

DISEÑO DE ALUMBRADO PÚBLICO CON GENERACIÓN FOTOVOLTAICA
EN LA CIUDAD DE SAN JOSÉ DE CÚCUTA.



BRENDA SAMARA CÁRDENAS DULCEY

UNIVERSIDAD DE PAMPLONA
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA,
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍAS ELECTRÓNICA, SISTEMAS Y
TELECOMUNICACIONES
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
PAMPLONA, COLOMBIA

2016

DISEÑO DE ALUMBRADO PÚBLICO CON GENERACIÓN FOTOVOLTAICA
EN LA CIUDAD DE SAN JOSÉ DE CÚCUTA

BRENDA SAMARA CÁRDENAS DULCEY

Trabajo de grado presentado como requisito
parcial para optar al título de: **Ingeniera Eléctrica**

Director

Ing. Luis David Pabón Fernández

UNIVERSIDAD DE PAMPLONA
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA,
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍAS ELECTRÓNICA, SISTEMAS Y
TELECOMUNICACIONES
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
PAMPLONA, COLOMBIA

2016

NOTA DE ACEPTACIÓN

PRESIDENTE DEL JURADO

JURADO

JURADO

Pamplona, 24 de Junio de 2016.

A Dios, a mi madre Martha M. Dulcey por ser mi fortaleza para cumplir todo lo que me propongo. A mi hermana Lina que es un excelente modelo a seguir, y a mi hermano Juan que me ayuda a comprender lo bonito de la vida.

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus agradecimientos a:

- Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A E.S.P (CENS), por darme la oportunidad de llevar a cabo mi trabajo de grado dentro de su organización y brindarme el apoyo requerido para la realización del mismo.
- Ing. Luis David Pabón, por su acompañamiento y guía durante el proceso de elaboración del presente trabajo y por los conocimientos transmitidos a lo largo de mi paso por la universidad.
- A todo el cuerpo de docentes del programa de Ingeniería Eléctrica de la universidad de Pamplona, por inculcarme conocimiento y responsabilidad en mi transcurso como estudiante del programa.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	16
CAPITULO I	18
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	18
JUSTIFICACIÓN	19
OBJETIVOS	20
OBJETIVO GENERAL	20
OBJETIVOS ESPECÍFICOS	20
1. MARCO TEÓRICO	21
1.1 ALUMBRADO PÚBLICO	21
1.1.1 Clasificación De Los Perfiles Viales	21
1.1.2 Clases De Iluminación Según Las Características De Las Vías	22
1.1.3 Niveles de iluminación para vías vehiculares	23
1.1.4 Localización de luminarias	25
1.1.5 El factor de mantenimiento	30
1.1.6 Máxima densidad de potencia eléctrica para alumbrado de vías	31
1.1.7 Iluminancia	32
1.1.8 Iluminancia en un punto	32
1.1.9 Iluminancia promedio de una vía	35
1.1.10 Método Europeo de los 9 puntos	35
1.1.11 Método del Coeficiente de utilización	35
1.1.12 Localización central doble	36
1.1.13 Cálculos computarizados de iluminancia	37
1.2 Generación Fotovoltaica	38
1.2.1 Energía solar	38
1.2.2 Sistemas fotovoltaicos	40

1.2.3	Clasificación de las instalaciones solares fotovoltaicas	41
1.2.4	El panel solar	47
1.2.5	Acumuladores.	52
1.2.6	Tipos de baterías	54
1.2.7	El regulador	56
1.2.8	Funciones del regulador	57
1.2.9	Configuraciones para el sistema fotovoltaico que alimente el alumbrado público	62
1.2.10	Aparatos de maniobra y protección en un sistema fotovoltaico autónomo	64
<i>CAPITULO II</i>		68
<i>2. CARACTERÍSTICAS DEL PAÍS</i>		68
2.2	UBICACIÓN DE COLOMBIA	68
2.3	NIVELES DE RADIACIÓN EN COLOMBIA	68
2.4	CARACTERÍSTICAS DE LA ZONA	70
<i>3. ELECCIÓN Y DESCRIPCIÓN DE LA ZONA DE ESTUDIO</i>		72
3.1	PARÁMETROS DE CONSIDERACIÓN	72
3.2	Ubicación De La Zona Seleccionada. Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores se selecciona la siguiente zona para el circuito a servir de estudio.	72
3.3	CIRCUITOS DE ALUMBRADO PÚBLICO EXISTENTES EN LA ZONA SELECCIONADA	74
3.3.1	Descripción De Los Circuitos De Alumbrado Público Existentes	75
3.4	NIVELES DE IRRADIACIÓN CIUDAD DE SAN JOSÉ DE CÚCUTA	77
3.4.1	Fuentes De Adquisición De Datos De Irradiación	78
3.4.2	Instituto De Hidrología, Meteorología Y Estudios Ambientales De Colombia	78
3.4.3	Datos De Irradiación Suministrados Por el IDEAM	80
3.5	CERES CLOUDS AND THE EARTH'S RADIANT ENERGY SYSTEM INFORMATION AND DATA	82
3.5.1	Irradiancia e Irradiación Solar De La Zona Del Alumbrado Público	83
3.5.2	Selección De La Fuente De Datos De Irradiación Solar Para El Diseño Del Sistema Fotovoltaico	86
<i>CAPITULO III</i>		88
<i>6. DISEÑO DE ALUMBRADO PÚBLICO</i>		88
6.1	DESCRIPCIÓN AVENIDA AEROPUERTO SEVILLA	88

6.2 CLASIFICACIÓN DE LA VÍA SELECCIONADA	89
6.3 CLASE DE ILUMINACIÓN PARA LA VÍA SELECCIONADA (LUMINANCIA E ILUMINANCIA)	89
6.4 LOCALIZACIÓN DE LUMINARIAS	90
6.4.1 Configuración de disposición de Luminarias (Altura del punto de luz (H) e Interdistancia de postes (S))	92
6.5 CÁLCULOS DE LUMINANCIA E ILUMINANCIA	92
6.5.1 Descripción Luminaria Seleccionada	92
6.5.2 Eficacia	95
6.5.3 Cálculo del factor de mantenimiento	95
6.5.4 Simulación (Software Dialux).	96
6.5.5 Perfil de la vía pública.	98
6.5.6 Descripción del sistema de alumbrado Público.	99
6.5.7 Características Fotométricas Luminaria Schröder Ampera Midi .	100
6.5.8 Resumen De Resultados Calzada 1	101
6.5.9 Comparación de los datos obtenidos con los valores exigidos por el RETILAP CALZADA 1	103
6.5.10 Resumen De Resultados Calzada 2	108
7. DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	116
7.1 TIPO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO	117
7.2 METODOLOGÍA PARA EL DISEÑO	117
7.3 ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN ÓPTIMA PARA EL MÓDULO SOLAR EN LA ZONA SELECCIONADA	117
7.4 PÉRDIDAS POR SOMBRA	119
7.5 IRRADIACIÓN PROMEDIO ANUAL SOBRE UNA SUPERFICIE INCLINADA UBICADA EN LA ZONA SELECCIONADA	120
7.6 FACTOR DE IRRADIACIÓN	121
7.7 DIMENSIONADO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO	122
7.7.1 Pérdidas en el Sistema Fotovoltaico Aislado	123
7.7.2 Cálculo del Consumo Diario (Wd)	123
7.7.2.1 Cálculo del valor medio mensual de irradiación diaria sobre la superficie del generador en la zona seleccionada	124

7.7.2.2 Cálculo De La Potencia Mínima Del Generador Fotovoltaico	125
7.3 EFECTOS DE LA IRRADIANCIA Y LA TEMPERATURA	127
7.4 DIMENSIONADO DEL SISTEMA DE ACUMULACIÓN	129
7.4.1 Días de Autonomía para el Sistema Fotovoltaico Aislado	130
	130
7.5 DIMENSIONADO DEL REGULADOR DE CARGA	134
7.5.1 Características Técnicas	135
7.6 DIMENSIONADO DE LOS CONDUCTORES DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO AISLADO	135
7.7 PROTECCIONES PARA EL SISTEMA FOTOVOLTAICO	137
7.7.1 Aparatos de maniobra y protección en un sistema fotovoltaico autónomo	138
7.8 PREPUESTO ALUMBRADO PÚBLICO SOLAR	140
8. VIABILIDAD TÉCNICA, OPERACIONAL Y ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL ALUMBRADO PÚBLICO CON GENERACIÓN FOTOVOLTAICA	151
CONCLUSIONES	153
RECOMENDACIONES	155
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	156
ANEXOS	160

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Componentes de los perfiles viales [10].	21
Tabla 2. Clases de iluminación para vías vehiculares [9].	22
Tabla 3. Variación en las Clases de iluminación por tipo de vía, complejidad de circulación y control del tráfico [9].	23
Tabla 4. Requisitos fotométricos mantenidos por clase de iluminación para tráfico motorizado con base en la luminancia de la calzada. [9]	24
Tabla 5. Valores mínimos mantenidos de iluminancias promedio (lx) en vías motorizadas [9].	24
Tabla 6. <i>Recomendación para disposición de luminarias.</i> [9]	25
Tabla 7. Valores máximos de densidad de potencia eléctrica para alumbrado (DPEA) para vías vehiculares (W/m ²)[9].	32
Tabla 8. <i>Diferencias entre los paneles según la tecnología de fabricación</i> [4]	48
Tabla 9. Características de los principales tipos de baterías [4].	54
Tabla 10. Baterías utilizadas en instalaciones solares [4]	55
Tabla 11. Temperatura promedio en la ciudad de San José de Cúcuta.	71
Tabla 12. Circuitos de alumbrado público zona seleccionada.	75
Tabla 13. Consumo de balasto por potencia de luminaria	76
Tabla 14. Costo de la energía consumida por el alumbrado público existente	77
Tabla 15. Irradiación promedio mensual periodo 2006 a 2014 [5].	80
Tabla 16. Irradiación promedio mensual periodo 2006-2014 [5]	81
Tabla 17. Promedio irradiancia mensual 2011-2016 zona seleccionada [8]	83
Tabla 18. Promedio Mensual de las Horas del día – Ciudad de Cúcuta [16]	84
Tabla 19. Irradiación solar zona seleccionada [6]	85
Tabla 20. Descripción Luminaria Ampera MIDI	93
Tabla 21. Valores máximos de densidad de potencia eléctrica para alumbrado (DPEA) para vías vehiculares (W/m ²). [9].	94
Tabla 22. Resumen resultados intensidad Lumínica Horizontal.	101

Tabla 23. Resumen resultados Luminancia en calzada seca - Observador 1....	101
Tabla 24. Resumen resultados Luminancia lámpara nueva - Observador 1.....	102
Tabla 25. Resumen resultados Luminancia calzada seca - Observador 2.....	102
Tabla 26. Resumen resultados Luminancia lámpara nueva - Observador 1.....	102
Tabla 27. Revisión cumplimiento de los valores exigidos por el RETILAP.....	103
Tabla 28. Resumen resultados intensidad Lumínica Horizontal.....	108
Tabla 29. Resumen resultados Luminancia en calzada seca – Observador 1.....	108
Tabla 30. Resumen resultados intensidad Luminancia Lámpara nueva – Observador 1.....	109
Tabla 31. Resumen resultados Luminancia en calzada seca – Observador 2....	109
Tabla 32. Resumen resultados intensidad Luminancia Lámpara nueva – Observador 2.....	109
Tabla 33. Revisión cumplimiento de los valores exigidos por el RETILAP.....	110
Tabla 34. Energía Consumida Alumbrado Público diseñado.	115
Tabla 35. Carga a alimentarse por el Sistema solar Fotovoltaico.	123
Tabla 36. <i>Capacidades de corriente (A) permisibles para conductores aislados baja tensión</i>	137
Tabla 37. Calibres de los conductores-Para cada tramo.....	137
Tabla 38. Presupuesto Implementación unidad de Alumbrado público con generación fotovoltaica.	149
Tabla 39. Presupuesto Implementación Alumbrado público con generación fotovoltaica.	150

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Disposición Unilateral [4]	26
Figura 2. Disposición Central doble (para $1,5\text{ m} \geq b \leq 4\text{ m}$) [4]	27
Figura 3. Disposición Bilateral alternada [4]	27
Figura 4. Disposición Bilateral opuesta [4]	28
Figura 5. Disposición Bilateral opuesta con separador (para cualquier valor de b) [4]	28
Figura 6. Disposición Doble central doble [4]	29
Figura 7. Parámetros para calcular la iluminancia en el punto P [9].....	33
Figura 8. Cálculo de la iluminancia promedio método europeo de los 9 puntos. ...	35
Figura 9. Localización central doble	37
Figura 10. Tipos de sistemas fotovoltaicos [6].....	40
Figura 11. Característica i - u de una célula solar en función de la irradiancia [8]....	44
Figura 12. Característica $i - u$ de una célula solar en función de la temperatura de la célula [8]	45
Figura 13. Variación porcentual con la temperatura de la tensión de circuito abierto [8]	46
Figura 14. Constitución de un panel solar-Principales características. [7]	48
Figura 15. Valores de tensión e intensidad en el panel cuando se está entregando la máxima potencia. [7]	50
Figura 16. Sistema fotovoltaico autónomo básico.	57
Figura 17. Conexiones del regulador en una instalación fotovoltaica [7].....	59
Figura 18. Principio de funcionamiento de un regulador serie [10].....	60
Figura 19. Principio de funcionamiento de un regulador paralelo [10].....	61
Figura 20. Plano de la zona seleccionada – Simulación DIALux (autor).	96
Figura 21. Simulación 3D disposición de luminarias	97
Figura 22. Isolíneas luminancia luminaria en calzada seca – Observador 1	104
Figura 23. Isolíneas Luminancia de Lámpara nueva - Observador 1	104

Figura 24. Isolíneas luminancia luminaria en calzada seca – observador 2.....	105
Figura 25. Isolíneas luminancia luminaria nueva – observador 2.....	105
Figura 26. Malla de medición luminancia luminaria en calzada seca – observador 1	106
Figura 27. Malla de medición luminancia lámpara nueva – observador 1	106
Figura 28. Isolíneas luminancia luminaria en calzada seca – observador 2.....	107
Figura 29. Isolíneas lámpara nueva – observador 2	107
Figura 30. Isolíneas lámpara nueva – observador 1	111
Figura 31. Isolíneas lámpara nueva – observador 1	111
Figura 32. Isolíneas lámpara nueva – observador 2	112
Figura 33. Isolíneas lámpara nueva – observador 2	112
Figura 34. Malla de medición Luminancia en calzada seca – observador 2	113
Figura 35. Malla de medición para lámpara nueva – observador 2.....	113
Figura 36. Malla de medición Luminancia en calzada seca – Observador 2.....	114
Figura 37. Malla de medición para lámpara nueva – Observador 2.....	114
Figura 38. Diseño Alumbrado Público con generación fotovoltaica (Autor).....	116

LISTA DE GRÁFICAS

	Pág.
Gráfico 1. Irradiación promedio anual – Zonas de Colombia [5].....	69
Gráfico 2. Promedio mensual de Irradiación en Cúcuta	82
Gráfico 3. Irradiación promedio mensual periodo 2006-2014 [5].....	84
Gráfico 4. Irradiación solar- Zona seleccionada- CERES.....	86
Gráfico 5. Trayectoria solar de la zona seleccionada [7].....	118

LISTA DE IMÁGENES

	Pág.
Imagen 1. Mapa irradiación Colombia promedio mensual [13].....	70
Imagen 2. Mapa zona Urbana San José de Cúcuta[15].....	71
Imagen 3. Mapa zona seleccionada [15].....	72
Imagen 4. <i>Alumbrado Público de la zona seleccionada (autor)</i>	73
Imagen 5. Vista del software MAP SERVER - circuitos de Alumbrado Público [16].	74
Imagen 6. Búsqueda de luminarias por transformador [16].....	75
Imagen 7. Ancho total de la vía [15].....	89
Imagen 8. Vía con configuración doble central doble- carriles sentido hacia avenida libertadores (autor).	91
Imagen 9. Vía con configuración doble central doble- carriles sentido hacia monumento al indio (autor).....	91
Imagen 10. Luminaria Ampera – LED [20]	93
Imagen 11. Promedio de Número de Días al mes sin Brillo Solar-Colombia [13]	130
Imagen 12. Promedio de Número de Días al mes sin Brillo Solar-Cúcuta, Norte de Santander [13].....	130
Imagen 13. Batería Rolls 550 Ah 6V	132
Imagen 14. Cantidad de baterías necesarias	134
Imagen 15. Regulador Seleccionado	135
Imagen 16. Conector con diodo de bloqueo 20 amp 1000 volt mc4.....	138

INTRODUCCIÓN

La tendencia del mundo a usar energías renovables en la generación de energía eléctrica para disminuir el impacto ambiental que actualmente se produce por los métodos de generación de energía eléctrica convencionales (hidroeléctricas y plantas térmicas), se ha vuelto prácticamente una necesidad. Los recursos que se utilizan en la producción de energía convencional son limitados y algunos dependen de factores ambientales que no pueden controlarse; factores como la sequía, que afectan las principales fuentes de generación de energía eléctrica en el país de Colombia que son las hidroeléctricas, acudiendo para estas épocas a fuentes como la térmica que resulta negativo dado al nivel de contaminación ambiental que contrae su funcionamiento. Para afrontar esta problemática se deben crear alternativas para la generación eléctrica y aquí es donde se fortalece la implementación de energía renovables que además de servir como respaldo ante estas épocas contribuyen con el objetivo principal de disminuir el impacto ambiental que el hombre está generando diariamente al planeta tierra.

El país de Colombia cuenta con óptimos recursos de energía renovable, en especial la energía solar. País que debido a su ubicación geográfica sobre la línea ecuatorial, no presenta en su clima las cuatro estaciones sino que presenta sólo las épocas de verano e invierno con precipitaciones, lo que garantiza una mayor cantidad de días con brillo solar.

En apoyo al objetivo de disminuir el impacto ambiental que día a día se produce por la generación de energía eléctrica mediante la generación eléctrica convencional, aparece el alumbrado público solar o con generación fotovoltaica. El servicio de alumbrado público es obligatorio y necesario en todas las vías y zonas públicas de nuestro país, por tanto su consumo se verá reflejado diariamente. Al apoyarse en una fuente de energía renovable para su alimentación eléctrica, representaría la disminución de los costos ambientales que representa su puesta en funcionamiento diario. Por ello este proyecto presenta el diseño del alumbrado público con

generación fotovoltaica en la Ciudad de San José de Cúcuta (Colombia), permitiendo generar una imagen del uso positivo y el buen aprovechamiento del recurso de energía renovable solar fotovoltaica, que ofrece nuestro país.

CAPITULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En los últimos años la contaminación y el cambio climático se ha convertido en una de las preocupaciones más grandes para la población mundial, dado a que se han registrado diferentes fenómenos naturales como resultado por los altos niveles de contaminación presentados en el planeta tierra.

En Colombia uno de los fenómenos que se presenta son las épocas muy fuertes de sequía al año (Fenómeno del niño), disminuyendo los niveles de los de los ríos y demás fuentes hídricas, siendo este un problema para la generación de energía eléctrica ya que, cerca del 80% de la energía eléctrica consumida en el país tiene origen hídrico [1].

Por tanto se hace necesario encontrar alternativas de generación eléctrica en estas temporadas de sequía, acudiendo a fuentes de generación como la energía solar fotovoltaica que es una alternativa favorable para el medio ambiente. En el presente trabajo se investiga entonces que tan viable es la aplicación de dichas fuentes de generación para uso del alumbrado público, para el caso en particular el estudio se llevará a cabo para la ciudad de Cúcuta, dada la importancia al ser ciudad capital del departamento de Norte de Santander.

JUSTIFICACIÓN

El alumbrado público representa para el país el 3% del consumo total de energía eléctrica en Colombia. Aunque este porcentaje de energía es bajo, se puede distinguir al alumbrado público como un importante foco para el ahorro de energía y la aplicación del uso racional de la energía. Este 3% se traduce en 1 600 GWh que en costos, con la tarifa promedio de 228 \$/kWh, representa la no despreciable suma de \$364 800 millones de pesos al año [2] y de uso indispensable para la misma, por tanto encontrar una alternativa basada en energías renovables para la generación de la energía que consume el alumbrado público, sería sinónimo de beneficio para la comunidad y el planeta representada por el ahorro económico y la disminución del impacto ambiental que contrae actualmente la puesta en marcha diaria de este servicio.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

- Evaluar la viabilidad de la implementación de un sistema de alumbrado público basado en energía solar fotovoltaica en la ciudad de San José de Cúcuta.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analizar los datos meteorológicos de la radiación solar en la ciudad de San José de Cúcuta.
- Determinar un circuito de alumbrado público para realizar el análisis.
- Determinar las posibles configuraciones para el diseño de un sistema de alumbrado público basada en energía solar fotovoltaica, identificando cuál de ellas es la más apropiada.
- Diseñar un sistema de alumbrado público con energía solar fotovoltaica.
- Simular el sistema de alumbrado público modelo diseñado.
- Determinar la viabilidad técnica, operacional y económica de la implementación del sistema de alumbrado público diseñado.

1. MARCO TEÓRICO

1.1 ALUMBRADO PÚBLICO

Es un servicio público no domiciliario que se presta con el fin de iluminar lugares de libre circulación, que incluyen las vías públicas, los parques y demás espacios que se encuentren a cargo del municipio, con el fin de permitir el desarrollo de actividades nocturnas dentro del perímetro urbano y rural. Pero sin duda, el objetivo principal es proporcionar condiciones de iluminación que generen sensación de seguridad a los peatones y una adecuada visibilidad a los conductores de vehículos en zonas con alta circulación peatonal [2].

1.1.1 Clasificación De Los Perfiles Viales. Los perfiles viales son las mostradas en la tabla 1.

Tabla 1. Componentes de los perfiles viales [3].

SECCIONES VIALES SAN JOSÉ DE CÚCUTA	
Malla vial arterial	VT 1 – VT2
Malla vial zonal	VT3
Malla vial barrial	VT4

Los componentes de los perfiles viales propuestos son los siguientes:

VT1. Ancho 50 a 80 mts.: Pueden incluir carriles mixtos, separador, andenes, ciclorruta, control ambiental

VT2. Ancho 30 a 50 mts.: Pueden incluir carriles mixtos, separador, andenes, ciclorruta, control ambiental.

VT3. Ancho 16 a 30mts: Pueden incluir carriles mixtos, separador, andenes, ciclorruta.

VT4. Ancho 6 a 16mts: Pueden incluir carriles mixtos, andenes, ciclorruta [10].

1.1.2 Clases De Iluminación Según Las Características De Las Vías. Los criterios que se deben tener en cuenta para asignar una clasificación de iluminación están asociados a las características de las vías, siendo las principales: la velocidad de circulación y el número de vehículos. Toda vía caracterizada con estas dos variables se les asignará un tipo de iluminación conforme a la tabla 2

Tabla 2. Clases de iluminación para vías vehiculares [4]

Clase de Iluminación	Descripción vía	Velocidad de circulación (km/h)		Tránsito de vehículos T (Veh/h)	
M1	Autopistas y carreteras	Extra alta	V>80	Muy importante	T>1000
M2	Vías de acceso controlado y vías rápidas.	Alta	60<V<80	Importante	500<T<1000
M3	Vías principales y ejes viales.	Media	30<V<60	Media	250<T<500
M4	Vías primarias o colectoras	Reducida	V<30	Reducida	100<T<250
M5	Vías secundarias	Muy reducida	Al paso	Muy reducida	T<100

Otros factores a tener en cuenta son la complejidad de la circulación, controles del tráfico tipos de usuarios de las vías y existencia de separadores.

En el mismo sentido, de acuerdo con las condiciones de control de tráfico y de existencia de separación de diferentes usuarios en la vía, también podrá usarse una clase de iluminación diferente [4].

A continuación se resalta la clasificación de la vía según la tabla 3.

Tabla 3. Variación en las Clases de iluminación por tipo de vía, complejidad de circulación y control del tráfico [4].

Descripción de la vía	Tipo de iluminación
Vías de extra alta velocidad, con calzadas separadas exentas de cruces a nivel y con accesos completamente controlados (Autopistas expresas). Con densidad de tráfico y complejidad de circulación ⁽¹⁾ :	
Alta	M1
Media	M2
Baja	M3
Vías de extra alta velocidad, vías con doble sentido de circulación. Con control de tráfico ⁽²⁾ y separación ⁽³⁾ de diferentes usuarios de la vía:	
Escaso	M1
Suficiente	M2
Vías más importantes de tráfico urbano, vías circunvalares y distribuidoras. Con control de tráfico y separación de diferentes usuarios de la vía:	
Escaso	M2
Bueno	M3
Conectores de vías de poca importancia, vías distribuidoras locales, vías de acceso a zonas residenciales, Vías de acceso a propiedades individuales y a otras vías conectoras más importantes. Con control de tráfico y separación de diferentes usuarios de la vía:	
Escaso	M4
Bueno	M5

1.1.3 Niveles de iluminación para vías vehiculares. Conocidas las características de las vías y sus requerimientos visuales, se deberá asignar la clase de iluminación necesaria. A cada clase de iluminación se le establecen los requisitos fotométricos mínimos mantenidos a través del tiempo, los cuales se condensan en la tabla 4, para luminancia, cuando este es el criterios [4].

Los valores se aplican para piso seco.

Tabla 4. Requisitos fotométricos mantenidos por clase de iluminación para tráfico motorizado con base en la luminancia de la calzada. [4]

Clase de iluminación	Zona de aplicación				
	Todas las vías			Vías sin o con pocas intersecciones	Vías con calzadas peatonales no iluminadas
	Luminancia promedio L_{prom} (cd/m ²) Mínimo mantenido	Factor de uniformidad U_o Mínimo	Incremento de umbral TI % Máximo inicial	Factor de uniformidad longitudinal de luminancia U_l Mínimo	Relación de alrededores SR Mínimo
M1	2,0	0,4	10	0,5	0,5
M2	1,5	0,4	10	0,5	0,5
M3	1,2	0,4	10	0,5	0,5
M4	0,8	0,4	15	N.R	N.R
M5	0,6	0,4	15	N.R	N.R

NR: No requerido

Fuente: Adaptada de la NTC 900 Tabla 12.

Cuando se aplica el criterio de iluminancia se deberá considerar la tabla 5.

Tabla 5. Valores mínimos mantenidos de iluminancias promedio (I_x) en vías motorizadas [4]

Clase de iluminación	Valor mínimo mantenido de iluminancia según tipo de superficie de la vía [Luxes]			Uniformidad de la Iluminancia
	R1	R2 y R3	R4	E_{min} / E_{prom} (%)
M1	21	26	22	40%
M2	15	20	18	40%
M3	12	17	15	34%
M4	8	12	10	25%
M5	6	9	8	18%

Es necesario resaltar que los valores anteriores se calculan para condiciones estables de funcionamiento a través del tiempo de vigencia del proyecto, con

excepción del TI que solamente se calcula y verifica para la condición inicial del proyecto [4].

Es por tanto necesario considerar en el diseño de iluminación los factores de depreciación luminosa incidentes en los parámetros anteriores, los cuales se condensan en un solo resultado final conocido como el Factor de Mantenimiento (FM) [4].

1.1.4 Localización de luminarias

1.1.4.1 Principales configuraciones de localización de puntos de iluminación.

Conocidas las características de las vías y las propiedades fotométricas de las luminarias, el diseñador deberá aplicar la configuración que mejor resuelva los requerimientos de iluminación. A manera de ejemplo podrá tener en cuenta la recomendación de la siguiente tabla 6, tomada de la NTC 900 [4].

Tabla 6. Recomendación para disposición de luminarias. [4]

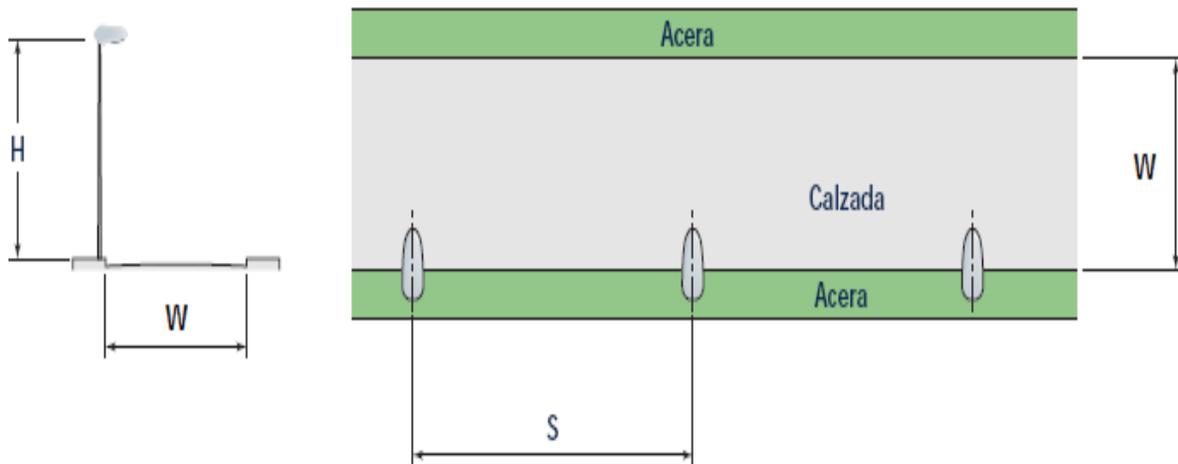
Clase de Iluminación	Altura (m)	Relación S/H	Disposición de las luminarias	
			Criterio	Disposición
M1	12 - 14	3,5 - 4	Dos carriles de circulación	Unilateral
M2	10 - 12	3,5 - 4	Dos carriles de circulación	Unilateral
M3	8,5 - 10	3,5 - 4	Ancho de la calzada menor	Unilateral
M4	7 - 9	3,5 - 4	Unilateral	
M5	6	3,5 - 4	A criterio del diseñador	

1.1.4.2 Postes exclusivos de alumbrado público de doble propósito. Debido a la disposición multipropósito de algunos proyectos en los que se contemplan vías especiales para el tráfico de vehículos, así como las vías peatonales y las ciclorutas, es necesario minimizar el uso de postes y apoyos para el alumbrado público.

Por un lado sirve para iluminar la calzada vehicular y por otro lado, a igual o menor altura, sirven para colocar las luminarias del andén peatonal o la ciclo-ruta [4].

1.1.4.3 Disposición unilateral. Es una disposición donde todas las luminarias se instalan a un solo lado de la vía, como se observa en la figura 1. El diseñador debe utilizar la luminaria más apropiada que cumpla con los requisitos fotométricos exigidos para las alturas de montaje, interdistancia y menor potencia eléctrica requerida [4].

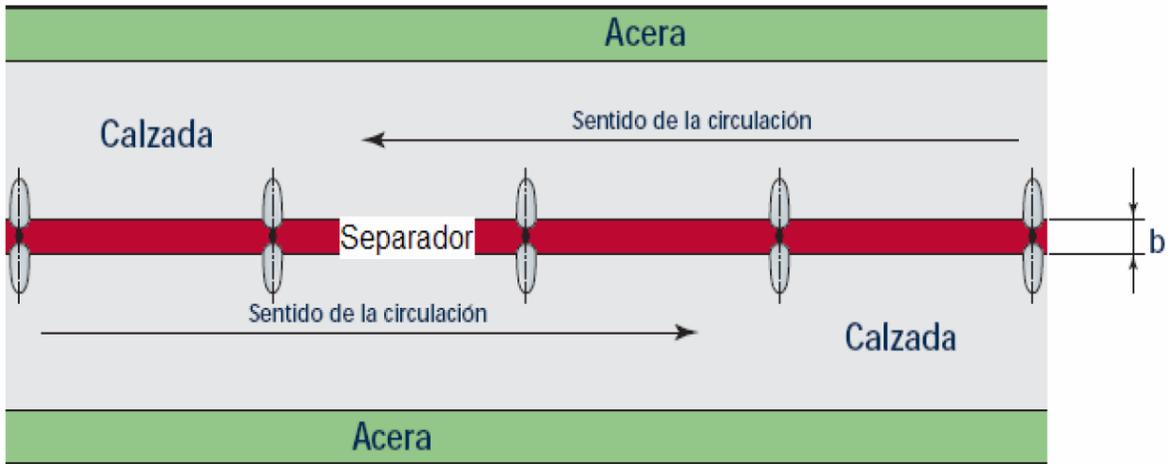
Figura 1. Disposición Unilateral [4]



Diseños por encima de 20° de elevación no son recomendables porque pueden terminar iluminando las fachadas del frente y generando contaminación lumínica).

1.1.4.4 Central doble. Donde los carriles de circulación en una dirección y otra se encuentran separados por un pequeño separador que no debe ser menor de 1,5 m de ancho. Se logra una buena economía en el proyecto si los postes comparten en el separador central a manera de dos disposiciones unilaterales. Como se muestra en la figura 2. De esta manera de agrupar las luminarias se denomina central sencilla [4].

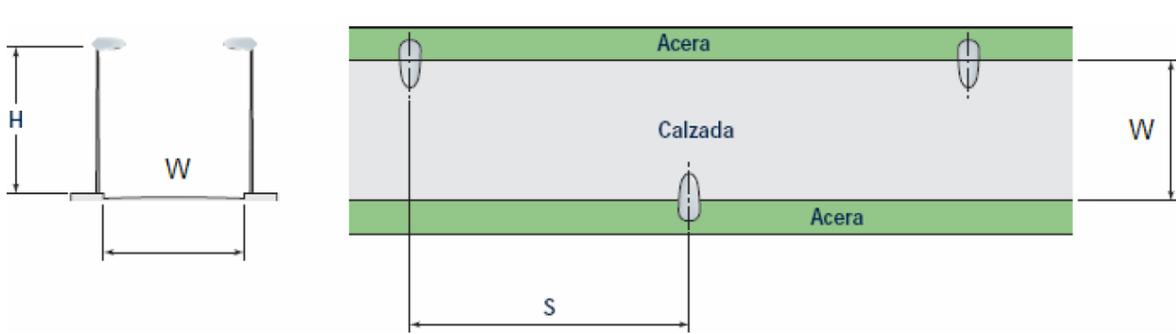
Figura 2. Disposición Central doble (para $1,5 \text{ m} \geq b \leq 4 \text{ m}$) [4]



1.1.4.5 Bilateral alternada. Cuando la vía presenta un ancho W superior a la altura de montaje h_m de las luminarias ($1,0 < (W/h_m) < 1,50$), se recomienda utilizar luminarias clasificadas como Tipo II de la IESNA ó de dispersión media en el modelo de la CIE. La figura 3 nos muestra esta disposición. Es claro que la anterior frase no obliga al diseñador a utilizar luminarias Tipo II de manera exclusiva, pues la presente norma es del tipo de resultados y no de materiales a utilizar en un diseño.

También es conveniente utilizar la disposición bilateral alternada en zonas comerciales o de alta afluencia de personas en la noche, para iluminar las aceras y las fachadas de las edificaciones frente a la calzada y crear de esta manera, un ambiente luminoso agradable [4].

Figura 3. Disposición Bilateral alternada [4]



1.1.4.6 Bilateral opuesta

Figura 4. Disposición Bilateral opuesta [4]

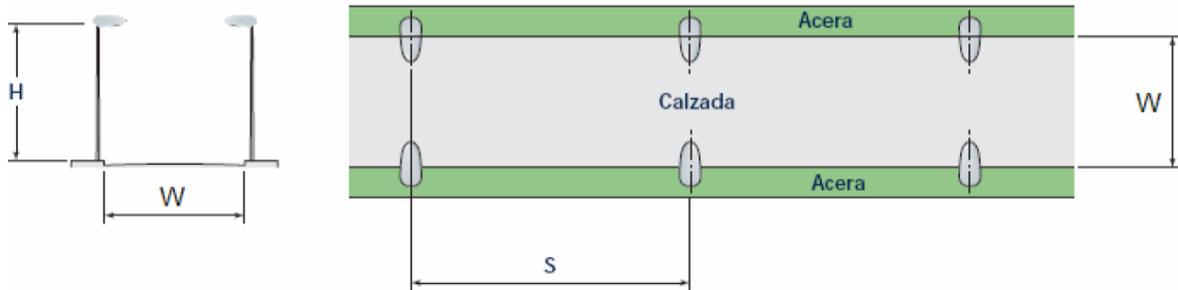
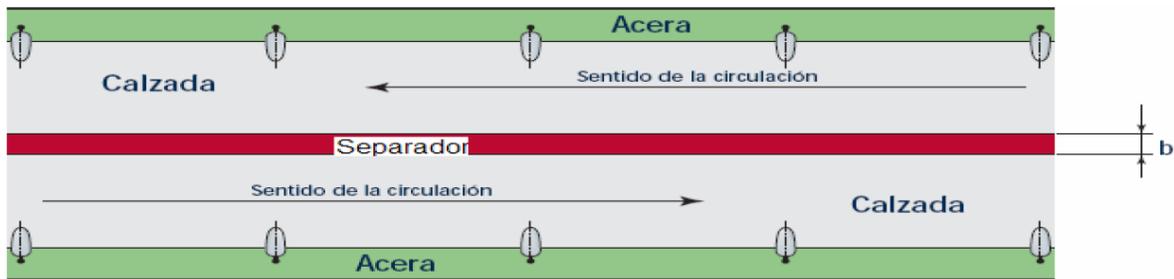


Figura 5. Disposición Bilateral opuesta con separador (para cualquier valor de b) [4]



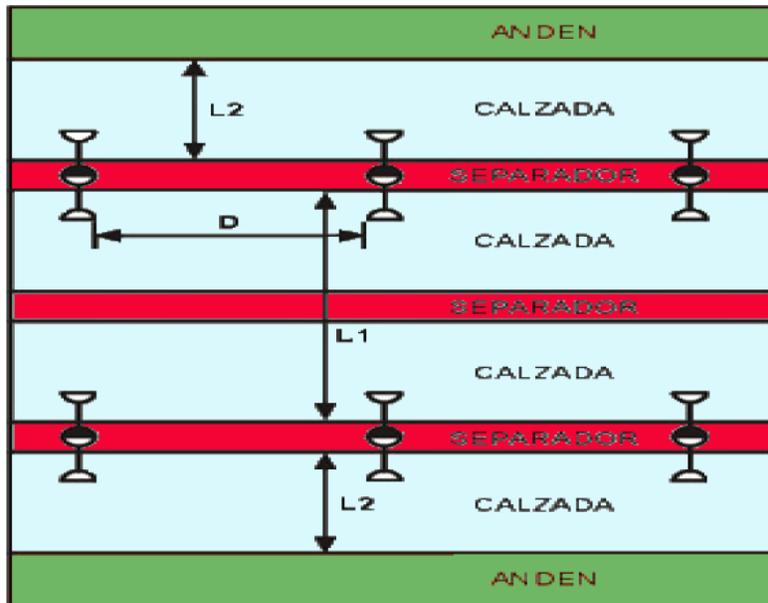
Cuando la vía presenta un ancho W muy superior a la altura de montaje hm de las luminarias ($1,25 < (W/hm) < 1,75$), se recomienda utilizar luminarias clasificadas como **Tipo III** de la **IESNA** ó de dispersión **ancha** en el modelo de la **CIE** en disposición bilateral opuesta, aunque se puede utilizar cualquier tipo de clasificación siempre y cuando se cumpla con los requisitos fotométricos exigidos y el diseño sea el más económico [4].

En este caso, la iluminación consta de dos filas de luminarias: una a cada lado de la vía y cada luminaria se encuentra enfrentada con su correspondiente del lado contrario. Estas disposiciones se muestran en las figuras 4 y 5 respectivamente. Por otra parte, el solo uso de la disposición no garantiza el resultado. El diseño completo contempla una solución integral a la iluminación de la vía propuesta incluidos los alrededores inmediatos [4].

Esta disposición sobre vías principales, es comúnmente usada si se requiere solamente para iluminación doble propósito: la vehicular y la peatonal [4].

1.1.4.7 Otras combinaciones

Figura 6. Disposición Doble central doble [4]



En vías compuestas de cuatro (4) o más calzadas de circulación y que incluye separadores, generalmente 2 ó 3, se utilizan combinaciones de distribución de luminarias. Las más comunes son:

Doble central doble, en la cual cada dos calzadas se iluminan con disposición central sencilla, como aparece en la Figura 6.

Cada calzada se trata separadamente desde el punto de vista del requerimiento lumínico. Así, las calzadas en seguida de los andenes (carril de baja velocidad) pueden ser del tipo M3 en tanto que las calzadas centrales (calzadas principales) pueden ser del tipo M2 [4].

Otra forma muy eficiente para vías de cuatro calzadas es utilizar una distribución central sencilla para las calzadas centrales y una distribución bilateral alternada en conjunto con las centrales, para los carriles externos.[4]

1.1.5 El factor de mantenimiento. Es la relación de la iluminancia promedio en el plano de trabajo después de un periodo determinado de uso de una instalación, y la iluminancia promedio obtenida al empezar a funcionar la misma como nueva.

