxima (Imax)	37,5 [A]
	Valores de salida AC	
	Potencia nominal (Pn)	750 [W]
	Tensión línea nominal (Vn)	110 [V] (+20% / -20%)
	Corriente nominal (A)	6,82 [A]
	Corriente máxima (Imax)	7 [A]
	Frecuencia nominal (fn)	60 Hz (+0,6Hz/-0,6Hz)
	Factor de potencia (fp)	>0,99
	Distorsión (THD)	< 5%
	Rendimiento (η)	> 84%
	Datos generales	
	Consumo de energía nocturno	< 30 [W]
	Temperatura de funcionamiento	-20°C / +50°C
	Alto	196 [mm]
	Ancho	140 [mm]
	Profundidad	80 [mm]
		4,3 [kg]

Este inversor ha sido seleccionado, porque de todas las marcas revisadas es el único que cumple con potencia, frecuencia y tensión. Las marcas revisadas fueron xantrex, sunnyways, solarmax y Danfoss. Las marcas mencionadas presentaban inversores de mayor potencia, de rango de tensión de entrada más alto o de frecuencia de 50 Hz etc.

Transformador de aislamiento

Un transformador de aislamiento se hace necesario, de acuerdo con lo planteado en el numeral 5.4.2. Cumplirá la función de aislar la puesta a tierra necesaria para equipos sensibles. El transformador seleccionado es de la empresa VICTRON ENERGY, este transformador ha sido seleccionado ya que no se encontró en el mercado uno que tuviera esta capacidad nominal; tiene las siguientes especificaciones:

Tabla 4.8. Especificaciones del transformador de aislamiento [VICTRONENERGY, 2010]

	CAPACIDAD	2000 W
	Voltaje de entrada / salida	115 / 230 V
	Frecuencia	50 / 60Hz
	Potencia máx. a 40 °C	17 / 8,5 A
	Softstart	Estándar
	Tipo de transformador	Toroidal (bajo nivel de ruido y ligero)
	Fusible interno	sí
	Carcasa Material:	Aluminio
	Grado de protección :	IP21
	Peso	10 Kg
	Dimensiones (alxanxp) mm	375x214x110

Unidades de gestión NPS-1000

El NPS-1000 es la unidad maestra de gestión de la energía en la micro-red. Este dispositivo electrónico permite la interfaz, conexión e interacción de los elementos que forman parte de la micro-red. La empresa creadora y comercializadora de este dispositivo es NEXTEK POWER SYSTEMS [NEXTEK POWER SYSTEMS, 2010].

El sistema NPS 1000 utiliza en primer lugar toda la energía disponible de la generación en sitio, tal como la producida por células fotovoltaicas, a continuación, añade la energía faltante que requiera la carga ya sea de la red, o cuando la red no está disponible, lo hace del banco de baterías.

En este diseño, el dispositivo debe tener las siguientes prioridades para seleccionar la energía generada: sistema fotovoltaico, energía almacenada en los acumuladores y finalmente de la red pública; dado que el NPS-1000 está diseñado para tomar energía de la red antes que de las baterías, se usará un interruptor manual en el punto de conexión a la red, que permita al operador realizar la

conexión cuando la energía generada por los paneles y la proveniente de las baterías no sea suficiente. Esto asegura una mayor tasa de retorno de la inversión y amortización acelerada de la energía del sistema fotovoltaico. El NPS-1000 tiene las siguientes características:

Tabla 4.9. Especificaciones del NPS 1000[NEXTEK POWER SYSTEMS]

	Tensión de entrada primaria AC	208-277 [V] AC
	Frecuencia de entrada primaria AC	50-60 [Hz] AC
	Máxima corriente de entrada AC	5,5 [A] AC
	Máxima corriente de salida DC	18,5 [A] DC
	Tensión nominal de entrada secundaria DC	48 [V] DC
	Máxima potencia de salida	1000 [W]
	Máxima eficiencia de DC a DC	97%
	Máxima eficiencia de AC a DC	94%
	THD (Distorsión armónica total)	< 5%
	Factor de potencia	0,99
	Máxima potencia de entrada	1100 [W]
	Dimensiones	8"W x 3,75" D x 21,5" L
	Peso	15 libras

El NPS-1000 asegura la calidad de energía a través de regulación de voltaje, lo que elimina los daños de caídas de tensión y potencia, debidas a las sobretensiones. Un alto factor de potencia ($> 0,99$) y muy baja distorsión armónica total (THD $< 5\%$) aseguran la calidad de la energía proveída a los circuitos eléctricos. Las mejoras de calidad de potencia son proporcionadas a través del uso de los módulos de potencia como batería auxiliar con almacenamiento y secundaria con entradas de energía DC, proporcionada de manera interrumpida; además de la seguridad que ofrece de potencia y suministro de apoyo de la red pública (específicamente del tablero de AC del segundo piso del edificio). En el siguiente link se puede apreciar el funcionamiento de esta unidad a partir de una simulación: <http://www.nextekpower.com/how-it-works/direct-coupling-demonstration>

Dado que el dispositivo NPS1000 no realiza la inyección de potencia sobrante a la red, se ha dimensionado el conjunto de paneles fotovoltaicos de tal manera que la energía eléctrica generada en el día sea lo más cercana posible a la requerida por la carga al día.

La dinámica de funcionamiento es la siguiente:

- Cuando no haya demanda de energía por parte de las micro-redes durante horas Sol, el NPS-1000 permitirá que el sistema fotovoltaico cargue las baterías.
- Cuando haya demanda por parte de la micro-red y la generación fotovoltaica no sea suficiente para satisfacer la necesidad, el NPS-1000 podrá: Tomar la energía faltante de la red si la conexión es habilitada, tomar la energía faltante de las baterías si se deshabilita la conexión al tablero AC.

Según las condiciones de diseño, los paneles fotovoltaicos por si solos no pueden satisfacer la demanda total, es por esto que las baterías deben tener la capacidad de almacenar la cantidad de energía necesaria para dos horas de funcionamiento de las cargas DC.

Este dispositivo de gestión de la energía es único a nivel mundial, ya que la empresa NEXTEK POWER tiene la patente, en este caso cumple con los requerimientos y las funciones que se quiere que realice en la gestión de las micro-redes en DC.

Baterías

Un banco de baterías garantizará el suministro de energía eléctrica a cada micro-red cuando se desee. Estará conectado al NPS-1000 y será diseñado para atender la demanda de un día tipo en un lapso de 2 horas, la cual ascenderá aproximadamente 1,8 kWh/día.

Debido a que es un sistema de pequeño tamaño, se considera preliminarmente que sea suficiente con una conexión en serie de 4 baterías de 12(V). El banco de baterías a de satisfacer la capacidad de batería por máxima corriente de carga (CBcarga) y la capacidad de de batería por rápida descarga (CBdescarga). La capacidad de dimensionamiento se fijará con la capacidad más alta (CBdim).

Capacidad mínima de la batería considerando la corriente de carga.:

$$CB_{carga} > \frac{G * A * \eta_{panel}}{0,2 * V_{sist}} \frac{1000 * 5,47 * 0,18}{0,2 * 48} = 102,6[Ah] \quad (2)$$

Radiación horaria (G). Es la radiación solar de diseño de un sistema fotovoltaico, 1000(W/m²).

Área (A). Área del bloque de paneles asociados a la micro-red, 5,47m².

Eficiencia del panel seleccionado (η_{panel}). Para el panel seleccionado, la eficiencia es de 18%.

Tensión del sistema (V_{sist}). Debido al uso de la unidad NPS-1000, la tensión nominal del sistema es de 48Vdc.

Capacidad mínima de la batería considerando la corriente de descarga. Teniendo en cuenta la disposición del banco de batería, este valor será el mismo de cada una de las baterías a poner en serie. Se determina a partir de la siguiente expresión:

$$CB_{descarga} = CB_{serie} > \frac{Er}{V_{sist} * PD * \eta_{NPS1000} * FCDR} = \frac{1\,796}{48 * 0,5 * 0,97 * 0,73} = 105,7[Ah] \quad (3)$$

Energía requerida (Er). Es la energía eléctrica que el banco de baterías debe estar en capacidad de suministrar en un lapso de 2 horas, 1 796Wh.

Profundidad de descarga (PD). Este factor es determinante en la vida útil de la batería, por tanto se elije un nivel de descarga de 50%.

Rendimiento regulador ($\eta_{NPS1000}$). La función de regulación en este sistema la cumple la unidad NPS-1000. Su eficiencia es de 97%.

Factor de compensación por descarga rápida (FCDR). El banco de baterías debe estar en capacidad de atender la demanda diaria de la micro-red, lo que implica su

descarga en un tiempo de 2 horas, hecho que reduce la capacidad de la batería, y por lo cual debe ser considerado un factor de compensación en su dimensionamiento. Es igual a la capacidad real de la batería en función de la duración promedio de la descarga. Se toman datos de baterías marca VICTRON, donde el FCDR para las condiciones descritas será de 0,73.

Considerando que éste es el mayor de los dos criterios de diseño, se tiene que la capacidad de las baterías será de 120 [Ah].

Tabla 4.10. Características técnicas batería VICTRON Gel Deep Cycle 12V 120Ah. Tomado de [VICTRON ENERGY, 2010].

	Parámetro	Valor
	Tensión	12 [V]
	Capacidad nominal (C10)	120 [Ah]
	Vida útil para una profundidad de descarga de 50%	600 ciclos
	Tecnología	Placas planas GEL
	Peso	38 [kg]
	Largo	0,41m
	Ancho	0,18 [m]
	Alto	0,23 [m]

Dada la intensa descarga que sufrirá la batería, la tensión en bornes de la batería descenderá a 10(V) al cabo de lapso previsto (2 horas), por lo que el banco en conjunto tendrá solo 40(V). Esta situación no supone inconvenientes para la alimentación de la carga debido a que las cargas no se alimentan directamente de las baterías, sino a través de un reductor, cuya tensión de salida garantiza de forma estable 24V, siempre y cuando la tensión de entrada se encuentre en un rango de 38V a 60V.

De las marcas revisadas están CSB Battery y Victron energy. Se seleccionaron las baterías de Victron Energy porque tienen mayor corriente de descarga y más

años de vida útil. Además de ser más claros en la exposición de la información de las especificaciones técnicas de las baterías.

Reductores de tensión

El convertidor de tensión conmutado DC-DC, conocido también como convertidor reductor, tiene como función mantener una tensión de salida inferior a la de entrada y además regulada frente a variaciones de la tensión de entrada o de la carga. En estos dispositivos los semiconductores o llaves de potencia conmutan a una frecuencia mayor que la de variación de las formas de onda de entrada y salida del conversor.

Para efectos de acoplar la tensión de salida del dispositivo de interfaz NPS-1000 (48 Vdc) con la tensión nominal de los circuitos ramales que alimentarán los computadores portátiles(19 Vdc) y las luminarias LEDs DC (24 Vdc) se usará un reductor de tensión DC-DC para cada micro-red.

Para la micro-red 1, la tensión de alimentación de los computadores portátiles es 19 Vdc El dispositivo seleccionado debe cumplir las siguiente especificaciones: tensión de entrada 48 Vdc, tensión de salida 19 Vdc y potencia nominal de 1000 (W). Para esta micro-red se seleccionan dos convertidores DC/DC que deben conectarse en serie para cumplir con la tensión y potencia requerida, schaeferpower es la única empresa encontrada que cuente con el convertidor DC/DC que permita regular la tensión de salida para la tensión de alimentación requerida por los computadores portátiles y cuyas especificaciones son:

Tabla 4.11. Características técnicas Reductor 48V/9,5V [SCHAEFERPOWER, 2010].



Tensión nominal de entrada	48 V
Rango de tensión de entrada	36 a 75V
Rango de tensión de salida	8-10 V
Corriente de salida Máx.	50 A
Rango de corriente de salida	50 – 62,5A
Potencia de salida Máx.	500 W
Eficiencia de conversión	>92%
Dimensiones L*A*A	220 x 220 x 167 mm

Para la micro-red 2, la tensión de alimentación de las luminarias LEDs es 24 Vdc, por lo cual se selecciona el conversor DC-DC PU100 48/24 Vdc del fabricante POLYAMP, este convertidor DC/DC es de los revisados (se revisaron marcas como AEG, Audiobus, STUDER y POLYAMP) el que posee mayor eficiencia y además cumple con niveles de tensión y potencia requeridos, sus especificaciones técnicas son:

Tabla 4.12. Características técnicas Reductor 48V/24V [POLYAMP, 2010].

	Tensión nominal de entrada	48 V
	Rango de tensión de entrada	38 a 60V
	Tensión nominal de salida	24 V
	Corriente de salida Máx.	41.7A
	Rango de corriente de salida	33.4 - 41.7A
	Potencia de salida Máx.	1000 W
	Rango de potencia de salida	800-1000 W
	Eficiencia de conversión	>88%
	frecuencia de conmutación	30 kHz
	Dimensiones L*A*A	337 x 420 x 86mm

4.4.3 Selección de medidores de energía

Para efectos académicos se ubicará un medidor de corriente continua en:

- La entrada del controlador convertidor MPPT (1 medidor DC)
- Las entradas de las unidades NPS-1000 (2 medidores DC)
- Las entradas de los reductores (2 medidores DC)
- La salida del transformador de aislamiento (1 medidor AC)
- Las entradas desde el tablero general AC del segundo piso a las unidades NPS-1000 (2 medidores AC)

El medidor de energía en DC seleccionado es de la empresa ICNEA. Tiene display de 4 dígitos y mide los siguientes parámetros: V, A, kW, kWh. Es aplicado para contar energía en corriente que permita controlar la energía consumida y la generada en las huertas solares. Sus características más importantes se muestran a continuación:

Tabla 4.13. Características técnicas del medidor [ICNEA, 2010]

	Tensión nominal	5...800 V
	Consumo	0,6 V.A
	Corriente nominal	30 A
	Valor máximo contador	999.999 kW.h
	Precisión de la tensión	±0,5 % FS ±1 dígito
	Precisión de la corriente	±0,5 % FS ±1 dígito
	Precisión de potencia	±1 % FS ±1 dígito
	Aislamiento	500 Vcc.(10 ¹⁰ Ω)
	Temperatura de uso	0...+ 65 °C
	Grado de protección	Equipo montado (frontal): IP 54
	Dimensiones	30 x 85 x 63,8 mm
	Peso	170 gr.

A nivel comercial son muy poco comunes los medidores DC, tanto así que las únicas dos marcas encontradas fueron TRITEC e ICNEA, siendo éste último el que se adaptó a esta aplicación por sus rangos de medida y sensibilidad.

Además, se ubicará un medidor en la entrada de corriente alterna del dispositivo NPS-1000 que permita saber cuánta energía es tomada del tablero de AC del edificio. Un medidor idéntico será ubicado a la salida del transformador de aislamiento para medir la potencia que es inyectada al tablero AC por el sistema fotovoltaico. Se eligió el medidor PM9 de Merlin Gerin.

Tabla 4.14. Características técnicas del medidor PM9 [SCHNEIDER, 2010]

	Tensión nominal	5...450 [V]
	Consumo	0,55 [VA]
	Corriente nominal	6 [A]
	Potencia máxima	10 [MW]
	Precisión de la tensión	±0,5 %
	Precisión de la corriente	±0,5 %
	Precisión de potencia	±2 %
	Temperatura de uso	-5...+ 55 °C
	Grado de protección	Equipo montado (frontal): IP 52
	Dimensiones	72 mm x 90 mm x 66 mm
	Peso	0,3 [kg]

Este medidor además de tener las especificaciones requeridas, es de marca Merlin Gerin que ha sido pionera en la optimización y excelencia de diseño de dispositivos eléctricos, dando confiabilidad a las medidas realizadas.

4.5 CUMPLIMIENTO DE DISPOSICIONES NORMATIVAS

Después de la selección de equipos, se procede a establecer el cumplimiento de lo dispuesto en la NTC-2050 con respecto a PAT, conductores, ductos y protecciones.

4.5.1 Diseño del sistema de PAT

El conductor del electrodo de tierra y el electrodo de puesta a tierra, no serán considerados para el cálculo de puesta a tierra de este proyecto, ya que el sistema estará conectado al barraje general de tierra del edificio de Eléctrica II.

La tabla 4.15 muestra los conductores seleccionados para poner a tierra las carcasas de los equipos.

Tabla 4.15. Conductor de PAT por equipo DC y AC.

Equipo	Cableado	Calibre	Diámetro [mm]	Peso [kg/km]	Capacidad de corriente [A]
Módulos	7 hilos	#12 AWG	2,05	29,4	25
Tablero DC	19 hilos	#1/0AWG	13,35	592	150
Medidor DC	19 hilos	#1/0AWG	13,35	592	150
Controlador y convertidor solar MPPT	19 hilos	#1/0AWG	13,35	592	150
Inversor NPS 1000	7 hilos	#4AWG	9,05	248	85
Baterías	7 hilos	#10 AWG	4,55	62	35
Transformador DC/DC (1y2)	7 hilos	#6 AWG	7,69	168	65
Reductor DC/DC	7 hilos	#6 AWG	7,69	168	65
Inversores monofásicos	7 hilos	#2 AWG	10,6	376	115
Medidor AC	7 hilos	#2 AWG	10,6	376	115
Tablero AC	7 hilos	#2 AWG	10,6	376	115

La tabla 4.16 muestra los conductores de puesta a tierra de cada tramo del sistema de generación y gestión de la energía de las micro-redes, en el anexo 13 se muestran los cálculos y consideraciones realizados.

Tabla 4.16. Conductores de PAT para los tramos del sistema de generación y gestión de energía de las micro-redes.

	Tramo	Cableado	Calibre	Diám.Ext. [mm]	Peso [kg/km]	Resistencia DC (20°C)[Ohm/km]	Capacidad de corriente [A]
1	Generador fotovoltaico – tablero DC (Azotea)	Flexible	#8 AWG SIS	6,15	94,8	2,102	80
2	Tablero DC (Azotea) – Controlador y convertidor solar MPPT	Flexible	#1/0 AWG SIS	13,21	545,7	0,335	260
3	Controlador convertidor solar MPPT- Dispositivo de interfaz NPS 1000	Flexible	#4AWG SIS	8,88	222,7	0,848	140
4	Controlador convertidor solar MPPT- Banco de inversores monofásicos	Flexible	#2AWG SIS	10,55	343,9	0,533	190
5	Banco de inversores monofásicos – transformador de aislamiento	7 hilos	#2AWG TW	7,85	165	1,323	55
6	Transformador de aislamiento- tablero AC (2do. Piso)	7 hilos	#2AWG TW	7,85	165	1,323	55
7	Dispositivo de interfaz NPS-1000 – Reductor DC/DC (1y 2)	Flexible	#6AWG SIS	7,13	143,2	1,323	105
8	Reductor DC/DC (1y 2) – Tablero DC (2do piso)	Flexible	3/0 MCM SIS	15,84	844,8	0,211	350
9	Dispositivo de interfaz NPS 1000 – Baterías	Flexible	#10AWG SIS	4,59	57,6	3,344	55
10	Tablero AC (2do piso) – Dispositivo de interfaz NPS 1000	7 hilos	#8 AWG	5,97	104	2,10	50
11	Dispositivo interfaz NPS 1000 – Reductor DC/DC	Flexible	#4AWG SIS	8,88	222,7	0,848	140
12	Reductor DC/DC – Tablero DC (2do piso)	Flexible	2/0 MCM SIS	14,43	676,6	0,266	300
13	Dispositivo de interfaz NPS 1000 – Baterías	Flexible	#10AWG SIS	4,59	57,6	3,344	55
14	Tablero AC (2do. Piso) – Dispositivo de interfaz NPS 1000	7 hilos	#8 AWG	5,97	104	2,10	50

En la tabla 4.17 se muestran los conductores PAT de cada circuito ramal.

Tabla 4.17. Conductores PAT de los circuitos ramales

Circuito ramal	Cableado	Calibre	Diám. Ext. [mm]	Peso [kg/km]	Capacidad de corriente [A]
A	7 hilos	#2 AWG	10,6	376	115
B	19 hilos	#1/0 AWG	13.35	592	125

Los cálculos realizados para la selección de las tablas presentadas están consignados en el anexo 12.

4.5.2 Dimensionamiento y selección de conductores y ductos

Conductores

Corriente de dimensionamiento de protecciones y conductores para cada tramo

Los conductores y protecciones son independientes para cada micro-red; sin embargo, comparten en algunos tramos canalizaciones y tableros eléctricos.

Según el Art. 690-8- NTC 2050, la corriente para el dimensionamiento de los conductores debe incrementarse en un 25%, correspondiendo a la capacidad de corriente de los conductores y ajuste de disparo de las protecciones. En la tabla 5.18 se presenta los cálculos de corriente para los tramos de la micro-red 1, micro-red 2 y los tramos comunes de las dos micro-redes DC.

Tabla 4.18. Corriente de dimensionamiento para selección de conductores y protecciones del sistema

TRAMO					Corriente nominal (A)	Corriente de dimensionamiento (A)		Tensión del tramo (V)
N°	Inicio	Fin	(m)					
Comunes	1	Generador fotovoltaico	Tablero DC (azotea)	25	5,92	5,92*1,25*1,2=	8,88	69,6 (DC)
	2	Tablero DC (azotea)	Controlador y convertidor solar MPPT	25	5,92*5	5,92*5*1,25*1,2=	44,4	69,6 (DC)
	3	Controlador y convertidor solar MPPT	Dispositivo interfaz NPS-1000	1	18,0	18,0*1,25=	22,5	48 (DC)
	4	Controlador y convertidor solar MPPT	Banco de inversores monofásicos	3	16	16,0*1,25=	20	48 (DC)
	5	Banco de inversores monofásicos	Transformador de aislamiento	2	17	17,0*1,25=	21.25	110 (AC)
	6	Transformador de aislamiento	Tablero AC del segundo piso	25	8,5	8,5*1,25=	10,625	230 (AC)
Micro-red 1	7	Dispositivo interfaz NPS-1000	Reductor DC/DC (1 y 2)	1	10,5	10,50*1,25=	13,125	48,0 (DC)
	8	Reductor DC/DC (1 y 2)	Tablero DC (2do. piso)	2	52,65	52,65*1,25	61,8	19 (DC)
	9	Dispositivo interfaz NPS-1000	Baterías	5	20,8	20,80*1,25=	26	48,0 (DC)
	10	Tablero AC (2do.piso)	Dispositivo de interfaz NPS-1000	25	5,5	5,50*1,25=	6,875	208,0 (AC)
	11	Dispositivo interfaz NPS-1000	Reductor DC/DC	1	18,5	18,50*1,25=	23,125	48,0 (DC)

12	Reductor DC/DC	Tablero DC (2do. piso)	2	41,7	$41,70 \times 1,25$	52,125	24,0 (DC)
13	Dispositivo interfaz NPS-1000	Baterías	5	20,8	$20,80 \times 1,25 =$	26	48,0 (DC)
14	Tablero AC (2do.piso)	Dispositivo de interfaz NPS-1000	25	5,5	$5,50 \times 1,25 =$	6,875	208,0 (AC)

- **Tramo 1:** La corriente de este tramo es la corriente de salida de cada grupo de 4 paneles en serie, dado que no hay paneles conectados en paralelo esta corriente será la corriente de corto circuito del panel seleccionado multiplicada por el factor de 1,25 y 1,2 por radiación de 1200 W.
- **Tramo 2:** La corriente de este tramo es la suma de la corriente de salida de cada grupo de 4 paneles (son 5 arrays en total) en serie multiplicada por un factor de 1,25 y 1,2 por radiación de 1200 W.
- **Tramo 3:** La corriente de este tramo es la corriente máxima de salida del controlador y convertidor solar MPPT multiplicada por el factor de 1,25.
- **Tramo 4:** La corriente de este tramo es la corriente máxima de entrada inversor monofásico considerando una tensión en bornes del controlador convertidor MPPT de 48 volts multiplicada por el factor de 1,25, este tramo se repetirá 3 veces dado que son 3 inversores monofásicos .
- **Tramo 5:** La corriente de este tramo es la corriente nominal del lado de alta del transformador de aislamiento multiplicada por el factor de 1,25.
- **Tramo 6:** La corriente de este tramo es la corriente nominal del lado de baja del transformador de aislamiento multiplicada por el factor 1,25.
- **Tramo 7:** La corriente de este tramo es la corriente máxima de salida del dispositivo NPS-1000 multiplicada por el factor de 1,25.
- **Tramo 8:** La corriente de este tramo es la corriente máxima de salida del reductor DC-DC (1 y 2) multiplicada por el factor de 1,25.

- **Tramo 9:** La corriente de este tramo es la corriente máxima de entrada del dispositivo de interfaz NPS-1000 ($1000\text{W}/48\text{V}=20,8\text{A}$) multiplicada por el factor 1,25.
- **Tramo 10:** La corriente de este tramo es la corriente alterna máxima de entrada del dispositivo NPS-1000 multiplicada por el factor de 1,25.
- **Tramo 11:** La corriente de este tramo es la corriente máxima de salida del dispositivo NPS-1000 multiplicada por el factor de 1,25.
- **Tramo 12:** La corriente de este tramo es la corriente máxima de salida del reductor DC-DC multiplicada por el factor de 1,25.
- **Tramo 13:** La corriente de este tramo es la corriente máxima de entrada del dispositivo de interfaz NPS-1000 ($1000\text{W}/48\text{V}=20,8\text{A}$) multiplicada por el factor 1,25.
- **Tramo 14:** La corriente de este tramo es la corriente alterna máxima de entrada del dispositivo NPS-1000 multiplicada por el factor de 1,25.

Para el cálculo de la capacidad de corriente de los conductores se tendrá en cuenta la corriente aumentada por el factor de 1,25 al igual que para el cálculo de las protecciones pertinentes. Sin embargo, para el cálculo de regulación se usará la corriente nominal máxima de cada tramo, ya que se espera que esas sean las condiciones normales de trabajo.

El calibre de los conductores se calcula de acuerdo con capacidad de corriente y requisitos de regulación, y el tipo en función de las condiciones ambientales radiación solar, temperatura y humedad.

Regulación de tensión para cada tramo del sistema de generación y gestión de energía de las micro-redes

Según el literal 210-19d), la regulación entre el alimentador y la carga final no debe ser superior al 5%. Debido a la configuración del sistema, se definió una regulación de 3% entre los paneles, tablero de AC del segundo piso, baterías y el tablero DC; el restante 2% se deja para el tramo entre el tablero de DC y los circuitos ramales que alimentan las cargas en DC del edificio.

Por lo anterior, para la alimentación de la carga desde su respectiva fuente ya sea generador fotovoltaico, banco de baterías o tablero AC del segundo piso; estarán distribuidos las trayectorias así: el tramo 1, 2, 3, 4 y 5 deben sumar 3% (para la micro-red 2 tramo 1,2,3,8 y 9); el tramo 4, 5 y 6 deben sumar 3% (para la micro-red 2 8,9 y 10), el tramo 4,5 y 7 debe sumar 3% (Para la micro-red 2 8,9 y 11) y los tramos 1,2,3,4,5, y 6 deben sumar 3%. La distribución de la regulación por tramos a través del sistema se presenta en la tabla 4.19, ésta distribución de regulación por tramo es válida para las dos micro-redes.

Tabla 4.19. Regulación por tramo de cada micro-red

Tramo		Inicio	Fin	Distancia (m)	Regulación (%)
Comunes	1	Generador fotovoltaico	Tablero DC (azotea)	25	1,25
	2	Tablero DC (azotea)	Controlador y convertidor solar MPPT	25	1,25
	3	Controlador y convertidor solar MPPT	Dispositivo interfaz NPS-1000	1	0,1
	4	Controlador y convertidor solar MPPT	Banco de inversores monofásicos	3	0,1
	5	Banco de inversores monofásicos	Transformador de aislamiento	2	0,1
	6	Transformador de aislamiento	Tablero AC (2do. Piso)	25	0,3
Micro-red 1	7	Dispositivo interfaz NPS-1000	Reductor DC/DC (1 y 2)	1	0,1
	8	Reductor DC/DC (1 y 2)	Tablero DC (2do. piso)	2	0,3
	9	Dispositivo interfaz NPS-1000	Baterías	5	2,6
	10	Tablero AC (2do.piso)	Dispositivo de interfaz NPS-1000	25	2,6
Micro-red 2	11	Dispositivo interfaz NPS-1000	Reductor DC/DC	1	0,1
	12	Reductor DC/DC	Tablero DC (2do. piso)	2	0,3
	13	Dispositivo interfaz NPS-1000	Baterías	5	2,6
	14	Tablero AC (2do.piso)	Dispositivo de interfaz NPS-1000	25	2,6

Cálculo tipo y tabla de selección de conductores del sistema de generación y gestión de energía de las micro-redes

A continuación se presentan un cálculo tipo de conductores para los tramos de corriente continua y de corriente alterna, los conductores de los demás tramos se presentan en la tabla 4.20 y el cálculo respectivo se puede ver con detalle en el anexo 10.

Tabla 4.20. Resumen de conductores seleccionados para cada tramo [CENTELSA, 2010]

Tipo de conductor	Tramo	Cableado	Calibre	Diám. Ext. [mm]	Peso [kg/km]	Resistencia DC (20°C)[Ohm/km]	Capacidad de corriente [A]
SIS	1	Flexible	#8 AWG	6,15	94,8	2,102	80
SIS	2	Flexible	#1/0 AWG	13,21	545,7	0,335	260
SIS	3	flexible	#4AWG	8,88	222,7	0,848	140
SIS	4	flexible	#2AWG	10,55	343,9	0,533	190
TW	5	flexible	#2AWG	7,85	165	1,323	55
TW	6	flexible	#2AWG	7,85	165	1,323	55
SIS	7	flexible	#6AWG	7,13	143,2	1,323	105
SIS	8	flexible	3/0 MCM	15,84	844,8	0,211	350
SIS	9	Flexible	#10AWG	4,59	57,6	3,344	55
TW	10	7 hilos	#12AWG	3,95	41	5,31	25
SIS	11	flexible	#4AWG	8,88	222,7	0,848	140
SIS	12	flexible	2/0 MCM	14,43	676,6	0,266	300
SIS	13	Flexible	#10AWG	4,59	57,6	3,344	55
TW	14	7 hilos	#12AWG	3,95	41	5,31	25

Para los tramos de corriente continua los cálculos realizados son como siguen:

Tramo 1: Generador fotovoltaico– Tablero DC No.1 (azotea)

Tendrá una extensión de 25m y la conexión eléctrica irá sobre el techo verde a la intemperie, por ello se considera una temperatura de operación de 30°C. El tablero

DC se ubicará en la azotea, cercano al centro de la edificación dado que allí se encontrará el eje de cuartos técnicos.

El artículo 310-5 y el cuadro 310-5 indican que el calibre mínimo del conductor es #14AWG en cobre, el cual tiene una sección transversal de 2,08 mm² y una capacidad de 25 [A] según la tabla 310-17. Dado que la corriente de dimensionamiento asciende a 7,104 A se considera este conductor adecuado para el sistema. Sin embargo; con el fin de limitar el riesgo por desgaste mecánico del conductor, se elige el conductor SIS #12AWG, con sección transversal de 3,30 mm².

Ahora, se procede a verificar que la caída de tensión porcentual no exceda el 1,25%:

$$\delta\% = \frac{200 * \rho * I * l}{S * V} = \frac{200 * 1 * 7,104 * 25}{51 * 3,3 * 71,36} = 2,96\%$$

Se debe recalcular el calibre ya que no cumple con regulación:

$$S = \frac{200 * \rho * I * l}{\delta\% * V} = \frac{200 * 1 * 7,104 * 25}{1,25 * 51 * 71,36} = 7,81 \text{ mm}^2$$

El conductor seleccionado es el SIS #8 AWG, con sección transversal de 8,36mm². De acuerdo con esto se recalcula la regulación para verificar que cumple con el porcentaje estipulado:

$$\delta\% = \frac{200 * \rho * I * l}{S * V} = \frac{200 * 1 * 7,104 * 25}{51 * 8,36 * 71,36} = 1,17 \%$$

El conductor seleccionado tiene una temperatura de operación de 90°C para lugares secos, húmedos y mojados. Está protegido por una chaqueta estriada la cual ofrece mejores propiedades de flexibilidad, resistencia a la abrasión, a la tracción, al aplastamiento y a la torsión. Su tensión máxima de operación es 600(V) (ver detalles en la tabla 5.21)

Tabla 4.21. Características técnicas del conductor SIS #8AWG [CENTELSA, 2010].

Cableado	Calibre	Diám. Ext. [mm]	Peso [kg/km]	Resistencia DC (20°C)[Ohm/km]	Capacidad de corriente [A]
Flexible	#8 AWG	6,15	94,8	2,102	80

Para los tramos de corriente alterna los cálculos de conductores y regulación son como siguen:

Tramo 6: Transformador de aislamiento-Tablero general AC (2do. Piso).

Tendrá una extensión de 25 m, se considera una temperatura de operación de 30°C. Los dos dispositivos se encontrarán en la sala de control del Laboratorio URE-ER en el segundo piso del edificio.

Siguiendo los lineamientos expuestos en el literal 690-31b) de la NTC2050 y considerando que la corriente de dimensionamiento de este tramo es de 10,625[A], se establece que el conductor a seleccionar es el #12 AWG tipo TW en cobre con sección transversal de 3,3[mm²]. Según la tabla 310-16 NTC2050, la capacidad de corriente para el conductor en cuestión es 25[A] debido a que irá en una canalización a una temperatura nominal de 90°C, este tramo es de corriente alterna.

La regulación del tramo 6 asciende a 0,3%, cumpliendo lo indicado en la tabla 4.20.

$$\delta\% = \frac{K_G * \sqrt{3} * I * l * (10^{-3})}{V}$$

Para éste conductor la constante K_G según la norma de la ESSA tabla 3.25 para fp 0,95 es 559,367, con este valor la regulación será:

$$\delta\% = \frac{559,367 * \sqrt{3} * 8,5 * 25 * (10^{-3})}{230} = 0,9\%$$

Dado que la regulación no cumple, debe calcularse el conductor adecuado mediante el cálculo de la K_G :

$$K_G = \frac{\delta\% * V}{\sqrt{3} * I * l * (10^{-3})} = \frac{0,3 * 230}{\sqrt{3} * 8,5 * 25 * (10^{-3})} = 187,46$$

De acuerdo con esta K_G el conductor seleccionado es el TW #6 AWG, con sección transversal de 33,62 mm² y cuya K_G es 144,602. De acuerdo con esto se recalcula la regulación para verificar que cumple con el porcentaje estipulado:

$$\delta\% = \frac{144,62 * \sqrt{3} * 8,5 * 25 * (10^{-3})}{230} = 0,24\%$$

El conductor seleccionado tiene las siguientes características:

Tabla 4.22. Características técnicas del conductor TW #6AWG [CENTELSA, 2010].

Cableado	Calibre	Diám. Ext. [mm]	Peso [kg/km]	Resistencia DC (20°C)[Ohm/km]	Capacidad de corriente [A]
flexible	#2AWG	7,85	165	1,323	55

Cálculo tipo y tabla de conductores de los circuitos ramales asociados

Los conductores a utilizarse serán flexibles del tipo SIS, que al igual que los tipo USE-2 son del mismo tipo de aislamiento (polietileno reticulado XPLE), tal como se indicó en el numeral 3.5.2.

Los circuitos ramales serán divididos en dos grupos; uno de ellos estará conformado por el circuito de iluminación DC y el otro circuito para alimentación de portátiles. De acuerdo con esto los circuitos ramales A y B (portátiles) hacen parte de la **Micro-red 1** y los circuitos ramales 1 y 2 (iluminación) serán parte de la **Micro-red 2**. Según la distribución de cargas en el laboratorio URE-RE, se tiene:

Para alimentación de portátiles y de acuerdo con la división de cada uno de los módulos de trabajo, las salidas de tomacorriente en cada uno de los circuitos ramales del laboratorio es:

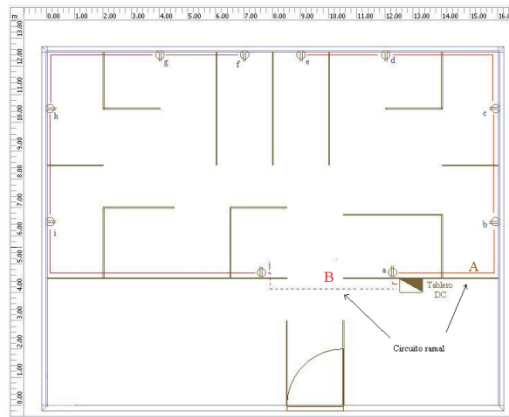


Fig. 4.2. Distribución de los circuitos ramales dentro del laboratorio URE-RE

Para iluminación en DC solo será para dos módulos del laboratorio, cada uno tendrá un circuito ramal, como se muestra a continuación:

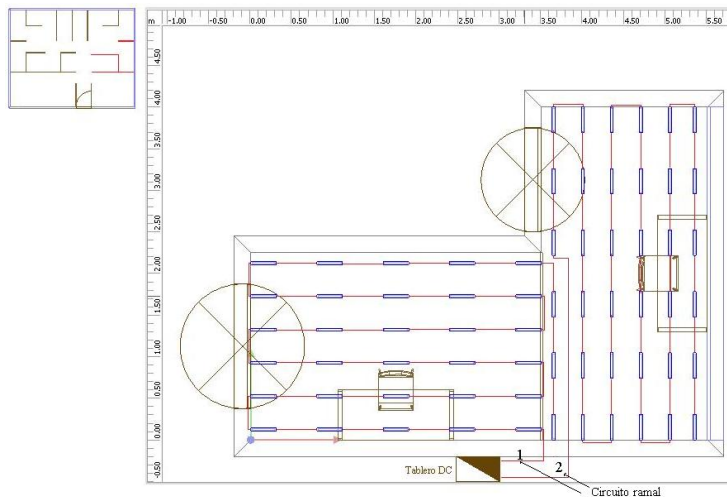


Fig. 4.3. Ubicación de la iluminación para los dos módulos.

Circuitos ramales de la micro-red 1.

Cálculo del conductor del circuito ramal A para portátiles: La corriente que circula por este circuito es corriente continua, a una tensión de 19V y una caída de tensión que no excede el 2%.

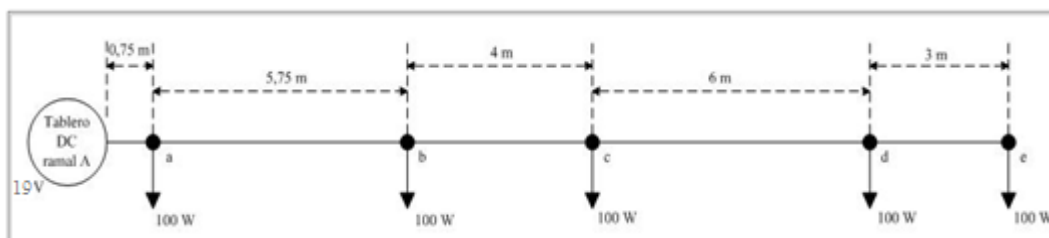


Fig. 4.4. Distribución de las cargas en el circuito ramal A.

La potencia total de la carga en el circuito es de:

$$P_T = \sum P_m = 5 * 100 = 500 \text{ [W]}$$

El momento eléctrico de potencia es de: $M_p = \sum l_m * P_m$

Donde P_m es la potencia de la carga por cada tramo y l_m es la longitud de cada tramo.

$$\begin{aligned} M_p &= (0,75 * 100) + (6,5 * 100) * (10,5 * 100) + (16,5 * 100) + (19,5 * 100) \\ &= 5375 \text{ [Wm]} \end{aligned}$$

La sección transversal del conductor es:

$$S = \frac{200 * \rho * M_p}{\delta\% * V^2}$$

Donde:

δ es la caída de tensión en porcentaje

ρ es la resistividad del cobre (1/51 [$\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$])

M_p es el momento eléctrico de potencia

S es la sección transversal del conductor

V es la tensión del circuito ramal

$$S = \frac{200 * 1 * 5375}{51 * 2 * 19^2} = 29,19 \text{ [mm}^2\text{]}$$

De acuerdo a ésta sección transversal, el calibre que comercialmente sirve es de $33,62 \text{ mm}^2$ (#2 AWG tipo SIS en cobre a una temperatura nominal del conductor de 90°C). Con este calibre comercial, se procede a verificar que la regulación no exceda el 2% alimentando hasta la última carga:

$$\delta\% = \frac{200 * 1 * 5375}{51 * 33,62 * 19^2} = 1,74\%$$

La capacidad de corriente está dada por:

$$I_T = \frac{P_T}{V} = \frac{500}{19} = 26,31 \text{ [A]}$$

Se cumple con capacidad de corriente ya que según el cuadro 310-16 de la NTC 2050, la capacidad del calibre #2 AWG tipo SIS en cobre es de 130A a 90°C. Aunque está sobrado en capacidad de corriente, el calibre no puede reducirse porque no se cumpliría con regulación. La empresa CENTELSA es la comercializadora del tipo de cable SIS con las siguientes características:

Tabla 4.23. Características técnicas del conductor para el circuito ramal A [CENTELSA, 2010]

Cableado	Calibre	Diám. Ext. [mm]	Peso [kg/km]	Resistencia DC (20°C)[Ohm/km]	Capacidad de corriente [A]
Flexible	#2AWG	10,55	343,9	0,533	190

Cálculo del conductor del circuito ramal B para portátiles: La corriente que circula por este circuito es corriente continua, a una tensión de 19V y una caída de tensión que no excede el 2%.

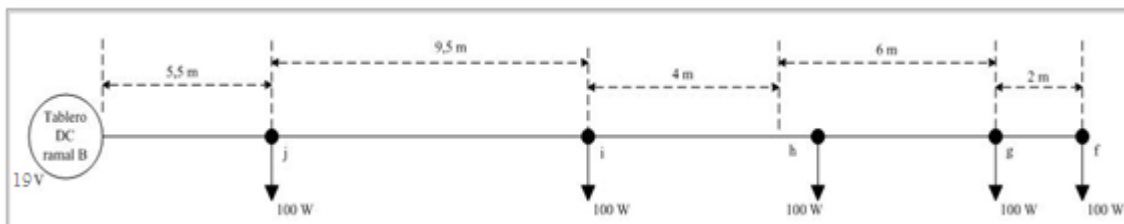


Fig. 4.5. Distribución de las cargas en el circuito ramal B.

Circuitos ramales de la micro-red 2.

Cálculo del conductor del circuito ramal 1 para iluminación LED: La corriente que circula por este circuito es corriente continua, a una tensión de 24V y una caída de tensión que no excede el 2%.

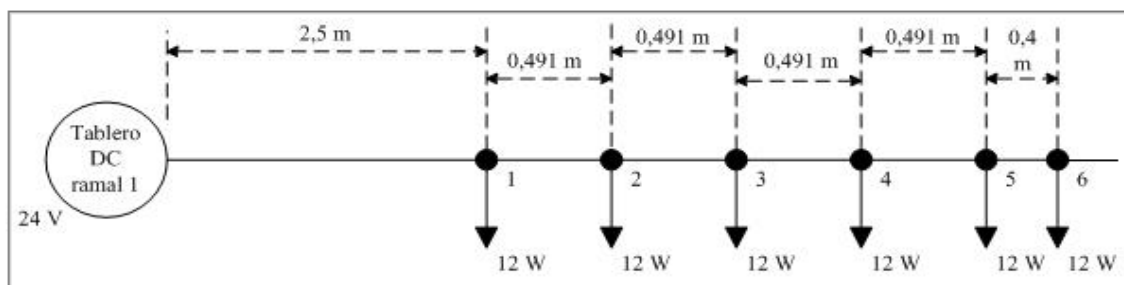


Fig. 4.6. Distribución de las cargas en el circuito ramal 1.

Cálculo del conductor del circuito ramal 2 para iluminación LED: La corriente que circula por este circuito es corriente continua, a una tensión de 24V y una caída de tensión que no excede el 2%.

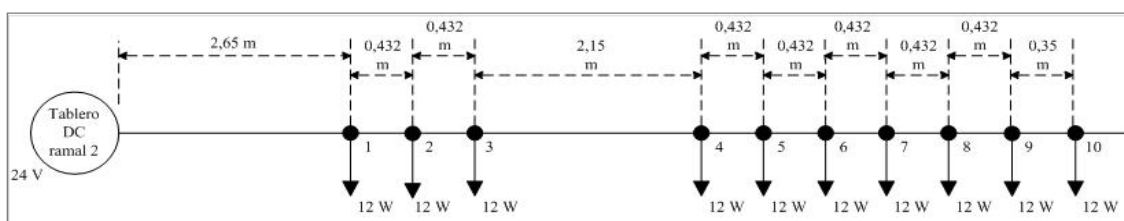


Fig. 4.7. Distribución de las cargas en el circuito ramal 2.

