

**EVALUACIÓN PARA LA AUTOGENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN EL CDA  
REVISIÓN TÉCNICO-MECÁNICA Y DE GASES LA 27 Y PUERTA DEL SOL EN  
BUCARAMANGA- SANTANDER**

**MONICA YESENIA AVILA RUEDA  
YULIANA ALEJANDRA ARANDA ROMERO**

**UNIVERSIDAD AUTONOMA DE BUCARAMANGA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA EN ENERGÍA  
2019**

**EVALUACIÓN PARA LA AUTOGENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN EL CDA  
REVISIÓN TÉCNICO-MECÁNICA Y DE GASES LA 27 Y PUERTA DEL SOL EN  
BUCARAMANGA- SANTANDER**

**MONICA YESENIA AVILA RUEDA  
YULIANA ALEJANDRA ARANDA ROMERO**

Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar el título de Ingenieros en  
Energía

Director: Ph.D Yecid Alfonso Muñoz Maldonado

**UNIVERSIDAD AUTONOMA DE BUCARAMANGA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA EN ENERGÍA  
BUCARAMANGA**

BUCARAMANGA  
UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA  
PROGRAMA INGENIERÍA EN ENERGÍA  
2019

Nota de aceptación

---

---

Presidente del Jurado

---

Jurado

---

Jurado

---

Bucaramanga, 30 de noviembre del 2019

***Yuliana Alejandra Aranda Romero.***

*A Dios pues siempre he dejado que suceda su voluntad en mi camino.*

*A mis padres por siempre apoyarme por más locas que sean mis ideas, ser mis concejeros números uno y enseñarme a ser mejor cada día con mis acciones. También por creer en mi cuando ni yo misma lo creía.*

*A mis compañeros y profesores que me han alentado a seguir adelante y enseñarme lo valioso que es la amistad, a mi profesor Yecid Alfonso Muñoz Maldonado por ser nuestro guía no solo en lo académico también en lo emocional y espiritual .*

*A la familia Romero Cáceres por ser incondicionales en todo momento.*

*Por último y no menos importante a mi compañera Mónica Ávila, hemos podido fortalecer nuestra amistad durante el desarrollo de este proyecto..*

***Mónica Yesenia Ávila Rueda***

*En primer lugar, a Dios por ser mi guía y mi guardián en todo este largo camino y por ayudarme a tener la fortaleza para seguir adelante.*

*Quisiera agradecer a mis padres, Alix Rueda y John Ávila, quienes me ayudaron, me mostraron su apoyo incondicional en todo este trayecto y me animaron a seguir adelante, a pesar de las adversidades.*

*A mis formadores y maestros, quienes, con sus conocimientos y asesoría, contribuyeron a la finalización de este proyecto.*

*A mi amigo Farid Silva, el cual fue un gran apoyo y mano derecha en todo el desarrollo de nuestro proyecto.*

*Por último, a mi compañera Alejandra Aranda por la dedicación para el desarrollo del proyecto.*

## RESUMEN

Si bien la transición hacia las energías renovables es un trabajo de largo plazo, la tendencia de los países es a invertir en estas tecnologías “dadas las metas de reducción de impacto ambiental, los apoyos gubernamentales y el gasto en I&D<sup>1</sup> que ha resultado en costos decrecientes para todas las tecnologías” (Unidad de Planeación Minero-Energética, UPME, 2015). Por esta razón, empresas como los CDAs PUERTA DEL SOL y LA 27 ubicados en las Cra. 27#63-29 y Cl. 34 #26 – 103 de Bucaramanga- Santander, promueven una cultura limpia a través del cumplimiento de las normas ambientales de tránsito y transporte que evitan la emisión parcial de toneladas de dióxido de carbono producto de una ineficiente combustión, esto mediante el diagnóstico realizado llamado “revisión técnico-mecánica” en motocicletas, automóviles privados y de servicios de transporte público (Taxis). En los últimos años, esta organización ha fijado un interés en evaluar la capacidad de autogeneración en sistemas FV en las áreas libres que disponen, sin embargo, no contaban con un área encargada de optimización energética. Por este motivo, se nos encargó la tarea de realizar una evaluación para la autogeneración fotovoltaica en las áreas disponibles en la organización.

Primero, se realizó un análisis técnico, en donde, mediante visitas realizadas en la instalación, se recolectaron los datos de consumos e inventarios de los equipos por horas de uso. Así, se obtuvieron los USEn donde se obtuvo que el mayor consumidor es el sistema de climatización, con un consumo superior del 60% de la energía mensual facturada. También se estableció la línea Meta donde se tiene un ahorro potencial por gestión y operación energética del 3,23%.

Por medio del software PVSyst se llevó a cabo el estudio de pérdidas técnicas y en PV\*SOL el análisis de sombras mediante un seguimiento solar, donde solo se presentaron pérdidas en el CDA LA 27 y no mayores al 7,5%. Las otras pérdidas tales como térmicas, óhmicas, por suciedad, entre otras en conjunto fueron menores o iguales al 15% en los sistemas. Para darle continuidad a la simulación en el software PVSyst, se definieron parámetros como lo son el ángulo de inclinación, la información de la base meteorológica NSRDB y ubicación geográfica.

En el CDA LA 27, se plantearon dos escenarios según la resolución 030 de la CREG del 2018: autogeneración (3.784[kWh]) y generación con excedentes tipo I (18,93[MWh]), aplicados a las dos ubicaciones y se analizó la mejor opción para la evaluación del sistema. En el caso de la Puerta del Sol, debido a la capacidad del transformador y bajo los parámetros de la RES CREG 030, solo se aplicó el escenario de autogeneración(4.555[kWh]).

---

<sup>1</sup> Investigación y desarrollo

De acuerdo con los costos necesarios para una implementación completa del sistema fotovoltaico se aplicaron los beneficios tributarios ofrecidos por la Ley 1715 del 2014, como lo son: reducción del IVA, depreciación acelerada, deducción de la renta líquida y aranceles, dependiendo del caso de financiamiento a utilizar. Se realizaron los modelos financieros de los escenarios, evaluando la viabilidad, estabilidad y rentabilidad del proyecto analizando resultados del flujo de caja como lo son el VPN y la TIR, encontrando que la viabilidad del proyecto aumenta a medida que sea mayor la potencia pico a instalar, haciendo que el costo instalado [\$/kWhp] disminuya generando rentabilidad en el proyecto.

Se identificó que el modelo de financiación más rentable para su posible implementación es en el CDA LA 27 con escenario en el cual haya excedentes tipo I con la financiación por medio de una compañía de servicios energéticos (ESCO), obteniendo ganancias de \$8.872.351 en un periodo de contrato a 20 años, adicionalmente de generar una reducción de gases de efecto invernadero, donde existiría una disminución aproximada de 186.642 toneladas de CO<sub>2</sub>, en el mejor de los casos

## ÍNDICE

	Pág.
RESUMEN.....	6
1. INTRODUCCIÓN.....	1
2. JUSTIFICACIÓN .....	2
3. OBJETIVOS.....	3
3.1 OBJETIVO GENERAL.....	3
3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	3
4. ALCANCE DEL PROYECTO.....	4
5. ESTADO DEL ARTE .....	5
6.1 A Nivel Nacional .....	5
6.2 Nivel Internacional .....	6
6. MARCO REFERENCIAL .....	8
6.1.1. Elementos que componen el sistema FV conectado a la red. ....	8
6.1.2 Dimensionado del sistema .....	10
6.1.3 Irradiancia.....	18
6.1.4 Softwares para el dimensionamiento de sistemas FV .....	18
6.1.5 Dimensionamiento conductores y fusibles.....	19
6.1.6 Prueba de hipótesis .....	20
6.1.7 ESCO (Energy Service Company).....	21
6.1.8 Financiamiento Propio.....	23
6.1.9 Autogeneración.....	23
6.1.10 Estación meteorológica.....	24
6.1.11 Análisis financiero .....	25
6.2 Marco Legal.....	27
6.2.1 Requisitos para instalación de un sistema FV. ....	27
6.2.2 Incentivos tributarios de la Ley 1715 del 2018 .....	29
6.2.3 Resolución CREG030-2018 .....	30
6.3 Marco Organizacional.....	35
7. METODOLOGÍA .....	37
8. REVISIÓN ENERGÉTICA .....	40
8.1. Descripción etapa de revisión energética .....	40
8.2. Diagrama energético productivo .....	41



<b>8.3.</b>	<b>Distribución de consumos</b> .....	42
8.3.1	Matriz energética .....	42
8.3.2	Balance energético.....	44
<b>8.4.</b>	<b>Usos Significativos de la Energía – USEn y Variables que los afectan</b> .....	45
<b>8.5.</b>	<b>Construcción de la línea base</b> .....	48
8.5.1	Valor P .....	48
<b>8.6</b>	<b>Línea Base y Meta</b> .....	49
<b>9.</b>	<b>CAPACIDAD DE GENERACIÓN</b> .....	52
<b>9.1</b>	<b>Determinación de potencia solar en la ubicación</b> .....	52
<b>9.2</b>	<b>Curva de la demanda</b> .....	53
9.2.1	Significancia de la curva de la demanda en energía media mensual .....	54
<b>9.3</b>	<b>Identificación de áreas disponibles</b> .....	55
9.3.1	Determinación áreas potenciales.....	55
9.3.1.1	Identificación sombras cercanas potenciales.....	56
9.3.1.2	Definición de posibles ángulos y espacios de ubicación factibles.....	57
<b>9.4</b>	<b>Dimensionamiento del sistema considerando escenarios según la resolución CREG 030-2018.</b> .....	58
9.4.1	Propuesta de escenarios CDA LA 27.....	59
9.4.2	Propuesta de escenario CDA PUERTA DEL SOL.....	61
<b>9.5</b>	<b>Simulación de pérdidas mediante el Software PVSyst</b> .....	62
9.5.1	Simulación de pérdidas por sombras mediante el software PV*SOL. ....	63
<b>9.6</b>	<b>Selección conductores y fusibles</b> .....	67
<b>10</b>	<b>MODELO FINANCIERO</b> .....	69
<b>10.1</b>	<b>Análisis de escenarios de financiamiento considerando beneficios de la ley 1715</b> .....	69
<b>10.2</b>	<b>Escenarios</b> .....	69
10.2.1	Escenario 1: autoconsumo .....	69
10.2.2	Escenario 2: Con excedentes tipo I.....	72
<b>A.</b>	<b>SENSIBILIZACIÓN</b> .....	73
<b>11.</b>	<b>RESULTADOS</b> .....	74
<b>11.1</b>	<b>Revisión energética</b> .....	74
<b>11.2</b>	<b>Capacidad de generación</b> .....	75
<b>11.3</b>	<b>Dimensionamiento de conductores y fusibles</b> .....	76
<b>11.4</b>	<b>FINANCIEROS</b> .....	78

11.4.1	<b>ESCENARIO 1: Autoconsumo</b> .....	78
11.4.2	ESCENARIO 2: Excedentes tipo I .....	84
11.5	<b>Sensibilización</b> .....	89
11.6	<b>Valoración de reducción de emisiones GEI</b> .....	89
12.	<b>CONCLUSIONES</b> .....	92
	<b>REFERENCIAS</b> .....	i
	Indicadores de desempeño.....	xxvii

## LISTA DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Aportes de energía fotovoltaica a nivel nacional. ....	6
<b>Tabla 2.</b> Aportes de energía fotovoltaica a nivel internacional. ....	7
<b>Tabla 3.</b> Factores que influyen en el valor de Performance Ratio. ....	15
<b>Tabla 4.</b> Ecuaciones para el dimensionamiento de conductores y protecciones. ....	20
<b>Tabla 5.</b> Responsabilidades por parte de la ESCO y el cliente. ....	21
<b>Tabla 6.</b> Ámbito de aplicación. ....	31
<b>Tabla 7.</b> Pagos según tipos de AGPE. ....	34
<b>Tabla 8.</b> Consumos mensuales promedios eléctricos CDAs. ....	43
<b>Tabla 9.</b> Costos de energía eléctrica. ....	44
<b>Tabla 10.</b> Análisis de regresión para CDA LA 27 producción total. ....	48
<b>Tabla 11.</b> Análisis de regresión para CDA LA 27 producción total, filtrando datos. ....	49
<b>Tabla 12.</b> Promedio de Irradiancia hora para el año 2018. ....	52
<b>Tabla 13.</b> Comparación de las HSP en la ciudad de Bucaramanga. ....	53
<b>Tabla 14.</b> Disponibilidad de la red en cada CDA. ....	58
<b>Tabla 15.</b> Escenarios aplicables según la RES CGRE030. ....	59
<b>Tabla 16.</b> Sistema de autoconsumo CDA LA 27. ....	59
<b>Tabla 17.</b> Sistema de exportaciones I CDA LA 27. ....	60
<b>Tabla 18.</b> Sistema de autoconsumo CDA LA PUERTA SOL. ....	62
<b>Tabla 19.</b> Comparación de pérdidas por temperatura según tipo de panel como criterio de selección de módulos. ....	63
<b>Tabla 20.</b> Datos para hallar porcentajes de regulación. ....	68
<b>Tabla 21.</b> porcentaje de regulación en las instalaciones. ....	68
<b>Tabla 22.</b> Parámetros de las ecuaciones línea base y meta. ....	74
<b>Tabla 23.</b> Superficie de la instalación. ....	75
<b>Tabla 24.</b> Factores de pérdidas y generaciones para el año uno. ....	76
<b>Tabla 25.</b> Posibles equivalencias. ....	76
<b>Tabla 26.</b> Excedentes tipo I CDA DE LA 27. ....	77
<b>Tabla 27.</b> Autogeneración sin excedentes CDA DE LA 27. ....	77
<b>Tabla 28.</b> Autogeneración sin excedentes CDA DE LA PUERTA DEL SOL. ....	78
<b>Tabla 29.</b> Datos del crédito FENOGE, CDA PUERTA DEL SOL. ....	79
<b>Tabla 30.</b> Flujo de caja con financiamiento FENOGE, PUERTA DEL SOL. ....	79
<b>Tabla 31.</b> Datos de VPN y TIR financiamiento con FENOGE, PUERTA DEL SOL. ....	80
<b>Tabla 32.</b> Valor WACC, CDA PUERTA DEL SOL con financiamiento FENOGE. ....	80
<b>Tabla 33.</b> Flujo de caja con financiamiento propio, CDA PUERTA DEL SOL. ....	80
<b>Tabla 34.</b> Datos de VPN y TIR financiamiento propio, PUERTA DEL SOL. ....	81
<b>Tabla 35.</b> Datos del crédito FENOGE., LA 27. ....	81
<b>Tabla 36.</b> Flujo de caja con financiamiento con FENOGE, LA 27. ....	82
<b>Tabla 37.</b> Datos de VPN y TIR financiamiento con FENOGE, LA 27. ....	82
<b>Tabla 38.</b> Valor WACC, CDA LA 27 con financiamiento FENOGE. ....	82
<b>Tabla 39.</b> Flujo de caja con financiamiento propio, LA 27. ....	83
<b>Tabla 40.</b> Datos de VPN y TIR financiamiento propio, LA 27. ....	83
<b>Tabla 41.</b> Datos del crédito FENOGE., LA 27 con excedentes. ....	84
<b>Tabla 42.</b> Flujo de caja con financiamiento con FENOGE, LA 27 con excedentes. ....	84

<b>Tabla 43.</b> Datos de VPN y TIR financiamiento con FENOGE, LA 27 con excedentes. ....	85
<b>Tabla 44.</b> Valor WACC, CDA LA 27 con excedentes, financiamiento FENOGE.....	85
<b>Tabla 45.</b> Flujo de caja con financiamiento propio, LA 27 con excedentes. ....	86
<b>Tabla 46.</b> Datos de VPN y TIR financiamiento propio, LA 27 con excedentes. ....	86
<b>Tabla 47.</b> Flujo de caja con financiamiento con ESCO, LA 27 con excedentes. ....	87
<b>Tabla 48.</b> Dato de VPN financiamiento con ESCO, LA 27 con excedentes. ....	87
<b>Tabla 49.</b> Tabla de resumen VPN según financiamiento de los diferentes escenarios. ....	88
<b>Tabla 50.</b> Tabla de resumen VPN según financiamiento de los diferentes escenarios, variando porcentajes de consumos del CDA DE LA 27 con excedentes tipo I. ....	89
<b>Tabla 51.</b> Descripción de actividades a realización para implementación del sistema fotovoltaico con beneficios tributarios. ....	v
<b>Tabla 52.</b> Consumos promedios de los equipos CDA LA 27. ....	xi
<b>Tabla 53.</b> Consumos promedios de los equipos PUERTA DEL SOL.....	xi
<b>Tabla 54.</b> Balance de Energéticos Primarios CDA´s .....	xii
<b>Tabla 55.</b> Balance de Energéticos Secundarios CDA´s .....	xiii
<b>Tabla 56.</b> Principales consumidores energéticos identificados por procesos áreas CDA PUERTA DEL SOL. ....	xvi
<b>Tabla 57.</b> Principales consumidores energéticos identificados por procesos CDA PUERTA DEL SOL.....	xvii
<b>Tabla 58.</b> Consumo y costo de la energía eléctrica por procesos de trabajo en el CDA PUERTA DEL SOL. ....	xviii
<b>Tabla 59.</b> Principales consumidores energéticos identificados por procesos CDA DE LA 27. ....	xviii
<b>Tabla 60.</b> Principales consumidores energéticos identificados por áreas CDA DE LA 27. ....	xix
<b>Tabla 61.</b> Consumo y costo de la energía eléctrica por procesos de trabajo en el CDA DE LA 27. ....	xx
<b>Tabla 62.</b> Variables asociadas a los usos significativos de energía. ....	xxi
<b>Tabla 63.</b> Filtro de datos.....	xxii
<b>Tabla 64.</b> Regresión lineal datos de producción total. ....	xxiii
<b>Tabla 65.</b> Regresión líneal datos de producción Taxis.....	xxiii
<b>Tabla 66.</b> Datos de producción taxis y energía. ....	xxvi
<b>Tabla 67.</b> Significancia curva de la demanda. ....	xxxiii
<b>Tabla 68.</b> Tabla de porcentaje de pérdidas de energía y suciedad conforme avanza el tiempo de vida útil de los paneles. ....	lvi
<b>Tabla 69.</b> Artículos para implementación del sistema CDA PUERTA DEL SOL sin excedentes ...	lvi
<b>Tabla 70.</b> Artículos para implementación del sistema CDA LA 27 sin excedentes. ....	lvi
<b>Tabla 71.</b> Artículos para implementación del sistema CDA DE LA 27 excedente tipo I.....	lvii

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Elementos principales del sistema FV conectado a la red. ....	8
<b>Figura 2.</b> Partes de un módulo solar. ....	9
<b>Figura 3.</b> Esquema de un inversor trifásico. ....	9
<b>Figura 4.</b> Esquema de un inversor monofásico. ....	10
<b>Figura 5.</b> Ángulos significativos panel solar. ....	11
<b>Figura 6.</b> Gráfica de posición del ACIMUT. ....	13
<b>Figura 7.</b> Déficit de transmisión en función del ángulo de incidencia. ....	16
<b>Figura 8.</b> Interfaz dimensionamiento FV, software PVsyst. ....	19
<b>Figura 9.</b> Domo de generación fotovoltaico, fragmentado en las diferentes áreas definidas por la resolución CREG 030 .....	24
<b>Figura 10.</b> Curvas características de demanda de energía por tipo de carga .....	24
<b>Figura 11.</b> Diagrama Energético productivo, CDA DE LA 27. ....	41
<b>Figura 12.</b> Diagrama Energético productivo, CDA PUERTA DEL SOL. ....	42
<b>Figura 13.</b> Diagrama Sankey, proceso de producción CDA DE LA 27. ....	44
<b>Figura 14.</b> Diagrama Sankey, proceso de producción CDA DE LA PUERTA DEL. ....	45
<b>Figura 15.</b> Infraestructuras aledañas al CDA LA 27. ....	56
<b>Figura 16.</b> Foto del CDA PUERTA DEL SOL. ....	57
<b>Figura 17.</b> Sensibilizaciones excedentes tipo I. ....	63
<b>Figura 18.</b> Pérdidas por sombras: sensibilización excedentes tipo I. ....	64
<b>Figura 18.</b> Mínima proyección de sombras, sensibilización excedentes tipo I. ....	66
<b>Figura 19.</b> Máxima proyección de sombras, sensibilización excedentes tipo I. ....	66
<b>Figura 20.</b> Sensibilización Autogeneración. ....	67
<b>Figura 22.</b> Modalidad de financiamiento ESCO bajo contrato PPA. ....	v
<b>Figura 23.</b> Beneficios tributarios Ley 1715 del 2014. ....	viii
<b>Figura 24.</b> Sistema georreferenciado de Operador de Red, Electrificadora de Santander. S.A. E.S.P. (ESSA). ....	ix
<b>Figura 25.</b> Sistema de información georreferenciado. ....	ix
<b>Figura 26.</b> Organigrama organizacional de la empresa. ....	x
<b>Figura 27.</b> Diagrama de Bloques CDAs, MOTOS. ....	xiv
<b>Figura 28.</b> Diagrama de Bloques CDAs, CARROS. ....	xv
<b>Figura 29.</b> Diagrama de Bloques CDAs, TAXIS. ....	xvi
<b>Figura 30.</b> Disponibilidad de red en el CDA LA 27 .....	xxx
<b>Figura 31.</b> Disponibilidad de red en el CDA LA PUERTA DEL SOL .....	xxx
<b>Figura 32.</b> Datos recogidos para la curva de la demanda del CDA LA 27. ....	xxxii
<b>Figura 33.</b> Datos recogidos para la curva de la demanda del CDA LA PUERTA DEL SOL. ....	xxxii
<b>Figura 34.</b> Vista pájaro CDA DE LA 27 a partir de Google Earth. ....	xxxiii
<b>Figura 35.</b> Vistas del CDA LA 27. ....	xxxiv
<b>Figura 36.</b> Vista pájaro CDA DE LA PUERTA DEL SOL, a partir de Google Earth. ....	xxxiv
<b>Figura 37.</b> Alturas significativas de los edificios aledaños al CDA LA 27. ....	xxxv
<b>Figura 38.</b> Distancias respecto al CDA LA 27. ....	xxxv
<b>Figura 39.</b> Tabla para selección de conductor según la NTC2050. ....	xxxvii

<b>Figura 40.</b> Tabla 310-17 factores de corrección para selección de conductor según la NTC2050 .....	xxxviii
<b>Figura 41.</b> Artículo 240-6 para selección de fusibles según la NTC 2050. ....	xxxix
<b>Figura 42.</b> Porcentaje tarifa Iva y Aranceles de paneles solares. ....	xxxix
<b>Figura 43.</b> Porcentaje tarifa Iva y Aranceles de Inversor de energía para sistema de energía solar con paneles según la DIAN. ....	xl
<b>Figura 44.</b> Reporte PVSYST del CDA LA 27 autogeneración. ....	xli
<b>Figura 45.</b> Reporte PVSYST del CDA LA 27 con excedentes tipo I.....	xlvi
<b>Figura 46.</b> Reporte PVSYST del CDA PUERTA DEL SOL con autogeneración. ....	li
<b>Figura 47.</b> Sistema para autogeneración. ....	lxxiii
<b>Figura 48.</b> Sistema excedentes tipo I. ....	lxxiv
<b>Gráfica 1.</b> Participación de los consumos promedio CDAs. ....	43
<b>Gráfica 2.</b> Matriz Energética eléctrica [kWh] en CDA LA 27.....	43
<b>Gráfica 3.</b> Diagrama de Pareto por procesos, CDA PUERTA DEL SOL.....	46
<b>Gráfica 4.</b> Diagrama de Pareto por procesos, CDA DE LA 27.....	47
<b>Gráfica 5.</b> Gráfica de energía y producción vs tiempo. ....	50
<b>Gráfica 6.</b> Gráfica Energía vs Producción, línea base y línea meta. ....	51
<b>Gráfica 7.</b> Curva de la demanda CDA LA 27.....	53
<b>Gráfica 8.</b> Curva de la demanda CDA LA PTA DEL SOL. ....	54
<b>Gráfica 9.</b> Curva de consumo y generación escenario de autogeneración para el CDA LA 27. ....	60
<b>Gráfica 10.</b> Curva de consumo y generación escenario de excedentes tipo I para el CDA LA 27...61	61
<b>Gráfica 11.</b> Curva de consumo y generación escenario de autogeneración para el CDA LA PUERTA DEL SOL. ....	62
<b>Gráfica 12.</b> Estimación de ahorros por año con ESCO.....	88
<b>Gráfica 13.</b> TON CO2 dejadas de emitir, PUERTA DEL SOL escenario sin excedentes. ....	90
<b>Gráfica 14.</b> TON CO2 dejadas de emitir, LA 27, escenario sin excedentes ....	90
<b>Gráfica 15.</b> TON CO2 dejadas de emitir, LA 27 escenario con excedentes. ....	91
<b>Gráfica 16.</b> Matriz Energética eléctrica [kWh] en LA PUERTA DE SOL. ....	xii
<b>Gráfica 17.</b> Diagrama de Pareto por áreas, CDA PUERTA DEL SOL. ....	xvii
<b>Gráfica 18.</b> Diagrama de Pareto por áreas, CDA PUERTA DE LA 27. ....	xx
<b>Gráfica 19.</b> Gráfica de producción vs Energía.....	xxvi
<b>Gráfica 20.</b> Energía Vs Producción. Línea base y meta.....	xxvii
<b>Gráfica 21.</b> Indicador de eficiencia base 100 línea base y meta respecto a la energía real. ....	xxviii
<b>Gráfica 22.</b> CUSUM .....	xxix
<b>Gráfica 23.</b> Gráfica VPN vs TIR con financiamiento propio, sistema CDA DE LA PUERTA DEL SOL sin excedentes. ....	lvii
<b>Gráfica 24.</b> Gráfica VPN vs TIR con financiamiento propio, sistema CDA DE LA 27 sin excedentes. ....	lviii
<b>Gráfica 25.</b> Gráfica VPN vs TIR con financiamiento propio, sistema CDA DE LA 27 con excedentes tipo I.....	lviii
<b>Gráfica 26.</b> VPN vs TIR variando porcentajes de carga CDA DE LA 27, financiamiento propio... lix	lix
<b>Gráfica 27.</b> Gráfica VPN vs TIR con financiamiento FENOGE, sistema CDA DE LA PUERTA DEL SOL sin excedentes .....	lix

<b>Gráfica 28.</b> Gráfica VPN vs TIR con financiamiento con FENOGE, sistema CDA DE LA 27 sin excedentes. ....	lx
<b>Gráfica 29.</b> Gráfica VPN vs TIR con financiamiento con FENOGE, sistema CDA DE LA 27 con excedentes tipo I.....	lx
<b>Gráfica 30.</b> VPN vs TIR variando porcentajes de carga CDA DE LA 27, financiamiento con FENOGE.....	lxi
<b>Gráfica 31.</b> Gráfica VPN vs TIR con financiamiento con ESCO, sistema CDA DE LA 27 con excedentes tipo I. ....	lxi

## LISTA ECUACIONES

<b>Ecuación 1.</b> Potencia total.....	11
<b>Ecuación 2.</b> Energía consumida.....	11
<b>Ecuación 3.</b> Curva de la demanda.....	11
<b>Ecuación 4.</b> HSP. ....	13
<b>Ecuación 5.</b> Ecuación para hallar el Fill Factor.....	14
<b>Ecuación 6.</b> Fórmula para cálculo manual de PR. ....	14
<b>Ecuación 7.</b> PR de una planta fotovoltaica en 1 año.....	15
<b>Ecuación 8.</b> Producción nominal de la planta.....	15
<b>Ecuación 9.</b> Irradiancia. ....	18
<b>Ecuación 10.</b> Corriente corto circuito.....	20
<b>Ecuación 11.</b> Ecuación Corriente por fila.....	20
<b>Ecuación 12.</b> Ecuación corriente del dispositivo en contra corriente.....	20
<b>Ecuación 13.</b> Ecuación de corriente de campo. ....	20
<b>Ecuación 14.</b> Ecuación corriente de salida del inversor. ....	20
<b>Ecuación 15.</b> Ecuación corriente del cable según corriente de salida del inversor. ....	20
<b>Ecuación 16.</b> Ecuación corriente de protección inversor.....	20
<b>Ecuación 17.</b> Tasa Interna de Retorno [23]. ....	26
<b>Ecuación 18.</b> Valor Presente Neto. [9] .....	26
<b>Ecuación 19.</b> Costo promedio ponderado de capital [9].....	27
<b>Ecuación 20.</b> Límite de potencia a instalar según ResCRE030 ART5.....	32
<b>Ecuación 21.</b> Máxima cantidad energía horaria que puede entregar un sistema FV AGPE. .....	32
<b>Ecuación 22.</b> Precios excedentes para AGPE $\leq 0.1\text{MW}$ . ....	34
<b>Ecuación 23.</b> Precios excedentes para AGPE $> 0.1\text{MW}$ . ....	34
<b>Ecuación 24.</b> $\%Errorcv$ .....	55
<b>Ecuación 25.</b> Potencia generada en h. ....	60
<b>Ecuación 26.</b> Fórmula de reducción de CO2. ....	89



## ACRONIMOS Y SIGLAS

CDA	Centro de Diagnóstico Automotor
OR	Operador de Red
FNCE	Fuentes no convencionales de energía
FNCER	Fuentes no convencionales de energía renovable
GEI	Gases de efecto invernadero
IDEn	Indicador(es) de desempeño energético(s)
SDL	Sistema de distribución local
SIN	Sistema interconectado nacional
UPME	Unidad de Planeación Minero-Energética
kWh	Kilowatt-hora
LBEEn	Línea(s) de base energética(s)
AC	Corriente alterna
DC	Corriente directa
AGPE	Autogeneración a pequeña Escala
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
H	Hora
HSP	Hora Solar Pico
PR	Performance Ratio
VPN	Valor presente neto
TM	Tecno-mecánica

## LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. Modalidad de financiamiento ESCO bajo contrato PPA. ....	v
ANEXO B. Actividades y tiempo requerido para obtención de beneficios ofrecidos por la Ley 1715 de 2014.....	v
ANEXO C. Etapas del proyecto y aplicación a los incentivos.....	vii
ANEXO D. Actividades para obtención de beneficios tributarios Ley 1715 del 2014.....	viii
ANEXO E. Sistema de información georreferenciado de Operadores de Red de Colombia con cobertura. ....	ix
ANEXO F. Interpretación del Sistema georreferenciado definido por la Resolución 030 de 2018 030 de 2018.....	ix
ANEXO G. Organigrama organizacional de la empresa.....	x
ANEXO H. Consumos promedios de los equipos CDAs .....	xi
ANEXO I. Balance de Energéticos Primarios y Secundarios CDA´s .....	xii
ANEXO J. Información diagramas de bloques CDAs.....	xiii
ANEXO K. Principales consumidores energéticos identificados por procesos CDA DE LA PUERTA DEL SOL y diagrama de Pareto por áreas CDA PUERTA DEL SOL.....	xvi
ANEXO L. Principales consumidores energéticos identificados por procesos CDA DE LA 27 y diagrama de Pareto por áreas CDA LA 27.....	xviii
ANEXO M. Variables asociadas a los usos significativos de energía.....	xxi
ANEXO N. Filtro de datos CDA LA 27.....	xxii
ANEXO O. Datos de producción taxis y energía.....	xxvi
ANEXO P. Línea base y meta .....	xxvi
ANEXO Q. Disponibilidad de red.....	xxix
ANEXO R. CURVA DE LA DEMANDA.....	xxxi
ANEXO S. Comprobación Significancia curva de la demanda.....	xxxiii
ANEXO T. Áreas disponibles .....	xxxiii
ANEXO U. Referencias distancias .....	xxxiv
ANEXO V. Tabla irradiancia PVSOL.....	xxxvi
ANEXO W. Selección de conductor y selección de fusibles según la NTC2050.....	xxxvii
ANEXO X. Porcentaje tarifa IVA y Aranceles de paneles solares e inversor.....	xxxix
ANEXO Y. Reporte resultado de las simulaciones en PVSYST.....	xl
ANEXO Z. Porcentaje de pérdidas de energía y suciedad conforme avanza el tiempo de vida útil de los paneles.....	lvi
ANEXO AA. Artículos para implementación de los diferentes escenarios propuestos.....	lvi
ANEXO BB. Gráfica VPN vs TIR de los diferentes tipos de escenarios con financiamiento propio .....	lvii
ANEXO CC. Gráfica VPN vs TIR de los diferentes tipos de escenarios con financiamiento FENOGE.....	lix
ANEXO DD. Gráfica VPN vs TIR con financiamiento con ESCO, sistema CDA DE LA 27 con excedentes tipo I.....	lxi
ANEXO EE. Ahorros y generación de los 3 escenarios planteados en los 25 años de la vida útil del módulo.....	lxii
ANEXO FF. Planos de instalación .....	lxxiii

## GLOSARIO

**Autogeneración:** actividad realizada por personas naturales jurídicas que producen energía eléctrica principalmente, para atender sus propias necesidades. En el evento en que se generen excedentes de energía eléctrica a partir de tal actividad, estos podrán entregarse a la red, en los términos que establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) para tal fin.

**Autogeneración a gran escala:** autogeneración cuya potencia máxima supera el límite establecido por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)

**Autogeneración a pequeña escala:** autogeneración cuya potencia máxima no supera el límite establecido por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).

**Contador Bidireccional:** contador que acumula la diferencia entre los pulsos recibidos por sus entradas de cuenta ascendente y cuenta descendente.

**Eficiencia Energética:** relación entre la energía aprovechada y la total utilizada en cualquier proceso de la cadena energética, que busca ser maximizada por medio de buenas prácticas de reconversión tecnológica o sustitución de combustibles

**Energía solar:** Energía obtenida a partir de aquella fuente no convencional de energía renovable que consiste de la radiación electromagnética proveniente del sol.

**Fuentes No Convencionales de Energía.** aquellos recursos de energía disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleados o son utilizados de manera marginal y no se comercializan ampliamente.

**Fuentes No Convencionales de Energía Renovable.** aquellos recursos de energía renovable disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleados o son utilizados de manera marginal y no se comercializan ampliamente.

**Fuentes convencionales de energía.** aquellos recursos de energía que son utilizados de forma intensiva y ampliamente comercializados en el país.

**Generadores de energía a partir de FNCE.** Son todos los contribuyentes declarantes del impuesto sobre la renta y complementarios y obligados a llevar contabilidad, que generen energía para venta o autoconsumo a partir de FNC.

## 1. INTRODUCCIÓN

En la actualidad las organizaciones son cada vez más conscientes de la optimización de sus recursos energéticos, así como de la implementación de fuentes alternativas renovables para la reducción tanto de costes como de impactos ambientales negativos.

En Colombia, empresas como CDA revisión técnico-mecánica en Bucaramanga se ha interesado en la gestión de sus recursos eléctricos para mitigar estos impactos, debido a su gran importancia en el sector automotor que representa el 3,6% de la producción industrial y las ventas de vehículos se constituyen en el 1,5% del PIB”. Juana Téllez, economista jefe de BBVA Research. Teniendo en cuenta lo anterior, se concluye que el sector automotor es de gran importancia en el país, además, según los lineamientos legislativos como lo es la Ley 769, 2002. Artículo 28. Condiciones Tecno mecánicas, de Emisiones Contaminantes y de Operación. Modificado Artículo 8° Ley 1383 de 2010. “Para que un vehículo pueda transitar por el territorio nacional, debe garantizar como mínimo un perfecto funcionamiento de frenos, del sistema de dirección, del sistema de suspensión, del sistema de señales visuales y audibles permitidas y del sistema de escape de gases; y demostrar un estado adecuado de llantas, del conjunto de vidrios de seguridad y de los espejos y cumplir con las normas de emisiones contaminantes que establezcan las autoridades ambientales”. Los CDA cuentan con espacios y áreas específicas para el desarrollo de los procesos de revisión, donde uno de los factores diferenciadores con los que cuentan es el orden de actividades para evitar el embotellamiento en las secciones que se requieren mayor tiempo.