Todo diseño de un sistema de iluminación debe considerar el factor de mantenimiento.

El Factor de Mantenimiento (FM) desde el punto de vista de diseño de iluminación de la instalación, se puede considerar como el sobre dimensionamiento que se debe considerar en los valores iniciales de iluminancia horizontal de la edificación, para poder cumplir con los valores de iluminancia promedio horizontal mínimo mantenidos durante su funcionamiento [4].

El factor de mantenimiento está dado por la ecuación 1:

$$FM = FE \times DLB \times Fb \quad (1)$$

En donde:

FM Factor de mantenimiento de la instalación

FE Depreciación de la luminaria por ensuciamiento

DLB Depreciación por disminución del flujo luminoso de la bombilla

Fb Factor de balasto

1.1.6 Máxima densidad de potencia eléctrica para alumbrado de vías. Las vías a las cuales aplican la tabla 2, no deben exceder los valores máximos de Densidad de Potencia para Alumbrado de vías (DPEA) establecidos en la tabla 7, determinado con base en el valor de iluminancia promedio mantenida y el ancho de calzada correspondiente. Los valores no se deben exceder en el diseño ni posteriormente en la operación del sistema de alumbrado público.

Métodos de cálculo. La determinación de la DPEA se calcula a partir de la carga total conectada para alumbrado y del área total por iluminar, de acuerdo a la ecuación 2:

$$DPEA = \frac{\text{Carga total conectada para alumbrado}}{\text{Área total Iluminada}} \quad (2)$$

Donde la DPEA está expresada en W/m², la carga total conectada para alumbrado está expresada en vatios y el área total iluminada está expresada en metros cuadrados [4].

En el cálculo no se deben incluir las áreas destinadas a aceras o similares si en diseño no los contempla como área objeto de iluminación.

Los valores para cálculo serán tomados de la información suministrada por el fabricante bien sea de protocolos de prueba o de ficha técnica. Tal información deberá corresponder con los equipos especificados por el diseñador para ser instalados en el proyecto particular, así como de los planos de distribución de luminarias. La verificación real se realizará con base en los equipos, distribución de luminarias y áreas iluminadas.

En el cálculo se deberá incluir las pérdidas asociadas al conjunto eléctrico de la luminaria, si esta lo requiere para su normal funcionamiento.

La vigilancia del cumplimiento de los valores permitidos de DPEA corresponderá a las interventorías y en el caso que aplique será verificado por el Organismo de Inspección [4].

Tabla 7. Valores máximos de densidad de potencia eléctrica para alumbrado (DPEA) para vías vehiculares (W/m²) [4].

Nivel de iluminancia promedio mantenido lux (lx)	ANCHO DE LA CALZADA				
	< 6 m	De 6 a 8 m	De 8.1 a 10 m	De 10.1 a 12m	De 12,1 a 14 m
3	0,29	0,26	0,23	0,19	0,17
4	0,35	0,32	0,28	0,26	0,23
5	0,37	0,35	0,33	0,30	0,28
6	0,44	0,41	0,38	0,35	0,31
7	0,53	0,49	0,45	0,42	0,37
8	0,60	0,56	0,52	0,48	0,44
9	0,69	0,64	0,59	0,54	0,50
10	0,76	0,71	0,66	0,61	0,56
11	0,84	0,79	0,74	0,67	0,62
12	0,91	0,86	0,81	0,74	0,69
13	1,01	0,94	0,87	0,80	0,75
14	1,08	1,01	0,94	0,86	0,81
15	1,12	1,06	1,00	0,93	0,87
16	1,17	1,10	1,07	0,99	0,93
17	1,23	1,17	1,12	1,03	0,97
18	1,33	1,26	1,20	1,10	1,04
19	1,40	1,33	1,26	1,17	1,10
20	1,47	1,39	1,33	1,23	1,16
21	1,55	1,46	1,39	1,29	1,22
22	1,62	1,53	1,46	1,35	1,27
23	1,69	1,60	1,53	1,41	1,33
24	1,76	1,67	1,59	1,47	1,39
25	1,83	1,73	1,66	1,53	1,45
26	1,90	1,80	1,73	1,60	1,51

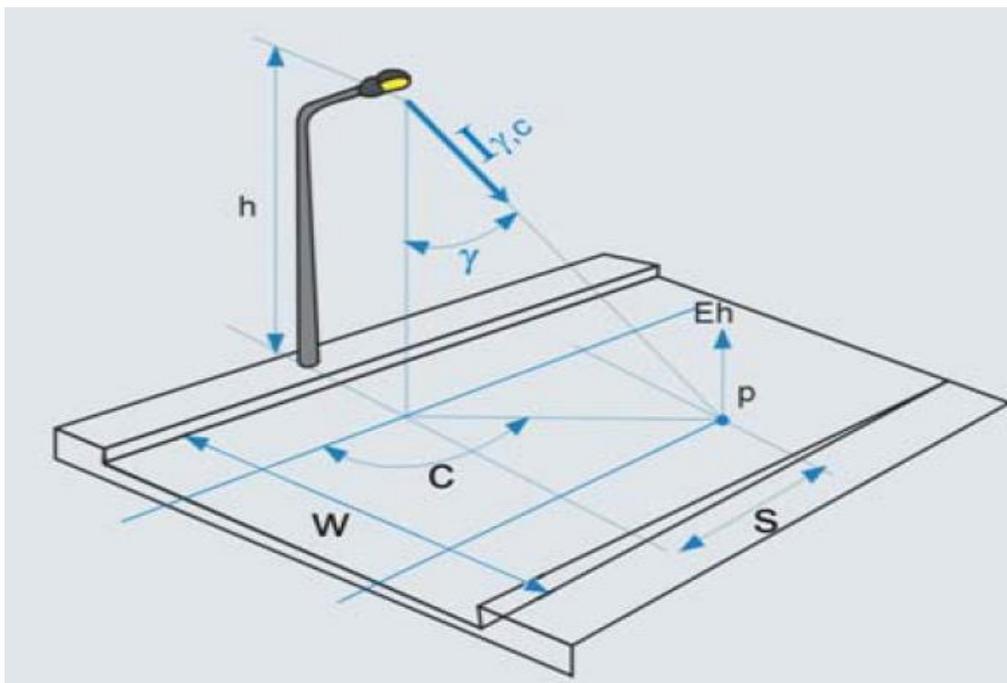
1.1.7 Iluminancia. Si se requiere un análisis detallado del diseño, se hace esencial la utilización del computador para confiabilidad y agilidad de los cálculos, los cuales se realizan con base en los datos fotométricos certificados de la luminaria, suministrados por los fabricantes o comercializadores. [4].

1.1.8 Iluminancia en un punto. La metodología parte de la fórmula dada para la Ley del coseno que aplicada a la geometría del sistema dada en la Figura 7, permite obtener un valor para la Iluminancia horizontal en el punto. Donde hm es la altura

de montaje de la luminaria, y es el ángulo de incidencia del haz de luz o candelas representado por la $I_{\gamma,c}$ en la dirección al punto P. El diseñador deberá obtener el valor de la $I_{\gamma,c}$ a partir de la matriz de intensidades y la geometría del sistema [4].

Es necesario tener en cuenta que si hay más de una fuente aportando luz al punto de cálculo P, es necesario considerar cada aporte por separado y luego sumarlos. La iluminancia en un punto, también se puede obtener utilizando el diagrama con las curvas Isolux de la luminaria. En los diagramas Isolux aparecen las iluminancias en valores reales o en porcentaje de la iluminancia máxima y generalmente se dan para una altura de montaje de la luminaria de 1,0 metro y flujo luminoso de la bombilla de 1.000 lúmenes. La curva Isolux puede tener cualquier escala horizontal en mm/m.

Figura 7. Parámetros para calcular la iluminancia en el punto P [9]



$E_p = \sum^n \frac{I_{\gamma,c}}{h_m^2} \cos^3 \gamma$	<p>Donde:</p> <p>$I_{\gamma,c}$ Intensidad luminosa en dirección del punto P, determinada por los ángulos γ y C.</p> <p>γ: Ángulo vertical sobre el plano C considerado</p> <p>h_m: Altura de montaje de la luminaria.</p> <p>n: Número de luminarias.</p>
---	--

Para obtener la iluminación producida por una luminaria en un punto, se toma el diagrama Isolux hecho en papel transparente, se coloca su centro sobre la proyección de la luminaria sobre el plano de la calzada, el cual se debe elaborar a un tamaño proporcional a la escala del diagrama Isolux dividido por la altura de montaje de la luminaria. El valor de la iluminancia en el punto, se puede leer directamente del diagrama o si está en porcentaje de la iluminancia máxima, se puede obtener multiplicando el valor de la curva Isolux por:

$$Emax = \emptyset = \frac{\text{Flujo de la bombilla utilizada}}{hm^2} \quad (3)$$

Donde:

hm = Altura de montaje

Cuando se tiene más de una luminaria en la calzada, que es el caso más real y se necesita conocer la iluminancia total en el punto P, con el aporte de cada una de las luminarias que tienen influencia en dicho punto, se utiliza el siguiente método:

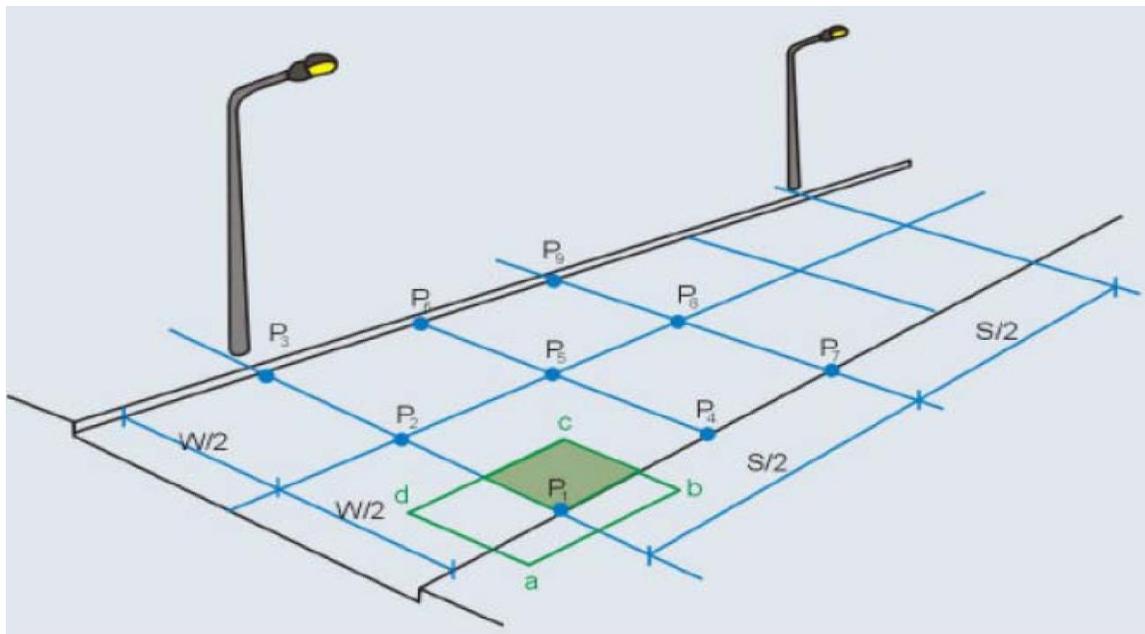
Se dibuja el plano de la calzada en escala igual a la del diagrama Isolux de las luminarias, dividido entre la altura de montaje. En este plano se localizan las luminarias y el punto P [4]. El diagrama Isolux, hecho en papel transparente, se hace girar 180° con respecto a las luminarias y se coloca en el punto central sobre el punto P. Sin mover el diagrama se lee la contribución de todas las luminarias que tienen influencia sobre este punto. Se suman las contribuciones de cada una de las

luminarias, obteniendo el valor de la iluminancia total sobre el punto P o el porcentaje de la $E_{m\acute{a}x}$, en este último caso se multiplica por $n\varnothing / hm^2$, para obtener la iluminancia total sobre el punto en cuestión [4].

1.1.9 Iluminancia promedio de una vía. Para los cálculos de Iluminancia promedio de una vía se debe aplicar cualquiera de los siguientes métodos:

1.1.10 Método Europeo de los 9 puntos. De acuerdo con el *método europeo* de los 9 puntos, que se usa para calcular la *Iluminancia promedio sobre la vía* en una instalación de *alumbrado público*, es necesario ubicar cada uno de estos puntos de cálculo sobre la porción típica de la vía considerada. De este modo, se divide en cuatro partes, dos longitudinales y dos transversales, de modo que los puntos a considerar son cada uno de los vértices de los rectángulos generados. Así se obtienen los 9 puntos considerados en el método. (Véase la Figura 8).

Figura 8. Cálculo de la iluminancia promedio método europeo de los 9 puntos.



1.1.11 Método del Coeficiente de utilización. En el diseño de alumbrado público, uno de los documentos fotométricos que identifica una luminaria, es la curva

del coeficiente de utilización K, el cual sirve para calcular, a partir del conocimiento de la geometría de la vía considerada y la disposición de las luminarias, la iluminancia media sobre la calzada [4].

En el proceso de diseño y a partir de una iluminancia media dada, puede usarse para calcular la interdistancia. Otra forma de aplicar esta curva, es calcular el flujo luminoso necesario para obtener una iluminancia dada, a partir de una interdistancia fija [4].

La fórmula general del cálculo es:

$$E_{prom} = \frac{\phi * K_t * F_M}{S * W} \quad (4)$$

Donde:

E_{prom} = Iluminancia promedio sobre la calzada (lx).

ϕ = Flujo mantenido de la bombilla (lm).

K_t = Coeficiente de utilización del sistema total calculado (%).

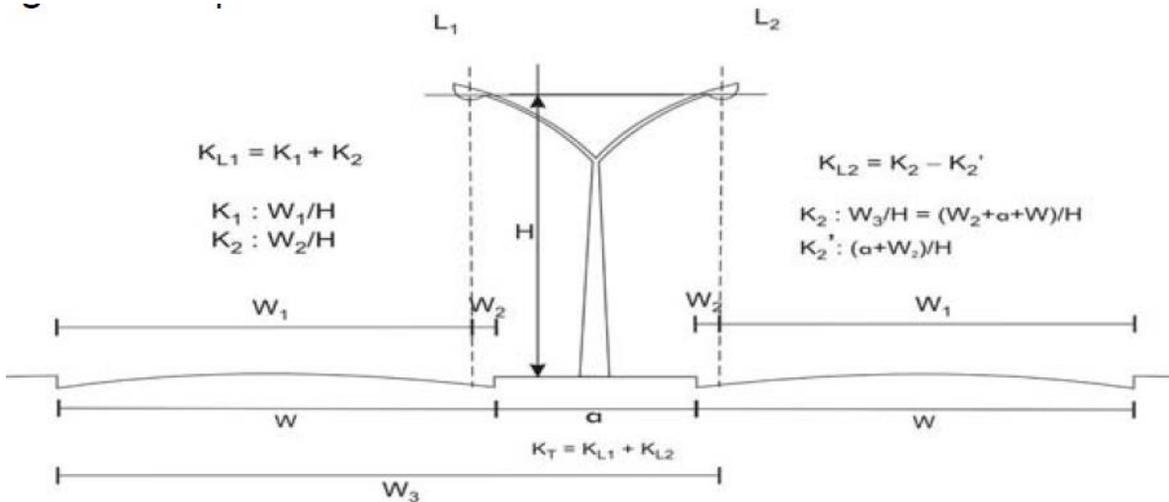
F_M = Factor de mantenimiento.

S = Interdistancia de luminarias (m) Véase la Figura 530-1 b).

W = Ancho de vía (en m) Véase la Figura 530-1 b).

1.1.12 Localización central doble. En la figura 9, se calcula separadamente el coeficiente de utilización de cada luminaria siguiendo el procedimiento analizado en los casos mencionados anteriormente.

Figura 9. Localización central doble



1.1.13 Cálculos computarizados de iluminancia. Con el advenimiento de las computadoras y el software para cálculo de iluminación, la dificultad para obtener los valores de manera manual, prácticamente desapareció y hoy en día, todos los cálculos comerciales se realizan a través de software especializado. Así mismo, se puede incrementar el número de puntos considerados, pues los 9 del método europeo son un límite de aproximación [4].

La iluminancia horizontal en un punto se calcula a partir de la siguiente fórmula u otra matemáticamente equivalente:

$$E_h = \frac{\sum I(c, \gamma) * \cos^3 \gamma * \varphi * FM}{H^2} \quad (5)$$

En dónde:

E_h = luminancia horizontal mantenida en el punto, en luxes. Indica la sumatoria de la contribución de todas las luminarias.

$I(c, \gamma)$ = intensidad en cd/klm emitida por la luminaria en la dirección del punto; ángulo de incidencia de la luz en el punto.

H = altura de montaje en m de la luminaria.

φ = Flujo luminoso inicial en klm de la bombilla o bombillas de la luminaria.

FM = Factor de mantenimiento.

1.2 Generación Fotovoltaica

1.2.1 Energía solar. El Sol representa la mayor fuente de energía existente. Toda esta energía es transmitida por medio de ondas electromagnéticas presentes en los rayos solares, las cuales son generadas en forma continua y emitida permanentemente al espacio, esta energía la podemos percibir en forma de luz y calor. Cerca del 70% de la energía solar recibida por la tierra es absorbida por la atmósfera, la tierra y por los océanos, mientras que el 30% restante es reflejado por la atmósfera de regreso al espacio.

El sol emite una cantidad increíble de energía, la energía que irradia a la Tierra en 20 minutos, es suficiente para cubrir las necesidades de toda la humanidad durante un año [5].

Utilizar esta energía de forma razonable, es el principal desafío. Un componente central de la mezcla futura de energías renovables es la solar fotovoltaica, que convierte la luz del sol en energía eléctrica, sin perjudicar el medio ambiente, sin generar basuras y sin dañar la salud; el sol nos ofrece la posibilidad de detener o al menos minimizar el cambio climático y el agotamiento de los recursos naturales.

Grandes obras alrededor del planeta como el monumental estadio del dragón de Kaohsiung en Taiwán, donde se realizaron los Juegos Mundiales 2009 y que gracias a sus 8.844 paneles solares no solo se autoabastece de energía, sino que le provee el 80 por ciento del consumo a la comunidad que lo rodea.

En Chile existe Amanecer Solar CAP, la planta fotovoltaica más grande de Latinoamérica, con 310.000 paneles ubicados en un terreno de 280 hectáreas, cuya autonomía entrega energía eléctrica a 125.000 hogares [5].

Colombia, por su parte, no obstante al ser un país ampliamente dedicado a la generación de energía eléctrica impulsada por el recurso hídrico y en menos

cantidad por otros como el carbón y el gas natural, también se ha preocupado por ingresar en la tendencia mundial de energías renovables.

Empresas como la de Energía del Pacífico (EPSA) invirtió más de 1.240 millones de pesos en la construcción del laboratorio de energía solar más grande del país, ubicado en las instalaciones de la compañía en el municipio de Yumbo, que está conectado directamente a su red eléctrica interna y provee hasta un 5 por ciento de la demanda que abastece al complejo, gracias a una tecnología combinada de módulos solares de silicio monocristalino, policristalino y amorfo de capa delgada.

Según Óscar Iván Zuluaga Serna, gerente general de EPSA, “este laboratorio fue creado para aportar a la disminución de la huella de carbono, desarrollar investigación aplicada para la producción de energías renovables y liderar el cambio nacional en este tipo de iniciativas” [5].

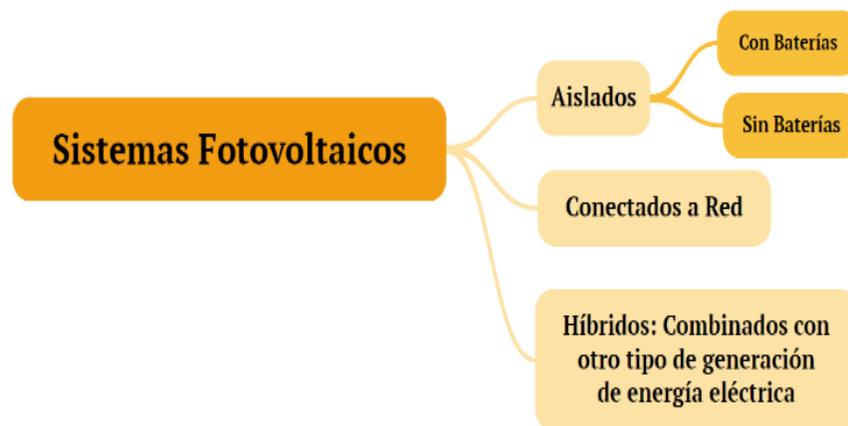
EPM también está generando electricidad con energía solar porque está vinculada a un piloto que lidera el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas no Interconectadas (IPSE), que ha permitido llevarle luz a más de 580 personas y seis escuelas ubicadas en áreas rurales apartadas de las veredas de Caucasia y Cáceres, en el bajo Cauca antioqueño y El Reflejo, La Media, La Ilusión, La Nueva Etapa, La Cabaña y Nuevo Horizonte, en San Vicente del Caguán, con una capacidad de generación autónoma que supera los 1.025 Vatios (W) [5].

En Bogotá está el Colegio Distrital Ramón Jimeno, en el cual el Distrito invirtió 480 millones de pesos y gracias a la instalación de paneles solares funciona autónomamente generando cerca de 21,62 KV, dejando de emitir cerca de 22 toneladas de CO₂ y ahorrando 71 por ciento en el consumo mensual del servicio gracias a su nueva iluminación led.

Colombia por ser un país ubicado cerca de la línea del Ecuador se encuentra en una posición privilegiada en cuanto la cantidad de radiación solar recibida por año, por esta razón no se ve afectado por el cambio del clima debido a las estaciones y presenta una gran capacidad de producción en este tipo de energía, contando con zonas que presentan hasta 6,5 Kwh/m² por día de luz. La imagen 1 muestra la radiación solar en las diferentes regiones del país en términos de energía por unidad de área en un año [5].

1.2.2 Sistemas fotovoltaicos. Un sistema fotovoltaico es el conjunto de componentes mecánicos, eléctricos y electrónicos que concurren para captar la energía solar disponible y transformarla en utilizable como energía eléctrica. En estos sistemas independientemente de su utilización y del tamaño de potencia, se pueden clasificar según la figura 10 [6].

Figura 10. Tipos de sistemas fotovoltaicos [6].



Hay diferentes opciones para construir un sistema fotovoltaico, pero esencialmente hay los siguientes componentes:

- **Generador Fotovoltaico:** Encargado de captar y convertir la radiación solar en corriente eléctrica mediante módulos fotovoltaicos.

- **Baterías o acumuladores:** Almacenan la energía eléctrica producida por el generador fotovoltaico para poder utilizarla en periodos en los que la demanda exceda la capacidad de producción del generador fotovoltaico.
- **Regulador de carga:** Encargado de proteger y garantizar el correcto mantenimiento de la carga de la batería y evitar sobretensiones que puedan destruirla.
- **Inversor o acondicionador de la energía eléctrica:** Encargado de transformar la corriente continua producida por el generador fotovoltaico en corriente alterna, necesaria para alimentar algunas cargas o para introducir la energía producida en la red de distribución eléctrica.
- **Elementos de protección del circuito:** Como interruptores de desconexión, diodos de bloqueo, etc., dispuestos entre diferentes elementos del sistema, para proteger la descarga y derivación de elementos en caso de fallo o situaciones de sobre carga. [6]

1.2.3 Clasificación de las instalaciones solares fotovoltaicas. La clasificación de las instalaciones solares fotovoltaicas (ISF) la podemos realizar en función de la aplicación a la que están destinadas. Así, distinguiremos entre aplicaciones autónomas y aplicaciones conectadas a la red [7].

1.2.3.1 Aplicaciones autónomas. Producen electricidad sin ningún tipo de conexión con la red eléctrica, a fin de dotar de este tipo de energía al lugar donde se encuentran ubicadas. Pueden distinguirse dos bloques:

Aplicaciones espaciales: sirven para proporcionar energía eléctrica a elementos colocados por el ser humano en el espacio, tales como satélites de comunicaciones, la Estación Espacial Internacional etc. La investigación en esta área propició el desarrollo de los equipos fotovoltaicos tal y como los conocemos en la actualidad [7].

Aplicaciones terrestres, entre las que cabe destacar las profesionales:

- Telecomunicaciones: telefonía rural, vía radio; repetidores (de telefonía, televisión, etcétera).
- Electrificación de zonas rurales y aisladas: estas instalaciones, que se pueden realizar en cualquier lugar, están pensadas para países y regiones en desarrollo y todas aquellas zonas en que no existe acceso a la red eléctrica comercial (en Europa hay cerca de un millón de personas sin acceso a esta red): viviendas aisladas, de ocupación permanente o periódica, refugios de montaña, etc. En ciertos países, como Cuba o Brasil, se emplean en locales comunitarios (consultorios médicos, escuelas) o para abastecer de electricidad a un determinado grupo de personas (un pueblo, una aldea, etc.) [7].
- Señalización: se aplica, por ejemplo, a señales de tráfico luminosas, formadas por diodos LED, alimentados por un panel solar y una batería.
- Alumbrado público: se utiliza en zonas en las que resulta complicado llevar una línea eléctrica convencional.

- Bombeo de agua: estas instalaciones están pensadas para lugares tales como granjas, ranchos, etc. Se pueden realizar en cualquier lugar. Su uso puede ser tanto para agua potable como para riego.
- Redes VSAT: redes privadas de comunicación (para una empresa, un organismo oficial, etc.) que actúan a través de satélite. La energía solar se utiliza para alimentar las estaciones de la red.
- Telemetría: permite realizar medidas sobre variables físicas y transmitir la información a una central (p. ej.: control de la pluviometría de la cuenca de un río).
- Otras aplicaciones: juguetes, alumbrado en jardines, divertimentos.

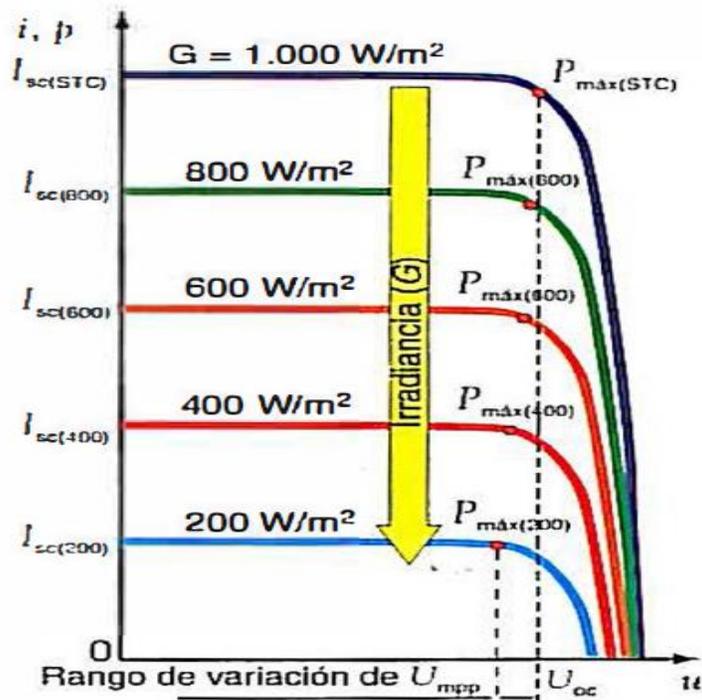
1.2.3.2 Aplicaciones conectadas a la red. En ellas, el productor no utiliza la energía directamente, sino que es vendida al organismo encargado de la gestión de la energía en el país. Tienen la ventaja de que la producción de electricidad se realiza precisamente en el periodo de tiempo en el que la curva de demanda de electricidad aumenta, es decir, durante el día, siendo muy importantes los kilovatios generados de esta forma. Cabe distinguir [7]:

- **Centrales fotovoltaicas y huertos solares:** recintos en los que se concentra un número determinado de instalaciones fotovoltaicas de diferentes propietarios con el fin de vender la electricidad producida a la compañía eléctrica con la cual se haya establecido el contrato.
- **Edificios fotovoltaicos:** es una de las últimas aplicaciones desarrolladas para el uso de la energía fotovoltaica. La rápida evolución en los productos de este tipo ha permitido el uso de los módulos como material constructivo en cerramientos, cubiertas y fachadas de gran valor visual.

La mayoría de estos sistemas han sido integrados en tejados, porque es allí donde alcanzan la máxima captación de energía solar, pero últimamente se está comenzado a integrarlos en muros y fachadas, en las que, por ejemplo el vidrio es reemplazado por módulos de láminas delgadas semitransparentes [7].

1.2.3.3 Efectos de la irradiancia y la temperatura. Las condiciones de funcionamiento de una célula solar en aplicaciones terrestres son variables, con valores de irradiancia que normalmente van de 0 a 1.000 W/m² y soportando temperaturas de trabajo que pueden alcanzar 50 °C por encima de la temperatura ambiente. Es importante conocer cómo afectan estas condiciones al comportamiento de la célula solar [7].

Figura 11.Característica i-u de una célula solar en función de la irradiancia [8]



La figura 11 muestra el efecto de la irradiancia en la característica $i - u$ de una célula solar. Como se puede ver, la intensidad de cortocircuito, I_{SC} , varía con la irradiancia, siendo esta variación lineal, de acuerdo con la expresión [8]:

$$I_{sc}(G) = G * \frac{I_{sc}(CEM)}{1000} \quad (6)$$

$I_{SC}(G)$: Intensidad de cortocircuito para una irradiación G (A)

$I_{SC}(STC)$: Intensidad de cortocircuito en condiciones CEM (A)

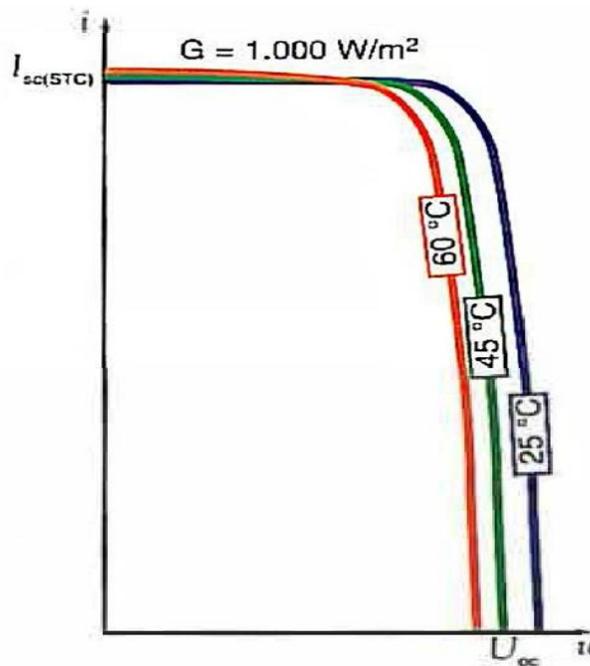
G : Irradiancia (W/m^2).

La tensión de circuito abierto, U_{OC} , varía muy poco con la irradiancia, como se puede ver en la figura 11, los valores de U_{OC} para diferentes irradiancias se agrupan en

una zona muy pequeña sobre el eje de abscisas, por lo tanto, a efectos prácticos, se puede considerar como constante.

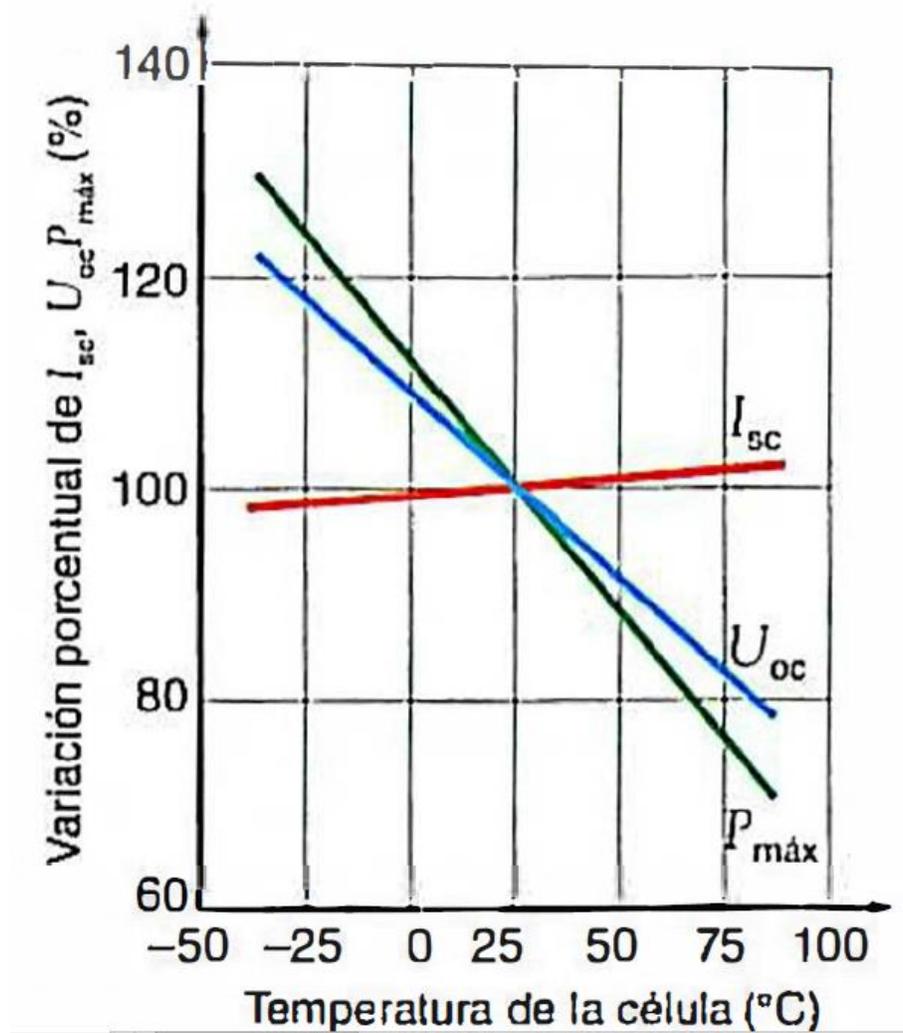
La potencia eléctrica de una célula solar será mayor o menor en función de la irradiancia de la radiación solar. La figura 11 tiene marcados los puntos de funcionamiento de máxima potencia, $P_{m\acute{a}x}$, para cada valor de irradiancia [8].

Figura 12. Característica $i - u$ de una célula solar en función de la temperatura de la célula [8]



La figura 12 muestra el efecto de la temperatura de la célula sobre la característica $i - u$. Se puede ver que la tensión de circuito abierto disminuye cuando aumenta la temperatura. La intensidad de cortocircuito aumenta cuando aumenta la temperatura, aunque la variación es muy pequeña y a efectos prácticos se considera constante. Es evidente que si la tensión de la célula disminuye cuando aumenta la temperatura y la intensidad prácticamente se mantiene constante, la potencia entregada por la célula, producto de la tensión por la intensidad, disminuirá cuando aumente la temperatura.[8]

Figura 13. Variación porcentual con la temperatura de la tensión de circuito abierto [8]



La figura 13 muestra la variación porcentual con la temperatura de la tensión de circuito abierto, la intensidad de cortocircuito y la potencia máxima de una célula solar. Se aprecia que la potencia máxima es inferior al 90 % con temperaturas de la célula próximas a 50 $^{\circ}C$, valor que se puede alcanzar con una temperatura ambiente de 30 $^{\circ}C$. La temperatura de una célula, que forma parte de un módulo fotovoltaico, alcanza unos 20 $^{\circ}C$ por encima de la temperatura ambiente, pero en condiciones de mala disipación del calor, como las que se dan cuando los módulos que contienen

las células se integran en fachadas, la temperatura de la célula puede alcanzar valores superiores a 75 °C que reduce la potencia por debajo del 80 %.

La temperatura de trabajo de una célula solar depende de la temperatura ambiente y de la irradiancia. Aproximadamente se calcula con la fórmula:

$$T_c = T_a + G * \frac{TONC - 20}{800} \quad (7)$$

T_c : Temperatura de trabajo de la célula (°C)

T_a : Temperatura ambiente (°C)

$TONC$: Temperatura de operación nominal de la célula (°C)

G : Irradiancia (W/m²) [8]

1.2.4 El panel solar. Un panel solar o módulo fotovoltaico está formado por un conjunto de células, conectadas eléctricamente, encapsuladas, y montadas sobre una estructura de soporte o marco.

Proporciona en su salida de conexión una tensión continua, y se diseña para valores concretos de tensión (6 V, 12 V, 24 V...), que definirán la tensión a la que va a trabajar el sistema fotovoltaico.[7]

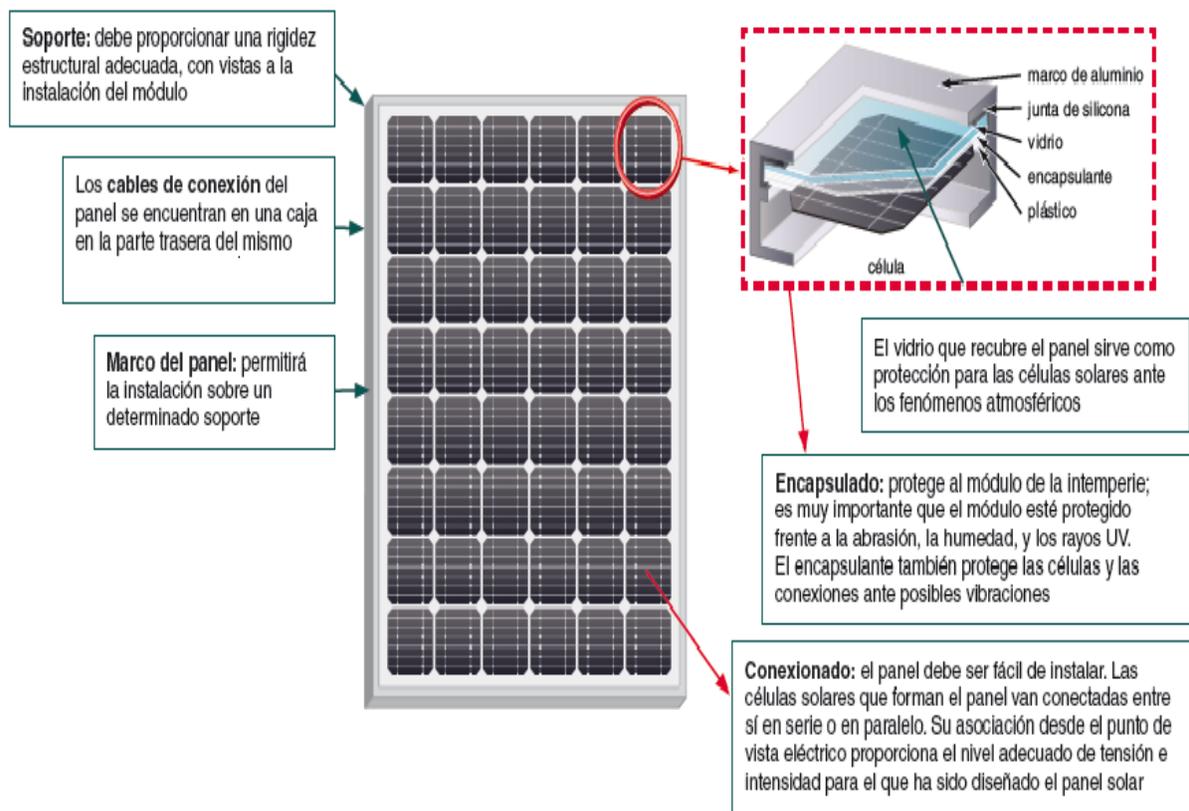
Los tipos de paneles solares como se muestran en la Tabla 8. Vienen dados por la tecnología de fabricación de las células, y son fundamentalmente:

- Silicio cristalino (monocristalino y policristalino).
- Silicio amorfo.

Tabla 8. Diferencias entre los paneles según la tecnología de fabricación [7]

Células	Silicio	Rendimiento laboratorio	Rendimiento directo	Características	Fabricación
	Monocrystalino	24 %	15 - 18 %	Son típicos los azules homogéneos y la conexión de las células individuales entre sí (Czochralski).	Se obtiene de silicio puro fundido y dopado con boro.
	Policristalino	19 - 20 %	12 - 14 %	La superficie está estructurada en cristales y contiene distintos tonos azules.	Igual que el del monocrystalino, pero se disminuye el número de fases de cristalización.
	Amorfo	16 %	< 10 %	Tiene un color homogéneo (marrón), pero no existe conexión visible entre las células.	Tiene la ventaja de depositarse en forma de lámina delgada y sobre un sustrato como vidrio o plástico.

Figura 14. Constitución de un panel solar-Principales características. [7]



1.2.4.1 Curvas de los módulos fotovoltaicos. La curva intensidad-tensión de un módulo, se obtiene a partir de las curvas de las células que lo componen.