Los cálculos realizados para los conductores de los circuitos ramales B, 1 y 2 se detallan en el anexo 10, en la tabla 4.24 se presenta el conductor seleccionado para cada tramo.

Tabla 4.24. Características técnicas del conductor para circuitos ramales [CENTELSA, 2010]

Circuito ramal	Cableado	Calibre	Diám. Ext. [mm]	Peso [kg/km]	Resistencia DC (20°C)[Ohm/km]	Capacidad de corriente [A]
A	Flexible	#2AWG	10,55	343,9	0,533	190
B	Flexible	#1/0AWG	13,21	545,7	0,335	260
1	Flexible	#4AWG	8,88	222,7	0,848	140
2	Flexible	#4AWG	8,88	222,7	0,848	140

Tomacorrientes

Los tomacorrientes para esta aplicación deben ser diferentes a los convencionales para evitar accidentes por conexión de equipos que requieran corriente alterna, debe tener tres terminales de conexión que corresponden al conductor positivo, al conductor negativo (mismo de PAT general y neutro) y un tercer conductor que corresponderá al de puesta a tierra aislada para equipos sensibles. El tomacorriente seleccionado tiene tierra aislada y es de la empresa LEVITON; la corriente que maneja es 15 A, 125 V código 5320-ICP, tiene dos polos y una tierra aislada, es de uso especial grado hospitalario.



Fig. 4.8. Toma corriente seleccionado Leviton [LEVITON, 2010]

DUCTOS

Todos los 14 tramos del sistema de generación y gestión de la energía requerirán el tendido de ductos, al igual que los tramos de los circuitos ramales.

Cálculo tipo y tabla de ductos seleccionados para el sistema de generación y gestión de energía de las micro-redes

Para el cálculo de los ductos del sistema de generación y gestión de energía de las micro-redes se tuvo en cuenta los diámetros y calibres seleccionados y mostrados en la tabla 4.20 y 4.24. A continuación se presenta un cálculo tipo de ducto, que es también aplicable al calculo de ductos de los circuitos ramales.

Tramo 1: Generador fotovoltaico– Tablero DC. Cada array contiene 4 paneles en serie y en total serán 5 arrays con un terminal positivo y uno negativo, es decir

que la tubería debe albergar los 10 conductores (5 positivos y 5 negativos), los conductores negativos son los mismos conductores de puesta a tierra. Esta canalización deberá ser galvanizada porque irá por el sustrato del techo verde, sin embargo, puede darse el caso de que reciba radiación solar.

El diámetro del conductor positivo y negativo es 6,15 [mm] (SIS #8AWG). El diámetro del ducto debe ser mayor a 31 [mm].

$$d_t \geq 1,58 * \sqrt{(10 * 6,15^2)} = 30,73 \text{ [mm]}$$

El ducto preliminarmente seleccionado es un tubo metálico rígido con sección comercial en pulgadas de 1¼ . La pertinencia del tubo identificado se hace a partir de la tabla C8 de la NTC2050, la cual indica el número de conductores permitidos por canalización metálica en función del diámetro del conductor.

Debido a que dicha tabla no contempla conductores SIS, se procede a realizar el análisis considerando conductores con características similares recubrimiento y diámetro. Los conductores SIS son retardantes a la llama al igual que los TW y THW, según la tabla 310-13 de la NTC2050. El cable #6AWG TW (7,85mm) tiene un diámetro externo cercano al #8AWG SIS (6,15mm).

Según la tabla C8, el ducto seleccionado puede soportar hasta 7 conductores #8 AWG tipo SIS. Por lo tanto, se mantiene la decisión sobre el tubo propuesto, se tenderá un **tubo PVC de 1¼ pulgadas**.

La tabla 4.25 relaciona los ductos seleccionados para cada tramo, el detalle y las consideraciones tenidas en cuenta para la selección de los ductos de los demás ductos están consignados en el anexo 11.

Tabla 4.25. Tabla resumen de la selección de ductos para los tramos de las micro-redes

	Tramo	Cableado	Calibre	Número de conductores por tramo	DUCTO
1	Generador fotovoltaico – tablero DC (Azotea)	Flexible	#8 AWG SIS	10	Tubo galvanizado de 1 ^{1/4} pulgadas
2	Tablero DC (Azotea) – Controlador y convertidor solar MPPT	Flexible	#1/0 AWG SIS	2	Tubo PVC de 2,0 pulgadas
3	Controlador convertidor solar MPPT- Dispositivo de interfaz NPS 1000	Flexible	#4AWG SIS	2	Tubo PVC de 1,0 pulgadas para cada micro-red
4	Controlador convertidor solar MPPT- Banco de inversores monofásicos	Flexible	#2AWG SIS	2	Tubo PVC de 2,0 pulgadas
5	Banco de inversores monofásicos – transformador de aislamiento	7 hilos	#2AWG TW	2	Tubo PVC de 2,0 pulgadas
6	Transformador de aislamiento- tablero AC (2do. Piso)	7 hilos	#2AWG TW	5	Tubo PVC de 2,0 pulgadas
7	Dispositivo de interfaz NPS-1000 – Reductor DC/DC (1y 2)	Flexible	#6AWG SIS	2	Tubo PVC de 1,0 pulgadas
8	Reductor DC/DC (1y 2) – Tablero DC (2do piso)	Flexible	3/0 MCM SIS	2	Tubo PVC de 2 pulgadas
9	Dispositivo de interfaz NPS 1000 – Baterías	Flexible	#10AWG SIS	2	Tubo PVC de ¾ de pulgada
10	Tablero AC (2do piso) – Dispositivo de interfaz NPS 1000	7 hilos	#12AWG TW	3	Tubo PVC de ¾ pulgadas
11	Dispositivo interfaz NPS 1000 – Reductor DC/DC	Flexible	#4AWG SIS	2	Tubo PVC de 1 pulgadas
12	Reductor DC/DC – Tablero DC (2do piso)	Flexible	2/0 MCM SIS	2	Tubo PVC de 2 pulgadas
13	Dispositivo de interfaz NPS 1000 – Baterías	Flexible	#10AWG SIS	2	Tubo PVC de ¾ de pulgada
14	Tablero AC (2do. Piso) – Dispositivo de interfaz NPS 1000	7 hilos	#12AWG TW	3	Tubo PVC de ¾ pulgadas

Tabla de ductos seleccionados para los circuitos ramales

Para el cálculo de los ductos los circuitos ramales asociados a cada micro-red se tuvo en cuenta los diámetros y calibres seleccionados y mostrados en la tabla 4.24. La tabla 4.26 presente los ductos seleccionados para cada circuito ramal, los detalles de estos calculo son presentados en el anexo 11.

Tabla 4.26. Tabla resumen de la selección de ductos para los circuitos ramales de cada micro-red

Circuito ramal		Cableado	Calibre	Número de conductores por tramo	Ducto seleccionado
Micro-red 1	A	Flexible	#2AWG SIS	3	Tubo PVC de 1¼ pulgada
	B	Flexible	#1/0AWG SIS	3	Tubo PVC de 2 de pulgada
Micro-red 2	1	Flexible	#4AWG SIS	3	Tubo PVC de 1 pulgada
	2	Flexible	#4AWG SIS	3	Tubo PVC de 1 pulgada

4.5.3 Dimensionamiento y selección de protecciones

En la presente sección se determinan las protecciones y su ubicación para cada una de las etapas del sistema de corriente continua en baja tensión.

La decisión de cómo proteger el sistema y las micro-redes en corriente continua se tomó basada en las siguientes estipulaciones de la norma NTC-2050:

690-5. Detección e interrupción de fallas a tierra.

Los conjuntos fotovoltaicos montados en el tejado de las viviendas deben tener protección contra fallas a tierra para reducir el riesgo de incendio. El circuito de protección contra fallas a tierra debe ser capaz de detectar una falla a tierra, abrir el circuito y desactivar el conjunto.

690-8. Dimensionamiento y corriente de circuitos

Capacidad de corriente y dispositivos de protección contra sobrecorriente. La capacidad de corriente de los conductores y la corriente nominal o ajuste de disparo de los dispositivos de protección contra sobrecorriente en un circuito de un sistema solar fotovoltaico no debe ser menor al 125 % de la corriente de cada tramo u equipo a proteger.

690-9. Protección contra sobrecorriente

Circuitos y equipos. Los circuitos de fuentes fotovoltaicas, de salida fotovoltaica, de unidades de acondicionamiento de energía (es decir inversores, dispositivo NPS-1000, reductor, batería etc.) y de conductores de baterías y equipos deben estar protegidos contra sobrecorriente según establece la Sección 240.

690-15. Desconexión de equipos fotovoltaicos.

Se deben instalar medios que desconecten los equipos como inversores, baterías, controladores de carga y similares de todos los conductores no puestos a tierra de todas las fuentes de energía. Si el equipo está energizado desde más de una fuente, los medios de desconexión deben estar agrupados e identificados.

690-17. Interruptores o interruptores automáticos.

Los medios de desconexión de los conductores no puestos a tierra deben consistir en uno o varios interruptores o interruptores automáticos accionables manualmente y : 1) ubicarse donde sean fácilmente accesibles, 2) ser accionables desde el exterior sin que el operador se exponga al contacto con partes energizadas, 3) estar claramente rotulados para indicar cuándo están en posición de abierto o cerrado y 4) tener una corriente nominal de interrupción suficiente para la tensión nominal del circuito y para la corriente disponible en los terminales de línea de los equipos.

690-18. Desactivación de un conjunto.

Se debe instalar un medio que permita desactivar un conjunto o partes de un conjunto.

Esquema general de protecciones para el sistema de generación y gestión de energía de las micro-redes y circuitos ramales asociados

Para el sistema de generación y gestión de energía de las micro-redes se realizó la selección de protecciones teniendo en cuenta las mismas consideraciones que las del sistema fotovoltaico conectado a la red. Para los circuitos ramales se

decide usar interruptores automáticos seccionadores y fusibles, ya que con esto se garantiza la seguridad contra sobrecorrientes y sobrecargas, además de la desconexión voluntaria de cualquier circuito ramal en caso de que se requiera.

La tabla 4.27 presenta las corrientes de dimensionamiento para la selección de protecciones en cada uno de los tramos del sistema de generación y gestión de la energía de las micro-redes y los circuitos ramales asociados y la tabla 4.28 relaciona los dispositivos de protección seleccionados para cada tramo, además de su ubicación. Los detalles y las consideraciones tenidas en cuenta para la selección de las protecciones están consignados en el anexo No. 12.

Tabla 4.27. Corriente de dimensionamiento de protecciones y conductores de los circuitos ramales.

Circuito o punto	Corriente a considerar		Corriente para dimensionamiento (I _{prot})	
Circuitos ramales A y B	Corriente nominal del circuito ramal A	Inom=26,32 [A]	26,32*1,25=	32,9 [A]
Circuitos ramales 1 y 2	Corriente nominal del circuito ramal 1	Inom=16,50 [A]	16,50*1,25=	20,63 [A]

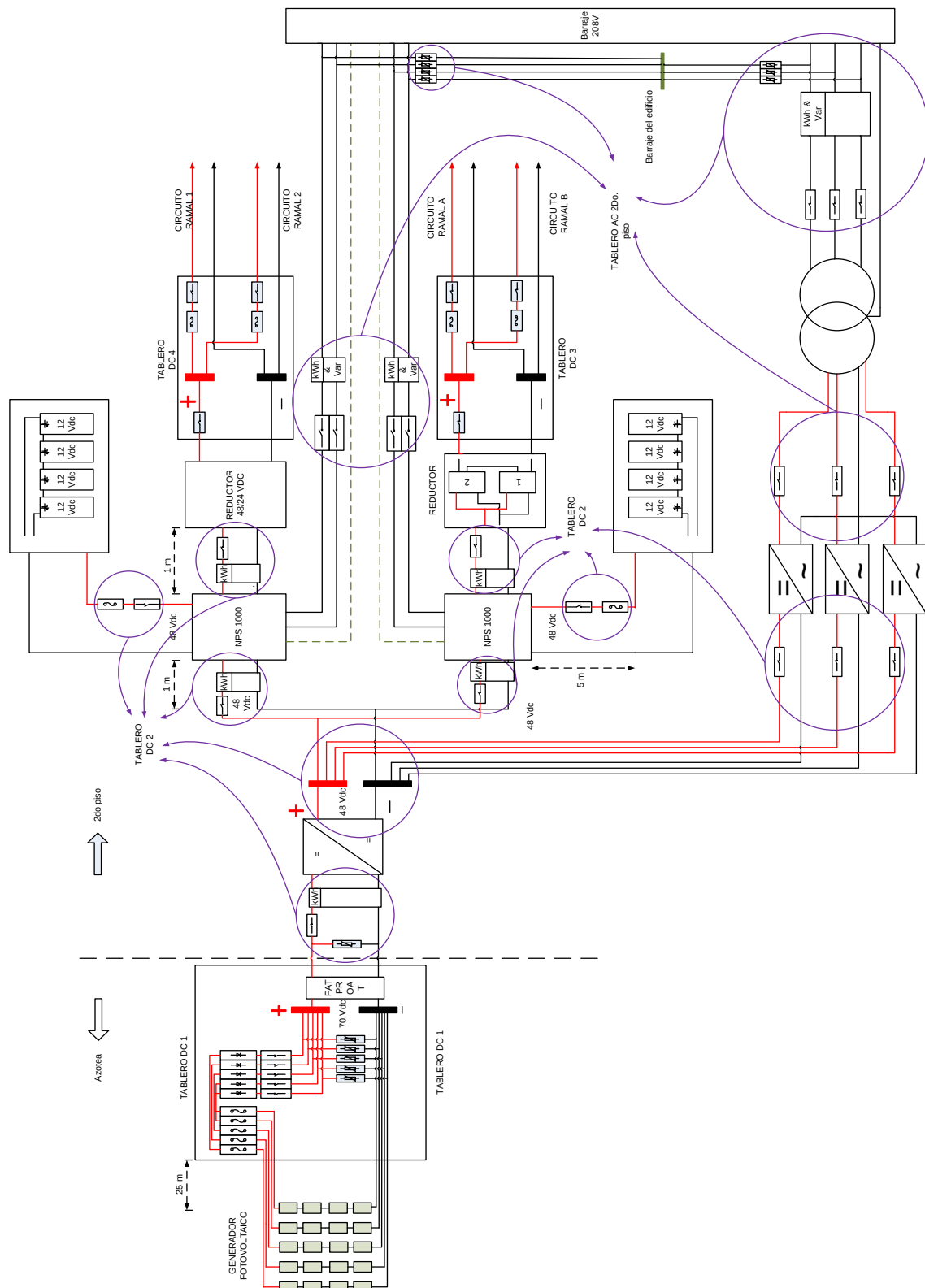


Fig. 4.9. Diagrama general de protecciones de la micro-red 1 y 2

Tabla 4.28.Ubicación y relación de protecciones para cada tramo.

UBICACIÓN TABLERO	TRAMO		MICRO RED	PROTECCIONES
	INICIO	FIN		
No.1	Paneles	Tablero DC (azotea)	1 y 2	5 Varistor (COEVAGI tipo OVR PV 40 250) 5 Fusible (PV-OEZ-10A) 10A 5 Interruptor automático (ABB-s280 UC-Z) 10 A 5 Diodo de bloqueo (BDBATTERIES) 1 Vigilador de aislamiento (FAT PROAT)
No.2	Tablero DC	Controlador convertidor MPPT	1 y 2	1 Interruptor automático (ABB-281 UC-Z) 50 A 1 Varistor (COEVAGI tipo OVR PV 40 600 P TS)
	Controlador convertidor MPPT	Unidad NPS-1000	1 y 2	2 Interruptor automático (ABB-S280 UC-B) 25 A Medidor DC
	Controlador convertidor MPPT	Banco de inversores monofásicos	1 y 2	3 Interruptor automático (ABB-S280 UC-Z) 20 A
	Unidad NPS-1000	Banco de Baterías	1 y 2	2 Interruptor automático (ABB-S280 UC-B) 25A 2 Fusible (PV-OEZ-25A) 25A
	Unidad NPS-1000	Reductor DC	1 y 2	2 Interruptor automático (ABB-S280 UC-K) 63 ^a
No.3	Reductor	Cargas DC	1	1 Interruptor automático (ABB-S280 UC-K) 63A 2 Interruptor automático (ABB-S280 UC-Z) 40A 2 Fusible (OEZ PV10 32A) 40A
No.4	Reductor	Cargas DC	2	1 Interruptor automático (ABB-S288 UC-K) 63A 2 Interruptor automático (ABB-S280 UC-B) 25A 2 Fusible (OEZ PV10 25A) 25A
AC cuarto de control	Banco de inversores monofásicos	Transformador de aislamiento	1y 2	3 Interruptor automático S280 UC-Z 25
AC general del 2do. piso	Transformador de aislamiento	Tablero AC	1 y 2	3 Interruptor automático S280 UC-Z 16 2 Medidores AC
	Dispositivos	Tablero AC	1 y 2	2 Interruptor automático S280 UC-Z 16 de dos polos

	NPS-1000			3 Varistores
--	----------	--	--	--------------

4.5.4 Caracterización de tableros eléctricos

En el anexo 6 se presenta la información relacionada con los tableros eléctricos de los dos subsistemas debido a que éstos se integran eléctricamente a partir de estos elementos. Se precisa su caracterización de forma conjunta.

4.6 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

A continuación se presentan características generales del sistema diseñado, tales como capacidad de generación, configuración, nivel de aislamiento y análisis energético.

4.6.1 Representación gráfica del subsistema

En la figura 4.10 se presenta el esquema general del subsistema fotovoltaico. El generador fotovoltaico diseñado quedo conformado por 20 paneles solares SUNPOWER de 100Wp. De acuerdo con esto, su potencia nominal es de 2,0kWp.

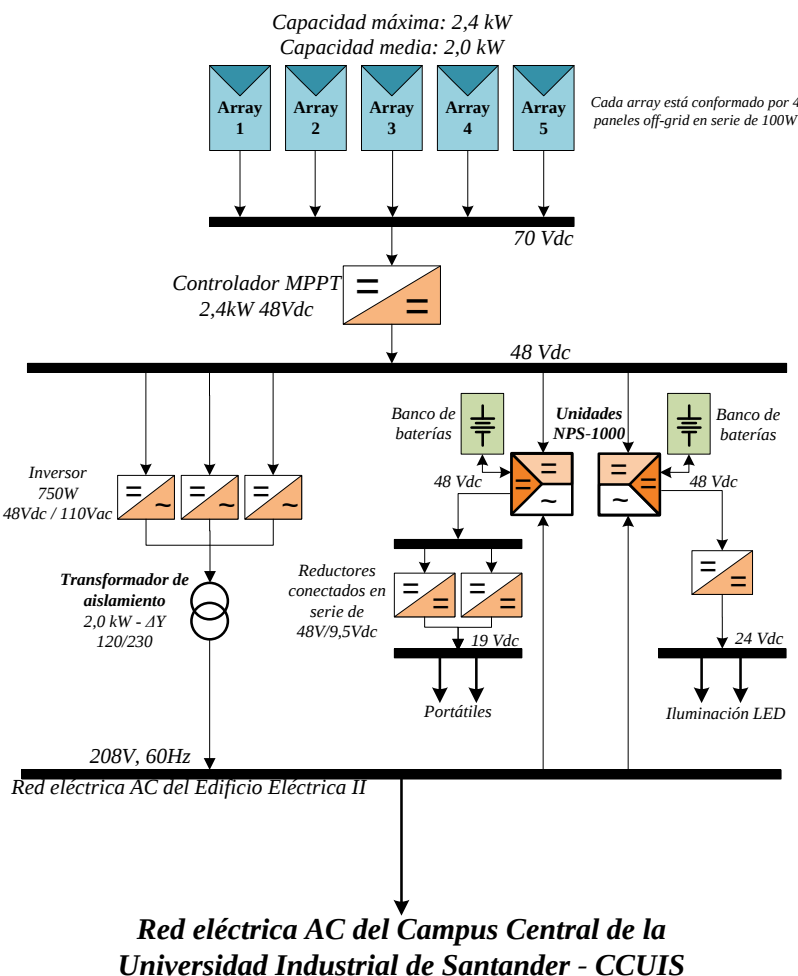


Fig. 4.10. Esquema general del subsistema diseñado.

4.6.2 Nivel de aislamiento

En general, el sistema de forma integral tendrá un nivel de aislamiento de 600V. Los paneles un nivel de aislamiento de 1kV; mientras las unidades de acondicionamiento de 600V, al igual que los conductores.

Con el fin de monitorear y ayudar a verificar la seguridad entre los conductores, se recuerda que el sistema tendrá integrado un vigilante de aislamiento.

4.6.3 Análisis energético

Con el fin de conocer el beneficio energético estimado que tendrá el subsistema diseñado, se ha realizado un análisis energético. La figura 4.11 presenta el sistema diseñado.

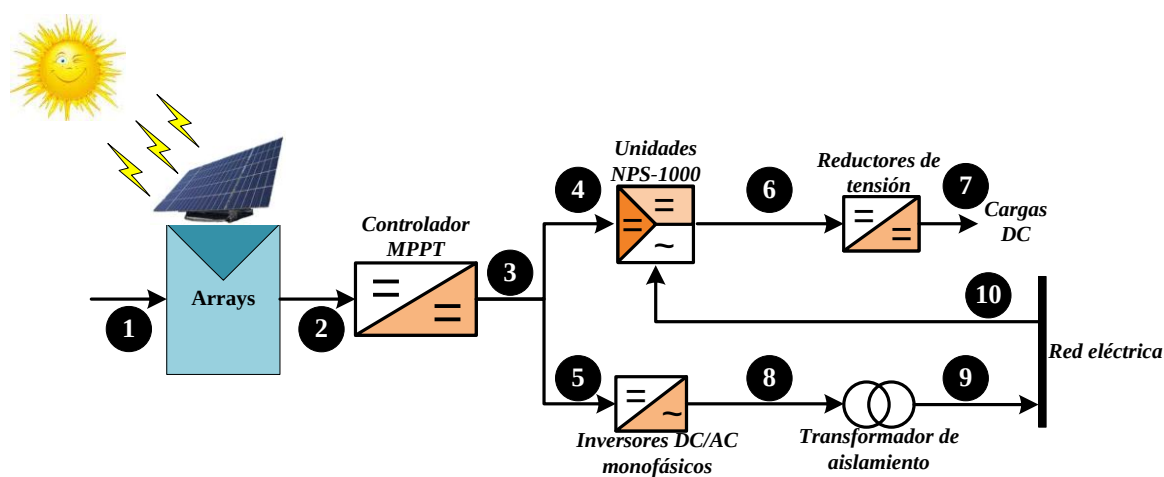


Fig. 4.11. Identificación de los componentes y flujos del subsistema diseñado.

Los valores de energía en cada punto del sistema y la eficiencia de cada componente son presentados en la tabla 4.29.

En general, se puede decir que la eficiencia del sistema es aproximadamente de 13% y que se aprovecha un total de 2,6 MWh.

Estos cálculos se presentan de manera detallada en el anexo 15.

Tabla 4.29. Análisis energético del sistema.

COMPONENTE	Ein (kWh)		Eout (kWh)		η	Pérdidas (kWh)
Paneles SUNPOWER 100W	1	19 886	2	3 400	17,1 %	16 486
Controlador MPPT	2	3 400	3	3 230	95,0 %	170
Unidades NPS-1000	4	255	6	288	95,0 %	15
	10	48				
Reductores de tensión	6	288	7	259	90,0 %	29
Inversores DC/AC monofásicos	5	2 975	8	2 499	84,0 %	476
Transformador de aislamiento	8	2 499	9	2 374	95,0 %	125
Sistema	1+10	19 934	7+9	2 633	13,2 %	17 301

4. CAPÍTULO 5: ANÁLISIS FINANCIERO

La futura implementación de los sistemas establecidos en este trabajo de grado está motivada por cuatro razones: (1) el fortalecimiento del desarrollo de los procesos misionales de docencia e investigación de la E3T en pregrado y posgrado a partir del estudio de la energía solar fotovoltaica, (2) la reducción del consumo de energía eléctrica del Edificio Eléctrica II y su consecuente ahorro financiero, (3) la obtención de una mejor calificación cuantitativa en la escala LEED que posibilite la certificación internacional del edificio por parte del USGBC (US Green Building Council), y (4) la ganancia de visibilidad nacional e internacional para los programas de pregrado y posgrado de la E3T, y para la misma Universidad Industrial de Santander. Adicionalmente, se indica que estos sistemas harán parte integral de la dotación tecnológica del Laboratorio de URE-ER.

Teniendo en cuenta lo anterior, se precisa aclarar que, la puesta en marcha de estos dos proyectos no exige la recuperación futura de su inversión, a pesar de poseer dos características fundamentales para ser tratados como proyectos de inversión de los cuales se esperaría un margen de rentabilidad: una inversión significativa (más de doscientos millones) y la obtención de un beneficio financiero a partir del ahorro energético que se generará a lo largo de su vida útil (alrededor de 30 años).

Lo anterior tiene su explicación en dos aspectos: el primero, la finalidad del proyecto va más allá de ser una estrategia de reducción de costos para la universidad, y el segundo, la naturaleza de los recursos de inversión que apalancarían la implementación de los dos proyectos.

Los recursos potenciales de inversión de la Universidad Industrial de Santander son de origen público y están destinados, en su mayor parte, a la adquisición y/o mejoramiento de su dotación tecnológica e infraestructura; por tanto, no se exige una futura recuperación de la inversión a los proyectos que atiendan dichas necesidades. Esto de manera alguna quiere indicar, que no sea importante buscar proyectos que si permitan la obtención de un margen de rentabilidad para la universidad, en particular si se tiene presente su ajustado presupuesto de funcionamiento.

Por otro lado, es conveniente exponer la favorable percepción de este tipo iniciativas para la alta dirección de la universidad, lo cual se explica desde el

presente financiero del alma mater, que se caracteriza por una fuerte restricción en el presupuesto de cubrimiento de costos y gastos de operación y por la existencia de algunos recursos potenciales de inversión. Esto genera un escenario favorable para cualquier proyecto que pueda reducir gastos de operación en la infraestructura actual o para futuras iniciativas, como lo sería el caso de la reducción del consumo de energía en el Edificio Eléctrica II.

Por tanto, el análisis financiero presentado en este capítulo no se realiza con el fin de emitir un concepto sobre la futura implementación de los sistemas establecidos, sino más bien de contribuir en general al análisis de viabilidad de estos sistemas en el país.

El análisis financiero es una herramienta que brinda parte de la información necesaria para la toma de decisiones financieras, las cuales pueden ser de tres tipos: de inversión, de financiación y de dividendos. En general, la implementación de proyectos con inversión significativa se clasifica dentro del primer tipo, y por ello se espera de éstos la generación de dividendos tales que compensen la inversión inicial y el riesgo de inversión a partir de un margen de rentabilidad determinado [SERRANO, 2010], [GARCÍA, 2009].

Teniendo en cuenta lo anterior, en este capítulo se exponen los análisis financieros de los sistemas fotovoltaicos diseñados, para lo cual se ha considerado un periodo de 30 años en los cuales es preciso mencionar que no se tendrán en cuenta el AOM⁷, la reinversión y costos por transporte de cada uno de los elementos que conforman cada diseño.

5.1 SUBSISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADA A LA RED

La determinación de la viabilidad financiera de un proyecto de inversión requiere la proyección del flujo de fondos del proyecto durante su vida útil y la construcción

⁷ “Porcentaje reconocido de gastos de Administración, Operación y Mantenimiento. Estos gastos incluyen el costo de todas las instalaciones y los egresos destinados a la operación, mantenimiento y administración de los activos de transmisión. Asimismo, están incluidos los gastos por concepto de seguros a edificios e instalaciones, los costos de capital de operación y mantenimiento de los vehículos, de los equipos de mantenimiento de las herramientas y de los instrumentos necesarios para desarrollar las actividades de operación y mantenimiento y los costos y gastos de talleres, oficinas y edificaciones destinadas a la operación y mantenimiento” [Resolución CREG 004- 1999, Art 4º sección a].

de un conjunto de indicadores para medir la bondad financiera del proyecto. Los más importantes en general son valor presente neto (VPN) y tasa interna de retorno (TIR).

Inicialmente, se calcula la inversión del proyecto, la cual se presenta a continuación:

	Costo de equipos y elementos del sistema	\$ 145 662 500
+	Mano de obra (10% costos)	\$ 14 566 250
=	Costos directos	\$ 160 228 750
+	UIA (10% de los costos directos)	\$ 16 022 875
=	INVERSIÓN DE PROYECTO	\$ 176 251 625

Seguidamente, se determina el beneficio financiero por operación del sistema. Dado que su generación es de 67kWh/día, significa que al año inyecta a la red AC del edificio y a la red interna de la universidad un total de 24,5MWh/año, lo cual representa un ahorro financiero cercano a \$7 350 000/año.

Con dicha información se procede a establecer los diagramas de flujo de caja de las dos alternativas de proyecto: (A) generación de energía eléctrica a partir de un sistema fotovoltaico (ver figura 5.1) o (B) consumo en energía de la red pública (ver figura 5.2). Los flujos de la alternativa B corresponden al NO AHORRO por la no implementación de la alternativa A.

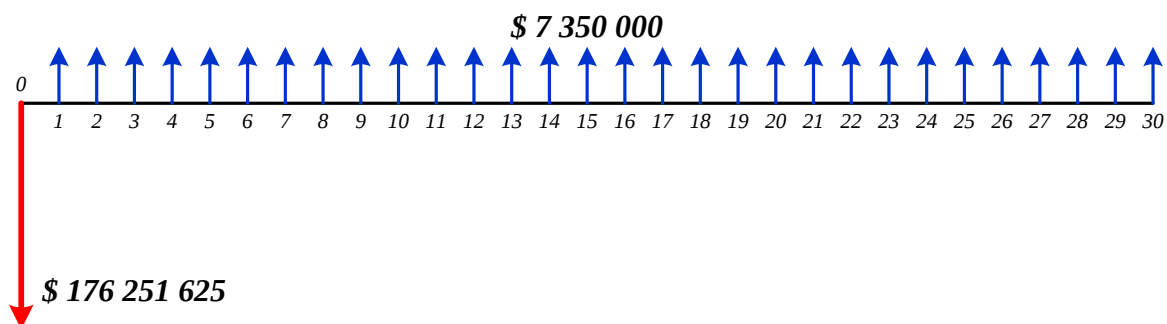


Fig. 5.1. Diagrama de flujos de caja de la alternativa de proyecto A.

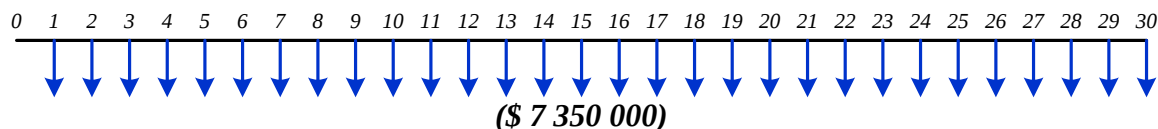


Fig. 5.2. Diagrama de flujos de caja de la alternativa de proyecto B.

En la figura 5.3 se aprecia como la tasa interna de retorno (TIR) de la alternativa A se encuentra por debajo del 2%, más exactamente 1,47%. Así mismo, que la alternativa A será más atractiva financieramente para la universidad que la alternativa B si la tasa de interés de análisis se fija por debajo del 8%.

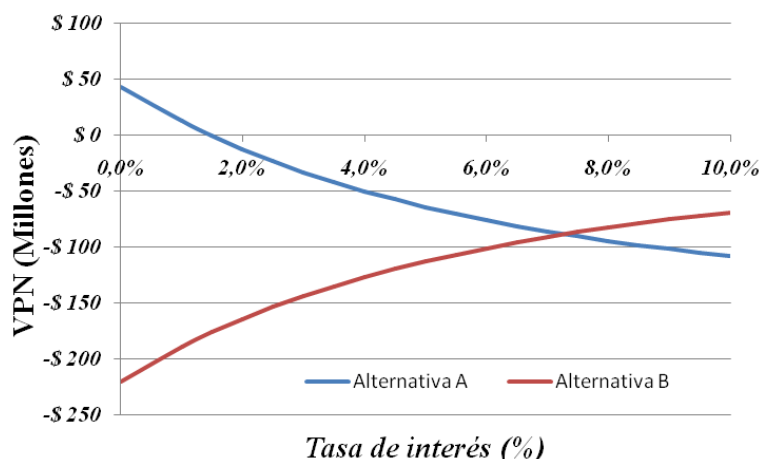


Fig. 5.3. VPN versus la tasa de interés de análisis.

5.2 SUBSISTEMA FOTOVOLTAICO DE ALIMENTACIÓN PARA DOS MICRO-REDES

Inicialmente, se calcula la inversión del proyecto, la cual se presenta a continuación:

	Costo de equipos y elementos del sistema	\$ 50 052 500
+	Mano de obra (10% costos)	\$ 5 005 250
=	Costos directos	\$ 55 057 750
+	UIA (10% de los costos directos)	\$ 5 505 775
=	INVERSIÓN DE PROYECTO	\$ 60 563 525

Seguidamente, se determina el beneficio financiero por operación del sistema. Dado que su generación es de 9 kWh/día, significa que al año inyecta a la red DC del edificio y a la red interna de la universidad un total de 3,3MWh/año, lo cual representa un ahorro financiero cercano a \$ 771 600/año.

Con dicha información se procede a establecer los diagramas de flujo de caja de las dos alternativas de proyecto: (C) generación de energía eléctrica a partir de un

sistema de corriente continúa en baja tensión (ver figura 5.4) o (D) consumo en energía de la red pública (ver figura 5.5). Los flujos de la alternativa D corresponden al consumo de energía que sería potencialmente ahorrado por la implementación de la alternativa C.

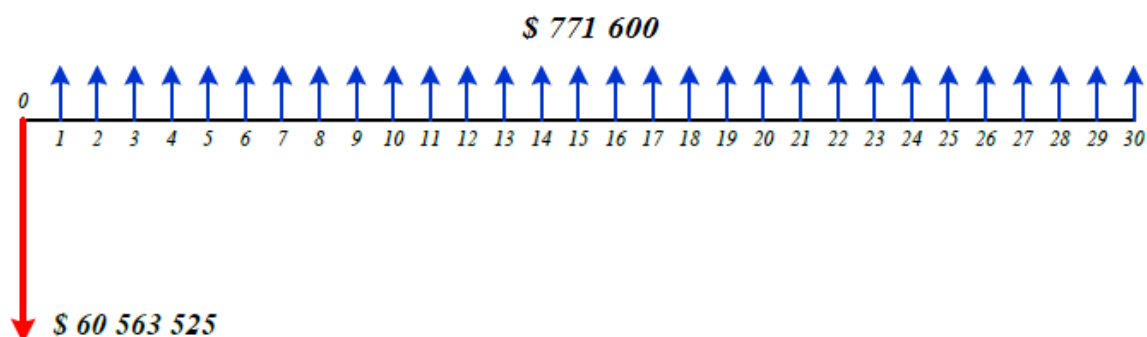


Fig. 5.4. Diagrama de flujos de caja de la alternativa de proyecto C.



Fig. 5.5. Diagrama de flujos de caja de la alternativa de proyecto D.

En la figura 5.6 se aprecia como la alternativa C no tiene TIR real. También como bajo ninguna tasa de interés la alternativa C es una opción atractiva financieramente. Ahora, esto se explica desde a partir de la complejidad con la cual se diseñó la micro-red, razón por la cual se incrementó sustancialmente la inversión inicial.

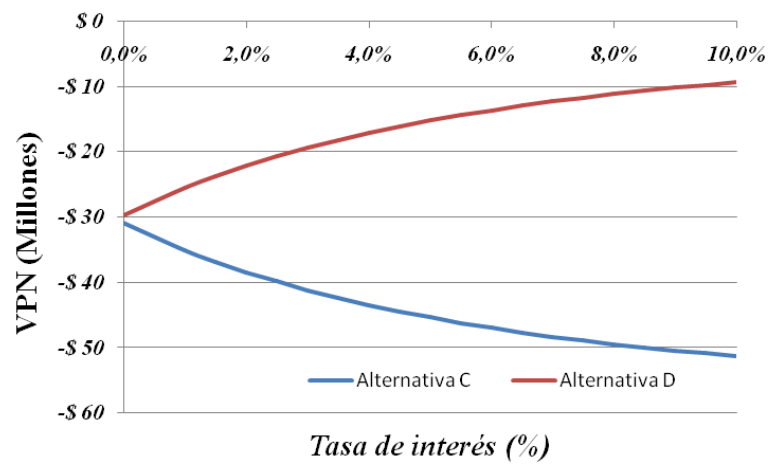


Fig. 5.6. VPN versus la tasa de interés de análisis.

6. CAPÍTULO 6: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Durante el desarrollo del proyecto, se investigó sobre dos temas específicamente, sistemas fotovoltaicos conectados a la red y micro-redes en corriente continua en baja tensión. Los capítulos 3, 4 y 5 muestran el trabajo realizado para el cumplimiento de los objetivos específicos propuestos.

A continuación se presentan las conclusiones y recomendaciones sobre el trabajo realizado:

Se logrará satisfacer la necesidad de la E3T de formar a sus estudiantes en energía solar fotovoltaica, uso racional de la energía, instalaciones eléctricas de este tipo, calidad de la energía, entre otros campos, a partir de la interacción con un sistema real de generación en sitio. Igualmente, se manifiesta que es necesario seguir fortaleciendo el estudio de este tipo de sistemas a partir de trabajos de pregrado y posgrado, de forma tal que, futuros ingenieros de la E3T tengan bases sólidas en su diseño, análisis y mejoramiento.

Los diseños se realizaron buscando el mayor beneficio pedagógico a partir de la selección de soluciones tecnológicas de primer nivel y de puntos de interacción en cada etapa del sistema.

En general, se tiende a considerar el diseño de sistemas fotovoltaicos una tarea de extrema sencillez por parte de personal no experto en el tema. Debido a este desconocimiento se puede subvalorar el esfuerzo y el nivel de las consideraciones y decisiones requeridas. Por ello mismo, se tiene como valor agregado de este trabajo, evidenciar la complejidad del diseño de sistemas de este tipo al tal punto que este documento puede ser considerado una guía básica de sistemas fotovoltaicos conectados a la red y de sistemas de corriente continua en baja tensión, esto debido a su grado de detalle en dimensionamiento y selección de componentes y a la aplicación de la NTC-2050.

Se precisa indicar que para sistemas de corriente continua en baja tensión, los criterios de nivel de regulación y capacidad amperométrica no son suficientes para el dimensionamiento de los conductores, debido a que las pérdidas por efecto Joule son mucho más costosas en este tipo de proyectos debido al costo de la energía generada. Por ello, se recomienda realizar la selección de conductores considerando regulación, capacidad amperométrica y pérdidas, a partir de un

proceso de optimización financiera. Tal proceso podría ser objeto de un trabajo de grado posterior.

La búsqueda de información técnica de componentes constitutivos del sistema permitió evidenciar el nivel incipiente de esta tecnología en el país. A pesar de existir proveedores y diseñadores declarados, se aprecia el bajo nivel de formación para atender inquietudes sobre el diseño de sistemas como el desarrollado en este proyecto de grado.

Se evidencia la existencia de una gran variedad de componentes constitutivos de este de sistema con diferentes prestaciones tecnológicas, al punto que se considera necesaria la realización de un proyecto de grado que busque la identificación de soluciones tecnológica de vanguardia, para la implementación exitosa de sistemas fotovoltaicos.

Se recomienda el desarrollo de un proyecto de grado que diseñe una herramienta computacional que permita el análisis energético de sistemas fotovoltaicos, aprovechando la existencia de modelos de varios de los componentes constitutivos (paneles, baterías, inversores, convertidores, etc). Además, la herramienta debe permitir el análisis del flujo de potencia en la red interna de la universidad.

En este proyecto se definieron condiciones iniciales de diseño como inversión y demanda. Para el caso del sistema fotovoltaico conectado a la red es la inversión y para el sistema de corriente continua en baja tensión es la demanda. Es pertinente considerar que tales condicionamientos sean producto de un estudio de optimización de cada aplicación con el fin de lograr el mejor comportamiento energético de la edificación.

La implementación de sistemas fotovoltaicos y micro-redes al interior de la universidad, permite aumentar la difusión sobre la necesidad de aplicación de varias estrategias de las energías renovables.

Para el campus universitario, el análisis financiero debe ir más allá de la reintegración del dinero debido a los potenciales aportes a la investigación generados por la implementación de los diseños que se proponen en este proyecto.

Sistema fotovoltaico conectado a la red

La implementación de sistemas fotovoltaicos contribuye de manera activa a la disminución de impactos negativos generados en el medio ambiente por el uso de fuentes de energía convencionales, esto gracias al aprovechamiento de una fuente de energía renovable como el Sol. En países privilegiados por su posición geográfica, la significancia de la radiación solar debe ser indispensable para permitir el fortalecimiento e implementación de sistemas fotovoltaicos. En la Universidad Industrial de Santander resulta factible su implementación, teniendo en cuenta que la radiación solar promedio que incide sobre la superficie del campus es aproximadamente 4,9 kW/h/día.

El acondicionamiento de la señal de energía inyectada a la red se da en equipos electrónicos como el inversor DC/AC, los cuales propenden por la calidad de la energía, dadas sus altas características técnicas. Por otro lado, el dimensionamiento del inversor debe permitir establecer que su eficiencia sea la más alta posible, lo cual se logra considerando la potencia del sistema fotovoltaico como el criterio de selección. De acuerdo con el análisis energético realizado en este proyecto, se pudo ver que las mayores pérdidas en un sistema fotovoltaico conectado a la red son atribuidas al inversor.

Sólo se hizo evidente la necesidad del uso de un transformador de aislamiento para garantizar el debido funcionamiento del sistema de PAT, por explícita recomendación de los fabricantes de inversores de conexión a la red. No se aprecia dicha exigencia en la NTC-2050.

La interacción de estrategias sostenibles puede producir convenientes beneficios de operación, como es el caso del efecto del techo verde sobre la operación de los paneles fotovoltaicos, al proporcionar unas condiciones de temperatura menos lesivas.

La falta de normativa Colombiana para la conexión a la red pública de este tipo de sistemas, no permitió que la conexión fuera directa a la red pública, por esta razón el presente diseño realiza la inyección de energía a la red interna de AC del campus universitario.

Micro-red en corriente continúa en baja tensión.

En DC la etapa de transformación de energía es eliminada, pero es cierto que las condiciones actuales de los componentes ofrecidos por los fabricantes, que pudiesen ser alimentados en DC no permiten evidenciar el ahorro energético esperado, básicamente a sus tensiones (12 ó 24Vdc) de operación. A pesar de esto, se tiene que la eficiencia de adaptación AC/DC es cercana al 60%, y las eficiencias de conversión DC/DC son del orden del 90%, por lo que en definitiva, la eficiencia global de las dos alternativas se pueden considerar cercanas, aunque con favorabilidad para la micro-red en DC.

La alimentación de cargas a 12Vdc o 24Vdc se caracteriza por mayores corrientes, lo que ocasiona significativas pérdidas por efecto Joule y la exigencia de mayores calibres de conductores, así como mayor capacidad nominal de las protecciones. Por ello, la iluminación DC de grandes áreas a estos niveles de tensión no es aconsejable. Sin embargo es pertinente mencionar que los fabricantes de dispositivos electrónicos empiecen a aumentar los niveles de tensión de 12 ó 24V de sus dispositivos ofrecidos actualmente en el mercado, por niveles de tensión nominal de operación de 48Vdc o superior.

Las micro-redes son medios que permiten en sitio la participación de varias fuentes de energía (paneles fotovoltaicos, micro-turbinas eólicas, celdas de combustible, la red pública, acumuladores etc.) como un modelo de poli-generación a pequeña escala, que permitiría aprovechar los beneficios naturales en sitio.