Este proyecto tiene como propuesta realizar la evaluación para la autogeneración de energía fotovoltaica a pequeña escala (menor a 1MW) en la empresa, aprovechando los recursos que ofrece las instalaciones como lo son las áreas libres para la implementación. A su vez, determinar su respectivo análisis de escenarios de financiamiento teniendo como base los beneficios ofrecidos por el marco de la ley 1715 de 2014 en los artículos 11, 12 y 13, los cuales incentivan el uso de energías renovables y los parámetros expuestos por la Resolución 030 del 2018 de la CREG.

De tal manera, la presente tesis analiza la viabilidad del proyecto en los CDAs, partiendo de una revisión energética, seguido de la identificación de áreas disponibles y así analizar la capacidad de autogeneración y determinar los escenarios de financiamiento.

## 2. JUSTIFICACIÓN

En la actualidad las organizaciones son cada vez más conscientes de la optimización de sus recursos energéticos, así como de la implementación de fuentes alternativas renovables para la reducción tanto de costes como de impactos ambientales negativos.

El CDA LA 27 y CDA PUERTA DEL SOL han estado interesadas en mejorar sus políticas energéticas incorporando en sus instalaciones la utilización de la energía solar integrada en sus procesos, con el objetivo de obtener mejoras en la adquisición de energía eléctrica, mejoras en su eficiencia e impactos positivos en su imagen como organización. Debido a que no cuentan con estudios y/o análisis previos que les permita tomar decisiones al respecto busca mediante un estudio la evaluación de diferentes alternativas de autogeneración, considerando factores como la eficiencia general del sistema de generación fotovoltaico, el impacto ambiental y la rentabilidad total del proyecto mediante modelos de financiamiento inversión propia u otros como PPA, considerando los beneficios ofrecidos por el Marco de la Ley 1715 de 2014, en los artículos 11, 12 y 13, los cuales incentivan el uso de energías renovables, además de las condiciones que regula la Resolución 030 de la CREG.

Debido al aumento importante de la demanda en este sector, es necesario contar con una prestación de servicios técnico mecánica eficiente, por lo cual los centros de diagnósticos auto-motriz buscan ser más competitivos a través de la reducción de costos e incentivando políticas ambientales que, adicionalmente de reconocerlas como organizaciones amigables con el medio ambiente, se obtenga un mejoramiento del desempeño de la compañía con el estudio técnico y análisis del aprovechamiento en producción de energía fotovoltaica, utilizando los recursos que ofrece las instalaciones como lo son las áreas libres para la implementación. A su vez, determinar su respectivo análisis de escenarios de financiamiento teniendo como base los beneficios ofrecidos por el marco de la ley 1715 de 2014 en los artículos 11, 12 y 13, los cuales incentivan el uso de energías renovables y los parámetros expuestos por la Resolución 030 del 2018 de la CREG.

### **3. OBJETIVOS**

#### **3.1 OBJETIVO GENERAL**

Realizar el estudio técnico y análisis financiero para la implementación de un sistema de autogeneración fotovoltaico en la empresa CDA LA 27 y CDA PUERTA DEL SOL., teniendo en cuenta la normativa vigente aplicable.

#### **3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Identificar el comportamiento del consumo eléctrico para el análisis energético inicial en las instalaciones, que permita obtener las curvas de carga del consumo de energía.
- Determinar áreas disponibles para el diseño e implementación del sistema fotovoltaico, para establecer el potencial de capacidad a instalar y dimensionar el modelo FV.
- Analizar la capacidad de autogeneración de energía, comparando los escenarios aplicables según la resolución 030 de la CREG.
- Identificar el modelo de financiación adecuado para su posible implementación, considerando los beneficios ofrecidos por la Ley 1715 del 2014.

#### 4. ALCANCE DEL PROYECTO

Para este proyecto, el alcance constará de un estudio técnico y análisis del aprovechamiento en producción de energía fotovoltaica en el Centro de Diagnóstico Automotor, empresa del sector automotriz, la cual genera una cultura limpia a través del cumplimiento de las normas ambientales de tránsito y transporte que evitan emisiones miles toneladas de dióxido de carbono y mejora su eficiencia.

El propósito de este trabajo es identificar el comportamiento del consumo eléctrico para el análisis energético de la empresa, determinar áreas potenciales y analizar la capacidad de autogeneración comparando los escenarios aplicables según la resolución 030 del 2018 de la CREG.

Teniendo como base las normas ISO 50001:2018, se parte de la identificación de los servicios públicos con los que cuenta la empresa y las áreas de consumo energético para realizar la caracterización y así lograr la correcta implementación y dimensionamiento para la selección del sistema solar fotovoltaico. Con esta información, se analizarán las condiciones para la ejecución del proyecto.

Para cumplir con el alcance de este, se proponen realizar:

- Revisión energética:
  - Identificación del comportamiento del consumo de energía eléctrica de las instalaciones de diagnóstico.
  - Caracterización de demanda por operación.
- Identificación de áreas disponibles:
  - Determinación áreas potenciales para posible instalación.
  - Identificación de sombras potenciales.
  - Definición de posibles ángulos y espacios de ubicación factibles.
- Analizar capacidad de autogeneración:
  - Determinación de potencial solar en la ubicación.
  - Dimensionamiento del sistema, considerando escenarios aplicables según resolución 030 de la CREG.
  - Realización de cálculos de producción energética según las áreas identificadas.
- Determinar modelo de financiamiento:
  - Análisis de escenarios de financiamiento que le permitan a la organización llevar a cabo el proyecto considerando beneficios de la Ley 1715.
  - Valoración de la reducción de emisiones GEI.

## 5. ESTADO DEL ARTE

### 6.1 A Nivel Nacional

En Colombia la producción de energía primaria proviene de la hidroelectricidad, por la abundancia de agua en la mayoría de las zonas del país, y en un segundo lugar de los combustibles fósiles (petróleo, gas y carbón), cuyas reservas ya se están agotando. “Por eso el Gobierno Nacional en los últimos años ha invertido en el desarrollo y aplicación de tecnologías alternativas de producción de energía, que funcionen con recursos renovables, para solucionar el problema de la crisis energética mundial y contribuir a un medio ambiente más limpio” (Ministerio de educación de Colombia, 2013) [1] .

Según La Unidad de Planeación Nacional Minero Energética (UPME), las energías renovables cubren actualmente cerca del 20% [2] del consumo mundial de electricidad, donde específicamente en Colombia se registra un gran potencial para su desarrollo y aplicación.

Se logra reconocer que con los años se ha visto un mayor apoyo institucional, “representado en un desarrollo legal que potencia el uso de estas fuentes alternativas de energía, lo premia con descuentos tributarios y los potencia en función de las estrategias que sobre las materias brinda el Protocolo de Kyoto” (Soluciones Energéticas Renovables, 2013) [3].

“El modelo actual de generación de electricidad muestra desventajas que de alguna manera abren camino y permiten contemplar la alternativa de usar energías renovables, las cuales presentan beneficios como la disminución del impacto al medio ambiente debido al menor grado de afectación, contaminación y destrucción de este” [4], una mayor disponibilidad sobre toda la superficie del planeta y el no agotamiento del recurso utilizado.

Teniendo en cuenta lo dicho anteriormente, se realiza una búsqueda de casos de implementación fotovoltaica con el fin de obtener aportes importantes para una posible implementación en el presente caso de estudio. En la tabla 1, se presenta la recopilación.



**Tabla 1.** Aportes de energía fotovoltaica a nivel nacional.

TÍTULO	PROPÓSITO	FECHA
Proyecto solar FV de autoconsumo para el Centro de Diagnóstico Automotor CDA Óptimo.(Neiva, Huila) [5]	Solicitud de certificación ambiental para la exclusión de IVA, conforme a la Ley 1715 de 2014, reglamentada por el Decreto 2143 de 2015 y la Resolución 1283 de 2016, para los elementos, equipos y servicios necesarios para la implementación del proyecto solar(10,8Kw), autoconsumo gridtied.	2018
Producción de energía renovable para la planta Postobón Yumbo. [6]	Suplir el 40% del total de la demanda de electricidad requerida por el fabricante de bebidas(suministro de 22 GWh al año), mediante un contrato PPA con Celsia.	2018
Proyectos fotovoltaicos Smart Energy Solutions. [7]	Cuentan con 1404 paneles instalados, con una potencia instalada de 432 [kWp], dejando de emitir 187 TON de CO2 en Colombia.	2019
Producción de energía renovable en Medellín, Antioquia, Solar Green. [8]	Instalación solar fotovoltaica de autoconsumo sobre tejado de 422[kWp] en Medellín, Antioquia.	2018
Análisis de escenarios para autogeneración a pequeña escala (agpe) a partir de sistemas fotovoltaicos (FV) conectados a red, bajo el marco regulatorio de la ley 1715 de 2014 – resolución creg 030 de 2018 [9]	Trabajo de grado presentado por DANIELA ANDREA ZULETA OJEDA JUAN ALFREDO ESCALANTE VALE para optar el título de Ingenieros en Energía	2019

## 6.2 Nivel Internacional

Frente a los distintos fenómenos de cambio climático y calentamiento global, muchos países están aprovechando el privilegio trópico en algunas épocas del año (donde las hay) para la implementación de sistemas fotovoltaicos. En la tabla 2 se observan algunos ejemplos de estudios y aplicaciones implementadas.

**Tabla 2.** Aportes de energía fotovoltaica a nivel internacional.

<b>TÍTULO DEL PROYECTO O DOCUMENTO</b>	<b>PROPÓSITO</b>	<b>FECHA DE PUBLICACIÓN</b>
Abastecimiento empresa Agrícola San Mateo por parte de Sünplicity (Santiago de Chile) [10]	Abastecer el 100% de los consumos requeridos para la operación de un sistema intensivo de producción de leche de cabra. Construido en los techos de la empresa agrícola.	2019
Moura, Portugal [11].	Energía limpia equivalente a la demanda de 30.000 hogares portugueses.	2007
Baviera, Alemania [12].	Es un sistema en operación que produce aproximadamente 115,62 kWp.	2010

Para el estudio de este proyecto se hizo una búsqueda de revisiones energéticas realizadas o evaluaciones financieras para la instalación de sistemas FV previamente en la organización, con lo cual se concluyó que no contaban con este tipo de actividades y no tenían actualmente ningún avance.

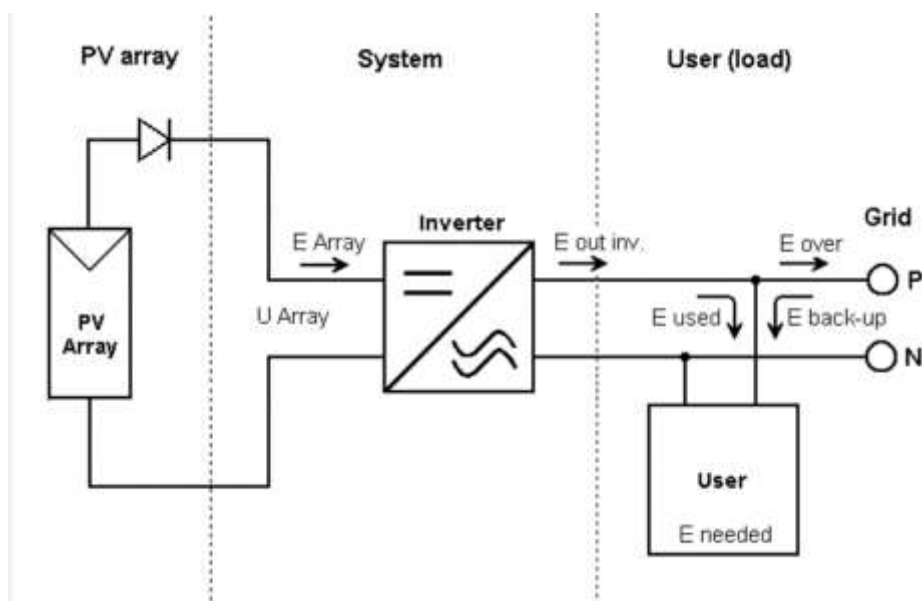
## 6. MARCO REFERENCIAL

### 6.1. Marco teórico

#### 6.1.1. Elementos que componen el sistema FV conectado a la red.

A continuación, se presenta los principales componentes de un sistema FV conectado a la red (ver Figura 1),

**Figura 1.** Elementos principales del sistema FV conectado a la red.

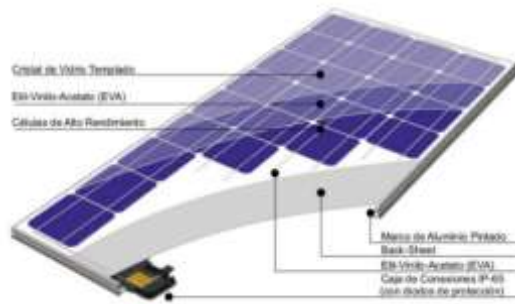


Fuente; PVsyst (2018) [13]

#### 6.1.1.1 Panel Solar

Los paneles solares se componen de células fotovoltaicas (PV), que convierten la luz solar en electricidad de corriente continua (DC) durante las horas solares. En los módulos FV se encuentran las celdas, las cuales funcionan con el efecto fotovoltaico por el cual produce un campo eléctrico capaz de generar corriente. En la figura 2, se observan los principales componentes de un módulo solar.

**Figura 2.** Partes de un módulo solar.



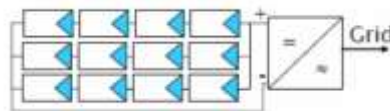
**Fuente:** Efigie, 2015 [14]

### 6.1.1.2 Inversor

En los sistemas FV son necesarios debido a que el sistema fotovoltaico genera corriente continua (DC) y para el aprovechamiento de la corriente a suministrar esta debe ser alterna (AC) como la que normalmente utiliza la red eléctrica tradicional. Existen dos tipos de inversores de conexión a la red, estos dependen del tipo a la red a los que se van a conectar pueden ser inversor trifásico o inversor monofásico [15].

- Inversor trifásico: “se dispone de un único inversor para la instalación fotovoltaica, el cual generalmente es trifásico y de alta potencia”, ver Figura 3.

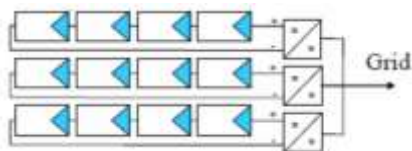
**Figura 3.** Esquema de un inversor trifásico.



**Fuente:** Ormaechea, 2012.

- Inversor monofásico: poseen potencias entre 1 y 5 kW, siendo, generalmente, monofásicos, ver Figura 4.

**Figura 4.** Esquema de un inversor monofásico.



Fuente: Ormaechea, 2012.

### 6.1.1.3 Conexión para la instalación

El conjunto de paneles solares puede estar conectado como la necesidad del usuario lo desee, así realizando diferentes configuraciones que faciliten su conexión al inversor y ofreciendo la demanda de potencia deseada. Los tipos de conexión en el conjunto son:

- Conexión en serie: La tensión corresponde a la suma de los paneles conectados, pero la intensidad de corriente será dada por uno de ellos.
- Conexión en paralelo: La tensión corresponde a uno de ellos y la corriente será dada por la sumatoria de los módulos conectados entre ellos.

### 6.1.1.4 Cables de conexión

“Este componente hace posible el transporte de la corriente total dentro del sistema fotovoltaico incluyendo las pérdidas, pues es ineludible que una parte de la energía se disipe en forma de calor debido a que la resistencia eléctrica no es nula” -(Fernández, J) [16]. Los conductores más comunes están compuestos por cobre seguido de aluminio, una buena estimación en metraje asegura una baja caída en pérdida óhmicas.

## 6.1.2 Dimensionado del sistema

### 6.1.2.1 Cálculo de la demanda de energía

La demanda energética al ser cubierta por el sistema FV, se calcula mediante el inventario de dispositivos que son suplidos por energía eléctrica.

- Potencia nominal: Se encuentra en la placa de cada instrumento que opere con energía eléctrica.
- Potencia total: La potencia total es el cálculo de la potencia en conjunto de un mismo artefacto por la cantidad de estos mismos, se puede definir como:

**Ecuación 1.** Potencia total.

$$P_{total}[W] = Potencia\ nominal * Cantidad$$

- Horas de uso al día: Este parámetro es aproximado y se define como las horas de uso que tiene el instrumento eléctrico en el día complementado con observación de los autores al momento de construir el inventario.
- Consumo diario por dedida: Es el resultado de multiplicar las horas de uso [h] por la potencia total [W]. La cantidad de energía eléctrica consumida por un aparato, permite establecer los costos facturados por las compañías eléctricas y los usos significativos de energía USEn , mediante la siguiente expresión,

$$E_{consumida}[kW] = P_n[kW] * t_{(h)}$$

**Ecuación 2.** Energía consumida.

Donde:

E: Energía consumida [kWh]

$P_n$ : Potencia nominal del equipo [kW]

$t_{(h)}$ : tiempo diario de uso en horas al día.

- Curva de carga: describe el comportamiento de la potencia consumida en función del tiempo permitiendo establecer la demanda media diaria, se puede determinar con la siguiente expresión.

$$L_{md} = \sum P_i * t_i$$

**Ecuación 3.** Curva de la demanda.

Donde;

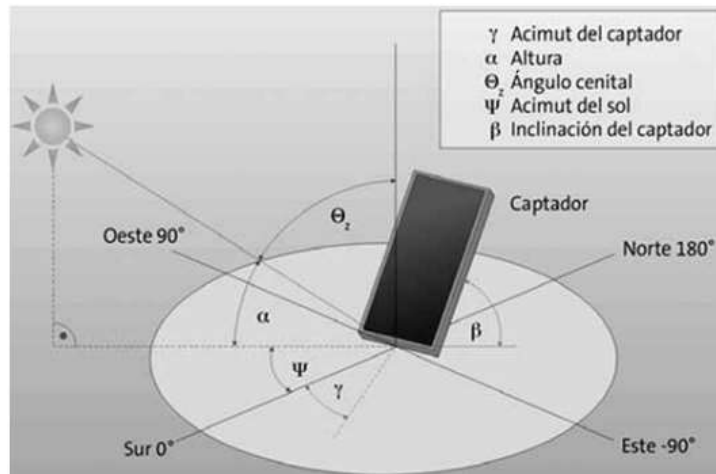
$P_i$  : Potencia real

$t_i$ : instante de tiempo de la potencia  $P_i$

### 6.1.2.2 Inclinación óptima de los módulos fotovoltaicos

Al momento de situar una instalación solar y se realice correctamente, es necesario conocer los ángulos más importantes de posición del sol y de los captadores definidos brevemente en la Figura 5:

**Figura 5.** Ángulos significativos panel solar.



**Fuente:** Agudelo, G., Yoceli, C., & Pérez Calderón, M. L, 2015 [17]

Acimut del panel ( $\gamma$ ): ángulo de desviación del plano que contiene a la superficie captador con respecto a la recta Norte-Sur terrestre.

Altura solar( $\alpha$ ): Es el ángulo formado por la recta Sol-Tierra respecto al plano que contiene a la superficie del lugar. La altura se establece por tanto si se traza un cuarto de círculo entre el cenit y el punto de salida del Sol, y pasando por éste.

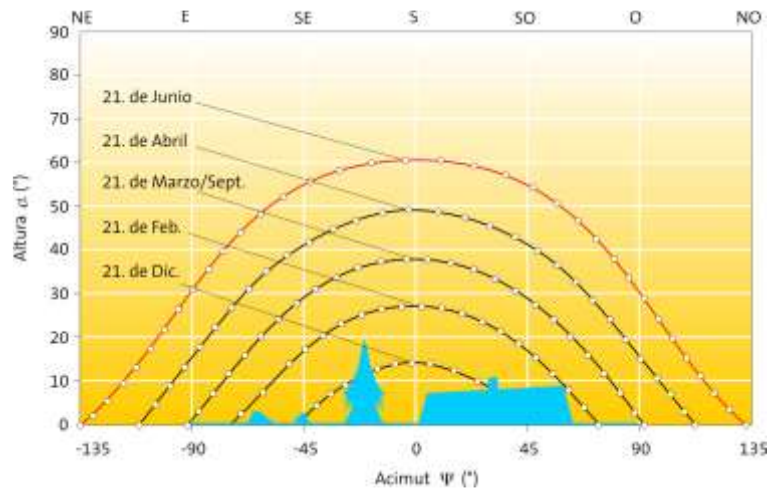
Ángulo cenital o distancia cenital ( $\theta_z$ ): Es el ángulo que forma la línea Sol-Tierra con la vertical del lugar, su complementario es la altura solar.

Ángulo de inclinación de la superficie del panel ( $\beta$ ): Definido como el ángulo que forma el plano que contiene a la superficie captadora con el plano horizontal.

Al variar la orientación e inclinación del panel captador respecto de la orientación e inclinación óptimas se va a producir una disminución de la radiación anual. Cabe aclarar que la inclinación del panel hace que varíe la radiación incidente sobre el mismo y por ende el valor de  $I_{sc}$ .

Cada día del año el sol sigue una trayectoria en la bóveda celeste cuyas dos coordenadas principales (acimut y altura), se pueden observar en la Figura 6. En esta, se pueden determinar los intervalos de tiempo y los días en los cuales la instalación solar no recibe directamente la radiación solar directa [18].

**Figura 6.** Gráfica de posición del ACIMUT.



**Fuente:** Agudelo, G., Yoceli, C., & Pérez Calderón, M. L, 2015 [17]

#### 6.1.2.3 Hora solar pico

Las horas de sol pico pueden definirse como el número de horas al día con una hipotética irradiancia de  $1.000 [W/m^2]$ , que en conjunto suman la misma irradiación total real de un día, ver Ecuación 4.

$$HSP = \frac{1}{1000} \sum_i^h Irrandiancia_i (h) \quad \text{Ecuación 4. HSP.}$$

Una hora solar pico “HPS” equivale a  $1 [kWh/m^2]$  o a  $3.6 [MJ/m^2]$ . Dicho en otras palabras, es un modo de contabilizar la energía recibida del sol agrupándola en paquetes, siendo cada “paquete” de 1 hora recibiendo  $1000 [W/m^2]$ .

#### 6.1.2.4 Pérdidas en sistemas FV

##### 6.1.2.4.1 Factor de planta

Factor de planta o Fill Factor(FF), es un valor adimensional que indica la calidad y/o eficacia de la célula solar. Este es un parámetro clave para evaluar el rendimiento de las células solares a utilizar.



En las células cristalinas el FF se encuentra entre 0.75 y 0.85, no es recomendable que su valor se encuentre por debajo de 0.70 debido a que el valor de potencia máxima real del panel y el de los valores extremos será menor y más cercano a la unidad.

Se define por la siguiente fórmula:

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{oc} * I_{sc}}$$

Donde:

- Pmax: Potencia máxima.
- Voc: Voltaje en circuito abierto.
- Isc: Corriente en corto circuito.

**Ecuación 5.** Ecuación para hallar el Fill Factor.

#### 6.1.2.4.2 Coeficiente de rendimiento

El performance ratio (relación de rendimiento) informa sobre la eficiencia energética y la fiabilidad de su planta fotovoltaica. Es una medida independiente de la ubicación que a menudo es descrito como un factor de calidad.

La relación de rendimiento (PR) se establece como porcentaje y describe la relación entre la producción de energía real y teórica de la planta fotovoltaica. Por lo tanto, muestra la proporción de la energía que está realmente disponible para exportar a la red después de la deducción de la pérdida de energía y del consumo de energía para la operación. Cuanto más se acerque el valor de PR al 100%, más eficiente será la planta. En la vida real, no se puede alcanzar un valor del 100%, ya que siempre surgen pérdidas inevitables con el funcionamiento de la planta fotovoltaica, sin embargo, puede alcanzar una relación de rendimiento de hasta el 80%.

En la Ecuación 6 se encuentra la fórmula para calculo manual del performance ratio.

$$PR[\%] = \frac{P_{real}}{P_{nom}}$$

**Ecuación 6.** Fórmula para cálculo manual de PR.

Donde;

$P_{real}$ : Producción real de la planta en [kWh p.a.]

$P_{nom}$ : Producción nominal de la planta calculado en [kWh p.a]

En la Ecuación 7, se plantea la fórmula para el PR de una planta fotovoltaica con intensidad media medida de irradiación solar en 1 año.

$$PR = \frac{Imm_{año} * A_g * n_m}{EE_r}$$

**Ecuación 7.** PR de una planta fotovoltaica en 1 año.

Donde:

- $Imm_{año}$ : Intensidad media medida de irradiación solar en 1 año.
- $A_g$ : Área generación.
- $EE_r$ : Energía eléctrica realmente exportada por la planta a la red.
- $n_m$ : Factor de eficiencia del módulo.

Adicionalmente, en la Ecuación 8 se plantea la fórmula de producción nominal de la planta FV.

$$P_{nom} = (IRR_{solar}) * (n_{relativa})$$

**Ecuación 8.** Producción nominal de la planta.

Donde:

- $IRR_{solar}$ : Irradiación solar incidente anual en la superficie del generador de la planta fotovoltaica
- $n_{relativa}$ : Eficiencia relativa de los módulos de la planta fotovoltaica

En tabla 4 se encuentran los factores pueden influir en el valor de PR:

**Tabla 3.** Factores que influyen en el valor de Performance Ratio.

Factores Medioambientales	Otros Factores
- Temperatura del módulo fotovoltaico.	- Periodo de registro.
- Irradiación solar.	- Pérdidas de conducción.
- Disipación de potencia.	- Factor de eficiencia de los módulos fotovoltaicos.
- Instrumento de medición de parámetros.	- Factor de eficiencia del inversor.
- Cantidad de sombreado.	- Diferencias en las tecnologías de células solares del medidor de medición y del PV módulos.
- Suciedad.	- Orientación del medidor de parámetros.

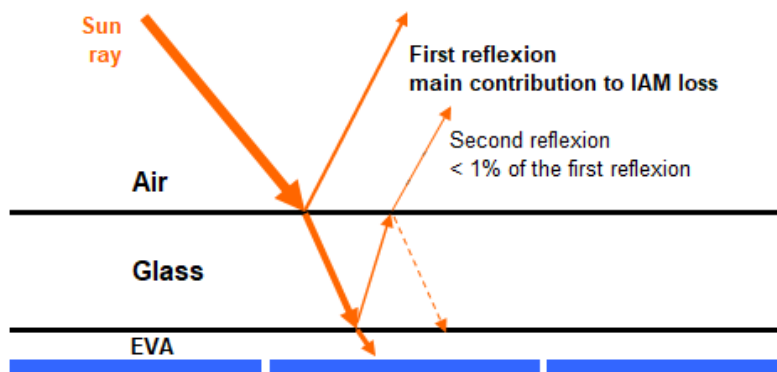
**Fuente:** Información técnica SMA Coeficiente de rendimiento (PR)

i. Pérdidas por orientación e inclinación (IAM)

El efecto de incidencia (el término designado es IAM, para "Modificador de ángulo de incidencia") corresponde a la disminución de la irradiación que realmente alcanza la superficie de las células PV, con respecto a la irradiancia bajo incidencia normal. Esta disminución se debe principalmente a las reflexiones en la cubierta de vidrio, que aumenta con el ángulo de incidencia.

La pérdida de transmisión es un fenómeno general, debido a la reflexión y la transmisión del rayo del sol en cada interfaz de material (vidrio de aire, vidrio-EVA, célula EVA), como se muestra en la Figura 7, así como a cierta absorción en el vidrio. Esto surge para cualquier rayo de incidencia. Para una incidencia normal, la reflexión es del orden del 5% y se incluye en el rendimiento del STC medido. El IAM solo se refiere a la dependencia angular de este efecto, es decir, se normaliza a la transmisión con incidencia perpendicular (ángulo de incidencia de  $0^\circ$ ).

**Figura 7.** Déficit de transmisión en función del ángulo de incidencia.



Fuente: Array incidence loss (IAM) [19]

Este fenómeno obedece las Leyes de Fresnel que describen la transmisión y las reflexiones en la interfaz de dos materiales transparentes de diferentes índices de refracción  $n_1$  y  $n_2$ .

ii. Pérdidas por sombreado

Los sistemas FV de conexión a red se suelen instalar en entornos urbanos en los que en muchas ocasiones es inevitable la presencia de sombras en determinadas horas del día sobre el generador FV que conducen a unas determinadas pérdidas energéticas causadas en primer lugar por la disminución de captación de irradiación solar y por los posibles efectos de miss

match a las que puedan dar lugar. A veces debido al diseño incorrecto de PV matriz del sistema, también es posible el auto sombreado.

iii. Pérdida por desajuste (Miss match)

Pérdidas energéticas originadas por la conexión de módulos fotovoltaicos de potencias ligeramente diferentes para formar un generador fotovoltaico. Si se conectan dos módulos en serie con diferentes corrientes, el módulo de menor corriente limitará la corriente de la serie, de esa manera se genera pérdida por desajuste. De manera semejante ocurre para la tensión de la conexión de módulos en paralelo. Las pérdidas de Miss match se pueden reducir mediante una instalación ordenada en potencias (o en corrientes en el punto de máxima potencia) de los módulos fotovoltaicos.

iv. Pérdidas por temperatura

Los módulos fotovoltaicos presentan unas pérdidas de potencia del orden de un 4% por cada 10 °C de aumento de su temperatura de operación (este porcentaje varía ligeramente en función de cada tecnología). La temperatura de operación de los módulos fotovoltaico depende de los factores ambientales de irradiancia, temperatura ambiente y velocidad del viento y de la posición de los módulos o aireación por la parte posterior.

v. Pérdida Óhmica

En la parte DC y en la parte AC, desde la salida de los inversores hasta los contadores de energía de la instalación, se producen unas pérdidas energéticas originadas por las caídas de tensión cuando una determinada corriente circula por un conductor de un material y sección determinada. Estas pérdidas se minimizan dimensionando adecuadamente la sección de los conductores en función de la corriente que por ellos circula.

vi. Pérdidas por polvo y suciedad

Tienen su origen en la disminución de la potencia de un generador fotovoltaico por la deposición de polvo y suciedad en la superficie de los módulos fotovoltaicos. Cabría destacar dos aspectos, por un lado, la presencia de una suciedad uniforme da lugar a una disminución de la corriente y tensión entregada por el generador fotovoltaico y por otro lado la presencia de suciedades localizadas (como puede ser el caso de excrementos de aves) da lugar a un aumento de las pérdidas de miss match y a las pérdidas por formación de puntos calientes.

### 6.1.3 Irradiancia

La irradiancia es una magnitud representada por el cociente entre la potencia (la energía por unidad de tiempo) y el área que recibe la radiación. En pocas palabras, la irradiancia (VER Ecuación 9) nos da a entender cuánta energía incide sobre un área en un tiempo determinado.

$$\text{Irradiancia} = \frac{P}{A} \qquad \text{Ecuación 9. Irradiancia.}$$

Donde,

- $P$ : potencia medida en Watts.
- $A$ : área en metros cuadrados [ $m^2$ ].
- 

Esta potencia que llega al Planeta Tierra no es la que finalmente alcanza la superficie terrestre debido a la influencia de los fenómenos atmosféricos, la actividad humana, la forma propia de la Tierra, el ciclo día/noche y la órbita elíptica de la Tierra. Para conseguir que la irradiancia recibida por el panel sea máxima, se puede conseguir adaptando el panel, orientando e inclinando el panel solar.

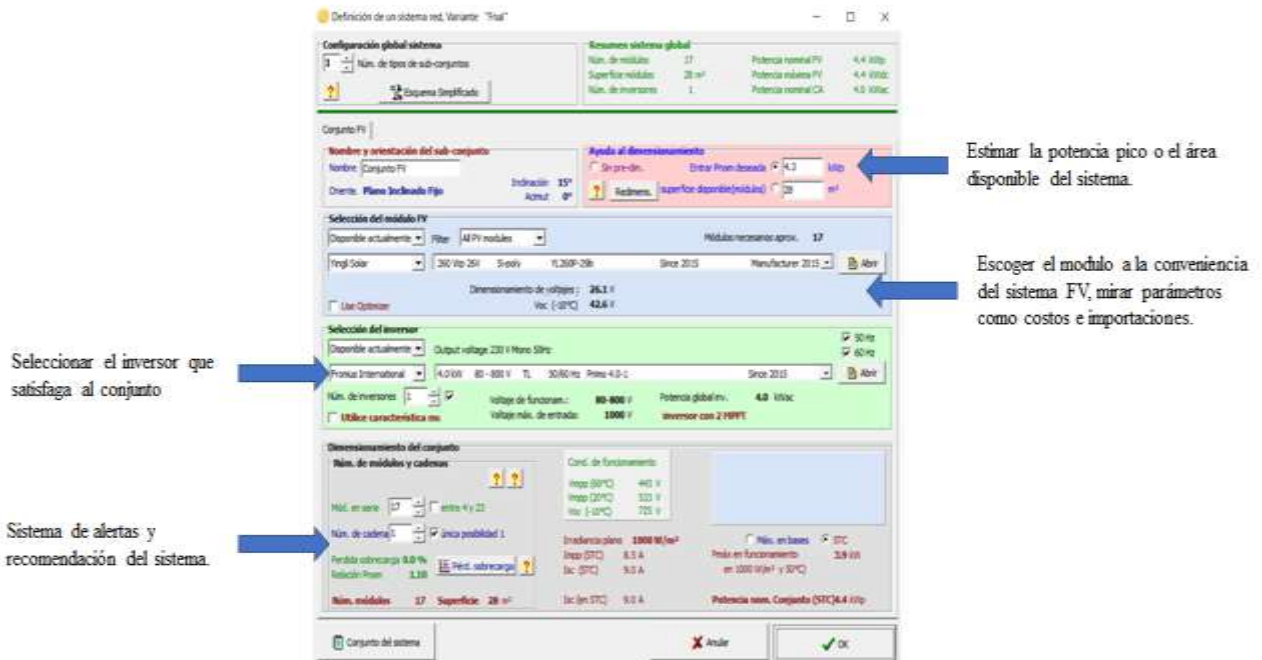
### 6.1.4 Softwares para el dimensionamiento de sistemas FV

#### 6.1.4.1 PVSyst

Es una herramienta que permite el estudio de simulaciones completas para sistemas fotovoltaicos y sistemas de bombeo. “Este software permite dimensionar el tamaño de las instalaciones teniendo en cuenta la radiación solar que recibiría en función de su ubicación gracias a su base de datos meteorológica, que permite su diseño en 3D y que tiene en cuenta la proyección de sombras gracias a la simulación del movimiento del sol durante el día.”(Carlos G. Castro, 2011) [20].

El software cuenta además con soporte para el dimensionamiento del sistema, indicando la potencia pico que este puede llegar a tener y área que el FV pueda llegar a ocupar, la interfaz del dimensionamiento del sistema se muestra en la Figura 8.

**Figura 8.** Interfaz dimensionamiento FV, software PVsyst.



Fuente: Elaboración propia.

#### 6.1.4.2 PV\*SOL

Es un software diseñado para sistemas conectados a red con inyección total, así como para sistemas con inyección del excedente a la red. En este, puede calcular las pérdidas en las cadenas y las pérdidas por el cableado AC/DC por inversor, disminución del rendimiento por sombras, entre otras funciones. PV\*SOL es un software bastante visual debido a que incluye herramientas en 3D y un cálculo detallado de las sombras en instalaciones conectadas a la red con los módulos tanto paralelos como integrados en la cubierta, así como sistemas montados en tejado y en áreas libres [21].

#### 6.1.5 Dimensionamiento conductores y fusibles

Para el dimensionamiento de los conductores y fusibles se toma como base las normas de la NTC 2050, para una instalación segura, adicionalmente de las tablas ofrecidas por el catálogo de Centelsa. En el seleccionado de estos, se usaron las ecuaciones de la tabla 4, para la obtención de valores en sobrecorriente y corto circuito.