Como todas las células de un módulo han de tener características iguales, para hallar la intensidad y corriente del módulo se hace lo siguiente:

Intensidad: Se multiplica el parámetro de corriente de las células por el número de células de células en paralelo que tiene el módulo.

$$I_{CC\ MÓDULO} = I_{CC\ CÉLULA} * N_{CÉLULAS\ PARALELAS} \quad (8)$$

Tensión: Se multiplica el paralelo de tensión de las células por el número de células en serie que tiene el módulo.

$$V_{CA\ MÓDULO} = V_{CA\ CÉLULA} * N_{CÉLULAS\ SERIE} \quad (9)$$

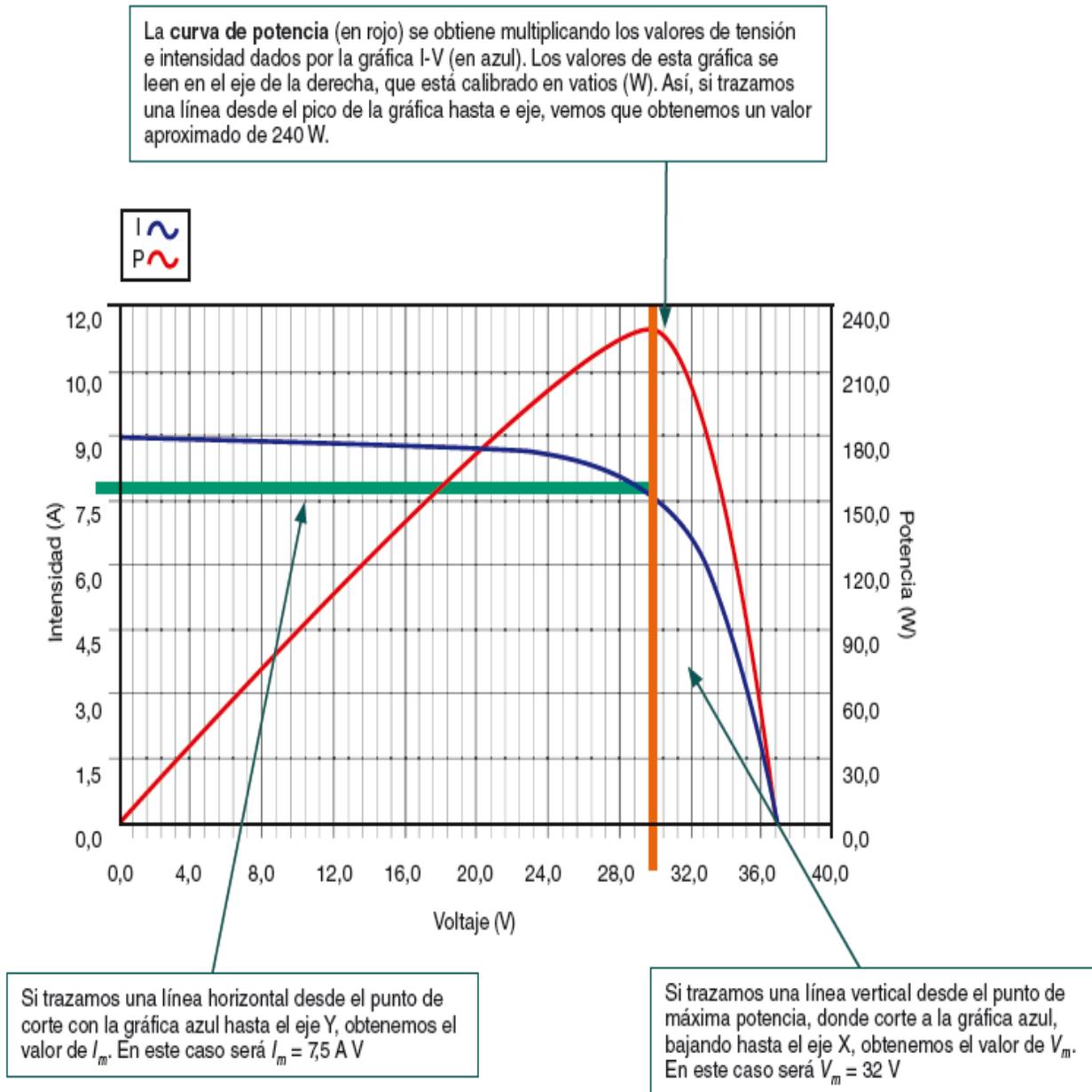
Potencia: Se multiplica el parámetro de potencia de las células por el número de células en paralelo y por el número de células en serie que tiene el módulo.

$$P_{MÁX.MÓDULO} = P_{MÁX.CÉLULA} * N_{CÉLULAS\ SERIE} * N_{CÉLULAS\ PARALELAS} \quad (10)$$

A la hora de trabajar con los paneles solares nos interesa saber qué datos nos proporciona el fabricante, con el fin de utilizarlos correctamente. En los catálogos aparecen todos aquellos parámetros que nos son de utilidad a la hora de realizar el diseño de la instalación, en la figura 15 se observan los valores de tensión e intensidad.

Entre toda la información que proporciona el fabricante, vamos a ir viendo cuál puede ser de mayor relevancia, desde el punto de vista práctico, a la hora de elegir un panel solar. [7]

Figura 15. Valores de tensión e intensidad en el panel cuando se está entregando la máxima potencia. [7]



1.2.4.2 Hojas de datos del fabricante. Las hojas de datos de un módulo fotovoltaico deben incluir información de un conjunto de parámetros característicos de acuerdo con las normas [UNEEN50380: 2003. Informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos].

Los parámetros de funcionamiento eléctrico que deben aparecer en las hojas de datos son:

- Potencia eléctrica máxima ($P_{m\acute{a}x}$): Potencia correspondiente al punto de la característica intensidad-tensión (i-u) donde el producto de la intensidad por la tensión es máximo. También se denomina potencia de pico.
- Tensión en circuito abierto (U_{OC}): tensión de salida de un módulo fotovoltaico en circuito abierto (sin carga) a una irradiancia y temperatura determinadas.
- Intensidad de cortocircuito (I_{sc}): Intensidad de salida de módulo fotovoltaico en cortocircuito a una irradiancia y temperatura determinadas.
- Tensión en el punto de máxima potencia (U_{mpp}): tensión correspondiente a la potencia máxima.

Estos parámetros se tienen que especificar en dos condiciones de funcionamiento:

- Condiciones Estándar de Medida (CEM - Standard Test Conditions - STC) que corresponden a una irradiancia en el plano del módulo de 1.000 W/m^2 , temperatura del módulo de $25 \pm 2^\circ\text{C}$ y una distribución espectral de la irradiancia de acuerdo con el factor de masa de aire AM 1,5.
- Condiciones de Temperatura de Operación Nominal de la Célula (TONC - Nominal Operating Cell Temperature - NOCT) que corresponden a una irradiancia en el plano del módulo de 800 W/m^2 , con orientación normal a la radiación incidente al mediodía solar, temperatura ambiente 20°C , velocidad del viento de 1 m/s y funcionamiento en circuito abierto [8]
- Coeficientes de temperatura:

Coeficiente intensidad-temperatura (α): variación de la intensidad de cortocircuito de un módulo fotovoltaico por grado centígrado de variación de la temperatura de sus células. Se especifica en valor absoluto en $A/^\circ\text{C}$ o en valor relativo como $\%/^\circ\text{C}$

Coeficiente tensión-temperatura (β): variación de la tensión de circuito abierto de un módulo fotovoltaico por grado centígrado de variación de la temperatura de sus células. Se especifica en valor absoluto en $mV/^{\circ}C$ o en valor relativo como $\%/^{\circ}C$.

Los coeficientes de temperatura ayudan a determinar el valor de los parámetros eléctricos de un módulo fotovoltaico en condiciones de temperatura distintas a las de los ensayos normalizados. Algunos fabricantes ofrecen en sus hojas de datos el coeficiente potencia-temperatura (δ) que indica la variación de la potencia máxima de un módulo fotovoltaico por grado centígrado de variación de la temperatura de sus células. Si se especifica en valor absoluto se da en $W/^{\circ}C$ y si se especifica en valor relativo se da como $\%/^{\circ}C$. Este parámetro no lo incluye la norma UNE-EN50380:2003 [8].

1.2.5 Acumuladores. Tipos De Baterías. La llegada de la energía solar a los módulos fotovoltaicos no se produce de manera uniforme, sino que presenta variaciones por diferentes motivos. Algunas de estas variaciones son predecibles, como la duración de la noche o las estaciones del año, pero existen otras muchas causas que pueden producir alteraciones de manera aleatoria en la energía recibida, como puede ocurrir con un aumento de la nubosidad en un determinado instante [7].

Este hecho hace necesario utilizar algún sistema de almacenamiento de energía para aquellos momentos en que la radiación recibida sobre el generador fotovoltaico no sea capaz de hacer que la instalación funcione en los valores diseñados. Para ello se utilizarán las baterías o acumuladores.

Las baterías son dispositivos capaces de transformar la energía química en eléctrica. El funcionamiento en una instalación fotovoltaica será el siguiente:



Las baterías son recargadas desde la electricidad producida por los paneles solares, a través de un regulador de carga, y pueden entregar su energía a la salida de la instalación, donde será consumida [7].

Tres son las misiones que tienen las baterías en las instalaciones fotovoltaicas:

- Almacenar energía durante un determinado número de días.
- Proporcionar una potencia instantánea elevada.
- Fijar la tensión de trabajo de la instalación.

Uno de los parámetros más importantes que tener en cuenta a la hora de elegir un acumulador es la capacidad. Se define como la cantidad de electricidad que puede lograrse en una descarga completa del acumulador partiendo de un estado de carga total del mismo. Se mide en amperios hora (Ah), y se calcula como el producto de la intensidad de descarga del acumulador durante el tiempo en el que está actuando: $C = t I$ [7].

Además de la capacidad, debemos considerar otros parámetros en los acumuladores que vamos a utilizar en las instalaciones fotovoltaicas:

- **Eficiencia de carga:** relación entre la energía empleada para recargar la batería la energía realmente almacenada. Interesa que sea un valor lo más alto posible (próximo al 100 %, lo que indicaría que toda la energía utilizada para la recarga es factible de ser empleada en la salida de la instalación). Si la eficiencia es baja, será necesario aumentar el número de paneles solares para obtener los resultados deseados.
- **Auto-descarga:** proceso mediante el cual el acumulador, sin estar en uso, tiende a descargarse.
- **Profundidad de descarga:** cantidad de energía, en tanto por ciento, que se obtiene de la batería durante una determinada descarga, partiendo del acumulador totalmente cargado. Está relacionada con la duración o vida útil

del acumulador. Si los ciclos de descargas son cortos (en torno al 20 %, por ejemplo), la duración del acumulador será mayor que si se le somete a descargas profundas (por ejemplo, del 80 %).

Además de los parámetros eléctricos, las características que serían deseables para las baterías a utilizar en las instalaciones solares son:

- Buena resistencia al ciclado (proceso de carga-descarga).
- Bajo mantenimiento.
- Buen funcionamiento con corrientes pequeñas.
- Amplia reserva de electrolito.
- Depósito para materiales desprendidos.
- Vasos transparentes.

Existen diferentes tecnologías en la fabricación de baterías, si bien unas son más adecuadas que otras para utilizarlas en las instalaciones solares [9]

1.2.6 Tipos de baterías. Las baterías se clasifican en función de la tecnología de fabricación y de los electrolitos utilizados. En la Tabla 9 podemos comparar los principales tipos de baterías que hay en el mercado, a través de sus características básicas.

Tabla 9. Características de los principales tipos de baterías [7]

Tipo de batería	Tensión por vaso (V)	Tiempo de recarga	Autodescarga por mes	N.º de ciclos	Capacidad (por tamaño)	Precio
Plomo-ácido	2	8-16 horas	< 5 %	Medio	30-50 Wh/kg	Bajo
Ni-Cd (níquel-cadmio)	1,2	1 hora	20 %	Elevado	50-80 Wh/kg	Medio
Ni-Mh (níquel-metal hydride)	1,2	2-4 horas	20 %	Medio	60-120 Wh/kg	Medio
Li ion (ión litio)	3,6	2-4 horas	6 %	Medio - bajo	110-160 Wh/kg	Alto

Las baterías más utilizadas en las instalaciones solares son las de plomo-ácido, por las características que presentan. Dentro de este tipo de baterías nos podemos encontrar diferentes modelos. Vamos a compararlos y analizar cuál es el más adecuado.

La tabla 10. Nos muestra diferentes modelos de baterías de plomo-ácido que se utilizan en la práctica (dependiendo de la aplicación de la instalación), con las ventajas e inconvenientes que pueden presentar.

Tabla 10. Baterías utilizadas en instalaciones solares [7]

TIPO	VENTAJAS	INCONVENIENTES
Tubular estacionaria	<ul style="list-style-type: none"> • Ciclado profundo. • Tiempos de vida largos. • Reserva de sedimentos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Precio elevado. • Disponibilidad escasa en determinados lugares.
Arranque (SLI, automóvil)	<ul style="list-style-type: none"> • Precio. • Disponibilidad. 	<ul style="list-style-type: none"> • Mal funcionamiento ante ciclado profundo y bajas corrientes. • Tiempo de vida corto. • Escasa reserva de electrolito.
Solar	<ul style="list-style-type: none"> • Fabricación similar a SLI. • Amplia reserva de electrolito. • Buen funcionamiento en ciclados medios. 	<ul style="list-style-type: none"> • Tiempos de vida medios. • No recomendada para ciclados profundos y prolongados.
Gel	<ul style="list-style-type: none"> • Escaso mantenimiento. 	<ul style="list-style-type: none"> • Deterioro rápido en condiciones de funcionamiento extremas de V-I.

En aquellas instalaciones en las que vamos a tener descargas profundas, elegiremos baterías tubulares estacionarias, así como en las instalaciones en las que necesitemos una capacidad elevada. Es el caso que se da en las instalaciones autónomas de viviendas.

Si la instalación solar es de pequeña dimensión, o de muy difícil mantenimiento, deberemos elegir baterías de gel, vigilando que no se produzcan ciclos de descargas profundos.

A la hora de elegir los acumuladores, es importante tener en cuenta el efecto de la temperatura sobre los mismos. La capacidad aumenta a medida que sube la temperatura, y al revés, disminuye cuando baja la temperatura del lugar donde se encuentra ubicado.

Si prevemos la posibilidad de que existan temperaturas por debajo de 0 °C en el lugar de la instalación, deberemos elegir un acumulador de capacidad mayor que la calculada en el dimensionado de la instalación, con el fin de que no haya problemas en su funcionamiento.

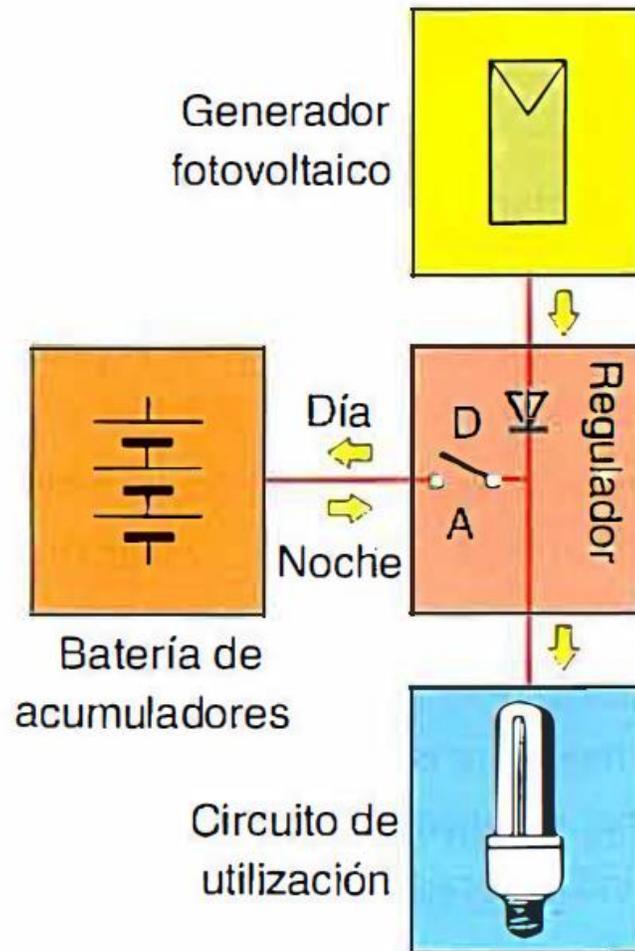
La construcción del acumulador se realiza conectando vasos individuales hasta obtener las condiciones de tensión y capacidad requeridas en la instalación que estamos realizando, en el caso de la utilización de baterías tubulares estacionarias.

En las baterías monoblock, deberemos elegir aquella que sea acorde con la tensión de trabajo de la instalación y la potencia que se va a consumir en la misma [7]

1.2.7 El regulador. El control del proceso de carga y descarga periódica de los acumuladores lo realiza un dispositivo denominado regulador de carga o simplemente regulador. Este dispositivo, a pesar de su sencillez y su bajo coste comparado con el coste total del sistema, es fundamental para proteger la vida útil de la batería y mejorar el funcionamiento del sistema fotovoltaico.

El regulador trabaja por tanto en las dos zonas. En la parte relacionada con la carga, su misión es la de garantizar una carga suficiente al acumulador y evitar las situaciones de sobrecarga, y en la parte de descarga se ocupará de asegurar el suministro eléctrico diario suficiente y evitar la descarga excesiva de la batería [10].

Figura 16. Sistema fotovoltaico autónomo básico.



1.2.8 Funciones del regulador. Las principales funciones de un regulador de carga en un sistema fotovoltaico son:

- Proteger a la batería o acumuladores contra la sobre descarga o descarga profunda.
- Proteger a la batería o acumuladores contra la sobrecarga, limitando la tensión de fin de carga.
- Evitar la descarga nocturna de la batería de acumuladores sobre el generador fotovoltaico.

La figura 16 es un diagrama de bloques que representa un ejemplo de sistema fotovoltaico autónomo básico. La función del regulador está representada de forma básica por un diodo D que impide la circulación de corriente de la batería hacia el generador fotovoltaico, evitando la descarga nocturna, y por un interruptor A que tiene como misión:

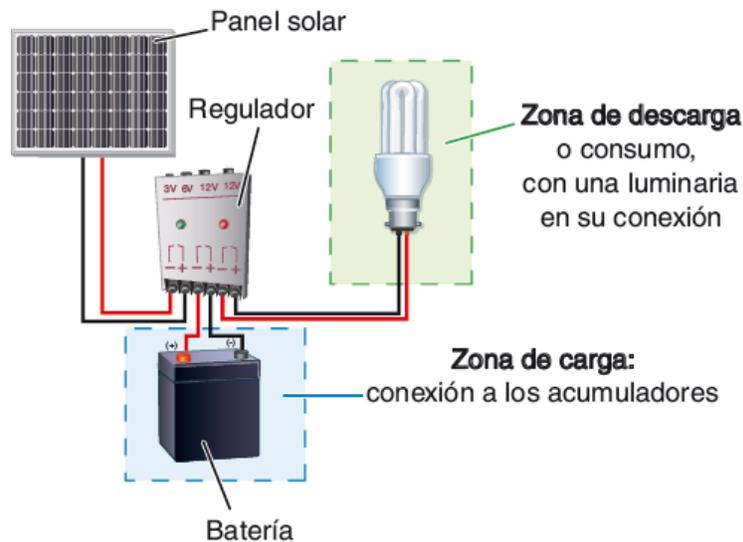
Desconectar la batería de acumuladores del generador fotovoltaico cuando hay sobrecarga (abriendo el interruptor A).

- Conectar la batería de acumuladores al circuito de utilización por la noche (cerrando el interruptor A).
- Desconectar el circuito de utilización cuando hay sobre-descarga de la batería de acumuladores (abriendo el interruptor A).

Otras funciones, que dependen de cada fabricante, mejoran las prestaciones de los reguladores de carga. Algunas de ellas son:

- **Ajuste del procedimiento de carga según el tipo de batería.** Permite seleccionar el tipo de batería, normalmente plomo-ácido (electrolito líquido) o gel (Electrolito gelificado), para adecuar los valores de tensión de carga y los tiempos de aplicación de dichas tensiones al tipo de batería conectado.
- **Protección contra la inversión de polaridad, impidiendo el funcionamiento y emitiendo una alarma sonora.** Si la inversión de polaridad se produce en los bornes de la batería de acumuladores, el regulador no se pone en marcha y mantiene abiertos todos los circuitos. Si la inversión de polaridad se produce en la entrada del generador fotovoltaico, el regulador mantiene abierto el circuito del generador fotovoltaico [10].

Figura 17. Conexiones del regulador en una instalación fotovoltaica [7].



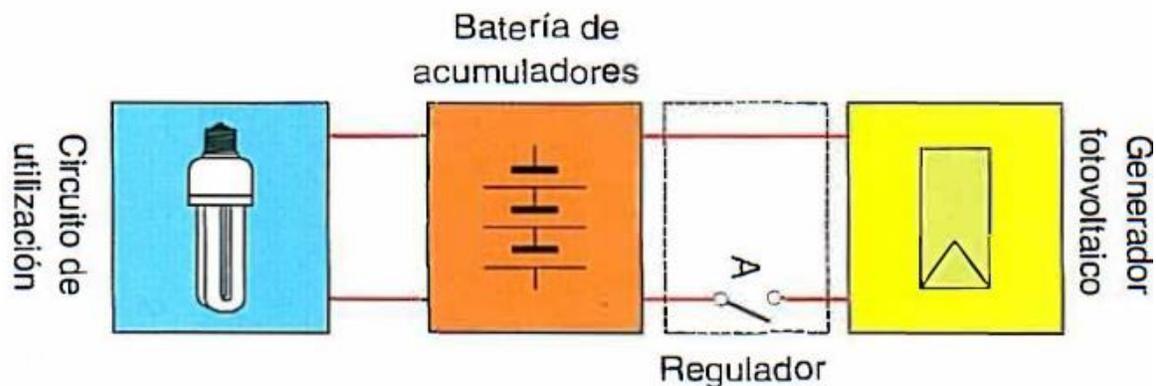
- **Protección contra cortocircuitos**, tanto en la entrada del generador fotovoltaico como en la salida del circuito de utilización. Si el cortocircuito se produce en la entrada, se abre ese circuito protegiendo el sistema de regulación y todos los elementos conectados al mismo. Si el cortocircuito se produce en la salida se abre el circuito de utilización, protegiendo el sistema de regulación frente a corrientes elevadas.
- **Medición de la temperatura de la batería** de acumuladores mediante un sensor para corregir el valor de la tensión de fin de carga.
- **Protección contra sobretensiones** en la entrada del generador fotovoltaico.
- En caso de una tensión superior a la especificada para el regulador se **interrumpe el proceso de carga de la batería de acumuladores**. Para las sobretensiones producidas durante las tormentas eléctricas, se utilizan varistores, que absorben dichas sobretensiones y protegen a los elementos conectados al regulador [7].

- **Protección contra sobreintensidades.** Si aparece una sobreintensidad por sobrecarga en el circuito que va del generador fotovoltaico a la batería de acumuladores, el regulador interrumpe el proceso de carga. Si la sobrecarga se produce en el circuito que va de la batería a utilización, el regulador interrumpe dicho circuito. En ambos casos para protegerse, a sí mismo y al resto de elementos conectados al regulador.[7]

1.2.8.1 Funcionamiento y tipos de reguladores. El regulador controla el estado de carga de la batería de acumuladores midiendo la tensión en bornes de dicha batería. A partir de la tensión medida se desarrolla la estrategia de control de la carga, de ahí la importancia de efectuar una medida correcta evitando las caídas de tensión que se producen en los cables de conexión y en los dispositivos de protección que puede haber entre la batería de acumuladores y el regulador.[10]

En función de cómo se realiza la conexión y desconexión del regulador se pueden clasificar en:

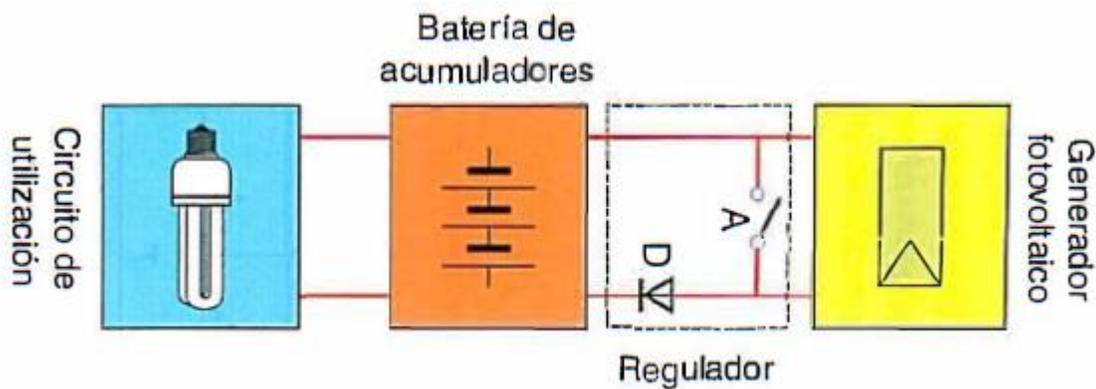
Figura 18. Principio de funcionamiento de un regulador serie [10].



- **Regulador serie:** el control de carga de la batería de acumuladores se efectúa interrumpiendo la conexión entre el generador fotovoltaico y la batería mediante el relé de estado sólido A (figura 18).

Estos reguladores tienen como ventaja su pequeña disipación de energía, lo que permite su uso en sistemas con mucha potencia (con corrientes superiores a la centena de amperios) y como inconvenientes la caída de tensión en el circuito de conmutación entre el generador fotovoltaico y la batería, y el autoconsumo que es mayor que en los reguladores paralelos [3]

Figura 19. Principio de funcionamiento de un regulador paralelo [10].



- **Regulador paralelo:** el control de carga de la batería de acumuladores se efectúa cortocircuitando la entrada del generador fotovoltaico mediante el relé de estado sólido A (figura 19). El diodo de bloqueo D tiene dos funciones: evitar el cortocircuito de la batería cada vez que se cierra el relé A e impedir la circulación de corriente de la batería hacia el generador fotovoltaico durante la noche. Dado que los módulos solares tienen una tensión nominal mayor que la de la batería, si no existiera regulador se podrían producir sobrecargas [10].

Estos reguladores tienen como ventajas que son más económicos y presentan un autoconsumo menor que los reguladores serie. Además, pueden funcionar sin necesidad de batería, actuando en este caso como limitador del voltaje producido por el generador fotovoltaico, que será constante aunque la irradiancia varíe. Como inconvenientes citar la elevada disipación de energía en forma de calor que limita la potencia total que pueden manejar (se utilizan en sistemas con corrientes inferiores a unos 20 A) y la caída de tensión que se produce en el diodo de bloqueo D.

Según cómo se efectúe la regulación de la carga de la batería los reguladores se clasifican en dos grupos: reguladores todo-nada y reguladores PWM. [7]

1.2.8.2 Características y dimensionado de los reguladores

- **Tensión nominal.** Es la tensión del sistema fotovoltaico para la que se ha diseñado el regulador que además coincide con la tensión nominal del sistema de acumulación. Los valores más habituales son 12, 24 y 48 V, aunque hay muchos reguladores que son capaces de trabajar con diferentes tensiones que se pueden seleccionar de forma manual o automática.

- **Intensidad nominal.** Es el valor de la intensidad del generador fotovoltaico que tiene que controlar el regulador. Suele tener el mismo valor tanto para la entrada del generador fotovoltaico como para la salida hacia el circuito de utilización.

Se selecciona en función de la corriente de cortocircuito, I_{sc} , del generador fotovoltaico en condiciones estándar de medida (CEM. Irradiancia de 1.000 W/m^2 , temperatura del módulo de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ y factor de masa del aire AM 1,5). Se debe aplicar un factor de seguridad de 1,25 para tener en cuenta aquellos días con sol y nubes en los que la irradiancia puede sobrepasar los 1.000 W/m^2 [10].

Otras características importantes son la tensión máxima en la entrada que no debe ser sobrepasada por la tensión máxima de circuito abierto del generador fotovoltaico y la corriente de consumo propio, ya que el regulador se alimenta del propio sistema fotovoltaico y su consumo tiene que ser mínimo [7]

1.2.9 Configuraciones para el sistema fotovoltaico que alimente el alumbrado público

1.2.9.1 Sistemas aislados. Son sistemas fotovoltaicos que se utilizan para abastecer de energía eléctrica a receptores o viviendas aisladas que no disponen de conexión a la red de distribución de energía eléctrica. También se denominan

sistemas aislados de la red. Si al sistema fotovoltaico de generación de energía se añaden otras fuentes adicionales de energía como generadores diésel, aerogeneradores, etc., el sistema recibe la denominación del híbrido [11].

Tienen como objetivo satisfacer total o parcialmente la demanda de energía eléctrica de aquellos lugares donde no existe red eléctrica de distribución o ésta es de difícil acceso. Los sistemas aislados normalmente están equipados con sistemas de acumulación de energía, ya que sólo pueden proporcionar energía durante el día y la demanda se produce a lo largo del día y de la noche.

Esto implica que el campo fotovoltaico ha de estar dimensionado de forma que permita, la alimentación de la carga y la recarga de las baterías de acumulación. También hay aplicaciones aisladas que no requieren la utilización de acumuladores, y por tanto funcionan siempre que haya sol, como por ejemplo un sistema de bombeo [11].

1.2.9.2 Sistemas de conexión a red. Los sistemas conectados a red no tienen sistemas de acumulación, ya que la energía producida durante las horas de insolación es canalizada a la red eléctrica.

Estas instalaciones cuentan con sistemas de seguimiento del estado de la tensión de la red de distribución, de manera que se garantice el correcto funcionamiento de las mismas en lo referente a la forma de entregar la energía, tanto en modo como en tiempo, evitando situaciones peligrosas.

Por otra parte se eliminan las baterías que son la parte más cara y compleja de una instalación (ciclos de carga, vida útil, mantenimiento, etc.).

1.2.9.3 Sistemas híbridos. En algunos casos el sistema fotovoltaico aislado se puede complementar con otro a fin de tener mayores garantías de disponer de electricidad. Cuando un sistema fotovoltaico además del generador incorpora otro

generador de energía se denomina sistema híbrido, y en general se utiliza la energía eólica o los grupos electrógenos. Estas combinaciones se dan para aprovechar algún recurso energético localizado cerca de la instalación o para tener mayor fiabilidad en el suministro de energía. Normalmente la generación fotovoltaica es compatible con cualquier otro tipo generación eléctrica.

La configuración de los sistemas híbrido puede ser variable, y depende del tipo de equipos que se empleen para adaptar la potencia necesaria [11].

1.2.10 Aparatos de maniobra y protección en un sistema fotovoltaico autónomo

Un sistema fotovoltaico autónomo tiene un comportamiento eléctrico muy diferente al de las instalaciones eléctricas convencionales:

- El generador fotovoltaico se comporta como generador siempre que hay luz solar, aunque esté desconectado.
- La corriente producida por el generador fotovoltaico está autolimitada.
- Hay dos fuentes de tensión, el generador fotovoltaico y la batería de acumuladores.
-

Estos factores unidos a que la corriente generada es corriente continua, impide el uso de los dispositivos de protección habituales en las instalaciones convencionales de corriente alterna. Por ejemplo, si se produce un cortocircuito no aparecen corrientes de cortocircuito lo suficientemente elevadas para disparar las protecciones habituales. Tampoco se pueden utilizar los interruptores diferenciales convencionales que solo funcionan en corriente alterna [11].

1.2.10.1 Protecciones contra sobreintensidades. En el circuito que va del generador fotovoltaico al regulador de carga, la intensidad máxima que puede aparecer corresponde con la corriente de cortocircuito, limitada por el propio

generador. En las ramas o módulos fotovoltaicos en paralelo que forman el generador, también está limitada la corriente al valor de cortocircuito de un módulo. Como los conductores de conexión de todo el generador se dimensionan para soportar de forma permanente estas corrientes de cortocircuito, no es necesario incorporar protecciones frente a este tipo de sobre-intensidades.

Sin embargo, dentro del generador fotovoltaico, si tiene más de tres módulos o ramas de módulos en paralelo, se pueden producir corrientes inversas en aquellas ramas o módulos en los que por algún motivo disminuya su tensión de circuito abierto con respecto a la del generador. Para proteger a cada rama o módulo en paralelo frente a esta situación se pueden poner diodos de bloqueo, o disponer algún dispositivo de protección contra sobre-intensidades, como pueden ser los fusibles o los interruptores automáticos magneto-térmicos. Veamos las condiciones de uso que deben cumplir cada uno de estos sistemas de protección [11].

1.2.10.2 Diodos de bloqueo. Se dimensionan para soportar 2 veces la corriente de cortocircuito de un módulo en condiciones CEM y una tensión inversa igual a 2 veces la tensión de circuito abierto del generador en condiciones CEM. Tienen el inconveniente de disipar mucha potencia y solo son recomendables cuando el sistema fotovoltaico se encuentra en lugares de difícil acceso para su mantenimiento o el generador fotovoltaico está muy expuesto a sombreados parciales. Esto es así porque el diodo de bloqueo, a diferencia de los fusibles que serían la protección alternativa, no necesita reponer ningún elemento de su composición cuando actúa como protección, simplemente impide el paso de corriente inversa [11].

1.2.10.3 Fusibles. Se dimensionan para actuar entre 1,5 y 2 veces la corriente de cortocircuito de un módulo en condiciones CEM. Deben ser específicos para la protección de semiconductores. Si la tensión del generador fotovoltaico es elevada se debe comprobar que la tensión asignada al fusible soporta 1,2 veces la tensión

de circuito abierto del generador (V_{oc}) en condiciones CEM. Todos estos parámetros especificados siempre en corriente continua.

El principal inconveniente de los fusibles es la necesidad de reponer el cartucho cuando actúan frente a una sobre-intensidad. Sin embargo, disipan mucha menos potencia que los diodos de bloqueo (producen una caída de tensión de 0,2 V aproximadamente frente a los 0,6 V de caída en los diodos) [11].

1.2.10.4 Interruptores automáticos magneto-térmicos. Tienen que ser específicos para corriente continua, lo que dificulta su uso pues actualmente hay pocos fabricantes que dispongan de este tipo de dispositivos. Se dimensionan para actuar como máximo a 1,5 veces la corriente de cortocircuito de un módulo (I_{sc}) en condiciones CEM. Se debe comprobar que su tensión de servicio es como mínimo 1,2 veces la tensión de circuito abierto del generador (V_{oc}) en condiciones CEM. Deben tener una curva de disparo tipo Z (con disparadores magnéticos que disparan entre 2 y 3 veces su intensidad nominal. Además de las protecciones mencionadas, las ramas en paralelo del generador y este mismo tienen que disponer de un dispositivo de maniobra que permita su desconexión del resto de la instalación [11].

1.2.10.5 Interruptor general del generador. Es un interruptor que tiene que estar preparado para abrir o cerrar el circuito en condiciones de servicio. Se dimensiona para soportar la corriente de cortocircuito del generador (I_{sc}) y la tensión de circuito abierto del generador (V_{oc}) ambas en condiciones CEM. Se debe situar junto al regulador de carga (interruptor Q 1 en la [figura 4.14](#)) para permitir la desconexión del generador como requisito previo si se tiene que desconectar la batería de acumuladores [11].

CAPITULO II

2. CARACTERÍSTICAS DEL PAÍS

2.2 UBICACIÓN DE COLOMBIA

Colombia está ubicada directamente sobre la línea ecuatorial; se extiende hasta los 12°30'40" de latitud norte y los 4°13'30,5" de latitud sur respectivamente. Su posición la sitúa directamente sobre la zona tórrida, por lo que, los rayos solares caen en ella en forma relativamente vertical durante todo el año; por este hecho, Colombia debería tener un clima extremadamente caluroso, pero gracias a la interacción de otros factores como la humedad y el relieve, se logra contrarrestar los efectos de la radiación permitiéndonos contar con un mosaico de climas. Esta ubicación geográfica se ve influenciada por dos factores, la radiación solar y zona de convergencia intertropical [12].

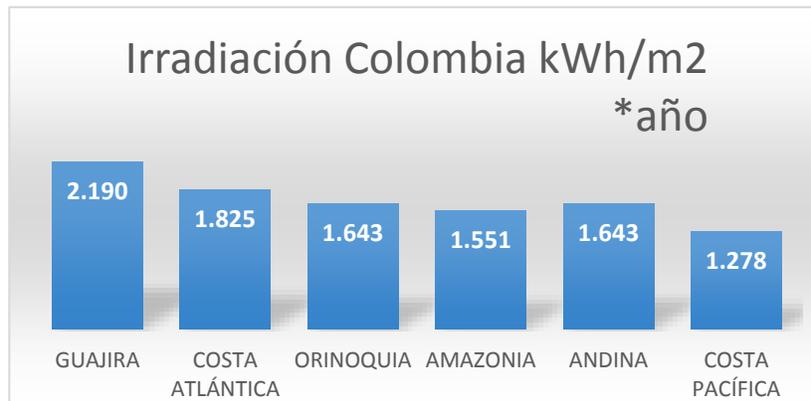
2.3 NIVELES DE RADIACIÓN EN COLOMBIA

Colombia es un país privilegiado por su posición geográfica. No solo cuenta con gran variedad de climas, también presenta uno de los niveles de radiación solar más altos en el mundo, dándole una gran ventaja en el uso de energía solar.

La UPME (Unidad de Planeación Minero Energética) que pertenece al Ministerio de Minas y energía de Colombia y el IDEAM (Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales) crearon en el 2005 un Atlas de radiación en Colombia [Ver Imagen 1] que recopila la información básica de referencia para el aprovechamiento de la energía solar como una opción para el uso sostenible de los recursos energéticos de Colombia, estableciendo el valor promedio diario de radiación por regiones [12]

En resumen, según el Atlas de radiación solar los sectores en Colombia que cuentan con mayor disponibilidad de energía solar se encuentran en el gráfico 1.

Gráfico 1. Irradiación promedio anual – Zonas de Colombia [13]



La región de mayor radiación solar en el país es la península de La Guajira y sus valores máximos se presentan en el mes de julio, con promedios superiores a 650 cal/cm² /día. Este valor desciende gradualmente hasta diciembre, mes en que se presenta el valor mínimo de 530 cal/cm² /día.

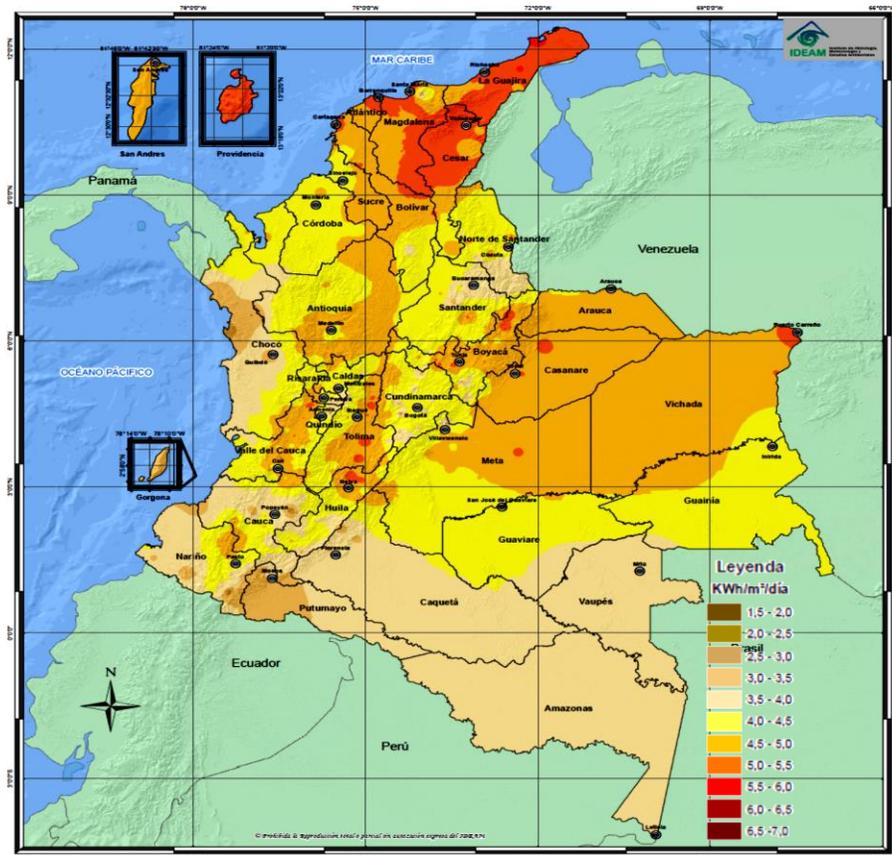
Con el mismo comportamiento durante el año, le sigue la parte media del valle geográfico del río Cauca, el valle del río Magdalena hasta la costa Atlántica y la **zona de Cúcuta**. Los valores extremos se presentan en julio y diciembre con valores de 550 y 450 cal/ cm² /día, respectivamente [12].