La electrónica de potencia juega un papel fundamental para lograr la administración necesaria de la energía. Hoy día, se encuentran en el mercado dispositivos que permiten la interacción de las diversas fuentes, dándole prioridad a la energía generada en sitio, como es el caso de la unidad maestra NPS-1000 contemplada en este proyecto.

A pesar de las ventajas de implementación de las micro-redes, se tiene que su costo financiero es bastante mayor al de un sistema fotovoltaico conectado a la red. Mientras el primero asciende a más de \$40 000/Wp (\$6 000 000/m²) el segundo sólo llega a \$13 500/Wp (\$2 000 000/m²) aproximadamente.

De acuerdo con el análisis energético de las micro-redes diseñadas en este proyecto, las pérdidas que se generan sin conexión a la red pueden ser considerables. Por esta razón es recomendable que en el uso de micro-redes para suplir cargas discontinuas mediante sistemas fotovoltaicos, se realice la conexión del sistema fotovoltaico a la red con el propósito de evitar pérdidas de energía.

En micro-redes de corriente continua es indispensable el uso de acumuladores de energía como baterías, ya que son éstos los que le permitirán independencia de la red. Sin embargo, también es importante dejar el respaldo de la red en el caso de que ni la energía proveniente del sistema de energía en sitio, ni la energía almacenada en los acumuladores sea suficiente para suplir la carga.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[ABB, 2010]

www.abb.com

Consultada el 1 de octubre de 2010

[ANPASOL, 2010]

<http://www.anpasol-energiasolar.com/Tematica/Fotovoltaica.aspx>

Consultada el 1 de octubre de 2010

[ASK EU ES, 2009]

<http://www.ask-eu.es/default.asp?Menu=20>

Consultada el 3 de agosto de 2009.

[BDBATTERIES, 2010]

<http://www.bdbatteries.com/diodes.php>

Consultada el 1 de octubre de 2010

[CENSOLAR, 2009]

<http://www.censolar.es/menu2.htm>

Consultada el 15 de mayo de 2009.

[CENTELSA, 2010]

<http://www.centelsa.com.co/>

Consultada el 1 de octubre de 2010

[CODESO, 2010]

<http://www.codeso.info/FVHibrido01.html>

Consultada el 1 de octubre de 2010

[COEVAGI, 2010]

http://www.coevagi.com/Docs/Dehn_sobretensions.pdf

Consultada el 1 de octubre de 2010

[CURSO FOTOVOLTAICA, 2010]

<http://www.fotovoltaica.cursodeformaciongratis.com/el-generador-solar-fotovoltaico.html>

Consultada el 30 de marzo de 2010.

[ELECON, 2010]

<http://www.elecon.com.ve/>

Consultada el 1 de octubre de 2010

[ELECTRICASAS, 2010]

<http://www.electricasas.com/electricidad/energia-solar/fotovoltaica-energia-solar-electricidad/baterias/>

Consultada el 2 de octubre de 2010.

[ELECTRICFENCE, 2010]

<http://www.electricfence-online.co.uk/shop/renewable-energy/solar-panels/high-power-solar-panels/100-watt-solar-panel-sunpower-402688.html>

Consultada el 2 de octubre de 2010.

[ENALMEX CAPITULO 2, 2009]

<http://www.enalmex.com/docpdf/libro/ch02.pdf.pdf>

Consultada el 3 de mayo de 2009

[ENALMEX CAPITULO 3, 2009]

<http://www.enalmex.com/docpdf/libro/ch03.pdf.pdf>

Consultada el 23 de julio de 2009

[ENALMEX CAPITULO 6, 2009]

<http://www.enalmex.com/docpdf/libro/ch06.pdf.pdf>

Consultada el 23 de julio de 2009

[ENALMEX CAPITULO 7, 2009]

<http://www.enalmex.com/docpdf/libro/ch07.pdf.pdf>

Consultada el 23 de julio de 2009

[ENERGY AND CAPITAL, 2010]

<http://www.energyandcapital.com/articles/solar-market-trends/847>

Consultada el 1 de octubre de 2010

[ENERGIA SOLAR INFO 4, 2010]

http://www.energia-solarfotovoltaica.info/4_Paneles_Fotovoltaicos/8_Tipos_de_Paneles_Fotovoltaicos.html

Consultada el 23 de julio de 2009

[ENERGIA SOLAR INFO 5 2009]

http://www.energia-solarfotovoltaica.info/5_Tecnologia_Solar_Fotovoltaica/18_Efecto_Fotoelectrico_Introduccion_breve_vision_historica.html

Consultada el 23 de julio de 2009

[ENERGIAS VERDES, 2010]

<http://www.energiasverdes.com/preguntas-frecuentes/como-se-produce-energia-electrica-a-partir-del-sol.html>

[EPSEA CAPITULO 4, 2009]
<http://www.epsea.org/esp/pdf2/Capit04a.pdf>
Consultada el 20 de agosto de 2009.

[ESCUDERO, 2009]
Escudero Pascual, Alberto. Sistemas de energía solar para comunicaciones, octubre de 2007.

[ETIMAT, 2010]
<http://www.telergon.es/html/cast/productos/cuad-prod.htm>

[EUROPEAN PARLIAMENT, 2009]
Directive 2003/54/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 concerning common rules for the internal market in electricity

[GARCÍA, 2010] GARCÍA S., Oscar León. Administración financiera. Fundamentos y aplicaciones. Cuarta Edición. Prensa Moderna Impresores. Cali. Colombia. 2009.
[GIRASOL ENERGY, 2010]
http://www.girasolenergy.com/info_es_01.html
Consultada el 1 de octubre de 2010

[GREENECON, 2010]
<http://greenecon.net/>
Consultada el 1 de octubre de 2010

[HAMILTON, 2009]
HAMILTON, Calvin. El sol. 1997-2000.
Disponible en internet <http://www.solarviews.com/span/sun.htm#intro>
Consultada el 18 de mayo de 2009

[ICNEA, 2010]
http://circutor.es/m-medida/m3-contadores-de-energia-electrica-consumo-parcial/contadores-medida-en-continua_P_203.aspx
Consultada el 1 de octubre de 2010

[IDAE, 2009]
<http://www.idae.es/boletines/boletin44/#5>
Consultada el 3 de agosto de 2009

[INSTALACIÓN ENERGIA SOLAR, 2009]
<http://www.instalacionenergiasolar.com/>
Consultada el 20 de mayo de 2009

[LUCKETT, 2009]

LUCKETT, Kelly. Green roof construction and maintenance. McGrawHill. USA. 2009.

[MERLIN GERIN, 2010]

<http://www.construnario.com/diccionario/swf/27151/@@@@@@Distribuci%C3%B3n%20el%C3%A9ctrica%20en%20Baja%20Tensi%C3%B3n/Aparellaje%20Baja%20Tensi%C3%B3n%20Potencia/Gu%C3%ADa%20Informaci%C3%B3n%20t%C3%A9cnica%20complementaria.%20Coordinaci%C3%B3n%20de%20la%20apar%20Selectividad%20y%20filiaci%C3%B3n.pdf>

[NEXTEK POWER SYSTEMS, 2010] <http://www.nextekpower.com/>

[NAUTICEXPO, 2010]

<http://www.nauticexpo.es/prod/mastervolt/convertidor-dc-dc-nautico-22060-56069.html>

Consultada el 3 de octubre de 2010.

[OEZ, 2010]

<http://www.oez.com/>

[OSMA, 2007]

OSMA PINTO, Germán Alfonso. Metodología para el uso racional de la energía desde el enfoque exergético en la Industria de Cauchos Record Ltda. Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2007.

[OSMA, 2010]

OSMA PINTO, Germán Alfonso. Uso racional de la energía a partir del diseño de aplicaciones sostenibles en el edificio eléctrica 2 de la Universidad Industrial de Santander. Tesis de maestría. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2010.

[OSRAM, 2010]

http://www.osram.com/osram_com/LED/index.html

[PCE IBERICA, 2009]

<http://www.pce-iberica.es/medidor-detalles-tecnicos/instrumento-de-radiacion/medidor-radiacion-pce-spm1.htm>

Consultada el 18 de mayo de 2009

[POLYAMP, 2010]

<http://www.polyamp.com/dc-dc-omvandlare.html>

[PORTAL SOLAR, 2010]

<http://www.portalsolar.com/energia-solar-efecto-fotovoltaico.html>

Consultada el 1 de octubre de 2010.

[PROAT, 2010]

<http://www.proat.es/>

[PSIPTY, 2010]

<http://psipty.com/category/controladordecarga/>

Consultada el 3 de octubre de 2010

[SALOMONSSON, 2009]

SALOMONSSON, Daniel. Modeling, Control and Protection of Low-Voltage DC Microgrids. Doctoral thesis.

Disponible https://eeweb01.ee.kth.se/upload/publications/reports/2008/TRITA-EE_2008_007.pdf

[SERRANO, 2010]

SERRANO RODRÍGUEZ. Javier. Matemáticas financieras y evaluación de proyectos. Segunda Edición. Alfaomega. Universidad de los Andes. Bogotá. Colombia. 2010.

[SCHENEIDER, 2010]

http://www.schneiderelectric.es/sites/spain/es/solutions/energy_efficiency/quick-navigation/sistema-de-analisis-de-redes.page

[SOLARPEDIA, 2009]

http://www.solarpedia.es/index.php/Radiaci%C3%B3n_solar

Consultada el 20 de mayo de 2009

[SOLARWINDNRG, 2008]

http://www.solarwindnrg.com/prodsheets/Xantrex_PV20_manual.pdf

[SOLARWORD, 2010]

<http://www.solarworld-usa.com/~media/Global/PDFs/Grounded-vs-Ungrounded.ashx>

[TODOSOLAR, 2010]

http://www.todoensolar.com/WebRoot/StoreES/Shops/61987244/4B8B/EFCD/ACF9/F8AA/3EAD/C0A8/2A95/EBD6/seguidores_solares.pdf

Consultada el 19 de octubre de 2010.

[TRITEC, 2010]

<http://www.tritec-energy.com/es/equipos-de-medicion-y-control/c-67-contadores-electricos-ca-con-salida-de-pulsos/>

[UNALARAUCA,2009]

http://www.virtual.unal.edu.co/cursos/sedes/arauca/87061/docs_curso/C6_L1.htm

Consultada el 3 de mayo de 2009

[VELAZCO, 2010]

VELAZCO CAPACHO, Daniel Alexander. Evaluación de alternativas de comunicación para los parámetros de calidad de potencia de media tensión y medidas de los consumos de energía de baja tensión. Tesis de maestría. Universidad Industrial de Santander. 2010.

[VICTRON ENERGY, 2010]

<http://www.victronenergy.com.es/upload/documents/Datasheet%20-%20VGR%20-%20rev%2001%20-%20ES.pdf>

[WELLSEE, 2010]

<http://www.027ws.com/48V-50A-MPPT-Solar-Controller-WS-MPPT60.html>

Consultada el 22 de octubre de 2010.

[WHOLESALESOLAR, 2010]

<http://www.wholesalesolar.com>

Consultada el 28 de septiembre de 2010.

BIBLIOGRAFIA

- NORMA TÉCNICA COLOMBIANA NTC2050
- REGLAMENTO TÉCNICO DE ILUMINACIÓN Y ALUMBRADO PÚBLICO RETILAP

ANEXOS

ANEXO 1.

Selección del panel fotovoltaico para el subsistema fotovoltaico conectado a la red

Como se menciona en el literal 3.3.1, la selección del panel se realizó a partir de la evaluación de conjunto de opción considerando parámetros tales como peso, eficiencia, costo y potencia generada durante su vida útil.

La evaluación se basó en el modelo de proceso de análisis jerárquico (AHP, por sus siglas en inglés) dada su gran aplicación para la selección de soluciones tecnológicas [Velazco, 2010]. Inicialmente, se requiere la definición de los parámetros técnicos de selección; posteriormente, se evalúa cada opción tecnológica según los criterios definidos, y con ello se realiza una serie de comparaciones previa normalización los datos requeridos para la comparación. Cada parámetro tendrá una ponderación según su importancia. Finalmente, se selecciona la opción con el mayor valor cuantitativo.

En primer lugar se realiza una búsqueda intensa de datos de paneles solares disponibles, se conforma una base de datos con los parámetros más importantes. Los datos tenidos en cuenta se muestran a continuación:

Tabla A1.1. Base de datos de paneles fotovoltaicos.

REFERENCIA DE MODULO	MARCA	Tipo de célula	peso (kg)	Área (m ²)	Eficiencia	Potencia pico Wp	Costo USD
KC 40T	KYOCERA	policristalino	4.5	0.343	0.16	40	225
KC 50T	KYOCERA	policristalino	4.5	0.417	0.14	50	280
KC 65T	KYOCERA	policristalino	6	0.49	0.16	65	345
KC 85T	KYOCERA	policristalino	8.3	0.66	0.16	85	435
KC 130TM	KYOCERA	policristalino	12.2	0.93	0.16	130	525
KD135GX-LPU	KYOCERA	policristalino	12.5	1	0.16	135	415
KD135SX-UPU	KYOCERA	policristalino	12.5	1	0.16	135	500
KD185GX-LPU	KYOCERA	policristalino	16	1	0.16	185	531.5
KD205GX-LPU	KYOCERA	policristalino	18	1	0.14	205	583.6
KD210GX-LPU	KYOCERA	policristalino	18	1	0.14	210	605
KD215GX-LPU	KYOCERA	policristalino	18	1	0.14	215	623
MF125UE5N	MITSHUBISHI	policristalino	13.5	1	0.124	125	665
MF185UD5	MITSHUBISHI	policristalino	16.8	1.4	0.134	185	798
SW175	SUNWIZE	monocristalino	17	1.28	0.14	175	580
HIT-200BA19 HIT	SANYO	amorfo	14	1	0.172	200	936
HIT Power N205N	SANYO	amorfo	16	1.26	0.163	205	832
HIT Power N210N	SANYO	amorfo	16	1.26	0.167	210	866
HIT Power N215N	SANYO	amorfo	16	1.26	0.171	215	900
Kaneka G-SA060	KANEKA	monocristalino	13.7	0.96	0.14	60	227
Solon Blue 220/01	SOLON	monocristalino	23.55	1.64	0.134	220	594
Solon Blue 225/01 2BB	SOLON	policristalino	23.55	1.64	0.137	225	608
Solon Blue 225/01 3BB	SOLON	policristalino	23.55	1.64	0.137	225	608
Solon Blue 230/01	SOLON	policristalino	23.55	1.64	0.140	230	621
REC205 AE-US Silver	REC SOLAR	policristalino	22	1.65	0.14	205	553.5
REC205 AE-US Black	REC SOLAR	policristalino	22	1.65	0.14	205	554

REC210 AE-US Silver	REC SOLAR	policristalino	22	1.65	0.144	210	567
REC210 AE-US Black	REC SOLAR	policristalino	22	1.65	0.144	210	567
REC215 AE-US Silver	REC SOLAR	policristalino	22	1.65	0.147	215	580
REC215 AE-US Black	REC SOLAR	policristalino	22	1.65	0.147	215	580
REC220 AE-US Silver	REC SOLAR	policristalino	22	1.65	0.151	220	594
REC220 AE-US Black	REC SOLAR	policristalino	22	1.65	0.151	220	594
REC225 AE-US Silver	REC SOLAR	policristalino	22	1.65	0.154	225	607
REC225 AE-US Black	REC SOLAR	policristalino	22	1.65	0.154	225	607
REC230 AE-US Silver	REC SOLAR	policristalino	22	1.65	0.158	230	655
REC230 AE-US Black	REC SOLAR	policristalino	22	1.65	0.158	230	655
Canadian Solar CSI CS6P-190	CANADIAN SOLAR	policristalino	18.5	1.61	0.12	190	550
Canadian Solar CSI CS6P-220	CANADIAN SOLAR	policristalino	20	1.61	0.137	220	750
Canadian Solar CSI CS6P-230	CANADIAN SOLAR	policristalino	20	1.61	0.143	230	725
Evergreen ES-A-200*	EVERGREEN SOLAR	policristalino	18.6	1.57	0.127	200	771
Evergreen ES-A-200*-B Grade	EVERGREEN SOLAR	policristalino	18.6	1.57	0.127	200	611
Evergreen ES-A-205*	EVERGREEN SOLAR	policristalino	18.6	1.57	0.131	205	718
Evergreen ES-A-210*	EVERGREEN SOLAR	policristalino	18.6	1.57	0.134	210	735
BSP10	POWER UP	policristalino	1.9	0.114	0.088	10	108
BSP20	POWER UP	policristalino	2.2	0.216	0.09	20	152
BSP30	POWER UP	policristalino	2.3	0.27	0.11	30	245
BSP40	POWER UP	policristalino	2.3	0.340	0.118	40	260
Sharp 142	SHARP	policristalino	14.5	1.154	0.121	142	682
sharp 175	SHARP	monocristalino	17.3	1.301	0.135	175	670
sharp80	SHARP	policristalino	8.6	0.614	0.124	80	450
sharp UN-U230F3	SHARP	monocristalino	20	1.630	0.141	230	732
sharp ND-U235F1	SHARP	monocristalino	20	1.630	0.144	235	748

SW175	SOLAR WORLD	monocristalino	15	1.304	0.134	175	745
SW230	SOLAR WORLD	monocristalino	22	1.677	0.137	230	793
SunTech85	SUNTECH	monocristalino	5.5	0.646	0.131	85	410
SunTech175	SUNTECH	monocristalino	15.5	1.277	0.137	175	749

Después de tener esta base de datos se definieron cuatro parámetros técnicos definitivos: Factor A (peso por metro cuadrado kg/m^2), Factor B (Eficiencia), Factor C (costo por Wpico $\$/\text{Wp}$) y Factor D (potencia generada en los años de vida útil). Estos parámetros se normalizan con el objetivo de realizar una comparación y se da de la siguiente manera:

- Para el factor A se necesita saber cuál es el panel que tiene menor peso por metro cuadrado, así que la base será el panel que tenga menos peso por metro cuadrado y se normalizará dividiendo la base sobre el peso por metro cuadrado de cada panel.
- Para el factor B, se requiere saber el panel que tenga mayor eficiencia así que se toma como base el panel de mayor eficiencia, y la eficiencia de cada panel es dividida en la base.
- Para el factor C, es necesario saber cual panel tiene el menor costo por watt pico, así que la base será el panel que tenga menor valor por watt pico, al igual que con el factor A, para normalizar este parámetro la base será dividida en el factor C de cada panel.
- Para comparar el factor D, es necesario saber con cual panel se podría generar mas energía durante su vida útil, en este factor la base es el panel que genere mas energía durante su vida útil, para normalizar este dato se divide el factor D de cada panel en la base.

Para la selección del panel a usar en el sistema fotovoltaico se le da a cada factor una ponderación. Las cuatro ponderaciones deben sumar 1. En este caso a cada factor se le dio una ponderación igual de 0,25 ya que no se tenía preferencia

de ninguno de los cuatro factores, de este modo se selecciona el que de mayor la suma de factores (que es igual en este caso específico a $0.25 \text{ factor A} + 0.25 \text{ factor B} + 0.25 \text{ factor C} + 0.25 \text{ factor D}$). De acuerdo con esto se selecciona el panel Kyocera policristalino de 185 W. La tabla A1.2 muestra los resultados.

Tabla A1.2. Selección de panel fotovoltaico

REFERENCIA DEL PANEL	VALORES NORMALIZADOS				SUMA
	A	B	C	D	
KC 40T	0.504	0.93	0.48	0.6	0.628
KC 50T	0.612	0.814	0.482	0.595	0.626
KC 65T	0.545	0.93	0.508	0.676	0.665
KC 85T	0.527	0.93	0.527	0.706	0.673
KC 130TM	0.509	0.93	0.668	0.795	0.726
KD135GX-LPU	0.535	0.93	0.878	0.81	0.788
KD135SX-UPU	0.535	0.93	0.728	0.81	0.751
KD185GX-LPU	0.549	0.93	0.939	0.854	0.818
KD205GX-LPU	0.549	0.814	0.948	0.84	0.788
KD210GX-LPU	0.549	0.814	0.936	0.86	0.790
KD215GX-LPU	0.549	0.814	0.931	0.881	0.794
MF125UE5N	0.497	0.721	0.507	0.737	0.616
MF185UD5	0.549	0.779	0.625	0.804	0.689
SW175	0.5	0.814	0.814	0.738	0.717
HIT-200BA19 HIT	0.55	1	0.576	1	0.782
HIT Power N205N/HIP205NKHA5	0.525	0.948	0.665	0.944	0.770
HIT Power N210N/HIP210NKHA5	0.525	0.971	0.654	0.967	0.779

HIT Power N215N/HIP215NKHA5	0.525	0.994	0.644	0.99	0.788
Kaneka G-SA060	0.465	0.814	0.713	0.32	0.578
Solon Blue 220/01	0.465	0.78	0.999	0.815	0.765
Solon Blue 225/01 2BB	0.465	0.798	0.998	0.833	0.774
Solon Blue 225/01 3BB	0.465	0.798	0.998	0.833	0.774
Solon Blue 230/01	0.465	0.815	0.999	0.852	0.783
REC205 AE-US Silver	0.501	0.814	0.999	0.735	0.762
REC205 AE-US Black	0.501	0.814	0.998	0.735	0.762
REC210 AE-US Silver	0.501	0.837	0.999	0.753	0.773
REC210 AE-US Black	0.501	0.837	0.999	0.753	0.773
REC215 AE-US Silver	0.501	0.855	1	0.771	0.782
REC215 AE-US Black	0.501	0.855	1	0.771	0.782
REC220 AE-US Silver	0.501	0.878	0.999	0.789	0.792
REC220 AE-US Black	0.501	0.878	0.999	0.789	0.792
REC225 AE-US Silver	0.501	0.895	1	0.807	0.801
REC225 AE-US Black	0.501	0.895	1	0.807	0.801
REC230 AE-US Silver	0.501	0.919	0.947	0.825	0.798
REC230 AE-US Black	0.501	0.919	0.947	0.825	0.798
Canadian Solar CSI CS6P-190	0.581	0.687	0.932	0.69	0.722
Canadian Solar CSI CS6P-220	0.536	0.795	0.791	0.799	0.730
Canadian Solar CSI CS6P-230	0.536	0.831	0.856	0.835	0.765
Evergreen ES-A-200*	0.563	0.738	0.7	0.747	0.687
Evergreen ES-A-200*-B Grade	0.563	0.738	0.883	0.747	0.733
Evergreen ES-A-205*	0.563	0.762	0.77	0.766	0.715
Evergreen ES-A-210*	0.563	0.779	0.771	0.785	0.724
BSP10	0.397	0.512	0.25	0.261	0.355
BSP20	0.661	0.538	0.355	0.294	0.462
BSP30	0.806	0.636	0.33	0.327	0.525

BSP40	1	0.683	0.415	0.387	0.621
Sharp 142	0.53	0.706	0.562	0.715	0.628
sharp 175	0.503	0.785	0.705	0.783	0.694
sharp80	0.475	0.721	0.48	0.723	0.600
sharp UN-U230F3	0.543	0.82	0.848	0.83	0.760
sharp ND-U235F1	0.543	0.837	0.848	0.848	0.769
SW175	0.579	0.78	0.634	0.638	0.658
SW230	0.508	0.798	0.782	0.659	0.687
SunTech85	0.791	0.764	0.559	0.617	0.683
SunTech175	0.55	0.797	0.63	0.64	0.654

De acuerdo con la tabla mostrada el panel que mayor puntaje obtiene según los parámetros establecidos es el panel KD185GX-LPU de kyocera.

ANEXO 2.

Conductores de PAT por tramo

Para corriente continua DC. Los conductores de PAT de cada tramo del circuito de DC son:

Tramo desde seguidor al tablero de DC. Por esta canalización irán 4 conductores (2 de polaridad positiva y dos de polaridad negativa, los conductores de polaridad negativa son los que se pondrán a tierra), existirá una canalización que contenga los 4 conductores por cada seguidor. Este conductor de puesta a tierra es el mismo conductor del tramo tipo SIS, 90°C con las siguientes especificaciones:

Tabla 1. Características técnicas del conductor de PAT del tramo seguidor-tablero DC.

Cableado	Calibre	Diámetro [mm]	Peso [kg/km]	Resistencia DC (20°C)[Ohm/km]	Capacidad de corriente [A]
Flexible	#12 AWG	3,98	38,5	5,315	40

Tramo desde el tablero de DC hasta el inversor. Por esta canalización irán dos conductores (1 de polaridad positiva y 1 de polaridad negativa, este último es el conductor de puesta a tierra). Este conductor de puesta a tierra es el mismo conductor del tramo tipo SIS, 90°C con las siguientes especificaciones:

Tabla 2. Características técnicas del conductor de PAT del tramo tablero DC-inversor.

Cableado	Calibre	Diámetro [mm]	Peso [kg/km]	Resistencia DC (20°C)[Ohm/km]	Capacidad de corriente [A]
Flexible	#6 AWG	7,13	143,2	1,323	105

Para corriente alterna AC. El conductor de PAT del circuito AC es:

Tramo desde el inversor hasta el transformador de aislamiento. Por esta canalización irán 3 conductores de fase. Este conductor de puesta a tierra debe

ser de igual o mayor calibre que el del conductor de mayor calibre que esté en la misma canalización, por lo tanto se selecciona el conductor #4 AWG THW, 75°C con las siguientes especificaciones:

Tabla 3. Características técnicas del conductor de PAT del inversor hasta a transformador de aislamiento [CENTELSA, 2010].

Cableado	Calibre	Diámetro [mm]	Peso [kg/km]	Resistencia AC (75°C)[Ohm/km]	Capacidad de corriente [A]
7 hilos	#4AWG	8,87	249	0,832	85

Tramo desde el transformador de aislamiento hasta el tablero de AC. Por esta canalización irán 5 conductores (3 conductores de fase, un conductor neutro y el conductor de puesta a tierra). Este conductor de puesta a tierra debe ser de igual o mayor calibre que el del conductor de mayor calibre que esté en la misma canalización, por lo tanto se selecciona el conductor #4 AWG THW, 75°C con las siguientes especificaciones:

Tabla 4. Características técnicas del conductor de PAT del transformador de aislamiento hasta el tablero AC [CENTELSA, 2010].

Cableado	Calibre	Diámetro [mm]	Peso [kg/km]	Resistencia AC (75°C)[Ohm/km]	Capacidad de corriente [A]
7 hilos	#2AWG	10,60	374	-	95

ANEXO 3.

Selección de conductores para el subsistema fotovoltaico conectado a la red

La selección de conductores se realizara por tramos de la siguiente manera:

Tramo 1: Seguidor – Tablero DC. Tendrá una extensión de 25m y la conexión eléctrica irá sobre el techo verde, por ello se considera una temperatura de operación de 30°C. El tablero DC se ubicará en la azotea, cercano al centro de la edificación dado que allí se encontrará el eje de cuartos técnicos.

El Art. 310-5 y el cuadro 310-5 indican que el calibre mínimo del conductor es #14AWG en cobre, el cual tiene una sección transversal de 2,08 mm² y una capacidad de 25 [A] según la tabla 310-16. Dado que la corriente de dimensionamiento asciende a 13,72A se considera este conductor adecuado para el sistema. Sin embargo; con el fin de limitar el riesgo por desgaste mecánico del conductor, se elije el conductor SIS #12AWG, con sección transversal de 3,30 mm².

Ahora, se procede a verificar que la caída de tensión porcentual que no exceda el 1%:

$$\delta\% = \frac{200 * \rho * I * l}{S * V} = \frac{200 * 1 * 13,72 * 25}{51 * 3,3 * 531} = 0,77\%$$

El conductor seleccionado tiene una temperatura de operación de 90°C para lugares secos, húmedos y mojados. Está protegido por una chaqueta con baja emisión de humos, no halógena y retardante a la llama. Su tensión máxima de operación es 600V (Ver detalles en la tabla 1)

Tabla 1. Características técnicas del conductor SIS #12AWG [CENTELSA, 2010].

Cableado	Calibre	Diámetro [mm]	Peso [kg/km]	Resistencia DC (20°C)[Ohm/km]	Capacidad de corriente [A]
Flexible	#12 AWG	3,98	38,5	5,315	40

Tramo 2: Tablero DC – Inversor DC/AC. Tendrá una extensión de 25m. Se considera una temperatura de operación de 30°C. El inversor se encontrará en la sala de control del Laboratorio URE-ER en el segundo piso del edificio.

Siguiendo los lineamientos expuestos en el literal 690-31b) de la NTC2050 y considerando que la corriente de dimensionamiento de este tramo es de 68,6 [A], se establece que el conductor a seleccionar es el #6 AWG tipo SIS en cobre con sección transversal de 13,29 [mm²]. Según la tabla 310-16, la capacidad de corriente para el conductor en cuestión es 75 [A] a una temperatura nominal de 90°C. Las características técnicas del conductor se presentan en la tabla 2.

Tabla 2. Características técnicas del conductor USE-2 #6AWG [CENTELSA, 2010].

Cableado	Calibre	Diámetro [mm]	Peso [kg/km]	Resistencia DC (20°C)[Ohm/km]	Capacidad de corriente [A]
Flexible	#6 AWG	7,13	143,2	1,323	105

La regulación del tramo 2 asciende a 0,97%, cumpliendo lo indicado en la tabla 3.9 del libro.

$$\delta\% = \frac{200 * \rho * I * l}{S * V} = \frac{200 * 1 * 54,8 * 25}{51 * 13,29 * 531} = 0,76\%$$

Tramo 3: Inversor-Transformador de aislamiento. Tendrá una extensión de 2m. Se considera una temperatura de operación de 30°C.

En este tramo la corriente que circulará es alterna y asciende a 69,4 [A]. La conexión entre los dos equipos será por canalización con el fin de evitar cualquier riesgo eléctrico. Según la tabla 310-16, el conductor #6 AWG tipo TW en cobre con sección transversal de 13,29 [mm²] con capacidad amperemétrica de 80 [A] y temperatura nominal del conductor de 60°C.

Ahora, se revisa la pertinencia del conductor preseleccionado al contrastar el K_G establecido con los valores de la tabla 3. El conductor a seleccionar debe poseer un K_G menor al K_G calculado.

$$K_G = \frac{\delta\% * V}{\sqrt{3} * I * l * 10^{-3}} = \frac{0,1 * 208}{\sqrt{3} * 55,51 * 2 * 10^{-3}} = 108,2$$

Tabla 3. Valores de K_G según el calibre del conductor. Tomado tabla 3.25 de [ESSA]

Calibre AWG	KG (fp=0.95)
8	227,6
6	144,6
4	92,4
2	59,3
1	47,9
1/0	38,6

NOTA: Los valores presentados son para conductores de cobre aislado en ducto no metálico.

El resultado obtenido indica que se debe aumentar el calibre del conductor, pues el #6AWG posee un K_G de 144,6 superando el calculado de 108,2. El conductor en definitiva seleccionado es el #4AWG tipo TW que proporciona una regulación de 0,088%. La tabla 4 presenta las características del conductor.

$$\delta\% = \frac{K_G * \sqrt{3} * I * l * (10^{-3})}{V} = \frac{92,4 * \sqrt{3} * 55,51 * 2 * 10^{-3}}{208} = 0,09\%$$

Tabla 4. Características técnicas del conductor TW#4AWG. Tomado de [ELECON].

Cableado	Calibre	Diámetro ext. [mm]	Peso [kg/km]	Capacidad de corriente [A]
7 hilos	#4AWG	9,05	247	70

Tramo 4: Transformador de aislamiento – Tablero AC. Tendrá una extensión de 25m. Se considera una temperatura de operación de 30°C. El transformador inyectará la energía eléctrica generada al tablero AC del segundo piso a partir de una conexión trifásica tetrafilar a 208V. Con una regulación de 0,9%. El conductor de neutro tendrá el mismo calibre de los conductores de fase.

En este tramo la corriente de dimensionamiento es de 69,4 [A]. Se decide utilizar de forma inicial el conductor #4 AWG tipo TW en cobre con sección transversal de

21,14 [mm²], porque según la tabla 3.16 de la NTC2050, tiene una capacidad de corriente permisible de 70 [A] para no más de 3 conductores portadores de energía en canalización.

Ahora, tal como se menciona el literal c) de la nota 10 de las tablas 3-16 a 3-19, una instalación trifásica tetrafilar con armónicos presentes, debe considerar al neutro como conductor portador de corriente, por tanto se debe aplicar lo expuesto en la nota 8 del mismo apartado, donde se indica que debe ajustarse la capacidad amperemétrica de los conductores por un factor de 80% cuando vayan por una misma canalización de 4 a 6 conductores portadores de corriente. Aplicando dicho factor, la capacidad amperemétrica del #4, sería ahora de 56 [A].

El conductor ahora preseleccionado será el #2AWG tipo TW, que tiene una capacidad de corriente inicial de 95 [A], según la tabla 3.16. Realizando el ajuste requerido por número de conductores por la canalización, la capacidad de corriente ajustada es de 76 [A].

El K_G característico para la conexión calculado es de 77,9.

$$K_G = \frac{\delta\% * V}{\sqrt{3} * I * l * 10^{-3}} = \frac{0,9 * 208}{\sqrt{3} * 55,51 * 25 * 10^{-3}} = 77,9$$

Según lo indicado en la tabla 3.13 del presente capítulo, el conductor #2AWG tipo TW cumple con el requerimiento del tramo, ya que su K_G (59,3) es menor al requerido. La regulación del tramo es 0,69%. La tabla 5 presenta las características del conductor.

$$\delta\% = \frac{K_G * \sqrt{3} * I * l * (10^{-3})}{V} = \frac{59,3 * \sqrt{3} * 55,51 * 25 * 10^{-3}}{208} = 0,69\%$$

Tabla 5. Características técnicas del conductor TW #2AWG. Tomado de [ELECON]

Cableado	Calibre	Diámetro [mm]	Peso [kg/km]	Capacidad de corriente [A]
7 hilos	#2AWG	10,60	374	95

ANEXO 4.

Cálculo de ductos para el subsistema fotovoltaico conectado a la red

Tramo 1: Seguidor – Tablero DC. Cada seguidor alberga dos bloques de paneles fotovoltaicos, razón por la cual debe tenderse tubería que albergue los 4 conductores (2 positivos y 2 negativos) de los bloques, los conductores negativos son los mismos conductores de puesta a tierra. Esta canalización deberá ser galvanizada porque irá por el sustrato del techo verde, sin embargo, puede darse el caso de que reciba radiación solar.

El diámetro del conductor positivo y negativo es 3,98 [mm] (SIS #12AWG). El diámetro del ducto debe ser mayor a 13 [mm].

$$d_t \geq 1,58 * \sqrt{(4 * 3,98^2)} = 12,57 \text{ [mm]}$$

El ducto preliminarmente seleccionado es un tubo metálico rígido con sección comercial en pulgadas de ½. La pertinencia del tubo identificado se hace a partir de la tabla C8 de la NTC2050, la cual indica el número de conductores permitidos por canalización metálica en función del diámetro del conductor.

Debido a que dicha tabla no contempla conductores SIS, se procede a realizar el análisis considerando conductores con características similares recubrimiento y diámetro. Los conductores SIS son resistentes al retardantes a la llama al igual que los TW y THW, según la tabla 310-13 de la NTC2050. El cable #12AWG TW (3,95mm) tiene un diámetro externo cercano al #12AWG SIS (3,98mm).

Según la tabla C8, el ducto seleccionado puede soportar hasta 7 conductores #12 AWG tipo SIS. Por tanto, se mantiene la decisión sobre el tubo propuesto, desde cada seguidor se tenderá un **tubo metálico de ½**.

Tramo 2: Tablero DC – Inversor. Esta canalización será en PVC y albergará un conductor positivo, un conductor negativo.

El diámetro para el conductor positivo y negativo es 7,13 [mm] (SIS #6AWG), siendo también el conductor negativo el conductor de puesta a tierra. El diámetro del ducto deberá ser superior a 16 [mm].

$$d_t \geq 1,58 * \sqrt{(2 * 7,13^2)} = 15,93 \text{ [mm]}$$

El ducto preliminarmente seleccionado es un tubo PVC con sección comercial en pulgadas de 1,0. La pertinencia del tubo identificado se hace a partir de la tabla C9 de la NTC2050, la cual indica el número de conductores permitidos por canalización PVC en función del diámetro del conductor.

Debido a que dicha tabla no contempla conductores SIS, se procede a realizar el análisis considerando conductores con características similares recubrimiento y diámetro. Los conductores SIS son retardantes a la llama al igual que los TW y THW, según la tabla 310-13 de la NTC2050. El cable #6AWG TW (7,85mm) tiene un diámetro externo cercano al #6AWG SIS (7,13mm).

Según la tabla C9, el ducto seleccionado puede soportar hasta 3 conductores #6 AWG tipo SIS. Por tanto, se mantiene la decisión sobre el tubo propuesto, se tenderá un **tubo PVC de 1,0 pulgada.**

Tramo 3: Inversor - Transformador de aislamiento. Esta canalización será en PVC y albergará tres conductores de fase.

El diámetro para los conductores de fase es 10,60[mm] (TW #2AWG). El diámetro del ducto deberá ser superior a 29 [mm].

$$d_t \geq 1,58 * \sqrt{(3 * 10,60^2)} = 29 \text{ [mm]}$$

El ducto preliminarmente seleccionado es un tubo PV con sección comercial en pulgadas de 1^{1/4}. La pertinencia del tubo identificado se hace a partir de la tabla

C9 de la NTC2050, la cual indica el número de conductores permitidos por canalización PVC en función del diámetro del conductor.

Según la tabla C9, el ducto seleccionado puede soportar hasta 3 conductores #2 AWG tipo TW. Por tanto, se mantiene la decisión sobre el tubo propuesto, se tendrá un **ducto PVC de 1^{1/4} pulgadas**, el cual tiene capacidad de albergar hasta 3 conductores #2 AWG tipo TW.

Tramo 4: Transformador de aislamiento –Tablero AC. Esta canalización será en PVC y albergará cinco conductores: tres de fase, uno para el neutro y otro más para la PAT.

El diámetro para los conductores de fase es 10,60[mm] (TW #2AWG), para el conductor de neutro es 10,60[mm] (TW#2AWG) y para el conductor de PAT es de 3,70[mm] (#8AWG en cobre desnudo). El diámetro del ducto deberá ser superior a 34 [mm].

$$d_t \geq 1,58 * \sqrt{(4 * 10,60^2) + (3,7^2)} = 34 \text{ [mm]}$$

El ducto preliminarmente seleccionado es un tubo PV con sección comercial en pulgadas de 1½. La pertinencia del tubo identificado se hace a partir de la tabla C9 de la NTC2050, la cual indica el número de conductores permitidos por canalización PVC en función del diámetro del conductor.

Según la tabla C9, el ducto seleccionado puede soportar hasta 3 conductores #2 AWG tipo TW. Por tanto, se procede a aumentar el diámetro y se selecciona un **ducto PVC de 2 pulgadas**, el cual tiene capacidad de albergar hasta 8 conductores #2 AWG tipo TW.

Cálculo del ducto para el PAT de equipos y conexión entre barrajes:

Tramo 5: Paneles y Seguidores. Cada uno de los marcos de paneles y seguidores serán conectados al barraje del PAT por medio de un conductor por cada elemento, con sección superior o igual al del conductor del PAT de estos elementos, siendo este (#10 AWG) tipo TWH.

El diámetro del conductor es 2,93 [mm] (THW #10AWG). El diámetro del ducto debe ser mayor a 7 [mm].

$$d_t \geq 1,58 * \sqrt{(2 * 2,93^2)} = 6,55 \text{ [mm]}$$

El ducto preliminarmente seleccionado es un tubo metálico rígido con sección comercial en pulgadas de ½. La pertinencia del tubo identificado se hace a partir de la tabla C8 de la NTC2050, la cual indica el número de conductores permitidos por canalización metálica en función del diámetro del conductor.

Según la tabla C8, el ducto seleccionado puede soportar hasta 5 conductores #10 AWG tipo THW. Por tanto, se mantiene la decisión sobre el tubo propuesto, desde cada seguidor se tenderá un **tubo metálico de ½**.

Tramo 6: Barrajes de DC y AC. Cada uno de los barrajes de DC (barraje negativo y barraje para equipos sensibles) y barraje AC (equipos sensibles), serán conectados al barraje del PAT por medio de un conductor conducido por ducto con sección superior o igual al del conductor del PAT de estos elementos, siendo este para DC y AC (#6 AWG) tipo TWH.

Para la parte de DC se realizará el tendido para los dos conductores, donde uno de ellos pertenece al barraje negativo del sistema y el otro el barraje de equipos sensibles. El diámetro del conductor es 4,66 [mm] (THW #6AWG). El diámetro del ducto debe ser mayor a 11 [mm].

$$d_t \geq 1,58 * \sqrt{(2 * 4,66^2)} = 10,41 \text{ [mm]}$$

El ducto preliminarmente seleccionado es un tubo PVC con sección comercial en pulgada de 1. La pertinencia del tubo identificado se hace a partir de la tabla C9 de

la NTC2050, la cual indica el número de conductores permitidos por canalización PVC en función del diámetro del conductor.

Por tanto, se mantiene la decisión sobre el tubo propuesto, se tendrá un **ducto PVC de 1 pulgada**, el cual tiene capacidad de albergar hasta 3 conductores #6 AWG tipo THW.

Para la parte de AC se realizará el tendido por ducto para el conductor que conectará el barraje de equipos sensibles al barraje general. El diámetro del conductor es 4,66 [mm] (THW #6AWG). El diámetro del ducto debe ser mayor a 8 [mm].

$$d_t \geq 1,58 * \sqrt{(4,66^2)} = 7,36 \text{ [mm]}$$

El ducto preliminarmente seleccionado es un tubo PVC con sección comercial en pulgada de ½. La pertinencia del tubo identificado se hace a partir de la tabla C9 de la NTC2050, la cual indica el número de conductores permitidos por canalización PVC en función del diámetro del conductor.

Por tanto, se mantiene la decisión sobre el tubo propuesto, se tendrá un **ducto PVC de ½ pulgada**, el cual tiene capacidad de albergar hasta 1 conductor #6 AWG tipo THW.

Tramo 7: Conductores de los varistores AC a tierra. Cada uno de los varistores serán conectados al barraje del PAT por medio de un conductor conducido por ducto con sección superior o igual al del conductor del PAT de estos elementos, siendo este (#8 AWG) tipo TWH.

Se realizará el tendido para los tres conductores existentes por cada varistor. El diámetro del conductor es 3,7 [mm] (THW #8AWG). El diámetro del ducto debe ser mayor a 11 [mm].

$$d_t \geq 1,58 * \sqrt{(3 * 3,7^2)} = 10,12 \text{ [mm]}$$

El ducto preliminarmente seleccionado es un tubo PVC con sección comercial en pulgada de $\frac{3}{4}$. La pertinencia del tubo identificado se hace a partir de la tabla C9 de la NTC2050, la cual indica el número de conductores permitidos por canalización PVC en función del diámetro del conductor.

Por tanto, se mantiene la decisión sobre el tubo propuesto, se tendrá un **ducto PVC de $\frac{3}{4}$ de pulgada**, el cual tiene capacidad de albergar hasta 3 conductores #8 AWG tipo THW.

ANEXO 5.

Cálculo y selección de protecciones para el subsistema fotovoltaico conectado a la red

Para la parte DC

El literal 690-9d) NTC2050, especifica que los dispositivos de protección contra sobrecorriente, fusibles o interruptores automáticos, que se utilicen en cualquier parte DC de un sistema de energía fotovoltaico, deben estar certificados para usarlos en circuitos de corriente continua y tener los valores adecuados de tensión, corriente y capacidad nominal de interrupción.

Protección contra flujo inverso de corriente. Dado que los paneles fotovoltaicos están compuestos de material semiconductor pueden bajo ciertas condiciones convertirse en una carga que consumiría energía, principalmente cuando la radiación solar es muy baja o cuando en situación de cielo parcialmente nublado donde haya zonas del sistema que reciban menos radiación solar otras.

Con el fin de prevenir estas pérdidas debidas a contra flujos de corriente, se requiere instalar diodos de bloqueo conectados en serie en cada rama o bloque, buscando aumentar la protección contra posibles corrientes de falla que puedan afectar los paneles fotovoltaicos. Se colocarán solamente en el conductor positivo, debido a que el conductor negativo es el de puesta a tierra del sistema DC.