**Tabla 4.** Ecuaciones para el dimensionamiento de conductores y protecciones.

Corriente corto circuito	$i_{CC} = i_{SC} * 1.25$	<b>Ecuación 10.</b> Corriente corto circuito.
Corriente por fila	$i_{cable} = i_{CC} * 1.25$	<b>Ecuación 11.</b> Ecuación Corriente por fila.
Dispositivo contra corriente	$i_{DCS} = i_{CC} * 1.25$	<b>Ecuación 12.</b> Ecuación corriente del dispositivo en contra corriente.
Corriente de campo	$i_{campo} = i_{CC} * 4$ $i_{condu} = i_{campo} * 1.25$	<b>Ecuación 13.</b> Ecuación de corriente de campo.
Corriente de salida del inversor	$i_{inv} = \frac{P_{inv}}{V_{out}}$ $i_{cable} = i_{inv} * 1.56$	<b>Ecuación 14.</b> Ecuación corriente de salida del inversor. <b>Ecuación 15.</b> Ecuación corriente del cable según corriente de salida del inversor.
Corriente de protección	$i_{prote} = i_{inv} * 1.25$	<b>Ecuación 16.</b> Ecuación corriente de protección inversor.

**Fuente:** Elaboración propia.

#### 6.1.6 Prueba de hipótesis

##### 6.1.6.2 Valor P

Se define como la probabilidad correspondiente al estadístico de ser posible bajo a la hipótesis nula. Si cumple con la condición de ser menor al nivel de significancia impuesto, entonces la hipótesis nula será eventualmente rechazada, se aplica de la siguiente manera:

- “Se parte de la hipótesis de que no existe relación entre la variable independiente y el consumo de energía.
  - Para que esta hipótesis sea cierta el valor de p-value debe ser mayor que 0,05. Es decir, se requiere un valor de probabilidad de que sea cierta mayor al 5%.
  - Si el valor de probabilidad es inferior al 5% entonces la hipótesis se considera nula o no valida y si existe relación entre la variable independiente y el consumo de energía”.
- [22]

### 6.1.6.3 Coeficiente de correlación

Consiste en determinar si la relación entre el consumo de energía y la variable independiente utilizada para la elaboración del modelo de línea base es significativa o no.

### 6.1.7 ESCO (Energy Service Company)

Las (Energy Service Company) son empresas que ayudan a mejorar en la utilización de la energía eléctrica, las cuales ofrecen implementar soluciones de eficiencia energética y a su vez facilitando el acceso para el financiamiento final de su ejecución, donde las inversiones son pagadas con los ahorros de energía [23] .

- Contrato tipo CHAUFAGGE: es una modalidad de contrato de suministro de energía. Este tipo de contrato se caracteriza porque la ESCO es la responsable de suministrarle los servicios energéticos al cliente, el cliente se encarga de pagar mensualmente una cantidad pactada teniendo en cuenta el costo unitario que se calcula en base a su factura energética menos un porcentaje de ahorro (entre 15 y 20%). Adicionalmente, la duración del contrato suele ser entre 20 y 30 años, periodo en el cual la ESCO se encarga de la operación y mantenimiento del sistema.
- Contrato PPA (power Purchase agreement): por medio de estos contratos las empresas compran electricidad directamente a generadores por medio de contratos de largo plazo. (ANEXO A)

En la tabla 5 se pueden observar de manera general y resumida, las responsabilidades que deben tener tanto el cliente como la compañía de servicios de energía.

**Tabla 5.** Responsabilidades por parte de la ESCO y el cliente.

ESCO	CLIENTE
- Implementación y operación sistema FV	- Velar por seguridad del sistema FV durante periodo contrato
- Mantenimiento preventivo	- Permitir acceso personal ESCO
- Reposición por daños en instalaciones y/o equipos	- Facilitar acomodación terreno
- Monitoreo de señales, facturación mensualmente el valor generado por el sistema FV	- Cancelar mensualmente el valor de energía facturado de acuerdo con la tarifa establecida.
- Facturación mensualmente de acuerdo con la generación del sistema fotovoltaico de acuerdo a la tarifa propuesta	



Como ventajas principales de este tipo de servicios se tiene un ahorro total de la inversión, mantenimiento y operación, una viabilización de ejecución de los proyectos, la ESCO ofrece confiabilidad, ahorros por disminución en los costos de la energía, mayor predictibilidad en los costos de la energía, contratos de hasta por 20 años y finalmente la aplicación de energía verde para una reducción de toneladas de CO<sub>2</sub>.

Como mecanismo de facturación la ESCO cada mes se mide la generación del sistema fotovoltaico para realizar una posterior facturación del valor generado a la tarifa propuesta. Para revisión del tiempo de desarrollo del proceso revisar el (ANEXO B).

#### 6.1.7.2 Contrato PPA en FV.

La industria energética está experimentando grandes cambios en la actualidad y la energía solar juega un papel protagónico, teniendo un crecimiento exponencial en todo el mundo y logrando ser una de las tecnologías renovables más económicas [24]. En la actualidad existen modelos de negocios que permiten financiar este tipo de instalaciones mediante contratos, un modelo de negocio que ha tomado fuerza en los últimos años es el contrario PPA - por sus siglas en inglés Power Purchase Agreement o Contrato de Compra de Energía, el cuál es un mecanismo apalancador para el desarrollo del proyecto ya que se garantizan los flujos de caja necesarios para retornar al financiador los recursos girados incluida su utilidad. Su principal característica en el sector renovable es garantizarle al cliente un suministro eléctrico a un precio estable durante un periodo de tiempo prolongado normalmente entre 10 a 25 años.

Este modelo de contrato representa un contrato privado por el cual un vendedor se compromete a vender energía a un comprador, y éste a consumirla durante un período de tiempo determinado y precio acordado que es rentable para ambas partes además se establecen las bases bajo las cuales el desarrollador del proyecto deberá suscribir los contratos de EPC<sup>2</sup>, Conexión y O&M., obteniendo el comprador un precio más económico que el del mercado habitual y el vendedor obtiene un precio que hace rentable el proyecto.

Al finalizar el contrato, o en algunos casos antes de vencido el plazo, la propiedad de dichos equipos se radica según el modelo acordado entre las partes contractuales, ya sean los equipos de propiedad del vendedor o del comprador. En este punto hay una gama de posibilidades que se estructuran de acuerdo con las necesidades de las partes, el capital con el que se cuente y la intención o no de acceder a los beneficios tributarios de la Ley 1715 de 2014 y las normas reglamentarias.

---

<sup>2</sup> Por sus siglas en inglés Engineering, Procurement and Construction, lo cual traduce Ingeniería, Gestión de Compras y Construcción.

### 6.1.8 Financiamiento Propio

El financiamiento propio está compuesto por los recursos financieros que son de la empresa y que esta no está en la obligación de devolver, como las reservas y el capital social.

Las principales características de este financiamiento son:

- La cesión de capital es por tiempo indefinido.
- Da derecho a la propiedad de la empresa.
- Proporciona el derecho a los beneficios de la empresa.

Al momento de realizar la compra del sistema fotovoltaico con recursos propios, se deben tener en cuenta que los paneles cuenten con certificado de conformidad de producto RETIE, requisito necesario para la adquisición de los beneficios tributarios de la LEY 1715 de 2014.

Se hace necesario la contratación de un profesional competente que esté certificado. Adicionalmente, se debe contar con un estudio previo para una instalación óptima, dentro de la cual se tenga en cuenta la norma NSR 10 del Reglamento Colombiano de Construcción Sismorresistente. Finalmente, es primordial el estudio financiero del proyecto para evitar pérdidas económicas.

### 6.1.9 Autogeneración

De acuerdo con la Resolución 030 de 2018 expedida por la CREG, la autogeneración se define como la producción de energía eléctrica para satisfacer las necesidades propias. Esto implica que una persona puede producir energía para suplir la demanda eléctrica de su hogar o negocio. Para suplir dicha demanda, debe contar con una fuente de generación, como, por ejemplo, una turbina eólica, un panel solar, etc. Para realizar la instalación adecuada de dicha fuente, es necesario realizar cálculos y análisis para saber qué cantidad de dispositivos o cuánta potencia instalada es requerida para suplir el consumo eléctrico.

De acuerdo con esta resolución, la autogeneración es definida como la actividad realizada por personas naturales o jurídicas que producen energía y, en el caso de quienes generan a pequeña escala (menos a 1MW), los principales incentivos se dan a quien emplea fuentes no convencionales de energía renovables, tales como la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, la geotérmica y la solar, entre otras.

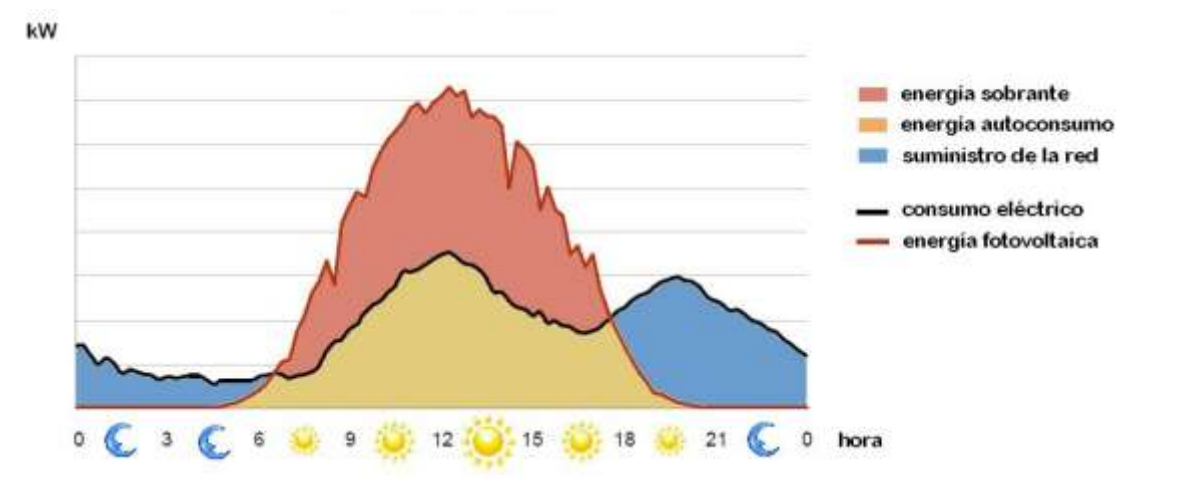
#### 6.1.9.2 Caracterización de la demanda de energía

En el momento de la implementación de un sistema fotovoltaico, depende del consumo del cliente el tipo de proyecto a instalar (autogeneración, inyección a la red, generador). Una vez se produzca más generación con respecto a la energía de autoconsumo, esa energía excedente

es entregada a la red. Se debe tener en cuenta la carga a suplir para no superar los consumos y tener energía sobrante (ver Figura 9).

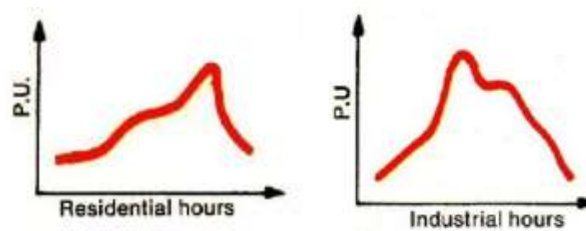
Dependiendo del tipo de usuario (residencial, comercial e industrial) se cuenta con diferentes curvas características de la demanda (ver Figura 10), en las cuales se tienen en cuenta las horas del día trabajadas y para las industrias, los días de producción.

**Figura 9.** Domo de generación fotovoltaico, fragmentado en las diferentes áreas definidas por la resolución CREG 030



Fuente: Hanjin, Wikipedia.

**Figura 10.** Curvas características de demanda de energía por tipo de carga



#### 6.1.10 Estación meteorológica

Una estación meteorológica es un dispositivo usado para medir las diferentes condiciones climatológicas de un lugar específico, el cual cuenta con una acumulación de datos. La estación consta de un software que suministra datos meteorológicos precisos para cualquier

lugar en el planeta Tierra, el cual provee datos de variables como: irradiación, temperatura, humedad, viento, precipitación y más parámetros climáticos.

#### 6.1.10.2 NSRDB (National Solar Radiation Database)

Esta base de datos fue desarrollada por el NREL (National Renewable Energy Laboratory) en los Estados Unidos y contiene sumarios estadísticos procedentes de los datos horarios del periodo completo de captación de datos de todas las estaciones. Para los datos de radiación solar, estos estadísticos incluyen la media y las desviaciones típicas de la energía solar total diaria (radiación directa normal, radiación horizontal difusa y radiación global horizontal) para cada estación-año-mes y cada estación por año. Los valores horarios se cuantifican según la frecuencia con que se dan en intervalos de 50 W·h/m<sup>2</sup>, de 0 a 1200 W·h/m<sup>2</sup>, permitiendo la fácil representación en histogramas y distribuciones de frecuencia acumulada. Su grilla de datos es de 4x4 km [25] .

#### 6.1.11 Análisis financiero

De acuerdo con las inversiones necesarias para el desarrollo de un proyecto, se procede a realizar los modelos financieros de los escenarios planteados y las necesidades de cada empresa, evaluando la viabilidad, estabilidad y rentabilidad del proyecto, analizando los resultados ofrecidos por el flujo de caja como lo son el VPN, TIR, WACC y el periodo de recuperación de la inversión(Payback).

##### 6.1.11.2 Flujo de caja

El flujo de caja es una herramienta que mide la liquidez de un proyecto, donde dentro de este “se hace referencia al dinero en efectivo que entra y sale en un periodo de tiempo determinado” [26]. Teniendo en cuenta los resultados generados, se procede a la toma de decisiones evaluando los diferentes parámetros de viabilidad y rentabilidad del mismo.

##### 6.1.11.3 TIR

La tasa interna de retorno (TIR) es un indicador para el análisis de viabilidad de un proyecto(ver Ecuación 17), es decir, representa el retorno generado por la inversión realizada en el proyecto. “Hace referencia al tipo de interés en el que el número de VAN es cero. Su función es señalar la tasa a la cual recuperaremos la inversión inicial de nuestro negocio trascurrido cierto tiempo” [27].

$$TIR = Ti1 \left[ (Ti2 - Ti1) \frac{VPN1}{|VPN1|+|VPN2|} \right] \quad \text{Ecuación 17. Tasa Interna de Retorno [9].}$$

Donde,

- $Ti1$ : Tasa de descuento, con la que se calcula el VPN del proyecto y cuyo resultado debe ser positivo.
- $Ti2$ : Tasa de descuento, con la que se calcula el VPN del proyecto y cuyo resultado debe ser negativo.
- $|VPN1|$ : VPN positivo, en valor absoluto.
- $|VPN2|$ : VPN negativo, en valor absoluto.

El criterio tomado para aceptar o rechazar un proyecto, teniendo como base la TIR, es el siguiente:

1. Si la  $TIR > WACC$  el proyecto es aceptado.
2. Si  $TIR = WACC$  el proyecto podrá llevarse a cabo si mejora la posición competitiva de la empresa y no hay alternativas más favorables.
3. Si  $TIR < WACC$ , el proyecto debe rechazarse.

#### 6.1.11.4 VPN

“El VPN es un indicador financiero que mide los flujos de los futuros ingresos y egresos que tendrá un proyecto, para determinar, si luego de descontar la inversión inicial, nos quedaría alguna ganancia. Si el resultado es positivo, el proyecto es viable” [28].

$$VPN = I_o + \sum_{t=1}^n \frac{FC}{(1+i)^t} \quad \text{Ecuación 18. Valor Presente Neto. [9]}$$

Donde:

- $I_o$ : Inversión Inicial
- $FC$ : Flujo de caja anual
- $WACC$ : Tasa de descuento/ costo de capital/ WACC
- $t = 1, 2, \dots, n$ : Número de periodos de vida útil del proyecto

Como criterio base para tomas de decisiones en la realización del proyecto es:

1. Si el  $VAN > 0$  el proyecto generará beneficios.
2. Si el  $VAN = 0$  el proyecto no generará ni beneficios ni pérdidas.
3. Si el  $VAN < 0$  el proyecto de inversión generará pérdidas.

#### 6.1.11.5 WACC

El Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC: Weighted Average Cost of Capital) es la tasa de descuento, es decir, “la rentabilidad mínima exigida por parte de los inversionistas” [29]. Se calcula tomando el costo de cada deuda (Inversionistas, proveedores, bancos, etc.) Por el peso respectivo de cada una estas, finalmente se suman los resultados. Ver Ecuación 19.

$$WACC = \%RP * Ke + \%RF * Ti$$

**Ecuación 19.** Costo promedio ponderado de capital [9].

Donde:

- $\%RP$ : % Recursos propios es decir efectivo del inversionista.
- $Ke$ : Tasa de descuento o costo capital del inversionista. Definida a partir del rendimiento de un título valor del estado teniendo como indicador de referencia el TES con mayor vencimiento (agosto, 2026)
- $\%RF$ : % Recursos de financiación es decir apalancado por una entidad.
- $Ti$ : Tasa de descuento o interés de financiación o apalancamiento. Definida a partir de una asesoría con entidad bancaria para este tipo proyectos

#### 6.1.11.6 Payback

El payback es el plazo de recuperación, un criterio utilizado y evaluado al momento de realizar una inversión que se define como el periodo de tiempo requerido para recuperar el capital inicial de una inversión. Por medio de este método no se tiene en cuenta las ganancias o pérdidas en el futuro.

Para la decisión de aceptación de un proyecto a realizar en una empresa, teniendo como base el payback, es dependiendo de los límites económicos y de tiempo propio de cada empresa.

## 6.2 Marco Legal

### 6.2.1 Requisitos para instalación de un sistema FV.

#### I. Cables y conectores:

Los cables para sistemas fotovoltaicos deberán contar con el certificado de conformidad con la norma UL 4703 o equivalente. Dicho certificado debe ser expedido por un organismo de certificación acreditado y debe estar vigente. Los conectores, deberá contar con el certificado de conformidad con la norma UL 6703 o equivalente. [30]

## II. Paneles Solares

De acuerdo con lo indicado en la versión vigente del RETIE, los paneles a instalar deben cumplir los requisitos de una norma técnica de fabricación y demostrarlo mediante un certificado de conformidad de producto expedido por un organismo de certificación acreditado. El cumplimiento de este requerimiento será suficiente si cumple alguna de las siguientes dos normas técnicas de fabricación:

- IEC 61215: Design Qualification and Type Approval (módulos fotovoltaicos de silicio cristalino).
- IEC 61730: Requisitos para la construcción, ensayos y seguridad.

La instalación se debe hacer por un profesional competente conforme a la sección 690 de la NTC 2050. También, se debe realizar el etiquetado del módulo y del lugar de instalación para facilidad de identificación (Artículo 390-51, Artículo 390-52) [30]

## III. Inversor

El inversor deberá cumplir los requisitos de una norma técnica de fabricación y demostrarlo mediante un certificado de conformidad de producto expedido por un organismo de certificación acreditado. El cumplimiento de este requerimiento será suficiente si cumple alguna de las siguientes normas técnicas de fabricación:

- IEC 62109: Seguridad de los convertidores de potencia para uso en sistemas de energía fotovoltaica. Partes 1 y 2. Requisitos generales y particulares para inversores.
- UL 1741 Standard for Safety of Inverters, Converters and Controllers for Use in Independent Power Systems
- IEC 61727. Photovoltaic (PV) systems – Characteristics of the utility interface (Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características de la interface con la red en el punto de conexión) [30]

## 6.2.2 Incentivos tributarios de la Ley 1715 del 2018

La Ley 1715 de 2014 estableció el marco legal y los instrumentos para la promoción, desarrollo y utilización de las FNCE, en especial las de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico. Busca fomentar, entre otras, la inversión, investigación y desarrollo de tecnologías limpias para producción de energía y la eficiencia energética, estableciendo diversos incentivos para ello [31].

### 6.2.2.1 Deducción especial sobre el impuesto de renta y complementarios. Artículo 11

“Artículo 2.2.3.8.2.1. Los contribuyentes declarantes del impuesto sobre la renta y complementarios que realicen directamente nuevas erogaciones en investigación, desarrollo e inversión en el ámbito de la producción y utilización de energía a partir FNCE o gestión eficiente de la energía, tendrán derecho a deducir hasta el cincuenta por ciento (50%) del valor de las inversiones, en concordancia con los porcentajes establecidos en el artículo 11 de la Ley 1715 de 2014”. [32]

El valor a deducir por este concepto, en ningún caso podrá ser superior al 50% de la renta líquida del contribuyente determinado antes de restar el valor de la inversión.

**NECESITA:** Certificación de beneficio ambiental por el Ministerio de Ambiente y debe ser debidamente certificada como tal por el Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible. ANLA (autoridad nacional de licencias ambientales).

### 6.2.2.2 Exclusión del IVA. Artículo 12

“Artículo 2.2.3.8.3.1. Estarán excluidos del IVA la compra de equipos, elementos y maquinaria, nacionales o importados, o la adquisición de servicios dentro o fuera del territorio nacional que se destinen a nuevas inversiones y preinversiones para la producción y utilización de energía a partir FNCE, así como aquellos destinados a la medición y evaluación de los potenciales recursos, de conformidad con la certificación emitida por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales de equipos y servicios excluidos del impuesto, para lo cual se basará en el listado elaborado por la UPME y sus actualizaciones.” [32]

**NECESITA:** certificación expedida por el Ministerio de Minas y Energía, a través de la Unidad de Planeación Minero Energética. La ANLA incluyen cantidades y subpartidas arancelarias que se presenta en la DIAN como soporte para exención.



### 6.2.2.3 Exención de gravamen arancelario. Artículo 13

Importación de maquinaria, equipos, materiales e insumos. Solicitar a la DIAN mínimo 15 días hábiles antes de la importación. Con documentación del proyecto avalada en la certificación emitida por el Ministerio de Minas y Energía o la entidad que este faculte para este fin. [32]

**NECESITA:** certificación expedida por el Ministerio de Minas y Energía, a través de la UPME(avaluar el proyecto y materiales). UPME (ANLA) tiene 3 meses para gestionarlo. Después se remite a la Ventanilla Única de Comercio Exterior(VUCE) la solicitud de licencia previa, anexando la mencionada documentación.

### 6.2.2.4 Régimen de depreciación acelerada Artículo 14.

“Artículo 2.2.3.8.5.1. Aquellos Generadores de Energía a partir de FNCE que realicen nuevas inversiones en maquinaria, equipos y obras civiles adquiridos y/o construidos con posterioridad a la vigencia de la Ley 1715 de 2014, exclusivamente para las etapas de reinversión, inversión y operación de proyectos de generación a partir de FNCE, podrán aplicar el incentivo de depreciación fiscal acelerada, de acuerdo con la técnica contable, hasta una tasa anual global del veinte por ciento (20%)”. [32]

El beneficiario define la tasa de depreciación igual para cada año gravable (lo puede modificar con aviso previo a Dirección Seccional de Impuestos), hasta antes de presentar la declaración del Impuesto sobre Renta y Complementarios del año gravable en el cual se realizó el cambio.

**NECESITA:** los que declaren renta deben presentar obtener previamente la Certificación de Beneficio Ambiental que expide el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

Para más información acerca de las etapas del proyecto y de las actividades para la obtención de los beneficios tributarios Ley 1715 del 2014, ver ANEXO C y ANEXO D respectivamente.

### 6.2.3 Resolución CREG030-2018

La CREG030-2018 regula aspectos operativos y comerciales para permitir a los AGPE (auto generador a pequeña escala) integrarse al SIN. A continuación, se menciona e interpreta los artículos directamente implicados con la tecnología fotovoltaica.

### 6.2.3.1 Condicionamientos para la aplicación de la ResCREG030 de 2018 para AGPE.

En el presente se exponen las diferentes condiciones que limitan la aplicabilidad de la RESCREG030:2018.

- Los Estándares técnicos de disponibilidad del sistema corresponde a los usuarios conectados en Nivel de tensión 1 (N T1) para conexión de sistemas de generación FV sin capacidad de almacenamiento. Art. 5 ResCREG030
- Cuando cantidad de energía anual exportada por los generadores distribuidos y los AGPE supere la demanda nacional en el año anterior en un 4%, la CREG podrá revisar y modificar las condiciones de conexión y remuneración Art.4 ResCREG030.
- Esta resolución aplica para:

**Tabla 6.** Ámbito de aplicación.

Aplica	No Aplica
Comercializadores que los atienden	
Operadores de red	Sistemas de suministro de energía de emergencia, existentes o nuevos.
Transmisores nacionales	
Conexiones a autogeneradores a gran escala mayores a 1 [MW] y menos o iguales a 5 [MW]	

- Información de disponibilidad de red

Los OR deben disponer de información suficiente para que un potencial AGPE observe el estado de la red y las características técnicas básicas del punto de conexión deseado, como se muestra en el ANEXO E. Base en la identificación de la cuenta, código de circuito o transformador al que pertenece el usuario, se deberá desplegar la información asociada, considerando como mínimo los incisos en el ANEXO F.

### 6.2.3.2 Estándares técnicos de disponibilidad del sistema en el nivel de tensión 1

Antes de realizar algún tipo de solicitud para conectarse a un Sistema de Distribución Local-SDL a NT1, el solicitante deberá verificar la disponibilidad para conectarse en la página web de la empresa que presta el servicio público - OR<sup>3</sup> por sus siglas Operador de Red- y cumplir con ello lo siguiente:

<sup>3</sup> Empresa encargada del sistema de transmisión regional o local del servicio público.

- La sumatoria de la potencia en el sistema FV instalado debe ser igual o inferior al 15% de la capacidad nominal del circuito, subestación o transformador<sup>4</sup> donde se solicita el punto de conexión, el límite de potencia a instalar se define en la Ecuación 20.

$$\sum PN_{AGPE} \leq 15\%SN_{transformador}$$

**Ecuación 20.** Límite de potencia a instalar según ResCRE030 ART5.

Donde:

- $PN_{AGPE}$ , Potencia nominal del sistema AGPE.
  - $SN_{transformador}$ , Potencia nominal del transformador
- La capacidad de energía que pueden entregar el sistema FV en una hora a la red, no debe superar el 50% del promedio anual de las horas de mínima demanda diaria de energía registrada para el año anterior a la solicitud entre la franja horaria de 6 am a 6 pm. Art.ResCREG030.

$$\frac{Eh_{exc;AGPE}}{Ehmin_{anual-1}} < 50\% *$$

**Ecuación 21.** Máxima cantidad energía horaria que puede entregar un sistema FV AGPE.

Franja horaria 6:00 a 18:00

Donde:

- $Eh_{exc;AGPE}$ , Excedentes de energía por hora del sistema AGPE
- $\overline{Ehmin_{anual-1}}$ , Promedio de la energía mínima por hora del año anterior.

Una vez comprometidos los anteriores parámetros técnicos se debe continuar con el procedimiento simplificado de conexión enunciado en el numeral 1.2.2.4 para los AGPE con solicitud de conexión en NT 1 y por otra parte es el primer paso para los potenciales AGPE con solicitud de conexión en NT 2, 3 y 4.

### 6.2.3.3 Condiciones para conectarse como AGPE

Las CREG030 informa a todos los AGPE existentes están en la obligación de entregar la documentación de la capacidad nominal instalada al OR que estén conectados, dentro de los dos meses siguiente al de la fecha de disponibilidad del formato que definió cada OR. Los OR debieron publicar en su página web oficial los formatos al mes siguiente de entrada en vigor de la Resolución, en caso contrario, el AGPE podrá ser desconectado de la red y no podrá reconectarse hasta que corrija esta situación.

---

<sup>4</sup> La capacidad nominal de un sistema está determinada por el transformador del sistema.

Las condiciones de conexión están dispuestas en la página web de cada OR, en el sistema de información de trámite en línea en el cual se puede adelantar todos los trámites de conexión FV. Adicionalmente la OR debe tener disponibles a los potenciales AGPE los siguientes formularios [9]:

- Formato de solicitud de conexión simplificada para AGPE; Potencia  $\leq 100$  kW: Este formato debe clasificar entre los AGPE que no inyectan energía (caracterizando el sistema de generación con los elementos que limitan la exportación de energía a la red) y los que, si inyectan energía a la red, además diferencia la tecnología de generación la potencia instalada de hasta 10 kW y mayor de 10 kW hasta 100 kW.
- Formato de estudio de conexión simplificada para AGPE  $100 \text{ kW} < \text{Potencia} \leq 1 \text{ MW}$ : Este formato debe contener de igual manera la caracterización de los equipos que limitan la inyección de energía en dado caso que el AGPE determine no exportar, por otra parte, trae consigo todas las especificaciones técnicas requeridas.

#### 6.2.3.3.1 Condiciones para la medición

El Artículo 13. Sistema de medición para AGPE, habla sobre los sistemas que entreguen excedentes a las fronteras de generación en el Código de Medida, para más información referirse a la resolución CREG 030 y 038. En caso de que el AGPE sea atendido por el comercializador integrados con el OR, este tiene la obligación de reportar las medidas del AGPE al SIC dentro de las primeras 48 horas del mes siguiente.

Artículo 14. Fronteras de comerciales, el comercializador que represente al AGPE deberá cumplir con lo establecida en la RESCREG 157 del 2011, para registrar su frontera de comercialización y su frontera de generación en las condiciones en el Artículo 4 la de mencionada resolución.

#### 6.2.3.3.2 Comercialización de la energía

El Artículo 16. Alternativas de entrega para los excedentes de AGPE menciona como estos podrán entregar sus excedentes de acuerdo con las siguientes alternativas para sistemas FNCER.

- SI el comercializador atiende un mercado regulado, entendido este en los términos del numeral 4 del artículo 45 Decreto 2153 de 1993. El precio máximo de venta será el pactado por el artículo 17 de esta resolución el cual dictamina que, al cierre de cada periodo de facturación, los excedentes se reconocerán como créditos de energía al AGPE, de acuerdo con las siguientes reglas.

**Tabla 7.** Pagos según tipos de AGPE.

<b>AGPE <math>\leq 0.1\text{MW}</math></b>	<b>AGPE <math>&gt; 0.1\text{MW}</math></b>
Los excedentes que sean menores o iguales a su importación serán permutados por energía eléctrica en el periodo de facturación.	Los excedentes que sean menores o iguales a su importación serán permutados por energía eléctrica en el periodo de facturación.
El comercializador cobrara al AGPE por cada kWh de excedente el costo de comercialización $Cv_{m,i,j}$ definido en la RES 119 del 2007.	El comercializador cobrara al AGPE por cada kWh de excedente el costo de comercialización $Cv_{m,i,j}$ además de $T_m, PR_{n,m,i,j}$ y $R_{m,i}$ definido en la RES 119 del 2007, en caso de nos usuarios regulados los pactados por el comercializador.
Los excedentes que sobrepasen su importación de energía eléctrica en el periodo de facturación serán liquidados al precio horario de bolsa.	Los excedentes que sobrepasen su importación de energía eléctrica en el periodo de facturación serán liquidados al precio horario de bolsa.
Valoraciones de los excedentes, según artículo 18:	Valoraciones de los excedentes, según artículo 18:

**Ecuación 22.** Precios excedentes para AGPE  $\leq 0.1\text{MW}$ .

$$\begin{aligned}
 VE_{i,j,n,f} = & (Exp1_{i,j,n,f-1} - Imp_{i,j,n,f-1}) * CUv_{i,j,n,f-1} \\
 & - [Exp1_{i,j,n,f-1} * Cv_{m,i,j}] \\
 & + \sum_{h=hx,hx+1,..,H} Exp2_{h,i,j,n,f-1} * PB_{h,f-1}
 \end{aligned}$$

**Ecuación 23.** Precios excedentes para AGPE  $> 0.1\text{MW}$ .

$$\begin{aligned}
 VE_{i,j,n,f} = & (Exp1_{i,j,n,f-1} - Imp_{i,j,n,f-1}) * CUv_{i,j,n,f-1} \\
 & - [Exp1_{i,j,n,f-1} * Cv_{m,i,j}] \\
 & - [Exp1_{i,j,n,f-1} \\
 & * (T_m + D_{n,m} + PR_{n,m,i,j} + R_{m,i})] \\
 & + \sum_{h=hx,hx+1,..,H} Exp2_{h,i,j,n,f-1} * PB_{h,f-1}
 \end{aligned}$$

Donde<sup>5</sup>:

- $i$ : Comercializador  $i$ .
- $j$ : Mercado del comercializador  $j$ .
- $n$ : Nivel de tensión  $n$ .
- $h$ : Hora  $h$ .
- $m$ : Mes  $m$ .
- $f$ : Periodo de facturación.
- $hx$ : Hora de los excendentes sobrepasan la importancia de energía eléctrica en el periodo de facturación  $f-1$ .
- $VE_{i,j,n,f}$ : Valoración del excedente del AGPE, en \$, en el periodo  $f$ .
- $Exp_{i,j,n,f-1}$ : Sumatoria de la exportación de energía del AGPE durante cada hora del periodo  $f-1$ , en kWh. Este variable puede tomar valores entre cero (0) y  $Imp_{i,j,n,f-1}$ .
- $Imp_{i,j,n,f-1}$ : Sumatoria de la importación de energía del AGPE durante cada hora del periodo  $f-1$ , en kWh.
- $CU_{v,n,m,i,j}$ : Componente variable del Costo Unitario de energía \$/kWh
- $Cv_{m,i,j}$ : Margen de comercialización en \$/kWh.
- $PBh, f - 1$ : Precio de bolsa horario de las horas del periodo  $f-1$ , en \$/kWh.
- $T_m$ : Costo por uso del STN en \$/kWh.
- $D_{n,m}$ : Costo por uso del sistema de distribución en \$/kWh.
- $PR_{n,m,i,j}$ : Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía en \$/kWh.
- $R_{m,i}$ : Costo de restricciones y servicios asociados con generación en \$/kWh.

### 6.3 Marco Organizacional

El CDA revisión técnico mecánica y de gases de Bucaramanga cuenta con 3 sedes, de las cuales dos están actualmente activas y la tercera, ubicada en Girón, está proceso de construcción. Tiene a su disposición el personal administrativo que debe cumplir con un horario de lunes a viernes de 8:00am a 12:00m/1:00pm a 6:00pm y sábados de 8:00am a 1:00pm. El personal operativo consta de turnos con horarios de lunes a sábado de 7:00am a 12:00m/1:00pm a 9:00pm y Domingos de 8:00am a 2:00pm.

---

<sup>5</sup> Para mayor detalle remitirse a la nomenclatura de la RESCREG 030. ART18.

En su empresa se plantea una distribución de procesos organizados de tal manera que se ofrece un servicio eficiente para con el cliente. Los procesos se distribuyen de la siguiente manera: proceso administrativo, proceso de Inspección, proceso de Personal, proceso de Instalaciones y Equipos, proceso de Quejas y Apelaciones, proceso de Sistema de Gestión.

El organigrama organizacional de la empresa del CDA Revisión técnico-mecánica y de gases se puede observar en el ANEXO G.

## 7. METODOLOGÍA

La metodología de este trabajo se desarrolló en cuatro etapas, a continuación, se cuanta y explicada cada una de ellas.

### I. PRIMERA ETAPA: REVISIÓN ENERGÉTICA.

- Identificación del comportamiento del consumo de energía eléctrica de los CDA.

Se recolectaron los recibos de energía eléctrica, los cuales fueron proporcionados por la empresa, para el posterior análisis de consumos. En las instalaciones no se lleva un control de este, por lo cual se realizó una tabulación de datos diaria durante 2 días, un día entre semana y un fin de semana, con intervalos de treinta minutos. Finalmente se obtuvo las curvas de carga del consumo de energía.

- Caracterización de demanda por zonas.