En la Amazonia, por el contrario, el valor máximo se presenta en octubre, con 330 cal/cm² /día. En la región Andina sobresale el altiplano Cundi-boyacense, con valores máximos en febrero en los niveles de 480 cal/cm² /día, que luego descienden gradualmente hasta junio, mes de mínimos con 420 cal/ cm² /día; nuevamente se incrementan poco a poco hasta septiembre, para descender hasta noviembre. El resto de la región Andina presenta el mismo comportamiento durante

el año con menores valores, con extremos de 400 y 320 cal/cm² /día para febrero y junio [12].

Las zonas con niveles más bajos de radiación son la costa del Pacífico y el piedemonte Llanero en el área.

Imagen 1. Mapa irradiación Colombia promedio mensual [13].



2.4 CARACTERÍSTICAS DE LA ZONA

Nombre: Cúcuta, Norte de Santander (Colombia).

Ubicación: Se encuentra entre las coordenadas 7°51'- 7°57' Norte, y entre las coordenadas 72°33' – 72°27' Oeste.

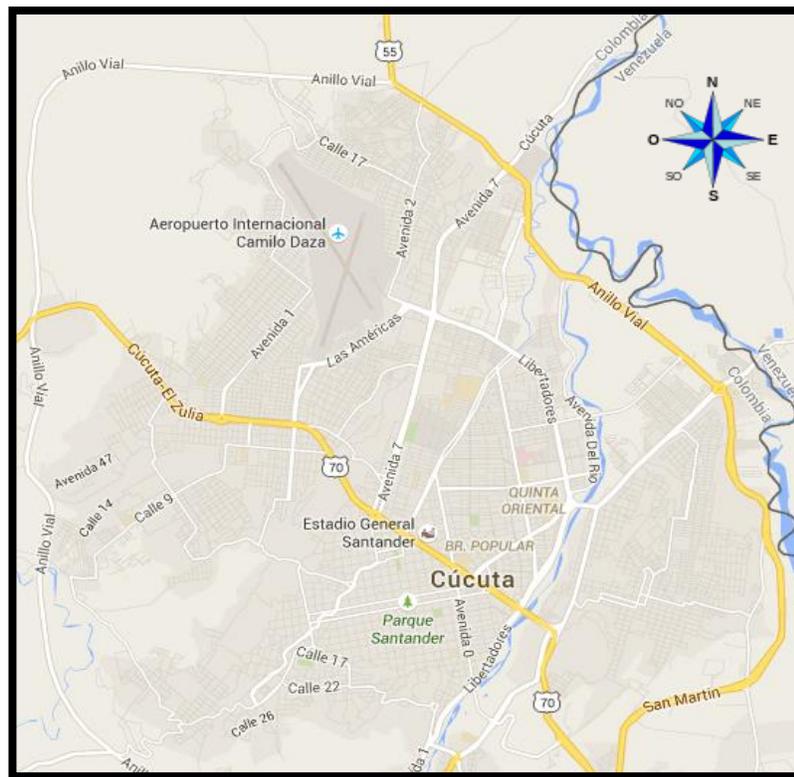
Temperatura: La temperatura promedio en la ciudad de Cúcuta se registra en la tabla 11.

Tabla 11. Temperatura promedio en la ciudad de San José de Cúcuta [14].

Temperatura (°C)												
Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Mínima promedio	20,2	21,5	22,1	22,6	23,2	23,8	23,5	23,5	23,1	22,4	22,2	20,4
Promedio	24,2	26,2	26,7	26,9	27,6	27,9	27,8	28,2	28,1	27,1	26,3	24,5
Máxima Promedio	28,3	30,8	31,0	31,3	32,5	32,5	32,6	34,5	35,6	32,3	30,9	28,7

Mapa: El área urbana de la ciudad de San José de Cúcuta se muestra en la imagen 2.

Imagen 2. Mapa zona Urbana San José de Cúcuta[15].



3. SELECCIÓN Y DESCRIPCIÓN DE LA ZONA DE ESTUDIO

3.1 PARÁMETROS DE CONSIDERACIÓN

Para seleccionar la ubicación del diseño de Alumbrado público con generación fotovoltaica se debe considerar el tiempo de irradiación solar de la zona a ubicarse, periodos de insolación, las distintas condiciones geográficas en donde se desee instalar y la inclinación de la tierra con respecto a sol ya que juega un papel importante para la determinación de la inclinación y orientación óptima de los módulos fotovoltaicos, permitiendo establecer las mejores condiciones técnicas para el aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica.

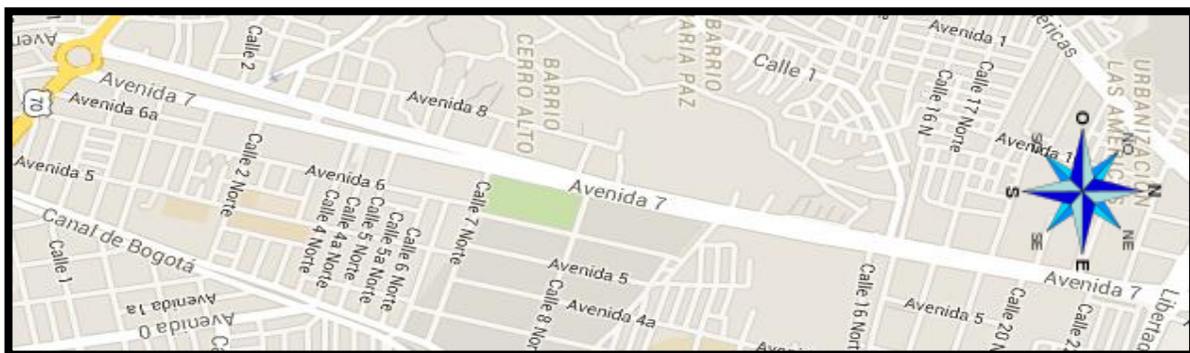
Los obstáculos tales como edificios, árboles o diferentes estructuras que puedan crear sombras sobre el panel solar se deben evitar, ya que en consecuencia disminuyen la producción de energía eléctrica del sistema fotovoltaico.

3.2 Ubicación De La Zona Seleccionada. Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores se selecciona la siguiente zona para el circuito a servir de estudio.

Los circuitos de alumbrado público seleccionados está comprendidos en la Avenida 7 y Avenida 7^a, entre Redoma Al Indio y Avenida Libertadores.

Comprendido entre las coordenadas **Latitud: 7.92 Longitud: -72.51** y **Latitud: 7.89**

Imagen 3. Mapa zona seleccionada [15].



El alumbrado público de esta zona se encuentra despejado. Su altura supera a los árboles existentes, y no hay edificios o construcciones que generen sombras para ninguno de los casos. Lo que lo hace favorable para la instalación de paneles solares asegurando un óptimo funcionamiento, ya que se evitan las pérdidas por sombras. Esto se evidencia en la imagen 3 y 4.

Imagen 4. *Alumbrado Público de la zona seleccionada (autor).*



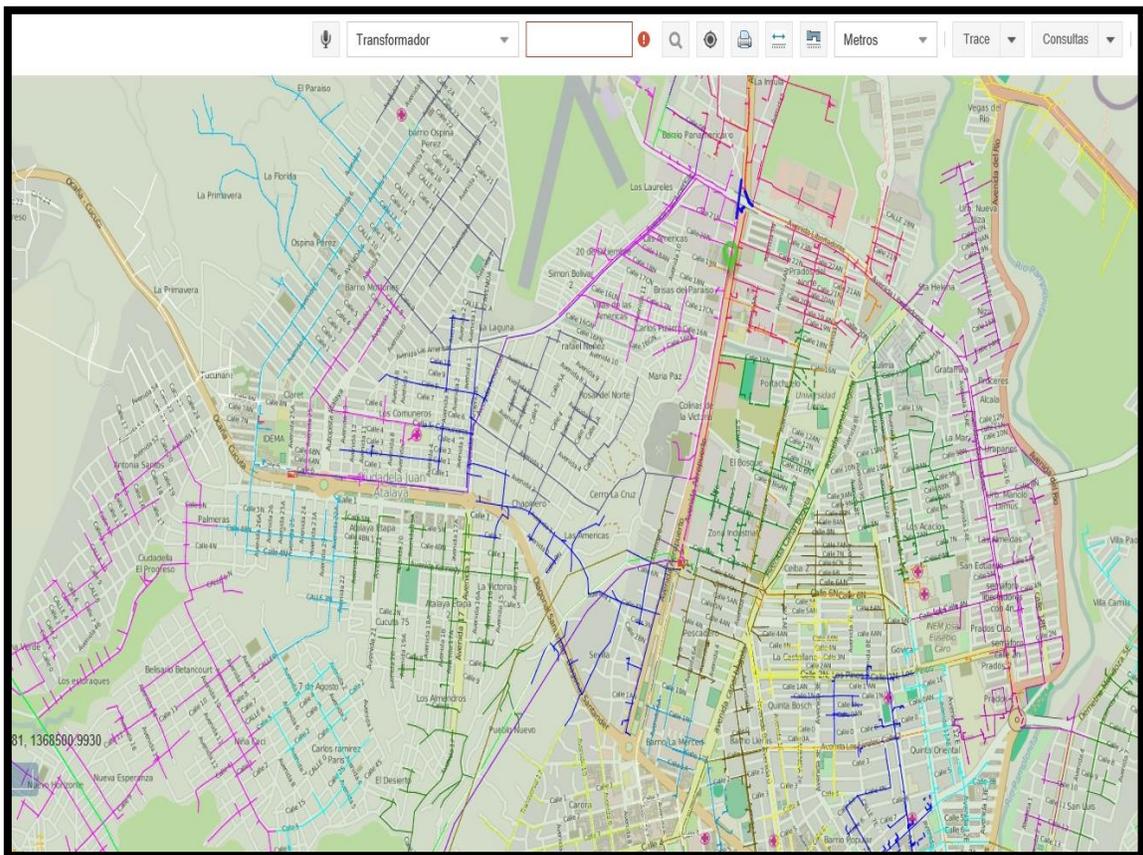
3.3 CIRCUITOS DE ALUMBRADO PÚBLICO EXISTENTES EN LA ZONA SELECCIONADA

La identificación de los circuitos del alumbrado público de esta zona se logra a través del software MAP SERVER exclusivo de la empresa CENS S.A. E.S.P.

La interfaz del software MAP SERVER que permite la identificación de los circuitos de Alumbrado Público se muestra en la Imagen 5 y 6. Cada circuito se muestra con un color distinto permitiendo su fácil identificación.

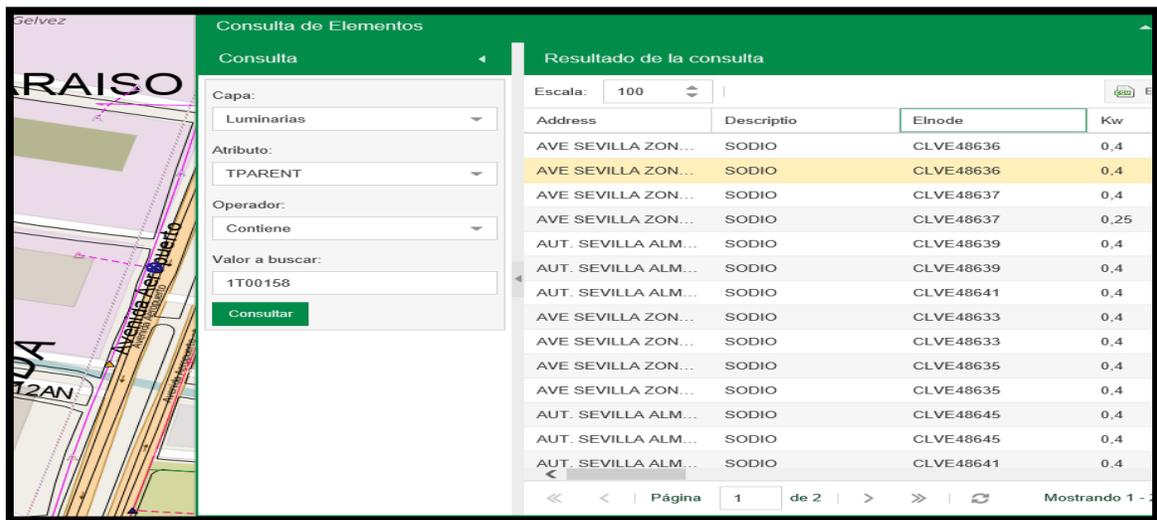
También mediante esta interfaz se permite la identificación de los circuitos de tipo subterráneo o aéreo.

Imagen 5. Vista del software MAP SERVER - circuitos de Alumbrado Público [16].



El software me permite realizar la búsqueda de luminarias pertenecientes a cada transformador o circuito por separado, indicando la ubicación exacta de cada una de las luminarias que hagan parte del circuito y suministrando los datos de clase y potencia de la luminaria. A continuación se muestra la interfaz del software para la búsqueda.

Imagen 6. Búsqueda de luminarias por transformador [16].



3.3.1 Descripción De Los Circuitos De Alumbrado Público Existentes. El circuito de alumbrado público existente en la zona seleccionada consta de 15 transformadores de los cuales se distribuyen 211 luminarias de sodio pertenecientes a las avenidas 7 y 7ª entre la redoma monumento al indio y avenida Libertadores. En la tabla 12 se describen las luminarias según la constitución de los circuitos que hacen parte de la zona seleccionada:

Tabla 12. Circuitos de alumbrado público zona seleccionada [16].

LUMINARIAS EXISTENTES (SODIO)					
TRANSFORMADOR	400 W	250 W	150W	100W	70W
1T03117	2				
1T01079	13	2	3		

1T03139	2				
1T1074			1		
1T01046	13	1		2	
1T03120	22	2			1
1T01045	18				
1T01724	11		5		
1T00148	16	2			
1T00084	24	1			
1T00149		2			
1T00313	17				
1T01755		1			
1T100158	24	1			
1T00001	24				1
TOTAL	186	12	9	2	2
POTENCIA	74400	3000	1350	200	140

3.3.1.1 Potencia Del Alumbrado Público. La potencia consumida de por la carga del alumbrado público existente no solo está representada por la potencia eléctrica consumida por cada una de las luminarias sino que se identifica otro consumo de potencia perteneciente al balasto el cual es el 15% del consumo de la potencia de cada luminaria. En la tabla 13 se describen los valores correspondientes a la potencia consumida por los balastos para cada Luminaria.

Tabla 13.Consumo de balasto por potencia de luminaria (autor).

CONSUMO LUMINARIA (W)	CONSUMO BALASTO (W)
400	60
250	37.5
150	22.5
100	10.5

El valor promedio del kW/h según CENS es de 358.63 pesos. En la tabla 14 se relaciona el costo mensual de la potencia consumida por este alumbrado público.

Tabla 14.Costo de la energía consumida por el alumbrado público existente (autor).

CARACTERISTICA	VALOR
POTENCIA LUMINARIAS (W)	79090
POTENCIA BALASTO (W)	11863.5
POTENCIA TOTAL (W)	90953.5
ENERGIA (W/H)	90953.5
ENERGIA (1 DÍA Wh)	1091442
ENERGIA (1 MES Wh)	32743260
ENERGIA (1 MES kWh)	32743.26
COSTO MENSUAL PROMEDIO (\$)	11,742,715.33

3.4 NIVELES DE IRRADIACIÓN CIUDAD DE SAN JOSÉ DE CÚCUTA

Para obtener los niveles de irradiación de la ciudad de San José Cúcuta, se hace necesario consultar fuentes confiables que suministren los valores certeros con respecto al lugar que se encuentra en estudio. La importancia de la correcta selección de la fuente de datos es alta, porque de en base a estos se diseña y se da el dimensionamiento a los elementos que van a componer nuestro sistema solar fotovoltaico, por tanto tomar datos incorrectos hará que nuestro sistema solar fotovoltaico pueda quedar sub-dimensionado o sobredimensionado.

3.4.1 Fuentes De Adquisición De Datos De Irradiación. En el mundo existen diferentes instituciones dedicadas a la obtención de datos meteorológicos característicos de cada zona, para apoyar los proyectos de investigación.

Existen satélites enviados a cumplir este objetivo de obtención certera de datos meteorológicos del planeta tierra, y a los cuales podemos acceder de manera gratuita y mediante interfaces disponibles en línea para los usuarios que requieran de dicha información. La NASA (National Aeronautics and space administration) cuenta con una base de datos amplia y actualizada de los datos meteorológicos del planeta tierra suministrada por los satélites que han enviado al espacio.

Haciendo uso de esta herramienta se accede como opción de fuente para la adquisición de los datos el Satélite CERES, que cuenta con la información requerida de la zona seleccionada. Este satélite se encuentra actualmente en funcionamiento por tanto la información que se obtiene es actualizada.

Por otra parte en Colombia contamos con el IDEAM (Instituto De Hidrología, Meteorología Y Estudios Ambientales De Colombia). Instituto que cuenta con una base de datos meteorológicos proveniente de estaciones meteorológicas ubicadas en diferentes puntos del país. Para el periodo de 2006 a 2014 esta institución ubicó una estación meteorológica en la sede principal de la Universidad Francisco de Paula Santander (Cúcuta, Norte de Santander), que registró los datos de Irradiación diaria de la zona. Por tanto esta estación se selecciona como una segunda opción para la selección de los datos a servir de base para el diseño del sistema solar fotovoltaico.

3.4.2 Instituto De Hidrología, Meteorología Y Estudios Ambientales De Colombia. El IDEAM es una institución pública de apoyo técnico y científico al Sistema Nacional Ambiental, que genera conocimiento, produce información confiable, consistente y oportuna, sobre el estado y las dinámicas de los recursos naturales y del medio ambiente, que facilite la definición y ajustes de las políticas

ambientales y la toma de decisiones por parte de los sectores público, privado y la ciudadanía en general [17].

El IDEAM tiene como funciones las siguientes:

- Suministrar los conocimientos, los datos y la información ambiental que requieren el Ministerio del Medio Ambiente y demás entidades del Sistema Nacional Ambiental -SINA-.
- Realizar el levantamiento y manejo de la información científica y técnica sobre los ecosistemas que forman parte del patrimonio ambiental del país.
- Establecer las bases técnicas para clasificar y zonificar el uso del territorio nacional para los fines de la planificación y el ordenamiento ambiental del territorio.
- Obtener, almacenar, analizar, estudiar, procesar y divulgar la información básica sobre hidrología, hidrogeología, meteorología, geografía básica sobre aspectos biofísicos, geomorfología, suelos y cobertura vegetal para el manejo y aprovechamiento de los recursos biofísicos de la Nación, en especial las que en estos aspectos, con anterioridad a la Ley 99 de 1993 venían desempeñando el Instituto Colombiano de Hidrología, Meteorología y Adecuación de Tierras - HIMAT-; el Instituto de Investigaciones en Geociencias, Minería y Química - INGEOMINAS-; y la Subdirección de Geografía del Instituto Geográfico Agustín Codazzi -IGAC-.
- Realizar estudios e investigaciones sobre recursos naturales, en especial la relacionada con recursos forestales y conservación de suelos, y demás actividades que con anterioridad a la Ley 99 de 1993 venían desempeñando las Subgerencias de Bosques y Desarrollo del Instituto Nacional de los Recursos Naturales y del Ambiente -INDERENA-.
- Realizar los estudios e investigaciones ambientales que permitan conocer los efectos del desarrollo socioeconómico sobre la naturaleza, sus procesos, el medio ambiente y los recursos naturales renovables y proponer indicadores ambientales.

- Acopiar, almacenar, procesar, analizar y difundir datos y allegar o producir la información y los conocimientos necesarios para realizar el seguimiento de la interacción de los procesos sociales, económicos y naturales y proponer alternativas tecnológicas, sistemas y modelos de desarrollo sostenible.
- Dirigir y coordinar el Sistema de Información Ambiental y operarlo en colaboración con las entidades científicas vinculadas al Ministerio del Medio Ambiente, con las Corporaciones y demás entidades del SINA.
- Prestar el servicio de información en las áreas de su competencia a los usuarios que la requieran [17].

3.4.3 Datos De Irradiación Suministrados Por el IDEAM. Los datos de irradiación fueron solicitados a través de la página del IDEAM donde ofrece el espacio para requerir este tipo de datos con fines de estudio e investigación, solicitud de la cual se tuvo una respuesta afirmativa.

Los datos relacionados en la Tabla 15 son los suministrados por el IDEAM información de Irradiación global de la estación meteorológica ubicada en la Universidad Francisco de Paula Santander en Cúcuta para el periodo 2006-2014.

Tabla 15. Irradiación promedio mensual periodo 2006 a 2014 [18].

IRRADIACIÓN PROMEDIO EN CÚCUTA (Wh/m ² *día)									
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Enero	4859,5	5290,4	4894,1	4713,4	5770,8	5162,4	4178,8	5037,3	5370,7
Febrero	5395,8	6191,5	5093,0	4431,9	5717,6	4721,3	4853,4	4731,3	5043,9
Marzo	4490,3	5094,6	5200,2	3521,4	4538,3	3967,0	4416,3	5004,4	5714,8
Abril	4146,2	5406,5	5313,7	4643,0	4634,3	4844,0	5284,7	5287,2	5529,5
Mayo	5754,0	5595,8	5723,9	5233,4	5332,2	5210,2	5525,0	5313,1	5307,7
Junio	5397,7	5053,3	5724,4	5536,5	5811,1	5496,5	5895,4	5284,8	4553,6
Julio	5051,3	5744,3	5561,2	5364,5	5247,9	5627,8	5441,5	5839,9	5412,9
Agosto	6059,8	5427,0	5674,0	6085,5	6006,6	5830,8	5909,4	6038,2	5143,9
Septiembre	6387,7	6184,7	6079,5	6148,4	5831,1	6375,8	6184,8	6280,8	5823,5
Octubre	5923,0	6152,6	6190,3	5530,3	5282,6	5039,8	5615,4	5404,2	5050,3
Octubre	5923,0	6152,6	6190,3	5530,3	5282,6	5039,8	5615,4	5404,2	5050,3

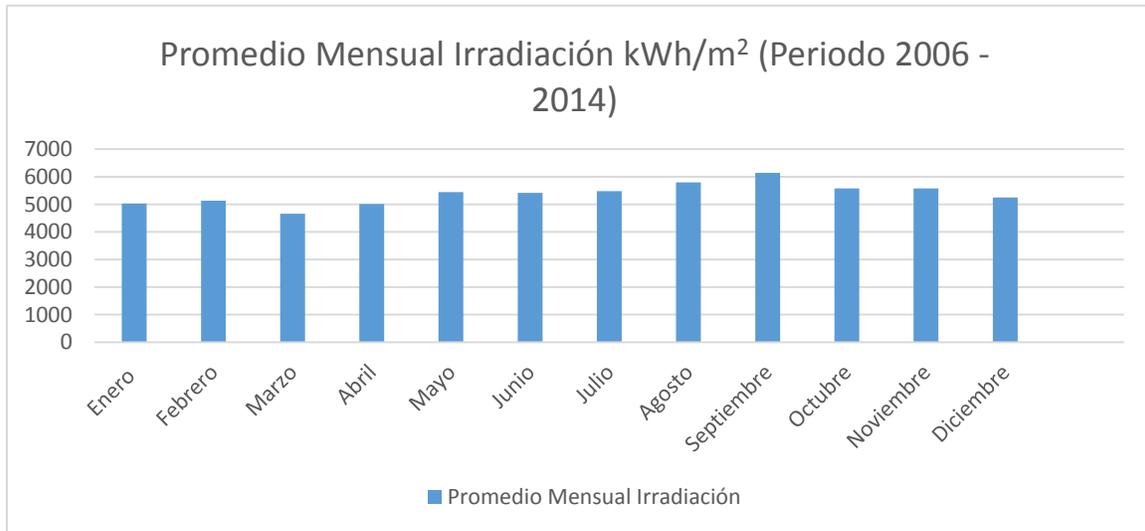
Noviembre	5528,3	5445,8	5357,1	5790,3	5045,2	4978,1	5093,2	4929,5	5056,5
Diciembre	5086,4	4736,0	4531,1	5169,2	4527,0	4739,0	4960,8	4863,2	4764,8
Promedio Anual	5340,0	5526,9	5445,2	5180,6	5312,1	5166,1	5279,9	5334,5	5231,0

En la Tabla 16 y gráfico 2 se muestran los promedios mensuales de este periodo comprendido entre 2006 y 2014 en la ciudad de Cúcuta, los meses con mayor irradiación solar son Septiembre y Agosto con promedios de 6,144 kWh/m²*día y 5,7972 kWh/m²*día. Y los meses con menor Irradiación Diciembre y Marzo con promedios de 4,8197 kWh/m²*día y 4660,8 kWh/m²*día.

Tabla 16. Irradiación promedio mensual periodo 2006-2014 [18].

Año	Promedio Mensual Periodo 2006-2014	COMENTARIOS
Enero	5030.8	
Febrero	5131.1	
Marzo	4660.8	Valor Mínimo
Abril	5009.9	
Mayo	5443.9	
Junio	5417	
Julio	5476.8	
Agosto	5797.2	
Septiembre	6144	Valor Máximo
Octubre	5576.5	
Octubre	5576.5	
Noviembre	5247.1	
Diciembre	4819.7	
Promedio Anual	5777.608333	

Gráfico 2. Promedio mensual de Irradiación en Cúcuta [18].



3.5 CERES CLOUDS AND THE EARTH'S RADIANT ENERGY SYSTEM INFORMATION AND DATA

CERES - Las nubes y el Sistema de Información de Energía Radiante de la Tierra y Dato.

Como parte de la Dirección de la NASA Langley Ciencia, la Ciencia CERES, Gestión de Datos, Procesamiento de Datos y Administración equipos están dedicados a proporcionar datos Tierra balance de radiación valiosos para la comunidad científica. El experimento CERES es uno de los instrumentos de los satélites científicos más alta prioridad desarrollados por la NASA Sistema de Observación de la tierra (EOS). El primer instrumento CERES fue lanzado en diciembre de 1997 a bordo de la Misión de Medición de Lluvias Tropicales de la NASA (TRMM), instrumentos de CERES ahora están recogiendo observaciones en tres misiones de satélites separados, incluyendo los observatorios EOS Terra y Aqua y ahora también de la Asociación Suomi Nacional de órbita polar (S-PNP) observatorio [19].

CERES productos incluyen tanto la radiación solar reflejada y emitida a la Tierra desde la parte superior de la atmósfera a la superficie de la Tierra. propiedades de las nubes se determinan usando mediciones simultáneas por otros instrumentos EOS y S-PNP como el Espectrómetro de Imágenes de Resolución Moderada (MODIS) y el visible e infrarrojo Sounder (VIRS). Los análisis utilizando datos de CERES, construir sobre el fundamento puesto por las misiones anteriores, como Experimento Tierra balance de radiación de la NASA Langley (Erbe), lo que lleva a una mejor comprensión del papel de las nubes y el ciclo de la energía en el cambio climático global [19].

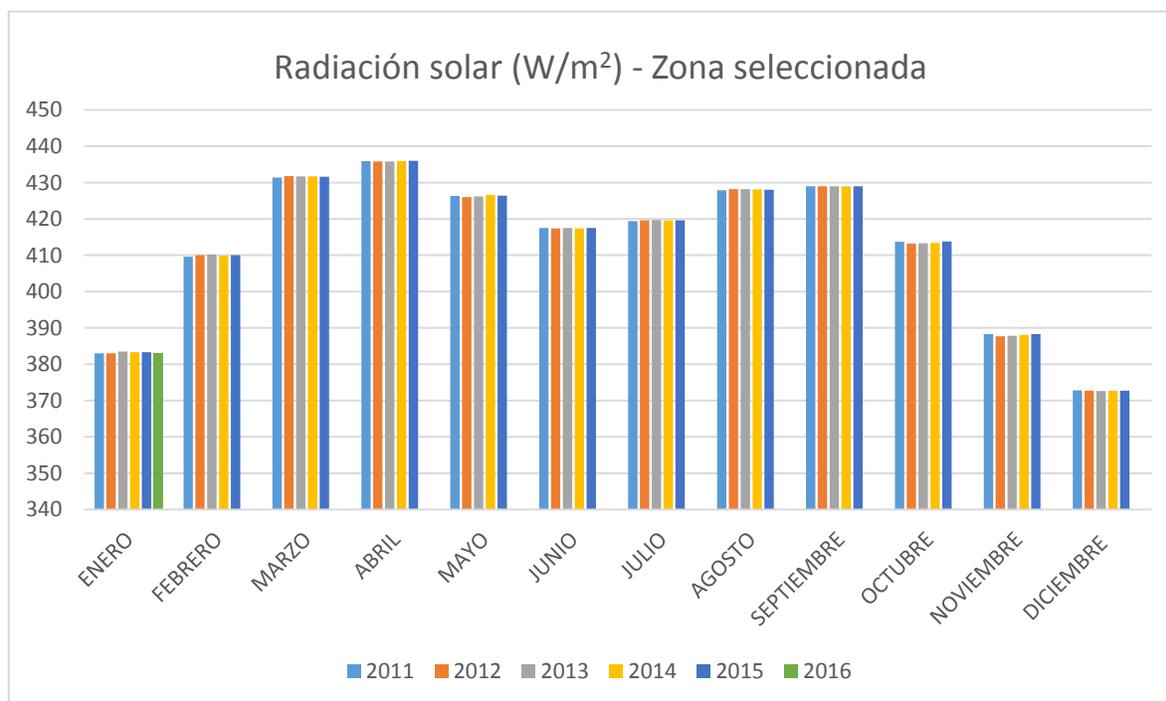
3.5.1 Irradiancia e Irradiación Solar De La Zona Del Alumbrado Público.

Mediante el satélite CERES perteneciente a la NASA se puede obtener los datos aproximados de la irradiancia en la zona que contiene los circuitos de Alumbrado público seleccionados, datos mostrados en la tabla 17 y grafico 3.

Tabla 17. Promedio irradiancia mensual 2011-2016 zona seleccionada [19].

Mes	Promedio Mensual Periodo 2006-2014	COMENTARIOS
Enero	5030.8	
Febrero	5131.1	
Marzo	4660.8	Valor Mínimo
Abril	5009.9	
Mayo	5443.9	
Junio	5417	
Julio	5476.8	
Agosto	5797.2	
Septiembre	6144	Valor Máximo
Octubre	5576.5	
Octubre	5576.5	
Noviembre	5247.1	
Diciembre	4819.7	
Promedio Anual	5777.608333	

Gráfico 3. Irradiación promedio mensual periodo 2006-2014 [19].



Ya que los datos suministrados por el satélite CERES están en unidades de Irradiancia se hace necesario pasarlos a unidades de irradiación, es decir, multiplicarlos por la cantidad de horas del día. Para la adquisición de los datos de las horas de día promedio para cada mes se accede al Atmospheric Data Center de la NASA obteniendo los datos relacionados en la Tabla 18 [19].

Tabla 18. Promedio Mensual de las Horas del día – Ciudad de Cúcuta [14]

PROMEDIO MENSUAL DE LA HORAS DEL DÍA – SAN JOSÉ DE CÚCUTA	
MES	HORAS
ENERO	11.7
FEBRERO	11.8

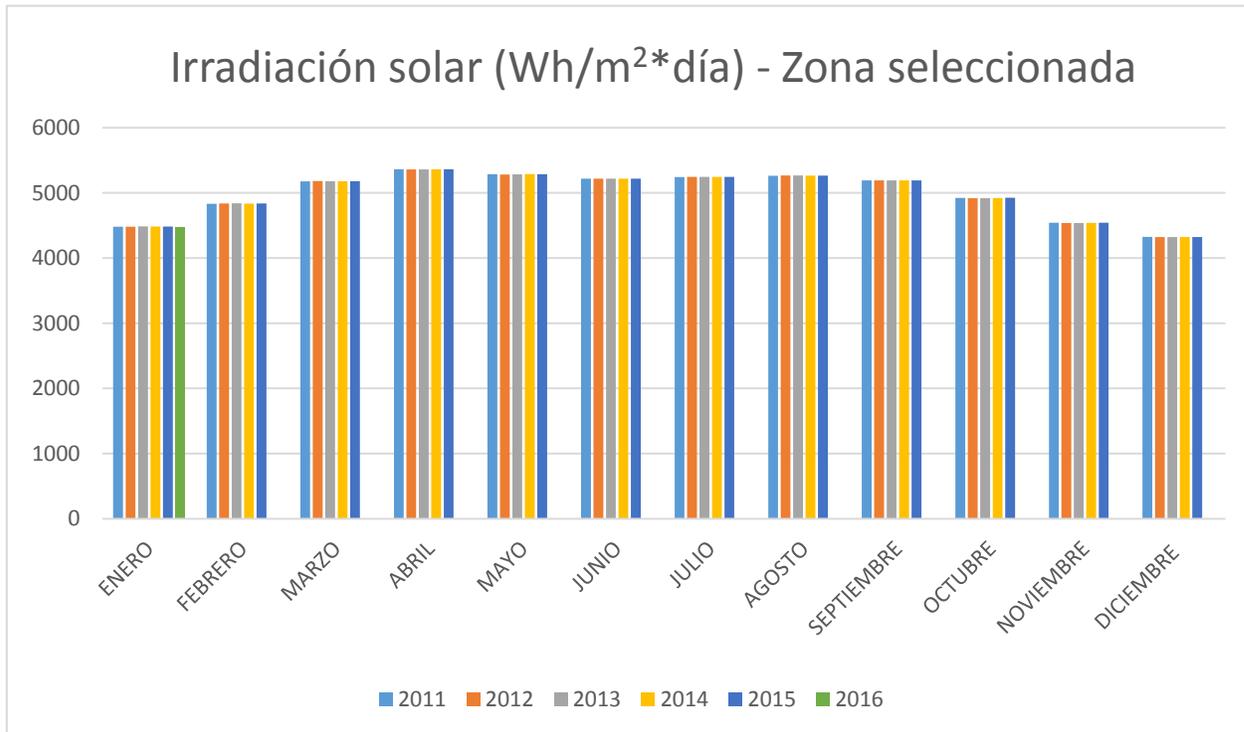
MARZO	12.0
ABRIL	12.3
MAYO	12.4
JUNIO	12.5
JULIO	12.5
AGOSTO	12.3
SEPTIEMBRE	12.1
OCTUBRE	11.9
NOVIEMBRE	11.7
DICIEMBRE	11.6

Por tanto se obtienen los datos de la irradiación de la zona que se relacionan en la tabla 19 y Gráfico 4.

Tabla 19. Irradiación solar zona seleccionada [19]

SATÉLITE CERES						
IRRADIACIÓN SOLAR – ZONA SELECCIONADA (Wh/m ² *día)						
AÑOS/MESES	2011	2012	2013	2014	2015	2016
ENERO	4481.1	4481.1	4486.95	4484.61	4484.61	4481.1
FEBRERO	4833.28	4838	4840.36	4835.64	4838	-
MARZO	5176.8	5181.6	5180.4	5180.4	5179.2	-
ABRIL	5361.57	5360.34	5360.34	5361.57	5362.8	-
MAYO	5286.12	5282.4	5284.88	5289.84	5287.36	-
JUNIO	5218.75	5217.5	5218.75	5217.5	5218.75	-
JULIO	5242.5	5245	5246.25	5245	5245	-
AGOSTO	5263.17	5266.86	5266.86	5265.63	5264.4	-
SEPTIEMBRE	5190.9	5190.9	5190.9	5190.9	5190.9	-
OCTUBRE	4923.03	4917.08	4918.27	4919.46	4924.22	-
NOVIEMBRE	4543.11	4536.09	4537.26	4540.77	4543.11	-
DICIEMBRE	4324.48	4323.32	4322.16	4323.32	4323.32	-

Gráfico 4. Irradiación solar- Zona seleccionada- CERES [19].



3.5.2 Selección De La Fuente De Datos De Irradiación Solar Para El Diseño Del Sistema Fotovoltaico.

La fuente de adquisición de datos que más se acoge a nuestras necesidades es la base de datos del IDEAM, debido a que proviene de una estación ubicada en la ciudad de San José de Cúcuta cerca de la zona de estudio, y ya que la irradiación no varía significativamente en distancias cortas hace que estos datos sean precisos y adecuados para el diseño del sistema fotovoltaico en nuestra zona de estudio. El periodo de la muestra es otro punto a favor que es de nueve años, periodo significativo que permite prever el comportamiento y tendencia de crecimiento en el valor de la irradiación de esta zona, razón por la cual no es de afección negativa el no contar con los datos del año 2015 y 2016, porque los datos tienden a crear una situación óptima para la generación solar fotovoltaica. Por tanto diseñar nuestro sistema solar fotovoltaico con los datos de este periodo no afecta la capacidad del sistema para suplir confiablemente la energía eléctrica necesaria y asegurar el óptimo funcionamiento de la carga.

Por tanto los datos para realizar el diseño del sistema solar fotovoltaico son los registrados en la tabla 15.

CAPITULO III

6. DISEÑO DE ALUMBRADO PÚBLICO

Para realizar el diseño del alumbrado público se hace necesario definir el tipo de área a iluminar, que para este caso es una vía vehicular. Las normativas para el diseño de alumbrado público en vías vehiculares se relacionan en el RETILAP referenciado en [4] capítulo 5.

6.1 DESCRIPCIÓN AVENIDA AEROPUERTO SEVILLA

La avenida aeropuerto Sevilla es uno de los principales corredores de la ciudad, ya que sirve de enlace de la zona industrial con el centro y con el sector del aeropuerto. Se extiende desde la Redoma del Terminal hasta la Redoma del Aeropuerto, con aproximadamente 2.7 Km., y es considerado un importante corredor de carga.

Es una vía bidireccional con cuatro calzadas (dos por sentido), siendo la única vía de la ciudad con esta configuración, sus calzadas presentan anchos que varían entre 7.1 y 9.4 metros, las cuales están construidas en pavimento flexible y se encuentran en buen estado [3].

El separador central tiene un ancho promedio de 12.00 metros, y se encuentra en regular estado, los separadores intermedios tienen anchos medios de 1.50 metros, el estado general de estos separadores es regular.

Dadas las características de la zona, carece de zonas de protección ambiental y andenes en casi la totalidad del costado oriental de la misma, en el costado occidental, los tramos que poseen andenes, presentan variaciones de ancho entre 1.80 y 4.00 metros, y se encuentran en mal estado. Por esta vía en general circula tráfico, con presencia importante de vehículos de carga y de algunas rutas de transporte público colectivo [3].

6.2 CLASIFICACIÓN DE LA VÍA SELECCIONADA

La clasificación que se le da a la vía seleccionada es de **VT2** según tabla 1, contenida en el marco teórico. Ya que su ancho total se encuentra en el rango de 50 a 80 metros de ancho incluyendo separadores. En la imagen 7 se muestra la medida del ancho total de la vía que es de 60.07 metros.

Imagen 7. Ancho total de la vía [15]



6.3 CLASE DE ILUMINACIÓN PARA LA VÍA SELECCIONADA (LUMINANCIA E ILUMINANCIA)

Los niveles de iluminación exigidos para este tipo de vía se establecen en el capítulo 5 del Reglamento Técnico de Iluminación y Alumbrado Público (RETILAP). Tabla 510.3.1. Siendo la clase de iluminación M2 la exigida para este tipo de vía que

presenta velocidad de circulación (km/h) en un nivel de alta velocidad con un rango de 60 a 80 km/h y un tránsito de vehículos importante entre 500 y 1000 vehículos por hora.

Los niveles de luminancia para cada clase de iluminación se encuentran establecidos en la tabla 51.4.1 a). del RETILAP capítulo 5, determinando para la clase M2 una luminancia promedio (cd/m^2) mínimo mantenido de 1.5, un factor de uniformidad mínimo de 0.4, un incremento de umbral máximo inicial de 10, un factor de uniformidad longitudinal de luminancia mínimo de 0.5 y una relación de alrededores mínimo de 0.5.

Los niveles de iluminación se presentan según el tipo de superficie. La superficie de asfalto de la vía seleccionada presenta un tipo de superficie R3, por tanto su valor mínimo mantenido de iluminación debe ser de 20 Luxes y una uniformidad de la iluminación del 40%. Según tabla 510.4.1 b) del RETILAP capítulo 5.

6.4 LOCALIZACIÓN DE LUMINARIAS

Atendiendo a las configuraciones establecidas en el RETILAP numeral 510.6.1. Para la zona seleccionada la configuración más conveniente es la configuración doble central doble, ya que permite un ahorro en la cantidad de postes a instalar, y además coincide con la configuración del diseño del alumbrado público existente que cuenta esta configuración de doble central doble [Ver Imagen 8 e Imagen 9] por tanto se selecciona esta configuración como base para el diseño. Confirmando que la vía seleccionada cumple con los requisitos especificados en este numeral para realizar un configuración doble central doble de con contar con cuatro (4) o más calzadas de circulación y que incluye separadores con mayores o iguales a 1.5 m de ancho.