Estos diodos deben estar en capacidad de soportar la corriente de protección de los paneles cuya magnitud es de 17,15 [A]. La tabla 1 presenta las principales características técnicas de dispositivo seleccionado.

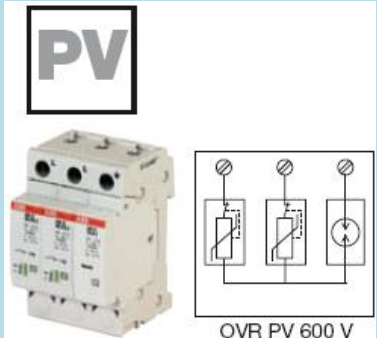
Tabla 1. Características técnicas del diodo seleccionado. Tomado de [BDBATTERIES].

	Tipo de protección	Dispositivo a usarse
	Tensión	600 V
	Corriente directa máxima I_f	85 A
	Corriente máxima de sobretensiones	1500 A
	Máxima caída de tensión ($I_f=200A$)	1,5 V
	Máxima corriente inversa	2 mA

Protección contra sobretensiones. El dispositivo capaz de limitar sobretensiones transitorias y regular los flujos de corriente originados por rayos y maniobras en el sistema; son conocidos como limitadores de sobretensión o varistores, los cuales deben ser capaces de soportar la tensión de circuito abierto del generador fotovoltaico, la cual en este caso de 531[V].

El elemento seleccionado es de la empresa ABB tipo OVR PV 40 600 P TS. La tabla 2 presenta las características técnicas del elemento seleccionado, se ubicara un varistor a la salida de cada grupo de paneles, en total serán 4 y se ubicarán en el tablero DC No.1 de la azotea y uno a la entrada del inversor ubicado en el tablero DC No.2, esto se hace necesario ya que la distancia es considerable.

Tabla 2. Características técnicas del limitador de sobretensión DC. Tomado de [ABB, 2010].

	Parámetro	Valor
	Tensión nominal	600 V
	Tensión máxima de operación continua	700 V
	Número de polos	3
	Corriente impulsional (10/350)	40 kA
	Corriente de seguimiento I_f	20 kA
	Nivel de protección U_p	2,8/1,4 kV
	Peso	0,27 kg
	Indicación remota (TS): Esta función, que se consigue por medio de la conexión por cable de un conector libre de potencial de 3 puntos y 1A, permite comprobar el estado de funcionamiento del protector contra sobretensiones de forma remota (desde las instalaciones de mantenimiento). La onda 10/350 , es la forma de onda de corriente que fluye a través de equipos cuando éstos están bajo los efectos de una sobretensión producida por la descarga directa de un rayo.	

Protección contra sobrecorrientes. Según el Art. 690-9 NTC2050, se deben proteger los circuitos de fuentes fotovoltaicas, de salida fotovoltaica, de unidades de acondicionamiento de energía y de conductores de baterías y equipos contra sobre corriente según establece la Sección 240.

Según el Art. 690-8, la capacidad amperlmétrica de los dispositivos de protección contra sobrecorrientes no debe ser al menor de 125% de conformidad a lo expuesto en la tabla 3. Los valores nominales se tomaron de la tabla 3.3 y el numeral 3.3.2 de este capítulo.

Tabla 3. Cálculo de corriente según el literal 690-8b) NTC2050.

Circuito o punto	Corriente a considerar		Corriente para dimensionamiento (I_{prot})	
Salida del tablero DC	Suma de las corrientes nominales de cortocircuito de los bloques conectados en paralelo	$I_{sc_{nom}}=60,0 \text{ [A]}$	$60,0*1,25=$	75,0 [A]
Bloque fotovoltaico	Corriente nominal de cortocircuito	$I_{sc_{nom}}=15,0 \text{ [A]}$	$15,0*1,25=$	18,75 [A]

Conforme a lo indicado en la Art. 690-1, se establece que la protección de sobrecorriente de los bloques de paneles fotovoltaicos se realizará a partir de fusibles y para el sistema en general (tablero DC) con interruptores automáticos.

Fusibles. Los fusibles permitirán aislar eficazmente cada bloque de paneles en caso de corto circuito, al igual que la protección de los conductores en DC de la instalación. Se encontrará ubicado en el tablero DC del sistema. Este elemento debe conducir de forma continua la corriente nominal del conjunto de paneles y trabajar a una tensión mayor al valor nominal del bloque. Su valor de corriente nominal debe estar por debajo de la corriente de protección I_{prot} (18,75A) para que actúe eficazmente. De acuerdo con estas especificaciones, se selecciona un fusible OEZ serie PF10 especial para aplicaciones fotovoltaicas con un porta-

fusibles OPF10, se ubicará un diodo de bloque por cada terminal positivo de los grupos de paneles y estarán conectados en el tablero de DC de la azotea. Estos se muestran en tabla 4.

Tabla 4. Características técnicas del fusible PF1018AgR. Tomado de [OEZ, 2010].

		Parámetro	Valor
		Corriente nominal	16 [A]
		Potencia disipada	3,18 [W]
		I^2t Total	501 [A ² s]
		Peso	0,01 [kg]
		Tensión de Uso	900 [V]
		Constante de tiempo (L/R) τ	3 [ms]
		Poder de Corte (RMS) I_1	30 [kA]

Interruptor automático. Se usará como dispositivo de protección para sobre-corriente un interruptor automático termomagnético en la salida del barraje de DC cuya función es la de proteger contra sobrecargas, cortocircuitos, control y seccionamiento el sistema fotovoltaico [35]. Se ubicará uno en el tablero DC No. 1 y otro en el tablero DC No.2 del cuarto de control del Laboratorio URE-ER, ambos tendrán las mismas características técnicas.

La corriente de protección para la selección del interruptor automático es 75 [A]. Debe operar a una tensión de 531 [A]. Considerando lo anterior, se selecciona el interruptor automático magneto-térmico S802PV-S80 de ABB tipo *Photovoltaic String Protection*. Sus características técnicas más relevantes se muestran en la tabla 5.

Tabla 5. Características técnicas del interruptor automático S802PV-S80. Tomado de [ABB, 2010].

Parámetro	Valor
Intensidad térmica I_{th}	80 [A]
Tensión de aislamiento	1 500 [V]
Tensión de impulso de transformador	8 [kV]
Tensión nominal	800 [V]
N° de polos	2
Límite de cortocircuito I_{cu}	5 [kA]
Temperatura ambiente de operación	-25°C / 60°C

Interruptor general. Se deja un interruptor general tanto manual como automático a la salida del barraje de 531 VDC. Esta decisión se toma teniendo en cuenta que el interruptor automático debe funcionar cuando ocurra una falla inesperada, mientras que el interruptor manual permite tener mando en caso de emergencia se accionará siempre que se requiera mantenimiento u otro tipo de revisiones que no tengan que ver con fallos en el sistema.

Se selecciona un interruptor automático de seccionamiento manual. Tendrá las mismas características físicas del interruptor automático del sistema, solo que con mayor capacidad amperimétrica. Se ubicarán dos de éstos, uno en el tablero DC No. 1(azotea) y otro en el tablero DC No. 2 cuarto de control del Laboratorio URE-ER.

El dispositivo seleccionado es de marca ABB y de tipo *Photovoltacis DC Main Swicth*, cuya modelo con corriente nominal superior al interruptor automático seleccionado es el S802PV-M125, de 125 [A]. Sus características técnicas se presentan en la tabla 6.

Tabla 6. Características técnicas del interruptor automático S802PV-M125. Tomado de [ABB, 2010].

Parámetro	Valor
Intensidad térmica I_{th}	125 [A]
Tensión de aislamiento	1 500 [V]
Tensión de impulso de transformador	8 [kV]
Tensión nominal	800 [V]
N° de polos	2
Límite de cortocircuito I_{cu}	0,5 [kA]
Temperatura ambiente de operación	-25°C / 60°C



Cálculo y selección de protecciones

Para la parte AC

Según el numeral 690-8b) 3), la capacidad ampíremétrica de los dispositivos de protección contra sobrecorrientes en la parte AC del sistema no debe ser al menor de 125% de la corriente nominal de salida del inversor o de la unidad de acondicionamiento de energía. Siendo la corriente nominal del inversor 55,5 (A), la corriente de dimensionamiento de las protecciones será 69,4 (A).

A continuación se presenta el proceso de selección de protecciones contra sobretensiones y sobrecorriente.

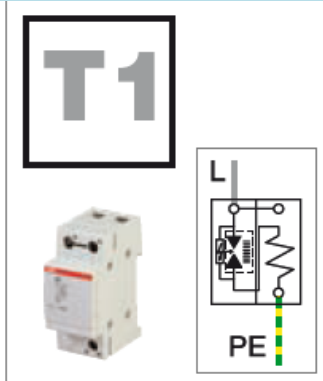
Protección contra sobretensiones. Cumpliendo con el mismo propósito de protección contra sobretensiones transitorias, el dispositivo que se usará en alterna es del tipo 1. Debe ser capaz de soportar la tensión de circuito abierto de la red AC (208 V).

Los varistores tipo 1 están diseñados para reducir la energía provocada por una sobretensión comparable a la producida por una descarga directa de rayo. Se

ubicará uno por cada fase de tensión de la salida del inversor al tablero general AC del segundo piso del edificio, en total serán tres varistores.

El dispositivo seleccionado es de marca ABB modelo OVR-T1-25-255. Sus características técnicas se presentan en la tabla 7.

Tabla 7. Características técnicas del limitador de sobretensión AC. Tomado de [ABB, 2010].

	Parámetro	Valor
	Tensión nominal	230 [V]
	Tensión máxima de operación continua	255 [V]
	Número de polos	1
	Corriente impulsional (10/350)	25 [kA]
	Corriente de seguimiento I_f	50 [kA]
	Nivel de protección U_p	2,5 [kV]
	Peso	0,25 [kg]
	La onda 10/350 , es la forma de onda de corriente que fluye a través de equipos cuando éstos están bajo los efectos de una sobretensión producida por la descarga directa de un rayo.	

Protección contra sobrecorrientes. Se usará un interruptor automático termomagnético para brindar protección contra sobrecargas y cortocircuitos al inversor, este dispositivo se ubicara en el tablero de AC del cuarto de control. El dimensionamiento se realiza con base en la tensión de servicio, 208(V), y la corriente de dimensionamiento de la protección, 69,4(A).

Teniendo en cuenta estas especificaciones se selecciona el interruptor magneto-térmico ETIMAT de 80(A). La tabla 8 presenta las características del interruptor.

Tabla 8. Características técnicas del interruptor automático ETIMAT-80A-208V. Tomado de [ETIMAT, 2010].

	Parámetro		Valor
	Corriente nominal		80 [A]
	Tensión de operación		230 [V]
	Número de polos		3P+N
	Sección de conductor		Hasta 50 [mm ²]
	Poder de corte asignado		10 kA
	Frecuencia		60 [Hz]
	Peso	0,76 [kg]	
	Comportamiento		Curvas C y D
	Montaje		Sobre carril

Interruptor general. Se instalará un interruptor seccionador AC aguas abajo del transformador de aislamiento con el fin de permitir un medio de desconexión total respecto a la red, este dispositivo debe ubicarse en el tablero general de AC del segundo piso. Se selecciona de conformidad a la corriente en sitio, 69,4(A).

Se selecciona un interruptor seccionador Merlin Gerin tipo INS80-AC23. La tabla 9 muestra las características del dispositivo en mención.

Tabla 9. Características técnicas del interruptor automático INS80-AC23. Tomado de [Merlin Gerin, 2010]

	Parámetro		Valor
	Corriente nominal I _{th} a 60°C		80 [A]
	Tensión de aislamiento		690 [V]
	Número de polos		3P+N
	Tensión de impulso		8 [kV]
	Tensión de uso		500 [V]
	Frecuencia		60 [Hz]
	Peso		0,9 [kg]

Protección del transformador de aislamiento. El transformador de aislamiento debe protegerse contra sobrecorriente según sección 690-9 b) de la NTC2050, tanto del lado del inversor como del lado del tablero. Además debe cumplirse

especificado en la sección 450-3 y 450-3 b) para transformadores nominales de menos de 600V nominales.

Dado que la relación de transformación es 1:1, las corrientes nominales son iguales y por tanto las protecciones de cada lado serán iguales. Corriente en el lado Delta y estrella del transformador (estas corrientes son iguales dado que la relación de transformación es 1:1), por tanto las protecciones para cada lado primario y secundario tendrán la misma capacidad nominal:

$$I_{línea} = \frac{S_{3\phi}}{\sqrt{3} * V_{línea}} = \frac{20000}{\sqrt{3} * 208} = 55,51 [A]$$

Para el primario del transformador debe ubicarse un dispositivo de protección contra sobrecorriente individual y la capacidad nominal no debe exceder el 125% de la corriente del lado primario:

$$I_{protección} = I_{línea} * 1,25 = 55,51 * 1,25 = 69,39[A]$$

De acuerdo con esta corriente se selecciona el interruptor automático termomagnético ETIMAT con las siguientes especificaciones:

Tabla 10. Especificaciones técnicas suministradas por el fabricante [ETIMAT, 2010]

Tpo	ETIMAT
Características técnicas	
No. de polos	3P+ N
Poder de corte asignado	10 kA
Curva	C
Corriente asignada nominal	63 A
Frecuencia asignada	60 Hz
Tensión asignada	230; 400Vac
Sección del conductor	Hasta 25 mm ²

Se selecciona un interruptor de capacidad nominal dado que la NTC2050 establece ésta no debe exceder el 125% del lado primario. Este interruptor se debe usar para proteger tanto al primario como al secundario. Este dispositivo debe ubicarse en el tablero de AC del cuarto de control.

Protección contra contactos directos e indirectos entre conductores

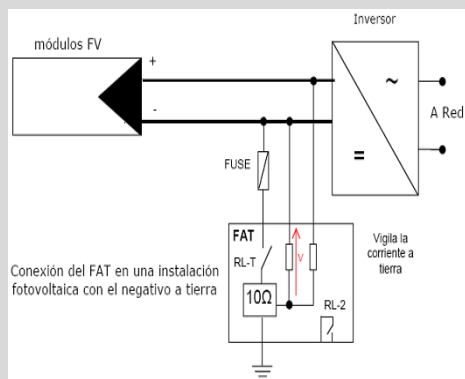
Para proteger contra este tipo de contactos es necesario el uso de un dispositivo electrónico, capaz de vigilar continuamente algún fallo involuntario a tierra, ya que, si existe una falla a tierra en algún elemento o punto de la instalación, se provocaría una elevación de tensión en el electrodo por donde circula la corriente de falla, y al mismo tiempo se produce un gradiente de potencial en el terreno, que puede ser peligroso y puede llegar a afectar la salud e integridad física del personal de la instalación o de mantenimiento que este circulando por la misma.

De acuerdo a los requerimientos anteriores, se seleccionó el equipo FAT de la empresa PROAT; diseñado para instalaciones fotovoltaicas en el que se conecta a tierra uno de los polos, debido a condiciones recomendadas por el fabricante de paneles solares (problemas de polarización de los paneles de capa fina). Este equipo mide la corriente a tierra y cuando ésta alcanza un cierto nivel actúa desconectando la unión a tierra. De esta forma si alguna persona toca accidentalmente el polo no conectado a tierra, se abre el circuito.

La versión /D permite detectar si el fusible está fundido y si existe otra derivación a tierra, en el polo que se refiere a tierra.

La tabla 11 muestra las características del dispositivo en mención y éste se ubicará en el tablero de DC No.1 de la azotea.

Tabla 11. Características técnicas del vigilante de aislamiento FAT. Tomado de [PROAT, 2010]



Parámetro	Valor
Margen de tensión	450-650[V]
Tensión nominal de vigilancia	24 [V]
Tensión auxiliar	230 [Vca] ± 20%.
Consumo en reposo	0,5 [W]
Consumo en falla	<2 [W]
Nivel de actuación	200 [ms]
Tiempo reenganche	5 [min]
Intensidad máxima de defecto	10 [A]
Impedancia a tierra	10 [Ω]

ANEXO 6.

Caracterización de tableros eléctricos

Para la conexión de los dispositivos se proponen 4 tableros DC distribuidos de la siguiente manera:

- **Tablero DC No.1:** ubicado en la azotea
- **Tablero DC No.2:** Ubicado en el cuarto de control del segundo piso
- **Tablero DC No.3:** ubicado en el segundo piso y corresponde a los circuitos ramales de la micro-red 1
- **Tablero DC No.4:** ubicado en el segundo piso y corresponde a los circuitos ramales de la micro-red 2

Y un tablero AC ubicado en el cuarto de control del segundo piso. Además que se realizarán conexiones al tablero AC general del segundo piso del edificio.

Tabla 1.Ubicación de dispositivos en cada tablero

UBICACIÓN TABLERO	TRAMO		MICRO RED	PROTECCIONES
	INICIO	FIN		
No.1	Paneles	Tablero DC (azotea)	1 y 2	5 Varistor (COEVAGI tipo OVR PV 40 250) 5 Fusible (PV-OEZ-10A) 10A 5 Interruptor automático (ABB-s280 UC-Z) 10 A 5 Diodo de bloqueo (BDBATTERIES) 1 Vigilador de aislamiento (FAT PROAT)
	Sistema fotovoltaico	Tablero DC (azotea)	SFCR	Varistor(ABB OVR PV 40 600 P TS) 4 Fusibles(PF-OEZ-10-18AgR)16 A 4 Diodos de bloqueo (BDBATTERIES, 600 V) 4 Vigilador de aislamiento (FAT PROAT) 1 Interruptor automático(ABB S802PV-S80)80A 1 Interruptor manual (S802PV-M125)125A

No.2	Tablero DC	Controlador convertidor MPPT	1 y 2	1 1	Interrupor automático (ABB-281 UC-Z) 50 A Varistor (COEVAGI tipo OVR PV 40 600 P TS)
	Controlador convertidor MPPT	Unidad NPS-1000	1 y 2	2 1	Interrupor automático (ABB-S280 UC-B) 25 A Medidor DC
	Controlador convertidor MPPT	Banco de inversores monofásicos	1 y 2	3	Interrupor automático (ABB-S280 UC-Z) 20 A
	Unidad NPS-1000	Banco de Baterías	1 y 2	2 2	Interrupor automático (ABB-S280 UC-B) 25A Fusible (PV-OEZ-25A) 25A
	Unidad NPS-1000	Reductor DC	1 y 2	2 2	Interrupor automático (ABB-S280 UC-K) 63 ^a Medidores DC
	Sistema fotovoltaico	Tablero DC (2do. piso)	SFCR	1 1 1 1	Interrupor automático(ABB S802PV-S80)80A Interrupor manual (S802PV-M125)125A Varistor(ABB OVR PV 40 600 P TS) Medidor DC
No.3	Reductor	Cargas DC	1	1 2 2	Interrupor automático (ABB-S280 UC-K) 63A Interrupor automático (ABB-S280 UC-Z) 40A Fusible (OEZ PV10 32A) 40A
No.4	Reductor	Cargas DC	2	1 2 2	Interrupor automático (ABB-S288 UC-K) 63A Interrupor automático (ABB-S280 UC-B) 25A Fusible (OEZ PV10 25A) 25A
AC cuarto de control	Banco de inversores monofásicos	Transformador de aislamiento	1y 2	3	Interrupor automático S280 UC-Z 25
	Inversor SFCR	Transformador de aislamiento	SFCR	1	Interrupor automático (ETIMAT-80A-208V) tripolar
	Transformador de aislamiento		SFCR	1	Interrupor automático (ETIMAT) tripolar
AC general del 2do. piso	Transformador de aislamiento	Tablero AC	1 y 2	3 2	Interrupor automático S280 UC-Z 16 Medidores AC

	Dispositivos NPS-1000	Tablero AC	1 y 2	2 Interruptor automático S280 UC-Z 16 de dos polos 3 Varistores 2 Medidores AC
	Transformador de aislamiento SFCR	Tablero AC	SFCR	3 Varistor (ABB OVR-T1-25-255) 1 Interruptor manual (Merlin Gerin INS80-AC23) tripolar 1 Medidor AC
	Inversor SFCR	Transformador de aislamiento	SFCR	1 interruptor automático(ETIMAT-80A-208V)

En redes de distribución, los tableros son diseñados para albergar barras colectoras, conductores, dispositivos de protección, interruptores para accionamiento de circuitos de alumbrado, calefacción o fuerza, elementos de conexión y usualmente instrumentos.

Es muy común confundir dos términos muy usados en distribución, los cuadros de distribución y paneles de distribución ante tal situación la NTC 2050 los define;

Cuadro de distribución (Switchboard): un panel sencillo, bastidor o conjunto de paneles, de tamaño grande, en los que se montan, por delante o por detrás o por los dos lados, interruptores, dispositivos de protección contra sobrecorriente, elementos de conexión y usualmente instrumentos. Los cuadros de distribución son accesibles generalmente por delante y por detrás y no necesariamente están destinados para instalarse dentro de armarios.

Panel de distribución (Panelboard): un solo panel o grupo de paneles diseñados para ensamblarse en forma de un solo panel, que incluye elementos de conexión, dispositivos automáticos de protección contra sobrecorriente y puede estar equipado con interruptores para accionamiento de circuitos de alumbrado,

calefacción o fuerza; está diseñado para ser instalado en un armario o caja colocado en o sobre una pared o tabique y es accesible solo por su frente.

En cumplimiento con la norma NTC 2050; la sección a tener en cuenta para un tablero de distribución, es la 384.

Para ambos tipos de tableros, según Art. 384-3, literal a) los soportes e instalación de las barras colectoras y los conductores, deben estar instalados de manera que no queden expuestos a daños físicos y estén bien sujetos. En todos los cuadros de distribución de acometida se deben instalar barreras que aíslen las barras colectoras y los terminales de la acometida del resto del cuadro de distribución. Además la disposición de los conductores y las barras colectoras debe ser tal que evite el sobrecalentamiento debido a efectos inductivos como lo dice el literal b) del mismo artículo.

Sin embargo, el uso como equipo de acometida, el literal c) del mismo artículo, dice que cada cuadro de distribución o cada panel de distribución que se utilice como equipo de acometida, debe tener un puente de conexión equipotencial o equivalente, situado dentro del panel de distribución o en una de las secciones del cuadro de distribución para conectar el conductor puesto a tierra de la acometida, por el lado del suministro, con el marco del cuadro de distribución o del panel de distribución. Todas las secciones de los cuadros de distribución se deben conectar equipotencialmente mediante un conductor de puesta a tierra; que en el caso del sistema en continua no será necesario el puente de conexión equipotencial en los cuadros de distribución y paneles de distribución utilizados como acometida, debido a que el conductor negativo, es el mismo conductor de puesta a tierra.

En el mismo artículo, el literal f) aclara que para la distribución de las fases en las instalaciones trifásicas debe ser A, B y C desde el frente hacia atrás, de arriba a abajo o de izquierda a derecha vistas desde la parte delantera del cuadro o panel de distribución. En las instalaciones trifásicas tetrafilares conectadas en

delta, la fase B debe ser la que tenga mayor tensión a tierra. Si se hacen adiciones a instalaciones ya existentes, se permiten otras distribuciones siempre que se marquen adecuadamente.

Además de las disposiciones generales de los dos tipos de tableros, el Art. 384-4, la instalación de los equipos deben estar situados en lugares especiales y protegidos contra daños de los que tratan los apartados a) y b):

a) EN INTERIORES. En instalaciones interiores, el lugar destinado debe incluir las siguientes zonas:

1) Anchura y profundidad. Se debe dedicar a la instalación eléctrica un espacio igual a la anchura y profundidad del equipo y con la menor de estas alturas: desde el piso hasta una altura de 7,6 m o hasta los elementos estructurales del techo. En esta zona no debe haber tuberías, ductos o equipos ajenos a la instalación eléctrica. No se considera elemento estructural del techo un techo colgante, suspendido o similar que no esté reforzado.

2) Espacio de trabajo. El espacio de trabajo debe incluir una zona como la descrita en el Artículo 110- 16.a). En esta zona no debe haber elementos arquitectónicos ni otros equipos. De acuerdo con esto el espacio alrededor de los equipos eléctricos (para 600 V nominales o menos), debe existir y se debe mantener un espacio de acceso y de trabajo suficiente que permita el funcionamiento y el mantenimiento fácil y seguro de dichos equipos.

a) Espacio de trabajo. Excepto si se exige o se permite otra cosa en este código, la medida del espacio de trabajo para equipos que funcionen a 600 V nominales o menos a tierra y que pueden requerir examen, ajuste, servicio o mantenimiento mientras están energizados, debe cumplir con:

b) Profundidad del espacio de trabajo: la profundidad del espacio de trabajo en la dirección del acceso hacia las partes energizadas no debe ser inferior a la indicada en la Tabla 110-16.a). Las distancias se deben medir desde las partes energizadas, si están expuestas, o desde el frente de el encerramiento o abertura,

si están encerrados. De acuerdo con ésta tabla, las condiciones de distancia libre mínima (en pies) de acuerdo con tensión nominal a tierra entre 151 y 600, las partes energizadas expuestas en ambos lados del espacio de trabajo (no protegidas) con el operador entre ambas, es de 4 pies.

c) Ancho del espacio de trabajo: el ancho del espacio de trabajo en el frente del equipo eléctrico, debe ser el ancho del equipo o 0,75 m, el que sea mayor. En todos los casos, el espacio de trabajo debe permitir abrir por lo menos a 90° las puertas o paneles abisagrados del equipo.

d) Altura del espacio de trabajo: el espacio de trabajo debe estar libre y extenderse desde el nivel del suelo o plataforma hasta la altura exigida por el literal e) del mismo artículo, el cual estipula que la altura hasta el techo debe tener una altura mínima hasta el techo de los espacios de trabajo alrededor de los equipos de acometida, cuadros de distribución, paneles de distribución o de los centros de control motores debe ser de 1,90 m. Cuando el equipo eléctrico tenga más de 1,90 m de altura, el espacio mínimo hasta el techo no debe ser inferior a la altura del equipo, además dentro de los requisitos de altura de este artículo, se debe permitir que otros equipos asociados a las instalaciones eléctricas se extiendan no más de 150 mm más allá del frente del equipo eléctrico.

b) EN EXTERIORES. Los equipos eléctricos en exteriores deben instalarse en encerramientos adecuados y estar protegidos contra el contacto accidental por personas no autorizadas, contra el tráfico de vehículos y contra las salpicaduras o fugas accidentales de sistemas de tuberías.

Los **cuadros de distribución** según Art. 384-5, que tengan partes expuestas energizadas deben estar ubicados en lugares permanentemente secos, donde estén vigilados por personal competente y sólo sean accesibles a personas calificadas. Los cuadros de distribución deben instalarse de modo que la probabilidad de daños por equipos o procesos se reduzca al mínimo. En caso de

que estén ubicados en lugares húmedos o mojados el Art. 384-6, deben cumplir lo establecido en el artículo 373-2a), el cual establece que los encerramientos montados en superficie a que hace referencia éste artículo deberán estar colocados o equipados de modo que se evite que el agua o la humedad entren y se acumulen dentro de la caja o armario y deben ir montados de modo que quede por lo menos 6,4 mm de espacio libre entre el encerramiento y la pared u otra superficie de soporte. Los armarios o cajas de corte instalados en lugares mojados, deben ser de tipo a prueba de intemperie.

El Art. 384-7, los cuadros de distribución se deben instalar de modo que la probabilidad de que transmitan el fuego a materiales combustibles adyacentes sea mínima. Cuando se instalen en un piso combustible, este se debe proteger adecuadamente.

Según el Art. 384-8, las distancias deben estar:

a) Hasta el techo. En los cuadros de distribución que no estén totalmente encerrados, se debe dejar un espacio desde la parte superior del cuadro de distribución hasta cualquier techo combustible no inferior a 900 mm, excepto si se instala una cubierta no combustible entre el cuadro de distribución y el techo.

b) Alrededor del cuadro de distribución. Las distancias alrededor de los cuadros de distribución deben cumplir lo establecido en el Artículo 110-16, como se menciono anteriormente.

El Art. 384-9, establece que el aislamiento de los conductores que se utilice dentro de un cuadro de distribución debe estar certificado, ser retardante de la llama y tener una tensión nominal no inferior a la que vaya a soportar y no inferior a la tensión aplicada a otros conductores o barras colectoras con las que pueda estar en contacto.

De acuerdo con el Art. 384-10, cuando en un cuadro de distribución, en un panel de distribución colocado sobre el piso o en otro encerramiento similar, entren por

debajo tubos u otras canalizaciones, se debe dejar espacio suficiente para permitir la instalación de los conductores en el encerramiento. Cuando los tubos o canalizaciones entren o salgan del encerramiento por debajo de las barras colectoras, de sus soportes o de otros obstáculos, el espacio para los cables no debe ser inferior al de la siguiente Tabla. Los tubos o canalizaciones, incluidos sus accesorios de terminación, no deben subir más de 75 mm sobre la parte inferior del encerramiento.

Tipo de conductor	Distancia
Barras colectoras aisladas sus soportes u otros obstáculos	203 mm
Barras colectoras no aisladas	254 mm

Los **paneles de distribución** según Art. 384-13, deben tener unos parámetros nominales no inferiores a los mínimos del alimentador según la carga calculada. Los paneles de distribución deben estar rotulados de forma duradera por el fabricante con su corriente y tensión nominales, el número de fases para los que están diseñados y el nombre del fabricante o marca comercial, de manera visible aún después de su instalación y sin que los rótulos estorben la distribución o alambrado interior. Todos los circuitos de un panel de distribución y sus modificaciones se deben identificar de manera legible en cuanto a su finalidad o uso, en un directorio situado en la puerta del panel o en su interior.

El Art. 384-14 el panel de distribución para circuito ramal de alumbrado y artefactos, es el que tiene más de un 10 % de sus dispositivos de protección contra sobrecorriente de 30 A nominales o menos, con conexiones para el neutro.

Según el Art. 384-15, el número de dispositivos de protección contra sobrecorriente en un panel de distribución, en un armario o caja de corte no se deben instalar más de 42 dispositivos de sobrecorriente (además de los del alimentador) para circuitos ramales de alumbrado y artefactos. Todos los paneles de distribución para circuitos ramales de alumbrado y artefactos deben estar dotados de medios físicos que eviten la instalación de más dispositivos de sobrecorriente que aquéllos para los que el panel de distribución está diseñado,

dimensionado y aprobado. A los fines de éste artículo, se considera que un interruptor automático de dos polos equivale a dos dispositivos de sobrecorriente y un interruptor automático de tres polos equivale a tres dispositivos de sobrecorriente.

En el Art. 384-16, literal a) el panel de distribución para circuito ramal de alumbrado y artefactos debe ser protegido individualmente en el lado del suministro por no más de dos interruptores automáticos o dos juegos de fusibles cuya capacidad de corriente combinada no sea superior a la del panel de distribución.

En el Art. 384-17, la instalación de paneles de distribución en lugares húmedos o mojados debe cumplir lo establecido en el mismo artículo 373-2.a), que los cuadros de distribución. Además el Art. 384-18, recomienda que los paneles de distribución se deben montar en armarios, cajas de corte o encerramientos diseñados para ese uso, y deben ser de frente muerto.

Según el Art. 384-19. La posición relativa de los fusibles e interruptores en los paneles de distribución, donde los fusibles de cualquier tipo se deben instalar en el lado de la carga de cualquier interruptor.

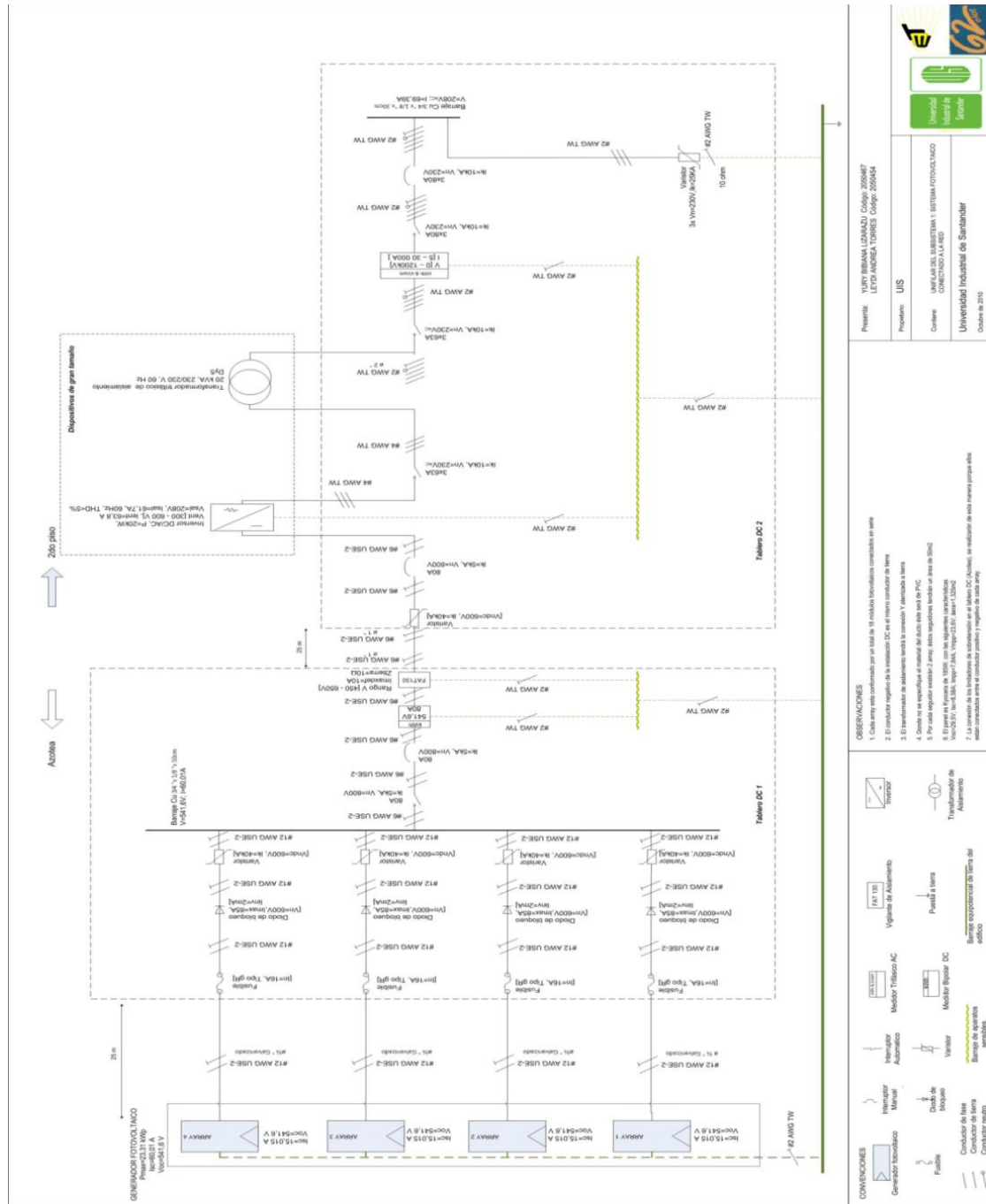
El Art. 384-20, establece que la puesta a tierra de los armarios y marcos de los paneles de distribución, si son metálicos, deben estar en contacto físico entre sí. Si se utiliza el panel de distribución con canalizaciones o cables no metálicos o si existen conductores de puesta a tierra independientes, se debe instalar dentro del armario una regleta terminal para esos conductores. La regleta se debe conectar equipotencialmente con el armario y el marco del panel de distribución, si son metálicos. Si no, se debe conectar al conductor de puesta a tierra que discurre junto con los conductores de suministro del panel de distribución.

Los conductores de puesta a tierra no se deben conectar a la regleta terminal instalada para los conductores puestos a tierra (o el neutro), excepto si está identificada para ese uso e instalada en un lugar en el que la interconexión entre

los conductores de puesta a tierra de los equipos y los conductores del circuito puestos a tierra esté permitida o exigida por la Sección 250.

De conformidad a la configuración establecida para el sistema, se ha identificado la necesidad de contar con dos cuadros de distribución uno para la parte DC y el otro para la parte AC.

Diagrama unifilar del subsistema fotovoltaico conectado a la red



ANEXO 8.

Análisis energético del sistema fotovoltaico conectado a la red

A continuación se presenta la metodología para la cuantificación de flujos correspondientes al análisis energético. Se realizan cálculos considerando los datos de radiación solar del año 2008, para el cual la radiación diaria promedio fue de $4\,980\text{ Wh/m}^2$.

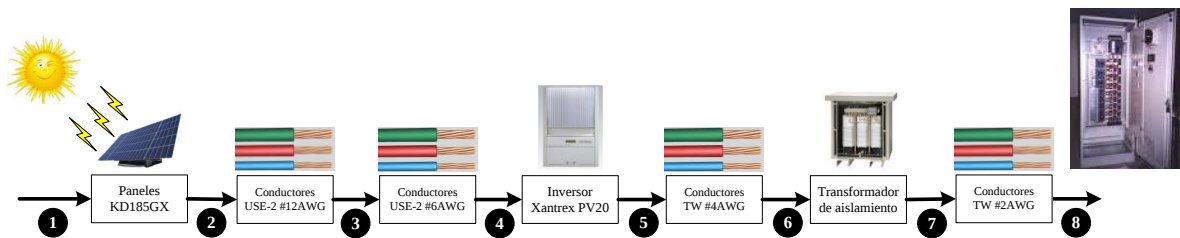


Fig A.1. Esquema del sistema diseñado.

Tabla A.1. Estructura del balance energético del sistema fotovoltaico conectado a la red.

COMPONENTE	E_{in} (kWh)	E_{out} (kWh)	η (%)	Pérdidas (kWh)
Paneles KD185GX	E1	E2	$E2 / E1 \cdot 100$	$E2 - E1$
Conductores USE-2 #12AWG	E2	E3	$E3 / E2 \cdot 100$	$E3 - E2$
Conductores USE-2 #6AWG	E3	E4	$E4 / E3 \cdot 100$	$E4 - E3$
Inversor Xantrex PV20	E4	E5	$E5 / E4 \cdot 100$	$E5 - E4$
Conductores TW #4AWG	E5	E6	$E6 / E5 \cdot 100$	$E6 - E5$
Transformador de aislamiento	E6	E7	$E7 / E6 \cdot 100$	$E7 - E6$
Conductores TW #2AWG	E7	E8	$E8 / E7 \cdot 100$	$E8 - E7$

Sistema	E1	E8	E8 / E1*100	E1 – E8
---------	----	----	-------------	---------

- **Calculando la energía del flujo 1 (E1)**

$$E_1 = A * Ghd * ndsa$$

Donde

A	Área expuesta del sistema fotovoltaico	95,4 [m ²]
Ghd	Radiación solar diaria (año 2008)	4 980 [Wh/m ²]
nda	Número días del año	365 [días]

$$E_1 = 95,4 * 4\,980 * 365 = 173\,408,58 \left[\frac{kWh}{año} \right]$$

- **Calculando la energía del flujo 2 (E2)**

$$E_2 = E_1 * \eta_{PANEL} * ASS * F_{temperatura}$$

η_{PANEL}	Eficiencia nominal panel fotovoltaico	13,9 %
ASS	Radiación solar diaria (año 2008)	1,17
$F_{temperatura}$	Factor de reducción por temperatura	95%

$$E_2 = 173\,408,58 * 0,139 * 1,17 * 0,95 = 26\,791,37 [kWh/año]$$

- **Calculando la energía del flujo 3 (E3)**

$$E_3 = E_2 - E_{ppcondDC\ 1}$$

Energía pérdida en los conductores del tramo

$$E_{ppcondDC\ 1} = N_{array} * P_{pcondDC\ 1} * nhsa$$

Pérdidas en los conductores del tramo

$$P_{pcondDC\ 1} = I_{DC1}^2 * R_{DC1}$$

Resistencia del conductor del tramo

$$R_{DC1} = r_{DC1} * 2 * l_{DC1}$$

Corriente eléctrica del tramo

$$I_{DC1} = \frac{Ghd * I_{DC1n} * Ass * F_{temperatura}}{1000 * hsd}$$

I_{DC1n}	Corriente nominal por el tramo 1 DC	7,84 [A]
hsd	Número de horas sol día	12 [horas]
r_{DC1}	Resistencia por unidad del tramo 1 DC	0,00531 [Ω/m]
l_{DC1}	Longitud del tramo 1 DC	25 [m]
N_{array}	Número de bloques del sistema fotovoltaico	4
$nhsa$	Número de horas Sol al año	4 380 [horas]

$$I_{DC1} = \frac{4\ 980 * 7,84 * 1,17 * 0,95}{1000 * 12} = 3,617 [A]$$

$$R_{DC1} = 0,00531 * 2 * 25 = 0,2655 [\Omega]$$

$$P_{pcondDC\ 1} = 3,617^2 * 0,2655 = 3,473 [W]$$

$$E_{ppcondDC\ 1} = 4 * 3,473 * 4\ 380 = 60,85 \text{ [kWh/año]}$$

$$E_3 = 26\ 791,37 - 60,85 = 26\ 730,52 \text{ [kWh/año]}$$

- **Calculando la energía del flujo 4 (E4)**

$$E_4 = E_3 - E_{ppcondDC\ 2}$$

Energía pérdida en los conductores del tramo

$$E_{ppcondDC\ 2} = P_{pcondDC\ 2} * nhsa$$

Pérdidas en los conductores del tramo

$$P_{pcondDC\ 2} = I_{DC2}^2 * R_{DC2}$$

Resistencia del conductor del tramo

$$R_{DC2} = r_{DC2} * 2 * l_{DC2}$$

Corriente eléctrica del tramo

$$I_{DC2} = N_{array} * I_{DC1}$$

r_{DC2}	Resistencia por unidad del tramo 2 DC	0,00132
		[Ω/m]

l_{DC2}	Longitud del tramo 2 DC	25 [m]
-----------	-------------------------	--------

$$I_{DC2} = 4 * 3,617 = 14,468 \text{ [A]}$$

$$R_{DC2} = 0,00132 * 2 * 25 = 0,066 \text{ [Ω]}$$

$$P_{pcondDC\ 2} = I_{DC2}^2 * R_{DC2} = 14,468^2 * 0,066 = 13,815 \text{ [W]}$$

$$E_{ppcondDC\ 2} = 13,815 * 4\ 380 = 60,510 \text{ [kWh/año]}$$

$$E_4 = 26\ 730,52 - 60,510 = 26\ 670,01 \text{ [kWh/año]}$$

- **Calculando la energía del flujo 5 (E5)**

$$E_5 = E_4 * \eta_{INVERSOR}$$

$\eta_{INVERSOR}$ Eficiencia nominal del inversor 95 %

$$E_5 = 26\,670,01 * 0,95 = 25\,336,51 \text{ [kWh/año]}$$

- **Calculando la energía del flujo 6 (E6)**

$$E_6 = E_5 - E_{PpcondAC\ 1}$$

Energía pérdida en los conductores del tramo

$$E_{PpcondAC\ 1} = P_{pcondAC\ 1} * nhsa$$

Pérdidas en los conductores del tramo

$$P_{pcondAC\ 1} = 3 * I_{AC1}^2 * R_{AC1}$$

Resistencia del conductor del tramo

$$R_{AC1} = r_{AC1} * l_{AC1}$$

Corriente eléctrica del tramo

$$I_{AC1} = \frac{Ghd * I_{AC1n} * Ass * F_{temperatura}}{1000 * hsd}$$

I_{AC1n} Corriente nominal por el tramo 1 AC 55,5 [A]

r_{AC1} Resistencia por unidad del tramo 1 DC 0,001011 [Ω /m]

l_{AC1} Longitud del tramo 1 DC 2 [m]

$$I_{AC1} = \frac{4\,980 * 55,5 * 1,17 * 0,95}{1000 * 12} = 25,601 \text{ [A]}$$

$$R_{AC1} = 0,001011 * 2 = 0,002022[\Omega]$$

$$P_{pcond\ AC1} = 3 * 25,601^2 * 0,002022 = 3,976 \text{ [W]}$$

$$E_{PpcondAC\ 1} = 3,976 * 4\,380 = 17,415 \text{ [kWh/año]}$$

$$E_6 = 25\,336,51 - 17,145 = 25\,319,37 \text{ [kWh/año]}$$

- **Calculando la energía del flujo 7 (E7)**

$$E_7 = E_6 * \eta_{TRF}$$

$\eta_{INVERSOR}$ Eficiencia nominal del inversor 97 %

$$E_7 = 25\,319,37 * 0,97 = 24\,559,78 \text{ [kWh/año]}$$

- **Calculando la energía del flujo 8 (E8)**

$$E_8 = E_7 - E_{PpcondAC\ 2}$$

Energía pérdida en los conductores del tramo

$$E_{PpcondAC\ 2} = P_{pcondAC\ 2} * nhsa$$

Pérdidas en los conductores del tramo

$$P_{pcondAC\ 2} = 3 * I_{AC2}^2 * R_{AC2}$$

Resistencia del conductor del tramo

$$R_{AC2} = r_{AC2} * l_{AC2}$$

Corriente eléctrica del tramo

$$I_{AC2} = I_{AC1}$$

r_{AC1} Resistencia por unidad del tramo 1 DC 0,000636 [Ω/m]

l_{AC1} Longitud del tramo 1 AC 25 [m]

$$I_{AC2} = 25,601 [A]$$

$$R_{AC2} = 0,000636 * 25 = 0,0159 [\Omega]$$

$$P_{pcondAC\ 2} = 3 * 25,601^2 * 0,0159 = 31,263 [W]$$

$$E_{pcondAC\ 2} = 31,263 * 4\ 380 = 136,932 \left[\frac{kWh}{año} \right]$$

$$E_8 = 24\ 559,78 - 136,93 = 24\ 422,85 \left[\frac{kWh}{año} \right]$$

Tabla A.2. Balance energético del sistema fotovoltaico conectado a la red.