Se estableció un balance de energía contabilizando el consumo típico de la energía de los equipos a partir de los datos nominales de potencia y unas horas estimadas al día de operación. Teniendo en cuenta el diagrama energético, se logró obtener el diagrama Sankey para observar a detalle los flujos energéticos. Se identificaron los USEn y variables que los afectan, representándolos por medio de Diagramas de Pareto. Finalmente, se realizó la línea base y meta para establecer un potencial de ahorro con el fin de dar a conocer a la alta gerencia de manera clara la equivalente de qué procesos se suplirían con la energía fotovoltaica.

### II. SEGUNDA ETAPA: IDENTIFICACIÓN DE ÁREAS DISPONIBLES:

- Determinación áreas potenciales para posible instalación.

Se recolectaron los planos arquitectónicos de las instalaciones permitiendo el análisis de espacios libres y disponibles para una instalación del sistema fotovoltaico. Teniendo en cuenta que las estructuras de las instalaciones cumplen con el reglamento NSR-10 del Reglamento Colombiano de Construcción Sismo resistente, se procedió a estudiar dichas áreas.

- Identificación de sombras potenciales.

Por medio del software PVSOL se realizó el estudio de sombras considerando la infraestructura ubicada aledañas a las instalaciones, donde se simuló y se hizo un seguimiento solar para determinar la cantidad de sombras posibles.



- Definición de posibles ángulos y espacios de ubicación factibles

Por medio del software PVsyst se realizó la simulación del sistema, donde se definió el ángulo de inclinación del panel de acuerdo a mejoras en la generación y captación solar, tomando en cuenta la ubicación geoGráfica del área disponible y óptima a utilizar.

### III. TERCERA ETAPA: ANALIZAR CAPACIDAD DE AUTOGENERACIÓN:

- Determinación de potencial solar en la ubicación.

En este proyecto se utilizaron los datos de la base de datos solares National Solar Radiation Database (NSRDB), creada por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables de los Estados Unidos (NREL). Se procedió a simular de acuerdo a la acumulación de datos de potencial solar captada por la NSRDB.

- Dimensionamiento del sistema, considerando escenarios aplicables según resolución 030 de la CREG.

Para el dimensionamiento de la máxima potencia posible a instalar del sistema FV se tiene que consultar en la página web de comercializador la disponibilidad de red y la máxima potencia a instalar de acuerdo con la capacidad del transformador, según esto se plantean los escenarios que posibles am ser autogeneración, excedentes tipo I o tipo II.

- Realización de cálculos de producción energética según las áreas identificadas.

De acuerdo con las áreas identificadas como óptimas para la posible instalación del sistema, se realizaron las simulaciones correspondientes por medio del software PVSyst en el cual se ingresó su medida en  $m^2$  y se calculó la producción energética de acuerdo con este parámetro.

### IV. CUARTA ETAPA: DETERMINAR MODELO DE FINANCIAMIENTO:

- Análisis de escenarios de financiamiento que le permitan a la organización llevar a cabo el proyecto considerando beneficios de la Ley 1715.

Se realizó una cotización de los diferentes implementos necesarios para el sistema y se procedió a plantear los flujos de caja, teniendo como base la aplicación de los

beneficios tributarios en los tres escenarios: financiamiento propio, financiamiento con un crédito y financiamiento con una ESCO bajo un modelo de contrato PPA.

- Valoración de la reducción de emisiones GEI.

Para evaluar los beneficios ambientales al implementar un sistema solar fotovoltaico en función de generación de CO<sub>2</sub>, se utilizó la Formula reducción de CO<sub>2</sub> planteada por La Unidad de Planeación Minero-Energética.

## 8. REVISIÓN ENERGÉTICA

Se realizó la gestión energética del lugar con el objetivo de mejorar su desempeño con respecto al consumo de electricidad y aumentar su competitividad en el mercado, ya que disminuiría costos y, por ende, generaría más utilidades.

### 8.1. Descripción etapa de revisión energética

La etapa de revisión energética se desarrolló a partir de la información entregada por la empresa y los recorridos por los dos CDAs en las cuatro visitas realizadas para CDA LA 27 en los días 31 de julio, 1, 3 y 4 de agosto y para CDA PUERTA DEL SOL en los días 29 de agosto, 4, 14 y 15 de septiembre de 2019.

En la primera visita, realizada los días 31 de julio y 29 de agosto, denominada “de intención”, se hizo el recorrido por las instalaciones y se realizó la recolección de datos de consumo, se planteó el propósito de la evaluación para la autogeneración fotovoltaica, se consolidó el acuerdo con la empresa de desarrollar las actividades propuestas y se efectuó la reunión de sensibilización con el equipo de la empresa de las actividades a realizar<sup>6</sup>.

En la segunda visita, realizada los días 1 de agosto y 4 de septiembre, denominada “de recolección de datos”, se tabularon datos durante las horas laborales de cada uno de los CDA, con intervalos de treinta minutos, para facilitar la obtención de las curvas de carga e identificar el consumo de energía eléctrica entre semana.

En una tercera visita, realizada los días 3 de agosto y 14 de septiembre, denominada “de caracterización energética y prediagnóstico” se hizo un recorrido por cada uno de los procesos de las instalaciones y se recolectó la información para realizar el flujograma de los procesos, los balances energéticos, además de realizar la identificación de los usos significativos de la energía (USEn). Una vez identificadas las variables de control, se procedió a realizar el establecimiento de la línea base, para finalmente poder establecer una meta de consumo.

En la cuarta visita, realizada los días 3 de agosto y 14 de septiembre denominada “de recolección de datos no laborable”, se ejecutó con el fin de recoger los datos de potencia para la curva de carga del día no laborable.

En la empresa se pudo detallar una buena estructura de procesos, lo cual permite un buen desarrollo y efectividad de la prestación de servicios sin un gasto excesivo de energía. Las instalaciones cuentan con un compresor de 12 [Hp] de potencia para el caso del CDA DE LA 27 y de 10 Hp de potencia para el CDA DE LA PUERTA DEL SOL, utilizados para los mecanismos hidráulicos de revisión automotriz. Ambas instalaciones cuentan con contadores

---

<sup>6</sup> La recopilación de datos para la generación de la curva de la demanda se realizó en cada visita.

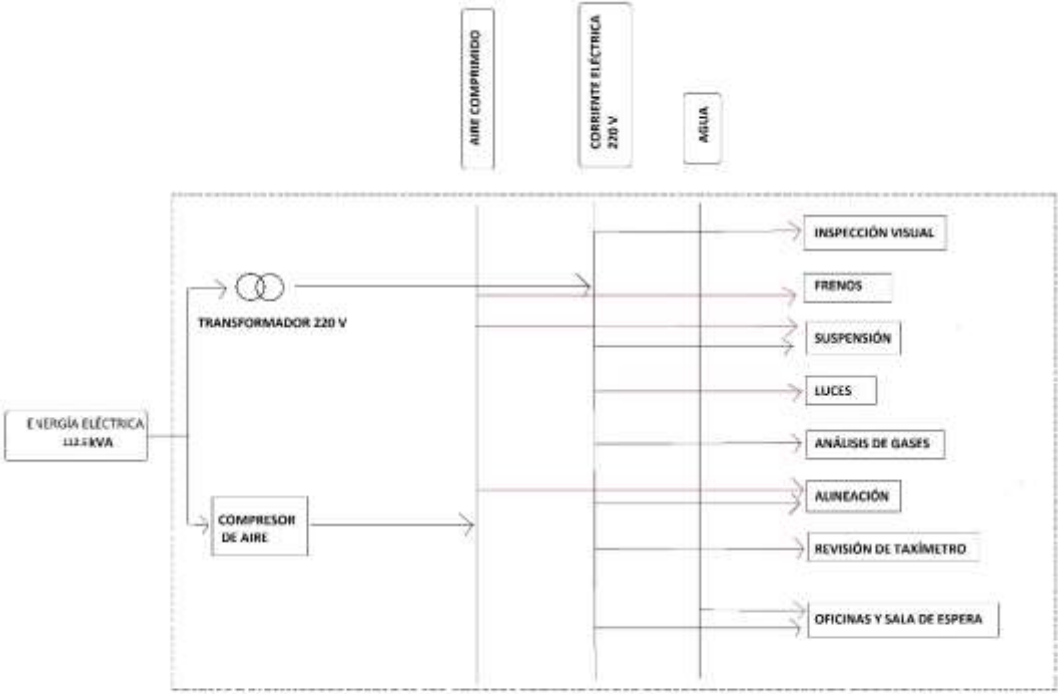
medidores de energía, sin embargo, no tienen control alguno de los consumos energéticos por áreas o de los implementos utilizados. Tienen un contador de agua, el cual no se tuvo en cuenta debido a que su consumo es despreciable. Así mismo, se identificaron las características organizacionales y los recursos energéticos empleados.

### 8.2. Diagrama energético productivo

A partir del diagrama de bloques de la prestación de servicios ofrecidos por los CDA, (ver ANEXO J), se establecieron los flujos energéticos para cada una de las etapas de los procesos realizados en los servicios ofrecidos en los CDA, teniendo en cuenta la participación de cada una de las fuentes primarias y sus transformaciones a ser utilizadas en el proceso.

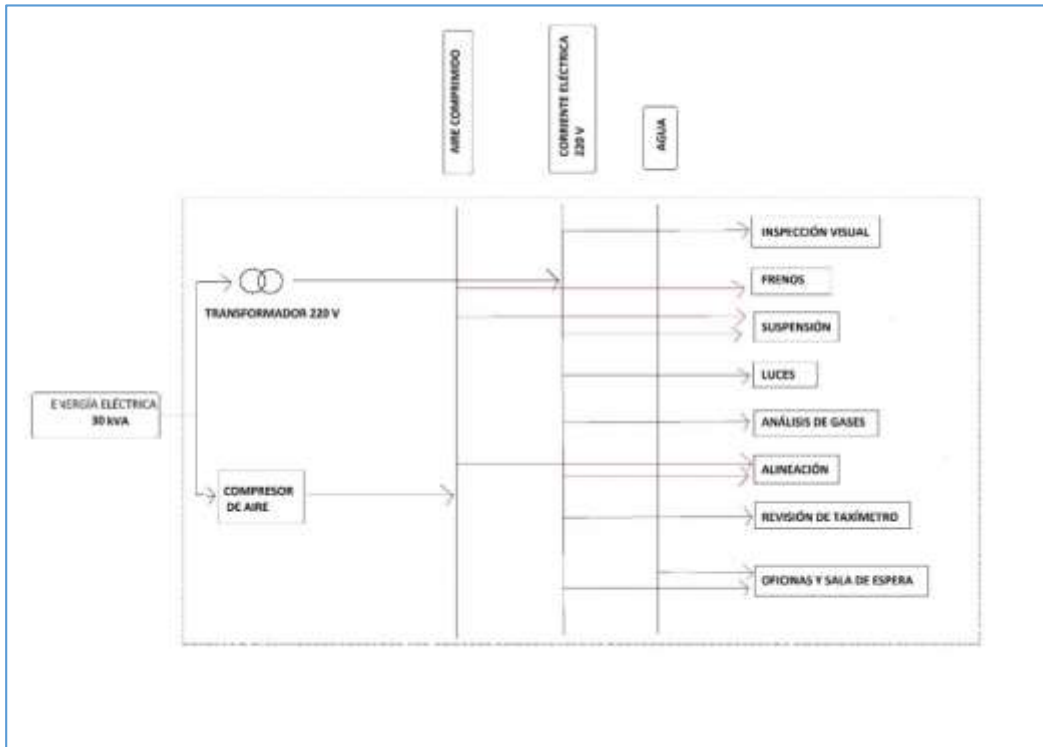
El diagrama energético muestra que todos los procesos utilizan energía eléctrica directamente para sus aplicaciones, seguido del sistema de aire comprimido. En la Figura 11 y 12 se pueden observar los diagramas energético-productivos, donde pueden apreciarse los flujos de energía en cada etapa del proceso en cada CDA.

**Figura 11.** Diagrama Energético productivo, CDA DE LA 27.



**Fuente:** Elaboración propia.

**Figura 12.** Diagrama Energético productivo, CDA PUERTA DEL SOL.



**Fuente:** Elaboración propia.

### 8.3. Distribución de consumos

A partir del diagrama energético-productivo (Figuras 11 y 12) se pudo establecer un balance de energía contabilizando el consumo típico de la energía de los equipos a partir de los datos nominales de potencia y unas horas estimadas al día de operación, lo cual permitió a su vez definir los usos significativos de la energía (ver ecuación 1) y las variables que afectan el consumo.

#### 8.3.1 Matriz energética

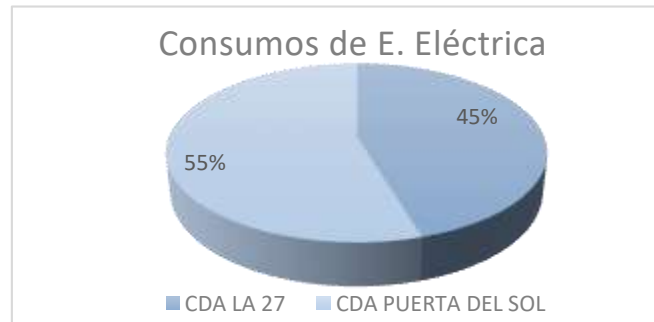
La organización tiene como fuente principal y único la energía eléctrica. En los últimos tres años este ha sido la generación principal de costes en las instalaciones. Otros servicios públicos y posibles energéticos son el gas y el agua. Sin embargo, debido a su poco uso en las instalaciones se consideran despreciables para este estudio.

En la Tabla 9, se puede apreciar los consumos promedio por mes en los últimos años.

**Tabla 8.** Consumos mensuales promedios eléctricos CDAs.

CDA DE LA 27	CDA PUERTA DEL SOL
3.335 [kWh]	4.022 [kWh]

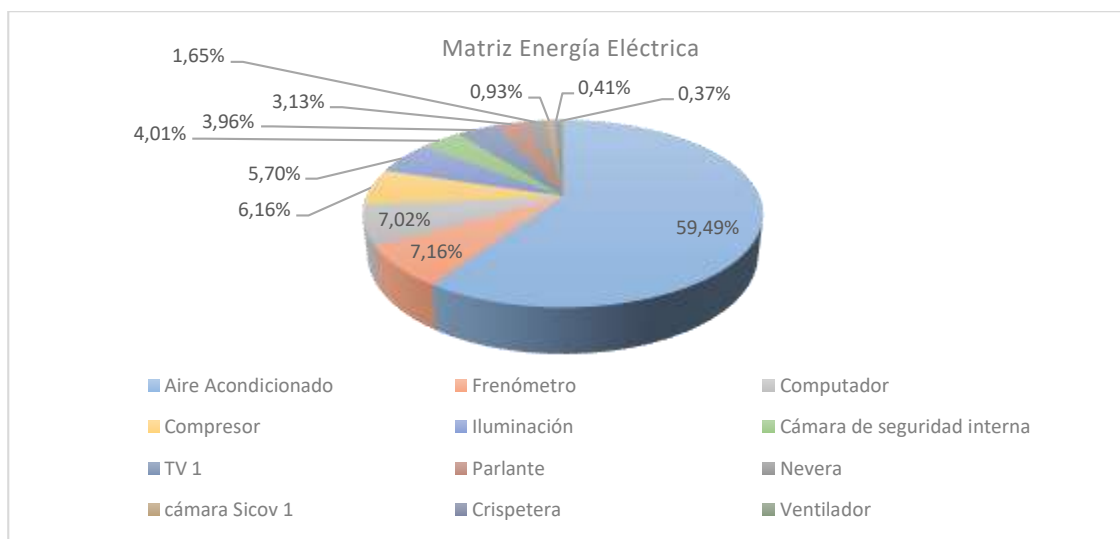
**Gráfica 1.** Participación de los consumos promedio CDAs.



El consumo de energía eléctrica se ve reflejado principalmente en el abastecimiento de iluminación, equipos de ofimática, medición y calibración utilizados para el servicio de certificación de TM en los vehículos de transportes públicos y privados. Tomando como unidad equivalente el kWh, se muestra en la Gráfica 1 la participación del consumo energético en el CDA LA 27 tiene una participación del 55% equivalentes a 4.022 [kWh] y en el CDA LA PUERTA DEL SOL, una participación del 45% equivalentes al 3.335[kWh].

En la Gráfica 2 se muestran los principales consumidores energéticos en el CDA LA 27.

**Gráfica 2.** Matriz de energía eléctrica [kWh] en CDA LA 27.



Como se puede apreciar en la Gráfica 2, el principal consumidor energético es, en el área administrativa, los aires acondicionados con una participación del casi 60% equivalentes a 2.073,6 [kWh], seguido, en menor medida, por el compresor de 12 [HP] para el área del servicio TM equivalentes a 249,5 [kWh] promedio mensual.

En el ANEXO H se muestran los consumos promedio mensuales de los equipos en el CDA LA 27 y PUERTA DEL SOL. Adicionalmente, para el CDA DE LA PUERTA DEL SOL, se obtiene que su matriz energética se distribuye de manera similar al CDA LA 27.

Se aprecia que en la Gráfica 2, los USEn, principales son el aire acondicionado con un 59,49%, seguido de compresores, iluminación y frenómetro.

En términos del costo total, la principal erogación se realiza por la facturación de energía eléctrica. En la Tabla 9 se puede observar los costos promedio mensuales de facturación de energía eléctrica.

**Tabla 9.** Costos de energía eléctrica.

CDA DE LA 27	CDA PUERTA DEL SOL
\$ 1.608.926 COP	\$ 1.975.526

### 8.3.2 Balance energético

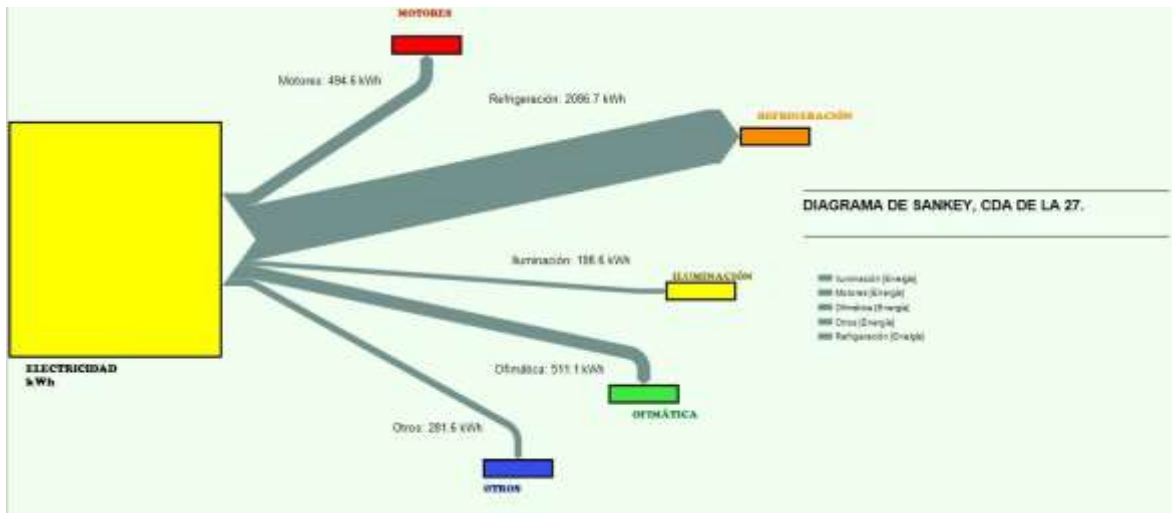
Los energéticos primarios que ingresan al proceso productivo son transformados en otras formas de energía tales como refrigeración, fuerza motriz y aire comprimido, para luego ser utilizados en diferentes equipos o procedimientos. Estos procedimientos son llamados los usos finales de la energía, teniéndose el listado de estos presentados en el ANEXO I para los energéticos primarios y para los energéticos secundarios.

A partir del Diagrama Energético – Productivo y el anterior balance energético es posible construir un diagrama de Sankey en el cual se muestra con un mayor detalle los flujos energéticos del proceso productivo en las sucursales CDA LA 27 y PUERTA DE SOL.

En las Figuras 13 y 14 se logra visualizar las transferencias de energía totales en los procesos de revisión TM, siendo de gran ayuda en la localización de las contribuciones dominantes para un flujo total, teniendo en cuenta que el servicio utilizado en la empresa es electricidad.

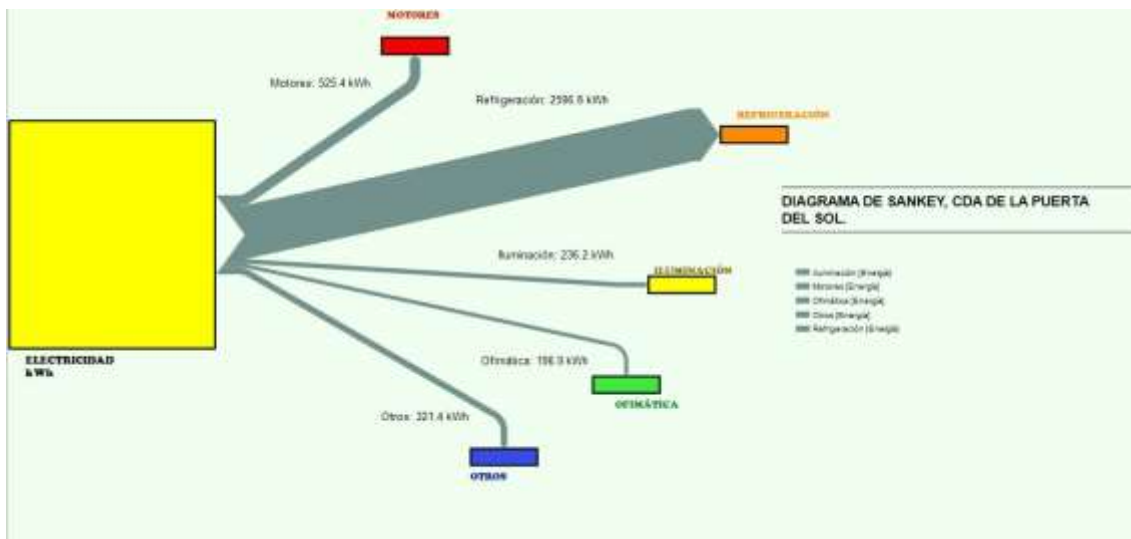
En la ilustración 13 se muestra el diagrama de *Sankey* de la instalación del CDA DE LA 27, donde un 62,94% de la energía se destina al sistema de refrigeración, seguido del uso de aire comprimido para la sección de motores con un consumo de 494,6 [kWh] mensuales.

**Figura 13.** Diagrama Sankey, proceso de producción CDA DE LA 27.



De igual manera, en la ilustración 14 se muestra el diagrama de Sankey de la instalación del CDA PUERTA DEL SOL, donde un 68,77% de la energía se destina al sistema de refrigeración, seguido del uso de aire comprimido para la sección de motores con un consumo de 525.4 [kWh] mensuales.

**Figura 14.** Diagrama Sankey, proceso de producción CDA DE LA PUERTA DEL.



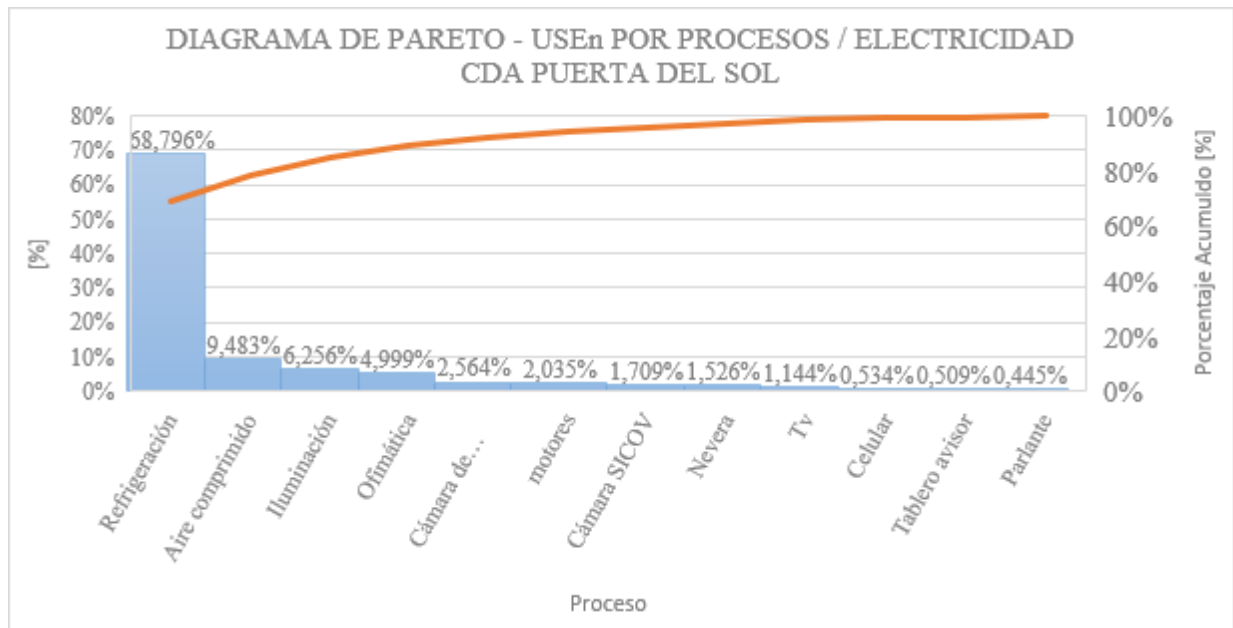
#### 8.4. Usos Significativos de la Energía – USEn y Variables que los afectan

A partir de la organización de los datos de consumo energético de los diferentes equipos y procesos que se desarrollan en la planta, se establecieron los consumos de potencia hora.



Se realizó un diagrama de Pareto donde se estableció, a partir de la ley 80/20, los usos significativos de la energía eléctrica en las instalaciones. En la Gráfica 3 se muestra el diagrama de Pareto para energía eléctrica por procesos de la instalación.

**Gráfica 3.** Diagrama de Pareto por procesos, CDA PUERTA DEL SOL.



**Fuente:** Elaboración propia.

El diagrama de Pareto muestra que los procesos de refrigeración, aire comprimido e iluminación son los responsables del 84,535% de la energía total utilizada en los procedimientos de revisión en la instalación CDA PUERTA DEL SOL. Se puede concluir que los principales consumidores que afectan el uso significativo de la energía son 3:

1. Refrigeración: equipos utilizados durante las horas laborales (14 horas) para comodidad del personal y clientes.
2. Aire comprimido: se usa para el movimiento de los mecanismos hidráulicos utilizados en las revisiones.
3. Iluminación: se mantienen encendidas la mayoría del tiempo, durante un gran porcentaje del día.

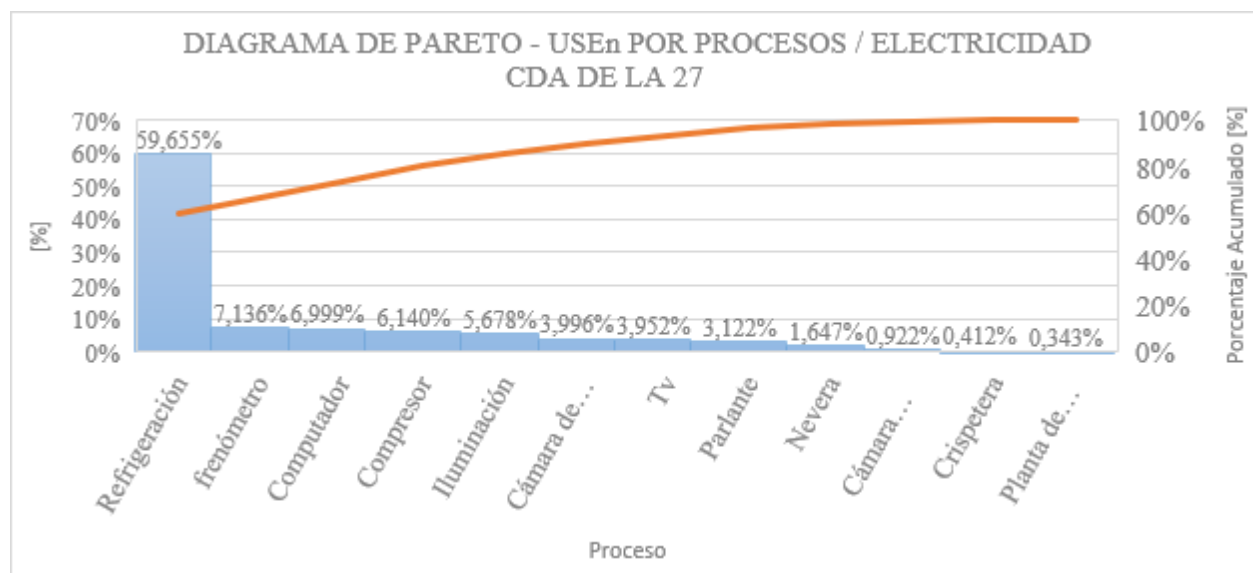
Finalmente se destaca que la principal variable que afecta el uso significativo de la Energía es el sistema de refrigeración, debido a que se cuenta con un espacio cerrado en la sala de espera para clientes y oficinas, los cuales tienen aires acondicionados que están encendidos un gran porcentaje del tiempo laboral.

Los principales consumidores por área del CDA PUERTA DEL SOL se muestran en el ANEXO K. En este se obtienen los mismos resultados que en el diagrama de Pareto por

procesos. Igualmente, en el ANEXO L se muestra el costo por áreas en la planta de producción.

En la Gráfica 4 se muestra el diagrama de Pareto para energía eléctrica por procesos de la instalación.

**Gráfica 4.** Diagrama de Pareto por procesos, CDA DE LA 27



**Fuente:** Elaboración propia.

La Gráfica 4 muestra que los procesos de refrigeración, compresor e iluminación son los responsables del 73,81% de la energía total utilizada en los procedimientos de revisión en la instalación CDA LA 27. Se puede concluir que los principales consumidores que afectan el uso significativo de la Energía son 5:

4. Refrigeración: equipos utilizados durante las horas laborales (14 horas) para comodidad del personal y clientes.
1. Frenómetro: se usa para la verificación del desgaste de las llantas y frenos.
2. Aire comprimido: se usa para el movimiento de los mecanismos hidráulicos utilizados en las revisiones.
3. Ofimática: se hacen uso de estos durante un las horas laborales y un tiempo extra mientras se realiza cierre del día.
4. Iluminación: se mantienen encendidas la mayoría durante un gran porcentaje del día.

Finalmente se destaca que la principal variable que afecta el uso significativo de la Energía es el sistema de refrigeración, debido a que se cuenta con un espacio cerrado en la sala de espera para clientes y oficinas, los cuales poseen aires acondicionados que están encendidos gran porcentaje del tiempo laboral.

En el diagrama de Pareto por áreas de la instalación (ver ANEXO L) se obtienen los mismos resultados que en el diagrama de Pareto por procesos. De igual manera, en el ANEXO L, se muestra el costo por áreas en la planta de producción y los principales consumidores energéticos del CDA DE LA 27.

Una vez establecidos los USEn, se procedió a la identificación de las variables que afectan el rendimiento de estos equipos. En la tabla del ANEXO M se relacionan estas variables con los equipos de mayor USEn, desde el punto de vista de su dependencia, es decir: variables independientes de la operación y el mantenimiento, variables dependientes de la operación y del mantenimiento, y variables estáticas.

## 8.5. Construcción de la línea base

La construcción de la línea base y meta detalla cómo los recursos energéticos se distribuyen en la organización, permitiendo analizar los usos asociados y no asociados a la producción; determinando la posibilidad de contar con un producto estrella.

Para realizar la línea base, se debe escoger primero un periodo de estudio para la recolección de los datos de producción (TM realizadas en carros, motos y taxis) y energía eléctrica. Después, se debe determinar la confiabilidad de estos datos mediante la prueba de hipótesis valor P.

### 8.5.1 Valor P

Para la construcción de la línea base se realiza un análisis de regresión mediante el software Excel para determinar la confiabilidad de los datos en la muestra, y de esta forma, evidenciar si la relación entre el consumo de energía y la producción utilizada para la elaboración del modelo de línea base es significativa o no. La producción de los CDAs se divide en técnico-mecánicas realizadas en taxis, carros y motos. En una primera instancia se sumaron las producciones y se obtuvo la producción total de TM. En la Tabla 10 se muestran los resultados obtenidos de la regresión lineal.

**Tabla 10.** Análisis de regresión para CDA LA 27 producción total.

Estadísticas de la regresión	
Coefficiente de determinación R <sup>2</sup>	0,01323917
Error típico	120,828488
Valor P	0,54487629
Observaciones	30

Como se observa en la Tabla 10, el coeficiente de determinación está por debajo de la media, indicando que la fortaleza de la relación entre la energía (eje y) y la producción (eje x) es débil. También se logra ver que el valor P se encuentra por debajo del 5%; esto indica, primero, que la relación entre los datos de energía y producción no es significativa y segundo, que hay una probabilidad de que los datos sean causales y no reales. Por ende, se realizó una filtración de datos para extraer los datos atípicos de la muestra.

Para realizar el filtrado de datos se determinó un límite inferior y superior con un rango del 20% con respecto a la línea de tendencia. (se toma de la herramienta Regresión de datos) y se utiliza para hallar los puntos que están fuera del intervalo:

$$y = m * x + b \pm (b * Z\%)$$

**Ecuación 24.** Ecuación lineal de línea de tendencia.

Donde Z es un valor arbitrario. Para calcularlo, su primer valor debe cumplir que todos los datos se encuentren en el intervalo y luego se va disminuyendo hasta encontrar los primeros valores que salen del intervalo. En este caso, el valor Z fue del 20%. Una vez realizado esto se vuelve a aplicar la herramienta “Regresión” y debe cumplir que el Valor-P sea significativo, tal y como se muestra en el ANEXO O. Los resultados del filtrado de datos se muestran en la Tabla 11.

**Tabla 11.** Análisis de regresión para CDA LA 27 producción total, filtrando datos.

<b>Estadísticas de la regresión</b>	
Coeficiente de determinación R <sup>2</sup>	0,61122041
Error típico	117,057428
Valor P	0,00159321
Observaciones	13

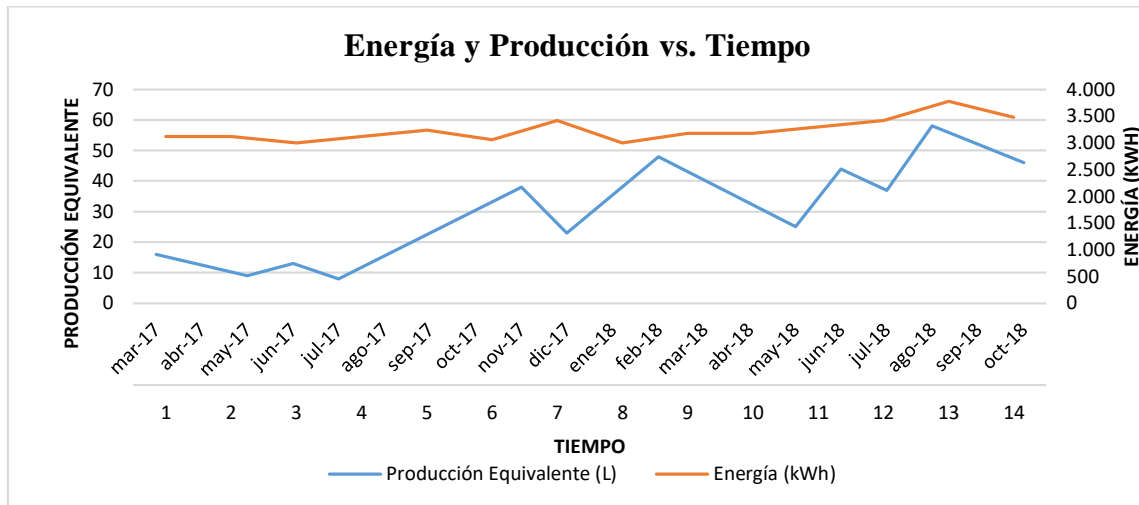
Asimismo, es relevante para este análisis indicar cuál es el producto “estrella”, entendiéndose como la producción que más influye en la tasa de cambio de energía. En este caso sería las técnico-mecánicas realizadas en los taxis. En el ANEXO O se enunciaron los resultados.