Imagen 8. Vía con configuración doble central doble- carriles sentido hacia avenida libertadores (autor).



Imagen 9. Vía con configuración doble central doble- carriles sentido hacia monumento al indio (autor).



6.4.1 Configuración de disposición de Luminarias (Altura del punto de luz (H) e Interdistancia de postes (S)). Para la altura del punto de luz el RETILAP en la tabla 510.6 establece una altura en el rango de 10 a 12 metros para una vía de tipo de iluminación M2 y una relación S/H de 3.5 a 4. El valor que se toma para la altura del punto de Luz es de 12 metros. Por lo tanto se obtiene que:

$$S = H * 3.5 = 11 \text{ m} * 3.81 = 42 \text{ m} \quad (11)$$

La separación entre luminarias (Interdistancia) es de 42 metros.

6.5 CÁLCULOS DE LUMINANCIA E ILUMINANCIA

Para los cálculos de Luminancia e iluminancia el RETILAP en su numeral 530.1 del Capítulo 5 resalta de manera esencial el uso de un software para poder realizar un análisis detallado y tener confiabilidad y agilidad en los cálculos que se hacen a partir de los datos fotométricos certificados de una luminaria seleccionada.

Para los cálculos de luminancia e iluminancia se hace uso del software **DIALux**, el cual nos permite simular el alumbrado público que se diseñe sobre una vía seleccionada.

Los datos solicitados por el software para la correcta simulación son:

- Selección de Luminaria
- Factor de mantenimiento
- Altura del punto de luz (H)
- Interdistancia de cada uno de los postes (S)

6.5.1 Descripción Luminaria Seleccionada. La luminaria seleccionada Ampera MIDI se muestra en la imagen 10 y se describe en la tabla 20.

Imagen 10. Luminaria Ampera – LED [20]



Tabla 20. Descripción Luminaria Ampera MIDI [20]

Installation height	4 to 12m		
Lumen package range (nominal LED flux) ^(*)	Mini 1,200 to 6,100lm	Midi 4,800 to 16,300lm	Maxi 12,000 to 32,600lm
Luminaire power consumption	Mini 10 to 55W	Midi 36 to 139W	Maxi 86 to 279W
Colour temperature	Cool, neutral or warm white		
Optical compartment tightness level	IP 66 ^(**)		
Control gear tightness level	IP 66 ^(**)		
Impact resistance (glass)	IK 09 ^(***)		
Weight	Mini 7.8kg	Midi 11.5kg	Maxi 18.1kg
Materials			
Body	High-pressure die-cast aluminium		
Protector	Glass		
Colour	AKZO grey 900 sanded Any other RAL or AKZO colour upon request		

DPEA Vía Principal. La determinación de la DPEA (Densidad de Potencia Eléctrica) se calcula a partir de la carga total conectada para alumbrado y del área total por iluminar, de acuerdo a la metodología indicada a continuación [4]:

$$DPEA = \frac{\text{Carga total conectada para alumbrado}}{\text{Área total Iluminada}} \quad (12)$$

Donde la DPEA está expresada en W/m^2 , la carga total conectada para alumbrado está expresada en vatios y el área total iluminada esta expresada en metros cuadrados.

El ancho de la vía es 7 m y la interdistancia es de 42 metros por tanto el área es de 294 m^2 . La potencia de cada luminaria es de 140W como se encuentra entre dos luminarias son 280W reemplazo en la ecuación 12, obteniendo un DPEA de 0,95 W/m^2 .

Tabla 21. Valores máximos de densidad de potencia eléctrica para alumbrado (DPEA) para vías vehiculares (W/m^2). [9]

Nivel de iluminancia promedio mantenido lux (lx)	ANCHO DE LA CALZADA				
	< 6 m	De 6 a 8 m	De 8.1 a 10 m	De 10.1 a 12m	De 12,1 a 14 m
3	0,29	0,26	0,23	0,19	0,17
4	0,35	0,32	0,28	0,26	0,23
5	0,37	0,35	0,33	0,30	0,28
6	0,44	0,41	0,38	0,35	0,31
7	0,53	0,49	0,45	0,42	0,37
8	0,60	0,56	0,52	0,48	0,44
9	0,69	0,64	0,59	0,54	0,50
10	0,76	0,71	0,66	0,61	0,56
11	0,84	0,79	0,74	0,67	0,62
12	0,91	0,86	0,81	0,74	0,69
13	1,01	0,94	0,87	0,80	0,75
14	1,08	1,01	0,94	0,86	0,81
15	1,12	1,06	1,00	0,93	0,87
16	1,17	1,10	1,07	0,99	0,93
17	1,23	1,17	1,12	1,03	0,97
18	1,33	1,26	1,20	1,10	1,04
19	1,40	1,33	1,26	1,17	1,10
20	1,47	1,39	1,33	1,23	1,16
21	1,55	1,46	1,39	1,29	1,22
22	1,62	1,53	1,46	1,35	1,27
23	1,69	1,60	1,53	1,41	1,33
24	1,76	1,67	1,59	1,47	1,39
25	1,83	1,73	1,66	1,53	1,45
26	1,90	1,80	1,73	1,60	1,51

Según la tabla 21 en una vía de 6 a 8 m el DPEA debe estar por debajo de 1.73, entonces nuestro diseño cumple.

6.5.2 Eficacia. La cantidad de luz se mide en lúmenes. La cantidad de energía consumida se mide en Vatios. Si por una determinada cantidad de vatios, se obtiene mayor cantidad de luz.

$$E = \frac{\text{Lúmenes}}{\text{Vatios}} \quad (13)$$

Para el diseño se va a utilizar una lámpara led de 140 W con 17818 lúmenes y reemplazando en la ecuación 13 se obtiene una eficacia de 127,27 Lm/ W.

La eficacia de este tipo de luminaria es bastante alta debido a que tiene una potencia baja y una luminancia alta.

6.5.3 Cálculo del factor de mantenimiento. El factor de mantenimiento se obtiene a través de la ecuación 14, obtenida del el RETILAP en el numeral 720.2 donde:

$$F_M = F_E * DLB * Fb \quad (14)$$

$F_M \rightarrow$ Factor de mantenimiento

$F_E \rightarrow$ Factor de ensuciamiento

$DLB \rightarrow$ Depreciación por decendimiento del flujo luminoso de la bombilla

$Fb \rightarrow$ Factor de balasto

El factor de ensuciamiento se obtiene determinando el nivel de contaminación de la zona donde se va a instalar la luminaria y según el IP de la luminaria. Para este caso el nivel de contaminación es III (Según tabla 720.2.8 A del RETILAP) y el IP de la luminaria es de 66 (Según Tabla 20 [20]). Y mediante la tabla 720.2.5 en [4],

se obtiene que $F_E = 0.93$, el valor de la depreciación por descendimiento del flujo luminoso de la bombilla es propio de cada luminaria y se obtiene de la ficha técnica de la luminaria para este caso es $DLB = 0.9$, como la luminaria seleccionada se requiere en versión solar es decir con alimentación en directa no se hace necesario el uso de balasto, por tanto $F_b = 1$. De manera que al reemplazar los valores en la ecuación 14, obtenemos, un factor de mantenimiento de la luminaria Ampere Mide $F_M = 0.837$.

6.5.4 Simulación (Software Dialux). Para Cálculo De La Luminancia e Iluminancia Promedio De La Vía se hace uso del software DIALux evo, versión 5.6.0.029259, Copyright 2016.

En la Figura 20 se muestra el plano sobre el cual se realiza la simulación.

Figura 20. Plano de la zona seleccionada – Simulación DIALux (autor).

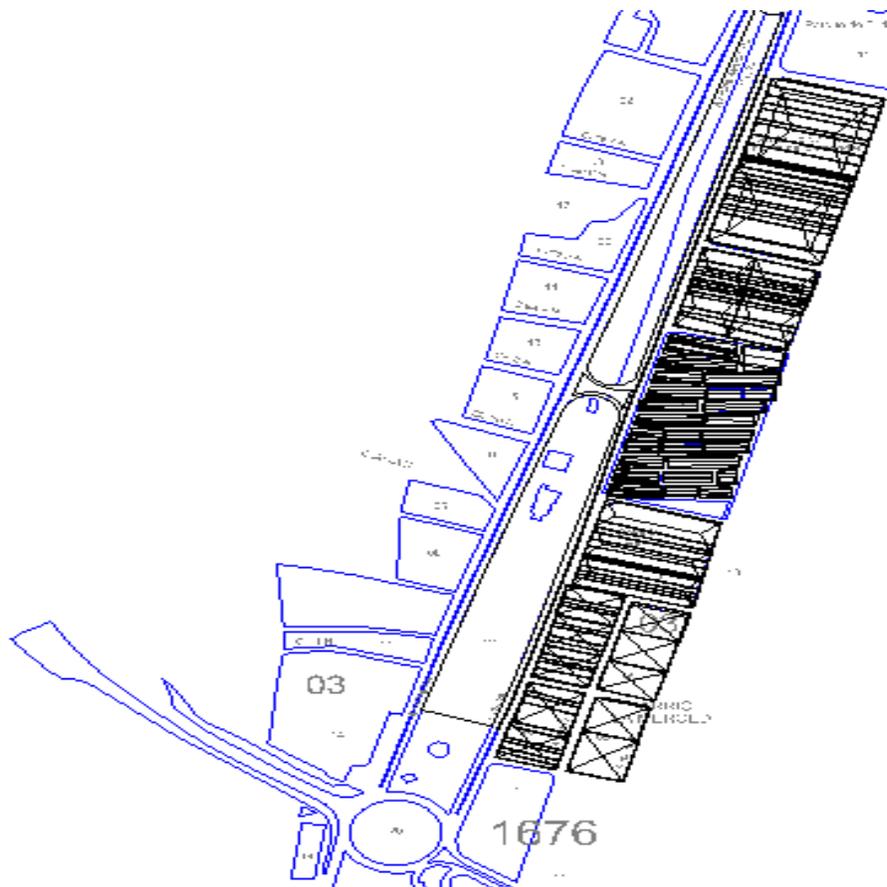
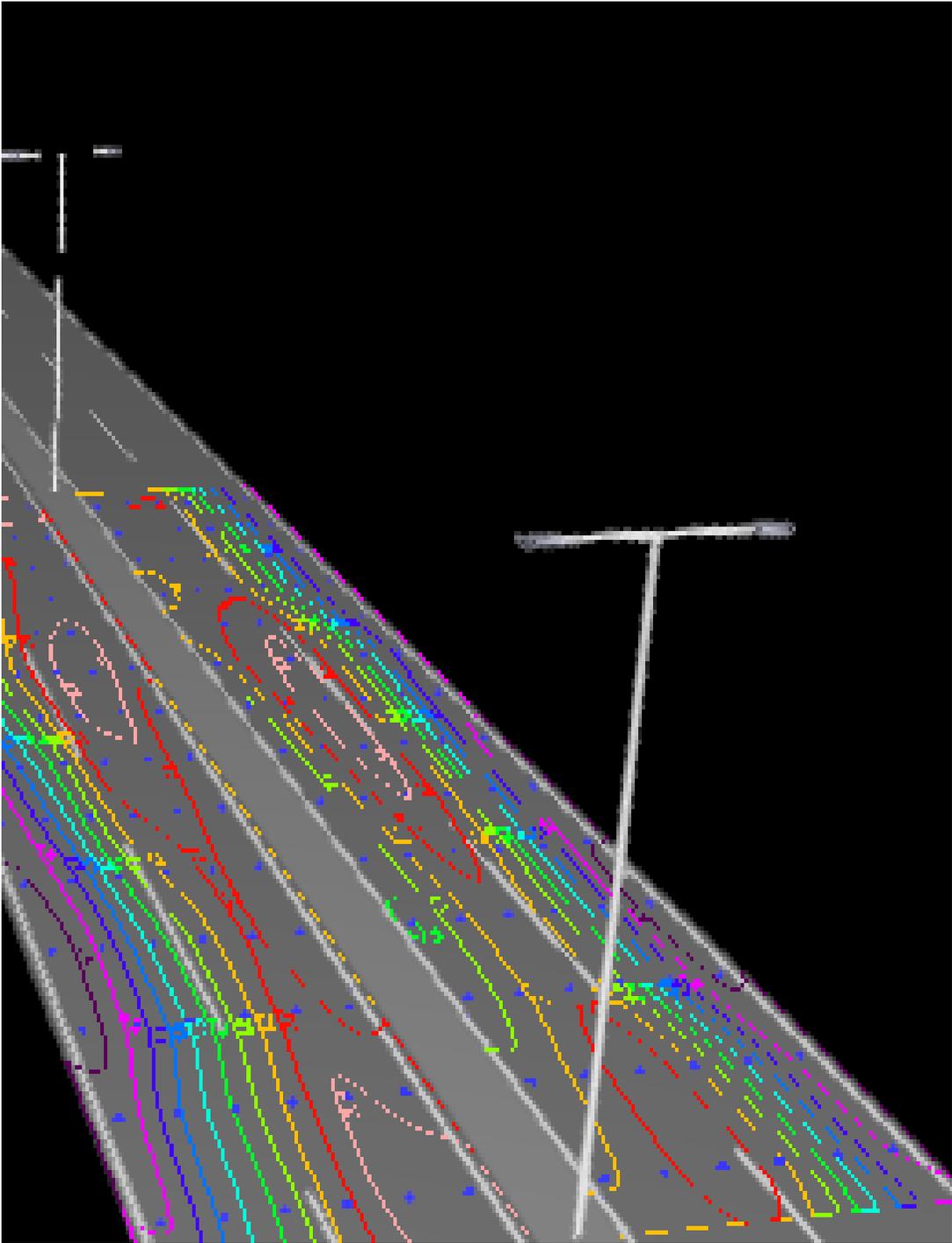


Figura 21. Simulación 3D disposición de luminarias

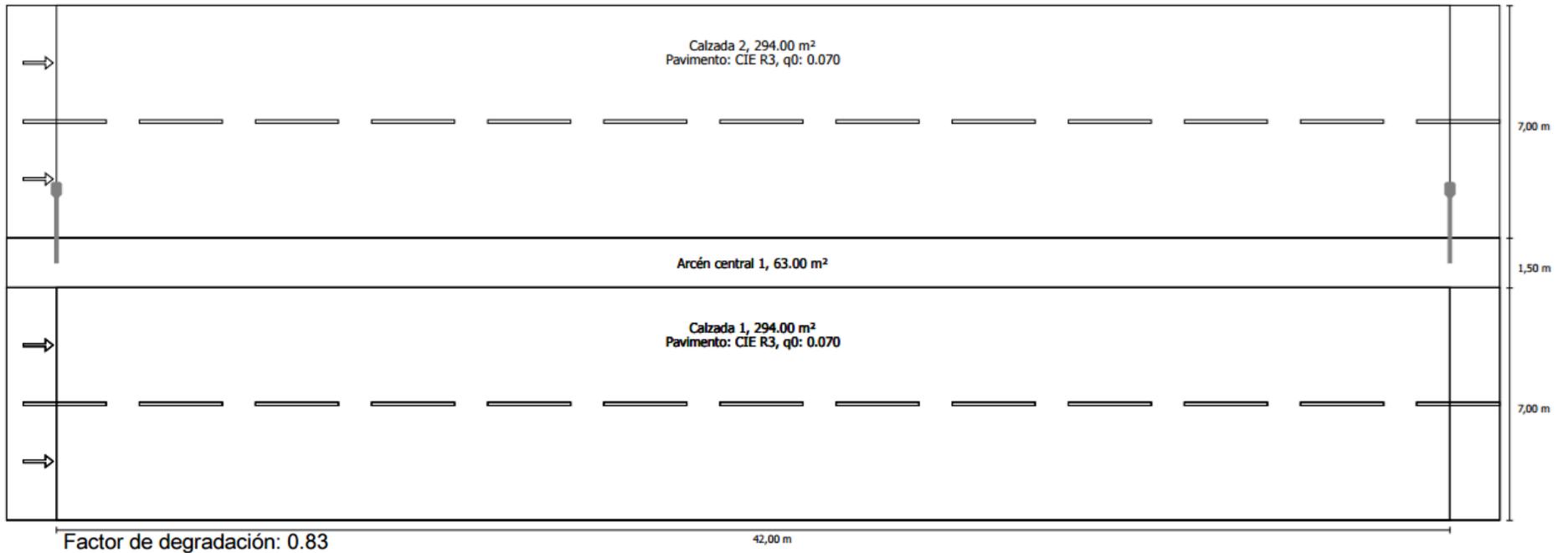


6.5.5 Perfil de la vía pública.

Alternativa 1 (Calle 1)

Planificación según EN 13201:2015

DIALux



Indicadores de densidad de potencia

Horas de trabajo 432 h, 100%, 140.0 W

Recuadro de evaluación	Superficie	EAvg
Calzada 1	294.00 m ²	25.8 lx
Calzada 2	294.00 m ²	25.8 lx
Resultado para el indicador de densidad de potencia	0.018 W/lxm ²	

6.5.6 Descripción del sistema de alumbrado Público.

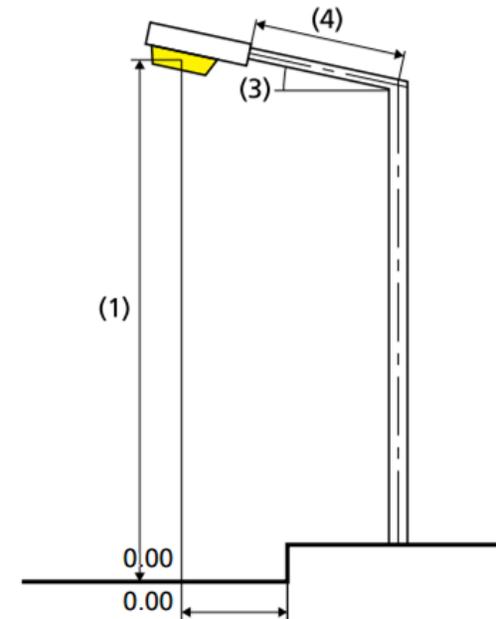
DIALux

Luminaria:	Schröder AMPERA MIDI / 5137 / 64 LEDS 700mA NW / 351532 1x64 LEDS 700mA NW
Flujo luminoso (luminaria):	15388.04 lm
Flujo luminoso (lámpara):	17818.00 lm
Organización:	Arcén central
Horas de trabajo	
432 h:	100.0 %, 140.0 W
Distancia entre mástiles:	42.000 m
Inclinación del brazo (3):	0.0°
Longitud del brazo (4):	1.680 m
Altura del punto de luz (1):	11.000 m
Saliente del punto de luz (2):	1.420 m

ULR:	
ULOR:	
Consumo de energía:	121.0 kWh ^(h) p.a.
Densidad de consumo de energía:	0.2 kWh/m ² p.a.
W/km:	6720.00
Valores máximos de la intensidad lumínica	
a 70°:	544 cd/klm
a 80°:	112 cd/klm
a 90°:	0.00 cd/klm
Clase de potencia lumínica:	G*2

Respectivamente en todas las direcciones que forman los ángulos especificados con las verticales inferiores (con luminarias instaladas aptas para el funcionamiento).

La disposición cumple con la clase del índice de deslumbramiento D.6



6.5.7 Características Fotométricas Luminaria Schröder Ampera Midi .



AMPERA MIDI

LED solutions for an optimized return on investment

Descripción

LED SOLUTIONS FOR AN OPTIMIZED RETURN ON INVESTMENT

- ▶ Altura 4m - 12m
- ▶ Cost-effective and efficient lighting solution for a fast return on investment
- ▶ Motor fotométrico LensoFlex2® con fotometrias adaptadas a varias aplicaciones
- ▶ 3 sizes for flexibility
- ▶ IP 66 tightness level
- ▶ Ahorros energéticos de hasta el 75% comparadas con fuentes luminosas tradicionales
- ▶ ThermiX®: withstands high temperatures (Ta 50°C)
- ▶ Mounting with two separated parts for easy installation and set-up (inclination angle)



Diagrama polar

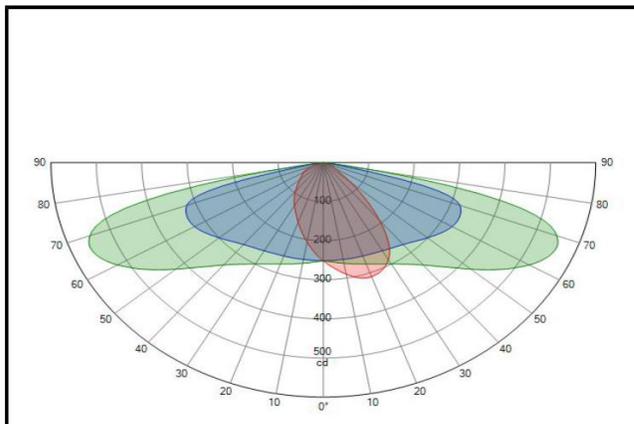


Diagrama cartesiano

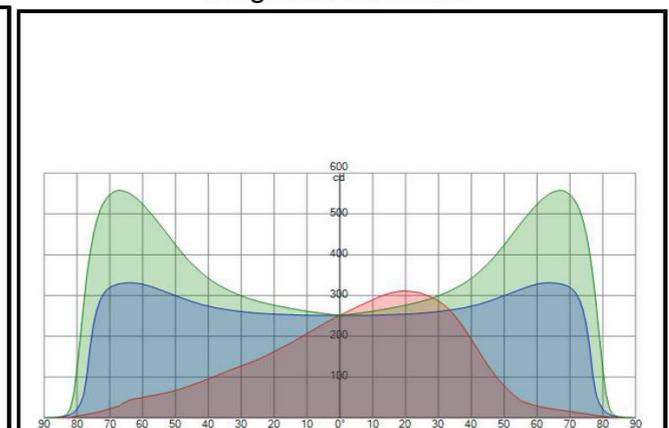
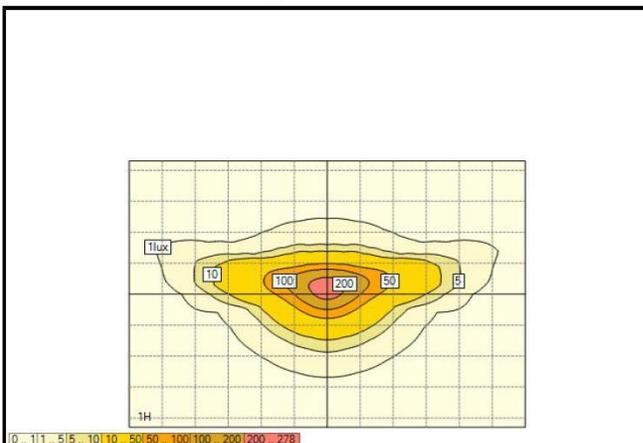


Diagrama isolux



6.5.8 Resumen De Resultados Calzada 1. En las tablas 22, 23, 24, 25 y 26) se relacionan los resultados obtenidos de intensidad lumínica horizontal y luminancia generados por la simulación de la luminaria Ampera Midi en la calzada 1 con la configuración de disposición anteriormente establecida. Resaltando los valores mínimos y máximos para cada caso.

Tabla 22. Resumen resultados intensidad Lumínica Horizontal [autor].

Calzada 1 (M2)

DIALux

Intensidad lumínica horizontal [lx]

6.300	48.2	40.4	30.8	22.9	17.4	13.8	11.9	11.9	13.8	17.4	22.9	30.8	40.4	48.2
4.900	47.1	39.9	30.7	23.3	17.9	14.7	13.1	13.1	14.7	17.9	23.3	30.7	39.9	47.1
3.500	45.2	38.9	30.5	23.8	19.0	15.8	14.3	14.3	15.8	19.0	23.8	30.5	38.9	45.2
2.100	41.4	36.3	29.3	23.4	19.1	16.2	14.7	14.7	16.2	19.1	23.4	29.3	36.3	41.4
0.700	35.1	31.3	26.0	21.3	18.0	15.5	14.3	14.3	15.5	18.0	21.3	26.0	31.3	35.1
m	1.500	4.500	7.500	10.500	13.500	16.500	19.500	22.500	25.500	28.500	31.500	34.500	37.500	40.500

Trama: 14 x 5 Puntos

E Avg [lx]	E Min [lx]	E Max [lx]	g1	g2
25.8	11.9	48.2	0.463	0.247

Tabla 23. Resumen resultados Luminancia en calzada seca - Observador 1

Observador 1

Luminancia en calzada seca [cd/m²]

6.417	2.05	1.98	1.88	1.83	1.85	1.87	1.89	1.93	2.03	2.09	2.03	2.07	2.07	2.11
5.250	2.13	2.09	2.03	2.02	2.06	2.10	2.15	2.20	2.22	2.17	2.12	2.10	2.11	2.17
4.083	2.26	2.24	2.16	2.14	2.20	2.28	2.34	2.33	2.30	2.26	2.14	2.10	2.12	2.17
2.917	2.07	2.06	1.97	1.97	2.03	2.08	2.10	2.10	2.13	2.07	1.95	1.97	1.99	1.99
1.750	1.70	1.69	1.59	1.59	1.63	1.67	1.69	1.76	1.81	1.73	1.67	1.72	1.70	1.67
0.583	1.38	1.35	1.26	1.22	1.28	1.33	1.37	1.41	1.47	1.43	1.39	1.41	1.39	1.40
m	1.500	4.500	7.500	10.500	13.500	16.500	19.500	22.500	25.500	28.500	31.500	34.500	37.500	40.500

Trama: 14 x 6 Puntos

Tabla 24. Resumen resultados Luminancia lámpara nueva - Observador 1

Luminancia de lámpara nueva [cd/m²]

6.417	2.47	2.38	2.26	2.20	2.23	2.26	2.28	2.32	2.44	2.51	2.45	2.49	2.49	2.54
5.250	2.56	2.52	2.45	2.43	2.48	2.53	2.59	2.65	2.68	2.62	2.56	2.53	2.54	2.61
4.083	2.72	2.69	2.60	2.58	2.65	2.75	2.81	2.80	2.77	2.72	2.58	2.53	2.55	2.62
2.917	2.50	2.48	2.37	2.37	2.44	2.50	2.52	2.54	2.56	2.49	2.35	2.37	2.40	2.40
1.750	2.05	2.03	1.91	1.91	1.97	2.01	2.03	2.13	2.18	2.09	2.02	2.07	2.05	2.02
0.583	1.66	1.63	1.51	1.46	1.54	1.60	1.65	1.70	1.78	1.73	1.67	1.70	1.68	1.69
m	1.500	4.500	7.500	10.500	13.500	16.500	19.500	22.500	25.500	28.500	31.500	34.500	37.500	40.500

Trama: 14 x 6 Puntos

Tabla 25. Resumen resultados Luminancia calzada seca - Observador 2

Observador 2

Luminancia en calzada seca [cd/m²]

6.417	2.16	2.09	1.99	1.94	1.95	1.96	1.95	1.97	2.05	2.09	2.05	2.08	2.10	2.15
5.250	2.18	2.15	2.07	2.03	2.03	2.06	2.11	2.15	2.18	2.14	2.10	2.07	2.09	2.17
4.083	1.99	1.94	1.86	1.85	1.93	2.01	2.08	2.12	2.13	2.10	2.02	1.98	1.99	2.03
2.917	1.73	1.70	1.60	1.60	1.67	1.74	1.77	1.84	1.92	1.88	1.78	1.82	1.81	1.78
1.750	1.49	1.44	1.31	1.28	1.32	1.40	1.47	1.55	1.63	1.59	1.56	1.61	1.59	1.57
0.583	1.23	1.19	1.09	1.08	1.12	1.16	1.21	1.27	1.33	1.32	1.30	1.31	1.30	1.30
m	1.500	4.500	7.500	10.500	13.500	16.500	19.500	22.500	25.500	28.500	31.500	34.500	37.500	40.500

Trama: 14 x 6 Puntos

Tabla 26. Resumen resultados Luminancia lámpara nueva - Observador 1

Luminancia de lámpara nueva [cd/m²]

6.417	2.60	2.52	2.39	2.34	2.35	2.36	2.34	2.37	2.47	2.52	2.47	2.51	2.53	2.59
5.250	2.63	2.58	2.49	2.44	2.44	2.48	2.54	2.60	2.63	2.58	2.53	2.50	2.52	2.61
4.083	2.40	2.34	2.24	2.22	2.32	2.42	2.51	2.56	2.56	2.53	2.44	2.39	2.40	2.44
2.917	2.08	2.04	1.93	1.93	2.02	2.10	2.14	2.22	2.32	2.26	2.14	2.19	2.18	2.14
1.750	1.80	1.74	1.57	1.54	1.59	1.68	1.77	1.87	1.97	1.92	1.88	1.94	1.91	1.89
0.583	1.48	1.43	1.32	1.30	1.35	1.40	1.45	1.52	1.61	1.60	1.57	1.58	1.57	1.57
m	1.500	4.500	7.500	10.500	13.500	16.500	19.500	22.500	25.500	28.500	31.500	34.500	37.500	40.500

Trama: 14 x 6 Puntos

6.5.9 Comparación de los datos obtenidos con los valores exigidos por el RETILAP CALZADA 1

Tabla 27. Revisión cumplimiento de los valores exigidos por el RETILAP

Calzada 1 (M2)

DIALux

Factor de degradación: 0.83

Trama: 14 x 6 Puntos

	Lm [cd/m ²]	U0	UI	TI [%]	EIR
Valor real calculado	1.77	0.61	0.88	8.84	0.66
Valor nominal calculado	≥ 1.50	≥ 0.40	≥ 0.70	≤ 10.00	≥ 0.35
Cumplido/No cumplido	✓	✓	✓	✓	✓

Observador respectivo (2):

Observador	Posición [m]	Lm [cd/m ²]	U0	UI	TI [%]
Observador 1	(-60.000, 1.750, 1.500)	1.90	0.64	0.88	8.74
Observador 2	(-60.000, 5.250, 1.500)	1.77	0.61	0.93	8.84

En la tabla 27 al realizar la comparación entre los valores nominales y los valores reales se comprueba que los niveles exigidos por el RETILAP en la tabla 510.4.1 a) se cumplen en la Calzada 1 (M2) para la simulación de la Luminaria AMPERA MIDI y la configuración de disposición de luminarias anteriormente establecida.

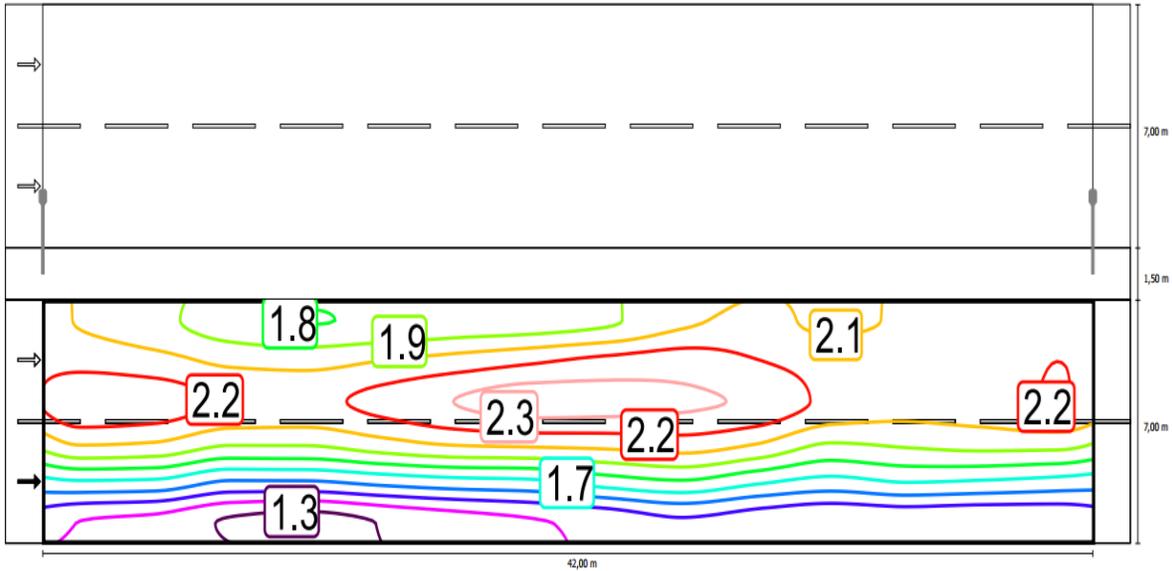
Las isólinas de Luminancia generadas por luminaria en la configuración de disposición establecida para los dos observadores con las posiciones descritas en la tabla 27, se muestran a continuación desde la figura 21 hasta la figura 24.

Figura 22. *Isolíneas luminancia luminaria en calzada seca – Observador 1*

Observador 1

Luminaria en calzada seca

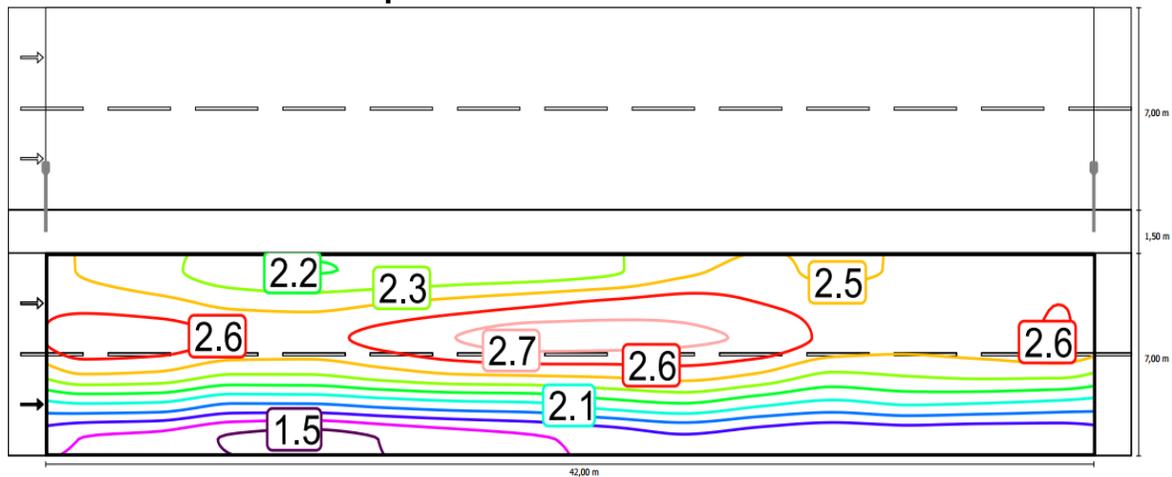
DIALux



Escala: 1: 500

Figura 23. *Isolíneas Luminancia de Lámpara nueva - Observador 1*

• **Luminancia de lámpara nueva**



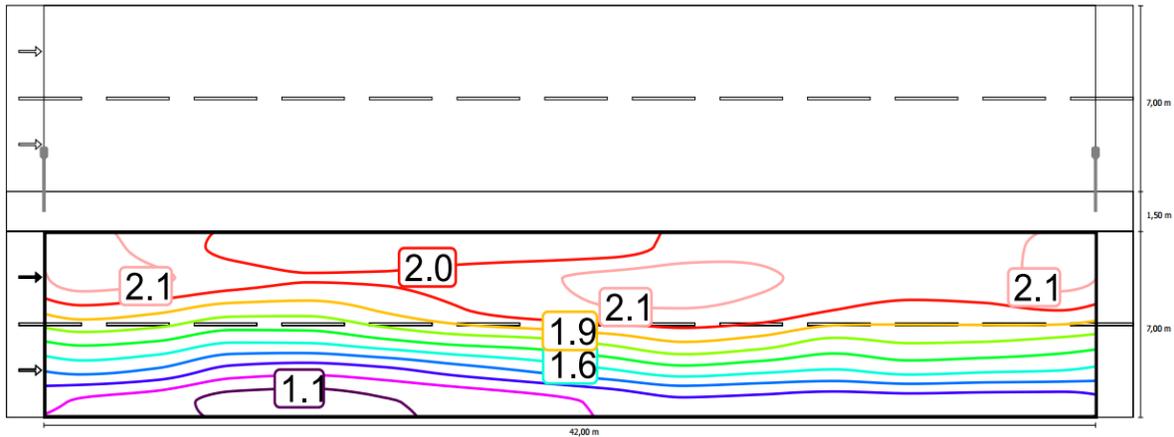
Escala: 1: 500

Figura 24. *Isolíneas luminancia luminaria en calzada seca – observador 2*

Observador 2

- **Luminancia en calzada seca**

DIALux

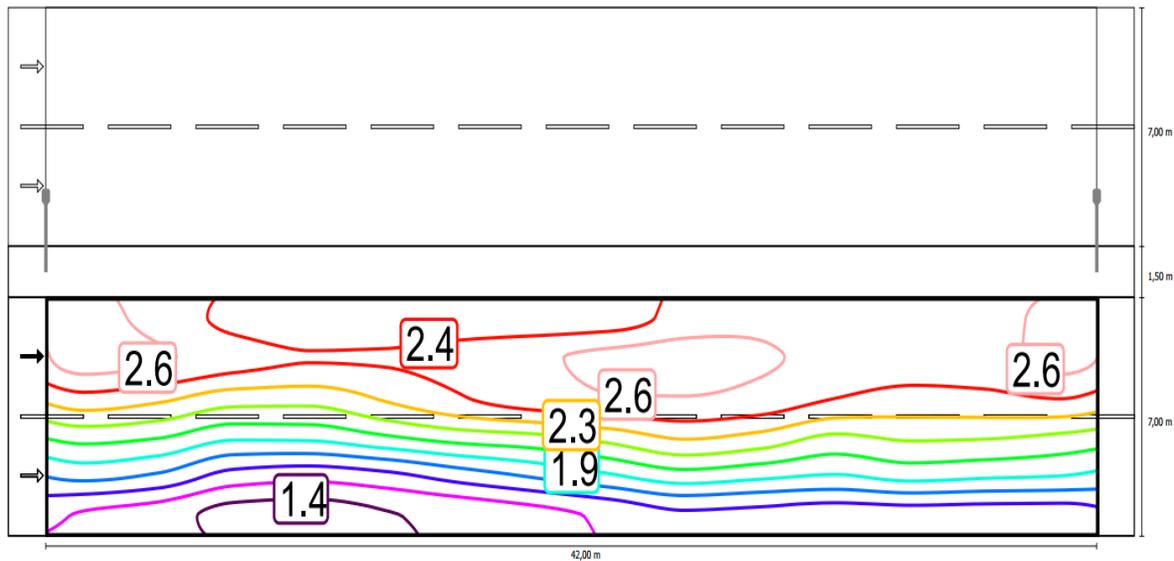


Escala: 1: 500

Escala: 1: 500

Figura 25. *Isolíneas luminancia luminaria nueva – observador 2*

Luminancia de lámpara nueva



Escala: 1: 500

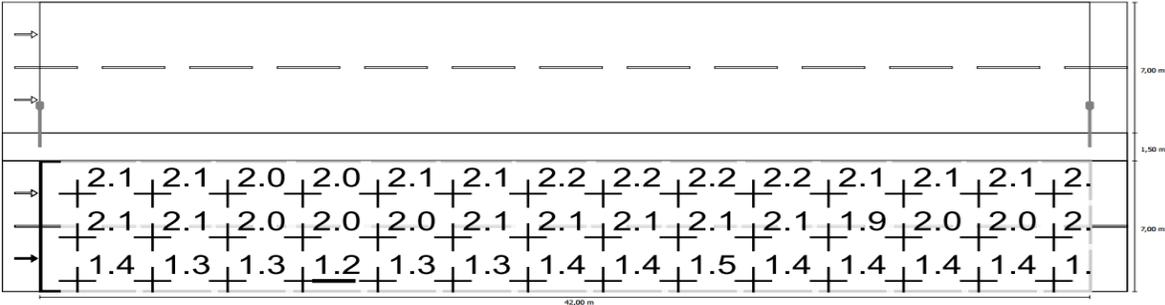
La metodología seleccionada para la evaluación de la medición de la luminancia en diferentes puntos de la vía evaluada es la establecida en el numeral 540.4.2 en [4] (Malla de Medición).

Los datos resultantes del método de Malla de Medición para la calzada 1 se muestran a continuación. Desde la figura 25 hasta la figura 28.