COMPONENTE	Ein (kWh)	Eout (kWh)	η (%)	Pérdidas (kWh)
Paneles KD185GX	173 408,58	26 791,37	15,450 %	146 617,21
Conductores USE-2 #12AWG	26 791,37	26 730,52	99,773 %	60,85
Conductores USE-2 #6AWG	26 730,52	26 670,01	99,774%	60,51
Inversor Xantrex PV20	26 670,01	25 336,51	95,000 %	1 333,50
Conductores TW #4AWG	25 336,51	25 316,37	99,921 %	17,15
Transformador de aislamiento	25 316,37	24 559,78	97,000 %	756,59
Conductores TW #2AWG	24 559,78	24 422,85	99,442 %	136,93
Sistema	173 408,58	24 422,85	14,084 %	148 985,73

ANEXO 9.
Simulación iluminación DC en DIALux

Fecha: 27.09.2010

Proyecto elaborado por: Yury Bibiana Lizarazù Basto, Leydi Andrea
Torres Salazar

Proyecto elaborado por

Teléfono

Fax

e-Mail

DIALux

Índice

Proyecto 1

Portada del proyecto	1
Índice	2
Lista de luminarias	3
OSRAM GmbH EAN 40008321215307 LD06A-W3F-854-L30	
Hoja de datos de luminarias	4
Local 1	
Resumen	5
Lista de luminarias	6
Luminarias (ubicación)	7
Luminarias (lista de coordenadas)	8
Resultados luminotécnicos	10
Superficies del local	
Plano útil	
Isolíneas (E)	
Gama de grises (E)	11
Gráfico de valores (E)	12
Tabla (E)	13
	14

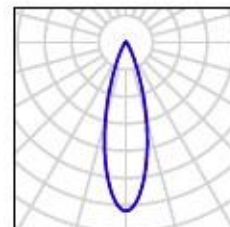
Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

DIALux

Proyecto 1 / Lista de luminarias

66 Pieza OSRAM GmbH EAN 40008321215307 LD06A-W3F-854-L30
N° de artículo: EAN 40008321215307
Flujo luminoso de las luminarias: 226 lm
Potencia de las luminarias: 12.0 W
Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 91 96 99 100 103
Armamento: 6 x Golden Dragon (Factor de corrección 1.000).

Dispone de una imagen de la luminaria en nuestro catálogo de luminarias.



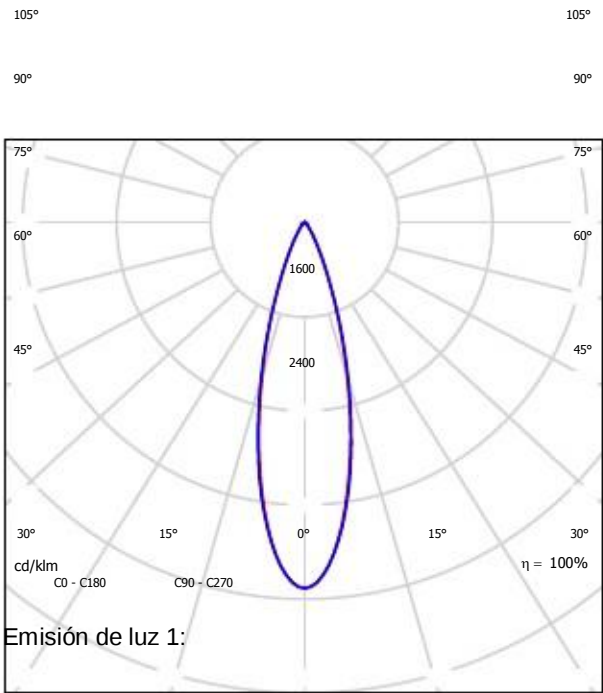
Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail



OSRAM GmbH EAN 40008321215307 LD06A-W3F-854-L30 / Hoja de datos de luminarias

Emisión de luz 1:

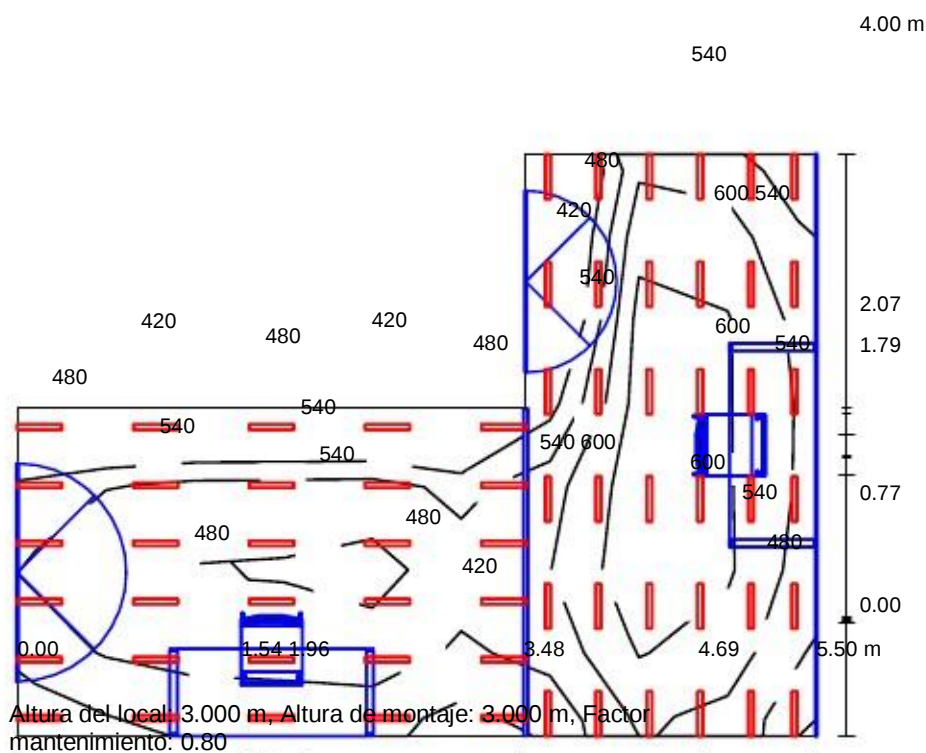
Dispone de una imagen de la luminaria en nuestro catálogo de luminarias.



Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 91 96 99 100 103

Valoración de deslumbramiento según UGR													
p Techo		70	70	50	50	30	70	70	50	50	30	30	
p Paredes		50	30	50	30	30	50	30	50	30	30	30	
p Suelo		20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	
Tamaño del local XY		Mirado en perpendicular al eje de lámpara					Mirado longitudinalmente al eje de lámpara						
2H	2H	9.1	9.8	9.3	10.0	10.2	9.0	9.8	9.3	10.0	10.2		
	3H	10.4	11.1	10.7	11.3	11.5	10.4	11.1	10.7	11.3	11.5		
	4H	11.0	11.6	11.3	11.9	12.1	11.0	11.7	11.3	11.9	12.2		
	6H	14.5	15.4	14.8	15.4	15.6	14.5	15.4	14.9	15.4	15.7		
	8H	11.7	12.2	12.0	12.5	12.8	11.7	12.3	12.1	12.6	12.9		
	12H	11.8	12.4	12.2	12.7	13.0	11.9	12.4	12.3	12.7	13.1		
4H	2H	9.6	10.3	9.9	10.5	10.8	9.6	10.2	9.9	10.5	10.7		
	3H	11.2	11.7	11.5	12.0	12.3	11.2	11.7	11.6	12.0	12.4		
	4H	11.9	12.4	12.3	12.7	13.1	12.0	12.4	12.4	12.8	13.1		
	6H	12.5	12.9	13.0	13.5	13.7	12.6	13.0	13.0	13.4	13.8		
	8H	12.8	13.2	13.2	13.5	13.9	12.9	13.3	13.3	13.6	14.0		
	12H	13.0	13.3	13.4	13.7	14.1	13.1	13.4	13.6	13.8	14.3		
8H	4H	12.2	12.6	12.7	13.0	13.4	12.3	12.6	12.7	13.0	13.4		
	6H	13.0	13.3	13.5	13.7	14.2	13.1	13.4	13.6	13.8	14.2		
	8H	13.4	13.6	13.8	14.0	14.5	13.5	13.7	13.9	14.1	14.6		
		12H	13.6	13.8	14.1	14.3	14.8	13.8	14.0	14.3	14.4	14.9	
	12H	4H	12.3	12.6	12.7	13.0	13.4	12.3	12.6	12.8	13.0	13.4	
6H		13.1	13.3	13.6	13.8	14.2	13.2	13.4	13.6	13.9	14.3		
8H		13.5	13.7	14.0	14.1	14.6	13.6	13.8	14.1	14.2	14.7		
Variación de la posición de espectador para separaciones S entre luminarias													
S = 1.0H		+0.5 / -0.3					+0.4 / -0.3						
S = 1.5H		+1.2 / -0.5					+1.1 / -0.5						
S = 2.0H		+2.0 / -0.8					+1.8 / -0.7						
Tabla estándar		BK06					BK06						
Sumando de corrección		-3.9					-3.9						
Índice de deslumbramiento corregido en relación a 226lm Flujo luminoso total													

Local 1 / Resumen



Valores en Lux, Escala 1:52

Superficie	ρ [%]	E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m
Plano útil	/	534	373	671	0.698
Suelo	20	409	37	612	0.089
Techo	80	76	58	138	0.773
Paredes (6)	50	139	34	780	/

Plano útil:

Altura: 0.750 m
Trama: 9 x 7 Puntos
Zona marginal: 0.000 m

Lista de piezas - Luminarias

Nº	Pieza	Designación (Factor de corrección)	Φ [lm]	P [W]
1	66	OSRAM GmbH EAN 40008321215307 LD06A-W3F-854-L30 (1.000)	226	12.0
Total:			14916	792.0

Valor de eficiencia energética: $49.89 \text{ W/m}^2 = 9.33 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 15.87 m^2)

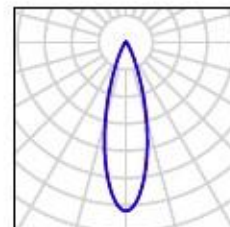
Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

DIALux

Local 1 / Lista de luminarias

66 Pieza OSRAM GmbH EAN 40008321215307 LD06A-W3F-854-L30
Nº de artículo: EAN 40008321215307
Flujo luminoso de las luminarias: 226 lm
Potencia de las luminarias: 12.0 W
Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 91 96 99 100 103
Armamento: 6 x Golden Dragon (Factor de corrección 1.000).

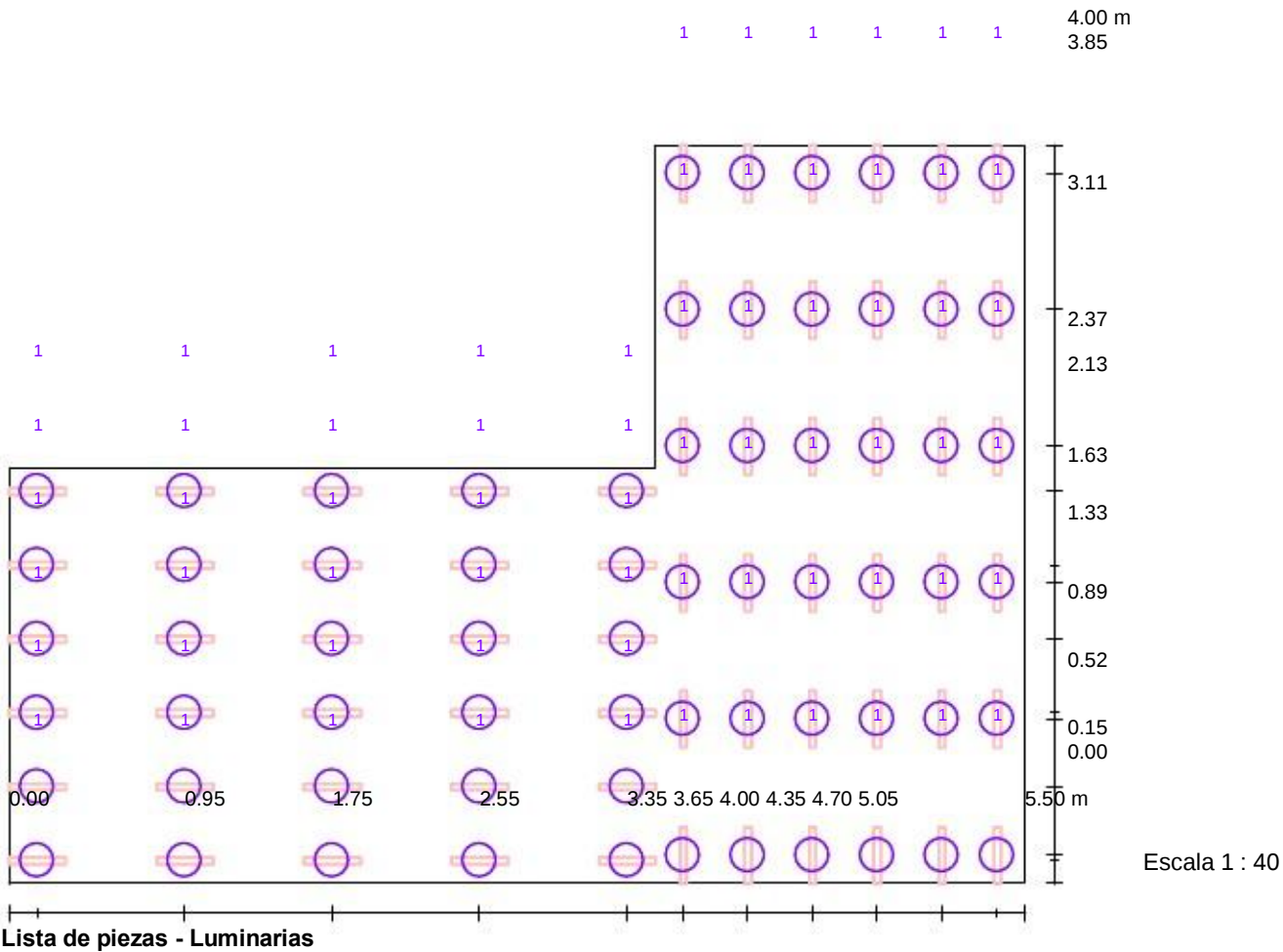
Dispone de una imagen de la luminaria en nuestro catálogo de luminarias.



Proyecto elaborado por
 Teléfono
 Fax
 e-Mail



Local 1 / Luminarias (ubicación)



Lista de piezas - Luminarias

N°	Pieza	Designación
1	66	OSRAM GmbH EAN 40008321215307 LD06A-W3F-854-L30

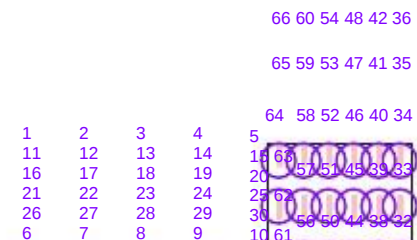
Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

DIALux

Local 1 / Luminarias (lista de coordenadas)

OSRAM GmbH EAN 40008321215307 LD06A-W3F-854-L30

226 lm, 12.0 W, 1 x 6 x Golden Dragon (Factor de corrección 1.000).



Nº	Posición [m]	Z	X	Rotación [°]	Y	Z
1	0.154	2.125	3.000	0.0	0.0	90.0
2	0.952	2.125	3.000	0.0	0.0	90.0
3	1.750	2.125	3.000	0.0	0.0	90.0
4	2.548	2.125	3.000	0.0	0.0	90.0
5	3.347	2.125	3.000	0.0	0.0	90.0
6	0.153	0.125	3.000	0.0	0.0	90.0
7	0.952	0.125	3.000	0.0	0.0	90.0
8	1.750	0.125	3.000	0.0	0.0	90.0
9	2.548	0.125	3.000	0.0	0.0	90.0
10	3.347	0.125	3.000	0.0	0.0	90.0
11	0.153	1.725	3.000	0.0	0.0	90.0
12	0.952	1.725	3.000	0.0	0.0	90.0
13	1.750	1.725	3.000	0.0	0.0	90.0
14	2.548	1.725	3.000	0.0	0.0	90.0
15	3.347	1.725	3.000	0.0	0.0	90.0
16	0.153	1.325	3.000	0.0	0.0	90.0
17	0.952	1.325	3.000	0.0	0.0	90.0
18	1.750	1.325	3.000	0.0	0.0	90.0
19	2.548	1.325	3.000	0.0	0.0	90.0
20	3.347	1.325	3.000	0.0	0.0	90.0
21	0.153	0.925	3.000	0.0	0.0	90.0
22	0.952	0.925	3.000	0.0	0.0	90.0
23	1.750	0.925	3.000	0.0	0.0	90.0
24	2.548	0.925	3.000	0.0	0.0	90.0
25	3.347	0.925	3.000	0.0	0.0	90.0
26	0.153	0.525	3.000	0.0	0.0	90.0
27	0.952	0.525	3.000	0.0	0.0	90.0
28	1.750	0.525	3.000	0.0	0.0	90.0

Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

DIALux

Local 1 / Luminarias (lista de coordenadas)

Nº	Posición [m]			Rotación [°]		
	X	Y	Z	X	Y	Z
29	2.548	0.525	3.000	0.0	0.0	90.0
30	3.347	0.525	3.000	0.0	0.0	90.0
31	5.350	0.154	3.000	0.0	0.0	180.0
32	5.350	0.892	3.000	0.0	0.0	180.0
33	5.350	1.631	3.000	0.0	0.0	180.0
34	5.350	2.369	3.000	0.0	0.0	180.0
35	5.350	3.108	3.000	0.0	0.0	180.0
36	5.350	3.847	3.000	0.0	0.0	180.0
37	5.050	0.154	3.000	0.0	0.0	180.0
38	5.050	0.892	3.000	0.0	0.0	180.0
39	5.050	1.631	3.000	0.0	0.0	180.0
40	5.050	2.369	3.000	0.0	0.0	180.0
41	5.050	3.108	3.000	0.0	0.0	180.0
42	5.050	3.847	3.000	0.0	0.0	180.0
43	4.700	0.154	3.000	0.0	0.0	180.0
44	4.700	0.892	3.000	0.0	0.0	180.0
45	4.700	1.631	3.000	0.0	0.0	180.0
46	4.700	2.369	3.000	0.0	0.0	180.0
47	4.700	3.108	3.000	0.0	0.0	180.0
48	4.700	3.847	3.000	0.0	0.0	180.0
49	4.350	0.154	3.000	0.0	0.0	180.0
50	4.350	0.892	3.000	0.0	0.0	180.0
51	4.350	1.631	3.000	0.0	0.0	180.0
52	4.350	2.369	3.000	0.0	0.0	180.0
53	4.350	3.108	3.000	0.0	0.0	180.0
54	4.350	3.847	3.000	0.0	0.0	180.0
55	4.000	0.154	3.000	0.0	0.0	180.0
56	4.000	0.892	3.000	0.0	0.0	180.0
57	4.000	1.631	3.000	0.0	0.0	180.0
58	4.000	2.369	3.000	0.0	0.0	180.0
59	4.000	3.108	3.000	0.0	0.0	180.0
60	4.000	3.847	3.000	0.0	0.0	180.0
61	3.650	0.154	3.000	0.0	0.0	180.0
62	3.650	0.892	3.000	0.0	0.0	180.0
63	3.650	1.631	3.000	0.0	0.0	180.0
64	3.650	2.369	3.000	0.0	0.0	180.0
65	3.650	3.108	3.000	0.0	0.0	180.0
66	3.650	3.847	3.000	0.0	0.0	180.0

Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

DIALux

Local 1 / Resultados luminotécnicos

Flujo luminoso total: 14916 lm
Potencia total: 792.0 W
Factor mantenimiento: 0.80
Zona marginal: 0.000 m

Superficie	Intensidades lumínicas medias [lx]			Grado de reflexión [%]	Densidad lumínica media [cd/m²]
	directo	indirecto	total		
Plano útil	4785	7534		/	/
Suelo	3595	1409		20	26
Techo	0.03	7576		80	19
Pared 1	7764	141		50	22
Pared 2	4764	110		50	18
Pared 3	9662	157		50	25
Pared 4	8460	145		50	23
Pared 5	7067	136		50	22
Pared 6	10070	170		50	27

Simetrías en el plano útil

E_{min} / E_m: 0.698 (1:1)

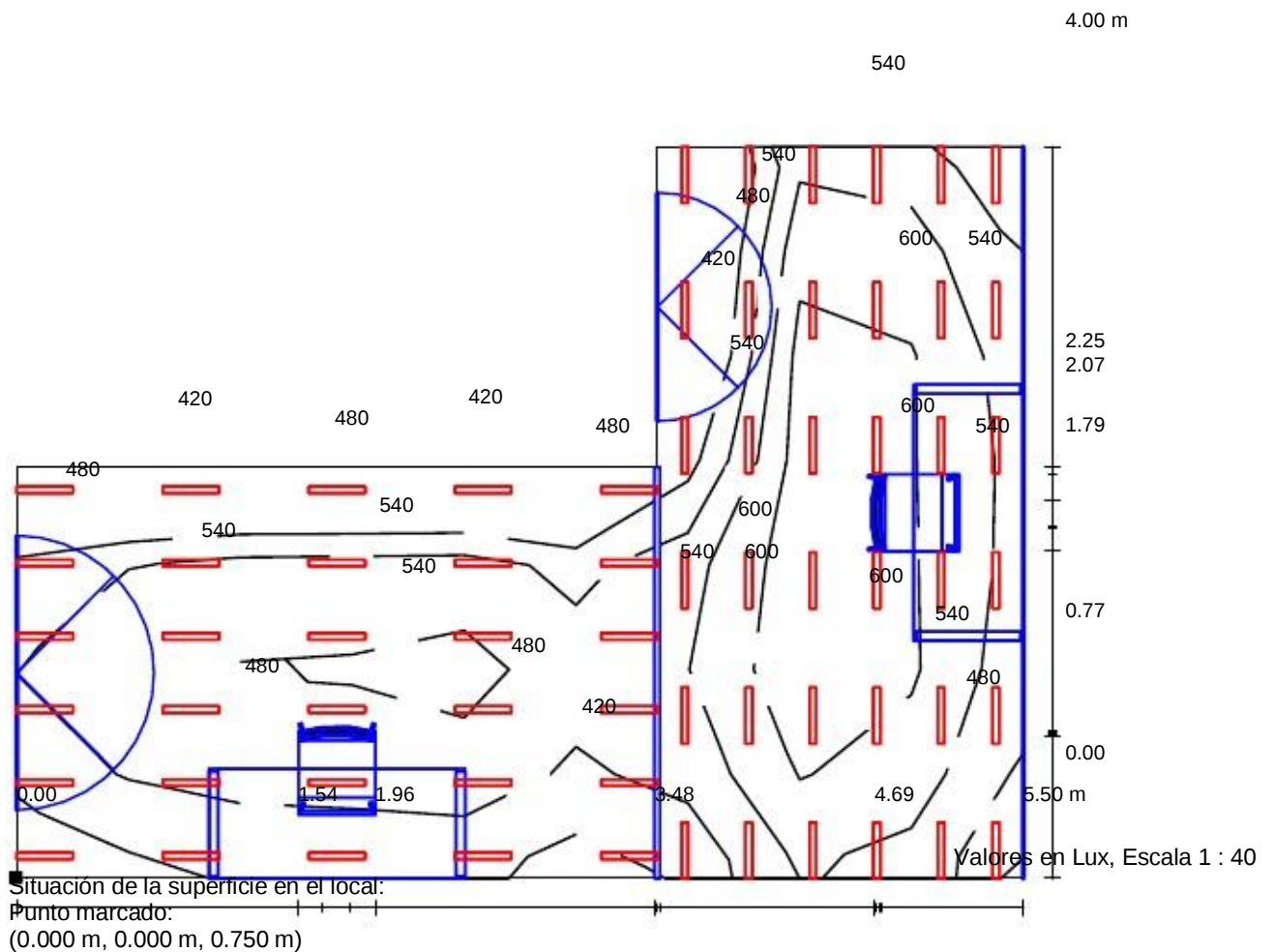
E_{min} / E_{max}: 0.555 (1:2)

Valor de eficiencia energética: $49.89 \text{ W/m}^2 = 9.33 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 15.87 m^2)

Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

DIALux

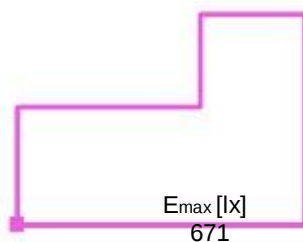
Local 1 / Plano útil / Isolíneas (E)



Trama: 9 x 7 Puntos

E_m [lx]
534

E_{min} [lx]
373



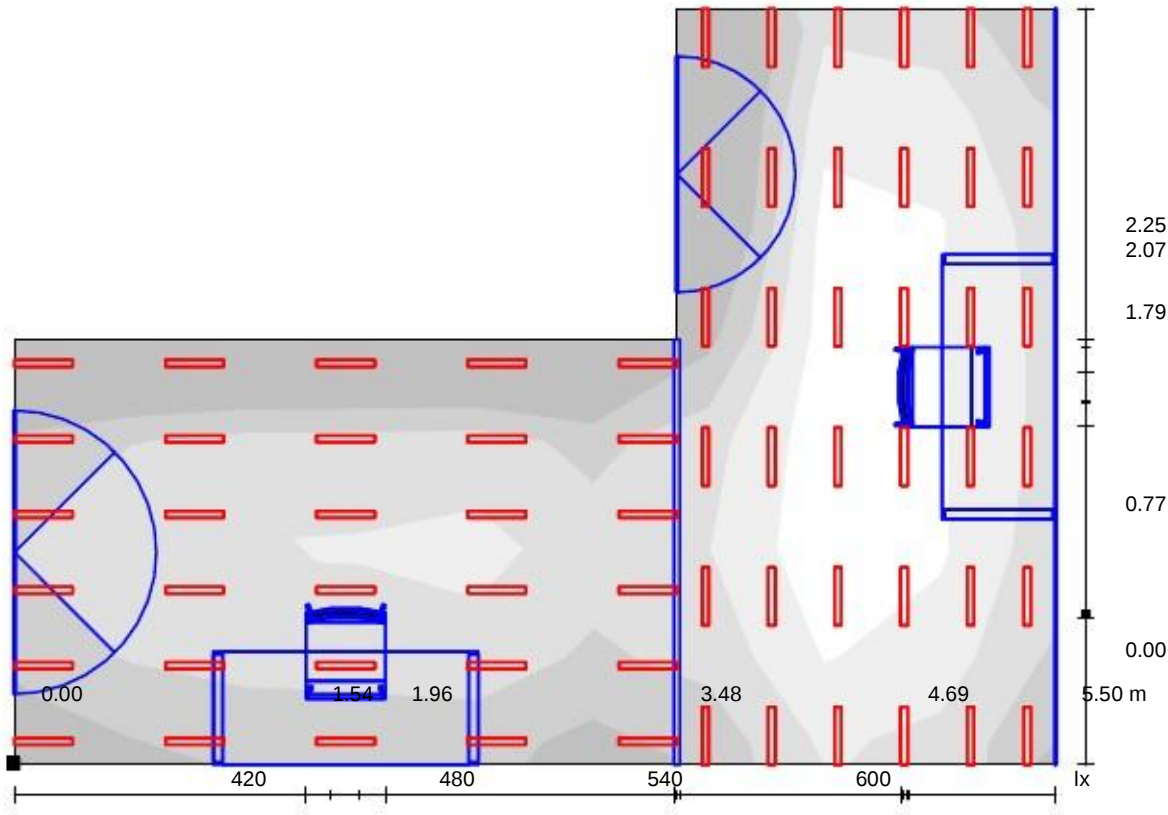
E_{max} [lx]
671

E_{min} / E_m
0.698

E_{min} / E_{max}
0.555

Local 1 / Plano útil / Gama de grises (E)

4.00 m



Situación de la superficie en el local:

Punto marcado:
 (0.000 m, 0.000 m, 0.750 m)

Escala 1 : 40

Trama: 9 x 7 Puntos

E_m [lx]
 534

E_{min} [lx]
 373

E_{max} [lx]
 671

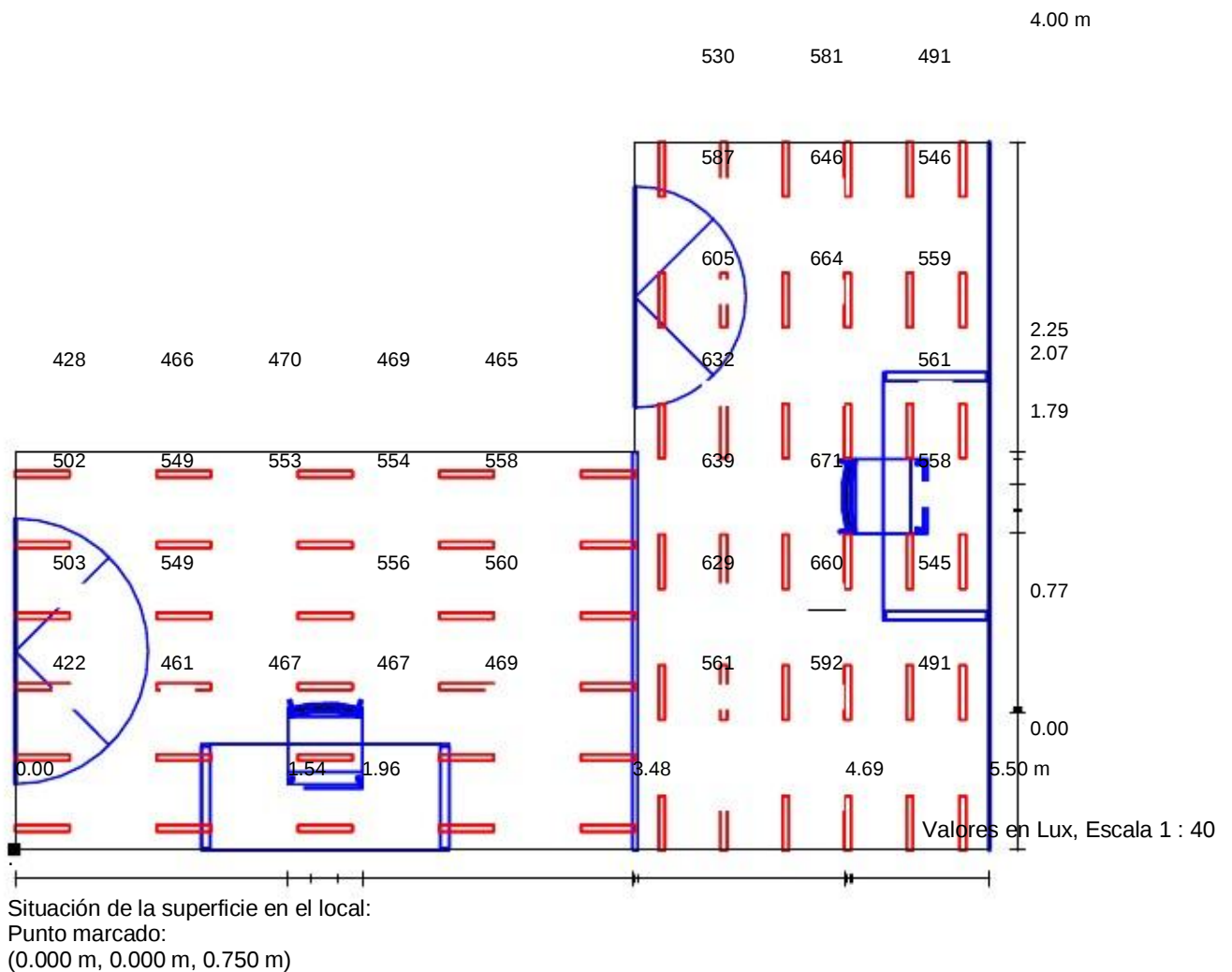
E_{min} / E_m
 0.698

E_{min} / E_{max}
 0.555

Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

DIALux

Local 1 / Plano útil / Gráfico de valores (E)



Trama: 9 x 7 Puntos

E_m [lx]
534

E_{min} [lx]
373

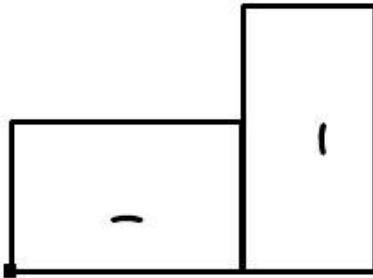
E_{max} [lx]
671

E_{min} / E_m
0.698

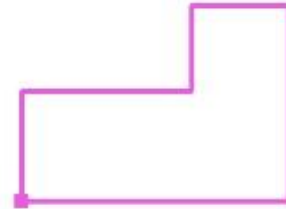
E_{min} / E_{max}
0.555

Proyecto 1

Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail



Local 1 / Plano útil / Tabla (E)



Situación de la superficie en el local:
Punto marcado:
(0.000 m, 0.000 m, 0.750 m)

3.714	/	/	/	/	/	/	530	581	491
3.143	/	/	/	/	/	/	587	646	546
2.571	/	/	/	/	/	/	605	664	559
2.000	428	466	470	469	465	378	632	656	561
1.429	502	549	553	554	558	447	639	671	558
0.857	503	549	536	556	560	449	629	660	545
0.286	422	461	467	467	469	373	561	592	491
m	0.306	0.917	1.528	2.139	2.750	3.361	3.972	4.583	5.194

Atención: Las coordenadas se refieren al diagrama ya mencionado. Valores en Lux.

Trama: 9 x 7 Puntos

E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m	E_{min} / E_{max}
534	373	671	0.698	0.555

ANEXO 10.

Cálculo de conductores del subsistema fotovoltaico para la alimentación de dos micro-redes

Los conductores y protecciones son independientes para cada micro-red; sin embargo, comparten en algunos tramos canalizaciones y tableros eléctricos tal como se presenta en la tabla 1.

Según el Art. 690-8- NTC 2050, la corriente para el dimensionamiento de los conductores debe incrementarse en un 25%, correspondiendo a la capacidad de corriente de los conductores y ajuste de disparo de las protecciones. En la tabla 4.19 se presenta los cálculos de corriente para los tramos de la micro-red 1, micro-red 2 y los tramos comunes de las dos micro-redes DC, la corriente del tramo 1 y 2 debe ser aumentada en un factor de 1,2 debido a que en Bucaramanga la radiación alcanza valores de 1200 W.

Tabla 1. Corriente de dimensionamiento de la parte DC del sistema fotovoltaico.

TRAMO					Corriente nomi nal (A)	Corriente de dimensionam iento (A)		Tensión del tramo (V)
N°	Inicio	Fin	(m)					
Comunes	1	Generador fotovoltaico	Tablero DC (azotea)	25	5,92	5,92*1,25*1,2=	8,88	69,6 (DC)
	2	Tablero DC (azotea)	Controlador y convertidor solar MPPT	25	5,92*5	5,92*5*1,25*1,2=	44,4	69,6 (DC)
	3	Controlador y convertidor solar MPPT	Dispositivo interfaz NPS- 1000	1	18,0	18,0*1,25=	22,5	48 (DC)
	4	Controlador y convertidor solar MPPT	Banco de inversores monofásicos	3	16	16,0*1,25=	20	48 (DC)
	5	Banco de inversores monofásicos	Transformador de aislamiento	2	17	17,0*1,25=	21.25	110 (AC)
	6	Transformador de aislamiento	Tablero AC del segundo piso	25	8,5	8,5*1,25=	10,625	230 (AC)
Micro-red 1	7	Dispositivo interfaz NPS-1000	Reductor DC/DC (1 y 2)	1	10,5	10,50*1,25=	13,125	48,0 (DC)
	8	Reductor DC/DC (1 y 2)	Tablero DC (2do. piso)	2	52,65	52,65*1,25	61,8	19 (DC)

		2)						
	9	Dispositivo interfaz NPS-1000	Baterías	5	20,8	$20,80 \times 1,25 =$	26	48,0 (DC)
	10	Tablero AC (2do.piso)	Dispositivo de interfaz NPS-1000	25	5,5	$5,50 \times 1,25 =$	6,875	208,0 (AC)
Micro-red 2	11	Dispositivo interfaz NPS-1000	Reductor DC/DC	1	18,5	$18,50 \times 1,25 =$	23,125	48,0 (DC)
	12	Reductor DC/DC	Tablero DC (2do. piso)	2	41,7	$41,70 \times 1,25 =$	52,125	24,0 (DC)
	13	Dispositivo interfaz NPS-1000	Baterías	5	20,8	$20,80 \times 1,25 =$	26	48,0 (DC)
	14	Tablero AC (2do.piso)	Dispositivo de interfaz NPS-1000	25	5,5	$5,50 \times 1,25 =$	6,875	208,0 (AC)

- **Tramo 1:** La corriente de este tramo es la corriente de salida de cada grupo de 4 paneles en serie, dado que no hay paneles conectados en paralelo esta corriente será la corriente de corto circuito del panel seleccionado multiplicada por el factor de 1,25 y 1,2 por radiación de 1200 W.
- **Tramo 2:** La corriente de este tramo es la suma de la corriente de salida de cada grupo de 4 paneles (son 5 arrays en total) en serie multiplicada por un factor de 1,25 y 1,2 por radiación de 1200 W.
- **Tramo 3:** La corriente de este tramo es la corriente máxima de salida del controlador y convertidor solar MPPT multiplicada por el factor de 1,25.
- **Tramo 4:** La corriente de este tramo es la corriente máxima de entrada inversor monofásico considerando una tensión en bornes del controlador convertidor MPPT de 48 volts multiplicada por el factor de 1,25, este tramo se repetirá 3 veces dado que son 3 inversores monofásicos .
- **Tramo 5:** La corriente de este tramo es la corriente nominal del lado de alta del transformador de aislamiento multiplicada por el factor de 1,25.
- **Tramo 6:** La corriente de este tramo es la corriente nominal del lado de baja del transformador de aislamiento multiplicada por el factor 1,25.
- **Tramo 7:** La corriente de este tramo es la corriente máxima de salida del dispositivo NPS-1000 multiplicada por el factor de 1,25.

- **Tramo 8:** La corriente de este tramo es la corriente máxima de salida del reductor DC-DC (1 y 2) multiplicada por el factor de 1,25.
- **Tramo 9:** La corriente de este tramo es la corriente máxima de entrada del dispositivo de interfaz NPS-1000 ($1000W/48V=20,8A$) multiplicada por el factor 1,25.
- **Tramo 10:** La corriente de este tramo es la corriente alterna máxima de entrada del dispositivo NPS-1000 multiplicada por el factor de 1,25.
- **Tramo 11:** La corriente de este tramo es la corriente máxima de salida del dispositivo NPS-1000 multiplicada por el factor de 1,25.
- **Tramo 12:** La corriente de este tramo es la corriente máxima de salida del reductor DC-DC multiplicada por el factor de 1,25.
- **Tramo 13:** La corriente de este tramo es la corriente máxima de entrada del dispositivo de interfaz NPS-1000 ($1000W/48V=20,8A$) multiplicada por el factor 1,25.
- **Tramo 14:** La corriente de este tramo es la corriente alterna máxima de entrada del dispositivo NPS-1000 multiplicada por el factor de 1,25.

Para el cálculo de la capacidad de corriente de los conductores se tendrá en cuenta la corriente aumentada por el factor de 1,25 al igual que para el cálculo de las protecciones pertinentes. Sin embargo, para el cálculo de regulación se usará la corriente nominal máxima de cada tramo, ya que se espera que esas sean las condiciones normales de trabajo.

El calibre de los conductores se calcula de acuerdo con capacidad de corriente y requisitos de regulación, y el tipo en función de las condiciones ambientales radiación solar, temperatura y humedad.

Regulación de tensión.

En la tabla 2 se presenta los valores de regulación que debe cumplir cada tramo.

Tabla 2. Regulación por tramo de cada micro-red

Tramo		Inicio	Fin	Distancia (m)	Regulación (%)
Comunes	1	Generador fotovoltaico	Tablero DC (azotea)	25	1,25
	2	Tablero DC (azotea)	Controlador y convertidor solar MPPT	25	1,25
	3	Controlador y convertidor solar MPPT	Dispositivo interfaz NPS-1000	1	0,1
	4	Controlador y convertidor solar MPPT	Banco de inversores monofásicos	3	0,1
	5	Banco de inversores monofásicos	Transformador de aislamiento	2	0,1
	6	Transformador de aislamiento	Tablero AC (2do. Piso)	25	0,3
Micro-red 1	4	Dispositivo interfaz NPS-1000	Reductor DC/DC (1 y 2)	1	0,1
	5	Reductor DC/DC (1 y 2)	Tablero DC (2do. piso)	2	0,3
	6	Dispositivo interfaz NPS-1000	Baterías	5	2,6
	7	Tablero AC (2do.piso)	Dispositivo de interfaz NPS-1000	25	2,6
Micro-red 2	8	Dispositivo interfaz NPS-1000	Reductor DC/DC	1	0,1
	9	Reductor DC/DC	Tablero DC (2do. piso)	2	0,3
	10	Dispositivo interfaz NPS-1000	Baterías	5	2,6
	11	Tablero AC (2do.piso)	Dispositivo de interfaz NPS-1000	25	2,6

La regulación ($\delta\%$) para sistemas DC se calculará a partir expresión abajo indicada. Las variables de cálculo son: resistividad (ρ), corriente eléctrica (I), longitud del tramo (l), sección transversal del conductor en mm^2 (S) y tensión (V). El valor de la resistividad del cobre es $1/51 [\Omega \text{ mm}^2/\text{m}]$.

$$\delta\% = \frac{200 * \rho * I * l}{S * V} \quad (4)$$

En sistemas AC tetrafilares la expresión utilizada es (6), donde K_G es la constante del regulación que depende del calibre del conductor y del factor de potencia. Para el caso de un sistema trifásico-bifilar, este valor debe ser multiplicado por un factor estipulado en la tabla 3.26 de la norma de la ESSA.

$$\delta\% = \frac{K_G * \sqrt{3} * I * l * (10^{-3})}{V} \quad (5)$$

Según literal 690-31b), en sistemas fotovoltaicos se debe usar cables unipolares tipo SE, UF y USE, siendo éste último el recomendado para casos de exposición a la luz del Sol por su recubrimiento resistente al calor y a la humedad, sin embargo se usará el conductor tipo SIS ya que tiene la flexibilidad requerida para este tipo de aplicaciones y además tiene las mismas características del tipo USE-2. Para los tramos de corriente alterna el conductor usado será tipo THW.

Tramo 1: Generador fotovoltaico– Tablero DC (azotea).

Tendrá una extensión de 25m y la conexión eléctrica irá sobre el techo verde a la intemperie, por ello se considera una temperatura de operación de 30°C. El tablero DC se ubicará en la azotea, cercano al centro de la edificación dado que allí se encontrará el eje de cuartos técnicos.

El artículo 310-5 y el cuadro 310-5 indican que el calibre mínimo del conductor es #14AWG en cobre, el cual tiene una sección transversal de 2,08 mm² y una capacidad de 25 [A] según la tabla 310-17. Dado que la corriente de dimensionamiento asciende a 7,104 A se considera este conductor adecuado para el sistema. Sin embargo; con el fin de limitar el riesgo por desgaste mecánico del conductor, se elige el conductor SIS #12AWG, con sección transversal de 3,30 mm².