## 8.6 Línea Base y Meta

Para realizar la caracterización global en la organización se contó con 31 datos mensuales de energía eléctrica comprendidos desde enero del 2017 hasta julio del 2019. Para realizar la línea base, fue necesario descartar los datos que no presentaban confiabilidad en el caso estudio, mencionado en el numeral anterior. La producción analizada fue la estrella por su significancia. Los datos finales son se pueden observar en el ANEXO P.

A continuación, se grafican los datos de energía y producción en el periodo de tiempo entre mayo del 2017 y enero del 2019.

**Gráfica 5.** Gráfica de energía y producción vs tiempo.

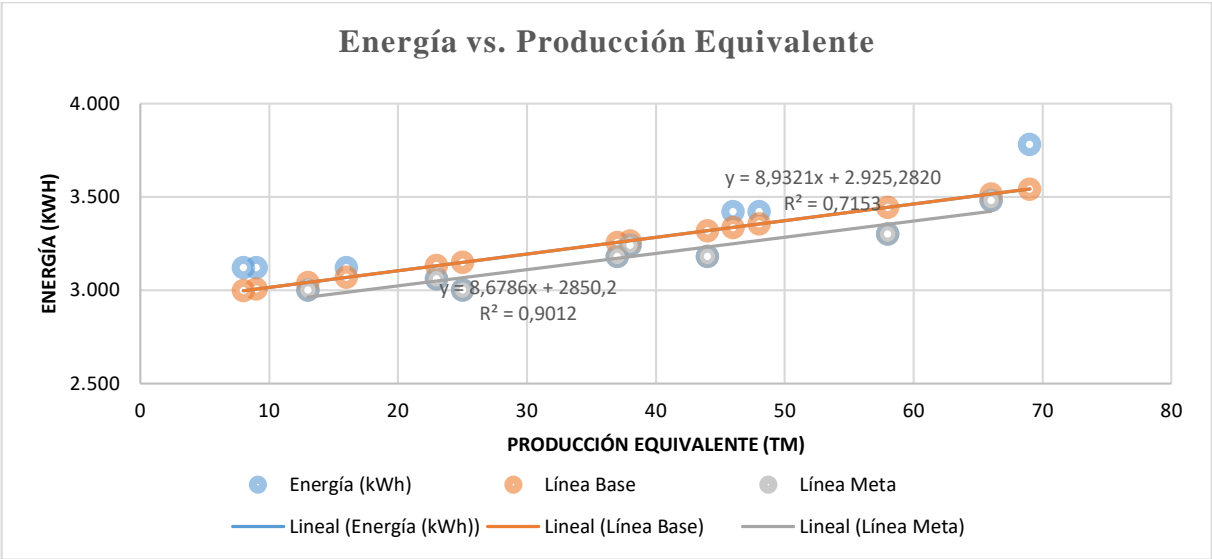


Una vez determinada la confiabilidad de los datos se realiza la línea base, en donde se grafican las parejas de datos de energía eléctrica mensual consumida y producción mensual en técnico-mecánicas realizadas del producto estrella, se establece una ecuación de línea base  $E=mP+E_0$ , cuya pendiente  $m$  (Razón de cambio Energía /Producción) es 8,9321 [kWh/Tecno-mecánica] y su intercepto  $E_0$  (Energía no asociada a la producción) es 2.925,2820[kWh/mes] <sup>7</sup>.

Con los puntos de la correlación de datos por debajo de la LBE, se realizó un nuevo análisis de regresión, esta vez para encontrar una línea meta. Fue requerido hacer una filtración de datos para sacar la ecuación de la LME. Su ecuación es:  $E = 8,6778 P + 2.850,2$  (ver Gráfica 6).

<sup>7</sup> Referirse al ANEXO Q para ver la representación de energía y producción en el tiempo e indicadores de desempeño.

**Gráfica 6.** Gráfica Energía vs Producción, línea base y línea meta.



## 9. CAPACIDAD DE GENERACIÓN

### 9.1 Determinación de potencia solar en la ubicación

Para obtener las HSP en la ciudad de Bucaramanga se recurre a la estación meteorológica NSRDB obteniendo los datos de irradiancia del año 2018 cada hora. Para obtener un resultado más confiable, se promediaron los valores de cada hora a lo largo de los 365 días del año. Se obtienen los siguientes datos de irradiancia:

**Tabla 12.** Promedio de Irradiancia hora para el año 2018.

Hora	Irradiancia [W/m <sup>2</sup> ]
6:00	16,9342
7:00	152,3288
8:00	252,4000
9:00	456,1808
10:00	594,1671
11:00	742,4712
12:00	701,2164
13:00	615,6137
14:00	408,7041
15:00	303,8082
16:00	207,5507
17:00	217,5507
18:00	4,7233

Fuente: NSRDB, 2018 [25]

Una vez obtenidos, se calculó las HSP mediante la ecuación 4, dando como resultado que, en Bucaramanga, la media por año es de:

$$HSP_{PromAño} = \frac{1}{1000} \sum_i^{8760} Irradiancia_i (h)$$

$$HSP_{PromAño} = 4,67$$

Esta información se validó con los datos meteorológicos de la estación de monitoreo ubicada en el campus central de la Universidad Industrial de Santander (UIS) para el año 2011 y la

estación Davis Vantage Pro 2, equipo de medición con el que cuenta la Universidad Autónoma De Bucaramanga (UNAB).

**Tabla 13.** Comparación de las HSP en la ciudad de Bucaramanga.

Estación de monitoreo	HSP [Wh/m <sup>2</sup> ]
UIS	4,6 [33]
UNAB	4,7*

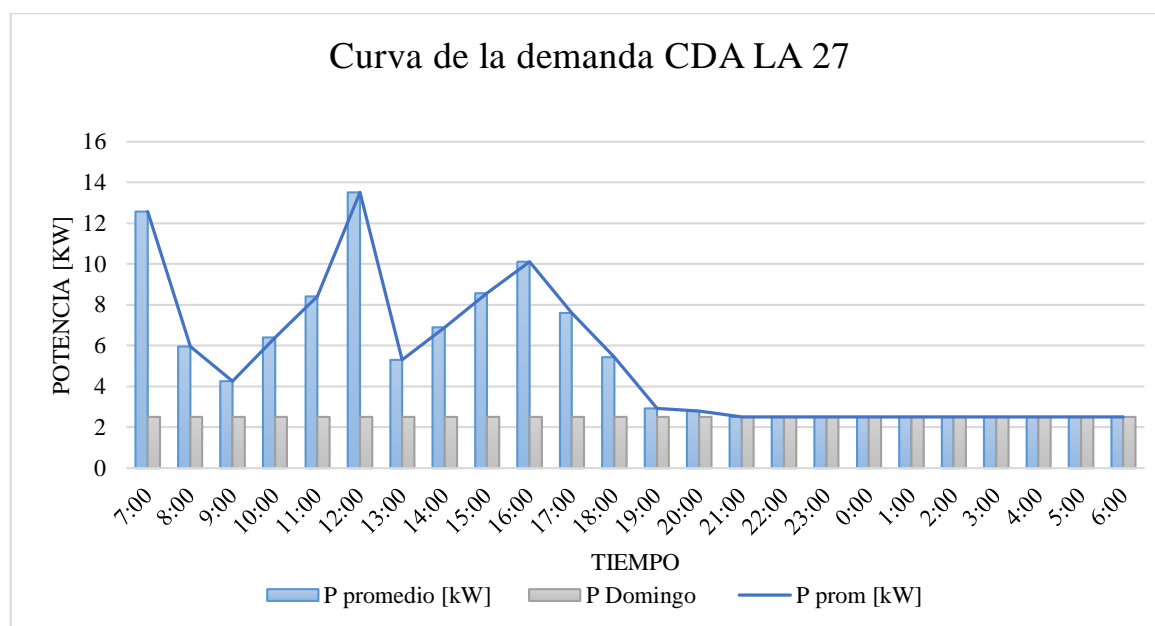
Fuente: Revista UIS, 2011 y\*Estación meteorológica UNAB, 20018.

## 9.2 Curva de la demanda

La curva de la demanda se realiza con el objetivo de cuantificar la potencia requerida por el sistema. Para calcular la demanda de potencia, se utiliza la energía promedio de cada hora a lo largo de tres días aleatorios de producción y un día sin laborar, para así obtener el comportamiento del consumo de las cargas tal y como se muestra en la ecuación 3 (ver ANEXO S).

De esta manera, se grafican las curvas de la demanda en las dos instalaciones (ver Gráfica 7 y 8).

**Gráfica 7.** Curva de la demanda CDA LA 27



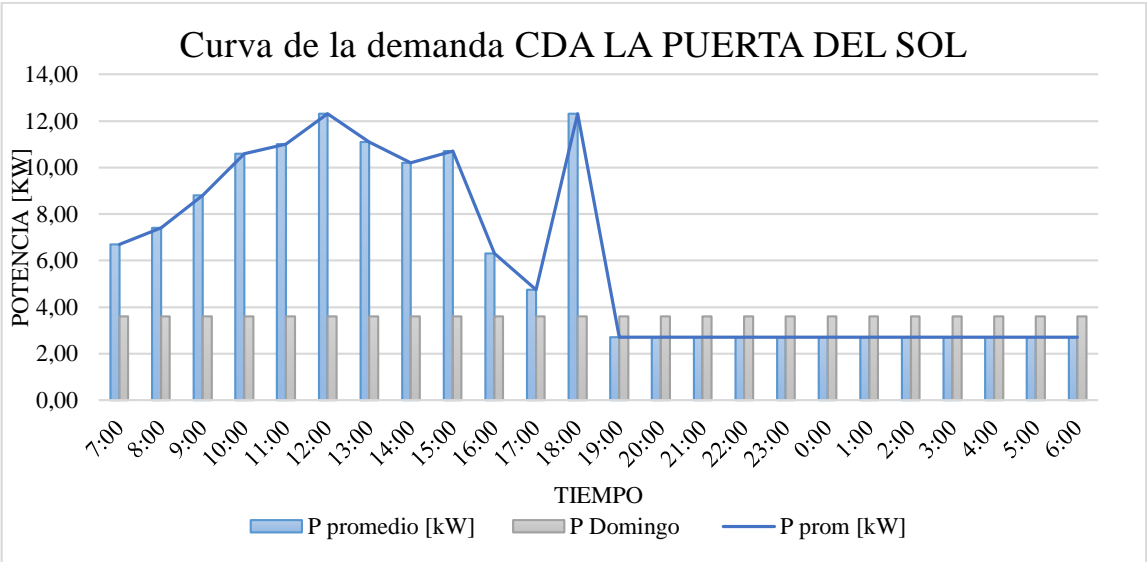


Según la Gráfica 7, se puede evidenciar que el CDA DE LA 27 tiene tres picos de demanda: a las 7:00, a las 12:00. y a las 18:00. El primer pico de demanda se debe al comienzo de labores y el encendido de los equipos de ofimática y aires acondicionados. El segundo pico de demanda se produce a un incremento de flujo de clientes. Finalmente, en los rangos de horario desde las 19:00pm hasta las 6:00am la demanda se mantiene constante. Cabe mencionar que las luces se encuentran encendidas a lo largo de toda la jornada.

El domingo, la demanda de potencia se toma como contante con un valor de 2,5 [kWh].

A continuación, se muestra la curva de la demanda de la PUERTA DEL SOL.

**Gráfica 8.** Curva de la demanda CDA LA PTA DEL SOL.



Según la Gráfica 8, esta instalación tiene un consumo de potencia en aumento progresivo, debido a que los equipos representativos se encienden a medida que llega el personal administrativo y operativo. Adicionalmente, se observa que en las horas de la mañana hay mayor flujo de clientes, teniendo su pico máximo a las 18:00.

El domingo, la demanda de potencia se toma como constante con un valor de 3.6 [kWh].

9.2.1 Significancia de la curva de la demanda en energía media mensual

Según las proyecciones de los inversionistas, la demanda de prestación de servicios de los CDAs y el consumo energético se han estabilizado en los últimos años, dando como resultado una desviación estándar general (facturación de tres años) de 226,097 [kW] para LA 27 y 377,61 [kW] para LA PUERTA DEL SOL, siendo estos rangos aceptados para el estudio

realizado, equivalentes a 1,79% y 4,99% respectivamente, del promedio anual del consumo de energía.

Para establecer la significancia de las curvas de demanda de las Gráfica 7 y 8, se utilizó la siguiente ecuación:

$$\%Error_{cv} = \left| \frac{E_{cd} - E_p}{E_p} * 100 \right| \quad \text{Ecuación 25. } \%Error_{cv}$$

Donde;

$\%Error_{cv}$ : Porcentaje de error que tiene la  $E_{cd}$  respecto a  $E_p$ .

$E_p$ : Energía promedio de los recibos reales.

$E_{cd}$ : Energía mensual de la curva de carga.

Es importante mencionar que la potencia en determinado intervalo de tiempo puede llegar a ser indeterminada de cuantificar, debido a la aleatoriedad de los clientes, por lo cual es significativo en términos de energía mas no de potencia. Para ver más información referirse al ANEXO S.

### 9.3 Identificación de áreas disponibles

#### 9.3.1 Determinación áreas potenciales

Para la determinación de áreas potenciales, inicialmente se pidió a la empresa los planos estructurales de las instalaciones para ver el área disponible que se encuentra en los tejados. Sin embargo, únicamente fue posible adquirir los del CDA DE LA PUERTA DEL SOL (ver ANEXO U), debido a problemas de comunicación con el área administrativa del CDA DE LA 27.

Teniendo en cuenta lo anterior, las áreas disponibles del CDA DE LA 27 se determinaron a partir de Google Earth. El área calculada fue de  $386,7m^2$ .

Para el CDA DE LA PUERTA DEL SOL se obtuvo un área por medio de los planos estructurales, que es de  $319,76m^2$ .

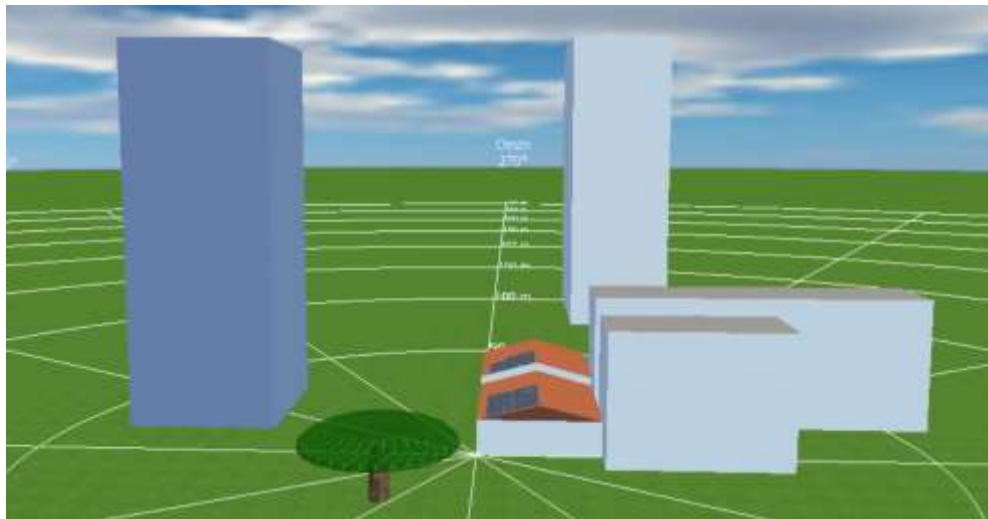
### 9.3.1.1 Identificación sombras cercanas potenciales

En el análisis de sombras cercanas a las instalaciones de los CDAs, se encontró que el CDA LA 27 es el único que cuenta con sombras potenciales que se interponen en las áreas disponibles para la instalación del sistema FV.

Para el análisis de sombras cercanas se considera la infraestructura ubicada alrededor de las instalaciones. Mediante la herramienta topográfica “Estación Total”, se miden las alturas y distancias aledañas al punto donde se realiza el estudio.

A continuación, en la Figura 15, mediante la herramienta PV\*SOL, se muestran las estructuras que se interponen y se ejecutan las simulaciones del seguimiento solar, con sus características reales en este análisis <sup>8</sup>.

**Figura 15.** Infraestructuras aledañas al CDA LA 27.



**Fuente:** Elaboración propia, herramienta PV\*SOL.

Se deja en evidencia que en el CDA PUERTA DEL SOL no fue necesario realizar un análisis de sombras, debido a que no hay estructuras aledañas al sistema FV. Se aclara que las vallas publicitarias no se toman en cuenta para el análisis, pues están en proceso de reubicación por contaminación visual.

---

<sup>8</sup> Para ver alturas y distancias ir a ANEXO V.

**Figura 16.** Foto del CDA PUERTA DEL SOL.



a) CDA PUERTA DEL SOL



b) Intercambiador Puerta del Sol

También se muestra que el intercambiador Puerta del Sol (ver Figura 16) no genera sombras en las instalaciones<sup>9</sup>.

#### 9.3.1.2 Definición de posibles ángulos y espacios de ubicación factibles

Este análisis fue realizado para dos puntos de la ciudad de Bucaramanga, la cual está ubicada geográficamente en las coordenadas 7° 08' latitud norte y 73° 08' longitud oeste.

Tiene una temperatura promedio de 24 °C y una máxima promedio de 30,9 °C, aunque entre 6:00 y 18:00, la temperatura promedio es cercana a 26°C. Adicionalmente, la ciudad se caracteriza por poseer una precipitación anual promedio de 1.279 mm (Lazar & Eder, 2001).

La inclinación del panel seleccionada fue de 15° en ambas ubicaciones con respecto a la horizontal, debido a que las superficies de instalación del panel también poseen la misma inclinación.

Se seleccionó esta inclinación puesto que la cantidad de radiación solar será mayor cuando el plano del panel esté completamente perpendicular a la incidencia solar. Se ubicaron con un acimut de 0° respecto al sur, debido a que las dos estructuras donde se realizó el diagnóstico están ubicadas respecto al sur.

---

<sup>9</sup> Cuando se realizaron las visitas para la recolección de datos, no se observó ninguna proyección cercana de sombras en la estructura.

#### 9.4 Dimensionamiento del sistema considerando escenarios según la resolución CREG 030-2018.

La capacidad de generación de cada sistema se encuentra regulada según la premisa de la RES CREG 030<sup>10</sup> de 2018, donde se menciona que es deber del comercializador informar al usuario la capacidad máxima de instalación de los sistemas AGPE para FV, según la capacidad nominal de los transformadores y ubicación donde se realiza la solicitud. En la se muestra la máxima capacidad a instalar:

**Tabla 14.** Disponibilidad de la red en cada CDA.

Ubicación	Potencia del Transformador [kVa]	Capacidad máxima para instalar <15% [kW]
CDA LA 27	112,5	15,19
CDA LA PUERTA DEL SOL	30	4,05

Se establecieron los escenarios de AGPE, partiendo de parámetros técnicos, definidos por las redes de distribución de energía y el comportamiento característico de la curva de demanda de energía por cada CDA. A su vez, tres diferentes escenarios fueron planteados por la RES CREG 030 de 2018:

- i. Escenario de autoconsumo: Se determina el escenario de autoconsumo como aquel donde la generación de energía del sistema fotovoltaico es destinada al consumo del usuario y no se genera exportaciones de ningún tipo en ningún momento del día.
- ii. Escenario de excedentes I: Se determina el escenario de exportaciones tipo I como aquel donde la generación de energía del sistema fotovoltaico presenta exportaciones de energía, pero no se supera la totalidad de importaciones del usuario.
- iii. Escenario de excedentes II: Se determina el escenario de exportaciones tipo II como aquel donde la generación de energía del sistema fotovoltaico presenta exportaciones de energía y se supera la totalidad de importaciones del usuario.

Según lo planteado, la organización podría implementar los siguientes escenarios:

---

<sup>10</sup> La disponibilidad de red de cada CDA se encuentra expuesta en el ANEXO Q.

**Tabla 15.** Escenarios aplicables según la RES CGRE030.

	<b>Autoconsumo</b>	<b>Excedentes I</b>	<b>Excedentes II</b>
CDA LA 27	Aplica	Aplica	No aplica
CDA LA PUERTA DEL SOL	Aplica	No aplica	No aplica

En los siguientes numerales se exponen los sistemas escogidos por los escenarios de la Tabla 15, mostrando su respectiva simulación en el software PVSyst y su respectivo PR.

#### 9.4.1 Propuesta de escenarios CDA LA 27

El CDA DE LA 27 cuenta con dos escenarios aplicables para la generación del recurso fotovoltaico, debido a la capacidad de su transformador y disponibilidad de la red por parte del comercializador.

##### 9.4.1.1 Autoconsumo

En este escenario se propuso un sistema que no supere la demanda de la energía en ninguna hora del día y no genere excedentes, ni requiera de un contador bidireccional.

El sistema propuesto fue:

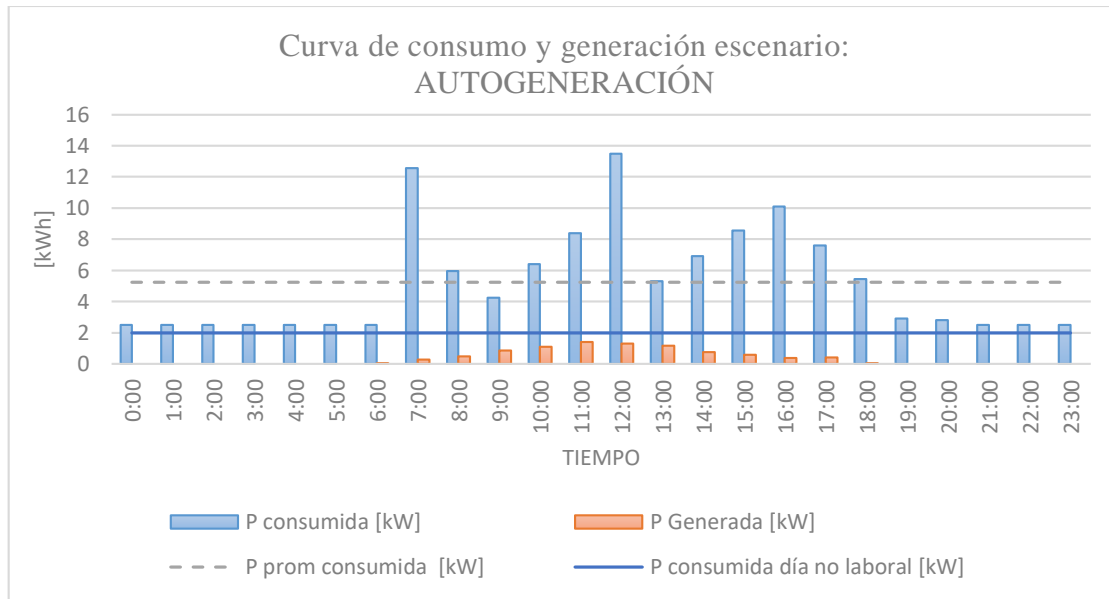
**Tabla 16.** Sistema de autoconsumo CDA LA 27.

<b>Panel</b>		<b>Inversor</b>	
<b>Fabricante</b>	Jinko Solar	<b>Fabricante</b>	Fronius International
<b>Modelo</b>	JKM 340M-72	<b>Modelo</b>	Galvo 2.5-1
<b>P nom</b>	340 [W]	<b>P nom FV</b>	2,5 [kW]
<b>Configuración</b>			
	#Max de paneles en serie		1
	#Max paneles en paralelo		8
	Potencia Nominal del sistema		2,72 [kW]
	PR		0,6877

Una vez dimensionado el sistema FV de autoconsumo en la Tabla 16, se calculó la potencia generada por hora durante el día, mediante la Ecuación 26, obteniendo así la Gráfica 9.

$$PG = \frac{PR * \#Paneles * P_n * Irradiancia_h}{1000 \left[ \frac{kW}{m^2} \right]} \quad \text{Ecuación 26. Potencia generada en h.}$$

**Gráfica 9.** Curva de consumo y generación escenario de autogeneración para el CDA LA 27.



La Gráfica 9 muestra la potencia promedio consumida en el CDA LA 27 en relación con la potencia generada por el sistema FV.

#### 9.4.1.2 Excedentes tipo I

A continuación, se muestra el sistema propuesto para la generación de energía del sistema fotovoltaico que presenta exportaciones de energía, pero no se supera la totalidad de importaciones de la red a el usuario.

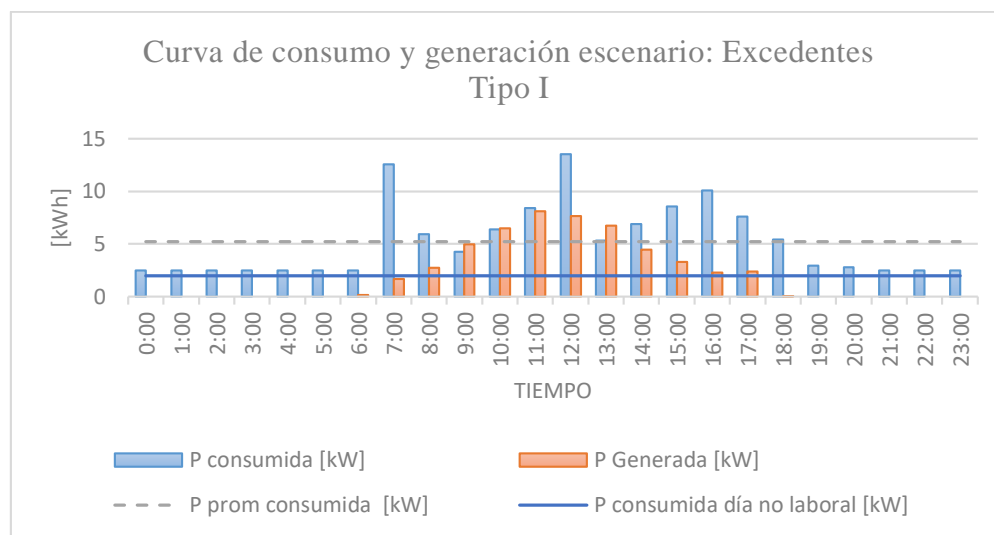
**Tabla 17.** Sistema de exportaciones I CDA LA 27.

Panel		Inversor	
<b>Fabricante</b>	Jinko Solar	<b>Fabricante</b>	Fronius International
<b>Modelo</b>	JKM 340M-73	<b>Modelo</b>	IG Plus 70 V-2
<b>P nom</b>	340 [W]	<b>P nom FV</b>	6,5 [kW] x 2
<b>Configuración</b>			

#Max de paneles en serie	4
#Max paneles en paralelo	10
Potencia Nominal del sistema	13,6 [kW]
PR	0,8032

Una vez planteado el sistema FV mediante la ecuación 26, se calculó la potencia generada por hora durante el día en el CDA LA 27, obteniendo así la Gráfica 10.

**Gráfica 10.** Curva de consumo y generación escenario de excedentes tipo I para el CDA LA 27.



La Gráfica 10 muestra la potencia promedio consumida en el CDA LA 27 en relación con la potencia generada por el sistema FV.

#### 9.4.2 Propuesta de escenario CDA PUERTA DEL SOL

En CDA DE LA PUERTA DEL SOL se tiene un único escenario aplicable para la generación del recurso fotovoltaico, debido a la capacidad de su transformador y disponibilidad de la red por parte del comercializador.

##### 9.4.2.1 Autoconsumo

En este escenario se propone un sistema que no supere la demanda de la energía en ninguna hora del día para así no generar excedentes y no requerir de un contador bidireccional.

El sistema propuesto es:

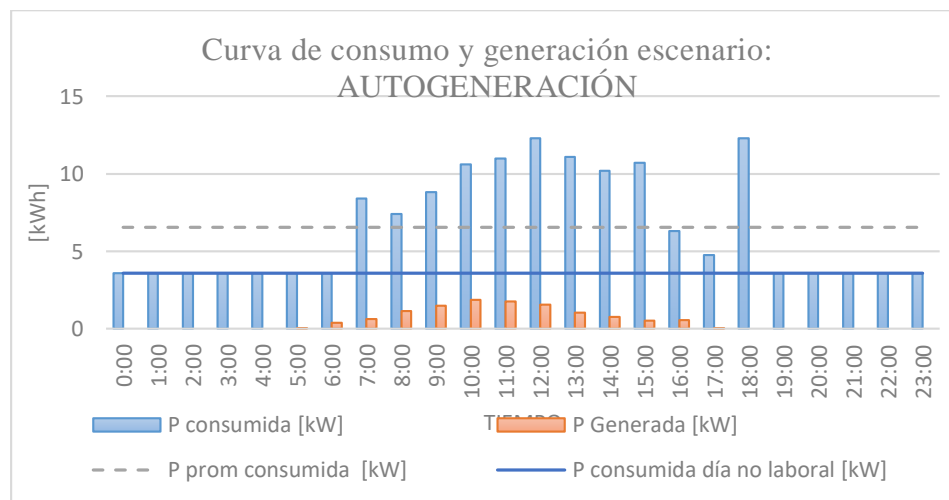


**Tabla 18.** Sistema de autoconsumo CDA LA PUERTA SOL.

Panel		Inversor	
<b>Fabricante</b>	Jinkosola	Fabricante	ABB
<b>Modelo</b>	JKM 340M-72	Modelo	UNO-3.0-TL-OUTD
<b>P nom</b>	340 [W]	P nom FV	3 [kW]
Configuración			
<b>#Max de paneles en serie</b>			1
<b>#Max paneles en paralelo</b>			9
<b>Potencia Nominal del sistema</b>			3,06 [kW]
<b>PR</b>			0,819

Una vez planteado el sistema FV mediante la ecuación 18 se calculo la potencia generada por hora durante el día en el CDA PUERTA DEL SOL, obteniendo así la Gráfica 11.

**Gráfica 11.** Curva de consumo y generación escenario de autogeneración para el CDA LA PUERTA DEL SOL.



La Gráfica 11 muestra la potencia promedio consumida en el CDA LA PUERTA DEL SOL en relación con la potencia generada por el sistema FV.

### 9.5 Simulación de pérdidas mediante el Software PVSyst

“El coeficiente de rendimiento (Performance Ratio, PR) es una magnitud expresada en porcentaje que es directamente dependiente de varios factores que reducen su valor. Para su cálculo, se parte de un valor inicial del 100% y, calculando paulatinamente los factores que lo impactan, se restan del valor inicial y se obtiene un PR teórico para los cálculos fotovoltaicos” [34].

El Software PVSyst estructura el modelo de pérdidas por factores los cuales se ven afectados por cambios de temperatura en la celda solar, nivel de irradiancia, desajustes en la celda, componentes técnicos y rendimiento del inversor.

Para estimar las pérdidas de cada escenario según los lineamientos de la RESCREG 030, se tuvieron en cuenta algunos de estos factores por literatura y los no nombrados fueron calculados por defecto por el mismo software, explicados a continuación:

- Factor de pérdidas por suciedad: Se recurrió a un análisis de calidad del aire del IDEAM en la ciudad de Bucaramanga, cuyo valor es del 2,1% [35].
- Factor de pérdida por temperatura: Como criterio de selección, se tomó el porcentaje de pérdidas por temperatura, comparando entre 3 diferentes marcas de paneles de igual potencia como se muestra en la Tabla 19.

**Tabla 19.** Comparación de pérdidas por temperatura según tipo de panel como criterio de selección de módulos.

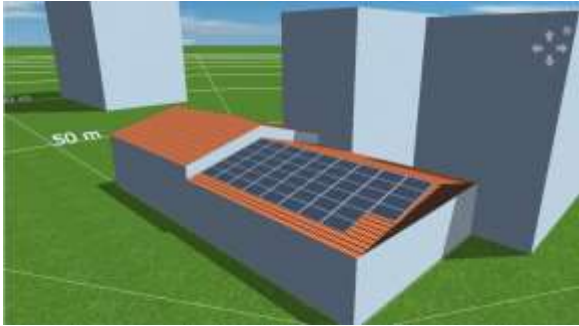
MARCA	TIPO DE PANEL	PÉRDIDA POR TEMPERATURA [%/°C]
Amerisolar (320W)	Policristalino	-0,43
Green Energy (340W)	Policristalino	-0,41
Amerisolar (340 W)	Policristalino	-0,42
Jinko Solar (340 W)	Monocristalino	-0,40

#### 9.5.1 Simulación de pérdidas por sombras mediante el software PV\*SOL.

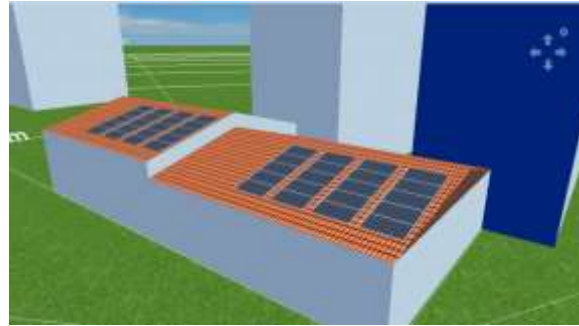
Las simulaciones fueron realizadas utilizando datos de radiación solar media diaria sobre plano horizontal del período de estudio en la ciudad de Bucaramanga (ver ANEXOS V) provistos por NSRDB.

Para las simulaciones, se consideró el sistema con sus características reales, donde se realizaron dos sensibilizaciones para el escenario de excedentes tipo I y una sensibilización para el escenario de autogeneración. A continuación, se presentan, para cada uno de los conjuntos, las configuraciones utilizadas para el estudio de las sombras.

**Figura 17.** Sensibilizaciones excedentes tipo I.



a) Configuración 1.

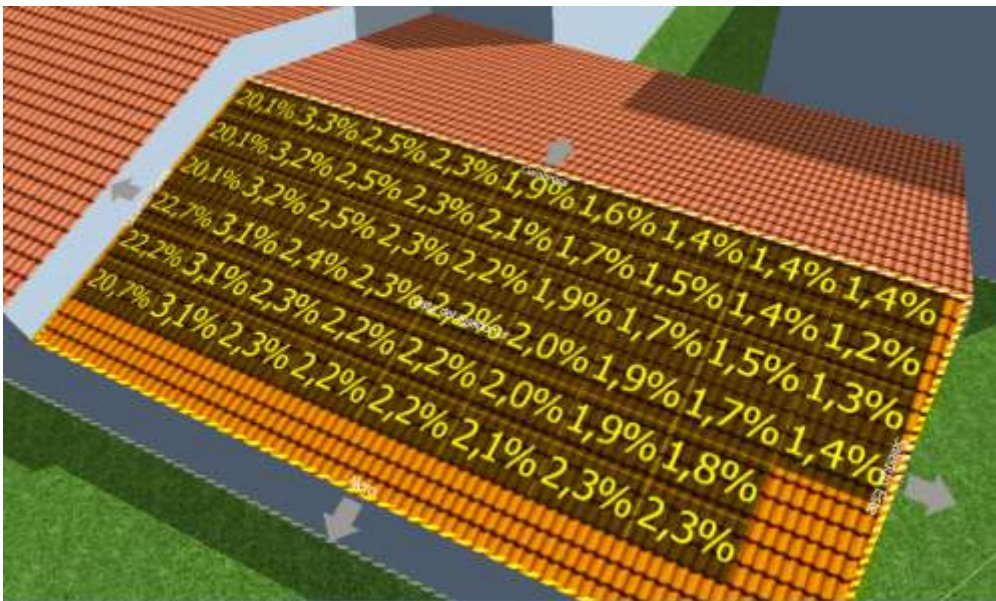


b) Configuración 2.