Observador 1

- **Luminancia en calzada seca**

Figura 26. Malla de medición luminancia luminaria en calzada seca – observador 1

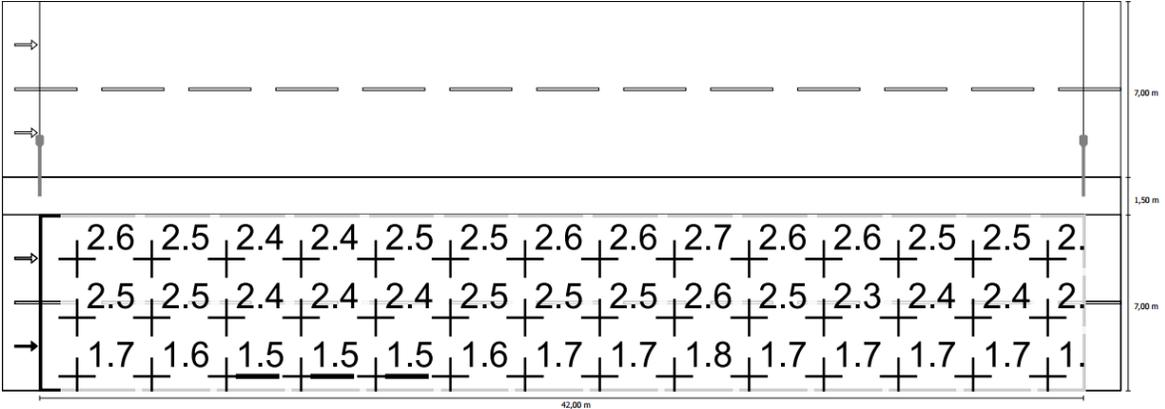


Escala: 1: 500

Figura 27. Malla de medición luminancia lámpara nueva – observador 1

- **Luminancia de lámpara nueva**

DIALux

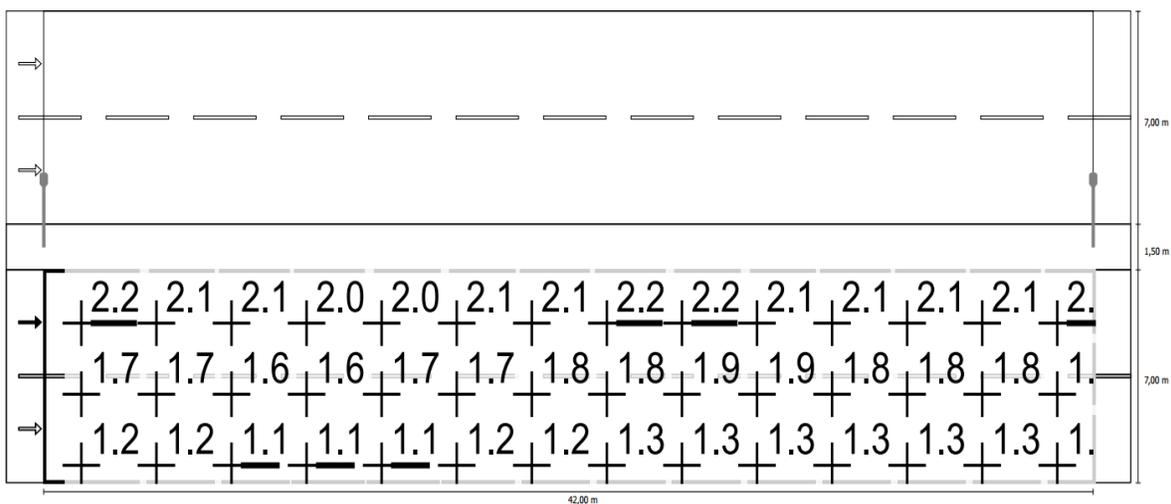


Escala: 1: 500

Observador 2

- Luminancia en calzada seca

Figura 28. *Isolíneas luminancia luminaria en calzada seca – observador 2*

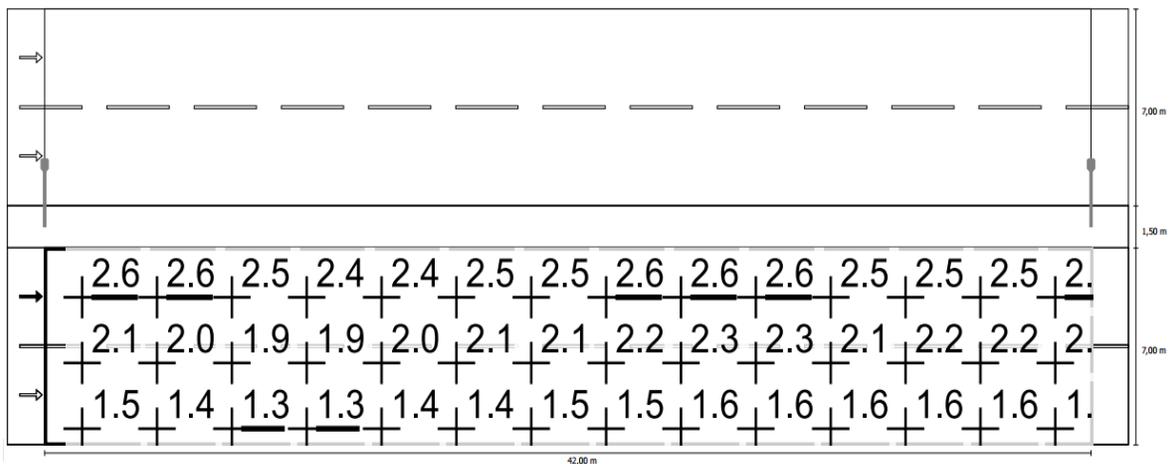


Escala: 1: 500

- Luminancia de lámpara nueva

DIALux

Figura 29. *Isolíneas lámpara nueva – observador 2*



6.5.10 Resumen De Resultados Calzada 2. En las tablas 28, 29, 30, 31,32.se relacionan los resultados obtenidos de intensidad lumínica horizontal y luminancia generados por la simulación de la luminaria Ampera Midi en la calzada 2 con la configuración de disposición anteriormente establecida. Resaltando los valores mínimos y máximos para cada caso.

Tabla 28. Resumen resultados intensidad Lumínica Horizontal

Calzada 2 (M2)

Intensidad lumínica horizontal [lx]

14.800	35.1	31.3	26.0	21.3	18.0	15.5	14.3	14.3	15.5	18.0	21.3	26.0	31.3	35.1
13.400	41.4	36.3	29.3	23.4	19.1	16.2	14.7	14.7	16.2	19.1	23.4	29.3	36.3	41.4
12.000	45.2	38.9	30.5	23.8	19.0	15.8	14.3	14.3	15.8	19.0	23.8	30.5	38.9	45.2
10.600	47.1	39.9	30.7	23.3	17.9	14.7	13.1	13.1	14.7	17.9	23.3	30.7	39.9	47.1
9.200	48.2	40.4	30.8	22.9	17.4	13.8	11.9	11.9	13.8	17.4	22.9	30.8	40.4	48.2
m	1.500	4.500	7.500	10.500	13.500	16.500	19.500	22.500	25.500	28.500	31.500	34.500	37.500	40.500

Trama: 14 x 5 Puntos

E Avg [lx]	E Min [lx]	E Max [lx]	g1	g2
25.8	11.9	48.2	0.463	0.247

Tabla 29. Resumen resultados Luminancia en calzada seca – Observador 1

Observador 1

Luminancia en calzada seca [cd/m²]

14.917	1.23	1.19	1.09	1.08	1.12	1.16	1.21	1.27	1.33	1.32	1.30	1.31	1.30	1.30
13.750	1.49	1.44	1.31	1.28	1.32	1.40	1.47	1.55	1.63	1.59	1.56	1.61	1.59	1.57
12.583	1.73	1.70	1.60	1.60	1.67	1.74	1.77	1.84	1.92	1.88	1.78	1.82	1.81	1.78
11.417	1.99	1.94	1.86	1.85	1.93	2.01	2.08	2.12	2.13	2.10	2.02	1.98	1.99	2.03
10.250	2.18	2.15	2.07	2.03	2.03	2.06	2.11	2.15	2.18	2.14	2.10	2.07	2.09	2.17
9.083	2.16	2.09	1.99	1.94	1.95	1.96	1.95	1.97	2.05	2.09	2.05	2.08	2.10	2.15
m	1.500	4.500	7.500	10.500	13.500	16.500	19.500	22.500	25.500	28.500	31.500	34.500	37.500	40.500

Trama: 14 x 6 Puntos

Tabla 30. Resumen resultados intensidad Luminancia Lámpara nueva –
Observador 1

Luminancia de lámpara nueva [cd/m²]

14.917	1.48	1.43	1.32	1.30	1.35	1.40	1.45	1.52	1.61	1.60	1.57	1.58	1.57	1.57
13.750	1.80	1.74	1.57	1.54	1.59	1.68	1.77	1.87	1.97	1.92	1.88	1.94	1.91	1.89
12.583	2.08	2.04	1.93	1.93	2.02	2.10	2.14	2.22	2.32	2.26	2.14	2.19	2.18	2.14
11.417	2.40	2.34	2.24	2.22	2.32	2.42	2.51	2.56	2.56	2.53	2.44	2.39	2.40	2.44
10.250	2.63	2.58	2.49	2.44	2.44	2.48	2.54	2.60	2.63	2.58	2.53	2.50	2.52	2.61
9.083	2.60	2.52	2.39	2.34	2.35	2.36	2.34	2.37	2.47	2.52	2.47	2.51	2.53	2.59
m	1.500	4.500	7.500	10.500	13.500	16.500	19.500	22.500	25.500	28.500	31.500	34.500	37.500	40.500

Trama: 14 x 6 Puntos

Tabla 31. Resumen resultados Luminancia en calzada seca – Observador 2

Observador 2

Luminancia en calzada seca [cd/m²]

14.917	1.38	1.35	1.26	1.22	1.28	1.33	1.37	1.41	1.47	1.43	1.39	1.41	1.39	1.40
13.750	1.70	1.69	1.59	1.59	1.63	1.67	1.69	1.76	1.81	1.73	1.67	1.72	1.70	1.67
12.583	2.07	2.06	1.97	1.97	2.03	2.08	2.10	2.10	2.13	2.07	1.95	1.97	1.99	1.99
11.417	2.26	2.24	2.16	2.14	2.20	2.28	2.34	2.33	2.30	2.26	2.14	2.10	2.12	2.17
10.250	2.13	2.09	2.03	2.02	2.06	2.10	2.15	2.20	2.22	2.17	2.12	2.10	2.11	2.17
9.083	2.05	1.98	1.88	1.83	1.85	1.87	1.89	1.93	2.03	2.09	2.03	2.07	2.07	2.11
m	1.500	4.500	7.500	10.500	13.500	16.500	19.500	22.500	25.500	28.500	31.500	34.500	37.500	40.500

Trama: 14 x 6 Puntos

Tabla 32. Resumen resultados intensidad Luminancia Lámpara nueva –
Observador 2

Luminancia de lámpara nueva [cd/m²]

14.917	1.66	1.63	1.51	1.46	1.54	1.60	1.65	1.70	1.78	1.73	1.67	1.70	1.68	1.69
13.750	2.05	2.03	1.91	1.91	1.97	2.01	2.03	2.13	2.18	2.09	2.02	2.07	2.05	2.02
12.583	2.50	2.48	2.37	2.37	2.44	2.50	2.52	2.54	2.56	2.49	2.35	2.37	2.40	2.40
11.417	2.72	2.69	2.60	2.58	2.65	2.75	2.81	2.80	2.77	2.72	2.58	2.53	2.55	2.62
10.250	2.56	2.52	2.45	2.43	2.48	2.53	2.59	2.65	2.68	2.62	2.56	2.53	2.54	2.61
9.083	2.47	2.38	2.26	2.20	2.23	2.26	2.28	2.32	2.44	2.51	2.45	2.49	2.49	2.54
m	1.500	4.500	7.500	10.500	13.500	16.500	19.500	22.500	25.500	28.500	31.500	34.500	37.500	40.500

Trama: 14 x 6 Puntos

Comparación de los datos obtenidos con los valores exigidos por el RETILAP CALZADA 2

Tabla 33.Revisión cumplimiento de los valores exigidos por el RETILAP

Calzada 2 (M2)

Factor de degradación: 0.83

Trama: 14 x 6 Puntos

	Lm [cd/m ²]	U0	UI	TI [%]	EIR
Valor real calculado	1.77	0.61	0.88	8.84	0.66
Valor nominal calculado	≥ 1.50	≥ 0.40	≥ 0.70	≤ 10.00	≥ 0.35
Cumplido/No cumplido	✓	✓	✓	✓	✓

Observador respectivo (2):

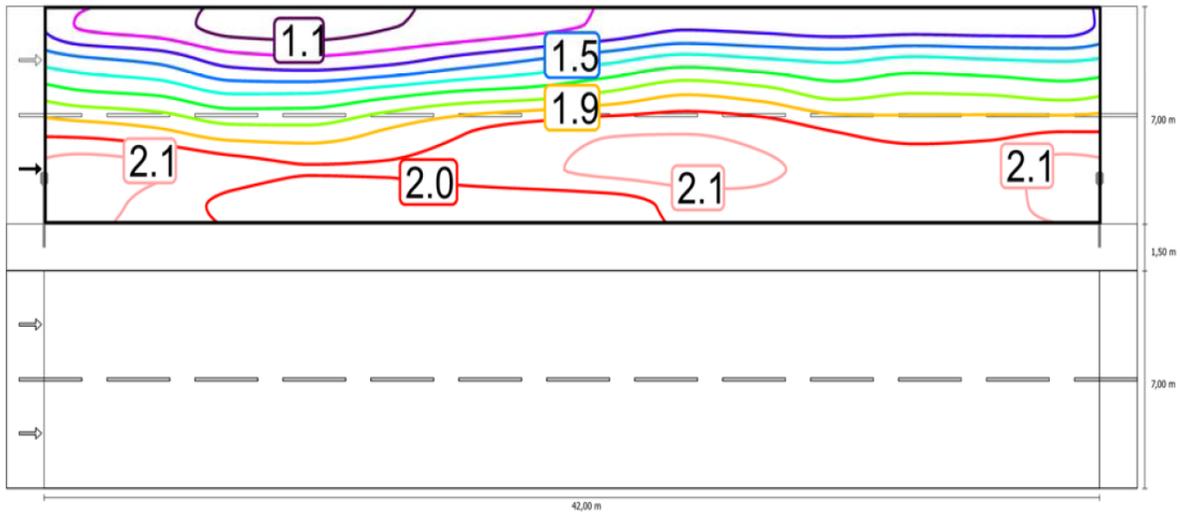
Observador	Posición [m]	Lm [cd/m ²]	U0	UI	TI [%]
Observador 1	(-60.000, 10.250, 1.500)	1.77	0.61	0.93	8.84
Observador 2	(-60.000, 13.750, 1.500)	1.90	0.64	0.88	8.74

En la tabla 33 al realizar la comparación entre los valores nominales y los valores reales se comprueba que los niveles exigidos por el RETILAP en la tabla 510.4.1 a) se cumplen en la Calzada 2 (M2) para la simulación de la Luminaria AMPERA MIDI y la configuración de la disposición de luminarias anteriormente establecida. Las isólinas de Luminancia generadas por luminaria en la configuración establecida para dos observadores con las posiciones establecidas en la tabla 33, se muestran a continuación desde la figura 29 hasta la figura 32:

Observador 1

- Luminaria en calzada seca

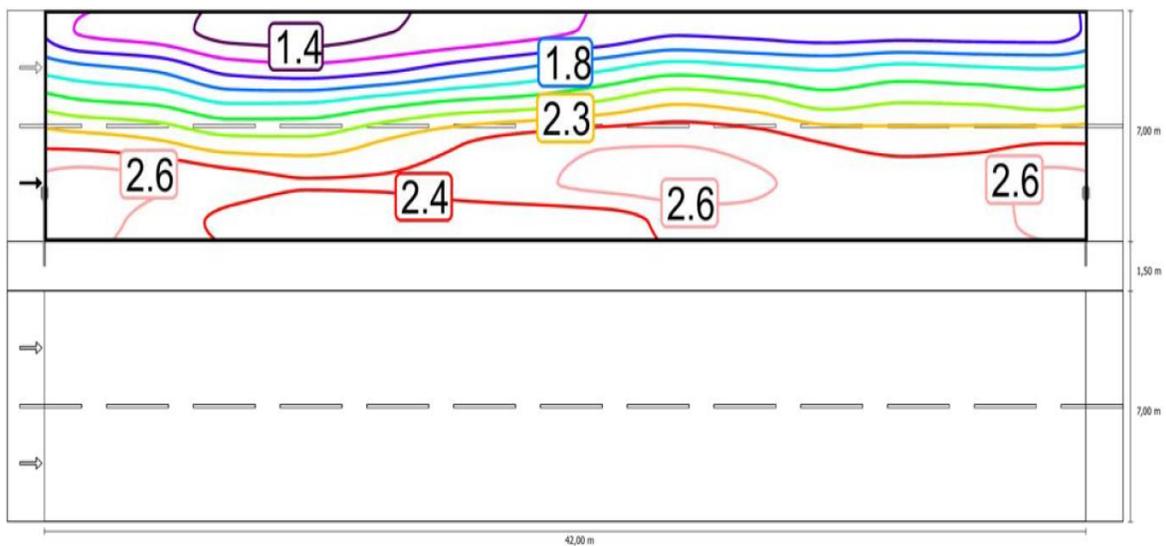
Figura 30. *Isolíneas lámpara nueva – observador 1*



Escala 1:500

Figura 31. *Isolíneas lámpara nueva – observador 1*

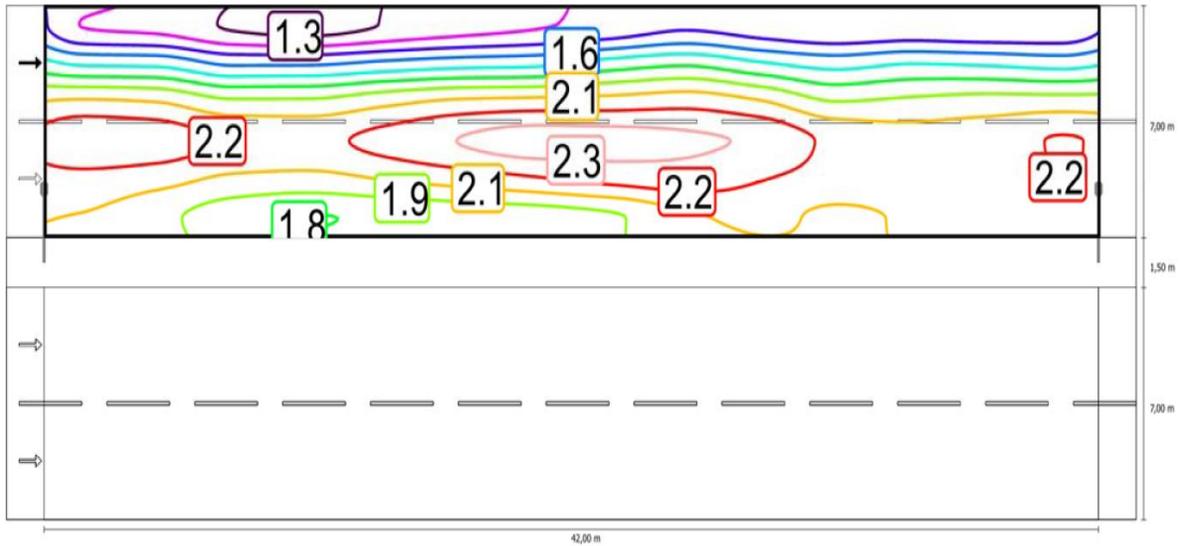
- Luminancia de lámpara nueva



Observador 2

- Luminancia en calzada seca

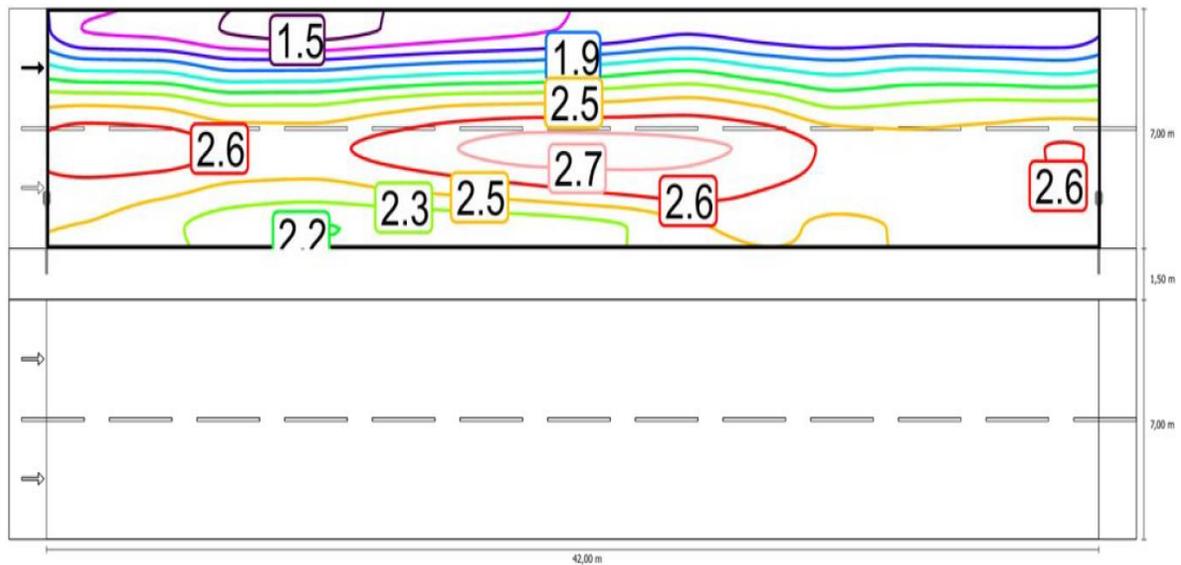
Figura 32. *Isolíneas lámpara nueva – observador 2*



Escala 1:500

- Luminancia de lámpara nueva

Figura 33. *Isolíneas lámpara nueva – observador 2*



Escala 1:500

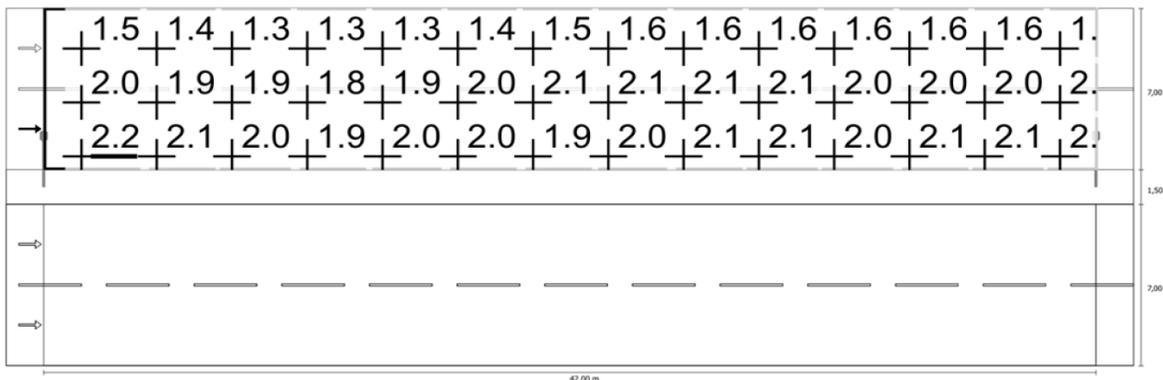
La metodología seleccionada para la evaluación de la medición de la luminancia en diferentes puntos de la vía evaluada es la establecida en en el RETILAP numeral 540.4.2 (Malla de Medición).

Los datos resultantes para la calzada 2 se muestran a continuación. Desde la figura 33 hasta la figura 36:

Observador 1

- **Luminancia en calzada seca**

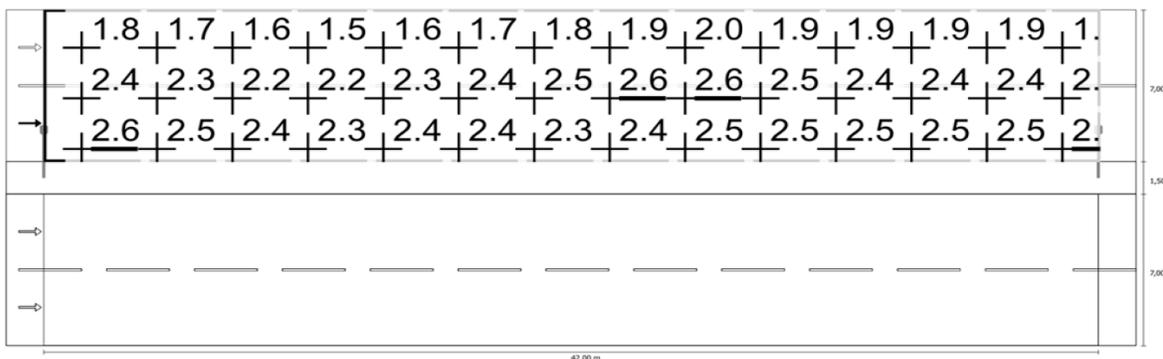
Figura 34. Malla de medición Luminancia en calzada seca – observador 2



Escala 1:500

- **Luminancia de lámpara nueva**

Figura 35. Malla de medición para lámpara nueva – observador 2

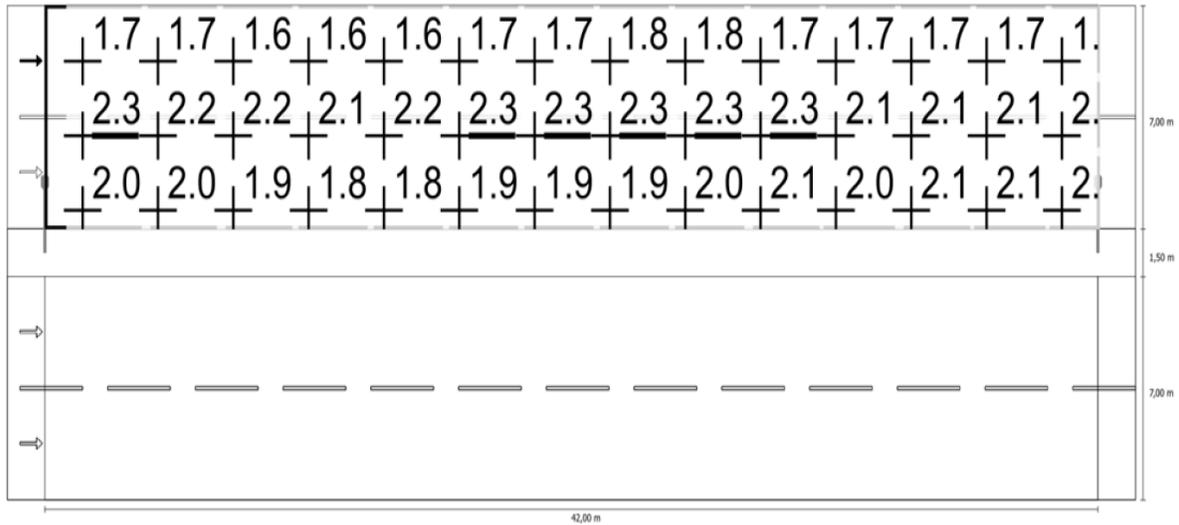


Escala 1:500

Observador 2

- Luminancia en calzada seca

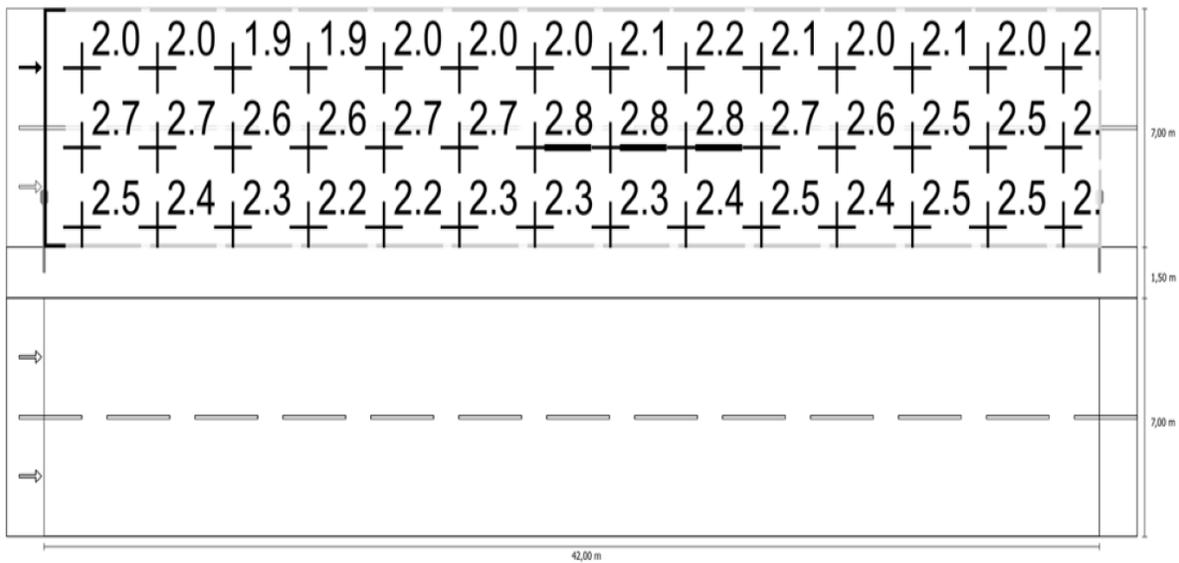
Figura 36. Malla de medición Luminancia en calzada seca – Observador 2



Escala 1:500

- Luminancia de lámpara nueva

Figura 37. Malla de medición para lámpara nueva – Observador 2



Escala 1:500

6.6 CANTIDAD DE LUMINARIAS Y POSTES PARA LA VÍA SELECCIONADA

De la simulación se obtiene que se cumplen todos los valores establecidos por el RETILAP en las variables de Luminancia e Iluminancia para la vía seleccionada. Por tanto la luminaria escogida es la Ampera MIDI de 140W, nuestra altura del punto de luz es de 12 metros y una inter-distancia de 42 metros entre postes. De lo que resulta una cantidad de 140 postes en total para iluminar la totalidad de la vía seleccionada y una cantidad de 280 Luminarias. La energía eléctrica mensual consumida por el nuevo Alumbrado Público diseñado se relaciona en la tabla 34.

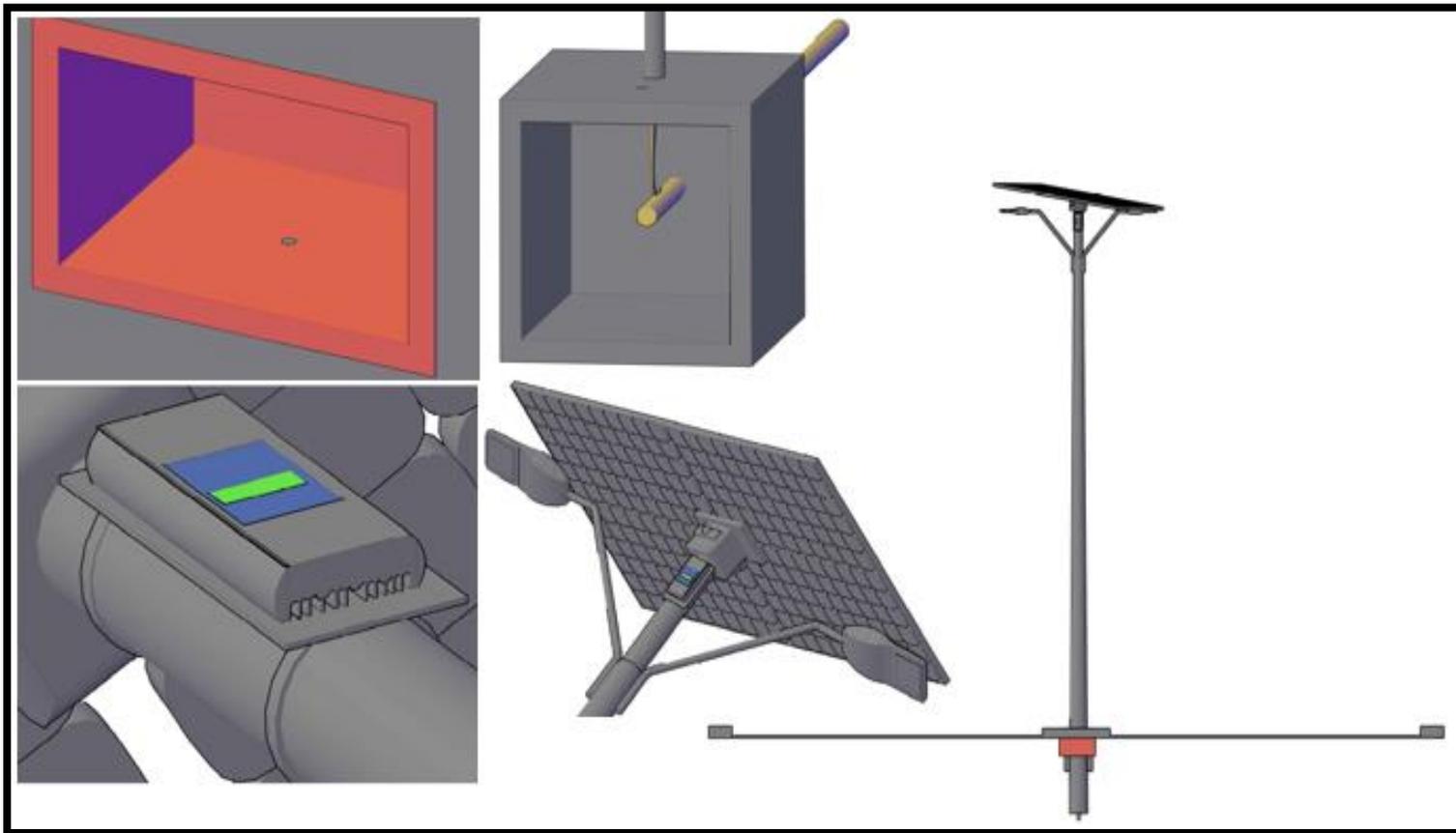
Tabla 34. Energía Consumida Alumbrado Público diseñado.

	Poten cia (W)	Cantid ad	Poten cia Total (W)	Horas de funciona miento diario	Energía Eléctrica diaria (Wh)	Energía Eléctrica mensual (Wh)
Luminaria	140	280	39200	12.5	490000	14700000

7. DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

Para el diseño del sistema fotovoltaico se selecciona primero el tipo de sistema que vamos a diseñar los tipos de sistemas fotovoltaicos se describen en el numeral 1.2.2 del marco teórico. El diseño 3D del sistema fotovoltaico se puede observar en la figura 37.

Figura 38. Diseño Alumbrado Público con generación fotovoltaica (Autor)



7.1 TIPO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO

Para este proyecto se elige una configuración del sistema fotovoltaico aislado (No conectado a la Red del Operador de energía Eléctrica, debido a que su selección representa un ahorro en el equipo de Medida Bidireccional de energía eléctrica que se hacen necesarios en sistemas fotovoltaicos conectados a la red, además de omitir el inversor como parte del sistema fotovoltaico aislado en el diseño, ya que el sistema solo requeriría de alimentación en DC. También se genera un ahorro significativo en conductores, dado que no se hace necesaria la interconexión entre el sistema fotovoltaico y una red de baja tensión. Para el diseño del sistema fotovoltaico de tipo aislado de la red los componentes a calcular y dimensionar son: Panel fotovoltaico, Sistema de acumulación de energía, Regulador de carga, conductores y protecciones.

7.2 METODOLOGÍA PARA EL DISEÑO

La metodología seleccionada para el cálculo y diseño del sistema fotovoltaico aislado es la propuesta por la IDAE (Instituto para la diversificación y Ahorro de la Energía) Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica en el pliego de condiciones Técnicas de Instalaciones Aislada de Red de Febrero 2009 en [21]. Esta metodología es usada en el libro de Instalaciones Solares Fotovoltaicas [11] el cual sirve de guía para dar orden al desarrollo de los cálculos realizados para el diseño del sistema solar fotovoltaico aislado.

7.3 ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN ÓPTIMA PARA EL MÓDULO SOLAR EN LA ZONA SELECCIONADA

Para determinar una orientación e inclinación óptima para el módulo solar se hace uso de las coordenadas geográficas de la zona seleccionada para el realizar el diseño del sistema fotovoltaico solar que se muestran a continuación.

Latitud: 7°54'36.7"N

Longitud: 72°30'15.2"W

Dado a que la ecuación para la obtención de la inclinación óptima del módulo solar (Ecuación número 2 registrada en [3] Unidad 1, numeral 4) solicita los grados de la latitud del lugar.

$$\beta_{opt} = 3.7 + 0.69 * |\phi| \quad (15)$$

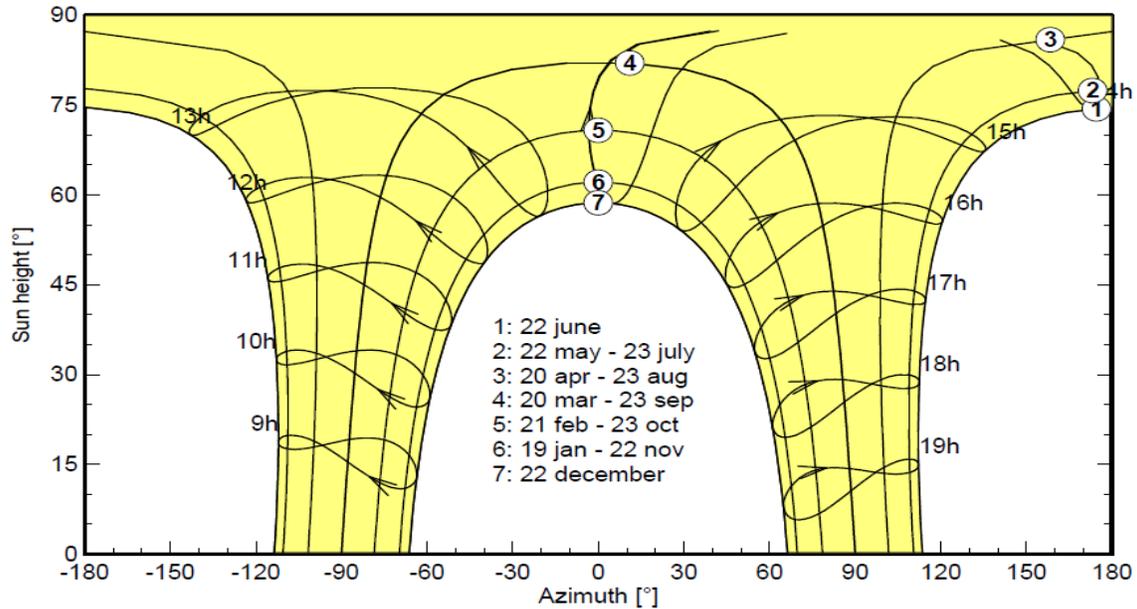
Donde, $|\phi|$ corresponde a los grados de latitud del lugar seleccionado, 7° para este caso, reemplazando en la ecuación 15, se obtiene que el ángulo de inclinación óptima para la zona Se obtiene que el ángulo de inclinación óptima para la zona, $\beta_{opt} = 8.53^\circ$ con respecto a la horizontal.

Para el ángulo del azimut se sugiere que lo óptimo sea de 0° ($\alpha = 0^\circ$) en [4] y que debe ser orientado hacia el hemisferio opuesto al que se encuentre la zona de estudio [8].

Para confirmar que el azimut de 0° sea el adecuado, se realiza un análisis de la trayectoria del sol en promedio anual dado a que la zona de estudio se encuentra sobre la línea ecuatorial.

En el gráfico 5 se muestra la característica de la trayectoria solar característica de la zona estudiada que servirá como base para determinar los grados para un azimut adecuado.

Gráfico 5. Trayectoria solar de la zona seleccionada [22]



En el gráfico 5 se puede observar que durante los meses de Mayo, Junio y Julio el sol mantiene su trayectoria sobre los valores de azimut de $\pm 100^\circ$ y $\pm 110^\circ$ aproximadamente. Y durante los meses restantes mantiene su trayectoria en los grados de $\pm 70^\circ$ y $\pm 90^\circ$ creando un rango de variación de la trayectoria solar para esta zona desde los $\pm 70^\circ$ hasta los $\pm 110^\circ$. Por tanto un ángulo adecuado para la orientación del módulo solar en esta zona tendría que estar dentro de este rango, y se selecciona el valor de 90° que corresponde al valor promedio de este rango. Por tanto ($\alpha = 90^\circ$).

7.4 PÉRDIDAS POR SOMBRA

Para este caso no se hace necesario realizar un cálculo de las pérdidas por sombra, debido a que en ninguno de los casos en la localización estimada para los sistemas fotovoltaicos diseño se presentan obstrucciones o creación de sombras por algún obstáculo que perjudique la obtención óptima y directa de la radiación solar sobre la superficie completa del módulo solar. Lo que da por entendido que los efectos posibles generados por sombras se hacen despreciables para este estudio.

Por tanto el Factor de corrección por sombras sería $FS = 1$.