Ahora, se procede a verificar que la caída de tensión porcentual no exceda e 1,25%:

$$\delta\% = \frac{200 * \rho * I * l}{S * V} = \frac{200 * 1 * 7,104 * 25}{51 * 3,3 * 71,36} = 2,96\%$$

Se debe recalcular el calibre ya que no cumple con regulación:

$$S = \frac{200 * \rho * I * l}{\delta\% * V} = \frac{200 * 1 * 7,104 * 25}{1,25 * 51 * 71,36} = 7,81 \text{ mm}^2$$

El conductor seleccionado es el SIS #8 AWG, con sección transversal de 8,36mm². De acuerdo con esto se recalcula la regulación para verificar que cumple con el porcentaje estipulado:

$$\delta\% = \frac{200 * \rho * I * l}{S * V} = \frac{200 * 1 * 7,104 * 25}{51 * 8,36 * 71,36} = 1,17 \%$$

El conductor seleccionado tiene una temperatura de operación de 90°C para lugares secos, húmedos y mojados. Está protegido por una chaqueta estriada la cual ofrece mejores propiedades de flexibilidad, resistencia a la abrasión, a la tracción, al aplastamiento y a la torsión. Su tensión máxima de operación es 600(V) (ver detalles en la tabla 4.21)

Tabla 3. Características técnicas del conductor SIS #8AWG [CENTELSA, 2010].

Cableado	Calibre	Diám. Ext. [mm]	Peso [kg/km]	Resistencia DC (20°C)[Ohm/km]	Capacidad de corriente [A]
Flexible	#8 AWG	6,15	94,8	2,102	80

Tramo 2: Tablero DC (azotea) – Controlador y convertidor solar MPPT.

Tendrá una extensión de 25(m). Se considera una temperatura de operación de 30°C. El controlador y convertidor solar MPPT se encontrará en la sala de control del Laboratorio URE-ER en el segundo piso del edificio.

Siguiendo los lineamientos expuestos en el literal 690-31b) de la NTC2050 y considerando que la corriente de dimensionamiento de este tramo es de 44,4[A], se establece que el conductor a seleccionar es el #8 AWG tipo SIS en cobre con sección transversal de 8,36 [mm²]. Según la tabla 310-16, la capacidad de corriente para el conductor en cuestión es 55 [A] debido a que irá en una canalización a una temperatura nominal de 90°C.

La regulación del tramo 2 asciende a 1,3%.

$$\delta\% = \frac{200 * \rho * I * l}{S * V} = \frac{200 * 1 * 35,52 * 25}{51 * 8,36 * 71,36} = 5,84\%$$

Se debe recalculer el calibre ya que no cumple con regulación:

$$S = \frac{200 * \rho * I * l}{\delta\% * V} = \frac{200 * 1 * 35,52 * 25}{51 * 1,3 * 71,36} = 37,54 \text{ mm}^2$$

El conductor seleccionado es el SIS 1/0 AWG, con sección transversal de 53,05mm². De acuerdo con esto se recalcula la regulación para verificar que cumple con el porcentaje estipulado:

$$\delta\% = \frac{200 * \rho * I * l}{S * V} = \frac{200 * 1 * 35,52 * 25}{51 * 53,05 * 71,36} = 0,92\%$$

El conductor seleccionado tiene una temperatura de operación de 90°C para lugares secos, húmedos y mojados. Está protegido por una chaqueta estriada la cual ofrece mejores propiedades de flexibilidad, resistencia a la abrasión, a la tracción, al aplastamiento y a la torsión. Su tensión máxima de operación es 600V (ver detalles en la tabla 4.22)

Tabla 4. Características técnicas del conductor SIS 1/0 AWG [CENTELSA, 2010].

Cableado	Calibre	Diám. Ext. [mm]	Peso [kg/km]	Resistencia DC (20°C)[Ohm/km]	Capacidad de corriente [A]
Flexible	#1/0 AWG	13,21	545,7	0,335	260

Tramo 3: Controlador convertidor solar MPPT-Dispositivo de interfaz NPS-1000.

Tendrá una extensión de 1m, se considera una temperatura de operación de 30°C. Los dos dispositivos se encontrarán en la sala de control del Laboratorio URE-ER en el segundo piso del edificio.

Siguiendo los lineamientos expuestos en el literal 690-31b) de la NTC2050 y considerando que la corriente de dimensionamiento de este tramo es de 22,5[A], se establece que el conductor a seleccionar es el #12 AWG tipo SIS en cobre con sección transversal de 3,3[mm²]. Según la tabla 310-16 NTC2050, la capacidad de corriente para el conductor en cuestión es 30 [A] debido a que irá en una canalización a una temperatura nominal de 90°C.

La regulación del tramo 3 asciende a 0,1%, cumpliendo lo indicado en la tabla 4.20.

$$\delta\% = \frac{200 * \rho * I * l}{S * V} = \frac{1 * 200 * 18 * 1}{51 * 3,3 * 48} = 0,45\%$$

Se debe recalcular el calibre ya que no cumple con regulación:

$$S = \frac{200 * \rho * I * l}{\delta\% * V} = \frac{200 * 1 * 18 * 1}{51 * 0,1 * 48} = 14,7\text{mm}^2$$

El conductor seleccionado es el SIS #4AWG, con sección transversal de 21,14mm². De acuerdo con esto se recalcula la regulación para verificar que cumple con el porcentaje estipulado:

$$\delta\% = \frac{200 * \rho * I * l}{S * V} = \frac{200 * 1 * 18 * 1}{51 * 21,14 * 48} = 0,07\%$$

El conductor seleccionado tiene una temperatura de operación de 90°C para lugares secos, húmedos y mojados. Está protegido por una chaqueta estriada la cual ofrece mejores propiedades de flexibilidad, resistencia a la abrasión, a la tracción, al aplastamiento y a la torsión. Su tensión máxima de operación es 600V (ver detalles en la tabla 4.23)

Tabla 5. Características técnicas del conductor SIS #4AWG [CENTELSA, 2010].

Cableado	Calibre	Diám. Ext. [mm]	Peso [kg/km]	Resistencia DC (20°C)[Ohm/km]	Capacidad de corriente [A]
flexible	#4AWG	8,88	222,7	0,848	140

Tramo 4: Controlador convertidor solar MPPT-Banco de inversores DC/AC monofásicos

Tendrá una extensión de 3m, se considera una temperatura de operación de 30°C. Los dos dispositivos se encontrarán en la sala de control del Laboratorio URE-ER en el segundo piso del edificio.

Siguiendo los lineamientos expuestos en el literal 690-31b) de la NTC2050 y considerando que la corriente de dimensionamiento de este tramo es de 20[A], se establece que el conductor a seleccionar es el #12 AWG tipo SIS en cobre con

sección transversal de 3,3[mm²]. Según la tabla 310-16 NTC2050, la capacidad de corriente para el conductor en cuestión es 30 [A] debido a que irá en una canalización a una temperatura nominal de 90°C.

La regulación del tramo 4 asciende a 0,15%, cumpliendo lo indicado en la tabla 4.20.

$$\delta\% = \frac{200 * \rho * I * l}{S * V} = \frac{1 * 200 * 16 * 3}{51 * 3,3 * 48} = 1,19\%$$

Se debe recalculer el calibre ya que no cumple con regulación:

$$S = \frac{200 * \rho * I * l}{\delta\% * V} = \frac{200 * 1 * 16 * 3}{51 * 0,15 * 48} = 26,14 \text{ mm}^2$$

El conductor seleccionado es el SIS #2 AWG, con sección transversal de 33,62 mm². De acuerdo con esto se recalcula la regulación para verificar que cumple con el porcentaje estipulado:

$$\delta\% = \frac{200 * \rho * I * l}{S * V} = \frac{200 * 1 * 16 * 3}{51 * 33,62 * 48} = 0,11\%$$

El conductor seleccionado tiene una temperatura de operación de 90°C para lugares secos, húmedos y mojados. Está protegido por una chaqueta estriada la cual ofrece mejores propiedades de flexibilidad, resistencia a la abrasión, a la tracción, al aplastamiento y a la torsión. Su tensión máxima de operación es 600V (ver detalles en la tabla 4.23)

Tabla 6. Características técnicas del conductor SIS #2AWG [CENTELSA, 2010].

Cableado	Calibre	Diám. Ext. [mm]	Peso [kg/km]	Resistencia DC (20°C)[Ohm/km]	Capacidad de corriente [A]
flexible	#2AWG	10,55	343,9	0,533	190

Tramo 5: Banco de inversores DC/AC monofásicos –Transformador de aislamiento.

Tendrá una extensión de 2m, se considera una temperatura de operación de 30°C. Los dos dispositivos se encontrarán en la sala de control del Laboratorio URE-ER en el segundo piso del edificio.

Siguiendo los lineamientos expuestos en el literal 690-31b) de la NTC2050 y considerando que la corriente de dimensionamiento de este tramo es de 21,25[A], se establece que el conductor a seleccionar es el #12 AWG tipo TW en cobre con sección transversal de 3,3[mm²]. Según la tabla 310-16 NTC2050, la capacidad de corriente para el conductor en cuestión es 25[A] debido a que irá en una canalización a una temperatura nominal de 90°C, este tramo es de corriente alterna.

La regulación del tramo 5 asciende a 0,1%, cumpliendo lo indicado en la tabla 4.20.

$$\delta\% = \frac{K_G * \sqrt{3} * I * l * (10^{-3})}{V}$$

Para éste conductor la constante KG según la norma de la ESSA tabla 3.25 para fp 0,95 es 559,367, con este valor la regulación será:

$$\delta\% = \frac{559,367 * \sqrt{3} * 17 * 2 * (10^{-3})}{110} = 0,3\%$$

Dado que la regulación no cumple, debe calcularse el conductor adecuado mediante el cálculo de la K_G:

$$K_G = \frac{\delta\% * V}{\sqrt{3} * I * l * (10^{-3})} = \frac{0,1 * 110}{\sqrt{3} * 17 * 2 * (10^{-3})} = 186,8$$

De acuerdo con esta K_G el conductor seleccionado es el TW #6 AWG, con sección transversal de 33,62 mm² y cuya K_G es 144,602. De acuerdo con esto se recalcula la regulación para verificar que cumple con el porcentaje estipulado:

$$\delta\% = \frac{144,62 * \sqrt{3} * 17 * 2 * (10^{-3})}{110} = 0,077\%$$

El conductor seleccionado tiene las siguientes características:

Tabla 7. Características técnicas del conductor TW #6AWG [CENTELSA, 2010].

Cableado	Calibre	Diám. Ext. [mm]	Peso [kg/km]	Resistencia DC (20°C)[Ohm/km]	Capacidad de corriente [A]
7 hilos	#6 AWG	7,85	165	1,323	55

Tramo 6: Transformador de aislamiento-Tablero AC (2do. Piso).

Tendrá una extensión de 25 m, se considera una temperatura de operación de 30°C. Los dos dispositivos se encontrarán en la sala de control del Laboratorio URE-ER en el segundo piso del edificio.

Siguiendo los lineamientos expuestos en el literal 690-31b) de la NTC2050 y considerando que la corriente de dimensionamiento de este tramo es de 10,625[A], se establece que el conductor a seleccionar es el #12 AWG tipo TW en cobre con sección transversal de 3,3[mm²]. Según la tabla 310-16 NTC2050, la capacidad de corriente para el conductor en cuestión es 25[A] debido a que irá en una canalización a una temperatura nominal de 90°C, este tramo es de corriente alterna.

La regulación del tramo 6 asciende a 0,3%, cumpliendo lo indicado en la tabla 4.20.

$$\delta\% = \frac{K_G * \sqrt{3} * I * l * (10^{-3})}{V}$$

Para éste conductor la constante K_G según la norma de la ESSA tabla 3.25 para fp 0,95 es 559,367, con este valor la regulación será:

$$\delta\% = \frac{559,367 * \sqrt{3} * 8,5 * 25 * (10^{-3})}{230} = 0,9\%$$

Dado que la regulación no cumple, debe calcularse el conductor adecuado mediante el cálculo de la K_G :

$$K_G = \frac{\delta\% * V}{\sqrt{3} * I * l * (10^{-3})} = \frac{0,3 * 230}{\sqrt{3} * 8,5 * 25 * (10^{-3})} = 187,46$$

De acuerdo con está K_G el conductor seleccionado es el TW #6 AWG, con sección transversal de 33,62 mm² y cuya K_G es 144,602. De acuerdo con esto se recalcula la regulación para verificar que cumple con el porcentaje estipulado:

$$\delta\% = \frac{144,62 * \sqrt{3} * 8,5 * 25 * (10^{-3})}{230} = 0,24\%$$

El conductor seleccionado tiene las siguientes características:

Tabla 8. Características técnicas del conductor TW #6AWG [CENTELSA, 2010].

Cableado	Calibre	Diám. Ext. [mm]	Peso [kg/km]	Resistencia DC (20°C)[Ohm/km]	Capacidad de corriente [A]
7 hilos	#6AWG	7,85	165	1,323	55

Tramo 7: Dispositivo de interfaz NPS-1000-Reductor DC-DC (1 y 2).

Tendrá una extensión de 1m, se considera una temperatura de operación de 30°C. Los dos dispositivos se encontrarán en la sala de control del Laboratorio URE-ER en el segundo piso del edificio.

Siguiendo los lineamientos expuestos en el literal 690-31b) de la NTC2050 y considerando que la corriente de dimensionamiento de este tramo es de 13,125[A], se establece que el conductor a seleccionar es el #14 AWG tipo SIS en cobre con sección transversal de 2,08[mm²]. Según la tabla 310-16, la capacidad de corriente para el conductor en cuestión es 25 [A] debido a que irá en una canalización a una temperatura nominal de 90°C.

La regulación del tramo 4 es 0,1%, cumpliendo lo indicado en la tabla 4.20.

$$\delta\% = \frac{200 * \rho * I * l}{S * V} = \frac{200 * 10,5 * 1}{51 * 3,3 * 48} = 0,26\%$$

Se debe recalcular el calibre ya que no cumple con regulación:

$$S = \frac{200 * \rho * I * l}{\delta\% * V} = \frac{200 * 1 * 10,5 * 1}{51 * 0,1 * 48} = 8,57 \text{ mm}^2$$

El conductor seleccionado es el SIS #6AWG, con sección transversal de 13,29 mm². De acuerdo con esto se recalcula la regulación para verificar que cumple con el porcentaje estipulado:

$$\delta\% = \frac{200 * \rho * I * l}{S * V} = \frac{200 * 1 * 18,5 * 1}{51 * 21,14 * 48} = 0,072\%$$

El conductor seleccionado tiene una temperatura de operación de 90°C para lugares secos, húmedos y mojados. Está protegido por una chaqueta estriada la cual ofrece mejores propiedades de flexibilidad, resistencia a la abrasión, a la tracción, al aplastamiento y a la torsión. Su tensión máxima de operación es 600V (ver detalles en la tabla 4.24)

Tabla 9. Características técnicas del conductor SIS #6AWG [CENTELSA, 2010].

Cableado	Calibre	Diám. Ext. [mm]	Peso [kg/km]	Resistencia DC (20°C)[Ohm/km]	Capacidad de corriente [A]
flexible	#6AWG	7,13	143,2	1,323	105

Tramo 8: Reductor DC-DC (1 y 2)- Tablero DC (2do. piso).

Tendrá una extensión de 2m. Se considera una temperatura de operación de 30°C. Los dos dispositivos se encontrarán en la sala de control del Laboratorio URE-ER en el segundo piso del edificio.

Siguiendo los lineamientos expuestos en el literal 690-31b) de la NTC2050 y considerando que la corriente de dimensionamiento de este tramo es de 61,8 [A], se establece que el conductor a seleccionar es el #6 AWG tipo SIS en cobre con sección transversal de 13,29 [mm²]. Según la tabla 310-16, la capacidad de corriente para el conductor en cuestión es 75 [A] debido a que irá en una canalización a una temperatura nominal de 90°C.

La regulación de este tramo asciende a 0,3% cumpliendo lo indicado en la tabla 4.20.

$$\delta\% = \frac{200 * \rho * I * l}{S * V} = \frac{200 * 52,65 * 2}{51 * 13,29 * 19} = 1,64\%$$

Se debe recalcular el calibre ya que no cumple con regulación:

$$S = \frac{200 * \rho * I * l}{\delta\% * V} = \frac{200 * 1 * 52,65 * 2}{51 * 0,3 * 19} = 72,45 \text{ mm}^2$$

El conductor seleccionado es el SIS 3/0 AWG, con sección transversal de 85,02 mm². De acuerdo con esto se recalcula la regulación para verificar que cumple con el porcentaje estipulado:

$$\delta\% = \frac{200 * \rho * I * l}{S * V} = \frac{200 * 1 * 52,65 * 2}{51 * 85,02 * 19} = 0,26\%$$

El conductor seleccionado tiene una temperatura de operación de 90°C para lugares secos, húmedos y mojados. Está protegido por una chaqueta estriada la cual ofrece mejores propiedades de flexibilidad, resistencia a la abrasión, a la tracción, al aplastamiento y a la torsión. Su tensión máxima de operación es 600V (ver detalles en la tabla 4.25)

Tabla 10. Características técnicas del conductor SIS 3/0 AWG [CENTELSA, 2010].

Cableado	Calibre	Diám. Ext. [mm]	Peso [kg/km]	Resistencia DC (20°C)[Ohm/km]	Capacidad de corriente [A]
flexible	3/0 MCM	15,84	844,8	0,211	350

Tramo 9: Dispositivo de interfaz NPS-1000-Baterias.

Tendrá una extensión de 5m. Se considera una temperatura de operación de 30°C. Los dos dispositivos se encontrarán en la sala de control del Laboratorio URE-ER en el segundo piso del edificio.

Siguiendo los lineamientos expuestos en el literal 690-31b) de la NTC2050 y considerando que la corriente de dimensionamiento de este tramo es de 26 [A], se establece que el conductor a seleccionar es el #12 AWG tipo USE-2 en cobre con sección transversal de 3,3 [mm²]. Según la tabla 310-16, la capacidad de corriente para el conductor en cuestión es 30 [A] debido a que irá en una canalización a una temperatura nominal de 90°C.

La regulación del tramo 6 debe ser 2,6% cumpliendo lo indicado en la tabla 4.20.

$$\delta\% = \frac{200 * \rho * I * l}{S * V} = \frac{200 * 20,8 * 5}{51 * 3,3 * 48} = 2,6\%$$

A pesar de que la regulación cumpla, es recomendable recalculer el calibre para que esta regulación no quede tan ajustada; entonces se tomará el calibre #10AWG tipo SIS cuya sección transversal es 5,25 mm². Con este conductor la regulación es:

$$\delta\% = \frac{200 * \rho * I * l}{S * V} = \frac{200 * 20,8 * 5}{51 * 5,25 * 48} = 1,62\%$$

El conductor seleccionado tiene una temperatura de operación de 90°C para lugares secos, húmedos y mojados. Está protegido por una chaqueta estriada la cual ofrece mejores propiedades de flexibilidad, resistencia a la abrasión, a la tracción, al aplastamiento y a la torsión. Su tensión máxima de operación es 600V (ver detalles en la tabla 4.26)

Tabla 11. Características técnicas del conductor SIS #10AWG [CENTELSA, 2010].

Cableado	Calibre	Diám. Ext. [mm]	Peso [kg/km]	Resistencia DC (20°C)[Ohm/km]	Capacidad de corriente [A]
Flexible	#10AWG	4,59	57,6	3,344	55

Tramo 10: Tablero AC (2do. piso)-Dispositivo de interfaz NPS-1000.

Tendrá una extensión de 25m. Se considera una temperatura de operación de 30°C. El tablero de AC del segundo piso del edificio se ubicara aproximadamente a una distancia de 20 m del cuarto de control.

Siguiendo los lineamientos expuestos en el literal 690-31b) de la NTC2050 y considerando que la corriente de dimensionamiento de este tramo es de 5,5 [A], se establece que el conductor a seleccionar es el #12 AWG tipo TW en cobre con sección transversal de 3,3 [mm²]. Según la tabla 310-16, la capacidad de corriente para el conductor en cuestión es 25 [A] debido a que irá en una canalización a una temperatura nominal de 60°C.

La regulación del tramo 10 debe ser 2,6% cumpliendo lo indicado en la tabla 4.20.

En sistemas AC trifásicos la expresión utilizada es (5), donde K_G es la constante del regulación que depende del calibre del conductor y del factor de potencia. Los

valores de la constante de regulación (Kg) de la tabla 3.25 de la ESSA, están dados para sistemas tetrafilares balanceados en baja tensión, pero en conexiones trifásicas bifilares (fase-fase-neutro) el valor debe multiplicarse por un factor 2 como lo indica la tabla 3.26.

$$\delta\% = \frac{K_G * \sqrt{3} * I * l * (10^{-3})}{V}$$

El valor de KG para fp de 0,95 del conductor #12AWG tomada de la tabla 3.25 la ESSA es 583,52.

$$\delta\% = \frac{2 * 583,52 * \sqrt{3} * 5,5 * 25 * (10^{-3})}{208} = 1,34\%$$

El conductor seleccionado es el #12AWG tipo TW a 60°C con las siguientes especificaciones:

Tabla 12. Características técnicas del conductor TW#12AWG [CENTELSA, 2010].

Cableado	Calibre	Diám. Ext. [mm]	Peso [kg/km]	Resistencia DC (20°C)[Ohm/km]	Capacidad de corriente [A]
7 hilos	#12AWG	3,95	41	5,31	25

Tramo 11: Dispositivo de interfaz NPS-1000-Reductor DC-DC.

Tendrá una extensión de 1m. Se considera una temperatura de operación de 30°C. Los dos dispositivos se encontrarán en la sala de control del Laboratorio URE-ER en el segundo piso del edificio.

Siguiendo los lineamientos expuestos en el literal 690-31b) de la NTC2050 y considerando que la corriente de dimensionamiento de este tramo es de 18,5[A], se establece que el conductor a seleccionar es el #12 AWG tipo SIS en cobre con sección transversal de 3,3[mm²]. Según la tabla 310-16, la capacidad de corriente para el conductor en cuestión es 30 [A] debido a que irá en una canalización a una temperatura nominal de 90°C.

La regulación del tramo 4 es 0,1%, cumpliendo lo indicado en la tabla 4.20.

$$\delta\% = \frac{200 * \rho * I * l}{S * V} = \frac{200 * 18,5 * 1}{51 * 3,3 * 48} = 0,45\%$$

Se debe recalcular el calibre ya que no cumple con regulación:

$$S = \frac{200 * \rho * I * l}{\delta\% * V} = \frac{200 * 1 * 18,5 * 1}{51 * 0,1 * 48} = 15,11\text{mm}^2$$

El conductor seleccionado es el SIS #4AWG, con sección transversal de 21,14mm². De acuerdo con esto se recalcula la regulación para verificar que cumple con el porcentaje estipulado:

$$\delta\% = \frac{200 * \rho * I * l}{S * V} = \frac{200 * 1 * 18,5 * 1}{51 * 21,14 * 48} = 0,072\%$$

El conductor seleccionado tiene una temperatura de operación de 90°C para lugares secos, húmedos y mojados. Está protegido por una chaqueta estriada la cual ofrece mejores propiedades de flexibilidad, resistencia a la abrasión, a la tracción, al aplastamiento y a la torsión. Su tensión máxima de operación es 600V (ver detalles en la tabla 4.24)

Tabla 13. Características técnicas del conductor SIS #4AWG [CENTELSA, 2010].

Cableado	Calibre	Diám. Ext. [mm]	Peso [kg/km]	Resistencia DC (20°C)[Ohm/km]	Capacidad de corriente [A]
flexible	#4AWG	8,88	222,7	0,848	140

Tramo 12: Reductor DC-DC- Tablero DC (2do. piso).

Tendrá una extensión de 2m. Se considera una temperatura de operación de 30°C. Los dos dispositivos se encontrarán en la sala de control del Laboratorio URE-ER en el segundo piso del edificio.

Siguiendo los lineamientos expuestos en el literal 690-31b) de la NTC2050 y considerando que la corriente de dimensionamiento de este tramo es de 52,125 [A], se establece que el conductor a seleccionar es el #6 AWG tipo SIS en cobre con sección transversal de 13,29 [mm²]. Según la tabla 310-16, la capacidad de corriente para el conductor en cuestión es 75 [A] debido a que irá en una canalización a una temperatura nominal de 90°C.

La regulación de este tramo asciende a 0,3% cumpliendo lo indicado en la tabla 4.20.

$$\delta\% = \frac{200 * \rho * I * l}{S * V} = \frac{200 * 52,125 * 2}{51 * 13,29 * 24} = 1,28\%$$

Se debe recalcular el calibre ya que no cumple con regulación:

$$S = \frac{200 * \rho * I * l}{\delta\% * V} = \frac{200 * 1 * 52.125 * 2}{51 * 0,3 * 24} = 56,78 \text{ mm}^2$$

El conductor seleccionado es el SIS 2/0 AWG, con sección transversal de 67,44 mm². De acuerdo con esto se recalcula la regulación para verificar que cumple con el porcentaje estipulado:

$$\delta\% = \frac{200 * \rho * I * l}{S * V} = \frac{200 * 1 * 52,125 * 2}{51 * 67,44 * 24} = 0,26\%$$

El conductor seleccionado tiene una temperatura de operación de 90°C para lugares secos, húmedos y mojados. Está protegido por una chaqueta estriada la cual ofrece mejores propiedades de flexibilidad, resistencia a la abrasión, a la tracción, al aplastamiento y a la torsión. Su tensión máxima de operación es 600V (ver detalles en la tabla 4.25)

Tabla 14. Características técnicas del conductor SIS 2/0 AWG [CENTELSA, 2010].

Cableado	Calibre	Diám. Ext. [mm]	Peso [kg/km]	Resistencia DC (20°C)[Ohm/km]	Capacidad de corriente [A]
flexible	2/0 MCM	14,43	676,6	0,266	300

Tramo 13: Dispositivo de interfaz NPS-1000-Baterias.

Tendrá una extensión de 5m. Se considera una temperatura de operación de 30°C. Los dos dispositivos se encontrarán en la sala de control del Laboratorio URE-ER en el segundo piso del edificio.

Siguiendo los lineamientos expuestos en el literal 690-31b) de la NTC2050 y considerando que la corriente de dimensionamiento de este tramo es de 26 [A], se establece que el conductor a seleccionar es el #12 AWG tipo SIS en cobre con sección transversal de 3,3 [mm²]. Según la tabla 310-16, la capacidad de corriente

para el conductor en cuestión es 30 [A] debido a que irá en una canalización a una temperatura nominal de 90°C.

La regulación del tramo 6 debe ser 2,6% cumpliendo lo indicado en la tabla 4.20.

$$\delta\% = \frac{200 * \rho * I * l}{S * V} = \frac{200 * 20,8 * 5}{51 * 3,3 * 48} = 2,6\%$$

A pesar de que la regulación cumpla, es recomendable recalcular el calibre para que esta regulación no quede tan ajustada; entonces se tomará el calibre #10AWG tipo SIS cuya sección transversal es 5,25 mm². Con este conductor la regulación es:

$$\delta\% = \frac{200 * \rho * I * l}{S * V} = \frac{200 * 20,8 * 5}{51 * 5,25 * 48} = 1,62\%$$

El conductor seleccionado tiene una temperatura de operación de 90°C para lugares secos, húmedos y mojados. Está protegido por una chaqueta estriada la cual ofrece mejores propiedades de flexibilidad, resistencia a la abrasión, a la tracción, al aplastamiento y a la torsión. Su tensión máxima de operación es 600V (ver detalles en la tabla 4.26)

Tabla 15. Características técnicas del conductor SIS #10AWG [CENTELSA, 2010].

Cableado	Calibre	Diám. Ext. [mm]	Peso [kg/km]	Resistencia DC (20°C)[Ohm/km]	Capacidad de corriente [A]
Flexible	#10AWG	4,59	57,6	3,344	55

Tramo 14: Tablero AC (2do. piso)-Dispositivo de interfaz NPS-1000.

Tendrá una extensión de 25m. Se considera una temperatura de operación de 30°C. El tablero de AC del segundo piso del edificio se ubicara aproximadamente a una distancia de 20 m del cuarto de control.

Siguiendo los lineamientos expuestos en el literal 690-31b) de la NTC2050 y considerando que la corriente de dimensionamiento de este tramo es de 5,5 [A], se establece que el conductor a seleccionar es el #12 AWG tipo TW en cobre con sección transversal de 3,3 [mm²]. Según la tabla 310-16, la capacidad de corriente

para el conductor en cuestión es 25 [A] debido a que irá en una canalización a una temperatura nominal de 60°C.

La regulación del tramo 10 debe ser 2,6% cumpliendo lo indicado en la tabla 4.20.

En sistemas AC trifásicos la expresión utilizada es (5), donde K_G es la constante del regulación que depende del calibre del conductor y del factor de potencia. Los valores de la constante de regulación (K_G) de la tabla 3.25 de la ESSA, están dados para sistemas tetrafilares balanceados en baja tensión, pero en conexiones trifásicas bifilares (fase-fase-neutro) el valor debe multiplicarse por un factor 2 como lo indica la tabla 3.26.

$$\delta\% = \frac{K_G * \sqrt{3} * I * l * (10^{-3})}{V}$$

El valor de K_G para fp de 0,95 del conductor #12AWG tomada de la tabla 3.25 la ESSA es 583,52.

$$\delta\% = \frac{2 * 583,52 * \sqrt{3} * 5,5 * 25 * (10^{-3})}{208} = 1,34\%$$

El conductor seleccionado es el #12AWG tipo TW a 60°C con las siguientes especificaciones:

Tabla 16. Características técnicas del conductor TW#12AWG [CENTELSA, 2010].

Cableado	Calibre	Diám. Ext. [mm]	Peso [kg/km]	Resistencia DC (20°C)[Ohm/km]	Capacidad de corriente [A]
7 hilos	#12AWG	3,95	41	5,31	25

Calculo de conductores para los circuitos ramales de iluminación y portátiles

Circuitos ramales de la micro-red 1.

Cálculo del conductor del circuito ramal A para portátiles: La corriente que circula por este circuito es corriente continua, a una tensión de 19V y una caída de tensión que no excede el 2%.

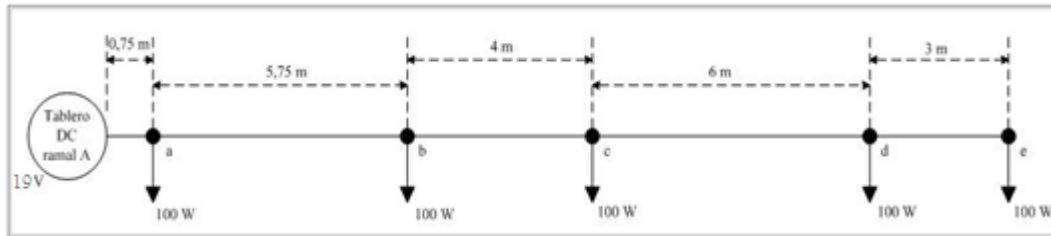


Fig. 1. Distribución de las cargas en el circuito ramal A.

La potencia total de la carga en el circuito es de:

$$P_T = \sum P_m = 5 * 100 = 500 \text{ [W]}$$

El momento eléctrico de potencia es de: $M_p = \sum l_m * P_m$

Donde P_m es la potencia de la carga por cada tramo y l_m es la longitud de cada tramo.

$$\begin{aligned} M_p &= (0,75 * 100) + (6,5 * 100) + (10,5 * 100) + (16,5 * 100) + (19,5 * 100) \\ &= 5375 \text{ [Wm]} \end{aligned}$$

La sección transversal del conductor es:

$$S = \frac{200 * \rho * M_p}{\delta \% * V^2}$$

Donde:

δ es la caída de tensión en porcentaje

ρ es la resistividad del cobre ($1/51 \text{ } [\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}]$)

M_p es el momento eléctrico de potencia

S es la sección transversal del conductor

V es la tensión del circuito ramal

$$S = \frac{200 * 1 * 5375}{51 * 2 * 19^2} = 29,19 \text{ [mm}^2\text{]}$$

De acuerdo a ésta sección transversal, el calibre que comercialmente sirve es de 33,62 mm² (#2 AWG tipo SIS en cobre a una temperatura nominal del conductor de 90°C). Con este calibre comercial, se procede a verificar que la regulación no exceda el 2% alimentando hasta la última carga:

$$\delta\% = \frac{200 * 1 * 5375}{51 * 33,62 * 19^2} = 1,74\%$$

La capacidad de corriente está dada por:

$$I_T = \frac{P_T}{V} = \frac{500}{19} = 26,31 \text{ [A]}$$

Se cumple con capacidad de corriente ya que según el cuadro 310-16 de la NTC 2050, la capacidad del calibre #2 AWG tipo SIS en cobre es de 130A a 90°C. Aunque está sobrado en capacidad de corriente, el calibre no puede reducirse porque no se cumpliría con regulación. La empresa CENTELSA es la comercializadora del tipo de cable SIS con las siguientes características:

Tabla 17. Características técnicas del conductor para el circuito ramal A
[CENTELSA, 2010]

Cableado	Calibre	Diám. Ext. [mm]	Peso [kg/km]	Resistencia DC (20°C)[Ohm/km]	Capacidad de corriente [A]
Flexible	#2AWG	10,55	343,9	0,533	190

Cálculo del conductor del circuito ramal B para portátiles: La corriente que circula por este circuito es corriente continua, a una tensión de 19V y una caída de tensión que no excede el 2%.

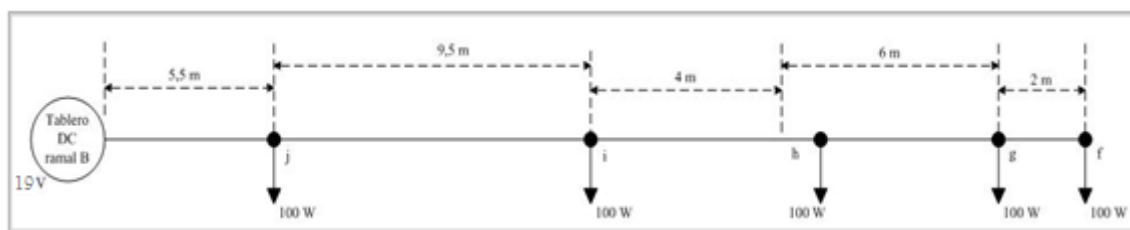


Fig. 2. Distribución de las cargas en el circuito ramal B.

La potencia total de la carga en el circuito es de:

$$P_T = \sum P_m = 5 * 100 = 500 \text{ [W]}$$

El momento eléctrico de potencia es de:

$$M_p = \sum l_m * P_m = (5,5 * 100) + (15 * 100) * (19 * 100) + (25 * 100) + (27 * 100) \\ = 9150 \text{ [Wm]}$$

La sección transversal del conductor es:

$$S = \frac{200 * \rho * M_p}{\delta \% * V^2} = \frac{200 * 1 * 9750}{51 * 2 * 19^2} = 52,96 \text{ [mm}^2\text{]}$$

De acuerdo a ésta sección transversal, el calibre que sirve y se encuentra comercialmente es de 53,5 mm² (#1/0 AWG tipo SIS en cobre a una temperatura nominal del conductor de 90°C). Con este calibre comercial se procede a verificar que la regulación no exceda el 2% alimentando hasta la última carga:

$$\delta \% = \frac{200 * 1 * 9750}{53,5 * 51 * 19^2} = 1,97\%$$

La capacidad de corriente está dada por:

$$I_T = \frac{P_T}{V} = \frac{500}{19} = 26,32 \text{ [A]}$$

Se cumple con capacidad de corriente porque según el cuadro 310-16 de la NTC 2050, la capacidad del calibre #1/0 AWG tipo SIS en cobre es de 130A a 90°C. Aunque está sobrado en capacidad de corriente, el calibre no se puede reducir porque no se cumpliría con regulación. La empresa CENTELSA es la comercializadora del tipo de cable SIS con las siguientes características:

Tabla 18. Características técnicas del conductor para el circuito ramal B
[CENTELSA, 2010]

Cableado	Calibre	Diám. Ext. [mm]	Peso [kg/km]	Resistencia DC (20°C)[Ohm/km]	Capacidad de corriente [A]
Flexible	#1/0AWG	13,21	545,7	0,335	260

Circuitos ramales de la micro-red 2.

Cálculo del conductor del circuito ramal 1 para iluminación LED: La corriente que circula por este circuito es corriente continua, a una tensión de 24V y una caída de tensión que no excede el 2%.

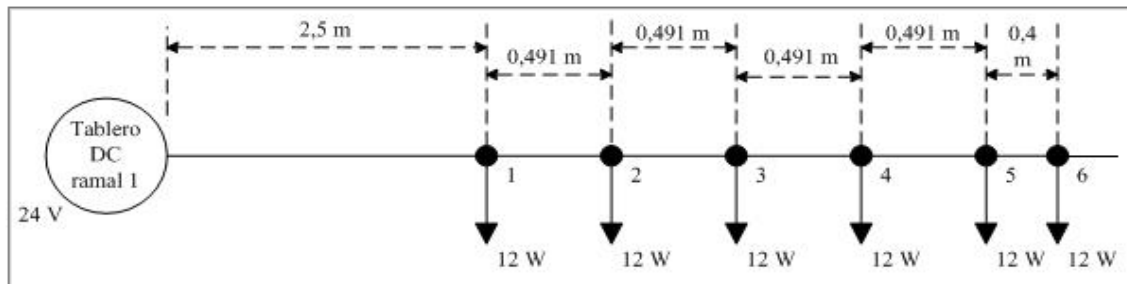


Fig. 3. Distribución de las cargas en el circuito ramal 1.

El circuito ramal alimentará 33 cargas de iluminación; éstas a su vez serán espaciadas como se muestra en la figura anterior y tendrán una fracción periódica que inicia en la carga 1 y termina en la carga 6; finalmente ésta fracción se repetirá hasta llegar a la carga 30. Después de ésta distribución, la separación entre las últimas tres será de 0,432m; ya que éstas hacen parte del otro módulo. La potencia total de la carga en el circuito es de:

$$P_T = \sum P_m = 33 * 12 = 396 \text{ [W]}$$

El momento eléctrico de potencia es de:

$$\begin{aligned}
M_P &= \sum l_m * P_m \\
&= (2,5 * 12) + (2,991 * 12) * (3,482 * 12) + (3,973 * 12) \\
&+ (4,464 * 12) + (4,864 * 12) + (5,355 * 12) * (5,846 * 12) \\
&+ (6,337 * 12) + (6,828 * 12) + (7,228 * 12) + (7,719 * 12) \\
&* (8,21 * 12) + (8,701 * 12) + (9,192 * 12) + (9,592 * 12) \\
&+ (10,083 * 12) * (10,574 * 12) + (10,993 * 12) + (11,412 * 12) \\
&+ (11,812 * 12) + (12,303 * 12) * (12,794 * 12) + (13,285 * 12) \\
&+ (13,776 * 12) + (14,176 * 12) + (14,667 * 12) * (15,158 * 12) \\
&+ (15,649 * 12) + (16,14 * 12) + (16,572 * 12) + (17,004 * 12) \\
&* (17,436 * 12) = 3972,66 \text{ [Wm]}
\end{aligned}$$

La sección transversal del conductor es:

$$S = \frac{200 * \rho * M_p}{\delta\% * V^2} = \frac{200 * 1 * 3972,66}{51 * 2 * 24^2} = 13,523 \text{ [mm}^2\text{]}$$

De acuerdo a ésta sección transversal, el calibre que sirve y se encuentra comercialmente es de 21,14 mm² (#4 AWG tipo SIS en cobre a una temperatura nominal del conductor de 90°C). Con este calibre comercial se procede a verificar que la regulación no exceda el 2% alimentando hasta la última carga:

$$\delta\% = \frac{200 * 1 * 3972,66}{51 * 21,14 * 24^2} = 1,27\%$$

La capacidad de corriente está dada por:

$$I_T = \frac{P_T}{V} = \frac{396}{24} = 16,5 \text{ [A]}$$

Se cumple con capacidad de corriente porque según el cuadro 310-16 de la NTC 2050, la capacidad del calibre #4 AWG tipo SIS en cobre es de 95A a 90°C. Aunque está sobrado en capacidad de corriente, el calibre no se puede reducirse porque no se cumpliría con regulación. La empresa CENTELSA es la comercializadora del tipo de cable SIS con las siguientes características:

Tabla 19. Características técnicas del conductor para el circuito ramal 1 [CENTELSA, 2010]

Cableado	Calibre	Diám. Ext. [mm]	Peso [kg/km]	Resistencia DC (20°C)[Ohm/km]	Capacidad de corriente [A]
Flexible	#4AWG	8,88	222,7	0,848	140

Cálculo del conductor del circuito ramal 2 para iluminación LED: La corriente que circula por este circuito es corriente continua, a una tensión de 24V y una caída de tensión que no excede el 2%.

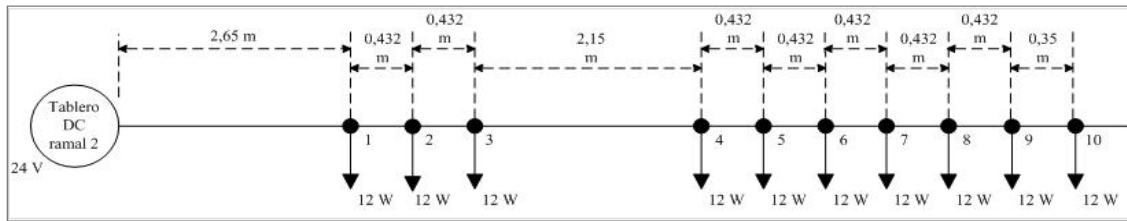


Fig. 4. Distribución de las cargas en el circuito ramal 2.

El circuito ramal alimentará 33 cargas de iluminación, espaciadas una de otras como se muestra en la figura anterior, allí se representa una fracción periódica del ramal a partir de la carga 4 hasta la carga 33. La potencia total de la carga en el circuito es de:

$$P_T = \sum P_m = 33 * 12 = 396 \text{ [W]}$$

El momento eléctrico de potencia es de:

$$\begin{aligned}
 M_P &= \sum l_m * P_m \\
 &= (2,65 * 12) + (3,082 * 12) + (3,514 * 12) + (5,664 * 12) \\
 &+ (6,096 * 12) + (6,528 * 12) + (6,96 * 12) + (7,392 * 12) \\
 &+ (7,824 * 12) + (8,174 * 12) + (8,606 * 12) + (9,038 * 12) \\
 &+ (9,47 * 12) + (9,902 * 12) + (10,334 * 12) + (10,684 * 12) \\
 &+ (11,116 * 12) + (11,548 * 12) + (11,98 * 12) + (12,412 * 12) \\
 &+ (12,762 * 12) + (13,194 * 12) + (13,63 * 12) + (14,06 * 12) \\
 &+ (14,49 * 12) + (14,922 * 12) + (15,27 * 12) + (15,704 * 12) \\
 &+ (16,13 * 12) + (16,568 * 12) + (17 * 12) + (17,432 * 12) \\
 &+ (17,864 * 12) = 4344 \text{ [Wm]}
 \end{aligned}$$

La sección transversal del conductor es:

$$S = \frac{200 * \rho * M_p}{\delta\% * V^2} = \frac{200 * 1 * 4344}{51 * 2 * 24^2} = 14,78 \text{ [mm}^2\text{]}$$

De acuerdo a ésta sección transversal, el calibre que sirve y se encuentra comercialmente es de 21,14 mm² (#4 AWG tipo SIS en cobre a una temperatura nominal de 90°C). Con este calibre comercial se procede a verificar que la regulación no exceda el 2% alimentando hasta la última carga:

$$\delta\% = \frac{200 * 1 * 4344}{51 * 21,14 * 24^2} = 1,4\%$$

La capacidad de corriente está dada por:

$$I_T = \frac{P_T}{V} = \frac{396}{24} = 16,5 \text{ [A]}$$

Se cumple con capacidad de corriente porque según el cuadro 310-16 de la NTC 2050, la capacidad del calibre #4 AWG tipo SIS en cobre es de 95A a 90°C. Aunque está sobrado en capacidad de corriente, el calibre no se puede reducirse porque no se cumpliría con regulación. La empresa CENTELSA es la comercializadora del tipo de cable SIS con las siguientes características:

Tabla 20. Características técnicas del conductor para el circuito ramal 2 [CENTELSA, 2010]

Cableado	Calibre	Diám. Ext. [mm]	Peso [kg/km]	Resistencia DC (20°C)[Ohm/km]	Capacidad de corriente [A]
Flexible	#4AWG	8,88	222,7	0,848	140

ANEXO 11.