Debido a la disponibilidad del área en este CDA se plantea la configuración 1 (ver Figura 17), para reducir las pérdidas óhmicas resultantes de la configuración. Sin embargo, al realizar la simulación, se logra evidenciar que este complejo tiene altas pérdidas por factor de sombras; por ende, se plantea la configuración 2 como resultado.

Se especifican las pérdidas para cada módulo en sus respectivas distribuciones como se muestra en la Figura 18.

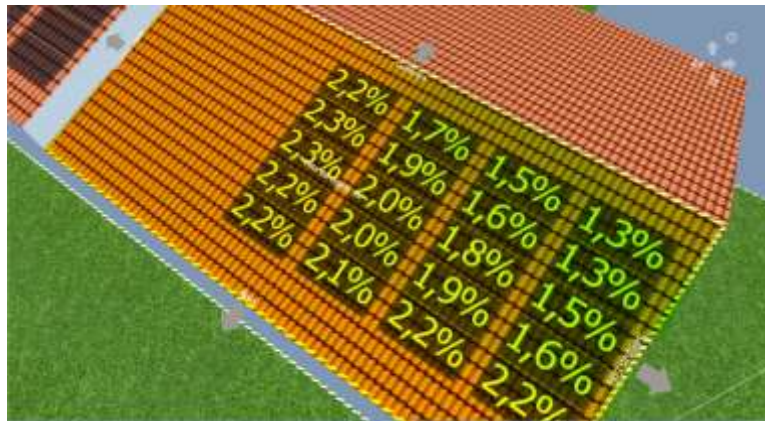
**Figura 18.** Pérdidas por sombras: sensibilización excedentes tipo I.



a) Configuración 1



Tejado superior



Tejado inferior

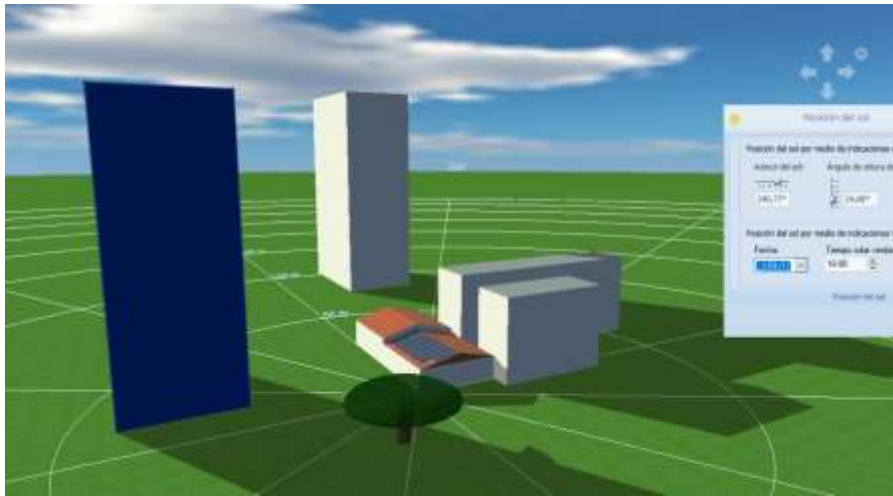
b) Configuración 2

Como se logra evidenciar en la Figura 18, las pérdidas por sombras en la configuración 1 fueron mayores. Esto se debe principalmente a la alturas que hay entre tejados (cabe resaltar que el tejado superior no tiene el área suficiente para realizar el análisis, además de tener aún más pérdidas debido a las estructuras aledañas).

Al realizar la configuración 2, se obtiene una menor tasa de pérdidas por sombras siendo este el más acertado para implementar el sistema de autogeneración. Una vez escogida la configuración, se estimaron los meses con mayor y menor generación causadas por estas pérdidas.

Los resultados obtenidos fueron:

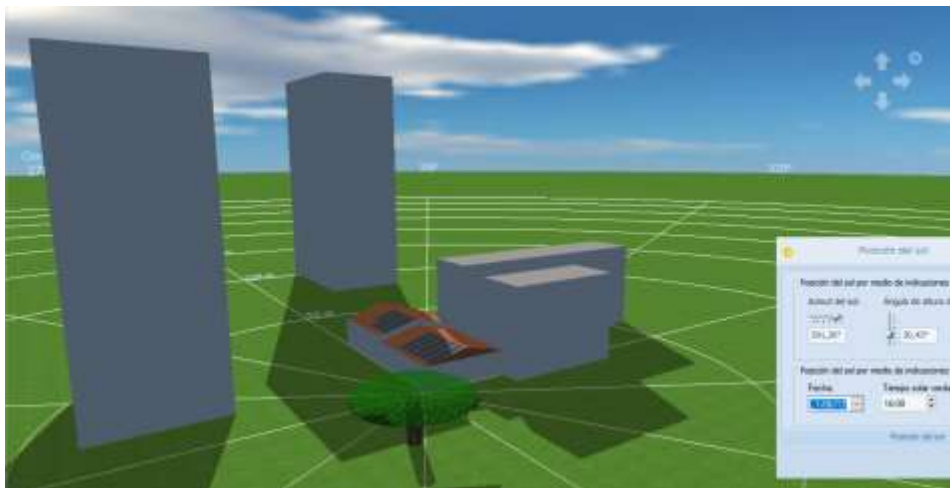
**Figura 19.** Mínima proyección de sombras, sensibilización excedentes tipo I.



El mes con menos pérdidas por este factor es enero, seguido de febrero y marzo, razón por la cual hay más niveles de irradiancia y por ende una máxima generación de potencia. Las sombras toman su pico máximo a las 15:30 según la trayectoria solar en PVSOL, razón por la cual se escogió este horario.

A continuación se muestra el mes con el mayor factor de pérdidas.

**Figura 20.** Máxima proyección de sombras, sensibilización excedentes tipo I.



La Figura 19 muestra que el mes con mayor factor de pérdidas por sombras es junio. La trayectoria solar en este mes evidencia que los edificios aledaños al CDA proyectan su sombras sobre todo el tejado, generando una reducción del hasta el 7,5 % anual de generación.

A continuación se muestran las pérdidas por sombras en el escenario de autoconsumo en el CDA.

**Figura 21.** Sensibilización Autogeneración.



## 9.6 Selección conductores y fusibles

Para realizar la selección de conductores y conectores, se tuvo en cuenta la certificación de conformidad correspondiente. Los conectores son resistentes al ambiente al cual estarán expuestos, son polarizados y capaces de soportar la corriente de cortocircuito. Se procede a dimensionar el cableado a utilizar, teniendo como base la selección de cable de cobre debido a su economía y la ampacidad de estos. Se dimensiona y se protegen los circuitos fotovoltaicos de acuerdo a la Norma Técnica Colombiana (NTC) 2050(ver ANEXO X), el código eléctrico colombiano, el cual establece los requisitos que se deben solicitar y aplicar para la calidad en la ejecución de los trabajos.

Teniendo en cuenta los tres arreglos estudiados:

- Generación con excedentes tipo I en el CDA DE LA 27: el sistema está compuesto por 4 arreglos<sup>11</sup> de 10 paneles conectados en serie. Se utilizaron paneles con una potencia de 340 [W]. El inversor utilizado fue un Fronius IG plus 70 v-2, de 6500[W].
- Autogeneración sin excedentes en el CDA DE LA 27: el sistema está compuesto por 1 arreglo de 8 paneles conectados en serie. Se utilizaron paneles con una potencia de 340 [W]. El inversor utilizado fue un Fronius Galvo 2.5-1, de 2000[W].
- Autogeneración sin excedentes en el CDA DE LA PUERTA DEL SOL: el sistema está compuesto por 1 arreglo de 9 paneles conectados en serie. Se utilizaron paneles con una potencia de 340 [W] marca Jinko solar. El inversor utilizado fue un Fronius UNO-3.0-TL-OUTD, de 1500[W].

---

<sup>11</sup> Arreglos hace referencia al numero de paneles en paralelo.

y con base a los datos ofrecidos por Jinko Solar, de las especificaciones del panel, se toma la corriente de corto circuito de cada fila y se multiplica por la ampacidad (en cualquier punto debe ser al menos el 125% de la corriente de corto circuito del módulo o grupo de módulos en paralelo en ese punto), valor utilizado en los cálculos posteriores. Para cada uno de los tramos a utilizar en el sistema fotovoltaico, se usaron las ecuaciones planteadas en la tabla 5.

Según la norma de la ESSA, la regulación es el porcentaje de caída de tensión debido a la resistencia eléctrica al paso de la corriente., la cual no debe superar el 3%. De acuerdo con la siguiente ecuación, se halla dicho porcentaje:

$$\text{Porcentaje de regulación } [\delta\%] = \frac{f_c * K_g * M_P}{V_L^2}$$

Donde  $f_c$  es el factor de corrección,  $K_g$  (en 1/(kVA\*m)) es la constante generalizada dependiendo del conductor elegido,  $M_P$  (en kVA\*m) es el momento de potencia de las cargas que comprenden ese circuito y  $V_L$  (en voltios) es la tensión de línea de la alimentación.

En la Tabla 20 se pueden observar los valores requeridos para hallar  $\delta\%$ , teniendo en cuenta que la distancia desde la caja de conexiones al inversor (corriente DC) es de 5 metros en las dos instalaciones y la distancia desde el inversor al tablero de distribuciones (corriente AC) para el CDA LA 27 es de 10 metros y para el CDA PUERTA DEL SOL es de 12 metros.

**Tabla 20.** Datos para hallar porcentajes de regulación.

	<b>CDA LA 27 (AC) Cable: 10AWG THWN- 2</b>	<b>CDA LA 27 (DC) Cable: 14AWG THWN- 2</b>	<b>CDA LA PUERTA DEL SOL (AC) Cable: 10AWG THWN- 2</b>
$f_c$	2,25	2,25	2,25
$K_g$	337,154	842,141	337,154
$M_P$	73,58	36,79	88,29
$V_L^2$	43200	43200	43200

En la Tabla 21 se puede observar que estos porcentajes hallados en los tramos AC y DC de los sistemas, no superan lo estipulado por la norma, por ende, no es necesario la corrección del dimensionamiento de conductores.

**Tabla 21.** porcentaje de regulación en las instalaciones.

<b>UBICACION</b>	<b>REGULACION EN AC</b>	<b>REGULACION EN DC</b>
<b>CDA LA 27</b>	1,29%	1,61%
<b>CDA LA PUERTA DEL SOL</b>	1,55%	1,61%

## 10 MODELO FINANCIERO

Se averiguaron los precios de los artículos necesarios para la implementación del sistema fotovoltaico como lo son: paneles, inversores, cableado, soportes, cajas de paso y techo para inversores. Adicionalmente, se añadieron los costos pre-operativos, costos de instalación y costos de mantenimiento. Seguido de esto se procede a realizar el flujo de caja en el cual se tienen en cuenta los pasivos del proyecto (deducciones de impuestos, pagos de crédito financiero y costos de mantenimiento), además de los beneficios tributarios de la Ley 1715 que se contempla para los proyectos de energía renovable. (ver ANEXO Y)

Se plantean dos escenarios según la resolución 030 de la CREG del 2018: autogeneración y generación con excedentes tipo I, aplicados a las dos ubicaciones con el fin de lograr analizar la mejor opción financiera.

El desarrollo del modelo financiero pretende evaluar la viabilidad, estabilidad y rentabilidad del proyecto, de acuerdo con la información generada por el estudio realizado previamente.

### 10.1 Análisis de escenarios de financiamiento considerando beneficios de la ley 1715

Para el cálculo de las ganancias netas contables anualmente se tuvieron en cuenta todos los beneficios estipulados en la Ley 1715 del año 2014. Cabe resaltar que, para el escenario de financiación con un ESCO, los beneficios de esta ley no son aplicados directamente al cliente, ya que esta empresa financia todos los costos de inversión y mantenimiento del proyecto.

### 10.2 Escenarios

#### 10.2.1 Escenario 1: autoconsumo

##### 10.2.1.1 Escenario autoconsumo CDA puerta del sol

La Puerta del sol no cuenta con sobras posibles de acuerdo al resultado arrojado por el análisis de sombras, en el cual se realiza un seguimiento solar durante un año. Posee unos porcentajes de pérdidas tomados en cuenta para la generación total, datos obtenidos mediante el reporte que generó la simulación de la implementación del sistema en el software Pv-syst (ANEXO Z). Para realizar este análisis financiero se tuvieron en cuenta los siguientes factores:

- El promedio de costo unitario de la energía es de 459,378[\$/kWh]
- Pérdidas por deterioro del panel las cuales son progresivas conforme pasa el tiempo (ANEXO AA)



- Pérdidas por suciedad: 2,10[%/anual]
- Pérdidas del inversor: 5,25 [%/anual]
- Se realiza el análisis de generación a 25 años, tiempo considerado aproximado de fin de vida útil del panel solar, teniendo en cuenta las pérdidas mencionadas anteriormente y la variación del precio del kWh promediada de diez años atrás para una previsión de este valor.

Se realiza el estudio con dos posibles escenarios de financiamiento: financiamiento propio y financiamiento con el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía, donde los precios de los artículos se encuentran en el ANEXO BB.

#### i. Financiamiento con FENOGE

Para el análisis financiero de este tipo de proyecto con crédito, después de una exhaustiva búsqueda de tasas de interés cómodas y bajas, se decidió realizar el estudio con el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía. Una vez investigada la información ofrecida por la página “www.fenoge.com”, se llamó directamente y se tuvo comunicación directa con el Ingeniero Marval de la UMPE, el cual explicó la existencia de dos tipos de financiamiento ofrecidos por ellos: subsidio (con o sin devolución) y crédito financiero.

Para el crédito financiero comentó la dinámica que consta de la presentación del proyecto y, si se considera apto y rentable, se procede a la aprobación del crédito. Actualmente no están realizando préstamos debido a cambios estructurales y organizacionales, sin embargo, ofreció información de proyectos relacionados con energía solar fotovoltaica. Una vez obtenida la información de las tasas de interés y el monto posible de préstamos, se realiza el flujo de caja, en la herramienta EXCEL, con una proyección a 20 años. Finalmente, se calcula el VPN (ecuación 12), la TIR (ecuación 11) y el WACC (ecuación 13) para analizar la rentabilidad y ganancias a futuro del proyecto.

#### ii. Financiamiento propio

En el financiamiento propio, se tuvo en cuenta para la selección de paneles cuentan con certificado de conformidad de producto RETIE, requisito necesario para la adquisición de los beneficios tributarios de la LEY 1715 de 2014. Se aclara que en este tipo de financiamiento se deben contratar personal certificado y apto para evitar pérdidas económicas, adicionalmente que no se requiere la instalación de un medidor bidireccional. Una vez obtenidos los precios de los artículos a utilizar, se procede a realiza el flujo de caja, en la herramienta EXCEL, con una proyección a 20 años. Finalmente, se calcula el VPN (ecuación 12) y la TIR (ecuación 11) para analizar la rentabilidad y ganancias a futuro del proyecto.

### 10.2.1.2 Escenario autoconsumo CDA LA 27

El CDA DE LA 27 sí cuenta con sobras posibles de acuerdo al resultado arrojado por el análisis de sombras, en el cual se realiza un seguimiento solar durante un año. Posee unos porcentajes de pérdidas tomados en cuenta para la generación total, datos obtenidos mediante el reporte que generó la simulación de la implementación del sistema en el software Pv-syst (ANEXO Z)

Para realizar este análisis financiero se tuvieron en cuenta los mismos factores planteados en el escenario de autoconsumo CDA PUERTA DEL SOL, sin embargo, las pérdidas del inversor son del 3,15 [%/anual] y las pérdidas por sombras del 7,1 [%/anual].

En este escenario se realiza el estudio igualmente con financiamiento propio y financiamiento con el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía, donde los precios de los artículos se encuentran en el ANEXO BB.

#### I. Financiamiento con FENOGE

Para el análisis financiero de este tipo de proyecto con crédito, se utilizó igualmente la información ofrecida por el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía con crédito financiero. Una vez obtenida la información de las tasas de interés y el monto posible de préstamos, se realiza el flujo de caja, en la herramienta EXCEL, con una proyección a 10 años. Finalmente, se calcula el VPN (ecuación 12), la TIR (ecuación 11) y el WACC (ecuación 13) para analizar la rentabilidad y ganancias a futuro del proyecto.

#### II. Financiamiento Propio

Se realiza la misma dinámica que en el escenario de autogeneración CDA PUERTA DEL SOL, donde una vez obtenidos los precios de los artículos a utilizar, se procede a realizar el flujo de caja, en la herramienta EXCEL, con una proyección a 20 años. Finalmente, se calcula el VPN (ecuación 12) y la TIR (ecuación 11) para analizar la rentabilidad y ganancias a futuro del proyecto.

## 10.2.2 Escenario 2: Con excedentes tipo I

Para la realización del escenario donde la implementación del sistema fotovoltaico es a mayor magnitud con respecto a las demás y genera excedentes, únicamente se realizó al CDA DE LA 27 debido a que sí cuentan con un espacio extendido.

En el análisis realizado se tuvieron en cuenta las pérdidas de los paneles conforme avanza el tiempo, las pérdidas del inversor y desgaste general del sistema. Cabe aclarar que se cuentan con 52 paneles de 270[W], medidor bidireccional y un inversor de 12,5[kW].

### 10.2.2.1 Escenario con excedentes tipo I CDA LA 27

Se realiza la simulación de tres diferentes escenarios para el financiamiento del sistema a implementar: financiamiento con FENOGE, financiamiento propio y financiamiento con una ESCO. Los precios de los artículos para la implementación de este sistema se encuentran en el ANEXO BB. Se realiza el análisis de generación a 25 años, tiempo considerado aproximado de fin de vida útil del panel solar, teniendo en cuenta las pérdidas mencionadas anteriormente y la variación del precio del kWh promediada de diez años atrás para una previsión de este valor.

#### A. Financiamiento con FENOGE, escenario con excedentes tipo I CDA LA 27

Para el análisis financiero de este tipo de proyecto, se utilizó la información ofrecida por el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía con crédito financiero. Una vez obtenida la información de las tasas de interés y el monto posible de préstamos, se realiza el flujo de caja, en la herramienta EXCEL, con una proyección a 13 años. Finalmente, se calcula el VPN (ecuación 12), la TIR (ecuación 11) y el WACC (ecuación 13) para analizar la rentabilidad y ganancias a futuro del proyecto.

#### B. Financiamiento Propio, escenario con excedentes tipo I CDA LA 27

Se realiza la misma dinámica que en el escenario de autogeneración CDA PUERTA DEL SOL, donde una vez obtenidos los precios de los artículos a utilizar, se procede a realizar el flujo de caja, en la herramienta EXCEL, con una proyección a 20 años. Finalmente, se calcula el VPN (ecuación 12) y la TIR (ecuación 11) para analizar la rentabilidad y ganancias a futuro del proyecto.

### C. Financiamiento con ESCO, escenario con excedentes tipo I CDA LA 27

Para el análisis financiero de este tipo de proyecto, se utilizó la información ofrecida por un Ingeniero que hizo parte de una ESCO, el cual explicó que, para el desarrollo de este tipo de contrato, la ESCO asume todos los costos de inversión. El cliente se encarga de pagar mensualmente una cantidad pactada teniendo en cuenta el costo unitario que se calcula en base a su factura energética menos un porcentaje de ahorro (entre 15 y 20%). Adicionalmente, la duración del contrato suele ser entre 20 y 30 años, periodo en el cual la ESCO se encarga de la operación y mantenimiento del sistema. Se realiza el flujo de caja, en la herramienta EXCEL, con una proyección a 20 años. Finalmente, se calcula el VPN (ecuación 12) y la TIR (ecuación 11) para analizar la rentabilidad y ganancias a futuro del proyecto.

#### A. SENSIBILIZACIÓN

En esta sensibilización se realiza una variación en el consumo energético de electricidad en las instalaciones del CDA DE LA 27 y así identificar el comportamiento financiero en el flujo de caja del escenario excedentes tipo I. Se decide aplicar en este escenario, debido a que ganancias obtenidas a largo plazo (VPN) son mayores a comparación de los otros.

Se aumenta el consumo promedio de la energía en un 10%, 15%, 20%, 25% y 30% respecto al actual. Cada uno de estos porcentajes se mantienen constantes con el tiempo.

## 11. RESULTADOS

### 11.1 Revisión energética

- De acuerdo con el diagrama de Pareto de la Gráfica 3, los Usos significativos de la energía eléctrica en el CDA DE LA 27 son: refrigeración con un porcentaje acumulado de 59,655%; aire comprimido con un acumulado de 66,818%; e iluminación con un acumulado de 73,817%. La instalación consume 3.335 [kWh] mensual promedio de energía eléctrica.
- En el CDA PUERTA DEL SOL según la Gráfica 4, los USEn son: refrigeración con un porcentaje acumulado de 68,796%; aire comprimido con un acumulado de 78,279%; e iluminación con un acumulado de 84,535%. La instalación consume 4.022 [kWh] mensuales promedios de energía eléctrica, del cual cabe resaltar que es el resultado de la sumatoria total del levantamiento de cargas.
- Como resultado del modelo lineal de la línea base y meta, se determinó, mediante la caracterización energética, que los consumos de energía eléctrica no dependen de los usos asociados a la producción, sino de áreas administrativas como climatización, aire comprimido y ofimática. También se determinó que la producción más influyente son las TM realizadas en taxis.
- En la Tabla 22 se muestran los resultados obtenidos de los modelos lineales de la ecuación de línea base y meta.

**Tabla 22.** Parámetros de las ecuaciones línea base y meta.

<b>Modelo</b>	<b>Ecuación de la Línea de Base</b>	<b>Ecuación de la Línea Meta</b>
	$E = 8,9321x + 2.925,2820$	$E = 8,6786x + 2850,2$
Coeficiente de determinación	0,7153	0,9012
Valor de P-Value variable independiente	0,000138<<<0,005	4,456*E-182<<<0,005
Energía no asociada a la producción (variable independiente)	81,91%	79,81%
Razón de cambio del consumo con la producción (variable independiente)	8,9321 [kWh] por cada incremento de una tecnología mecánica de taxis en la producción.	8,6786 [kWh] por cada incremento de una tecnología mecánica de taxis en la producción.

- El aumento del  $R^2$  con respecto a los cálculos mostrados en la metodología, indican que el 71,53% de las variaciones del consumo de energía se debe a variaciones de la variable independiente del modelo que en este caso es la producción realizada. El 28,47% se debe a la influencia de las variables que dependen de la operación y el mantenimiento.
- Mediante la ecuación de la línea meta y base se pudo establecer un potencial de ahorro por gestión y operación energética del 3,23%.

## 11.2 Capacidad de generación

- Se determinó que la energía de las curvas de la demanda para ambos casos era influyente, debido a su bajo porcentaje de error. Esto se podría tomar en cuenta para replicar en otro tipo de casos similares al del estudio. Gracias a esto, se pudo realizar el análisis y aplicar los escenarios expuestos por la RES CREG 030 y dimensionar las áreas potenciales a ocupar del sistema FV sin tener en cuenta espacios para OYM<sup>12</sup>, como se muestra a continuación:

**Tabla 23.** Superficie de la instalación.

Área [m <sup>2</sup> ]	CDA LA 27		CDA PUERTA DEL SOL
	Autoconsumo	Excedentes tipo I	Autoconsumo
	15,5	77,6	17,5

- Una vez determinada el área del conjunto, se tomó un área extra del 15% para que los operadores que realicen el mantenimiento del conjunto tengan la disponibilidad y facilidad de hacerlo a cada panel del conjunto. En el ANEXO GG se exponen los planos para ambos casos del CDA LA 27, debido a que es el único que posee limitaciones en su área.
- Mediante el software PVSyst<sup>13</sup> se pudieron establecer las pérdidas asociadas a la generación en cada sistema FV, y determinar la producción media anual en cada sistema.
- En el software PV\*SOL se calculó el factor de pérdidas anual de sombras en cada escenario del CDA LA 27. En la Tabla 24 se tabularon los resultados de la simulación.

<sup>12</sup> Operación y mantenimiento

<sup>13</sup> para mirar el diagrama Sankey de pérdidas en cada sistema y más especificaciones, referirse al ANEXO ZZ.

**Tabla 24.** Factores de pérdidas y generaciones para el año uno.

<b>PÉRDIDAS DEL SISTEMA ANUALES</b>	<b>CDA LA 27</b>		<b>CDA PUERTA DEL SOL</b>
	Autoconsumo	Excedentes tipo I	Autoconsumo
Factor de pérdida por Temperatura	-8,97%	-8,97%	-7,84%
Factor pérdida Nivel de Irradiancia	-0,79%	-0,79%	-0,67%
Factor de pérdida por Suciedad	-2,1%	-2,1%	-2,1%
Factor de pérdida Óhmica	-1%	-1%	-0,94%
Factor de pérdida por Miss Match	-1,1%	-1,1%	1,1%
Factor de Pérdida por inversor	-4,83%	-4,78%	-2,99%
Factor de pérdidas por sombras cercanas	7%	7,4%	-
<b>ENERGÍA ANUAL GENERADO POR EL SISTEMA FV</b>	3.784 [kWh]	18,93 [MWh]	4.555 [kWh]

Una vez dimensionados los sistemas para cada escenario, se realizó una equivalencia de la energía inyectada en la red para cada CDA, teniendo como referencia a qué proceso se podría suplir.

A continuación, se exponen las equivalencias de potencia inyectada para cada escenario:

**Tabla 25.** Posibles equivalencias.

Escenario	<b>CDA LA 27</b>		<b>CDA PUERTA DEL SOL</b>
	Autogeneración	Exportaciones Tipo I	Autogeneración
Equivalencia a proceso mensual	61,69% Ofimática	47,57% Energía total mensual	12,5% de servicios generales

### 11.3 Dimensionamiento de conductores y fusibles

Teniendo en cuenta la corriente de corto circuito del panel Jinko Solar de 340 [W] y las ecuaciones planteadas en la tabla C, se obtuvieron los siguientes resultados para los 3 escenarios:

**Tabla 26.** Excedentes tipo I CDA DE LA 27

Cableado entre paneles	$i_{CC} = 11,55$ [A] $i_{cable} = 14,44$ [A]	Conductor #14 AWG RHW con aislamiento de 75°C y una ampacidad de 30 [A],(Tabla 310-16)
Fusible en caja de conexiones	$i_{DCS} = 14,44$ [A]	Se selecciona un fusible de 15 [A] (Artículo 240-6) para proteger los conductores #14 AWG,
Cableado hacia desconector e inversor	$i_{campo} = 36,96$ [A] $i_{condu} = 46,2$ [A]	Se selecciona el conductor RHW #8 AWG con aislamiento de 75°C, tiene una ampacidad de 70 [A], (Tabla 310-16)
Fusible del desconector		Fusible de 50 [A] proporciona la protección contra sobrecorrientes, (Artículo 240-6)
Cableado de salida del inversor	$i_{inv} = \frac{6500}{230} = 28,26$ [A] $i_{cable} = 44,08$ [A]	cable RHW #10 AWG (evaluado con 75°C de aislamiento) tiene una ampacidad de 50 [A], (Tabla 310-16)
Protección del centro de cargas	$i_{prote} = 35,32$ [A]  Los conductores de puesta a tierra	Un cortacircuito bipolar realimentado de 40[A] proporciona una desconexión ac y protección contra sobrecorrientes en el centro de carga, #10 AWG, basándose en los dispositivos contra sobrecorriente de 40 [A], (Tabla 250-95),

\*Todos los circuitos dc deberían tener una capacidad de tensión de:  $V = 47.1 * 4 * 1.25 = 235.5$  [V].

**Tabla 27.** Autogeneración sin excedentes CDA DE LA 27

Cableado entre paneles	$i_{CC} = 11,55$ [A] $i_{cable} = 14,44$ [A]	Conductor #14 AWG RHW con aislamiento de 75°C y una ampacidad de 30 [A],(Tabla 310-16)
Fusible en caja de conexiones	$i_{DCS} = 14,44$ [A]	Se selecciona un fusible de 15 [A] (Artículo 240-6) para proteger los conductores #14 AWG,
Cableado hacia desconector e inversor	$i_{campo} = 11,55$ [A] $i_{condu} = 14,44$ [A]	Se selecciona el conductor RHW #14 AWG con aislamiento de 75°C, tiene una ampacidad de 30 [A], (Tabla 310-16)
Fusible del desconector		Fusible de 15[A] proporciona la protección contra sobrecorrientes, (Artículo 240-6)
Cableado de salida del inversor	$i_{inv} = \frac{2000}{195} = 10,25$ [A]	Cable RHW # 14 AWG (evaluado con 75°C de aislamiento) tiene una ampacidad de 30 [A], (Tabla 310-16)



		$i_{cable} = 16 \text{ [A]}$	
Protección del centro de cargas		$i_{prote} = 12,81 \text{ [A]}$ Los conductores de puesta a tierra	Un cortacircuito bipolar realimentado de 15[A] proporciona una desconexión ac y protección contra sobrecorrientes en el centro de carga, #14 AWG, basándose en los dispositivos contra sobrecorriente de 15 [A], (Tabla 250-95),

\*Todos los circuitos DC deberían tener una capacidad de tensión de:  $V = 47.1 * 1 * 1.25 = 52.125 \text{ [V]}$ .

**Tabla 28.** Autogeneración sin excedentes CDA DE LA PUERTA DEL SOL

Cableado entre paneles		$i_{CC} = 11,55 \text{ [A]}$ $i_{cable} = 14,44 \text{ [A]}$	Conductor #14 AWG RHW con aislamiento de 75°C y una ampacidad de 30 [A],(Tabla 310-16)
Fusible en caja de conexiones		$i_{DCS} = 14,44 \text{ [A]}$	Se selecciona un fusible de 15 [A] (Artículo 240-6) para proteger los conductores #14 AWG,
Cableado hacia desconector e inversor		$i_{campo} = 11,55 \text{ [A]}$ $i_{condu} = 14,44 \text{ [A]}$	Se selecciona el conductor RHW # 14 AWG con aislamiento de 75°C, tiene una ampacidad de 30 [A], (Tabla 310-16)
Fusible del desconector			Fusible de 15 [A] proporciona la protección contra sobrecorrientes, (Artículo 240-6)
Cableado de salida del inversor		$i_{inv} = \frac{1500}{230} = 6,52 \text{ [A]}$ $i_{cable} = 10,17 \text{ [A]}$	Cable RHW #14 AWG (evaluado con 75°C de aislamiento) tiene una ampacidad de 30 [A], (Tabla 310-16)
Protección del centro de cargas		$i_{prote} = 8,15 \text{ [A]}$ Los conductores de puesta a tierra	Un cortacircuito bipolar realimentado de 15[A] proporciona una desconexión ac y protección contra sobrecorrientes en el centro de carga, #14 AWG, basándose en los dispositivos contra sobrecorriente de 15 [A], (Tabla 250-95),

\*Todos los circuitos dc deberían tener una capacidad de tensión de:  $V = 47.1 * 1 * 1.25 = 52.125 \text{ [V]}$ .

## 11.4 FINANCIEROS

### 11.4.1 ESCENARIO 1: Autoconsumo

#### 12.1.1.1 Escenario de autoconsumo CDA PUERTA DEL SOL

I. Financiamiento con FENOGE, CDA PUERTA DEL SOL.

Realizando el análisis del escenario de autoconsumo del CDA PUERTA DEL SOL por medio de crédito FENOGE, se utilizó una tasa de interés del 12% con un porcentaje de financiación del 50% del valor total de la inversión a un plazo de 5 años (ver tabla 27).

En la Tabla 29 se puede observar el flujo de caja con una proyección de 10 años para obtener finalmente los valores de TIR y VPN (tabla 29).

**Tabla 29.** Datos del crédito FENOGE, CDA PUERTA DEL SOL.

<b><u>Datos Crédito</u></b>	
Tasa de Interés (e.a)	12%
Porcentaje de financiación	50%
Valor del Credito	\$ 6.810.378
Plazo (años)	5
Total inversión	\$ 13.620.755

**Tabla 30.** Flujo de caja con financiamiento FENOGE, PUERTA DEL SOL.

Concepto	<b>Año 5</b>	<b>Año 10</b>
	2024	2029
+Ahorro en compra de energía a la red	\$ 2.363.511	\$ 2.649.250
(-)Costos de Operación y mantenimiento	-\$ 218.578	-\$ 217.298
-Intereses Crédito	-\$ 202.421	
(-)Depreciación (1715)	-\$2.564.151	
-Amortización de Gastos Preoperativos	-\$ 160.000	
Ganancias Operativas Gravables (patrimonio líquido)	-\$ 781.640	\$ 2.431.952
Deducción Renta líquida Ley 1715	-\$1.123.712	
Ganancias operativas gravables	-\$1.905.352	\$ 2.431.952
(-)Impuesto a la renta	\$ 628.766	-\$ 802.544
=Ganacias Netas Contables	\$ 628.766	\$ 4.061.360
+Depreciación	\$ 2.564.151	
+Amortización de Gastos Preoperativos	\$ 160.000	
-Amortización Crédito	-\$ 1.686.844	
+Valor Salvamento		\$ 2.700.000
=Flujo de Fondos Neto	\$ 1.666.073	\$ 6.761.360

**Tabla 31.** Datos de VPN y TIR financiamiento con FENOGE, PUERTA DEL SOL.

<b>VPN</b>	\$ 8.638.949
<b>TIR</b>	36,17%

De acuerdo con la tasa de rentabilidad esperada y la proyección realizada a 10 años, se puede concluir que se obtiene unas ganancias netas de \$8.638.949 lo que permite ver una rentabilidad alta del proyecto con unas ganancias largo plazo, teniendo en cuenta la utilización de un crédito del 50% del valor total de la inversión, suponiendo que el cliente cuenta con el otro 50% en efectivo. Para observar la Gráfica de VPN vs TIR ver ANEXO DD.

En la tabla 32 se puede observar la tasa de descuento del proyecto, valor a comparar con la TIR y finalmente considerar la aceptación o rechazo del proyecto.

**Tabla 32.** Valor WACC, CDA PUERTA DEL SOL con financiamiento FENOGE.

<b>WACC</b>	<b>10,77%</b>
-------------	---------------

Considerando que la tasa mínima de ganancia sobre proyectos de inversión (WACC) es menor que la tasa interna de retorno (TIR), con base a esto el proyecto se puede considerar como aceptable para realizar.

## II. Financiamiento propio, CDA PUERTA DEL SOL.

Realizando el análisis del escenario de autoconsumo del CDA PUERTA DEL SOL por medio de financiamiento propio, en la tabla 33 se puede observar el flujo de caja con una proyección de 20 años para obtener finalmente los valores de TIR y VPN (tabla 32).

**Tabla 33.** Flujo de caja con financiamiento propio, CDA PUERTA DEL SOL.

	<b>Año 5</b>	<b>Año 10</b>	<b>Año 15</b>	<b>Año 20</b>
Concepto	2024	2029	2034	2039
+Ahorro en compra de energía a la red	\$2.363.511	\$2.649.250	\$2.969.534	\$3.328.540
(-)Costos de Operación y mantenimiento	-\$225.022	-\$223.704	-\$222.321	-\$220.890
(-)Depreciación (1715)	-\$2.564.151			
Ganancias Operativas Gravables (patrimonio líquido)	-\$425.662	\$2.425.546	\$2.747.214	\$3.107.650
(-)Impuesto a la renta	-\$3.574.096	-\$800.430	-\$906.581	-\$1.025.524

Deducción Renta líquida Ley 1715	-\$1.787.048			
Ganancias operativas gravables	-\$2.212.710			
=Ganacias Netas Contables	-\$2.212.710	\$1.625.116	\$1.840.633	\$2.082.125
+Depreciación	\$2.564.151			
+Valor Salvamento				\$4.320.000
=Flujo de Fondos Neto	\$351.441	\$1.625.116	\$1.840.633	\$6.402.125

**Tabla 34.** Datos de VPN y TIR financiamiento propio, PUERTA DEL SOL

<b>VPN</b>	-\$ 6.900.383
<b>TIR</b>	6,71%

De acuerdo con la tasa de rentabilidad esperada y la proyección realizada a 20 años, se puede concluir que el proyecto no es rentable con este tipo de financiamiento. Se genera un valor presente neto negativo de \$6.900.383, lo que me indica que hay pérdidas al final del periodo. Para observar la Gráfica de VPN vs TIR ver ANEXO BB.