7.5 IRRADIACIÓN PROMEDIO ANUAL SOBRE UNA SUPERFICIE INCLINADA UBICADA EN LA ZONA SELECCIONADA

Para calcular el valor medio anual de la irradiación global sobre una superficie inclinada, se hace uso de la ecuación 4 en [8] numeral 5.5 [8] y los valores de irradiación promedio anual [$G_{da}(0)$], utilizando como dato de partida la inclinación óptima (β_{opt}) de la superficie del generador.

La irradiación global anual que se obtiene sobre la superficie con inclinación óptima y acimut cero es:

$$G_a(\beta_{opt}) = \frac{G_a(0)}{1 - 4,46 * 10^{-4} * \beta_{opt} - 1,19 * 10^{-4} * \beta_{opt}^2} \quad (16)$$

$G_a(\beta_{opt})$: Valor medio anual de la irradiación global sobre superficie con inclinación óptima (kW-h/m²)

$G_a(0)$: Media anual de la irradiación global horizontal (kW. h/m²)

β_{opt} : Inclinación óptima de la superficie (°)

$G_a(0)$ Para este caso se obtiene del análisis de valores de irradiación de la tabla 15 de irradiación suministrada por el IDEAM.

Se toma el valor promedio mensual para el periodo 2006-2014 del mes de marzo porque es el mes con menor radiación dado a que el consumo es constante y anual, luego el periodo de diseño se establece para el mes de menor radiación solar que será cuando la relación generación/consumo sea más desfavorable.

Por tanto,

$$G_{da}(0) = 4660.8 \text{ Wh/m}^2 * \text{día}$$

$$G_a(0) = 365 * 4660.8 \frac{\text{Wh}}{\text{m}^2} = 1701192 \frac{\text{Wh}}{\text{m}^2}$$

De la ecuación 15

$$\beta_{opt} = 8.53^\circ$$

Entonces,

$$G_a(\beta_{opt}) = \frac{170,1192 \text{ kWh/m}^2}{1 - 4,46 * 10^{-4} * 8.53^\circ - 1,19 * 10^{-4} * (8.53^\circ)^2}$$

$$G_a(\beta_{opt}) = 194,339 \text{ kWh/m}^2$$

7.6 FACTOR DE IRRADIACIÓN

Para considerar las pérdidas, debidas a la inclinación y orientación no óptimas, se aplica un coeficiente de reducción de la energía denominado factor de irradiación (FI) y que se calcula con las expresiones tomadas de [8] numeral 5.5.

$$FI = 1 - \left[1.2 * 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2 + 3.5 * 10^{-5} * \alpha^2 \right] \quad \text{para } 15^\circ < \beta < 90^\circ \quad (17)$$

$$FI = 1 - \left[1.2 * 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2 \right] \quad \text{para } \beta \leq 15^\circ \quad (18)$$

Donde,

FI: Factor de irradiación (sin unidades)

β : Inclinación real de la superficie ($^\circ$)

β_{opt} : Inclinación óptima de la superficie ($^\circ$)

α : Acimut de la superficie ($^\circ$)

La irradiación sobre la superficie con inclinación y acimut no óptimos se calcula multiplicando la irradiación sobre la superficie con inclinación óptima por el factor de irradiación [4]:

$$G_a(\alpha, \beta) = FI * G_a(\beta_{opt}) \quad (19)$$

$G_a(\alpha, \beta)$: Valor medio anual de la irradiación global sobre superficie con inclinación y acimut no óptimos (kWh/m²)

$G_a(\beta_{opt})$: Valor medio anual de la irradiación global sobre superficie con inclinación óptima (kWh/m²) y acimut cero.

FI: Factor de irradiación (sin unidades)

Para este caso se haría complicado cumplir con exactitud cumplir con la inclinación optima del módulo debido a los decimales por tanto se tomará el $\beta = 9^\circ$ como valor de ángulo de inclinación a usar.

Entonces,

$$\beta = 9^\circ$$

$$\beta_{opt} = 8.53^\circ$$

$$FI = 1 - [1.2 * 10^{-4}(9 - 8.53)^2]$$

$$FI = 0.99997$$

Se obtiene que el factor de irradiación tiene un valor de 0.99997 y del numeral 6.4 se toma:

$$G_a(\beta_{opt}) = 194,339 \text{ kWh/m}^2$$

Entonces,

$$G_a(\alpha, \beta) = 0.99997 * 194,339 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}$$

$$G_a(\alpha, \beta) = 194.333 \text{ kWh/m}^2$$

Para un módulo solar fotovoltaico ubicado en la zona de estudio seleccionada se podrá obtener un promedio anual de Irradiación de 194.333 kWh/m² calculado para el periodo más desfavorable de Irradiación solar para este lugar.

7.7 DIMENSIONADO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

Para el dimensionamiento del generador fotovoltaico se debe tomar en cuenta las pérdidas de potencia que representan los elementos que componen un sistema

fotovoltaico aislado, el consumo diario de energía eléctrica por la carga y el valor de Irradiación mensual promedio de la zona en que se tiene proyectada la ubicación del sistema fotovoltaico aislado.

7.7.1 Pérdidas en el Sistema Fotovoltaico Aislado. Para facilitar el cálculo y tener en cuenta estas pérdidas se agrupan en un coeficiente que recoge el rendimiento energético de la instalación denominado *PR (Performance Ratio)*[8].

Los valores típicos de *PR* que se recomienda utilizar son:

- Sistemas con inversor: *PR* = 0,7
- Sistemas con inversor, batería y regulador de carga: *PR* = 0,6
- Sistema con batería y regulador de carga (sin inversor): *PR* = 0,7

Para este caso el sistema fotovoltaico aislado está compuesto a parte del módulo solar, por elementos como batería y regulador de carga, por tanto se toma el valor típico *PR* = 0,7. No se incluye el inversor dado a que la carga necesita únicamente alimentación en corriente directa. Al seleccionar este valor se debe tener en cuenta que esta condición aquí seleccionada se cumpla para las baterías y regulador que se calculen y seleccionen en el diseño del sistema solar fotovoltaico aislado.

7.7.2 Cálculo del Consumo Diario (Wd)

Tabla 35.Carga a alimentarse por el Sistema solar Fotovoltaico.

CARGAS EN CORRIENTE CONTINUA			
DESCRIPCIÓN	POTENCIA (W)	HORAS DE USO	TOTAL Wh/día

LUMINARIA LED	140	12.5	1750
LUMINARIA LED	140	12.5	1750
TOTAL	280		3500

Para determinar la tensión nominal del circuito se hace uso de la tabla 4.2 en [8] de la Unidad 4 página 132. De la que se obtiene que como mínimo se debe utilizar una tensión nominal de 12V debido a que la potencia de la carga es menor a 800 W. Pero para las luminarias anteriormente descritas se encuentran con alimentación de 24 V lo que reajusta la tensión nominal del sistema fotovoltaico a 24 V, sin verse afectado ya que lo importante es no estar por debajo del valor mínimo de del voltaje nominal sugerido en la tabla 4.2 [8].

De esto se obtiene que el valor de voltaje nominal del sistema fotovoltaico a utilizarse es de 24 V.

7.7.2.1 Cálculo del valor medio mensual de irradiación diaria sobre la superficie del generador en la zona seleccionada. Para el cálculo del valor medio mensual de irradiación diaria sobre la superficie se emplea la ecuación 3 de [4] página 134. Enunciada a continuación:

$$G_{dm}(\alpha, \beta) = G_{dm}(0) * K * FI * FS \quad (20)$$

$$G_{dm}(\beta_{opt}) = \frac{4.6608 \frac{kWh}{m^2}}{1 - 4,46 * 10^{-4} * 8.53^\circ - 1,19 * 10^{-4} * (8.53^\circ)^2}$$

$$G_{dm}(\beta_{opt}) = 5.32437 kWh/m^2$$

De la tabla 4.1.1.1.2 de [4] b) se toma el valor mínimo medio mensual de irradiación diaria de la zona de estudio que es de 4660.8 Wh/m²*día. Por tanto $G_{dm}(0) = 4660.8 \frac{kWh}{m^2}$

$$K = \frac{G_{dm}(\beta_{opt})}{G_{dm}(0)} = \frac{5.32437 \text{ kWh/m}^2}{4.6608 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}} = 1.1423$$

Del numeral 6.4.1 se toma el valor del factor de irradiación ya calculado.

$$FI = 0.99997$$

Del numeral 6.3.2 se toma el valor del factor de sombra.

$$FS = 1$$

Entonces,

$$G_{dm}(\alpha, \beta) = 4.6608 * 1.1423 * 0.99997 * 1 = 5.3224 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}$$

El valor medio mensual de irradiación diaria sobre la superficie para la zona de estudio es de 5.3224 kWh/m².

7.7.2.2 Cálculo De La Potencia Mínima Del Generador Fotovoltaico. Para el cálculo de la potencia mínima del generador fotovoltaico de nuestro sistema fotovoltaico se hace uso de la ecuación 4 de [4]. Mostrada a continuación:

$$P_{G \min} = \frac{W_d * G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) * PR} \quad (21)$$

$$G_{CEM} = 1000 \text{ W/m}^2$$

De la tabla 6.5.1.1 [4] se obtiene el consumo de energía diaria que es de 3500 Wh

$$W_d = 3500 \text{ Wh}$$

Del numeral 6.5.1.2 se toma el valor de la irradiación diaria sobre la superficie del generador fotovoltaico.

$$G_{dm}(\alpha, \beta) = 5322.4 \text{ Wh/m}^2$$

$$PR = 0.7$$

$$P_{G \min} = \frac{3.5 \text{ kWh} * 1 \text{ kW/m}^2}{5.3224 \text{ kWh/m}^2 * 0.7}$$

$$P_{G \min} = 939.425 \text{ W}$$

Con el fin de no sobredimensionar el generador se comprobará que con la potencia máxima del módulo elegido no se sobrepasa el 20 % del valor de $P_{G \min}$, es decir, la potencia nominal del generador fotovoltaico debe cumplir [4]:

$$P_{G \min} \leq P_G \leq 1.2 * P_{G \min}$$

La **tensión del generador** es de 24 V

$$P_{G \min} \leq P_G \leq 1.2 * P_{G \min}$$

$$P_{G \min} = 939.425 \text{ W}$$

$$1.2 * P_{G \min} = 1127.31099 \text{ W}$$

$$939.425 \text{ W} \leq P_G \leq 1127.31099 \text{ W}$$

LDK 270 60 – Cell Monocrystalline PV Module Series [Ver anexo 1]

$$P_{\max} = 270 \text{ W}, V_{mp} = 31.48 \text{ V}, I_{mp} = 8.58 \text{ A}, V_{oc} = 38.56 \text{ V}, I_{sc} = 9.27 \text{ A}$$

$$N_P * N_S \geq \frac{P_{G \min}}{P_{\max}} = \frac{939.425 \text{ W}}{270 \text{ W}} = 3.347 \approx 4 \text{ Módulos}$$

El generador tendrá cuatro ramas conectadas en paralelo ($N_P = 4$) con un único módulo por rama ($N_S = 1$) puesto que la tensión del generador es igual a la tensión de un módulo. Con estos datos, los parámetros del generador son:

Potencia resultante del generador:

$$P_{G \max} = N_P * P_{\max} \tag{22}$$

$$P_{G \max} = 4 * 270 \text{ W} = 1080 \text{ W}$$

Se comprueba que no sobrepasa el 20% del Valor de $P_{G \min}$

$$939.425 \text{ W} \leq P_G \leq 1127.31099 \text{ W}$$

$$939.425 \text{ W} \leq 1080 \text{ W} \leq 1127.31099 \text{ W}$$

Tensión de circuito abierto del generador:

$$V_{Goc} = N_S * V_{oc} \quad (23)$$

$$V_{Goc} = 1 * 38.56 = 38.56 V$$

Intensidad de cortocircuito del generador:

$$I_{Gsc} = N_P * I_{sc} \quad (24)$$

$$I_{Gsc} = 4 * 9,27 = 37,08 A$$

Tensión máxima del generador:

$$V_{Gmp} = N_S * V_{mp} \quad (25)$$

$$V_{Gmp} = 1 * 31.48 V = 31.48 V$$

Intensidad máxima del módulo:

$$I_{mp} = 8.58 A$$

Intensidad máxima del generador:

$$I_{Gmp} = N_P * I_{mp} \quad (26)$$

$$I_{Gmp} = 4 * 8.58 A = 34.32 A$$

7.3 EFECTOS DE LA IRRADIANCIA Y LA TEMPERATURA

Los valores anteriormente obtenidos son los valores nominales del panel solar en condiciones CEM (Numeral 1.3.5.3), pero estos valores variaran según la temperatura y la Irradiancia a la que sea expuesto el módulo fotovoltaico, lo que hace necesario el cálculo de los valores de estos parámetros en condiciones reales de trabajo.

La temperatura máxima de trabajo de la célula del módulo seleccionado mediante la siguiente ecuación [8]:

(27)

$$T_c = T_a + G * \frac{TONC - 20}{800}$$

Ta = 35,6°C (Temperatura Ambiente). Tomando el valor promedio más alto registrado en la ciudad de Cúcuta evaluando la célula en las peores condiciones.

TONC = 45°C (Temperatura de operación nominal de la célula). Se obtiene de la ficha técnica del panel solar [Ver Anexo 1]

G: 483.1 W/m² (Irradiancia) Se obtiene de la Tabla 15 dividiendo el valor mínimo de Irradiación promedio en 12 horas, que son las horas de Insolación diarias.

$$T_c = 35,6 + 483.1 * \frac{45 - 20}{800} = 50.69^\circ\text{C}$$

Por tanto se obtiene que la temperatura promedio de trabajo de la célula del módulo seleccionado en condiciones reales es de 50.69°C, y para condiciones típicas y temperatura media en la ciudad de Cúcuta sería:

$$T_c = 28.2 + 380.06 * \frac{45 - 20}{800} = 40.07^\circ\text{C}$$

De lo que se obtiene que la temperatura promedio de la célula del módulo fotovoltaico será de 40.07°C. Temperatura que determina los valores de los demás parámetros y características técnicas, calculadas a continuación:

Voltaje de circuito abierto a temperatura promedio de Cúcuta del módulo fotovoltaico seleccionado

$$\beta = \frac{\beta(\%)}{100} * V_{oc} = \frac{-0.34}{100} * 38.56 = -0.1311 \text{ V}/^\circ\text{C} \quad (28)$$

$\beta(\%) = -0.34\%$ (Coeficiente tensión-temperatura) Se obtiene de la ficha técnica del panel solar seleccionado [Ver Anexo 1].

$$V_{oc}(40.07^\circ) = V_{oc} + \beta * (T - 25) \quad (29)$$

$$V_{oc}(40.07^\circ) = 38.56 + (-0.1311 V/^\circ C) * (40.07 - 25) = 36.58 V$$

Corriente de cortocircuito a temperatura promedio de Cúcuta del módulo fotovoltaico seleccionado

$$\alpha = \frac{\alpha (\%)}{100} * I_{sc} = \frac{0.037}{100} * 9.27 = 3.43 mA/^\circ C \quad (30)$$

$$I_{sc}(40.07^\circ C) = I_{sc} + \alpha * (T - 25) \quad (31)$$

$$I_{sc}(40.07^\circ C) = I_{sc} 9.27 + (0.00343) * (40.07 - 25) = 9.321 A$$

Potencia máxima en el caso más desfavorable:

$$P_{m\acute{a}x \text{ caso desfavorable}} = \left(1 - \frac{t(\%)}{100}\right) * P_{m\acute{a}x} = 270 \left(1 - \frac{3}{100}\right) = 261.9 W \quad (32)$$

Potencia máxima en el caso más favorable

$$P_{m\acute{a}x \text{ caso favorable}} = \left(1 + \frac{t(\%)}{100}\right) * P_{m\acute{a}x} = 270 \left(1 + \frac{3}{100}\right) = 278.1 W \quad (33)$$

7.4 DIMENSIONADO DEL SISTEMA DE ACUMULACIÓN

La función de la batería o acumuladores en un sistema aislado de la red es proporcionar energía eléctrica durante la noche y durante aquellos días de nula o muy baja insolación. Por lo tanto, el criterio básico para calcular la capacidad de este sistema de acumulación es que tiene que garantizar el suministro de las necesidades de energía eléctrica diaria durante un número de días de autonomía fijados de antemano [9].

El número de días de autonomía depende del lugar y tipo de instalación. En lugares con largos periodos de baja insolación, con predominio de días nublados, hay que fijar más días de autonomía que en lugares donde predominan los días soleados.

7.4.1 Días de Autonomía para el Sistema Fotovoltaico Aislado. Los días sin brillo solar en el país se obtienen a través del atlas del IDEAM Imagen 11 y allí se localiza a la ciudad de Cúcuta.

Imagen 11. Promedio de Número de Días al mes sin Brillo Solar-Colombia [13]

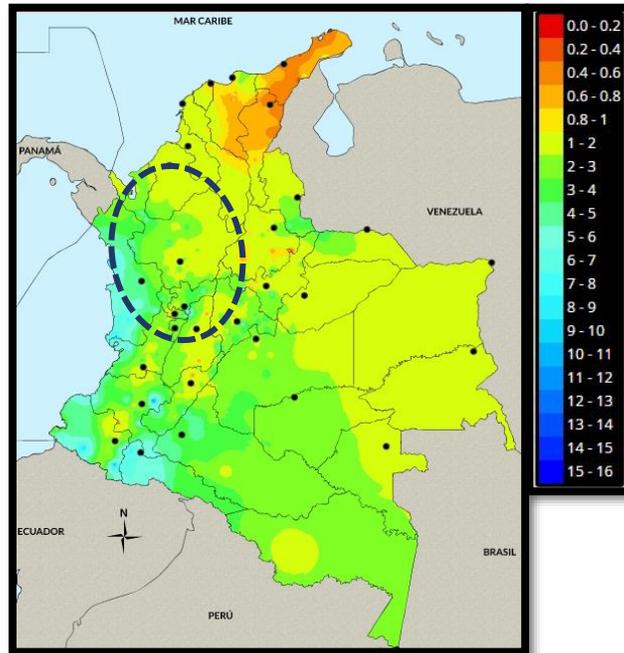
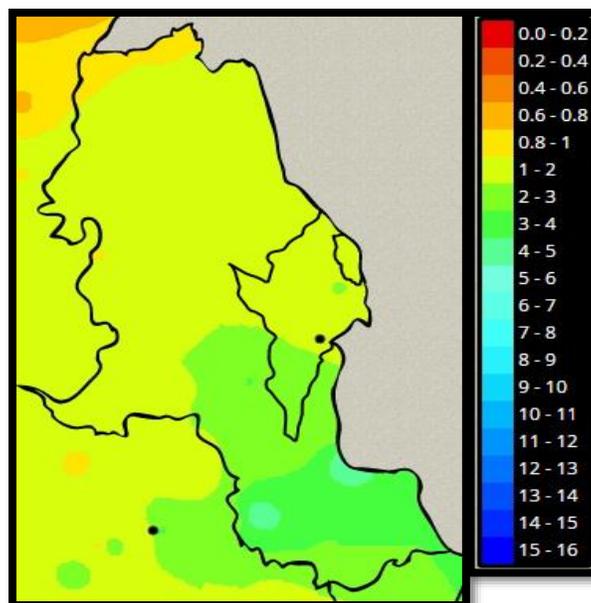


Imagen 12. Promedio de Número de Días al mes sin Brillo Solar-Cúcuta, Norte de Santander [13]



En la imagen 12 se observa que la franja que abarca mayor parte de la ciudad de Cúcuta corresponde a un rango de 1 a 2 días sin brillo solar, por tanto, se establecen como días de autonomía para el sistema fotovoltaico de 2 días.

Para alargar la vida útil de la batería de acumuladores es preciso fijar también una profundidad de descarga máxima ($PD_{m\acute{a}x}$) al final del periodo de autonomía fijado. Para este sistema se establece una descarga máxima del 70%, por tanto la batería que se seleccione tiene que cumplir con este requisito.

Fijados los días de autonomía y la profundidad de descarga, se calcula la capacidad del sistema de acumulación a partir del consumo medio diario. Como la capacidad de una batería se expresa en Ah, hay que calcular el consumo medio diario de la instalación en Ah, dividiendo el valor de la energía diaria calculado con el inventario de consumos, entre la tensión nominal [9]:

$$Q_d = \frac{W_d}{V_n} \quad (34)$$

$W_d = 3500 \text{ Wh} * \text{día}$ (De la Tabla 6.5.1.1)

$V_n: 24 \text{ V}$ (Del Numeral 6.6.2)

La capacidad total del sistema de acumulación se calcula con la expresión [9]:

$$C_n = \frac{Q_d * A}{PD_{m\acute{a}x} * \eta_{inv} * \eta_{rb}} \quad (35)$$

C_n : Capacidad de la batería de acumuladores para descarga en 20 horas (Ah).

Q_d : Consumo medio diario (Ah/día).

A : Días de autonomía del sistema (días).

$PD_{m\acute{a}x}$: Profundidad de descarga máxima. En tanto por uno.

η_{inv} : Rendimiento del inversor. En tanto por uno.

η_{rb} : Rendimiento del conjunto batería y regulador de carga. En tanto por uno.

$$Q_d = \frac{W_d}{V_n} = \frac{3500 W}{24 V} = 145.833 A \quad (36)$$

$A = 2 \text{ dias}$

$PD_{m\acute{a}x} = 0.5$

$\eta_{inv} = 1$ (Debido a que no se hace uso de inversor en el dise\~{n}o)

$\eta_{rb} = 0.8$ (La eficiencia de la bater\~{i}a resultante debe cumplir con esta especificaci3n t\~{e}cnica)

$$C_n = \frac{145.833 Ah * 2}{0.7 * 1 * 0.8} = 520.823 Ah \quad (37)$$

Si se sobredimensiona en exceso el sistema de acumulaci3n, el generador fotovoltaico nunca podr\~{a} cargarlo completamente y la bater\~{i}a tender\~{a} a sulfatarse. Para evitar esto, el valor de la capacidad del sistema de acumulaci3n no exceder\~{a} en 25 veces la corriente de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico [9]:

$$C_n < 25 * I_{G_{sc}}$$

C_n : Capacidad total de la bater\~{i}a de acumuladores (Ah).

$I_{G_{sc}}$: Intensidad de cortocircuito del generador fotovoltaico en CEM (A).

$$C_n < 25 * 37.2$$

$$C_n < 930$$

$$520.823 < 930 \text{ **SI CUMPLE**}$$

En consecuencia a lo calculado los requisitos que debe cumplir la bater\~{i}a del sistema fotovoltaico aislado son de una capacidad m\~{i}nima de 520.823 Ah, una eficiencia m\~{i}nima de 0.8 y una descarga de profundidad m\~{a}xima del 70%. La bater\~{i}a seleccionada se muestra en la imagen 13.

Imagen 13. Bater\~{i}a Rolls 550 Ah 6V



Características [Ver Anexo 2]

- Voltaje de la Batería 6V
- Amperios-Hora de la Batería 550 Ah
- Amperaje de la Batería Entre 300Ah – 600Ah
- Medidas de la Batería 318 x 181 x 425 mm
- Peso de la Batería 56 Kg
- Terminales incluidos Sí
- Porcentaje de Autodescarga 2% mensual
- Posición de Trabajo de la Batería Vertical

Cálculo de los elementos acumuladores a conectar en serie

El número de elementos acumuladores a conectar en serie se calcula dividiendo la tensión nominal del sistema entre la tensión del elemento elegido:

$$N_{bs} = \frac{V_n}{V_h} \quad (38)$$

N_{bs} :Número de elementos en serie.

V_n :Tensión nominal del sistema de acumulación (V).

V_h : Tensión de un elemento acumulador (V).

Teniendo un $V_n = 24V$ y un $V_h := 6V$ reemplazado en la ecuación 38, se determina que se hacen necesario conectar 4 elementos acumuladores para poder lograr el suministro de 24 V a la carga. En la imagen 14 se observa la batería.

Imagen 14. Cantidad de baterías necesarias



7.5 DIMENSIONADO DEL REGULADOR DE CARGA

Hay que determinar la tensión nominal, su intensidad nominal y la tensión máxima de entrada que tiene que soportar el regulador, estos valores se calculan según lo establecido en [3]:

- La tensión nominal V_R , tiene que coincidir con la tensión nominal del sistema de acumulación, V_n
- La intensidad nominal I_R , es el valor de la intensidad de cortocircuito, $I_{G_{sc}}$ del generador fotovoltaico en condiciones CEM con un factor de seguridad de 1,25.
- La tensión máxima en la entrada no debe ser sobrepasada por la tensión máxima de circuito abierto del generador fotovoltaico, $V_{G_{oc}}$ a la temperatura más desfavorable (-10 °C) de las células del módulo.

Con estos datos se consultan los catálogos de los fabricantes para seleccionar el regulador de carga que mejor se adapta a dichos parámetros (Ver imagen 15) [Ver anexo 3]

$$V_R = 24V \text{ (Del Numeral 6.6.2)}$$

$$I_{G_{sc}} = 37,2 A \text{ (Según numeral 6.6.3)}$$

$$I_R = 1.25 * I_{G_{sc}} = 1.25 * 37,2 A = 46.5 A$$

$$V_{Goc} < 38.9 V$$

Imagen 15. Regulador Seleccionado



7.5.1 Características Técnicas

Voltaje de regulador de carga 12/24 V

Amperios Máximos del regulador 40-50 A

Consumo del regulador de Carga 10 mA [Anexo 4]

7.6 DIMENSIONADO DE LOS CONDUCTORES DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO AISLADO

En general, la sección mínima normalizada del conductor necesario para una línea eléctrica de baja tensión viene determinada por las limitaciones de calentamiento y

caída de tensión que se pueden dar en el conductor y su cálculo se hace para que cumpla tres condiciones [11]:

Tramo 1: Conexión de los módulos conectados en paralelo cadena a la caja de conexiones del generador fotovoltaico, este conductor estará dimensionado para soportar la intensidad de cortocircuito de un módulo fotovoltaico en condiciones CEM.

$I_{sc} = 9.27 A$ Intensidad de cortocircuito de un módulo fotovoltaico

$CS = 1.25$ Coeficiente de seguridad

I_c = Intensidad para dimensionar el conductor

$$I_c = I_{sc} * CS \quad (39)$$

$$I_c = 9.27 A * 1.25 = 11.587 A$$

TRAMO 2 Y 3: Conexión de la caja de conexiones del generador fotovoltaico al regulador de carga y Conexión del regulador de carga con la batería de acumuladores, la corriente a considerar es la intensidad de cortocircuito del generador fotovoltaico en condiciones CEM.

$I_{G_{sc}} = 37,08 A$ Intensidad de cortocircuito del generador fotovoltaico

$CS = 1.25$ Coeficiente de seguridad

I_c = Intensidad para dimensionar el conductor

$$I_c = 37.08 A * 1.25 = 46.35 A$$

TRAMO 4: Conexión del regulador de carga con los circuitos de utilización. Intensidad consumida por la carga (Corriente de la carga= Potencia de la carga / Voltaje nominal de la carga).

$I_{carga} = 5,83 A$ Intensidad de cortocircuito del generador fotovoltaico

$CS = 1.25$ Coeficiente de seguridad

I_c = Intensidad para dimensionar el conductor

$$I_c = 5,83 A * 1.25 = 7,29 A$$

Tabla 36. Capacidades de corriente (A) permisibles para conductores aislados baja tensión [4]

Tamaño AWG ó MCM	60°C TW		75°C THW-THWN-THHW		90° C XLP- TTHN-THWN	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
18	-	-	-	-	14	-
16	-	-	-	-	18	-
14	20+	-	20+	-	25+	-
12	25+	20+	25+	20+	30+	25+
10	30+	25+	35+	30+	40+	35+
8	40	30	50	40	55	45
6	55	40	65	50	75	60

Tabla 37. Calibres de los conductores-Para cada tramo

TRAMO	CALIBRE 90°C THHN
1 MÓDULO-CAJAGENERADOR	14 AWG
2 GENERADOR-REGULADOR	8 AWG
3 BATERIA-REGULADOR	8 AWG
4 REGULADOR-CARGA	14 AWG

7.7 PROTECCIONES PARA EL SISTEMA FOTOVOLTAICO

Para nuestro sistema fotovoltaico aislado se utilizarán protecciones contra sobrecorrientes de las cuales existen opciones como las relacionadas en el numeral 1.3.9, de las cuales se selecciona los diodos de bloqueo para la protección individual de cada uno de los módulos fotovoltaicos y para el conjunto de módulos (Generador) se selecciona un interruptor termo-magnético.

Del numeral 1.3.9 se toman las ecuaciones que permiten establecer los valores nominales de operación para la selección de los diodos de bloqueo.

Se obtiene que:

$$I_{diodo} = 2 * I_{sc} = 2 * 9.27 A = 18.54 A \approx 20A$$

$$V_{inv.diodo} = 2 * V_{oc} = 2 * 38.56 = 77.12 V$$

Se debe seleccionar un diodo que soporte 20 A y un voltaje inverso mínimo de 100 V. En la imagen 16 se muestra el diodo seleccionado.

7.7.1 Aparatos de maniobra y protección en un sistema fotovoltaico autónomo

Diodos de bloqueo.

Cálculo diodos de bloqueo:

$$I_{diodo} = 2 * I_{sc} = 2 * 9.27 A = 18.54 A \approx 20A$$

$$V_{inv.diodo} = 2 * V_{oc} = 2 * 38.56 = 77.12 V$$

Imagen 16. Conector con diodo de bloqueo 20 amp 1000 volt mc4



Del numeral 1.3.9 se toman las ecuaciones que permiten establecer los valores nominales de operación para la selección de la protección general.

$$I_{\text{interruptor}} = I_{sc} \text{ del generador} = 37,08 \text{ A}$$

$$V_{\text{interruptor}} = V_{OC} \text{ generador} = 38,56 \text{ V}$$

El interruptor que se selecciona debe ser de una corriente nominal de 40 A con un voltaje nominal de 40 V. Se selecciona el interruptor 1P S501UC 40 A mostrado en la Imagen 6.1.2.

Imagen 17. Interruptor General de 40 A 1P S501UC B40 [Anexo 4]



Nota: El diseño final del Alumbrado público con generación fotovoltaica se puede observar en el Anexo 6.

7.8 PREPUESTO ALUMBRADO PÚBLICO SOLAR

Para determinar el costo de la implementación del alumbrado público solar diseñado, se generan tres ítems principales para la evaluación de costos.

- Poste
- Hoyo, Hincada, Aplomada Y Apisonada Poste Fibra De Vidrio 12 Mts
- Instalación sistema fotovoltaico y Luminarias

Los precios de los materiales y mano de obra son obtenidos a través de la base de datos manejada por CENS S.A. E.S.P. donde se encuentran relacionados cada uno de estos con valores actualizados.

A continuación se estima el costo de cada ítem que conlleva a la definición del costo total de la implementación del Alumbrado público con generación fotovoltaica diseñado:

ITEM: 1	POSTE
UNIDAD:	UNIDAD

1.- EQUIPO

DESCRIPCION	Tipo	Tarifa-Hora	Rendimiento	Vr. Unitario
HERRAMIENTA MENOR 5% DE MANO DE OBRA				999.60
			SUB TOTAL	999.60

2. MATERIALES

DESCRIPCION	Unidad	Cantidad	Prec.Unitario	Vr. Unitario
POSTE FIBRA DE VIDRIO(P.R.F.V) 12 mtsx1050				2,480,405.0
Kgs	Unidad	1	2480405	0
				0.00
			SUB TOTAL	2,480,405.0
				0

3. TRANSPORTE

DESCRIPCION	Unidad	Cantidad	Prec. Unitario	Vr. Unitario
Transporte, cargue y descargue	Unidad	1	40799.8	40,799.80
SUB TOTAL				40,799.80

4. MANO DE OBRA

CANTIDAD	TRABAJADOR	Jornal Hora	Prestac. 75%	Jornal Total	Rendimiento	Vr. Unitario
1	OFICIAL	20399.9	15299.925	35699.82 5	5	7,139.97
3	AYUDANTES	12239.94	9179.955	64259.68 5	5	12,851.94
SUB TOTAL						19,991.90

COSTO DIRECTO \$

2,542,196.3

5.- COSTOS INDIRECTOS

DESCRIPCION	Porcentaje	Vr. Unitario
ADMINISTRACION	22%	559,283.19
IMPREVISTOS	3%	76,265.89
UTILILIDAD	5%	127,109.81

TOTAL COSTO INDIRECTO

762,658.89

**PRECIO
UNITARIO TOTAL \$**

3,304,855.2

PRECIO UNITARIO TOTAL (APROXIMADO AL PESO)\$

3,304,855

ITEM: 2	HOYO, HINCADA, APLOMADA Y APISONADA POSTE FIBRA DE VIDRIO 12 MTS
UNIDAD:	m3

1.- EQUIPO

DESCRIPCION	Tipo	Tarifa-Hora	Rendimiento	Vr. Unitario
HERRAMIENTA MENOR 5% DE LA MANO DE OBRA				4,700.48
			SUB TOTAL	4,700.48

2. MATERIALES

DESCRIPCION	Unidad	Cantidad	Prec.Unitario	Vr. Unitario
Cemento Gris 50 kg ARGOS	Unidad	0.5	27500	13,750.00
Ladrillo Prensado macizo 24,5 x 12 x 5,5 cm 60u/m2	Unidad	40	670	26,800.00
			SUB TOTAL	40,550.00

3. TRANSPORTE

DESCRIPCION	Unidad	Cantidad	Prec.Unitario	Vr. Unitario
Grúa	Hora	0.5	234804	117,402.00
			SUB TOTAL	117,402.00

4. MANO DE OBRA

CANTIDAD	TRABAJADOR	Jornal Hora	Prestac. 75%	Jornal Total	Rendimien to	Vr. Unitario
4	AYUDANTES	20144.9	15108.675	141014.3	1.5	94,009.53
					SUB	
					TOTAL	94,009.53
COSTO DIRECTO \$						256,662.01

5.- COSTOS INDIRECTOS

DESCRIPCION	Porcentaje	Vr. Unitario
ADMINISTRACION	22%	56,465.64
IMPREVISTOS	3%	7,699.86
UTILILIDAD	5%	12,833.10
TOTAL COSTO INDIRECTO		76,998.60
PRECIO UNITARIO		
TOTAL \$		333,660.61
PRECIO UNITARIO TOTAL(APROXIMADO AL PESO)\$		333,661

ITEM: 1.3	INSTALACIÓN SISTEMA FOTOVOLTAICO Y LUMINARIAS
UNIDAD:	UNIDAD

1.- EQUIPO

DESCRIPCION	Tipo	Tarifa-Hora	Rendimiento	Vr. Unitario
HERRAMIENTA MENOR 5% DE LA MANO DE OBRA				17.312,23
SUB TOTAL				17.312,23

2. MATERIALES

DESCRIPCION	Unidad	Cantidad	Prec.Unitario	Vr. Unitario
Luminaria	Unidad	2	1648178	3.296.356,00
Brazo Metálico para A.P DE 1"*1.35 con doble abrazadera 6-8	Unidad	2	122300	244.600,00
Panel Solar 24 V 270 W	Unidad	4	9211077	3.684.308
Base Para 4 Paneles Solares	Unidad	1	650899	650.899,00
Cable Cu 14 AWG	Metros	8	1026	8.208
Cable Cu 8 AWG	Metros	26	3025	78.650,00
Regulador de carga 12V/24V 50 ^a	Unidad	1	256543,012	256.543,01
Banco de Batería Rolls 24 V 550 Ah	Unidad	1	5341543,3	5341543,3
Diodos de bloqueo 20A	Unidad	4	30644,1718	122576,6872

Totalizador 40 A	Unidad	1	221400	221400
Fotocontrol 24 V DC 240 W	Unidad	2	8900	17800
Tubo metálico galvanizado 3/4"	Metros	1,5	9832	14748
kit puesta a tierra para baja tensión (incluye electrodo de puesta a tierra)	Unidad	1	129518	129518
SUB TOTAL				13.547.150,00

3. TRANSPORTE

DESCRIPCION	Unidad	Cantidad	Prec. Unitario	Vr. Unitario
Transporte cargue y descargue	Unidad	1	40799,8	40.799,80
Grua	Horas	0,5	237804	118.902,00
SUB TOTAL				159.701,80

4. MANO DE OBRA

CANTIDAD	TRABAJADOR	Jornal-Día	Prestac. 75%	Jornal Total	Rendimiento	Vr. Unitario
1	Técnico Especialista	41785	31338,75	73123,75	0,5	146.247,50
2	Ayudantes	28571	21428,25	99998,5	0,5	199.997,00
SUB TOTAL						346.244,50

COSTO DIRECTO \$

14.070.408,52

5.- COSTOS INDIRECTOS

DESCRIPCION	Porcentaje	Vr. Unitario
ADMINISTRACION	22%	3.095.489,88
IMPREVISTOS	3%	422.112,26
UTILILIDAD	5%	703.520,43
TOTAL COSTO INDIRECTO		4.221.122,56
	PRECIO UNITARIO	
	TOTAL \$	18.291.531,08
	PRECIO UNITARIO TOTAL (APROXIMADO AL PESO)\$	18.291.531

En la tabla 38 se relaciona el costo total de la instalación de unidad de Alumbrado Público (Poste con dos Luminarias con generación fotovoltaica).

Tabla 38. Presupuesto Implementación unidad de Alumbrado público con generación fotovoltaica.

ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANT.	V. UNITARIO	V.TOTAL
	INSTALACIÓN ALUMBRADO PÚBLICO SOLAR				
1	POSTE	UNIDAD	1,00	3.304.855,19	3.304.855,19
2	HOYO, HINCADA, APLOMADA Y APISONADA POSTE FIBRA DE VIDRIO 12 MTS	UNIDAD	1,00	333.660,61	333.660,61
3	INSTALACIÓN SISTEMA FOTOVOLTAICO Y LUMINARIAS	UNIDAD	1,00	18.291.531,08	18.291.531,08
SUBTOTAL PRELIMINARES					21.930.046.88

El costo de implementación de unidad de alumbrado público con generación fotovoltaica es de veintiún millones novecientos treinta mil cuarenta y seis pesos colombianos, incluyendo materiales y mano de obra.

En la tabla 39 se relaciona el costo total de la instalación del Alumbrado Público para la iluminación de toda la avenida 7 y 7ª entre la redoma monumento al Indio y la avenida libertadores (Avenida el Aeropuerto) de la Ciudad de Cúcuta que tiene una longitud de 2.8 km aproximadamente y que cuenta con cuatro calzadas.

Tabla 39. Presupuesto Implementación Alumbrado público con generación fotovoltaica.

ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANT.	V. UNITARIO	V.TOTAL
	INSTALACIÓN ALUMBRADO PÚBLICO SOLAR				
1	POSTE	UN	140,00	3.304.855,19	462.679.726,07
2	HOYO, HINCADA, APLOMADA Y APISONADA POSTE FIBRA DE VIDRIO 12 MTS	UN	140,00	333.660,61	46.712.485,82
3	INSTALACIÓN SISTEMA FOTOVOLTAICO Y LUMINARIAS	UN	140,00	19.655.279,59	2.751.739.142,33
SUBTOTAL PRELIMINARES					3.070.206.563,3

El costo total de implementación del alumbrado público con generación fotovoltaica para la avenida “El aeropuerto” de la ciudad de Cúcuta es de tres mil setenta millones doscientos seis mil quinientos sesenta y tres pesos.

8. VIABILIDAD TÉCNICA, OPERACIONAL Y ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL ALUMBRADO PÚBLICO CON GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

La ciudad de San José de Cúcuta es privilegiada por sus altos niveles de Irradiación ($6144 \text{ Wh/m}^2 \cdot \text{día}$) lo que la hace atractiva para la generación fotovoltaica. Esta ciudad cuenta con las condiciones óptimas para el aprovechamiento de esta fuente de energía. Cuenta con pocos días sin brillo solar, siendo tan solo de 2 días promedio mensual. Lo que asegura una fuente continua de radiación solar para el óptimo desempeño del sistema fotovoltaico diseñado. Y aunque los días sin brillo solar se presentaran de forma continua el diseño del sistema fotovoltaico aislado está diseñado para suministrar la potencia necesaria para el funcionamiento adecuado de la carga. La característica más crítica del sistema fotovoltaico es el del almacenamiento de energía lo que conlleva a determinar el grado de autonomía del alumbrado público con generación fotovoltaica que fue diseñado para dar cumplimiento a una sostenibilidad del proceso durante dos noches. En apoyo a la producción de energía eléctrica de forma continua y confiable durante el día para su debida acumulación se seleccionó el tipo de módulo fotovoltaico mono-cristalino que ofrece una mayor eficiencia aunque su costo se hace más elevado. Haciendo que el sistema de Alumbrado Público con generación fotovoltaica sea viable desde el punto de vista operacional.