Cálculo de ductos para el subsistema fotovoltaico conectado a la red

Tramo 1: Generador fotovoltaico– Tablero DC. Cada array contiene 4 paneles en serie y en total serán 5 array con un terminal positivo y uno negativo, es decir que la tubería debe albergar los 10 conductores (5 positivos y 5 negativos), los conductores negativos son los mismos conductores de puesta a tierra. Esta canalización deberá ser galvanizada porque irá por el sustrato del techo verde, sin embargo, puede darse el caso de que reciba radiación solar.

El diámetro del conductor positivo y negativo es 6,15 [mm] (SIS #8AWG). El diámetro del ducto debe ser mayor a 31 [mm].

$$d_t \geq 1,58 * \sqrt{(10 * 6,15^2)} = 30,73 \text{ [mm]}$$

El ducto preliminarmente seleccionado es un tubo metálico rígido con sección comercial en pulgadas de 1¼ . La pertinencia del tubo identificado se hace a partir de la tabla C8 de la NTC2050, la cual indica el número de conductores permitidos por canalización metálica en función del diámetro del conductor.

Debido a que dicha tabla no contempla conductores SIS, se procede a realizar el análisis considerando conductores con características similares recubrimiento y diámetro. Los conductores SIS son retardantes a la llama al igual que los TW y THW, según la tabla 310-13 de la NTC2050. El cable #6AWG TW (7,85mm) tiene un diámetro externo cercano al #8AWG SIS (6,15mm).

Según la tabla C8, el ducto seleccionado puede soportar hasta 7 conductores #8 AWG tipo SIS. Por lo tanto, se mantiene la decisión sobre el tubo propuesto, se tenderá un **tubo PVC de 1¼ pulgadas**.

Tramo 2: Tablero DC -Controlador y convertidor solar MPPT. Esta canalización será en PVC y albergará un conductor positivo y un conductor negativo.

El diámetro para el conductor positivo y negativo es 13,21 [mm] (SIS #1/0AWG), siendo también el conductor negativo el conductor de puesta a tierra. El diámetro del ducto deberá ser superior a 30 [mm].

$$d_t \geq 1,58 * \sqrt{(2 * 13,21^2)} = 29,52 \text{ [mm]}$$

El ducto preliminarmente seleccionado es un tubo PVC con sección comercial en pulgadas de 2. La pertinencia del tubo identificado se hace a partir de la tabla C9 de la NTC2050, la cual indica el número de conductores permitidos por canalización PVC en función del diámetro del conductor.

Debido a que dicha tabla no contempla conductores SIS, se procede a realizar el análisis considerando conductores con características similares recubrimiento y diámetro. Los conductores SIS son retardantes a la llama al igual que los TW y THW, según la tabla 310-13 de la NTC2050. El cable #1/0 AWG TW (13,35mm) tiene un diámetro externo cercano al #1/0AWG SIS (13,21mm).

Según la tabla C9, el ducto seleccionado puede soportar hasta 5 conductores #1/0 AWG tipo SIS. Por tanto, se mantiene la decisión sobre el tubo propuesto, se tenderá un **tubo PVC de 2,0 pulgadas**.

Tramo 3: Controlador y convertidor solar MPPT- Dispositivo de interfaz NPS 1000. Esta canalización será en PVC y albergará un conductor positivo y un conductor negativo.

El diámetro para el conductor positivo y negativo es 8,88 [mm] (SIS #4AWG), siendo también el conductor negativo el conductor de puesta a tierra. El diámetro del ducto deberá ser superior a 20 [mm].

$$d_t \geq 1,58 * \sqrt{(2 * 8,88^2)} = 19,84 \text{ [mm]}$$

El ducto preliminarmente seleccionado es un tubo PVC con sección comercial en pulgadas de 1. La pertinencia del tubo identificado se hace a partir de la tabla C9 de la NTC2050, la cual indica el número de conductores permitidos por canalización PVC en función del diámetro del conductor.

Debido a que dicha tabla no contempla conductores SIS, se procede a realizar el análisis considerando conductores con características similares recubrimiento y diámetro. Los conductores SIS son retardantes a la llama al igual que los TW y THW, según la tabla 310-13 de la NTC2050. El cable #4 AWG TW (9,05mm) tiene un diámetro externo cercano al #4AWG SIS (8,88mm).

Según la tabla C9, el ducto seleccionado puede soportar hasta 3 conductor #4 AWG tipo SIS. Por tanto, , mantiene la decisión sobre el tubo propuesto, se tenderá un **tubo PVC de 1,0 pulgadas. Este ducto se usará para cada micro-red independientemente una de la otra.**

Tramo 4: Controlador y convertidor solar MPPT- Banco de inversores monofásicos. Esta canalización será en PVC y albergará un conductor positivo y un conductor negativo, ambos por cada inversor, es decir que en total serán 6 conductores, 2 por cada inversor.

El diámetro para el conductor positivo y negativo es 10,55 [mm] (SIS #2 AWG), siendo también el conductor negativo el conductor de puesta a tierra. El diámetro del ducto deberá ser superior a 30 [mm].

$$d_t \geq 1,58 * \sqrt{(6 * 10,55^2)} = 40,83 \text{ [mm]}$$

El ducto preliminarmente seleccionado es un tubo PVC con sección comercial en pulgadas de 2. La pertinencia del tubo identificado se hace a partir de la tabla C9 de la NTC2050, la cual indica el número de conductores permitidos por canalización PVC en función del diámetro del conductor.

Debido a que dicha tabla no contempla conductores SIS, se procede a realizar el análisis considerando conductores con características similares recubrimiento y diámetro. Los conductores SIS son retardantes a la llama al igual que los TW y

THW, según la tabla 310-13 de la NTC2050. El cable #2 AWG TW (10,6mm) tiene un diámetro externo cercano al #2AWG SIS (10,55mm).

Según la tabla C9, el ducto seleccionado puede soportar hasta 8 conductores #2 AWG tipo SIS. Por tanto, mantiene la decisión sobre el tubo propuesto, se tenderá un **tubo PVC de 2,0 pulgadas**.

Tramo 5: Banco de inversores monofásicos – transformador de aislamiento.

Esta canalización será en PVC y albergará un conductor de fase y un conductor neutro por cada inversor, es decir que en total serán 6 conductores, 2 por cada inversor.

El diámetro para el conductor fase y neutro es de 7,85 [mm] (TW #2 AWG). El diámetro del ducto deberá ser superior a 31 [mm].

$$d_t \geq 1,58 * \sqrt{(6 * 7,85^2)} = 30,38 \text{ [mm]}$$

El ducto preliminarmente seleccionado es un tubo PVC con sección comercial en pulgadas de 2. La pertinencia del tubo identificado se hace a partir de la tabla C9 de la NTC2050, la cual indica el número de conductores permitidos por canalización PVC en función del diámetro del conductor.

Según la tabla C9, el ducto seleccionado puede soportar hasta 8 conductores #2 AWG tipo TW. Por tanto, se mantiene la decisión sobre el tubo propuesto, se tenderá un **tubo PVC de 2,0 pulgadas**.

Tramo 6: Transformador de aislamiento –Tablero AC (2do. Piso).

Esta canalización será en PVC y albergará cinco conductores: tres de fase, uno para el neutro y otro más para la PAT.

El diámetro para los conductores de fase es 7,85[mm] (TW #2AWG), para el conductor de neutro es 7,85[mm] (TW#2AWG) y para el conductor de PAT 7,85[mm] (TW #2AWG). El diámetro del ducto deberá ser superior a 28 [mm].

$$d_t \geq 1,58 * \sqrt{(5 * 7,85^2)} = 27,73 \text{ [mm]}$$

El ducto preliminarmente seleccionado es un tubo PV con sección comercial en pulgadas de 1¼. La pertinencia del tubo identificado se hace a partir de la tabla C9 de la NTC2050, la cual indica el número de conductores permitidos por canalización PVC en función del diámetro del conductor.

Según la tabla C9, el ducto seleccionado puede soportar hasta 3 conductores #2 AWG tipo TW. Por lo tanto se procede a aumentar el diámetro y se selecciona un **tubo PVC de 2,0 pulgadas**, el cual tiene capacidad de albergar hasta 8 conductores #2 AWG tipo TW.

Tramo 7: Dispositivo de interfaz NPS 1000- Reductor DC/DC (1y2). Esta canalización será en PVC y albergará un conductor positivo y un conductor negativo.

El diámetro para el conductor positivo y negativo es 7,13 [mm] (SIS #6AWG), siendo también el conductor negativo el conductor de puesta a tierra. El diámetro del ducto deberá ser superior a 16 [mm].

$$d_t \geq 1,58 * \sqrt{(2 * 7,13^2)} = 15,93 \text{ [mm]}$$

El ducto preliminarmente seleccionado es un tubo PVC con sección comercial en pulgadas de 1. La pertinencia del tubo identificado se hace a partir de la tabla C9 de la NTC2050, la cual indica el número de conductores permitidos por canalización PVC en función del diámetro del conductor.

Debido a que dicha tabla no contempla conductores SIS, se procede a realizar el análisis considerando conductores con características similares recubrimiento y diámetro. Los conductores SIS son retardantes a la llama al igual que los TW y THW, según la tabla 310-13 de la NTC2050. El cable #6 AWG TW (7,85mm) tiene un diámetro externo cercano al #6AWG SIS (7,13mm).

Según la tabla C9, el ducto seleccionado puede soportar hasta 3 conductor #6 AWG tipo SIS. Por tanto, se mantiene la decisión sobre el tubo propuesto, se tenderá un **tubo PVC de 1,0 pulgadas**.

Tramo 8: Reductor DC/DC (1y2)- Tablero DC (2do. Piso). Esta canalización será en PVC y albergará un conductor positivo y un conductor negativo.

El diámetro para el conductor positivo y negativo es 15,84 [mm] (SIS #3/0 AWG), siendo también el conductor negativo el conductor de puesta a tierra. El diámetro del ducto deberá ser superior a 20 [mm].

$$d_t \geq 1,58 * \sqrt{(2 * 15,84^2)} = 35,4 \text{ [mm]}$$

El ducto preliminarmente seleccionado es un tubo PVC con sección comercial en pulgadas de 1^{1/2}. La pertinencia del tubo identificado se hace a partir de la tabla C9 de la NTC2050, la cual indica el número de conductores permitidos por canalización PVC en función del diámetro del conductor.

Debido a que dicha tabla no contempla conductores SIS, se procede a realizar el análisis considerando conductores con características similares recubrimiento y diámetro. Los conductores SIS son retardantes a la llama al igual que los TW y THW, según la tabla 310-13 de la NTC2050. El cable #4/0AWG TW (17,15mm) tiene un diámetro externo cercano al #3/0AWG SIS (15,84mm).

Según la tabla C9, el ducto seleccionado puede soportar hasta 1 conductor #3/0 AWG tipo SIS. Por tanto, se procede a aumentar el diámetro y se selecciona un **tubo PVC de 2 pulgadas.**

Tramo 9: Dispositivo de interfaz NPS 1000- Baterías. Esta canalización será en PVC y albergará un conductor positivo y un conductor negativo.

El diámetro para el conductor positivo y negativo es 4,59 [mm] (SIS #10AWG), siendo también el conductor negativo el conductor de puesta a tierra. El diámetro del ducto deberá ser superior a 11 [mm].

$$d_t \geq 1,58 * \sqrt{(2 * 4,59^2)} = 10,26 \text{ [mm]}$$

El ducto preliminarmente seleccionado es un tubo PVC con sección comercial en pulgadas de ½. La pertinencia del tubo identificado se hace a partir de la tabla C9

de la NTC2050, la cual indica el número de conductores permitidos por canalización PVC en función del diámetro del conductor.

Debido a que dicha tabla no contempla conductores SIS, se procede a realizar el análisis considerando conductores con características similares recubrimiento y diámetro. Los conductores SIS son retardantes a la llama al igual que los TW y THW, según la tabla 310-13 de la NTC2050. El cable #8 AWG TW (6,05mm) tiene un diámetro externo cercano al #10AWG SIS (4,59mm).

Según la tabla C9, el ducto seleccionado puede soportar hasta 1 conductor #6 AWG tipo SIS. Por tanto, se procede a aumentar el diámetro y se selecciona un **tubo PVC de ¾ de pulgada**, el cual tiene capacidad de albergar hasta 3 conductores #8 AWG tipo TW.

Tramo 10: Tablero AC (2do. Piso)- Dispositivo de interfaz NPS 1000. Esta canalización será en PVC y albergará 3 conductores, 2 de fase y 1 de puesta a tierra.

El diámetro para los conductores de fase es 3,95[mm] (TW #12AWG) y para el conductor de PAT es de 5,97[mm] (THW #8AWG). El diámetro del ducto deberá ser superior a 13 [mm].

$$d_t \geq 1,58 * \sqrt{(2 * 3,95^2) + (5,97^2)} = 12,91 \text{ [mm]}$$

El ducto preliminarmente seleccionado es un tubo PV con sección comercial en pulgadas de 3/4. La pertinencia del tubo identificado se hace a partir de la tabla C9 de la NTC2050, la cual indica el número de conductores permitidos por canalización PVC en función del diámetro del conductor.

Según la tabla C9, el ducto seleccionado puede soportar hasta 5 conductores #12 AWG tipo TW. Por tanto, se mantiene la decisión sobre el tubo propuesto, se tenderá un **tubo PVC de 3/4 pulgadas**.

Tramo 11: Dispositivo de interfaz NPS 1000- Reductor DC/DC. Esta canalización será en PVC y albergará un conductor positivo y un conductor negativo.

El diámetro para el conductor positivo y negativo es 8,88 [mm] (SIS #4AWG), siendo también el conductor negativo el conductor de puesta a tierra. El diámetro del ducto deberá ser superior a 20 [mm].

$$d_t \geq 1,58 * \sqrt{(2 * 8,88^2)} = 19,84 \text{ [mm]}$$

El ducto preliminarmente seleccionado es un tubo PVC con sección comercial en pulgadas de 1. La pertinencia del tubo identificado se hace a partir de la tabla C9 de la NTC2050, la cual indica el número de conductores permitidos por canalización PVC en función del diámetro del conductor.

Debido a que dicha tabla no contempla conductores SIS, se procede a realizar el análisis considerando conductores con características similares recubrimiento y diámetro. Los conductores SIS son retardantes a la llama al igual que los TW y THW, según la tabla 310-13 de la NTC2050. El cable #4AWG TW (9,05mm) tiene un diámetro externo cercano al #4AWG SIS (8,88mm).

Según la tabla C9, el ducto seleccionado puede soportar hasta 3 conductor #4 AWG tipo SIS. Por tanto, se mantiene la decisión sobre el tubo propuesto, se tenderá un **tubo PVC de 1 pulgadas**.

Tramo 12: Reductor DC/DC - Tablero DC (2do. Piso). Esta canalización será en PVC y albergará un conductor positivo y un conductor negativo.

El diámetro para el conductor positivo y negativo es 14,43 [mm] (SIS #2/0 MCM), siendo también el conductor negativo el conductor de puesta a tierra. El diámetro del ducto deberá ser superior a 33 [mm].

$$d_t \geq 1,58 * \sqrt{(2 * 14,43^2)} = 32,34 \text{ [mm]}$$

El ducto preliminarmente seleccionado es un tubo PVC con sección comercial en pulgadas de 1^{1/2}. La pertinencia del tubo identificado se hace a partir de la tabla

C9 de la NTC2050, la cual indica el número de conductores permitidos por canalización PVC en función del diámetro del conductor.

Debido a que dicha tabla no contempla conductores SIS, se procede a realizar el análisis considerando conductores con características similares recubrimiento y diámetro. Los conductores SIS son retardantes a la llama al igual que los TW y THW, según la tabla 310-13 de la NTC2050. El cable #2/0 MCM TW (14,5mm) tiene un diámetro externo cercano al #2/0AWG SIS (14,43mm).

Según la tabla C9, el ducto seleccionado puede soportar hasta 1 conductor #2/0 AWG tipo SIS. Por tanto, se procede a aumentar el diámetro y se selecciona un **tubo PVC de 2 pulgadas**, el cual tiene capacidad de albergar hasta 4 conductores #2/0 AWG tipo TW.

Tramo 13: Dispositivo de interfaz NPS 1000- Baterías. Esta canalización será en PVC y albergará un conductor positivo y un conductor negativo.

El diámetro para el conductor positivo y negativo es 4,59 [mm] (SIS #10AWG), siendo también el conductor negativo el conductor de puesta a tierra. El diámetro del ducto deberá ser superior a 11 [mm].

$$d_t \geq 1,58 * \sqrt{(2 * 4,59^2)} = 10,26 \text{ [mm]}$$

El ducto preliminarmente seleccionado es un tubo PVC con sección comercial en pulgadas de 1/2. La pertinencia del tubo identificado se hace a partir de la tabla C9 de la NTC2050, la cual indica el número de conductores permitidos por canalización PVC en función del diámetro del conductor.

Debido a que dicha tabla no contempla conductores SIS, se procede a realizar el análisis considerando conductores con características similares recubrimiento y diámetro. Los conductores SIS son retardantes a la llama al igual que los TW y THW, según la tabla 310-13 de la NTC2050. El cable #8 AWG TW (6,05mm) tiene un diámetro externo cercano al #10AWG SIS (4,59mm).

Según la tabla C9, el ducto seleccionado puede soportar hasta 1 conductor #6 AWG tipo SIS. Por tanto, se procede a aumentar el diámetro y se selecciona un **tubo PVC de ¾ de pulgada**, el cual tiene capacidad de albergar hasta 3 conductores #8 AWG tipo TW.

Tramo 14: Tablero AC (2do. Piso)- Dispositivo de interfaz NPS 1000. Esta canalización será en PVC y albergará 3 conductores, 2 de fase y 1 de puesta a tierra.

El diámetro para los conductores de fase es 3,95[mm] (TW #12AWG) y para el conductor de PAT es de 5,97[mm] (THW #8AWG). El diámetro del ducto deberá ser superior a 13 [mm].

$$d_t \geq 1,58 * \sqrt{(2 * 3,95^2) + (5,97^2)} = 12,91 \text{ [mm]}$$

El ducto preliminarmente seleccionado es un tubo PV con sección comercial en pulgadas de ¾. La pertinencia del tubo identificado se hace a partir de la tabla C9 de la NTC2050, la cual indica el número de conductores permitidos por canalización PVC en función del diámetro del conductor.

Según la tabla C9, el ducto seleccionado puede soportar hasta 5 conductores #12 AWG tipo TW. Por tanto, se mantiene la decisión sobre el tubo propuesto, se tenderá un **tubo PVC de ¾ pulgadas**.

Tabla 1. Tabla resumen de la selección de ductos de cada micro-red

Circuito ramal		Cableado	Calibre	Número de conductores por tramo	Ducto seleccionado
Micro-red 1	A	Flexible	#2AWG SIS	3	Tubo PVC de 1¼ pulgada
	B	Flexible	#1/0AWG SIS	3	Tubo PVC de 2 de pulgada
Micro-red 2	1	Flexible	#4AWG SIS	3	Tubo PVC de 1 pulgada
	2	Flexible	#4AWG SIS	3	Tubo PVC de 1 pulgada

Tabla 2. Tabla resumen de la selección de conductores para cada circuito ramal

Circuit o ramal	Cableado	Calibre	Diám. Ext. [mm]	Peso [kg/k m]	Resistencia DC (20°C)[Ohm/k m]	Capacidad de corriente [A]	Número de conductor es por tramo	Ducto seleccionado
A	Flexible	#2AWG	10,55	343,9	0,533	190	3	Tubo PVC de 1¼ pulgada
B	Flexible	#1/0AWG	13,21	545,7	0,335	260	3	Tubo PVC de 2 de pulgada
1	Flexible	#4AWG	8,88	222,7	0,848	140	3	Tubo PVC de 1 pulgada
2	Flexible	#4AWG	8,88	222,7	0,848	140	3	Tubo PVC de 1 pulgada

CÁLCULO DE DUCTOS DE LOS CIRCUITOS RAMALES

Cada micro-red tiene un par de circuitos ramales, cada uno de los requiere un ducto para el tendido de sus conductores.

Ductos para la micro-red 1.

El conductor negativo de la instalación es el mismo conductor de PAT del sistema general, sin embargo para equipos sensibles como portátiles es necesario separar las PAT, es decir que no se conecten al mismo barraje, sino que este sea totalmente independiente dentro del tablero.

Circuito ramal A para portátiles: El ducto albergará 3 conductores (1 positivo, 1 negativo y un PAT por ser equipo sensible). El conductor del PAT debe ser igual al conductor mayor del tramo y por ningún motivo debe ser inferior a #8 AWG.

El diámetro del conductor positivo y negativo 10,55 [mm] (SIS #2AWG) y el diámetro del PAT 10,6 [mm] (THW #1/0AWG). El diámetro del ducto debe ser mayor a 29 [mm].

$$d_t \geq 1,58 * \sqrt{(2 * 10,55^2) + (10,6^2)} = 28,91 \text{ [mm]}$$

El ducto preliminarmente seleccionado es un tubo PVC con sección comercial en pulgadas de 1¼. La pertinencia del tubo identificado se hace a partir de la tabla C9 de la NTC2050, la cual indica el número de conductores permitidos por canalización PVC en función del diámetro del conductor.

Debido a que dicha tabla no contempla conductores SIS, se procede a realizar el análisis considerando conductores con características similares. Los conductores SIS son retardantes a la al igual que los TW y THW, según la tabla 310-13 de la NTC2050. El cable #2 AWG TW (10,6mm) tiene un diámetro externo cercano al #2AWG SIS (10,55 mm).

Según la tabla C9, el ducto seleccionado puede soportar hasta 3 conductores #2 AWG tipo SIS. Por tanto, se mantiene la decisión sobre el tubo propuesto, **PVC de 1¼ pulgada.**

Circuito ramal B para portátiles: El ducto albergará 3 conductores (1 positivo, 1 negativo y un PAT por ser equipos sensible). El conductor del PAT debe ser igual al conductor mayor del tramo y por ningún motivo debe ser inferior a #8 AWG.

El diámetro del conductor positivo y negativo 13,21 [mm] (SIS #1/0AWG) y el del PAT es 13,35 [mm] (THW #1/0AWG). El diámetro del ducto debe ser mayor a 37 [mm].

$$d_t \geq 1,58 * \sqrt{(2 * 13,21^2) + (13,35^2)} = 36,27 \text{ [mm]}$$

El ducto preliminarmente seleccionado es un tubo PVC con sección comercial en pulgadas de 1½. La pertinencia del tubo identificado se hace a partir de la tabla C9 de la NTC2050, la cual indica el número de conductores permitidos por canalización PVC en función del diámetro del conductor.

Debido a que dicha tabla no contempla conductores SIS, se procede a realizar el análisis considerando conductores con características similares recubrimiento y diámetro. Los conductores USE-2 son retardantes a la llama al igual que los TW y

THW, según la tabla 310-13 de la NTC2050. El cable #1/0 AWG TW (10,35mm) tiene un diámetro externo cercano al #1/0AWG SIS (13,21 mm).

Según la tabla C9, el ducto seleccionado puede soportar hasta 1 conductor #1/0 AWG tipo SIS. Por tanto, se procede a aumentar el diámetro y se selecciona un **tubo PVC de 2 de pulgada**, el cual tiene capacidad de albergar hasta 5 conductores #1/0 AWG tipo TW.

Ductos para la micro-red 2.

Circuito ramal 1 para iluminación LED: El ducto albergará 2 conductores (1 positivo y 1 negativo) siendo este último el mismo conductor de puesta a tierra. El conductor del PAT debe ser igual al conductor mayor del tramo o por ningún motivo debe ser inferior a #8 AWG.

El diámetro del conductor positivo y negativo 8,88 [mm] (SIS#4AWG). El diámetro del ducto debe ser mayor a 20 [mm].

$$d_t \geq 1,58 * \sqrt{(2 * 8,88^2)} = 19,84 \text{ [mm]}$$

El ducto preliminarmente seleccionado es un tubo PVC con sección comercial en pulgadas de 1. La pertinencia del tubo identificado se hace a partir de la tabla C9 de la NTC2050, la cual indica el número de conductores permitidos por canalización PVC en función del diámetro del conductor.

Debido a que dicha tabla no contempla conductores SIS, se procede a realizar el análisis considerando conductores con características similares recubrimiento y diámetro. Los conductores SIS son resistentes retardantes a la llama al igual que los TW y THW, según la tabla 310-13 de la NTC2050. El cable #4AWG TW (9,05mm) tiene un diámetro externo cercano al #4AWG SIS (8,88 mm).

Según la tabla C9, el ducto seleccionado puede soportar hasta 3 conductores #4 AWG tipo USE-2. Por tanto, se mantiene la decisión sobre el tubo propuesto, **tubo PVC de 1 pulgada**.

Circuito ramal 2 para iluminación LED. El ducto albergará 2 conductores (1 positivo y 1 negativo) siendo este último el mismo conductor de puesta a tierra. El conductor del PAT debe ser igual al conductor mayor del tramo y por ningún motivo debe ser inferior a #8 AWG.

El diámetro del conductor positivo y negativo 8,88 [mm] (SIS#4AWG). El diámetro del ducto debe ser mayor a 20 [mm].

$$d_t \geq 1,58 * \sqrt{(2 * 8,88^2)} = 19,84 \text{ [mm]}$$

El ducto preliminarmente seleccionado es un tubo PVC con sección comercial en pulgadas de 1. La pertinencia del tubo identificado se hace a partir de la tabla C9 de la NTC2050, la cual indica el número de conductores permitidos por canalización PVC en función del diámetro del conductor.

Debido a que dicha tabla no contempla conductores SIS, se procede a realizar el análisis considerando conductores con características similares recubrimiento y diámetro. Los conductores SIS son resistentes retardantes a la llama al igual que los TW y THW, según la tabla 310-13 de la NTC2050. El cable #4AWG TW (9,05mm) tiene un diámetro externo cercano al #4AWG SIS (8,88 mm).

Según la tabla C9, el ducto seleccionado puede soportar hasta 3 conductores #4 AWG tipo USE-2. Por tanto, se mantiene la decisión sobre el tubo propuesto, **tubo PVC de 1 pulgada.**

Cálculo y selección de protecciones para el subsistema fotovoltaico para alimentación de dos micro-redes



263

Protecciones tramo 1: Paneles fotovoltaicos - tablero de DC de la azotea.

Todas estas protecciones se deben ubicar en el tablero DC No.1 de la azotea.

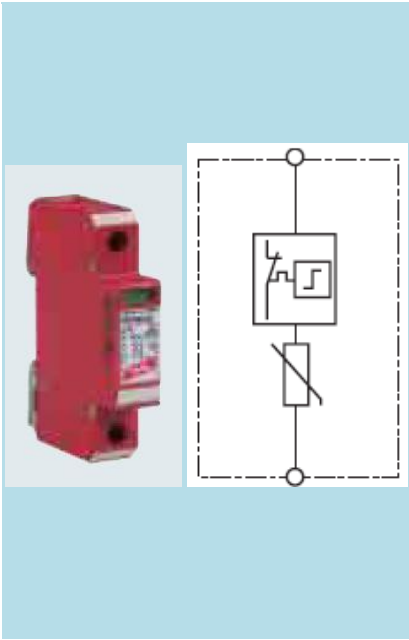
Los paneles fotovoltaicos serán protegidos contra descargas de tensión, sobrecorriente, sobretensión y flujo de corriente inversa. Se usará un descargador de tensión ubicado en el tablero DC de la azotea (N°1), COEVAGI tipo OVR PV 40 600 P TS con las siguientes especificaciones, en total serán 5 varistores (limitadores de sobretensiones) conectados al polo positivo de cada array y tierra:

Protecciones tramo 1: Paneles fotovoltaicos - tablero de DC de la azotea.

Todas estas protecciones se deben ubicar en el tablero DC No.1 de la azotea.

Los paneles fotovoltaicos serán protegidos contra descargas de tensión, sobrecorriente, sobretensión y flujo de corriente inversa. Se usará un descargador de tensión ubicado en el tablero DC de la azotea (N°1), COEVAGI tipo OVR PV 40 600 P TS con las siguientes especificaciones, en total serán 5 varistores (limitadores de sobretensiones) conectados al polo positivo de cada array y tierra:

Tabla 1. Características técnicas varistor COEVAGI OVR PV 40 600 P TS. Tomado de [COEVAGI, 2010].

	Parámetro	Valor
	ión nominal	V
	ión máxima de operación continua	V
	ero de polos	
	ente nominal máxima (8/20)In	¿A
	ente máxima de descarga (8/20)In	¿A
	de protección Up	kV
	po de respuesta	¿s
	Montaje sobre carril de sujeción	
	Indicación remota (TS): Disponen de un borne de conexión para señalización a distancia.	
	La gran seguridad de estos descargadores viene caracterizada por su elevada capacidad de derivación, por el bajo nivel de protección y por el doble dispositivo de vigilancia y separación Thermo-Dynamic-Control.	

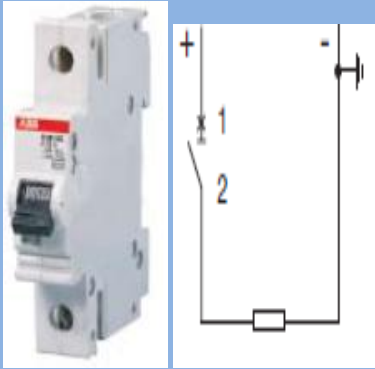
Se usarán fusibles en el polo positivo de los cinco arrays de paneles, por lo cual se requerirán en total 5. El fusible tipo gG seleccionado es de la serie PV de OEZ tiene las siguientes características:

Tabla 2. Características técnicas del fusible PV-OEZ 6A. Tomado de [OEZ, 2010].

	Parámetro	Valor
	Corriente nominal	6A]
	Potencia disipada	1 [W]
	Peso	0.1 [kg]
	Tensión de Uso	150 [V]
	Constante de tiempo (L/R) τ	10 [s]
	Corriente de Corte (RMS) I_1	60 [kA]

Se usará un interruptor automático seccionador conectado al polo positivo por cada grupo de paneles, en total serán cinco interruptores. Tendrá como objetivo proteger contra sobrecorriente y además permitir la desconexión el sistema fotovoltaico cuando sea necesario. El interruptor seleccionado es de ABB serie S280 UC-Z con las siguientes especificaciones:

Tabla 3. Características técnicas del interruptor automáticoS280 UC-Z 10. Tomado de [ABB, 2010].

	Parámetro	Valor
	Intensidad nominal	10 A]
	Tensión de aislamiento	150 [V]
	Mínima tensión de operación	10 [Vdc.]
	Tensión nominal	150 [Vdc.]
	N° de polos	1
	Corriente de Cortocircuito	1000 :A
	Resistencia por polo	10 mΩ]
	Pérdidas de potencia por polo	1 [W]
	Temperatura ambiente de operación	≤ 55°C

Protección contra flujo inverso de corriente. Dado que los paneles fotovoltaicos están compuestos de material semiconductor pueden bajo ciertas condiciones convertirse en una carga que consumiría energía, principalmente cuando la radiación solar es muy baja o cuando en situación de cielo parcialmente nublado donde haya zonas del sistema que reciban menos radiación solar que otras.

Con el fin de prevenir estas pérdidas debidas a contra flujos de corriente, se requiere instalar diodos de bloqueo conectados en serie en cada rama o bloque, buscando aumentar la protección contra posibles corrientes de falla que puedan afectar los paneles fotovoltaicos. Se colocarán solamente en el conductor positivo, debido a que el conductor negativo es el de puesta a tierra del sistema DC.

Estos diodos deben estar en capacidad de soportar la corriente de protección de los paneles cuya magnitud es de 8,88 [A], en total serán 5 diodos de bloqueo uno para cada terminal positiva de los grupos de paneles. La tabla 3.20 presenta las principales características técnicas de dispositivo seleccionado.

Tabla4. Características técnicas del diodo seleccionado. Tomado de [BDBATTERIES].

	Tipo de protección	Dispositivo a usarse
	ión	V
	ente directa máxima If	A
	ente máxima de sobretensiones	0 A
	ma caída de tensión (If=200A)	V
	ma corriente inversa	A

Protecciones tramo 2: Tablero de DC de la azotea –controlador convertidor solar MPPT.

Las protecciones pertenecientes a este tramo deben ubicarse en el tablero DC No. 2 que estará en el cuarto de control del segundo piso. Dada la distancia considerable desde el tablero DC de la azotea donde se encuentran ubicados los varistores que protegerán cada array del sistema fotovoltaico, es necesario y recomendable ubicar un Varistor de las mismas especificaciones en el tablero DC del segundo piso, el tablero No. 2 antes de la entrada al controlador convertidor MPPT con el fin de proteger el resto de la instalación de cualquier tipo de descarga ocurrida sobre los paneles fotovoltaicos.

Prevía conexión de los conductores del tablero DC de la azotea al controlador convertidor solar MPPT debe ubicarse un interruptor de protección contra sobrecorriente y de desconexión manual del sistema fotovoltaico, este interruptor es muy importante ya que permitirá la desconexión de paneles en caso de mantenimiento o fallo desde el cuarto de control. Este interruptor debe soportar la suma de las corrientes de los 5 arrays que es 44,4 A y se conectará en serie con el polo positivo de este tramo. Por su parte, los polos negativos serán conectados a un barraje que será conectado a tierra. Las especificaciones más importantes del interruptor son mostradas a continuación:

Tabla 5. Características técnicas del interruptor automático S281 UC-Z. Tomado de [ABB].

Parámetro		Valor
Intensidad nominal		A]
Tensión de aislamiento		[V]
Mínima tensión de operación		Vdc.]
Tensión nominal		[Vdc.]
N° de polos		
Corriente de Cortocircuito		:A
Resistencia por polo		iΩ]
Pérdidas de potencia por polo		[W]
Temperatura ambiente de operación	de	C / 55°C

Protecciones tramo 3: Controlador convertidor solar MPPT- Unidad NPS-1000.

Se estableció que irá un interruptor seccionador automático en la salida del controlador convertidor MPPT y se ubicará entre éste y cada unidad maestra NPS-1000, cabe aclarar que se requieren dos de este tipo debido a la existencia de dos unidades NPS-1000. Este interruptor se ubicará en un tablero DC (N°2). El interruptor seleccionado es de marca ABB series S280 UB, con las siguientes especificaciones:

Tabla 6. Características técnicas del interruptor automático S280 UC-B. Tomado de [ABB].

Parámetro		Valor
Intensidad nominal		A]
Tensión de aislamiento		[V]
Mínima tensión de operación		Vdc.]
Tensión nominal		[Vdc.]
N° de polos		
Corriente de Cortocircuito		:A
Pérdidas de potencia por polo		[W]
Temperatura ambiente de operación		C / 55°C

Protecciones tramo 4: Controlador convertidor solar MPPT-Banco de inversores monofásicos.

Se estableció que irá un interruptor seccionador automático en la salida del controlador convertidor MPPT y se ubicará entre éste y el banco de inversores monofásicos, este interruptor debe ir entre cada uno de los inversores y le controlador MPPT y se conectará en el tablero DC No. 2. El interruptor seleccionado es de marca ABB series S280 UC, con las siguientes especificaciones:

Tabla 7. Características técnicas del interruptor automáticoS280 UC-Z. Tomado de [ABB].

Parámetro		Valor
Intensidad nominal		A]
Tensión de aislamiento		[V]
Mínima tensión de operación		Vdc.]
Tensión nominal		[Vdc.]
N° de polos		
Corriente de Cortocircuito		:A
Resistencia por polo		iΩ]
Pérdidas de potencia por polo		[W]
Temperatura ambiente de operación		C / 55°C

Protecciones tramo 5: Banco de inversores monofásicos-Transformador de aislamiento.

Se estableció que irá un interruptor seccionador automático en la salida de cada inversor monofásico, se ubicará entre éste y transformador de y se conectará en un tablero AC que será ubicado en el cuarto de control en total serán 3 interruptores para este tramo. El interruptor seleccionado es de marca ABB series S280 UB-Z con las siguientes especificaciones:

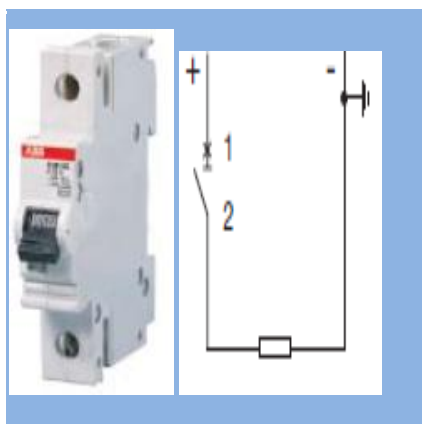
Tabla 8. Características técnicas del interruptor automáticoS280 UC-Z 25. Tomado de [ABB].

Parámetro		Valor
Intensidad nominal		A]
Tensión de aislamiento		[V]
Tensión nominal		[Vdc.]
N° de polos		
Corriente de Cortocircuito		:A
Resistencia por polo		iΩ]
Pérdidas de potencia por polo		[W]
Temperatura ambiente de operación		C / 55°C

Protecciones tramo 6: Transformador de aislamiento-Tablero AC (2do. Piso)

Se estableció que irá un interruptor seccionador automático en la salida del transformador de aislamiento y se ubicará entre éste y un tablero AC que estará ubicado en cuarto de control, este interruptor debe proteger el transformador de fallas en la red y soportar la tensión de salida del transformador. El interruptor seleccionado es de marca ABB series S280 UC, con las siguientes especificaciones:

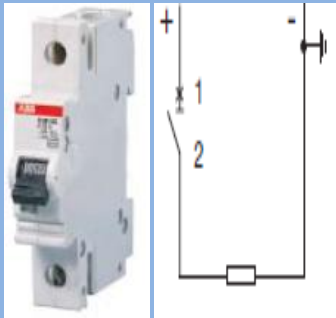
Tabla 9. Características técnicas del interruptor automático S280 UC-Z 16. Tomado de [ABB].

	Parámetro	Valor
	Intensidad nominal	A]
	Tensión de aislamiento	[V]
	Tensión nominal	[Vdc.]
	N° de polos	
	Corriente de Cortocircuito	:A
	Resistencia por polo	iΩ]
	Pérdidas de potencia por polo	[W]
	Temperatura ambiente de operación	C / 55°C

Protecciones tramo 7: Unidad NPS-1000-Reductor DC/DC

En este tramo se ubicará un interruptor seccionador automático en serie con el polo positivo de la salida del NPS-1000 y el polo positivo de entrada del reductor DC/DC 1 y 2, dado de que éstos dos reductores están conectados en serie se requiere de un solo interruptor cuya capacidad no debe ser inferior a 13,125 A. El interruptor se ubicará en un tablero DC (N°2). El interruptor seccionador automático seleccionado es de marca ABB serie S280 UC, y tiene las siguientes características:

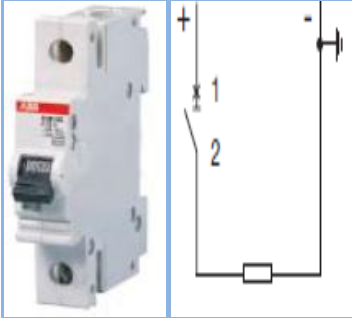
Tabla 10. Características técnicas del interruptor automático S208 UC-Z. Tomado de [ABB, 2010].

	Parámetro	Valor
	Intensidad nominal	A]
	Tensión de aislamiento	[V]
	Mínima tensión de operación	Vdc.]
	Tensión nominal	[Vdc.]
	N° de polos	
	Corriente de Cortocircuito	:A
	Pérdidas de potencia por polo	[W]
	Temperatura ambiente de operación	C / 55°C

Protecciones tramo 8: Reductor DC/DC (1 y 2)-Tablero de DC No. 3

En este tramo se ubicará un interruptor seccionador automático en serie con el polo positivo de la salida de la conexión serie de los reductores 1 y 2 y el tablero DC No.3. Dado de que éstos dos reductores están conectados en serie se requiere de un solo interruptor cuya capacidad no debe ser inferior a 61,8 A. El interruptor se ubicará en el tablero DC del segundo piso, el interruptor seccionador automático seleccionado es de marca ABB serie S280 UC, y tiene las siguientes características:

Tabla 11. Características técnicas del interruptor automático S280 UC-K 63. Tomado de [ABB, 2010].

	Parámetro	Valor
	Intensidad nominal	A]
	Tensión de aislamiento	[V]
	Mínima tensión de operación	Vdc.]
	Tensión nominal	[Vdc.]
	N° de polos	
	Corriente de Cortocircuito	:A
	Pérdidas de potencia por polo	:0 [W]
	Temperatura ambiente de operación	C / 55°C

Protecciones tramo 9 y 13: Unidad NPS-1000-Banco de baterías.

La salida del dispositivo NPS-1000 son dos conductores y la corriente de protección para este tramo es 23,125A, de acuerdo con esto se ubicará un interruptor automático seccionador en serie con el polo positivo que será conectado a la terminal positiva de la batería. Los dos interruptores (micro-red 1 y micro-red 2) se ubicarán el tablero DC (N°2). El interruptor seccionador automático seleccionado es de marca ABB serie S280 UC-B 25 cuyas características ya han sido especificadas para el tramo 3.

Además, se ubicará un fusible como otro medio de protección contra sobrecorriente, dadas recomendaciones del fabricante del dispositivo NPS-1000. De acuerdo con lo anterior, se selecciona un fusible de marca OEZ serie PV10 con las siguientes especificaciones:

Tabla 12. Características técnicas del fusible PV10-OEZ 25A. Tomado de [OEZ, 2010].

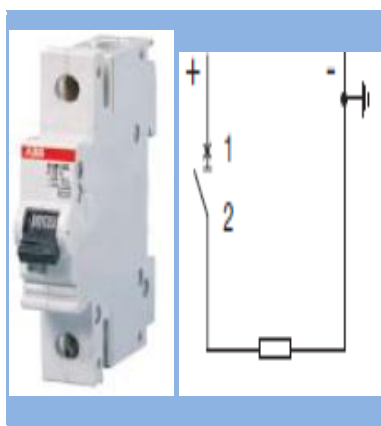
	Parámetro	Valor
	Corriente nominal	25 [A]
	Potencia disipada	3 [W]
	Peso	0.1 [kg]
	Tensión de Uso	150 [V]
	Constante de tiempo (L/R) τ	10 [s]
	Corriente de Corte (RMS) I_1	25 [kA]

El interruptor y el fusible irán conectados en serie con el polo positivo del NPS-1000 y la terminal positiva de la batería. Los dos interruptores y los dos fusibles (micro-red 1 y micro-red 2) se ubicarán un tablero DC (N°3).

Protecciones tramo 10 y 14: Dispositivo NPS1000-Tablero AC (2do. Piso)

Se estableció que irá un interruptor seccionador automático en la salida del dispositivo NPS1000 y el tablero AC del segundo piso, este interruptor debe proteger el dispositivo NPS1000 de fallas en la red, la corriente nominal no debe ser menor de 10,625 A. El interruptor seleccionado es de marca ABB series S280 UC, con las siguientes especificaciones:

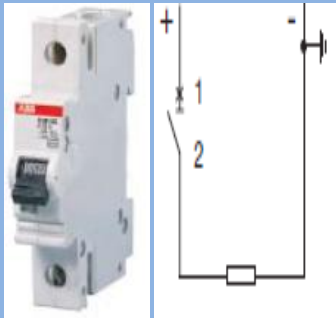
Tabla13. Características técnicas del interruptor automático S280 UC-Z 16. Tomado de [ABB].