#### 12.1.1.2 Escenario de autoconsumo CDA LA 27

##### I. Financiamiento con FENOGE, CDA LA 27

Realizando el análisis del escenario de autoconsumo del CDA LA 27 por medio de crédito FENOGE, se utilizó una tasa de interés del 12% con un porcentaje de financiación del 90% del valor total de la inversión a un plazo de 5 años (ver tabla 33).

En la tabla 35 se puede observar el flujo de caja con una proyección de 10 años para obtener finalmente los valores de TIR y VPN (tabla 35).

**Tabla 35.** Datos del crédito FENOGE., LA 27.

Tasa de Interés (ea)	<b>12%</b>
Porcentaje de financiación	90%
Valor del Credito	\$ 9.689.499
Plazo (años)	5
Total inversión	<b>\$ 10.766.110</b>

**Tabla 36.** Flujo de caja con financiamiento con FENOGE, LA 27.

Concepto	Año 5	Año 10
	2024	2029
+Ahorro en compra de energía a la red	\$ 1.707.253	\$ 1.913.653
(-)Costos de Operación y mantenimiento	-\$ 215.306	-\$ 214.045
-Intereses Crédito	-\$ 287.996	
(-)Depreciación (1715)	-\$ 1.993.222	
-Amortización de Gastos Preoperativos	-\$ 160.000	
Ganancias Operativas Gravables (patrimonio líquido)	-\$ 949.271	\$ 1.699.608
Deducción Renta líquida Ley 1715	-\$ 177.641	
Ganancias operativas gravables	-\$ 1.126.912	\$ 1.699.608
=Ganancias Netas Contables	-\$ 1.126.912	\$ 3.399.217
+Depreciación	\$ 1.993.222	
+Amortización de Gastos Preoperativos	\$ 160.000	
-Amortización Crédito	-\$ 2.399.965	
+Valor Salvamento		\$ 1.680.000
=Flujo de Fondos Neto	-\$ 1.373.655	\$ 5.079.217

**Tabla 37.** Datos de VPN y TIR financiamiento con FENOGE, LA 27.

VPN	\$ 86.031
TIR	14,28%

De acuerdo con la tasa de rentabilidad esperada y la proyección realizada a 10 años, se puede concluir que el proyecto no es rentable con este tipo de financiamiento. Se genera un valor presente neto de \$86.031, lo que me indica que las ganancias al final del periodo son muy bajas con un porcentaje de financiación del 90% del valor total del proyecto. Para observar la Gráfica de VPN vs TIR ver ANEXO DD.

En la tabla 38 se puede observar la tasa de descuento del proyecto, valor a comparar con la TIR y finalmente considerar la aceptación o rechazo del proyecto.

**Tabla 38.** Valor WACC, CDA LA 27 con financiamiento FENOGE

WACC	8,59%
------	-------

Se observa que la tasa mínima de ganancia sobre proyectos de inversión (WACC) es menor que la tasa interna de retorno (TIR), sin embargo, de acuerdo con las bajas ganancias al final del periodo no se puede considerar como aceptable para realizar.

## II. Financiamiento propio, CDA LA 27

Realizando el análisis del escenario de autoconsumo del CDA LA 27 por medio de financiamiento propio, en la tabla 39 se puede observar el flujo de caja con una proyección de 20 años para obtener finalmente los valores de TIR y VPN (tabla 40).

**Tabla 39.** Flujo de caja con financiamiento propio, LA 27

	<b>Año 5</b>	<b>Año 10</b>	<b>Año 15</b>	<b>Año 20</b>
Concepto	2024	2029	2034	2039
+Ahorro en compra de energía a la red	\$1.707.253	\$1.913.653	\$2.145.007	\$2.404.330
(-)Costos de Operación y mantenimiento	-\$172.245	-\$171.236	-\$170.177	-\$169.082
(-)Depreciación (1715)	-\$ 1.993.222			
Ganancias Operativas Gravables (patrimonio líquido)	-\$458.214	\$1.742.417	\$1.974.829	\$2.235.248
(-)Impuesto a la renta	-\$ 2.837.963	-\$574.998	-\$651.694	-\$737.632
Deducción Renta líquida Ley 1715	-\$ 1.418.981			
Ganancias operativas gravables	-\$ 1.877.195			
=Ganancias Netas Contables	- \$1.877.195	\$1.167.420	\$1.323.136	\$1.497.616
+Depreciación	\$1.993.222			
+Valor Salvamento				\$560.000
=Flujo de Fondos Neto	\$116.027	\$1.167.420	\$1.323.136	\$2.057.616

**Tabla 40.** Datos de VPN y TIR financiamiento propio, LA 27

<b>VPN</b>	-\$ 6.615.766
<b>TIR</b>	4,74%

De acuerdo con la tasa de rentabilidad esperada y la proyección realizada a 20 años, se puede concluir que el proyecto no es rentable con este tipo de financiamiento. Se genera un valor presente neto negativo de \$6.615.766, lo que me indica que hay pérdidas al final del periodo. Para observar la Gráfica de VPN vs TIR ver ANEXO CC.

#### 11.4.2 ESCENARIO 2: Excedentes tipo I

A continuación, se anexan las tablas del escenario con excedentes tipo I CDA LA 27, de los cuales se le realizó el análisis con financiamiento con crédito FENOGE, financiamiento propio y finalmente por medio de una ESCO.

##### 12.1.2.1 Escenario con excedentes tipo I CDA LA 27

#### I. Financiamiento con FENOGE, CDA LA 27 con excedentes tipo I

Realizando el análisis del escenario de autoconsumo del CDA LA 27 por medio de crédito FENOGE, se utilizó una tasa de interés del 12% con un porcentaje de financiación del 50% del valor total de la inversión a un plazo de 5 años (ver tabla 39).

En la tabla 41 se puede observar el flujo de caja con una proyección de 10 años para obtener finalmente los valores de TIR y VPN (tabla 42).

**Tabla 41.** Datos del crédito FENOGE., LA 27 con excedentes.

Tasa de Interés (ea)	<b>12%</b>
Porcentaje de financiación	50%
Valor del Crédito	<b>\$21.010.533</b>
Plazo (años)	<b>5</b>
<b>Total inversión</b>	<b>\$42.021.065</b>

**Tabla 42.** Flujo de caja con financiamiento con FENOGE, LA 27 con excedentes.

Concepto	<b>Año 5</b>	<b>Año 10</b>
	2024	2029
+Ahorro en compra de energía a la red	\$ 9.011.924	\$ 9.318.134
(-)Costos de Operación y mantenimiento	-\$ 564.424	-\$ 561.118
-Intereses Crédito	-\$ 624.485	
(-)Depreciación (1715)	-\$ 7.004.213	

-Amortización de Gastos Preoperativos	-\$ 1.400.000	
=Ganacias Operativas Gravables (Renta líquida)	-\$ 581.198	\$ 8.757.016
(-)Impuesto a la renta	-\$ 2.288.047	
Deducción Renta líquida Ley 1715	-\$ 1.144.023	
Ganancias operativas gravables	-\$ 1.725.221	\$ 8.757.016
=Ganacias Netas Contables	-\$ 1.725.221	\$ 8.757.016
+Depreciación	\$ 7.004.213	
+Amortización de Gastos Preoperativos	\$ 1.400.000	
-Amortización Crédito	-\$ 5.204.041	
+Valor Salvamento		\$ 10.800.000
=Flujo de Fondos Neto	\$ 1.474.951	\$ 19.557.016

**Tabla 43.** Datos de VPN y TIR financiamiento con FENOGE, LA 27 con excedentes.

<b>VPN</b>	<b>\$ 1.889.738</b>
<b>TIR</b>	<b>15,41%</b>

De acuerdo con la tasa de rentabilidad esperada y la proyección realizada a 10 años, se puede concluir que el proyecto tiene una rentabilidad baja con este tipo de financiamiento. Se genera un valor presente neto de \$1.889.783, lo que me indica que la ganancia al final del periodo es baja con respecto al número de años del periodo y flujo de caja neto. Para observar la Gráfica de VPN vs TIR ver ANEXO DD.

En la tabla 44 se puede observar la tasa de descuento del proyecto, valor a comparar con la TIR y finalmente considerar la aceptación o rechazo del proyecto.

**Tabla 44.** Valor WACC, CDA LA 27 con excedentes, financiamiento FENOGE

<b>WACC</b>	<b>10,02%</b>
-------------	---------------

Dado que la tasa mínima de ganancia sobre proyectos de inversión (WACC) es menor que la tasa interna de retorno (TIR), con base a esto el proyecto se puede considerar como aceptable para realizar.

## II. Financiamiento PROPIO, CDA LA 27 con excedentes tipo I



Realizando el análisis del escenario con excedentes tipo I del CDA LA 27 por medio de financiamiento propio, en la tabla 43 se puede observar el flujo de caja con una proyección de 20 años para obtener finalmente los valores de TIR y VPN (tabla 45).

**Tabla 45.** Flujo de caja con financiamiento propio, LA 27 con excedentes.

	<b>Año 5</b>	<b>Año 10</b>	<b>Año 15</b>	<b>Año 20</b>
Concepto	2024	2029	2034	2039
+Ahorro en compra de energía a la red	\$9.011.924	\$9.318.134	\$9.663.321	\$10.052.190
(-)Costos de Operación y mantenimiento	-\$564.424	-\$561.118	-\$557.649	-\$554.060
(-)Depreciación (1715)	-\$7.004.213			
Ganacias Operativas Gravables (patrimonio líquido)	\$1.443.287	\$8.757.016	\$9.105.672	\$9.498.130
(-)Impuesto a la renta	-	-\$2.889.815	-	-\$3.134.383
	\$11.368.483		\$3.004.872	
Deducción Renta líquida Ley 1715	-\$5.684.241			
Ganancias operativas gravables	-\$4.240.954			
=Ganacias Netas Contables	-\$4.240.954	\$5.867.201	\$6.100.800	\$6.363.747
+Depreciación	\$7.004.213			
+Valor Salvamento				\$3.600.000
=Flujo de Fondos Neto	\$2.763.259	\$5.867.201	\$6.100.800	\$9.963.747

**Tabla 46.** Datos de VPN y TIR financiamiento propio, LA 27 con excedentes.

<b>VPN</b>	-\$ 13.865.698
<b>TIR</b>	9,01%

De acuerdo con la tasa de rentabilidad esperada y la proyección realizada a 20 años, se puede concluir que el proyecto no es rentable con este tipo de financiamiento. Se genera un valor presente neto negativo de \$13.865.698, lo que me indica que hay pérdidas al final del periodo. Para observar la Gráfica de VPN vs TIR ver ANEXO CC.

### III. Financiamiento con ESCO, CDA LA 27 con excedentes tipo I

Realizando el análisis del escenario con excedentes tipo I del CDA LA 27 por medio de financiamiento con una ESCO, en la tabla 47 se puede observar el flujo de caja con una proyección de 20 años para obtener finalmente los valores de TIR y VPN (tabla 48).

**Tabla 47.** Flujo de caja con financiamiento con ESCO, LA 27 con excedentes.

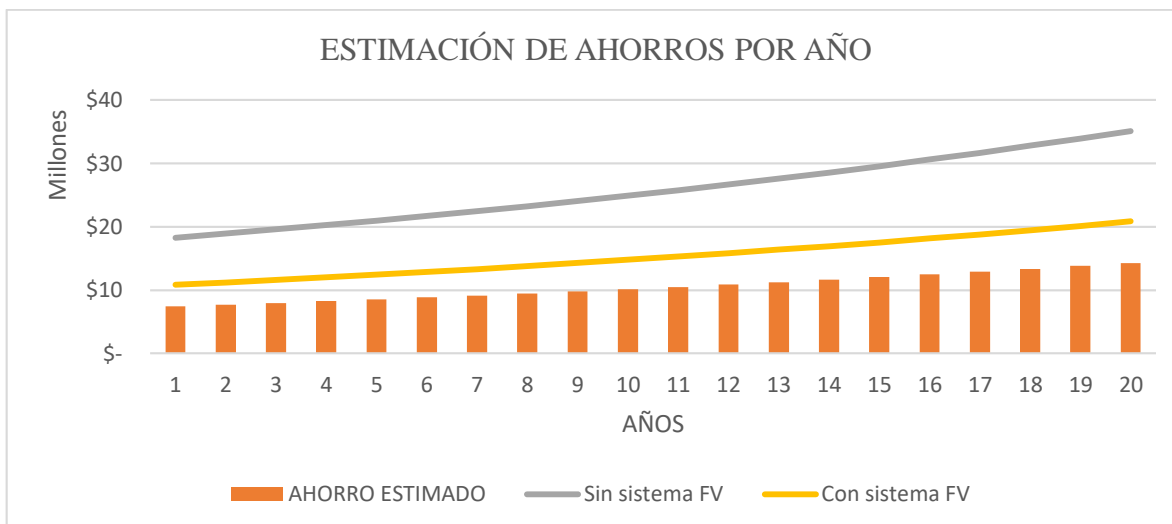
	<b>Año 5</b>	<b>Año 10</b>	<b>Año 15</b>	<b>Año 20</b>
Concepto	2024	2029	2034	2039
+Ahorro en compra de energía a la red	\$9.011.924	\$9.318.134	\$9.663.321	\$10.052.190
(-) % ganancia para la ESCO	-\$7.209.539	-	-	-\$8.041.752
=Ganacias Operativas Gravables (Renta líquida)	\$1.802.385	\$1.863.627	\$1.932.664	\$2.010.438
Ganancias operativas gravables	\$1.802.385	\$1.863.627	\$1.932.664	\$2.010.438
(-)Impuesto a la renta (1715)	-\$594.787	-\$614.997	-\$637.779	-\$663.445
=Ganacias Netas Contables	\$1.207.598	\$1.248.630	\$1.294.885	\$1.346.993
=Flujo de Fondos Neto	\$1.207.598	\$1.248.630	\$1.294.885	\$1.346.993

**Tabla 48.** Dato de VPN financiamiento con ESCO, LA 27 con excedentes.

<b>VPN</b>	<b>\$ 8.872.351</b>
------------	---------------------

De acuerdo con la tasa de rentabilidad esperada y la proyección realizada a 20 años, se puede concluir que el proyecto tiene una rentabilidad alta con este tipo de financiamiento. Se genera un valor presente neto de \$8.872.351, lo que me indica que la ganancia al final del periodo es alta, teniendo en cuenta que el cliente no debe hacer una inversión. Para observar la Gráfica de VPN vs TIR ver ANEXO EE.

En la gráfica 10 se puede observar una estimación de ahorros por año con una ESCO, teniendo en cuenta el crecimiento del IPC en el precio de la energía.



**Gráfica 12.** Estimación de ahorros por año con ESCO.

Se puede observar que la estimación de ahorros por año, mediante este tipo de financiamiento, con la implementación del sistema fotovoltaico y teniendo en cuenta la inflación de los precios por el IPC, va a favorecer a la empresa con ahorros significativos de aproximadamente \$42.067.188.

En la tabla 49 se observa el resumen de los valores presentes netos en los tiempos de proyección de cada uno de los escenarios (propio: 20 años, FENOGE: 10 años, ESCO: 20 años), para la posterior comparación y toma de decisiones.

**Tabla 49.** Tabla de resumen VPN según financiamiento de los diferentes escenarios.

Ubicación	Escenario	TIPO DE FINANCIAMIENTO			VPN
		Propio	FENOGE	ESCO	
27	con excedentes	-\$13.865.698	\$1.889.738	\$ 8.872.351	
27	sin excedentes	-\$ 6.615.766	\$ 86.031	-	
Psol	sin excedentes	-\$ 6.900.383	\$8.638.949	-	

De acuerdo con la Tabla 479 el escenario más rentable de los tres planteados es el de CDA DE LA 27 con excedentes tipo I, mediante el financiamiento con una ESCO.

## 11.5 Sensibilización

Para realizar la sensibilización, se utilizó el escenario con excedentes tipo I del CDA LA 27, suponiendo un aumento de la carga con el paso del tiempo, donde en la tabla 50 se puede observar los valores presentes netos en cada uno de los casos.

**Tabla 50.** Tabla de resumen VPN según financiamiento de los diferentes escenarios, variando porcentajes de consumos del CDA DE LA 27 con excedentes tipo I.

Ubicación	% aumento de carga	TIPO DE FINANCIAMIENTO			VPN
		Propio	FENOGE	ESCO	
27 con excedentes	10	-\$13.871.008	\$ 1.912.981	\$8.867.329	
	15	-\$13.873.386	\$ 1.923.393	\$8.865.080	
	20	-\$13.875.604	\$ 1.933.105	\$8.862.982	
	25	-\$13.877.679	\$1.942.186	\$8.861.021	
	30	-\$13.879.623	\$1.950.696	\$8.859.182	

Según la tabla 50, se pudo observar que la tasa de rentabilidad esperada y la proyección realizada no varía en gran magnitud teniendo como base el escenario actual que presenta la instalación. Cabe aclarar que se mantiene el mismo sistema fotovoltaico planteado (escenario de excedentes tipo I) en las variaciones de consumo. Para observar las Gráficas de VPN vs TIR ver ANEXO CC, ANEXO DD y ANEXO EE.

## 11.6 Valoración de reducción de emisiones GEI

En los últimos años en el marco internacional se ha captado un interés sin precedentes dado la problemática del cambio climático, la huella de carbono surge, entonces, como un indicador capaz de sintetizar en forma fidedigna los impactos provocados por las actividades del hombre en el entorno, medido en términos de emisiones de GEI y se perfila como una herramienta eficaz de gestión empresarial<sup>14</sup>.

Para evaluar los beneficios ambientales al implementar un sistema solar fotovoltaico se recurre a la siguiente fórmula de reducción de CO<sub>2</sub>:

**Ecuación 27.** Fórmula de reducción de CO<sub>2</sub>.

$$\text{ReduCO}_2 = \text{EG} * \text{Fe}$$

Donde:

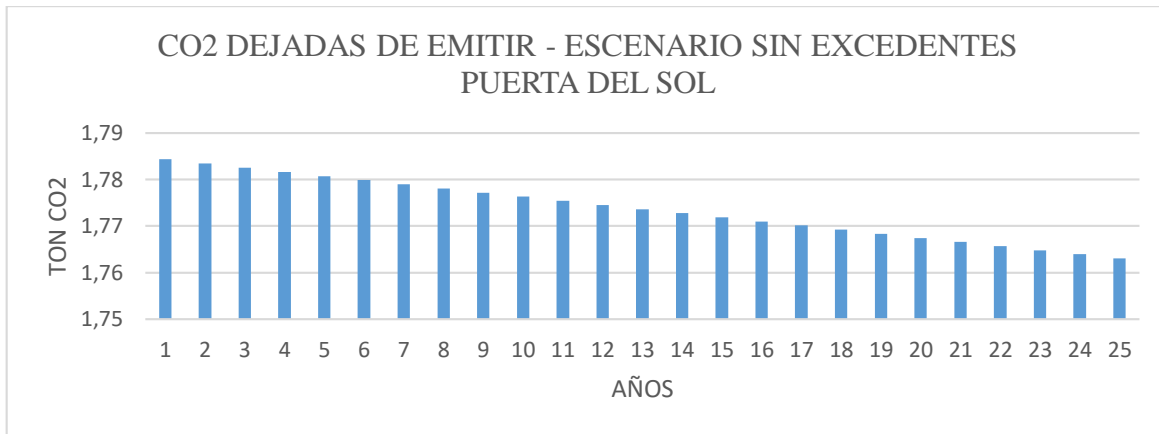
- EG: electricidad generada.

<sup>14</sup> Wittneben y Kiyar, 2009

- Fe: factor de emisión CO2 [ $\frac{\text{TON CO2}}{\text{Mwh}}$ ]
- ReduCO2: reducción de CO2.

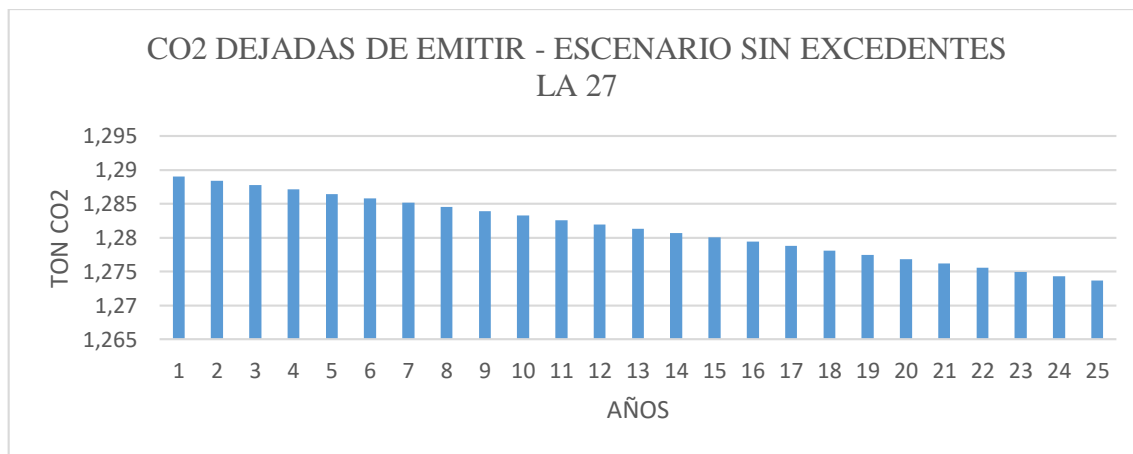
Dado que el indicador de Colombia para el año 2018 es de  $0,38[\frac{\text{TON CO2}}{\text{Mwh}}]$  (Resolución 91304 de 2014 en su Artículo10) con el fin de determinar la reducción de estas emisiones, se obtiene que:

**Gráfica 13.** TON CO2 dejadas de emitir, PUERTA DEL SOL escenario sin excedentes.



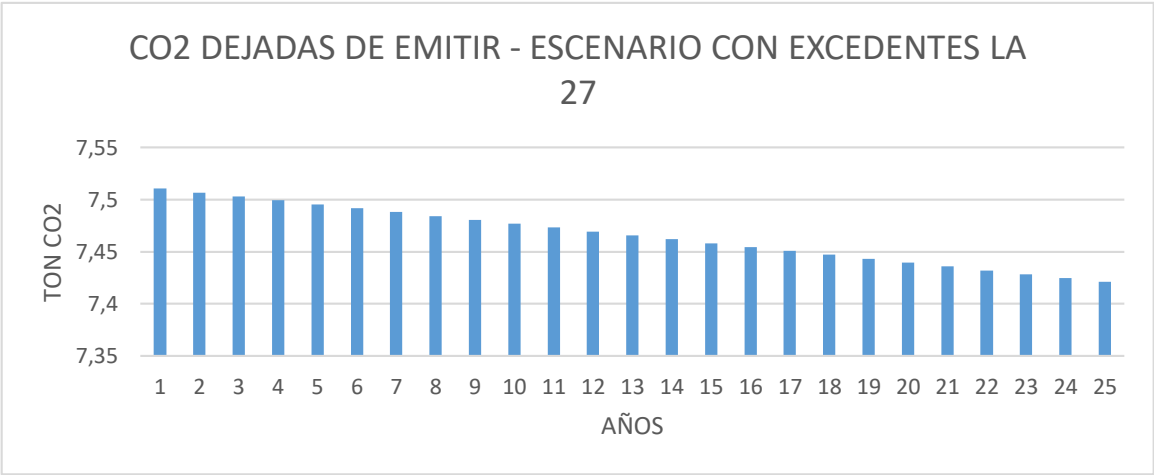
Para el escenario sin excedentes de la PUERTA DEL SOL, la planta de producción deja de emitir para el año aproximadamente 44.3415 TON de CO2.

**Gráfica 14.** TON CO2 dejadas de emitir, LA 27, escenario sin excedentes



Para el escenario sin excedentes de LA 27, la planta de producción deja de emitir para el año aproximadamente 32.033 TON de CO2.

**Gráfica 15.** TON CO2 dejadas de emitir, LA 27 escenario con excedentes.



Para el escenario con excedentes de la PUERTA DEL SOL, la planta de producción deja de emitir para el año aproximadamente 186.642 TON de CO2.

## 12. CONCLUSIONES

- Una vez realizada la revisión energética de los CDAs, se pudo determinar que el mayor consumidor de energía eléctrica es el sistema de climatización con un consumo de 2.086,66 [kWh] en LA 27 y de 2.592 [kWh] en la PUERTA DEL SOL, con una equivalencia de consumo de 59,65% y 69,03% respectivamente del total.
- Según la revisión energética y mediante la línea base, se pudo determinar que la producción no era determinante para los consumos energéticos. Adicionalmente, al caracterizar la demanda de energía eléctrica se encontró que la energía no asociada a la producción es el mayor consumidor, y donde se debería orientar cualquier acción de eficiencia energética.
- Se pudo determinar el consumo energético mensual (4.022 [kWh] en la PUERTA DEL SOL y 3.335[kWh] en CDA LA 27) mediante la curva media de la demanda intradiaria, encontrando un comportamiento similar para los días entre semana y sábados, a diferencia de los domingos, cuyo comportamiento es similar al nocturno. En el análisis se observó un bajo margen de variación, con un porcentaje inferior al 7%.
- Al evaluar los escenarios propuestos en la RES CREG 030 se encontró como factor limitador de potencia FV a instalar las capacidades nominales de los transformadores en cada CDA, teniendo una capacidad máxima de instalación de 15,19 [kW] para el CDA LA 27 y 4,05 [kW] CDA PUERTA DEL SOL. Considerando esto, únicamente se evaluó los escenarios de autogeneración (CDA LA 27 y PUERTA DEL SOL) y excedentes tipo I (CDA LA 27).
- Se pudo observar que, al realizar el análisis de sombras, se obtiene un factor de pérdidas inicial del 22% anual, resultado obtenido en la primera simulación mediante el software PV\*SOL, en el escenario de exportaciones tipo I del caso estudio CDA la 27. Sin embargo, al ejecutar la simulación teniendo en cuenta una nueva distribución de los módulos orientada a reducir las sombras generadas, se consiguió mitigar estas pérdidas, hasta llegar al 7,4% anual.
- Mediante planos estructurales y las herramientas Google Earth y estación total, se determinaron las áreas potenciales para el diagnóstico de la implementación del sistema FV, con un área total en los tejados de  $386,7m^2$  para el CDA LA 27 y  $319,76m^2$  para el de LA PUERTAL DEL SOL, sin embargo, debido a las limitaciones del transformador y el análisis de sombras el área total utilizada para cada escenario fue de: Autogeneración CDA LA 27 área utilizada  $13,54 [m^2]$ , Exportaciones tipo I  $40,598[m^2]$ , CDA PUERTA DEL SOL área utilizada  $17,5 [m^2]$ .
- Teniendo en cuenta la generación del sistema FV para cada escenario, la energía inyectada al sistema sería equivalente a suplir: CDA LA 27 autogeneración: ofimática

(61,69% del consumo total), CDA LAS 27 exportaciones tipo I: 47,57% del consumo total y CDA PUERTA DEL SOL autogeneración: 12,5% del consumo total.

- Al analizar los tres tipos de financiamientos (crédito, financiamiento propio y por medio de una ESCO), se logra concluir que al realizar el pago únicamente con dinero propio, se generan valores presentes netos negativos, generando pérdidas al final de los 20 años del periodo de proyección, lo cual indica que no es rentable ejecutar el proyecto por medio de financiamiento propio.
- De acuerdo con los análisis planteados, se pudo determinar que el modelo de financiamiento por medio de crédito financiero, que en este caso se realizó con el Fondo de Energía No convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE), genera únicamente ganancias de \$86.031 a los 10 años de proyección con un porcentaje de financiación del 90% en el escenario de autogeneración del CDA LA 27.
- Solicitando un crédito financiero con FENOGE requiriendo un porcentaje de financiación del 50%, se genera una ganancia de \$8.638.949 en el escenario de autogeneración del CDA PUERTA DEL SOL, obteniendo mayor ganancia en contraste con el escenario del CDA LA 27 con excedentes tipo I, que cuenta con un valor presente neto de \$1.889.738 en un periodo de 10 años de proyección.
- Se identificó que el modelo de financiación más rentable para su posible implementación es en el CDA LA 27 con escenario en el cual haya excedentes tipo I con la financiación por medio de una compañía de servicios energéticos (ESCO), obteniendo ganancias de \$8.872.351 en un periodo de contrato a 20 años.
- La implementación del proyecto generaría una reducción de gases de efecto invernadero, donde existiría una disminución aproximada de 186.642 toneladas de CO<sub>2</sub>, en el mejor de los casos, en el escenario planteado del CDA LA 27 con excedentes tipo I.
- Para la proyección del precio de la energía durante los años de utilización de los paneles, no es pertinente utilizar el IPC, ya que no es un indicador que refleja realmente esta variación, se recomienda utilizar las proyecciones del precio de energía. Para este caso se utilizó el porcentaje de incremento promedio de los últimos 13 años del valor del precio de la energía, obteniéndose un valor medio anual de 2,36%.



### 13. RECOMENDACIONES

- Si se decide realizar el proyecto con financiamiento propio, se deben tener en cuenta todas las regulaciones y requisitos característicos que exige la ley para la aprobación del proyecto y obtención de beneficios tributarios de la Ley 1715 de 2014.
- En este diagnóstico para la implementación de sistemas de autogeneración FV en zonas urbanas, se hace indispensable el análisis de sombras que se puedan llegar a interponer en las instalaciones FV ocasionado por las estructuras inmobiliarias o agentes del medio ambiente.
- Bajo las primicias de RES CREG 030 antes de realizar un diagnóstico para la instalación de un sistema FV se debe consultar la disponibilidad de red con el comercializador y mirar la capacidad nominal de potencia en el transformador el cual es el que dictamina la máxima capacidad de potencia a instalar en sistemas FV.
- Si se decide realizar el proyecto, se recomienda implementar el sistema con excedentes tipo I del CDA LA 27, con un financiamiento mediante una ESCO debido a su alta rentabilidad.

-

## REFERENCIAS

- [1] M. D. Educación, «La educación es de todo,» 7 Agosto 2017. [En línea]. Available: [https://www.mineducacion.gov.co/1759/w3-channel.html?\\_noredirect=1](https://www.mineducacion.gov.co/1759/w3-channel.html?_noredirect=1). [Último acceso: 22 Agosto 2018].
- [2] L. E. M. C. Unidad de Planeación Minero Energético, «Energías Renovables: Descripción, tecnologías y usos finales,» Bogotá, Colombia, 2012.
- [3] G. D. A. M. M. G. A. V. A. C. A. Angeles O. Rafael E, «Energías renovables en Colombia,» de *Soluciones Energéticas Renovables*, Madrid, 2008, p. 24.
- [4] G. Y. C. & P. C. M. L. Agudelo, «ANÁLISIS DE VIABILIDAD DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA A LA,» de *Análisis de viabilidad del suministro de energía eléctrica a la granja la fortaleza ubicada en Melgar*, Tolima, 2015, p. 22.
- [5] EFVI, «Proyectos Solares industria alimenticia».
- [6] E. L. R. S.A.S, «La R pública,» 14 Agosto 2018. [En línea]. Available: <https://www.larepublica.co/empresas/granja-solar-de-celsia-suministrara-energia-a-planta-de-postobon-en-valle-del-cauca-2759404>. [Último acceso: 27 Marzo 2019].
- [7] S. E. Solutions, «SENERGYSOL,» [En línea]. Available: <http://senergysol.com.co/#inicio>. [Último acceso: 8 Diciembre 2019].
- [8] S. Green, «Solar Green,» [En línea]. Available: <http://www.solargreen.com.co/medellin1.html>. [Último acceso: 8 Diciembre 2019].
- [9] ZULETA. O. Daniela, ESCALANTE V. Juan A., «ANALISIS DE ESCENARIOS PARA AUTOGENERACION A PEQUEÑA ESCALA (AGPE) A PARTIR DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS (FV) CONECTADOS A RED, BAJO EL MARCO REGULATORIO DE LA LEY 1715 DE 2014 – RESOLUCION CREG 030 DE 2018,» Bucaramanga, Bucamanga, 2019, p. 105.
- [10] Sunplicity, «Agrícola San Mateo,» SunpliCity, 15 02 2012. [En línea]. Available: <http://www.sunplicity.cl/agricola-san-mateo-ya-cuenta-con-abastecimiento-100-solar/>. [Último acceso: 21 10 2019].
- [11] Acciona, «PLANTA FOTOVOLTAICA DE AMARELEJA,» Acciona, 15 04 2018. [En línea]. Available: <https://www.acciona-energia.com/es/areas-de-actividad/fotovoltaica/instalaciones-destacadas/planta-fotovoltaica-de-amareleja/>. [Último acceso: 22 09 2019].
- [12] T. M. Sun, «115,62 kWp Instalación fotovoltaica, Sobre cubierta, Alemania (Baviera),» The Milk Sun, 11 09 2017. [En línea]. Available: <https://www.milkthesun.com/es/planta-fotovoltaica/ad0a340efa>. [Último acceso: 13 07 2019].

- [13] Pv-Syst, «Software Pv-Syst,» 4 02 2015. [En línea]. Available: <https://www.pvsyst.com/software-evaluation/>. [Último acceso: 30 08 2019].
- [14] Efigiegreenenergy, «Sistemas Fotovoltaico,» Efigiegreenenergy, 15 07 2012. [En línea]. Available: <https://www.efigiegreenenergy.com/sistemas-fotovoltaicos>. [Último acceso: 8 08 2019].
- [15] G. Y. C. & P. C. M. L. Agudelo, « Análisis de viabilidad del suministro de energía eléctrica a la granja la fortaleza ubicada en Melgar,» de *Tolima mediante la implementación de un sistema solar fotovoltaico*, Bogotá, 2015, pp. 37,38.
- [16] J. Fernández, «Caracterización de módulos fotovoltaicos con dispositivo portátil,» Universidad Carlos III de Madrid. Departamento de tecnología electrónica, Madrid, 2009.
- [17] J. A. C. P. R. C. S. A. & C. G. M. A. Carta González, Centrales de energías renovables: generación eléctrica con energías renovables (No. 620.92). Pearson Prentice Hall:., 2009.
- [18] Suntech, «Paneles solares inteligentes: Suntech abre nuevas vías de investigación en colaboración con fabricantes de optimizadores fotovoltaicos,» Technosun, 3 01 2011. [En línea]. Available: <http://blog.technosun.com/?s=inclinación+del+panel>. [Último acceso: 11 08 2019].
- [19] Pvsyst, «Array incidence loss (IAM),» [En línea]. [Último acceso: 8 Diciembre 2019].
- [20] C. G. Castro, «Simulación de instalaciones fotovoltaicas con Pvsyst,» de *Universidad de Jaén*, España, 2011, pp. 8,14.
- [21] V. Software, «Valentin Software,» 30 09 2011. [En línea]. Available: <https://www.valentin-software.com/es/productos/pvsol>. [Último acceso: 19 09 2019].
- [22] J. C. C. Avella, «Sistemas de Gestión de la Energía bajo Lineamientos ISO 50001,» de *Curso Taller Formación de formadores*, Bogotá, 2019.
- [23] EnergyLab, «Eficiencia energetica: Instrumentos económicos y de financiación,» EnergyLab, 25 10 2012. [En línea]. Available: <https://www.clusteralimentariodegalicia.org/images/editor/74392337-20121009energylabbureauveritas.pdf>. [Último acceso: 17 10 2019].
- [24] ENERGETIVA, «Energetiva, energía alternativa,» [En línea]. Available: <http://enertiva.com/que-es-un-ppa-solar/>. [Último acceso: 22 Agosto 2019].
- [25] NSRBD, «National Solar Radiation Database,» 21 03 2012. [En línea]. Available: <https://nsrdb.nrel.gov>. [Último acceso: 22 10 2019].
- [26] Bancolombia, «Grupo Bancolombia,» Bancolombia, 15 Noviembre 2018. [En línea]. Available: <https://www.grupobancolombia.com/wps/portal/negocios->

pymes/actualizate/administracion-y-finanzas/aumentar-flujo-caja. [Último acceso: 11 11 2019].