En el alumbrado público con generación fotovoltaica diseñado para la avenida “El Aeropuerto” todos sus elementos calculados coinciden con productos disponibles en el mercado actual lo que asegura su posible implementación. Pues ya existen modelos prediseñados de alumbrado público con generación fotovoltaica disponibles en el mercado internacional, aunque la mayoría cuentan la exigencia de niveles de potencia y lúmenes de bajo rango destinados a tipos de vías con menores niveles de iluminación a la trabajada en este proyecto, como vías peatonales y de

baja circulación vehicular que no requieren de luminarias con potencia elevadas (>70 W tipo LED).

Algunos de los materiales requeridos para la instalación de este tipo de alumbrado público con generación fotovoltaica, requieren de importación dado a que en el país de Colombia no se encuentran disponibles, como lo son las baterías dimensionadas, las luminarias con las características especificadas, los diodos de bloqueo e interruptor general DC. Lo que hace que se eleven los costos para la adquisición de los elementos que componen el alumbrado público con generación fotovoltaica.

Para determinar la viabilidad económica del sistema de Alumbrado público con generación fotovoltaica diseñado se hace necesario realizar un estudio de costo y el actual de lo que se obtiene que:

- El alumbrado público actual consume una energía mensual de 32,743 kWh de la tabla 14 y el diseño consume una energía mensual de 14,070 kWh lo que representa un ahorro de 18,673 kWh de energía eléctrica mensual si se implementara el alumbrado público propuesto.
- El costo de la energía consumida por el sistema fotovoltaico actual es de 11.742.715.33 pesos y el costo de la energía eléctrica consumida por el alumbrado público propuesto sería de 0 pesos.
- Con el costo mensual que tiene la energía que consume el alumbrado público actual durante aproximadamente 22 años, se cubre el costo de la implementación del sistema de alumbrado público con generación fotovoltaica.

CONCLUSIONES

La fuente de adquisición de datos de radiación solar de la ciudad de San José de Cúcuta seleccionada fue la base de datos del IDEAM suministrada por la estación meteorológica ubicada en la Universidad Francisco de Paula Santander durante el periodo de los años de 2006 a 2014, dada que la estación meteorológica se encuentra en un lugar cercano a la zona de estudio.

La ciudad de San José de Cúcuta presenta los niveles de Irradiación solar más bajos en los meses de Diciembre y Marzo con valores promedio mensual de 4819.7 y 4660.8 Wh/m²*día. Siendo la Irradiación presentada en el mes de Marzo la utilizada para realizar el diseño del sistema fotovoltaico. Y los meses en que se presentan una mayor Irradiación solar promedio mensual son Agosto y Septiembre con valores de 6144 y 57797 Wh/m²*día.

El circuito de Alumbrado Público seleccionado para desarrollo del diseño se estableció en la zona de la avenida 7 y 7ª entre la redoma monumento al Indio y la avenida Libertadores de la ciudad de San José de Cúcuta.

La configuración seleccionada para el diseño del Alumbrado Público con generación fotovoltaica fue una configuración con disposición de doble central doble para las luminarias y postes. Y una configuración de un sistema fotovoltaico aislado de la red.

Todos los elementos dimensionados que componen el alumbrado público con generación fotovoltaica se encuentran disponibles en el mercado actual haciendo este diseño viable desde el punto de vista técnico.

El sistema de Alumbrado público con generación fotovoltaica diseñado cuenta con una sostenibilidad del proceso de 20 años.

El costo de la implementación del alumbrado público con generación fotovoltaica diseñado es de \$ 3.070.206.563,3 (m/cte).

El Alumbrado Público actual consume 32,743 kWh mensuales lo que equivale a \$11,742,715.33 pesos mensuales, por tanto, con lo que se paga la energía mensual de este sistema de alumbrado público actual durante 22 años, se podría cancelar la totalidad de la implementación del sistema de Alumbrado público con generación fotovoltaica diseñado.

La vida del banco de baterías es de aproximadamente 3 años, por tanto durante el periodo de vida de un panel solar que es de 25 años, se hace necesario reemplazar ocho veces el banco de baterías que equivale a un valor de \$42.732.344. Y dado que aproximadamente el valor de la instalación del sistema de generación fotovoltaica se cubre en 22 años quedarían 3 años para generar ganancias que equivalen a un valor de \$ 422.737.751,9 que cubren el costo del reemplazo de las baterías durante este tiempo.

Se determina que no se puede afirmar que el sistema sea económicamente viable ya que no generará ganancias significativas pero si será autosustentable. Dado que su vida útil es aproximadamente el mismo tiempo en el que se recuperará la inversión. Pero con la gran ventaja de que el sistema propuesto es amigable con el medio ambiente y que la energía que se le suministra al sistema se obtiene de forma gratuita.

RECOMENDACIONES

Para realizar el diseño de un sistema de alumbrado público con generación fotovoltaica se deben tomar como datos guía del diseño del sistema fotovoltaico los que se presente en las condiciones más desfavorables para el mismo, es decir, tomar las temporadas menos favorables para la radiación solar del lugar seleccionado para objeto de estudio.

El diseño de un sistema de alumbrado público con generación fotovoltaica debe ser enfocado y diseñado para vías o zonas de bajos niveles de iluminación tales como vías peatonales y de poca circulación vehicular, ya que para este tipo de vía o zona se hace uso de luminarias con menor potencia siendo proporcional a estas la potencia exigida para los módulos fotovoltaicos y la potencia del sistema de acumulación resultante. Por tanto se obtendría un diseño menos robusto y con una mayor viabilidad técnica.

Un sistema de alumbrado público con generación fotovoltaica se recomienda para zonas despejadas (Sin edificios, construcciones u objetos que puedan generar sombras sobre los módulos fotovoltaicos) evitando pérdidas por sombras y asegurando un óptimo funcionamiento del sistema fotovoltaico.

Para el sistema fotovoltaico se recomienda el uso de paneles mono-cristalinos porque tienen una mayor eficiencia, asegurando la producción de energía eléctrica para el alumbrado público y aumentando el grado de confiabilidad en la operación del sistema diseñado, aunque esto mismo represente un costo económico más elevado.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] A. Macías, J. Andrade. *Estudio de generación eléctrica bajo escenario de cambio climático*. [Online] Colombia: UPME Unidad de Planeación Minero Energética, USAID del pueblo de los Estados Unidos de América. 2012 Disponible en:http://www1.upme.gov.co/sites/default/files/generacion_electrica_bajo_escenarios_cambio_climatico.pdf

[2] E. Páez, C. Erasmo. *Alumbrado Público Exterior*. [Online] Colombia: Universidad Nacional de Colombia, UPME Unidad de Planeación Minero Energética. 2007 Disponible en: http://www.upme.gov.co/Docs/Alumbrado_Publico.pdf.

[3] A. Ibatá, N. Saénz. “Recopilación y Construcción de la Información para la Características de la Movilidad del Área Metropolitana Urbana de San José de Cúcuta y su Relación Funcional con los Municipios de Ureña y San Antonio de Táchira”. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ingeniería. Informe de Recopilación de información secundaria y construcción de la malla vial. Versión 1.0, 24 de julio de 2007.

[4] Ministerio de Minas y Energía. “Diseños y cálculos de Alumbrado Público”. En *Reglamento Técnico de Iluminación y Alumbrado Público RETILAP*. MinMinas, Colombia 2009.

[5] S. Saldarriaga, *La energía natural que mueve al mundo*, [online]. Colombia: Revista el Tiempo, 2015 Disponible en: www.eltiempo.com/contenido-comercial/especiales-comerciales/energía-solar-en-colombia/15901037.

[6] J. Méndez, R. Cuervo. “Energía Solar Fotovoltaica”, En *Energía Solar Fotovoltaica*. Editorial Fundación Confemetal. Príncipe de Vergara, 74-28006 Madrid. 2ª Edición. 2007, pp. 35-41.

[7] T. Díaz, G. Carmona, “Componentes de una Instalación Solar Fotovoltaica”. En *Instalaciones Solares Fotovoltaicas*, Editorial Mac Graw-Hill Interamericana de España, SL, 2010, pp. 8-30.

[8] A. Castejón, G. Santamaría. “Módulos fotovoltaicos”. En *Instalaciones solares fotovoltaicas*. Editorial Editex, S.A.: Vía Dos Castillas. 33 C.E. Ática 7, edificio 3ª, oficina B 28224 Pozuelo de Alarcón (Madrid), 2010, pp. 6-45.

[9] A. Castejón, G. Santamaría. “Baterías y Acumuladores”. En *Instalaciones solares fotovoltaicas*. Editorial Editex, S.A.: Vía Dos Castillas. 33 C.E. Ática 7, edificio 3ª, oficina B 28224 Pozuelo de Alarcón (Madrid), 2010, pp. 46-91.

[10] A. Castejón, G. Santamaría. “Reguladores e Inversores”. En *Instalaciones solares fotovoltaicas*. Editorial Editex, S.A.: Vía Dos Castillas. 33 C.E. Ática 7, edificio 3ª, oficina B 28224 Pozuelo de Alarcón (Madrid), 2010, pp. 92-125.

[11] A. Castejón, G. Santamaría. “Instalación fotovoltaica (I)”. En *Instalaciones solares fotovoltaicas*. Editorial Editex, S.A.: Vía Dos Castillas. 33 C.E. Ática 7, edificio 3ª, oficina B 28224 Pozuelo de Alarcón (Madrid), 2010, pp. 126-163.

[12] M.E. García, *Energía Solar en Colombia*, [online]. Colombia: América Fotovoltaica Industria de las energías renovables, 2016 Disponible en: www.laguiasolar.com/energia-solar-en-colombia/.

[13] H. Benavides. *Atlas de Radiación Solar de Colombia* [online]. Colombia: IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales, 2015 Disponible en: atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiación.html.

[14] NASA, *Surface Meteorology and Solar Energy* [Online] EE UU: Science Data At The NASA Langley Research Center. 2016 Disponible en: <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi>

[15] Google, *Mapa Ciudad San José de Cúcuta Av. Aeropuerto*. [Online] Colombia: Google Maps, 2016. Disponible en: <https://www.google.com.co/maps/@7.9054495,-72.50555417,21z>.

[16] CENS. "Circuitos de Alumbrado Público San José de Cúcuta". Software MapServer. Centrales Eléctricas de Norte de Santander CENS. 2016.

[17] IDEAM. *Acerca de la entidad* [Online] Colombia: Instituto de Hidrología, Meteorología Estudios Ambientales IDEAM. 2014 Disponible en: <http://www.ideam.gov.co/web/entidad/acerca-entidad>.

[18] H. Benavides. (2016, Mayo 06). *Tabla de Irradiación Solar San José de Cúcuta Periodo 2004-2016* [Online]. Disponible en correo: hbenavides@ideam.gov.co Mensaje: Respuesta IDEAM – Radiación Cúcuta.

[19] E. Kazer, N Loeb. *CERES Clouds ante Earth's Radiant Energy System Information and Data* [online]. Estados Unidos: NASA 2016.

[20] Schréder S.A. *Ampera Solución LED para Optimizar su Inversión*. [Online]: Bélgica: Forest Stewardship Council.G. Kokken. 2014 Disponible en: <http://www.schreder.com/SiteCollectionDocuments/Products/Ampera/AMPERA-Brochures/2014-09-10-V2/AMPERA-Espanol-Folleto-V2.pdf>.

[21] IDAE. *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de la Red* [Online] España: Instituto para la Diversificación y ahorro de Energía IDAE. C/ Madera, 8 E-28004 Madrid. 2009 Disponible en: http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_FV_Pliego_aisladas_de_red_09_d5e0a327.pdf.

[22] A. Mermoud, M Viloz, *PVsyst*. Photovoltaic Software. Copyright Pvsyst SA, Version 5.55, 2012.

[23] ROLLS. *Batería 6V S550Ah*. [Online] España: AutoSolar 2016 Disponible en:
https://autosolar.es/baterias/bateria-rolls-6v-550ah-s550_precio

ANEXOS

ANEXO 1. Módulo Solar Fotovoltaico Red Solar



Paneles solares monocristalinos RED270-60M y RED260-60M con 60 células de alto rendimiento

- Alta eficiencia, 3 busbar
- Apariencia en negro "full black"
- Calidad de fabricación y certificación

La gama de paneles solares más completa en calidad, tecnologías y rendimiento

La gama de paneles solares de RED SOLAR de tecnología monocristalina y policristalina cuentan con una alta eficiencia, una tolerancia del $\pm 3\%$ y alta calidad de fabricación.

Seguimos aumentando la eficiencia

La tecnología de fabricación de RED SOLAR vuelve a superarse y consigue una eficiencia de hasta el 18,34% de célula (según modelo) superando la eficiencia de la gama anterior, y su triple busbar reduce las pérdidas de potencia.

Paneles con clase, apariencia "full black"

Tanto las células como el marco y la hoja trasera de los paneles son de color negro, dándole una presencia visual ideal en las instalaciones, integraciones y proyectos.

Características destacadas

- Células solares de alta eficiencia con transmisión y cristal texturizado .
- Diodo de bypass para minimizar las pérdidas por sombras. Vidrio templado con encapsulado EVA y película de protección frente al medio ambiente, con marco de aluminio.
- Cumple las certificaciones internacionales (CE, TÜV) y está incluido en el programa PV Cycle.

Garantías

- 10 años por producto defectuoso en material y mano de obra
- 10 años el 90% de la salida de potencia mínima garantizada
- 25 años el 80% de la salida de potencia mínima garantizada



Anexo 2. Batería Rolls



FLOODED DEEP CYCLE BATTERIES

S-550



CONTAINER:	High Density Polypropylene
COVER:	High Density Polypropylene
TERMINALS:	Flag M
HANDLES:	Rope

WEIGHT DRY:	43 kg	94 Lbs.
WEIGHT WET:	56 kg	123 Lbs.
LENGTH:	318 mm	12 1/2 Inches
WIDTH:	181 mm	7 1/8 Inches
HEIGHT:	425 mm	16 3/4 Inches

6 VOLTS

PLATE HEIGHT:	293 mm	11.550 Inches
PLATE WIDTH:	143 mm	5.625 Inches
THICKNESS (POSITIVE):	4.32 mm	0.170 Inches
THICKNESS (NEGATIVE):	3.05 mm	0.120 Inches

COLD CRANK AMPS (CCA):	0°F / -17.8°C	1315
MARINE CRANK AMPS (MCA):	32°F / 0°C	1645
RESERVE CAPACITY (RC @ 25A):		931 Minutes

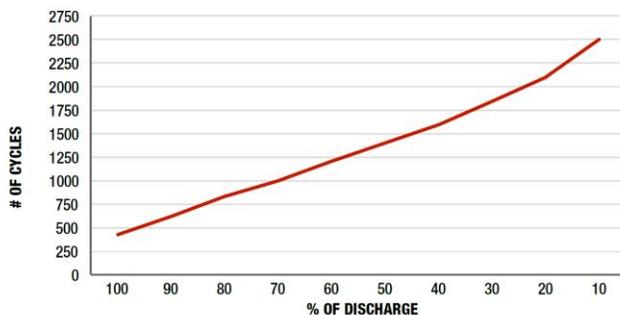
CAPACITY 428 AH

HOUR RATE:	SPECIFIC GRAVITY	CAPACITY / AMP HOUR	CURRENT / AMPS
@ 100 HOUR RATE	1.280	554	5.54
@ 72 HOUR RATE	1.280	524	7.28
@ 50 HOUR RATE	1.280	500	10.00
@ 24 HOUR RATE	1.280	441	18.37
@ 20 HOUR RATE	1.280	428	21.40
@ 15 HOUR RATE	1.280	401	26.76
@ 12 HOUR RATE	1.280	381	31.74
@ 10 HOUR RATE	1.280	364	36.38
@ 8 HOUR RATE	1.280	342	42.80
@ 6 HOUR RATE	1.280	317	52.79
@ 5 HOUR RATE	1.280	300	59.92
@ 4 HOUR RATE	1.280	278	69.55
@ 3 HOUR RATE	1.280	253	84.17
@ 2 HOUR RATE	1.280	218	109.14
@ 1 HOUR RATE	1.280	154	154.08

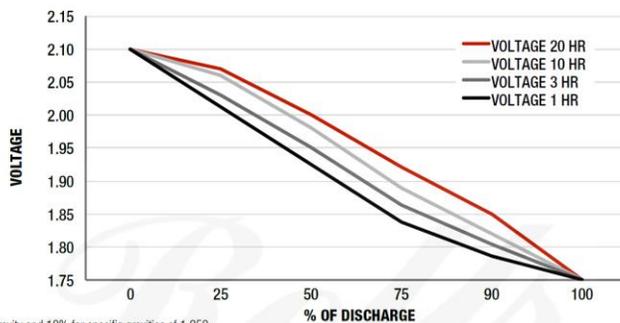


CELLS:	17 Plates/Cell	3 Cell
SEPARATOR THICKNESS:	2 mm	0.061 Inches
GLASS MAT INSULATION:	1 mm	0.02 Inches
ELECTROLYTE RESERVE: ABOVE PLATES	57 mm	2.25 Inches

CYCLE LIFE VS. DEPTH OF DISCHARGE



VOLTAGE VS. DEPTH OF DISCHARGE



Amphère Hour capacity ratings based on specific gravities of 1.280. Reduce capacities 5% for 1.265 specific gravity and 10% for specific gravities of 1.250

WWW.ROLLSBATTERY.COM

SURRETTE BATTERY COMPANY 1 STATION RD SPRINGHILL, NS CANADA B0M 1X0

SPEC 01

13-12-01 REV. 1

ANEXO 3. Regulador de Voltaje Leo 20 50A



LEO 20

REGULADOR SOLAR DE CARGA

El sistema de regulación y control LEO 20 proporciona un óptimo control y gestión de la carga de los acumuladores de su sistema solar fotovoltaico, protegiendo a todos los elementos de su instalación.

El diseño de esta serie de reguladores responde a sistemas de pequeña y mediana potencia, en los que no es necesaria instrumentación adicional y se pretende implementar un completo sistema de regulación digital que sea fiable, flexible y de muy bajo consumo.

Los reguladores LEO 20 implementan un algoritmo inteligente que logra que el regulador se integre en el sistema optimizando sus tareas de regulación y gestión de la carga. Los reguladores LEO 20 realizan electrónicamente las tareas de mantenimiento de los acumuladores de manera automática, prolongando así su vida útil.

El regulador LEO 20 llega configurado y calibrado de fábrica, está listo para funcionar desde el primer momento, sólo necesita conectarlo.

Todos los modelos con teclado cuentan con función de control de luminarias (FAR).

La familia de reguladores LEO 20 permite interconectarse para ampliar la capacidad de carga a razón de 50 A por equipo, hasta un total de 400 A, formado por un maestro y hasta 7 esclavos.

Características principales

- Carga de baterías por modulación de anchura de pulso (PWM) mediante Hysteresis-band (HB)
- Consumo muy reducido
- Gestión inteligente de carga para alargar la vida de las baterías
- Indicación instantánea del estado de la carga (SOC)
- Reconocimiento automático de tensión para 12/24 V
- Disponible a tensión de 48 V
- Completa información del proceso: tensiones, intensidades, energías, alarmas, temperaturas
- Relés de estado sólido en líneas de paneles y consumo
- Compensación dinámica por temperatura
- Compensación dinámica de intensidad
- Interfaz de navegación intuitivo
- Algoritmo adaptativo de control de carga dinámica por histórico
- Control automático y adaptativo de luminarias (FAR).
- Desconexión automática de paneles para evitar fugas nocturnas, función diodo de bloqueo
- Parámetros operativos configurables (*)
- Autochequeo funcional del equipo (Self test)
- Corrección de pérdidas por cableado
- Control de alarmas por ventanas
- Monitorización via internet (**)
- Opción de desconexión manual del consumo
- Salida de 3 relés de alarma con contactos libres de potencial (*)
- Entradas de shunt externo, tensión auxiliar de batería, temperatura batería externa (*)
- Ampliación capacidad de carga, mediante sistema plug&play interconexión 1 maestro + 7 esclavos (400 A) Max.

(*) según modelo
(**) bajo pedido



Protecciones del sistema

El regulador LEO 20, incorpora protecciones para el propio regulador y todos los equipos que pueda tener conectados, paneles, baterías, consumos, etc.

- Cortocircuito en paneles/consumo
- Sobretensiones en la entrada de paneles
- Protección frente a descargas excesivas
- Sobrecorrientes en paneles/consumo
- Desconexión de batería
- Inversión de polaridad
- Sobretemperatura

Alarmas

El LEO20 incorpora un avanzado sistema de detección de situaciones anómalas en el funcionamiento del proceso. Ante una situación de alarma, el equipo avisará mediante una señal acústica repetitiva y con un mensaje en pantalla, además de activarse un relé con contactos disponibles al usuario, con un total de 3 relés para cada conexión; grupo electrógeno, batería baja y batería alta.

Visualización

Un intuitivo sistema de menús nos permite obtener todos los datos del proceso y mostrarlos de forma gráfica en pantalla. Display LCD retroiluminado de dos líneas y 16 caracteres muestra todos los datos del sistema y el proceso, de forma clara y ordenada.

Certificaciones

- Conforme a los estándares CE de seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética
- Fabricado en España
- Fabricado según normas DIN EN ISO 9001:2000 y DIN EN ISO 14001:2004

Garantía

Garantía de 2 años por defecto de material o de fabricación.

atersa



Todo en energía solar fotovoltaica

www.atersa.com

CARACTERÍSTICAS

LEO 20

MODELOS

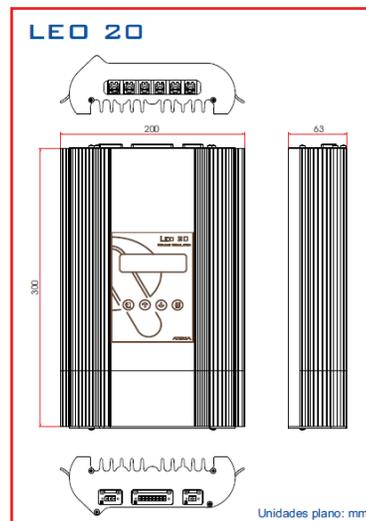
CARAC. ELÉCTRICAS	BÁSICO		MAESTRO		ESCLAVO	
Tensión Nominal (V)	12 / 24	12 / 24	48	12 / 24	48	
Tensión máxima Trabajo (V)	45	45	90	45	90	
Consumo medio regulador (mA)	10	10	12	10	12	
Corriente máxima Paneles / Consumo Constante (A) I _n (*)	50 / 50			50 / -		
Corriente máxima Paneles / Consumo 1 minuto (A) 1,2 x I _n	60 / 60			60 / -		
Corriente de Cortocircuito en Paneles / Consumo (A)	50 / 300			50 / -		
Tiempo de Detección de Cortocircuito	< 500 μs					
Rango de Temperatura de Funcionamiento	-20... +40 °C					
Rango de Temperatura de Almacenamiento	-20... +75 °C					
Precisión Medida de Tensión	2% FS + 2 dígitos					
Precisión Medida de Corriente	3% FS + 4 dígitos					
Resolución interna de la Tensión	0,1 V					
Resolución interna de la Corriente	0,01 A					
Entrada externa de Shunt	150 A / 60mV			NO		
Entrada externa Tensión Batería	NO	SI		NO		
Rango sonda externa temperatura	NO	-20... +80 °C		NO		
3 Relés de alarma	NO	30Vdc / 0,1 A		NO		
Teclado 4 teclas y Display LCD bajo Consumo	SI			NO		
Humedad Relativa (sin condensaciones)	< 90%					
Máxima Sección admisible en las bornas (mm ²)	25					
Altura máxima de trabajo	2500m					

(*) I_n = Corriente nominal a 40°C. Reducción corriente por temperatura: a 45°C la corriente es 45A, a 50°C la corriente es 35 A. -

CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS

Envolvente	Aluminio
Peso	2,00 kg.
Dimensiones (H x W x L)	300x200x63mm
Grado Protección	IP 20

FASES DE CARGA



*Nota: Aterasa se reserva el derecho de modificar las especificaciones del producto sin previo aviso y según sus propios criterios.

ATERSA MADRID
C/ Embajadores, 187-3º
28045 Madrid - España
tel. +34 915 178 452
fax. +34 914 747 467

ATERSA VALENCIA
P.Industrial Juan Carlos I
Avda. de la Foia, 14
46440 Almussafes
Valencia - España
tel. 902 545 111
fax. 902 503 355
e-mail: atersa@elecnor.com

ATERSA ITALIA
Centro Direzionale Colleoni
Palazzo Liocorno - ingresso 1
Via Paracelso n. 2
20864 Agrate Brianza
(MB) - Italia
tel. +39 039 2262482
fax. +39 039 9160546



Todo en energía solar fotovoltaica

www.aterasa.com

Anexo 4. Interruptor General



Order data

Circuit protection

Characteristic **B**

Rated current (A)	Type 1-pole	Module (25 mm)	Type 2-pole	Module (25 mm)	Type 3-pole	Module (25 mm)	Type 4-pole	Module (25 mm)
6	S501-B6	1	S502-B6	2	S503-B6	3	S504-B6	4
10	S501-B10	1	S502-B10	2	S503-B10	3	S504-B10	4
13	S501-B13	1	S502-B13	2	S503-B13	3	S504-B13	4
16	S501-B16	1	S502-B16	2	S503-B16	3	S504-B16	4
20	S501-B20	1	S502-B20	2	S503-B20	3	S504-B20	4
25	S501-B25	1	S502-B25	2	S503-B25	3	S504-B25	4
32	S501-B32	1	S502-B32	2	S503-B32	3	S504-B32	4
40	S501-B40	1	S502-B40	2	S503-B40	3	S504-B40	4
50	S501-B50	1	S502-B50	2	S503-B50	3	S504-B50	4
63	S501-B63	1	S502-B63	2	S503-B63	3	S504-B63	4

Heavy Duty Circuit Breakers S500

Technical Data

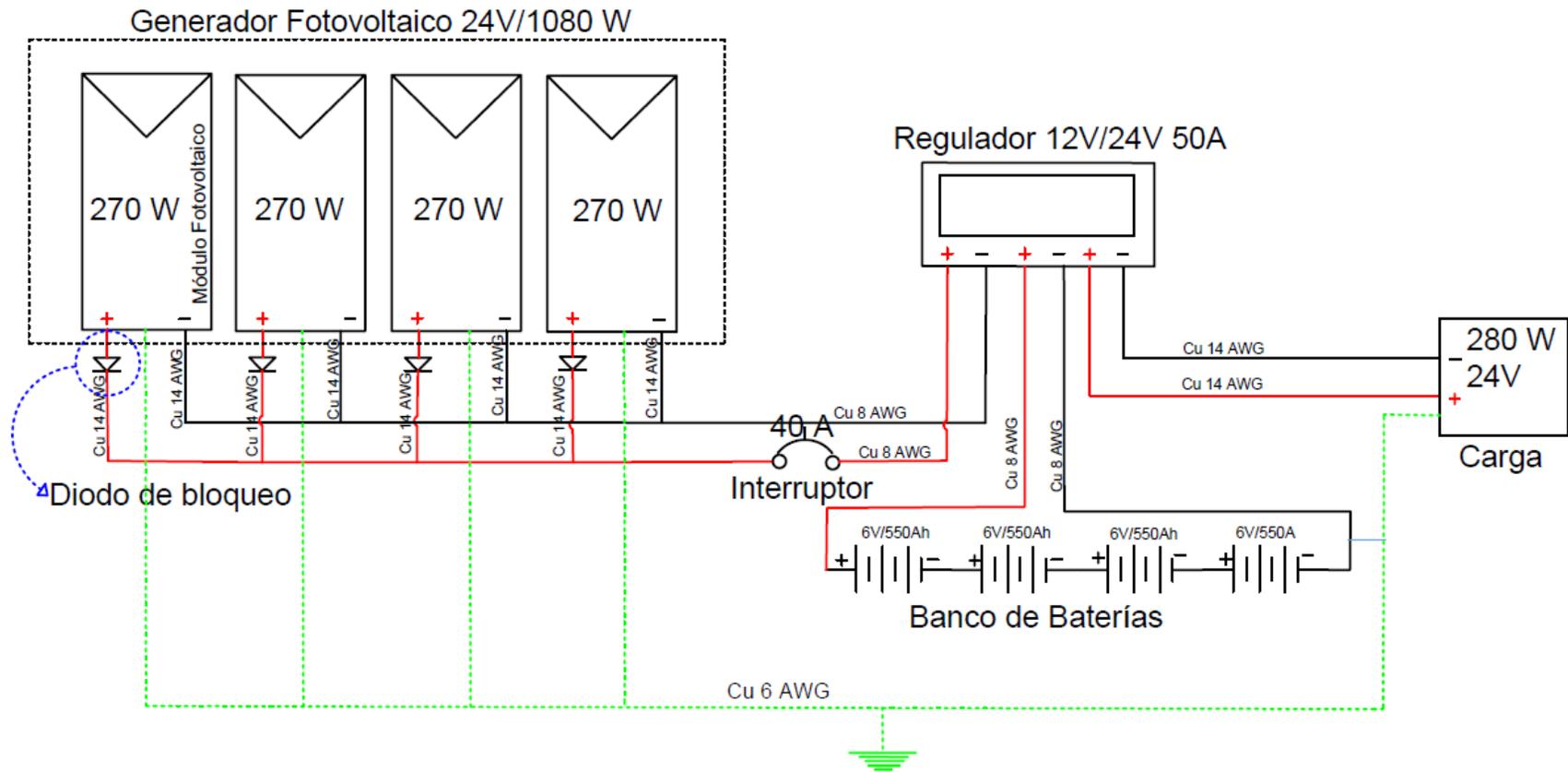
power dissipation/internal resistance per pole

Fixed version

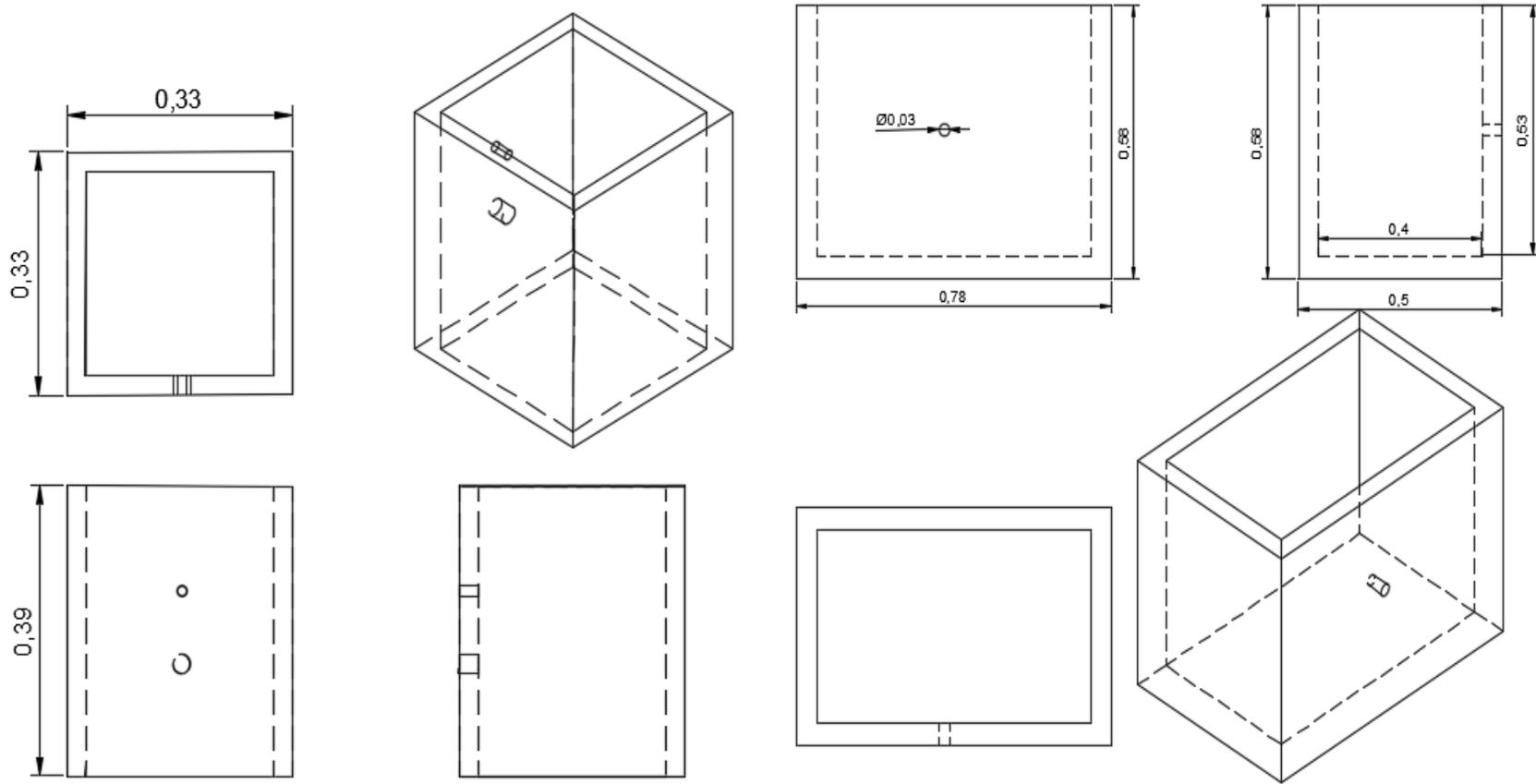
Rated current I_n (A)	S500-B S500-C S500UC-B R_i (Ω)	Power loss P_v (W)	S500-D R_i (Ω)	Power loss P_v (W)	Rated current I_n (A)	S500-KM R_i (Ω)	Power loss P_v (W)
6	0.0550	1.98	-	-	1.6	0.018	0.05
10	0.0152	1.52	0.0200	2.00	2.5	0.018	0.11
13	0.0120	2.03	0.0100	1.69	4	0.009	0.14
16	0.0084	2.15	0.0071	1.82	6	0.009	0.32
20	0.0065	2.60	0.0050	2.00	9	0.009	0.65
25	0.0045	2.81	0.0035	2.19	20	0.0045	1.80
32	0.0035	3.58	0.0030	3.07	32	0.0018	1.84
40	0.0021	3.36	0.0019	3.04	52	0.0015	4.06
50	0.0017	4.25	0.0017	4.25	63	0.0014	5.56
63	0.0017	6.75	0.0017	6.75	75	0.0014	7.88

Upstream		Tmax T1 B, C, N TM 160											
Version	Trip	Rated current (A)											
Rated current (A)	Electromagnetic trip (A)	16	20	25	32	40	50	63	80	100	125	160	
Downstream	I_{cu} [kA]	Rated current (A)	Max. short-circuit (kA)										
S500-B, S500-C, S500-D	50	6	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	10.5	15	20	25	T
	50	10	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	8	10	20	25	T	
	50	13			4.5	4.5	4.5	7.5	10	15	25	T	
	50	16				4.5	4.5	7.5	10	15	25	T	
	50	20					4.5	7.5	10	15	25	T	
	50	25						6	10	15	20	T	
	50	32							7.5	10	20	T	
	50	40								10	20	T	
	50	50									15	T	
	50	63										T	

ANEXO 5. Esquema Sistema Fotovoltaico Diseñado

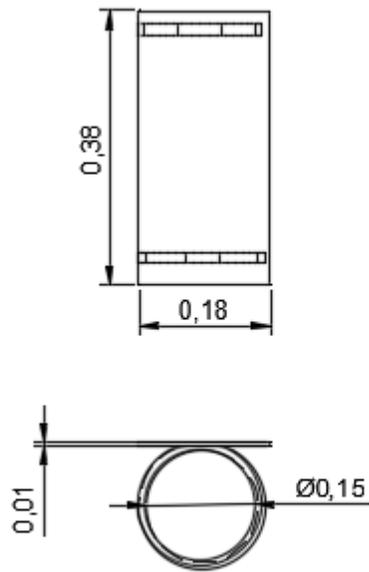


ANEXO 6. DIMENSIONAMIENTO DE ELEMENTOS DEL DISEÑO (METROS)

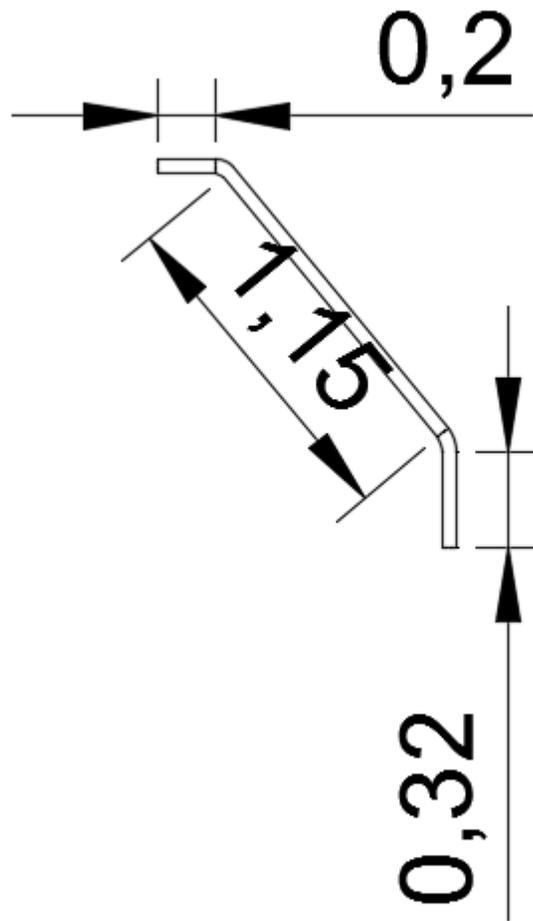
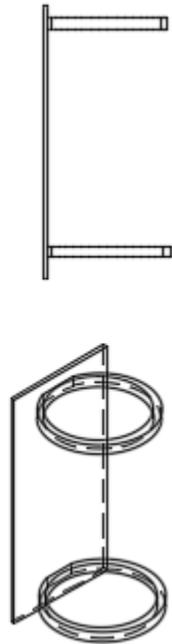


Caja electrodo puesta a tierra

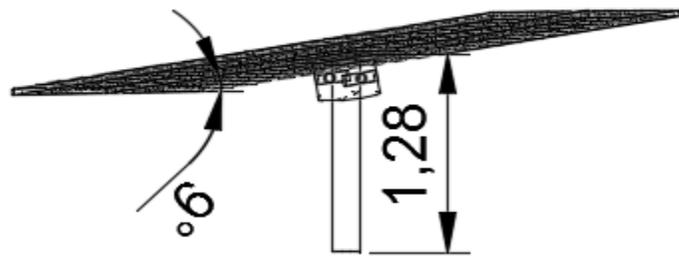
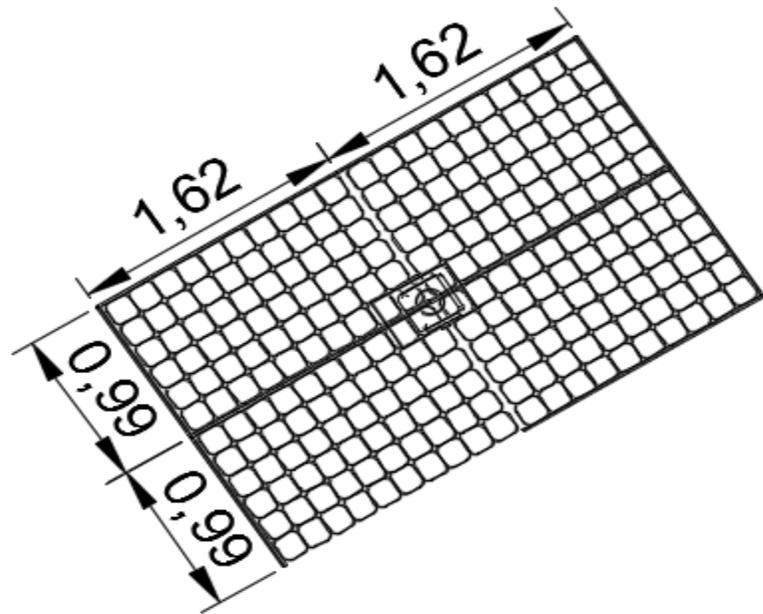
Caja para baterías



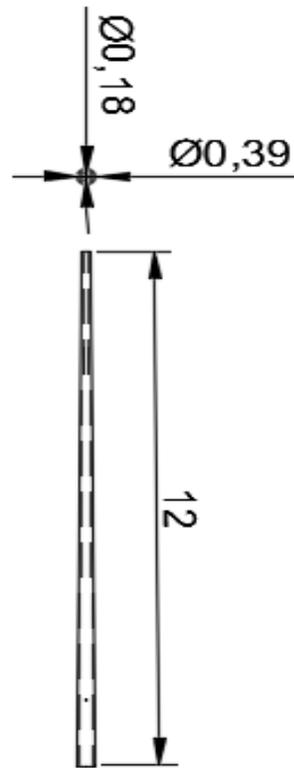
Base para regulador



Braço para luminaria



Panel Solar



Poste de Fibra