	Parámetro	Valor
	Intensidad nominal	A]
	Tensión de aislamiento	[V]
	Tensión nominal	[Vdc.]
	N° de polos	
	Corriente de Cortocircuito	:A
	Resistencia por polo	iΩ]
	Pérdidas de potencia por polo	[W]
	Temperatura ambiente de operación	C / 55°C

Protecciones tramo 11: Unidad NPS-1000-Reductor DC/DC

En este tramo se ubicará un interruptor seccionador automático en serie con el polo positivo de la salida del NPS-1000 y el polo positivo de entrada del reductor DC/DC, la capacidad de este interruptor no debe ser inferior a 23,125 A. Los dos interruptores (micro-red 1 y micro-red 2) se ubicarán un tablero DC (N°2). El interruptor seccionador automático seleccionado es de marca ABB serie S280 UB, y tiene las siguientes características:

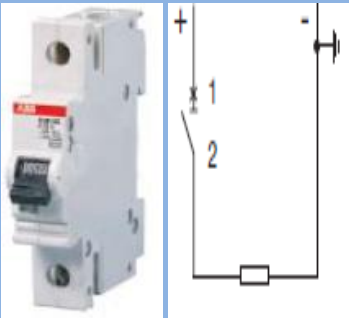
Tabla 14. Características técnicas del interruptor automáticoS280 UC-B. Tomado de [ABB, 2010].

		Parámetro	Valor
		Intensidad nominal	A]
		Tensión de aislamiento	[V]
		Mínima tensión de operación	Vdc.]
		Tensión nominal	[Vdc.]
		N° de polos	
		Corriente de Cortocircuito	:A
		Pérdidas de potencia por polo	[W]
		Temperatura ambiente de operación	C / 55°C

Protecciones tramo 12: Reductor DC/DC-Tablero DC No.4.

Se utilizará un interruptor automático de al menos 52,125(A) aguas abajo del reductor sobre el polo positivo de su salida positiva, este interruptor aparte de proteger el reductor DC/DC también cumple la función de desconectar los circuitos ramales 1y 2. El interruptor seleccionado es de la empresa ABB series S280UC K, será ubicado en el tablero DC No.4 y sus especificaciones más importantes se presentan a continuación:

Tabla 15. Características técnicas del interruptor automáticoS280 UC-K. Tomado de [ABB, 2010].

		Parámetro	Valor
		Intensidad nominal	A]
		Tensión de aislamiento	[V]
		Mínima tensión de operación	Vdc.]
		Tensión nominal	[Vdc.]
		N° de polos	
		Corriente de Cortocircuito	:A
		Pérdidas de potencia por polo	:0 [W]
		Temperatura ambiente de operación	C / 55°C

Protección de circuitos ramales de cada micro-red.

Los circuitos ramales A y B pertenecen a la micro-red 1, mientras los circuitos ramales 1 y 2 pertenecen a la micro-red 2.

Tabla 16. Corriente de dimensionamiento de protecciones y conductores de los circuitos ramales.

Circuito o punto	Corriente a considerar		Corriente para dimensionamiento (I_{prot})	
Circuitos ramales A y B	Corriente nominal del circuito ramal A	$I_{nom}=26,32$ [A]	$26,32*1,25=$	32,9 [A]
Circuitos ramales 1 y 2	Corriente nominal del circuito ramal 1	$I_{nom}=16,50$ [A]	$16,50*1,25=$	20,63 [A]

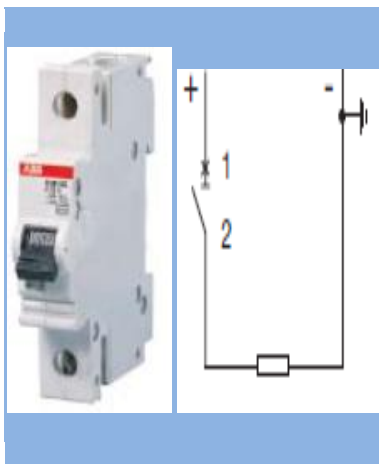
La protección de cada circuito ramal estará compuesta por un fusible y un interruptor automático seccionador conectado al polo positivo de cada circuito ramal. El fusible y el interruptor se seleccionarán con base en la corriente de protección de cada circuito ramal.

Circuito ramal A y B

La corriente de protección de este circuito ramal es 26,04(A). El interruptor seleccionado es de la marca ABB serie S280 UC-Z 40(A), con las siguientes especificaciones:

Tabla 17. Características técnicas del interruptor automático S280 UC-z. Tomado de [ABB, 2010].

Parámetro		Valor
Intensidad nominal		A]
Tensión de aislamiento		[V]
Mínima tensión de operación		Vdc.]
Tensión nominal		[Vdc.]
N° de polos		
Corriente de Cortocircuito		:A
Resistencia por polo		i [mΩ]
Pérdidas de potencia por polo		. [W]
Temperatura ambiente de operación		C / 55°C



El fusible seleccionado es de la empresa OEZ serie PV10 40 (A). Estas son sus especificaciones:

Tabla 18. Características técnicas del fusible OEZ. Tomado de [OEZ, 2010].

Parámetro	Valor
Corriente nominal	40 [A]
Potencia disipada	15 [W]
Peso	0.1 [kg]
Tensión de Uso	250 [V]
Constante de tiempo (L/R) τ	0.1 [s]
Corriente de Corte (RMS) I_L	40 [kA]

Estos dispositivos de protección se ubicarán en el tablero DC No. 3.

Circuito ramal 1 y 2.

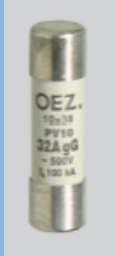
La corriente de protección de este circuito ramal es 20,63(A). El interruptor seleccionado es de la marca ABB serie S280 UC-B 25(A), con las siguientes especificaciones:

Tabla 19. Características técnicas del interruptor automático S280 UC-B. Tomado de [ABB, 2010].

Parámetro	Valor
Intensidad nominal	25 [A]
Tensión de aislamiento	250 [V]
Mínima tensión de operación	100 [Vdc.]
Tensión nominal	250 [Vdc.]
N° de polos	2
Corriente de Cortocircuito	25 [kA]
Resistencia por polo	0.1 [mΩ]
Pérdidas de potencia por polo	0.1 [W]
Temperatura ambiente de operación	≤ 55°C

El fusible seleccionado para proteger estos circuitos ramales es de la marca OEZ serie PV10 25(A). Tiene las siguientes especificaciones:

Tabla 20. Características técnicas del fusible OEZ PV10 25A gG Tomado de [OEZ, 2010].

 	Parámetro	Valor
	Corriente nominal	25 A]
	Potencia disipada	3 [W]
	Peso	.1 [kg]
	Tensión de Uso	[V]
	Constante de tiempo (L/R) τ	1s]
	Corriente de Corte (RMS) I_L	10 kA]

Estos dispositivos de protección se ubicarán en el tablero DC No. 4.

Protección contra contactos directos e indirectos entre conductores y fallas a tierra.

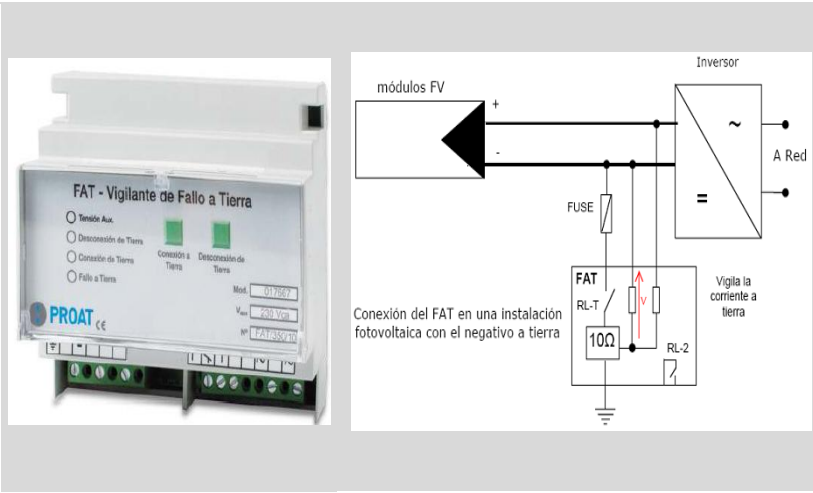
Para proteger contra este tipo de contactos es necesario el uso de un dispositivo electrónico, capaz de vigilar continuamente algún fallo involuntario a tierra, ya que, si existe una falla a tierra en algún elemento o punto de la instalación, se provocaría una elevación de tensión en el electrodo por donde circula la corriente de falla, y al mismo tiempo se produce un gradiente de potencial en el terreno, que puede ser peligroso y puede llegar a afectar la salud e integridad física del personal de la instalación o de mantenimiento que este circulando por la misma. De acuerdo a los requerimientos anteriores, se seleccionó el equipo **FAT130** de la empresa PROAT; diseñado para instalaciones fotovoltaicas en el que se conecta a tierra uno de los polos.

Este equipo mide la corriente a tierra y cuando ésta alcanza un cierto nivel actúa desconectando la unión a tierra. De esta forma si alguna persona toca accidentalmente el polo no conectado a tierra, se abre el circuito. Este dispositivo se selecciona de acuerdo con la tensión del sistema a proteger, de acuerdo con esto la tensión más alta del sistema fotovoltaico y las micro-redes es la tensión de circuito abierto de la salida de cada grupo de paneles que asciende a 86,8V. El

FAT100 será ubicado aguas abajo del tablero DC de la azotea, es decir en el tablero número1.

La tabla 21 muestra las características del dispositivo en mención.

Tabla 21. Características técnicas del vigilante de aislamiento FAT100. Tomado de [PROAT, 2010].

	Parámetro	Valor
	Tensión de tensión	U[V]
	Corriente nominal de vigilancia	I[V]
	Tensión auxiliar	U'ca]
	Consumo en reposo	P]
	Consumo en falla	I]
	Tiempo de actuación	t[s]
	Retraso de reenganche	t]
	Capacidad máxima de defecto	
	Resistencia a tierra	

Protección contra sobretensiones.

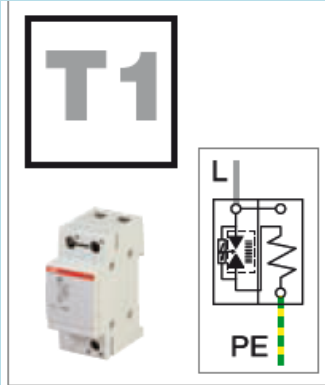
Cumpliendo con el mismo propósito de protección contra sobretensiones transitorias, el dispositivo que se usará en alterna es del tipo 1. Debe ser capaz de soportar la tensión de circuito abierto de la red AC (208 V).

Los varistores tipo 1 están diseñados para reducir la energía provocada por una sobretensión comparable a la producida por una descarga directa de rayo. Se ubicará uno por cada fase de tensión en el tablero general de AC del segundo piso del edificio, en total serán tres varistores, deben ubicarse de tal modo que pueda protegerse tanto el banco de inversores monofásicos como los dispositivos NPS-1000.

El dispositivo seleccionado es de marca ABB modelo OVR-T1-25-255. Sus características técnicas se presentan en la tabla 22.

Tabla 22. Características técnicas del limitador de sobretensión AC. Tomado de [ABB, 2010].

T1



Parámetro	Valor
ión nominal	[V]
ión máxima de operación continua	[V]
ero de polos	
ente impulsional (10/350)	kA]
ente de seguimiento If	kA]
de protección Up	[kV]
	̑ [kg]
La onda 10/350, es la forma de onda de corriente que fluye a través de equipos cuando éstos están bajo los efectos de una sobretensión producida por la descarga directa de un rayo.	

ANEXO 13.

PAT - Subsistema fotovoltaico para la alimentación de dos micro-redes

Cálculo del conductor de tierra del equipo.

Para corriente continua DC.

Según el Art. 690-41, debe existir un sistema PAT si un sistema fotovoltaico posee una tensión nominal superior a $50V_{DC}$.

En el Art. 690-42 se indica que la conexión a tierra debe realizarse lo más cerca posible de la fuente fotovoltaica, así el sistema quedará mejor protegido contra las posibles subidas de tensión producidas por los rayos.

En cuanto a los equipos, según el Art. 690-43, se deben aterrizar todas sus partes metálicas no portadoras de corriente, como son el marco de los módulos, equipos y encerramientos de conductores; independientemente de su tensión.

Los equipos cuya corriente de cortocircuito sea menor a dos veces la capacidad nominal de los dispositivos de protección contra sobre-corriente, deben tener un conductor de PAT con una sección transversal no menor a la de los conductores de los circuitos, según el Art. 690-45.

De acuerdo con lo anterior, los conductores seleccionados para la puesta a tierra son tipo THW en cobre correspondiente a los módulos, tablero DC, medidor DC, controlador MPPT, interfaz NPS 1000, baterías, reductor DC/DC (1y2) y reductor DC/DC se muestran a continuación:

- **Módulos.** El conductor de puesta a tierra para el marco metálico de los módulos debe ser #12 AWG THW en cobre, 75 °C.
- **Tablero DC.** El conductor de puesta a tierra del tablero DC debe ser el de mayor valor correspondiente al tramo DC, éste es el conductor #1/0 AWG THW en cobre, 75°C.

- **Medidor DC.** El conductor de puesta a tierra del medidor DC debe ser el correspondiente al tramo desde el tablero de DC hasta éste, que es #1/0 AWG THW en cobre, 75 °C.
- **Controlador y convertidor solar MPPT.** El conductor de puesta a tierra del controlador y convertidor solar MPPT debe ser el correspondiente al tramo desde el tablero de DC hasta éste, que es #1/0 AWG THW en cobre, 75 °C.
- **Interfaz NPS 1000.** El conductor de puesta a tierra de la interfaz NPS 1000 debe ser el correspondiente al tramo desde controlador convertidor solar MPPT hasta éste, que es #4 AWG THW en cobre, 75 °C.
- **Baterías.** El conductor de puesta a tierra del banco de baterías debe ser el correspondiente al tramo desde el dispositivo de interfaz NPS 1000 hasta éste, que es #10 AWG THW en cobre, 75 °C.
- **Reductor DC/DC (1y2).** El conductor de puesta a tierra del medidor DC debe ser el correspondiente al tramo desde el dispositivo de interfaz NPS 1000 hasta éste, que es #6 AWG THW en cobre, 75 °C.
- **Reductor DC/DC.** El conductor de puesta a tierra del medidor DC debe ser el correspondiente al tramo desde el dispositivo de interfaz NPS 1000 hasta éste, que es #6 AWG THW en cobre, 75 °C.

Tabla 1. Conductor de PAT por equipo.

Equipo	Cableado	Calibre	Diámetro [mm]	Peso [kg/km]	Capacidad de corriente [A]
Módulos	7 hilos	#12 AWG	2,05	29,4	25
Tablero DC	19 hilos	#1/0AWG	13,35	592	150
Medidor DC	19 hilos	#1/0AWG	13,35	592	150
Controlador y convertidor solar MPPT	19 hilos	#1/0AWG	13,35	592	150
Interfaz NPS 1000	7 hilos	#4AWG	9,05	248	85
Baterías	7 hilos	#10 AWG	4,55	62	35
Reductor DC/DC (1y2)	7 hilos	#6 AWG	7,69	168	65

Reductor DC/DC	7 hilos	#6 AWG	7,69	168	65
-------------------	---------	--------	------	-----	----

Para corriente alterna AC.

En el Art. 250-1 se indica que la instalación en general, los conductores y circuitos se ponen a tierra para limitar las tensiones debidas a rayos, subidas de tensión y para estabilizar la tensión a tierra durante su funcionamiento normal.

Los conductores de puesta a tierra de los equipos se conectan equipotencialmente al conductor del sistema puesto a tierra de manera que ofrezcan un camino de baja impedancia para las corrientes de falla, que facilite el funcionamiento de los dispositivos de protección contra sobretensiones en caso de falla a tierra.

Para el cálculo del conductor de puesta a tierra de equipos para el lado de corriente alterna del sistema según el Art. 250-95 debe tenerse en cuenta la intensidad máxima del dispositivo automático de protección contra sobrecorriente según el cuadro 250-95 de la NTC 2050.

De acuerdo con lo anterior, los conductores seleccionados para la puesta a tierra son tipo THW en cobre correspondiente a los inversores monofásicos, medidor AC y tablero AC (2do piso) se muestran a continuación:

- **Inversores monofásicos.** El conductor de puesta a tierra del inversor debe ser el correspondiente al tramo desde el tablero de DC hasta éste, que es #2 AWG THW en cobre, 75 °C.
- **Medidor AC.** El dispositivo de protección del medidor AC debe ser correspondiente al tramo desde el transformador de aislamiento y el barraje de alterna, por lo que se selecciona el conductor #2 AWG THW, 75°C.
- **Tablero AC.** El interruptor de intensidad máxima que está ubicado en el tablero de AC es de 80A, por lo que se selecciona el conductor #2 AWG THW, 75°C.

Tabla 2. Conductor de PAT por equipo.

Equipo	Cableado	Calibre	Diám. Ext. [mm]	Peso [kg/km]	Capacidad de corriente [A]
--------	----------	---------	-----------------------	-----------------	----------------------------------

Inversores monofásicos	7 hilos	#2 AWG	10,6	376	115
Medidor AC	7 hilos	#2 AWG	10,6	376	115
Tablero AC	7 hilos	#2 AWG	10,6	376	115

Cálculo de PAT de los conductores por tramo.

Para corriente continua DC. Los conductores de PAT de cada tramo del circuito de DC son:

Tramo 1: Desde el generador fotovoltaico al tablero de DC de la azotea. Por esta canalización irán 10 conductores (5 de polaridad positiva y 5 de polaridad negativa). El conductor negativo es el mismo conductor de puesta a tierra, y es el mismo tipo de conductor usado para el tramo, SIS, 90°C con las siguientes especificaciones:

Tabla 3. Características técnicas del conductor de PAT del tramo generador fotovoltaico-tablero DC.

Cableado	Calibre	Diám. Ext. [mm]	Peso [kg/km]	Resistencia DC (20°C)[Ohm/km]	Capacidad de corriente [A]
Flexible	#8 AWG SIS	6,15	94,8	2,102	80

Tramo 2: Desde el tablero de DC hasta el controlador y convertidor solar MPPT. Por esta canalización irán 2 conductores (1 de polaridad positiva y 1 de polaridad negativa). El conductor negativo es el mismo conductor de puesta a tierra, y es el mismo tipo de conductor usado para el tramo, SIS, 90°C con las siguientes especificaciones:

Tabla 4. Características técnicas del conductor de PAT del tramo tablero DC- controlador y convertidor solar MPPT.

Cableado	Calibre	Diám. Ext. [mm]	Peso [kg/km]	Resistencia DC (20°C)[Ohm/km]	Capacidad de corriente [A]
Flexible	#1/0 AWG SIS	13,21	545,7	0,335	260

Tramo 3: Desde el controlador y convertidor solar MPPT al dispositivo de interfaz NPS 1000. Por este tramo irán 2 conductores (1 de polaridad positiva y 1 de polaridad negativa, este último es el conductor de puesta a tierra) y es el mismo tipo de conductor usado por el tramo, SIS, 90°C con las siguientes especificaciones:

Tabla 5. Características técnicas del conductor de PAT.

Cableado	Calibre	Diám. Ext. [mm]	Peso [kg/km]	Resistencia DC (20°C)[Ohm/km]	Capacidad de corriente [A]
Flexible	#4AWG SIS	8,88	222,7	0,848	140

Tramo 4: Desde el controlador y convertidor solar MPPT al banco de inversores monofásicos. Por este tramo irán 6 conductores (3 de polaridad positiva y 3 de polaridad negativa, este último es el conductor de puesta a tierra) y es el mismo tipo de conductor usado por el tramo, SIS, 90°C con las siguientes especificaciones:

Tabla 6. Características técnicas del conductor de PAT.

Cableado	Calibre	Diám. Ext. [mm]	Peso [kg/km]	Resistencia DC (20°C)[Ohm/km]	Capacidad de corriente [A]
Flexible	#2AWG SIS	10,55	343,9	0,533	190

Tramo 5: Desde el banco de inversores monofásicos al transformador de aislamiento. Por este tramo irán 6 conductores (3 de polaridad positiva y 3 de polaridad negativa, este último es el conductor de puesta a tierra) y es el mismo tipo de conductor usado por el tramo, TW, 60°C con las siguientes especificaciones:

Tabla 7. Características técnicas del conductor de PAT.

Cableado	Calibre	Diám. Ext. [mm]	Peso [kg/km]	Resistencia DC (20°C)[Ohm/km]	Capacidad de corriente [A]
7 hilos	#2AWG TW	7,85	165	1,323	55

Tramo 6: Desde el transformador de aislamiento al tablero AC (2do. Piso). Por este tramo irán 5 conductores (3 de fase, 1 neutro y 1 PAT) y es el mismo tipo de conductor usado por el tramo, TW, 60°C con las siguientes especificaciones:

Tabla 8. Características técnicas del conductor de PAT.

Cableado	Calibre	Diám. Ext. [mm]	Peso [kg/km]	Resistencia DC (20°C)[Ohm/km]	Capacidad de corriente [A]
7 hilos	#2AWG TW	7,85	165	1,323	55

Tramo 7: Desde el dispositivo de interfaz NPS 1000 al reductor DC/DC (1y2). Por este tramo irán 2 conductores (1 de polaridad positiva y 1 de polaridad negativa, este último es el conductor de puesta a tierra) y es el mismo tipo de conductor usado por el tramo, SIS, 90°C con las siguientes especificaciones:

Tabla 9. Características técnicas del conductor de PAT.

Cableado	Calibre	Diám. Ext. [mm]	Peso [kg/km]	Resistencia DC (20°C)[Ohm/km]	Capacidad de corriente [A]
Flexible	#6AWG SIS	7,13	143,2	1,323	105

Tramo 8: Desde el reductor DC/DC (1y2) al tablero DC (2do. piso). Por este tramo irán 2 conductores (1 de polaridad positiva y 1 de polaridad negativa, este último es el conductor de puesta a tierra) y es el mismo tipo de conductor usado por el tramo, SIS, 90°C con las siguientes especificaciones:

Tabla 10. Características técnicas del conductor de PAT.

Cableado	Calibre	Diám. Ext. [mm]	Peso [kg/km]	Resistencia DC (20°C)[Ohm/km]	Capacidad de corriente [A]
Flexible	3/0 MCM SIS	15,84	844,8	0,211	350

Tramo 9: Desde el dispositivo de interfaz NPS 1000 al banco de baterías. Por este tramo irán 2 conductores (1 de polaridad positiva y 1 de polaridad negativa, este último es el conductor de puesta a tierra) y es el mismo tipo de conductor usado por el tramo, SIS, 90°C con las siguientes especificaciones:

Tabla 11. Características técnicas del conductor de PAT.

Cableado	Calibre	Diám. Ext. [mm]	Peso [kg/km]	Resistencia DC (20°C)[Ohm/km]	Capacidad de corriente [A]
Flexible	#10AWG SIS	4,59	57,6	3,344	55

Tramo 10: Desde el tablero AC (2do. Piso) al dispositivo de interfaz NPS 1000. Por este tramo irán 3 conductores (2 de fase y 1 PAT). Este conductor de puesta a tierra debe ser de igual o mayor que el del conductor de mayor calibre que esté en la misma canalización, pero en ningún caso puede ser menor de #8 AWG; por lo tanto se selecciona el conductor #8 AWG THW, 75°C con las siguientes especificaciones:

Tabla 12. Características técnicas del conductor de PAT.

Cableado	Calibre	Diám. Ext. [mm]	Peso [kg/km]	Resistencia DC (20°C)[Ohm/km]	Capacidad de corriente [A]

7 hilos	#8 AWG	5,97	104	2,10	50
---------	--------	------	-----	------	----

Tramo 11: Desde el dispositivo de interfaz NPS 1000 al reductor DC/DC. Por este tramo irán 2 conductores (1 de polaridad positiva y 1 de polaridad negativa, este último es el conductor de puesta a tierra) y es el mismo tipo de conductor usado por el tramo, SIS, 90°C con las siguientes especificaciones:

Tabla 13. Características técnicas del conductor de PAT.

Cableado	Calibre	Diám. Ext. [mm]	Peso [kg/km]	Resistencia DC (20°C)[Ohm/km]	Capacidad de corriente [A]
Flexible	#4AWG SIS	8,88	222,7	0,848	140

Tramo 12: Desde el reductor DC/DC al tablero DC (2do. piso). Por este tramo irán 2 conductores (1 de polaridad positiva y 1 de polaridad negativa, este último es el conductor de puesta a tierra) y es el mismo tipo de conductor usado por el tramo, SIS, 90°C con las siguientes especificaciones:

Tabla 14. Características técnicas del conductor de PAT.

Cableado	Calibre	Diám. Ext. [mm]	Peso [kg/km]	Resistencia DC (20°C)[Ohm/km]	Capacidad de corriente [A]
Flexible	2/0 MCM SIS	14,43	676,6	0,266	300

Tramo 13: Desde el dispositivo de interfaz NPS 1000 al banco de baterías. Por este tramo irán 2 conductores (1 de polaridad positiva y 1 de polaridad negativa, este último es el conductor de puesta a tierra) y es el mismo tipo de conductor usado por el tramo, SIS, 90°C con las siguientes especificaciones:

Tabla 15. Características técnicas del conductor de PAT.

Cableado	Calibre	Diám. Ext. [mm]	Peso [kg/km]	Resistencia DC (20°C)[Ohm/km]	Capacidad de corriente [A]
Flexible	#10AWG SIS	4,59	57,6	3,344	55

Tramo 14: Desde el tablero AC (2do. Piso) al dispositivo de interfaz NPS 1000. Por este tramo irán 3 conductores (2 de fase y 1 PAT). Este conductor de puesta a tierra debe ser de igual o mayor que el del conductor de mayor calibre que esté en la misma canalización, pero en ningún caso puede ser menor de #8 AWG; por lo tanto se selecciona el conductor #8 AWG THW, 75°C con las siguientes especificaciones:

Tabla 16. Características técnicas del conductor de PAT.

Cableado	Calibre	Diám. Ext. [mm]	Peso [kg/km]	Resistencia DC (20°C)[Ohm/km]	Capacidad de corriente [A]
7 hilos	#8 AWG	5,97	104	2,10	50

Cálculo del conductor de puesta a tierra para equipos portátiles de los circuitos ramales.

Según Art. 210-5 de la NTC 2050, literal b), el conductor de puesta a tierra de los equipos de un circuito ramal se debe identificar por un color verde continuo o un color verde continuo con una o más bandas amarillas, excepto si está desnudo.

De acuerdo con la configuración del sistema, el conductor de tierra para equipos será diferente, con el fin de garantizar una operación eficiente por el equipo, además permite aislar estos equipos de los de potencia. Para los circuitos ramales el conductor de puesta a tierra iniciará su trayectoria en el tablero DC 3 de la sala de control del Laboratorio URE-RE hasta la última carga de cada circuito ramal.

Este conductor de puesta a tierra debe ser de igual o mayor calibre que el del conductor de mayor calibre que esté en la misma canalización, pero en ningún caso puede ser menor de #8 AWG.

De acuerdo con lo anterior, el conductor de puesta a tierra para equipos sensibles del circuito ramal A es #2 AWG tipo THW; por lo tanto se selecciona el conductor con las siguientes características:

Tabla 17. Características técnicas del conductor de PAT de los circuito ramal A.

Cableado	Calibre	Diám. Ext. [mm]	Peso [kg/km]	Capacidad de corriente [A]
7 hilos	#2 AWG	10,6	376	115

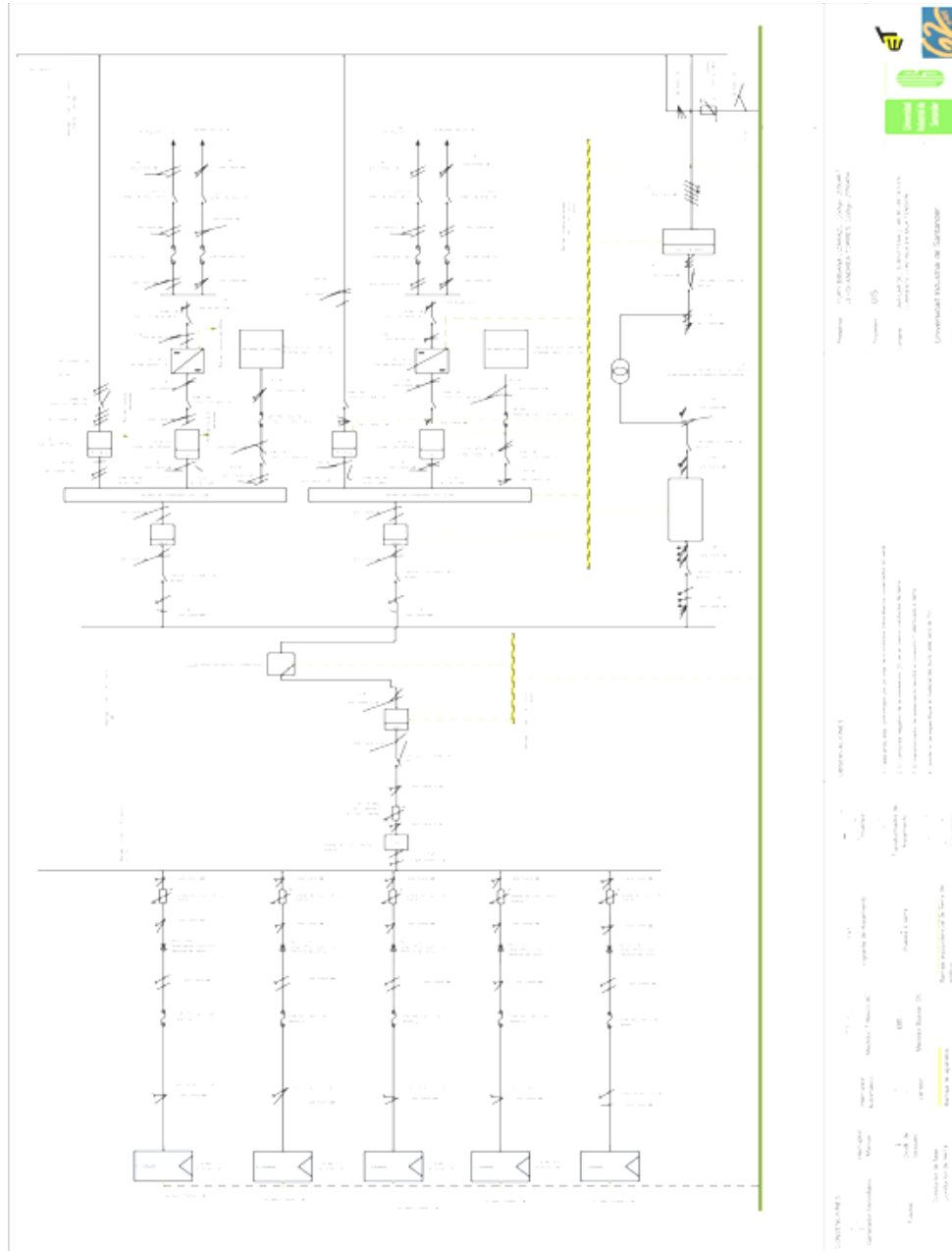
De acuerdo con lo anterior, el conductor de puesta a tierra para equipos sensibles del circuito ramal B es #1/0 AWG tipo THW; por lo tanto se selecciona el conductor con las siguientes características:

Tabla 18. Características técnicas del conductor de PAT de los circuito ramal B.

Cableado	Calibre	Diám. Ext. [mm]	Peso [kg/km]	Capacidad de corriente [A]
19 hilos	#1/0 AWG	13.35	592	125

ANEXO 14.

Diagrama unifilar del subsistema micro-redes en baja tensión en corriente continua



ANEXO 15.

Análisis energético del sistema fotovoltaico para la alimentación de dos micro-redes

A continuación se presenta la metodología para la cuantificación de flujos correspondientes al análisis energético. Se realizan cálculos considerando los datos de radiación solar del año 2008, para el cual la radiación diaria promedio fue de 4 980 Wh/m².

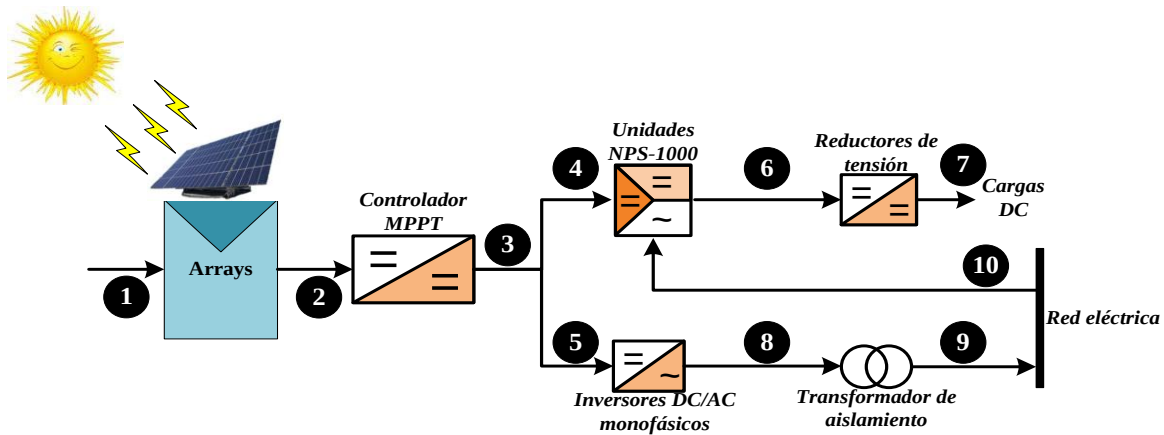


Fig. 1. Identificación de los componentes y flujos del subsistema diseñado.

Tabla 1. Estructura del balance energético.

COMPONENTE	E _{in} (kWh)	E _{out} (kWh)	η (%)	Pérdidas (kWh)
Paneles SUNPOWER 100W	E1	E2	$E2 / E1 \cdot 100$	$E2 - E1$
Controlador MPPT	E2	E3	$E3 / E2 \cdot 100$	$E3 - E2$
Unidades NPS-1000	E4	E6	$E6 / (E4 + E10) \cdot 100$	$E4 + E10 - E6$
	E10			
Reductores de tensión	E6	E7	$E7 / E6 \cdot 100$	$E6 - E7$
Inversores DC/AC monofásicos	E5	E8	$E8 / E5 \cdot 100$	$E5 - E8$
Transformador de aislamiento	E8	E9	$E9 / E8 \cdot 100$	$E8 - E9$

Sistema	E1+E10	E7+E9	(E7+E9)/ (E1+E10)*100	E1+E10-E7-E9
---------	--------	-------	-----------------------	--------------

- **Calculando la energía del flujo 1 (E1)**

$$E_1 = A * Ghd * ndsa$$

Donde

A	Área expuesta del sistema fotovoltaico	10,9 [m ²]
Ghd	Radiación solar diaria (año 2008)	4 980 [Wh/m ²]
nda	Número días del año	365 [días]

$$E_1 = 10,9 * 4\,980 * 365 = 19\,885 \left[\frac{kWh}{año} \right]$$

- **Calculando la energía del flujo 2 (E2)**

$$E_2 = E_1 * \eta_{PANEL} * F_{temperatura}$$

η_{PANEL}	Eficiencia nominal panel fotovoltaico	18 %
$F_{temperatura}$	Factor de reducción por temperatura	95%

$$E_2 = 19\,885 * 0,18 * 0,95 = 3\,400 [kWh/año]$$

- **Calculando la energía del flujo 3 (E3)**

$$E_3 = E_2 * \eta_{MPPT}$$

$$\eta_{MPPT} \quad \text{Eficiencia nominal del controlador} \quad 95 \%$$

$$E_5 = 3\,400 * 0,95 = 3\,230 \text{ [kWh/año]}$$

- **Calculando la energía del flujo 7 (E7)**

$$E_7 = Carga_{instalada} * N_{semanas} * N_{horas/semanas} * f_{utilización}$$

$$E_7 = 1,8 * 32 * 6 * 0,75 = 259 \text{ [kWh/año]}$$

- **Calculando la energía del flujo 6 (E6)**

$$E_6 = E_7 / \eta_{reductor}$$

$$E_6 = \frac{259}{0,9} = 288 \text{ [kWh/año]}$$

- **Calculando la energía del flujo 10 (E10)**

$$E_{10} = P_{10} * N_{semanas} * N_{horas/semanas}$$

$$P_7 = 1,8 * 0,75 = 1,35 \text{ [kW]}$$

$$P_6 = P_7 / \eta_{reductor} = 1,35 / 0,9 = 1,50 \text{ [kW]}$$

$$P_4 + P_{10} = P_6 / \eta_{NPS1000} = 1,50 / 0,96 = 1,563 \text{ [kW]}$$

$$P_4 = A * G_{700} * \eta_{panel} * \eta_{temperatura} = 10,94 * 0,7 * 0,18 * 0,95 = 1,310 \text{ [kW]}$$

$$P_{10} = \frac{P_6}{\eta_{NPS1000}} - P_4 = 1,563 - 1,310 = 0,253 \text{ [kW]}$$

$$E_{10} = 0,253 * 32 * 6 = 48,576 \text{ [kWh/año]}$$

- Calculando la energía del flujo 4 (E4)

$$E_4 = \frac{E_6}{0,96} - E_{10}$$

$$E_4 = \frac{288,0}{0,96} - 48,6 = 251,4 \text{ [kWh/año]}$$

- Calculando la energía del flujo 5 (E5)

$$E_5 = E_3 - E_4 = 3\,230 - 255 = 2\,975 \text{ [kWh/año]}$$

- Calculando la energía del flujo 8 (E8)

$$E_8 = E_5 * \eta_{inversores_1\varphi} = 2\,975 * 0,84 = 2\,499 \text{ [kWh/año]}$$

- Calculando la energía del flujo 9 (E9)

$$E_9 = E_8 * \eta_{TRF} = 2\,499 * 0,95 = 2\,374 \text{ [kWh/año]}$$

ANEXO 16

Costo de equipos y elementos del subsistema fotovoltaico conectado a la red

ELEMENTO	REFERENCIA	CANTIDAD		VLR UNIDAD	COSTO
Seguidor solar 2 ejes	SUNFLEX - 50 m2	2	unidades	\$ 18 000 000	\$ 36 000 000
Panel solar	KYOCERA 185 W	72	unidades	\$ 1 000 000	\$ 72 000 000
Inversor DC/AC grid tie	XANTREX PV20	1	unidades	\$ 18 000 000	\$ 18 000 000
Transformador de aislamiento	VICTRON 20 kW	1	unidades	\$ 6 000 000	\$ 6 000 000
SUBTOTAL					\$ 132 000 000
Fusible	PF1016AgR OEZ	4	unidades	\$ 12 000	\$ 48 000
Base portafusible	PORTAFUSIBLE PF10 OEZ	4	unidades	\$ 8 000	\$ 32 000
Diodo de bloqueo	600V	4	unidades	\$ 80 000	\$ 320 000
Varistor AC tripolar	(OVRT1 25255)	1	unidades	\$ 400 000	\$ 400 000
Varistor DC monopolar	(OVRPV40600PTS)	4	unidades	\$ 600 000	\$ 2 400 000
interruptor general DC	S802PV-M125 / ABB	2	unidades	\$ 1 800 000	\$ 3 600 000
interruptor automático DC	S802PV-M80 / ABB	1	unidades	\$ 600 000	\$ 600 000
interruptor magnetotermico	AC ETIMAT	3	unidades	\$ 400 000	\$ 1 200 000
Interruptor general AC	Merlin Gerin INS80 AC23	1	unidades	\$ 400 000	\$ 400 000
Vigilante de aislamiento	FAT100 N proat	1	unidades	\$ 1 300 000	\$ 1 300 000
SUBTOTAL					\$ 10 300 000
Conductor flexible	#12 AWG	200	metros	\$ 1 000	\$ 200 000
Conductor flexible	#6 AWG	50	metros	\$ 2 000	\$ 100 000
Conductor TW	#2 AWG	125	metros	\$ 10 000	\$ 1 250 000
Conductor TW	#4 AWG	10	metros	\$ 7 000	\$ 70 000
Conductor THW	#6 AWG	75	metros	\$ 3 000	\$ 225 000
Conductor THW	#8 AWG	50	metros	\$ 1 500	\$ 75 000
Conductor THW	#10 AWG	50	metros	\$ 1 100	\$ 55 000
Conductor THW	#12 AWG	100	metros	\$ 800	\$ 80 000

SUBTOTAL					\$ 2 055 000
Ducto metálico	3/4"	100	metros	\$ 12 000	\$ 1 200 000
Ducto PVC	1"	25	metros	\$ 1 800	\$ 45 000
Ducto PVC	2"	25	metros	2500	\$ 62 500
SUBTOTAL					\$ 1 307 500
TOTAL					\$ 145 662 500

ANEXO 17.

Costo de equipos y elementos del subsistema fotovoltaico de alimentación para dos micro-redes en DC y con conexión a la red

ELEMENTO	REFERENCIA	CANTIDAD		VLR UNIDAD	COSTO
Panel solar	SUNPOWER 100W	20	unidades	\$ 900 000	\$ 18 000 000
Controlador MPPT	WS-MPPT60	1	unidades	\$ 350 000	\$ 350 000
Inversor DC/AC monofásico	SWEA 750W 110Vac	3	unidades	\$ 300 000	\$ 900 000
Reductores 48/9,5	SCHAEFER B600 C641	2	unidades	\$ 750 000	\$ 1 500 000
Reductor 48/24	POLYAMP 48/24 1000W	1	unidades	\$ 1 500 000	\$ 1 500 000
Unidad de gestión	NPS-1000	2	unidades	\$ 2 000 000	\$ 4 000 000
Transformador de aislamiento	VICTRON 20 kW	1	unidades	\$ 2 800 000	\$ 2 800 000
Baterías 12V	120Ah / 12V VICTRON GEL	8	unidades	\$ 800 000	\$ 6 400 000
SUBTOTAL					\$ 35 450 000
Fusible 6A	PV-OEZ 6A	5	unidades	\$ 10 000	\$ 50 000
Fusible 25A	PV10-OEZ 25A	2	unidades	\$ 25 000	\$ 50 000
Fusible 32A	OEZ PV10 32A gG	2	unidades	\$ 30 000	\$ 60 000
Base portafusible	PORTAFUSIBLE OEZ	9	unidades	\$ 8 000	\$ 72 000

Diodo de bloqueo	200 V	5	unidades	\$ 80 000	\$ 400 000
Varistor DC monopolar	COEVAGI OVR PV 40 600 P TS	5	unidades	\$ 600 000	\$ 3 000 000
interruptor automático DC	S208 UC-B 6 A / ABB	5	unidades	\$ 45 000	\$ 225 000
interruptor automático DC	S208 UC-B 10 A / ABB	4	unidades	\$ 95 000	\$ 380 000
interruptor automático DC	S208 UC-B 25 A / ABB	6	unidades	\$ 220 000	\$ 1 320 000
interruptor automático DC	S208 UC-K 63 A / ABB	2	unidades	\$ 420 000	\$ 840 000
interruptor automático DC	S208 UC-K 32A / ABB	4	unidades	\$ 290 000	\$ 1 160 000
Vigilante de aislamiento	FAT100 N proat	1	unidades	\$ 1 300 000	\$ 1 300 000
SUBTOTAL					\$ 8 857 000
Conductor flexible	#3/0 AWG	10	metros	\$ 28 000	\$ 280 000
Conductor flexible	#2/0 AWG	10	metros	\$ 24 000	\$ 240 000
Conductor flexible	#1/0 AWG	50	metros	\$ 24 000	\$ 1 200 000
Conductor flexible	#2 AWG	20	metros	\$ 10 000	\$ 200 000
Conductor flexible	#4 AWG	5	metros	\$ 7 500	\$ 37 500
Conductor flexible	#6 AWG	5	metros	\$ 4 000	\$ 20 000
Conductor flexible	#8 AWG	250	metros	\$ 2 000	\$ 500 000

Conductor flexible	#10 AWG	10	metros	\$ 1 300	\$ 13 000
Conductor TW	#2 AWG	100	metros	\$ 10 000	\$ 1 000 000
Conductor TW	#12 AWG	300	metros	\$ 1 200	\$ 360 000
SUBTOTAL					\$ 3 850 500
Ducto metálico	3/4"	125	metros	\$ 12 000	\$ 1 500 000
Ducto PVC	1"	150	metros	\$ 1 800	\$ 270 000
Ducto PVC	1 1/4"	25	metros	\$ 2 000	\$ 50 000
Ducto PVC	3/4"	50	metros	\$ 1 500	\$ 75 000
SUBTOTAL					\$ 1 895 000
TOTAL					\$ 50 052 500