- [27] O. B. School, 2018. [En línea]. Available: <https://www.obs-edu.com/int/blog-investigacion/finanzas/van-y-tir-dos-herramientas-para-la-viabilidad-de-una-inversion>. [Último acceso: 10 Noviembre 2019].
- [28] J. A. & P. C. J. O. Torres Barros, «Análisis de rentabilidad económica de los nuevos alojamientos turísticos regulados por el Ministerio de Turismo en el año 2015 para determinar el punto de equilibrio en Puerto Ayora-Galápagos,» UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR, Ecuador, 2017.
- [29] F. & B. M. J. H. Villada Duque, «Cálculo de un WACC diferenciado por región para proyectos de generación de electricidad con fuentes renovables en Colombia,» Universidad de Antioquia., Antioquia, 2017.
- [30] P. P. A. L. G. Noguera, *DISEÑO DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS*, Bucaramanga, 2019.
- [31] U. d. P. M. E. P. d. E. L. p. C. d. USAID, « la Ley 1715 de 2014,» de *Talleres de los incentivos tributariosde*, Bogotá, 2016.
- [32] M. d. M. y. Energías, «DECRETO 2143 DE 2015,» 2015.
- [33] P. P. R.-L. J. M. O.-P. G. A. & O.-P. G. Vergara-Barrios, «Evaluación del potencial solar y eólico del campus centra de la Universidad Industrial de Santander y la ciudad de Bucaramanga, Colombia.,» *Revista UIS ingenierias*, , pp. 3(2), 49-57, 2014.
- [34] SMA, «Coeficiente de rendimiento: Factor de calidad de la instalación fotovoltaica pp.,» de *Coeficiente de rendimiento: Factor de calidad de la instalación fotovoltaica pp.*, pp. 2, 3, 5, 2011. .
- [35] IDEAM, «Informe Anual Sobre el Estado del Medio Ambiente y los Recursos Renovables en Colombia,» de *Calidad del Aire* , 2017.
- [36] ESSA, «Solicitud de conexión para Autogeneradores a pequeña escala (AGPE) y generadores distribuidos,» ESSA, 2018. [En línea]. Available: <http://www.essa.com.co/site/clientes/es-es/nuestrosproductosyservicios/autogeneradores.aspx>. [Último acceso: 2 10 2019].
- [37] CELSIA, «Postobon Yumbo,» 2016.
- [38] Sunplicity, «Foodgroup,» 2016.
- [39] ONUDI, «Programa de transformación productiva,» 2016.
- [40] ProColombia, «Programa de gesitón,» 2016.
- [41] M. Spendolini, «Benchmarking».

- [42] d. g. d. X. Corporation, «Benchmarking,» 2014.
- [43] Enertiva, «PPA solar,» 2019.
- [44] Celsia, «Contratos a largo plazo,» 2019.
- [45] Celsia, «Proyectos solares».
- [46] Financiamiento, «Financiamiento propio,» 2019.
- [47] U. d. V. (2004)., «Financiamiento proyectos Cali.,» 2001.
- [48] CREG, «CREANGEL,» Portal, Bogotá, 2016.
- [49] *he solar radiation model used in the production of the National Solar Radiation Data Base (NSRDB).*, 2017.
- [50] IDEAM, «Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia.,» Bogotá, 2011.
- [51] A. N. D. L. A. -. A. -. R. N. 01271, Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 08 08 2018. [En línea]. Available: [http://portal.anla.gov.co/sites/default/files/res\\_1271\\_06082018\\_ct\\_3598.pdf](http://portal.anla.gov.co/sites/default/files/res_1271_06082018_ct_3598.pdf). [Último acceso: 09 7 2019].
- [52] «FACTORES DE PÉRDIDAS ENERGÉTICAS FOTOVOLTAICAS,» Yubasolar, 31 03 2015. [En línea]. Available: <http://www.yubasolar.net/2015/03/factores-de-perdidas-energeticas.html>. [Último acceso: 08 11 2019].
- [53] J. F. FERICHOLA, «Caracterización de módulos fotovoltaicos con dispositivo portátil.,» de *Tesis de Licenciatura*, 2009, pp. 1-100.
- [54] M. Y. ASITIMBAY REGALADO, Método de detección de puntos calientes en paneles solares, Ecuador: Tesis de Maestría, 2017.

## ANEXOS

**ANEXO A.** Modalidad de financiamiento ESCO bajo contrato PPA.

**Figura 22.** Modalidad de financiamiento ESCO bajo contrato PPA.



Fuente: Energía Eficiente E2.

**ANEXO B.** Actividades y tiempo requerido para obtención de beneficios ofrecidos por la Ley 1715 de 2014.

**Tabla 51.** Descripción de actividades a realización para implementación del sistema fotovoltaico con beneficios tributarios.

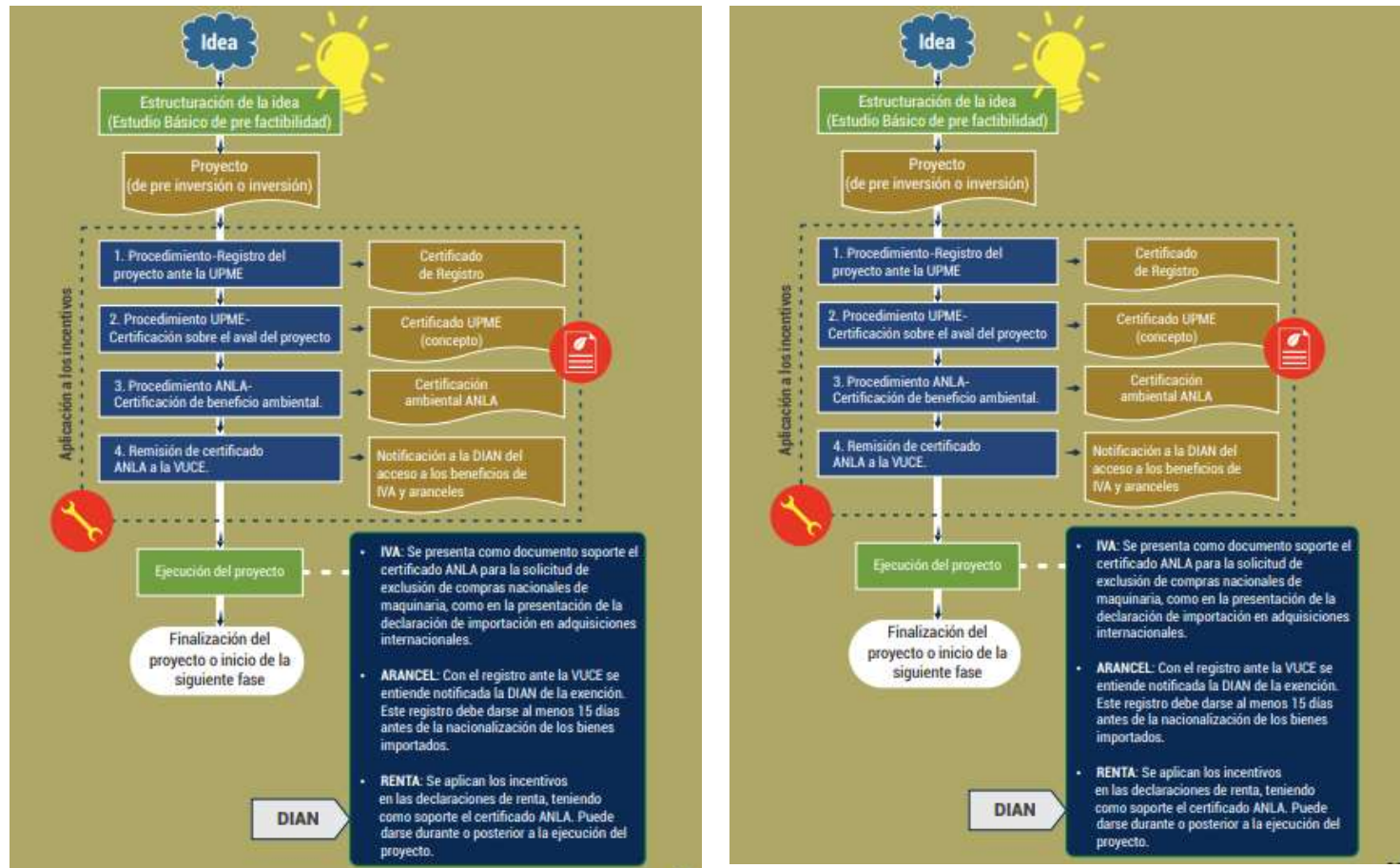
DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES	EJECUTANTE	DURACIÓN [semanas]
Aceptación de modelo o de negocio	CIAT	Media
Registro de proyecto UPME	UPME	Dos
Registro proyectos UPME beneficios	UPME	Seis
Trámite solicitud beneficios Ley 1715	MADS	Doce
Radicación solicitud de licencia previa	VUCE	Media
Aceptación y legalización contrato	CIAT	Una y media
Trámites de importación de equipos	ESCO	Cuatro
Adecuaciones de área de instalación	CIAT	Tres y media
Elaboración planes finales estructurales	ESCO	Una
Elaboración planes eléctricos finales	ESCO	Una
Aprobación de planos	CIAT	Media
Construcción de bases de concreto	ESCO	Una
Construcción de estructuras	ESCO	Una
Montaje de estructuras	ESCO	Una
Montaje y rotulado de paneles	ESCO	Dos
Puesta a punto máxima irradiación para paneles	ESCO	Una
Construcción y conexión a acometida DC	ESCO	Dos
Conexión a inversores lado DC	ESCO	Media
Construcción SPT en DC	ESCO	Una
Construcción y tendido de acometida en AC	ESCO	Media
Pruebas preliminares de interconexión	ESCO	Media
Pruebas de conexión y desconexión	ESCO	Media
Pruebas generales del sistema FV con carga	ESCO	Una
Parametrización software de monitoreo y gestión	ESCO	Una
Prueba final e informes	ESCO	Una
Certificación retie	ESCO	Una
Capacitación del personal	ESCO	Media

<b>Número de actividades: 27</b>
----------------------------------

<b>Número de semanas: 39</b>
------------------------------

**Fuente:** propia.

## ANEXO C. Etapas del proyecto y aplicación a los incentivos.



Fuente: UPME, 2018.



**ANEXO D.** Actividades para obtención de beneficios tributarios Ley 1715 del 2014.

**Figura 23.** Beneficios tributarios Ley 1715 del 2014.

APLICACIÓN	NORMA	DESCRIPCIÓN ACTIVIDAD	AGENTE
EXENCIÓN GRAVAMEN ARANCELARIO  EXCLUSIÓN DE IVA	Decreto MME 2143 de 2015	CERTIFICACION UPME AVAL DEL PROYECTO FNCE: la maquinaria, equipos, materiales e insumos relacionados con este y destinados exclusivamente a las etapas de preinversión e inversión	UPME
	Res. UPME 0143 de 2016	a) Para proyectos de generación mayores o iguales a 1 MW, se diligenciará el formato del Anexo 1. b) Para proyectos de generación menores a 1 MW, se diligenciará el formato del Anexo 2.	UPME
	Res. UPME 045 de 2016	<b>RADICADO:</b> "SOLICITUD DE CERTIFICACIÓN PARA INCENTIVOS DE PROYECTOS DE FNCE LEY 1715 DE 2014" avala la documentación para la exención gravamen arancelario y exclusión de IVA	UPME
	Resolución 1283 de 03 Ago 2016	CERTIFICACION ANLA de equipos y servicios excluidos del impuesto, basada en el listado elaborado por la UPME	MADS
	Decreto MME 2143 de 2015	SOLICITUD DE LICENCIA PREVIA (Ventanilla Única de Comercio Exterior -VUCE) Con el registro de la certificación ante el VUCE se entiende cumplida la solicitud de exención a la DIAN.	VUCE
	Decreto MME 2143 de 2015	El Comité de Importaciones del Ministerio de Comercio, Industria y Turismo decidirá la aprobación de la solicitud de licencia previa para la exención arancelaria de importación de conformidad con el Decreto 925 de 2013 o los que lo modifiquen.	MCIT
	Ley CONGRESO 1715 de 2014	DECLARACION de importación ante la DIAN SOLICITUD de exclusión de IVA en las adquisiciones nacionales deberá ser solicitada a la DIAN en un mínimo de 15 días hábiles antes de la importación	DIAN
DEDUCCIÓN EL IMPUESTO DE RENTA Y COMPLEMENTARIOS  RÉGIMEN DE DEPRECIACIÓN ACCELERADA	Decreto MME 2143 de 2015	CERTIFICACION de Beneficio Ambiental que expide MADS en los términos del artículo 158-2 del Estatuto Tributario	MADS
	Decreto MME 2143 de 2015	VERIFICACION de personas naturales o jurídicas, sean titulares de nuevas inversiones en nuevos proyectos de FNCE	DIAN
	Decreto MME 2143 de 2015	INFORME a la Dirección Seccional de Impuestos de su jurisdicción, hasta antes de presentar la declaración del impuesto sobre Renta y Complementarios del año gravable en el cual se realizo el cambio.	DIAN

**Fuente:** Vatia

**ANEXO E.** Sistema de información georreferenciado de Operadores de Red de Colombia con cobertura.

**Figura 24.** Sistema georreferenciado de Operador de Red, Electrificadora de Santander. S.A. E.S.P. (ESSA).



**Fuente:** Conexión Autogeneradores y Generadores. Página web [37].

**ANEXO F.** Interpretación del Sistema georreferenciado definido por la Resolución 030 de 2018 030 de 2018.

a) Ubicación georreferenciada	Descrita en la Res. De la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios 20102400008055 de 2010 o aquella que la modifique o sustituya.	
b) Voltaje nominal de la subestación, transformador o red de baja tensión del punto de conexión del usuario.		
c) Capacidad nominal de la subestación, transformador o red de baja tensión al que pertenezca el punto de conexión del usuario.		
Referencia según los % de ocupación definidos para el circuito o transformador.	d) $\Sigma$ CN instalada de AGPE ó GD en el mismo circuito o transformador en función de la CN del circuito o transformador	e) $\Sigma$ Energía que pueden entregar el AGPE ó GD conectado al mismo circuito o transformador, en función al promedio anual de horas de mínima demanda diaria de energía del año anterior al de la solicitud de conexión
Disponible	$\leq$ al 9%	$\leq$ 30%
Disponible	> 9% y $\leq$ 12%	> 30% y $\leq$ 40%
Disponible	> 12% y $\leq$ 15%	> 40% y $\leq$ 50%
No disponible	> 15%.	> 50%.

**Figura 25.** Sistema de información georreferenciado.

Fuente: Tesis, Zuleta & Escalante. [9]

En los incisos **d)** y **e)** de la Figura 25 se puede deducir la disponibilidad en términos de capacidad instalada y la máxima energía horaria posible a entregar a la subestación, circuito

alimentador o transformador de esta manera se relaciona a continuación un cuadro en función de la disponibilidad.

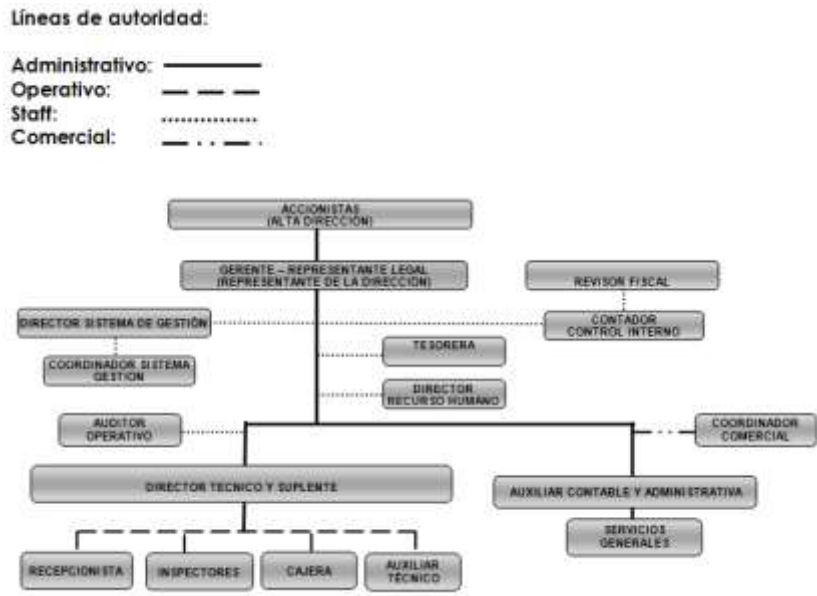
a) Ubicación georreferenciada

Descrita en la Res. De la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios 20102400008055 de 2010 o aquella que la modifique o sustituya. b) Voltaje nominal de la subestación, transformador o red de baja tensión del punto de conexión del usuario. c) Capacidad nominal de la subestación, transformador o red de baja tensión al que pertenezca el punto de conexión del usuario. Referencia según los % de ocupación definidos para el circuito o transformador. d)  $\Sigma$ CN instalada de AGPE o GD en el mismo circuito o transformador en función de la CN del circuito o transformador e)  $\Sigma$  Energía que pueden entregar el AGPE o GD conectado al mismo circuito o transformador, en función al promedio anual de horas de mínima demanda diaria de energía del año anterior al de la solicitud de conexión Disponible  $\leq$  al 9%  $\leq$  30% Disponible  $>$  9% y  $\leq$  12%  $>$  30% y  $\leq$  40% Disponible  $>$  12% y  $\leq$  15%  $>$  40% y  $\leq$  50% No disponible  $>$  15%.  $>$  50%. Fuente: Elaboración propia, información Res. CREG 030 de 2018

En los incisos d) y e) de la Figura 25 se puede deducir la disponibilidad en términos de capacidad instalada y la máxima energía horaria posible a entregar a la subestación, circuito alimentador o transformador.

**ANEXO G.** Organigrama organizacional de la empresa.

**Figura 26.** Organigrama organizacional de la empresa.



**Fuente.** CDA Revisión técnico-mecánica y de gases.

## ANEXO H. Consumos promedios de los equipos CDAs

**Tabla 52.** Consumos promedios de los equipos CDA LA 27.

Equipos	Promedio mensual en kWh
Aire Acondicionado	2073,6
Frenómetros	249,6
Computadores	244,8
Compresor	214,7616
iluminación	198,6
Cámaras de seguridad internas	139,776
TV 1	138,18
Parlantes	109,2
Neveras	57,6

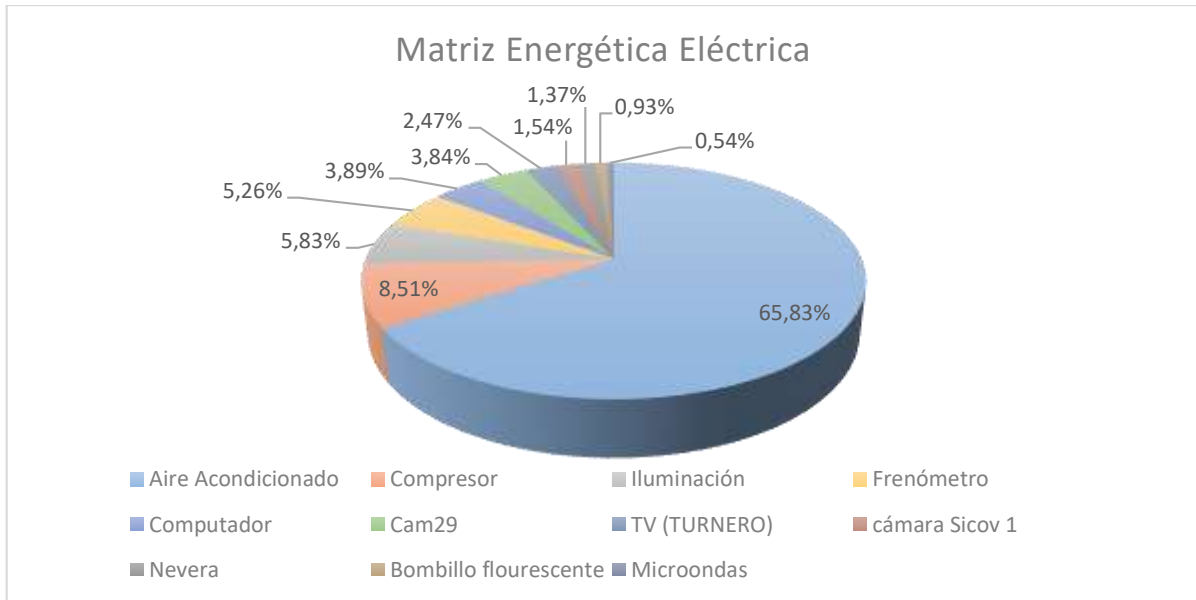
**Fuente:** Elaboración propia.

**Tabla 53.** Consumos promedios de los equipos PUERTA DEL SOL.

Equipos	Promedio mensual en kWh
Aire Acondicionado	2.764,80
Compresor	357,60
Iluminación	251,08
Frenómetro	220,80
Computador	163,20
Cam29 (Vigilancia)	161,28
TV (TURNERO)	103,68

**Fuente:** Elaboración propia.

**Gráfica 16.** Matriz Energética eléctrica [kWh] en LA PUERTA DE SOL.



**ANEXO I.** Balance de Energéticos Primarios y Secundarios CDA's

**Tabla 54.** Balance de Energéticos Primarios CDA's

Ubicación	Tipos De Energéticos Primarios	Cantidad De [kWh/mes]	%De La Energía Primaria	Equipos Transformadores De Energía Primaria En Secundaria (UTILITY)	Consumo De Energía Del Equipo [kWh]
LA 27	Energía eléctrica de red	3.335	100%	Transformador 112.5 [KVA]	3.335
PUERTA DEL SOL	Energía eléctrica de red	4.022	100%	Transformador 30 [KVA]	4.022

**Fuente:** Elaboración propia.

**Tabla 55.** Balance de Energéticos Secundarios CDA´s

Ubicación	Tipos De Energéticos Primarios	Cantidad De [kWh/mes]	%De La Energía Primaria	Equipos Transformadores De Energía Primaria En Secundaria (UTILITY)	Consumo De Energía Del Equipo [kWh]
CDA LA 27	Transformador 112.5 [KVA]	3.335	59,49%	Aire Acondicionado	1.983,88
			7,16%	Frenómetro	238,80
			7,02%	Computador	234,21
			6,16%	Compresor	205,47
			5,70%	Iluminación	190,01
			4,01%	Cámara de seguridad interna	133,73
			3,96%	TV 1	132,20
			3,13%	Parlante	104,47
			1,65%	Nevera	55,11
			0,93%	cámara Sicov 1	30,86
			0,41%	Crispetera	13,78
			0,37%	Ventilador	12,49
CDA LA PUERTA DEL SOL	Transformador 30 [KVA]	4.022	59,487%	Aire Acondicionado	2.392,55
			7,160%	Compresor	287,99
			7,023%	Frenómetro	282,45
			6,161%	Computador	247,80
			5,697%	Cam29	229,15
			4,010%	Lámpara tipo hongo	161,28
			3,964%	TV (TURNERO)	159,43
			3,133%	Tubo Fluorescente	126,00
			1,652%	cámara Sicov 1	66,46
			0,925%	Nevera	37,22
			0,413%	Bombillo fluorescente	16,61
			0,375%	Microondas	15,06

**Fuente:** Elaboración propia.

#### **ANEXO J. Información diagramas de bloques CDAs.**

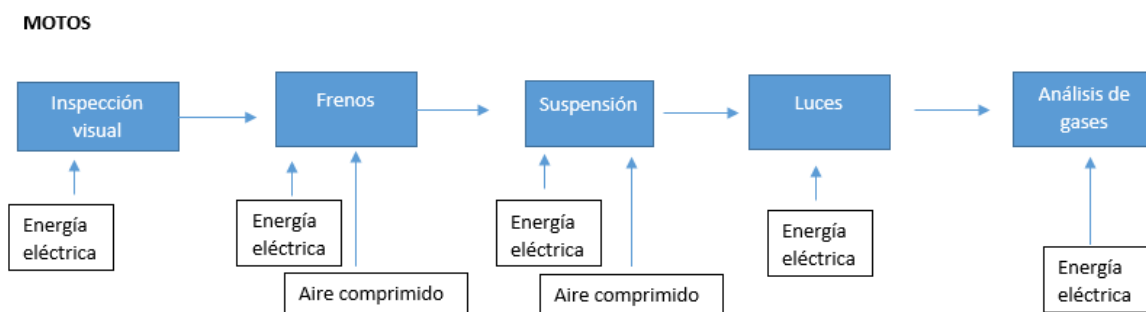
Para la prestación de servicios ofrecidos por los CDA, la empresa se encuentra dividida en 7 procesos divididos según el tipo de vehículo. A continuación, se describen de manera general los procesos:

- **Alineación:** proceso realizado a los vehículos al notar movimientos específicos hacia una dirección al soltar el volante, donde se revisa el desgaste en las llantas y el desplazamiento del vehículo.
- **Revisión de taxímetro:** utilizando el probador de taxímetros se revisa que tomen la señal a partir del giro de algún elemento del vehículo.
- **Luces:** se revisa el alumbrado, comandos que encienden y conmutan luces, se utiliza el alineador de luces con luxómetro para detectar intensidad de la luz.
- **Análisis de gases:** se verifican las emisiones contaminantes, elementos para producir ruido, bocina, pito o dispositivo acústico. Verificación de la ubicación del sistema de escape.
- **Suspensión:** con ayuda del detector de holguras se detecta mal estado de las fijaciones al chasis de los elementos de la suspensión, fugas en los amortiguadores, mal estado de los topes de suspensión.
- **Inspección visual:** revisión que se realiza mediante, por personal calificado (NTC 5385, numeral 11), percepción sensorial de los elementos del vehículo con la ayuda de los equipos, sin retirar o desarmar partes del vehículo, atendiendo a probables ruidos, vibraciones anormales, holguras, fuentes de corrosión, soldaduras incorrectas, desensamble de conjuntos.
- **Frenos:** con el vehículo apagado se revisa el sistema de frenos, desajuste del pedal, cables, guayas o varillas desajustadas sistema de frenos, válvulas de frenado.

En el anexo 10 se muestra el diagrama de bloques realizado para la empresa CDA, donde se observa que todos los procesos requieren el uso de energía eléctrica, seguido del requerimiento del sistema de aire comprimido para algunos procesos.

### 1) Diagrama de Bloques, MOTOS

**Figura 27.** Diagrama de Bloques CDAs, MOTOS.



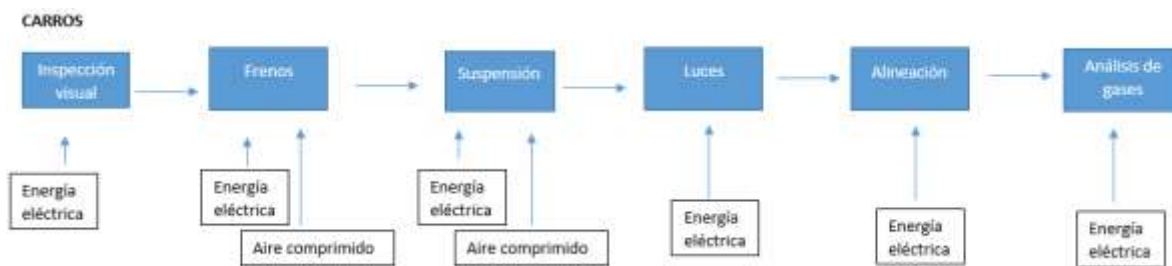
**Fuente:** Elaboración propia.

En la primera sección de las instalaciones es el espacio adecuado para las motos de 4 tiempos y 2 tiempos, en el cual se les realiza la revisión. Se procede inicialmente con una medición de los ruidos emitidos por las motocicletas con el sonómetro, también se les toma medidas de monóxido-hidrocarburo-oxígeno y CO<sub>2</sub>, HCO, se mide la temperatura ambiente y humedad relativa con el analizadores de gases (procedimiento realizado en la parte visual).

El CDA realiza pruebas de frenos delantero y trasero con prensas neumáticas. Mide la intensidad y desviación de la luz con el Luxómetro. Cuentan con un detector de holguras con el cual identifican mediante el movimiento de las llantas si los bujes están ajustados y en buen estado, como el sistema hidráulico de la moto.

## 2) Diagrama de bloques, CARROS.

**Figura 28.** Diagrama de Bloques CDAs, CARROS.



**Fuente:** Elaboración propia.

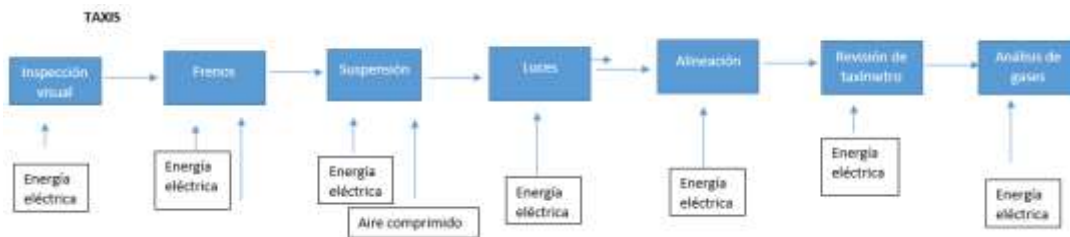
En la segunda sección de las instalaciones inicia el procedimiento para los automóviles, el cual inicia con el Foso o detección visual donde se mide alineación, suspensión y frenos. Después se encuentra el alineador y seguido se revisa la suspensión del vehículo. El frenómetro es el mismo procedimiento realizado a las motos, sin embargo, se le debe realizar a las dos llantas adicionales (delanteras y traseras) y al freno de mano.

En procedimiento final se utiliza el analizador de gases, esto es debido a que es la medida que más requiere de tiempo y evita que se cree cuello de botella, a diferencia del orden realizados a las motos, donde sí se realiza en la estación visual. El Opacímetro está destinado para usarse en vehículos diésel debido a que el analizador de gases no sirve para los diéseles. Estos toman la medida opacidad, ya que los diéseles generan más humo, prueba que se realiza a diferentes aceleraciones.



### 3) Diagrama de bloques, TAXIS

**Figura 29.** Diagrama de Bloques CDAs, TAXIS.



**Fuente:** Elaboración propia.

A los taxis se les realiza el mismo procedimiento que los carros, sin embargo, se les adiciona una prueba aplicada en el taxímetro para confirmar la calibración del mismo y si no está alterado, prueba a la cual se le hacen caídas de tiempo y caídas de distancia.

**ANEXO K.** Principales consumidores energéticos identificados por procesos CDA DE LA PUERTA DEL SOL y diagrama de Pareto por áreas CDA PUERTA DEL SOL.

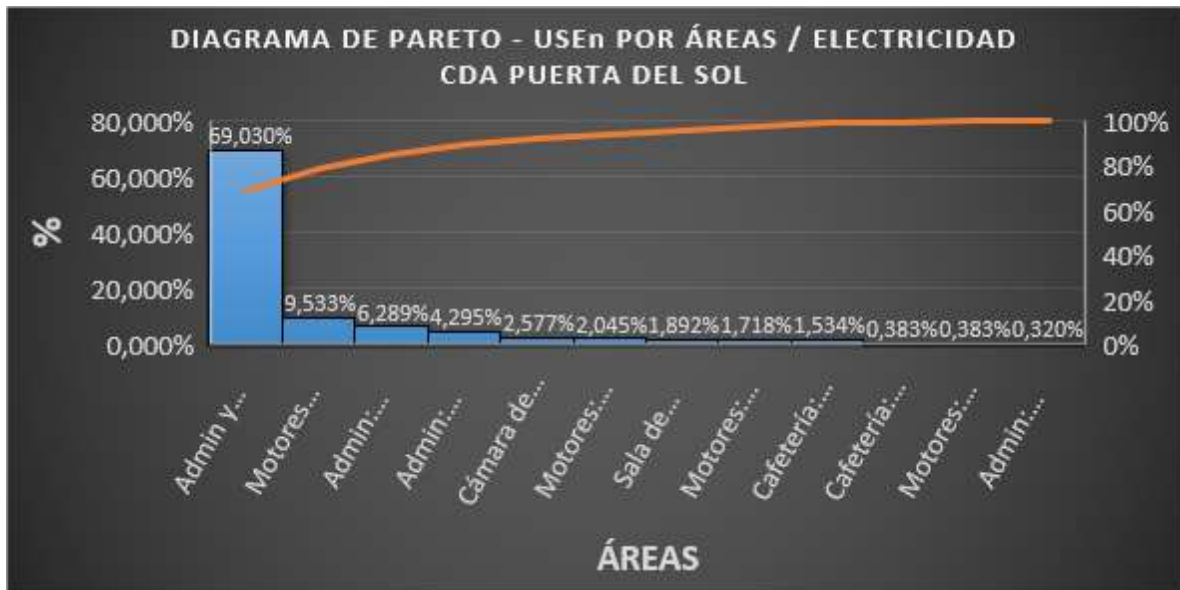
Principales consumidores energéticos identificados por procesos áreas CDA PUERTA DEL SOL.

**Tabla 56.** Principales consumidores energéticos identificados por procesos áreas CDA PUERTA DEL SOL.

Procesos	[kWh]	[%]	Acumulado
Admin y recepción: refrigeración,	2,592	69,030%	69,030%
Motores compresor	357,94	9,533%	78,562%
Admin: Iluminación	236,16	6,289%	84,852%
Admin: ofimática	161,28	4,295%	89,147%
Cámara de seguridad	96,77	2,577%	91,724%
Motores: Frenómetro	76,80	2,045%	93,769%
Sala de espera: televisores	71,04	1,892%	95,661%
Motores: cámara Sicov	64,51	1,718%	97,379%
Cafetería: Nevera	57,60	1,534%	98,913%
Cafetería: Crispetera	14,40	0,383%	99,297%
Motores: Alineador al paso	14,40	0,383%	99,680%
Admin: planta sonido	12,00	0,320%	100,000%
<b>Totales</b>	<b>3.754,90</b>	<b>100,000%</b>	

**Fuente:** Elaboración propia.

**Gráfica 17.** Diagrama de Pareto por áreas, CDA PUERTA DEL SOL.



**Fuente:** Elaboración propia.

**Tabla 57.** Principales consumidores energéticos identificados por procesos CDA PUERTA DEL SOL.

Procesos	[kWh]	[%]	[%] Acumulado
Refrigeración	2,596,80	68,796%	68,796%
Aire comprimido	357,94	9,483%	78,279%
Iluminación	236,16	6,256%	84,535%
Ofimática	188,70	4,999%	89,534%
Cámara de seguridad	96,77	2,564%	92,098%
motores	76,80	2,035%	94,133%
Cámara SICOV	64,51	1,709%	95,842%
Nevera	57,60	1,526%	97,368%
Tv	43,20	1,144%	98,512%
Celular	20,16	0,534%	99,046%
Tablero avisor	19,20	0,509%	99,555%
Parlante	16,80	0,445%	100,000%
<b>Totales</b>	<b>3.774,64</b>	<b>100,000%</b>	

**Fuente:** Elaboración propia.

- **Consumo y costo de la energía eléctrica por procesos de trabajo en el CDA PUERTA DEL SOL.**

**Tabla 58.** Consumo y costo de la energía eléctrica por procesos de trabajo en el CDA PUERTA DEL SOL.

<b>Procesos</b>	<b>[kWh]</b>	<b>[%]</b>	<b>% Acumulado</b>	<b>Costos asociados al consumo [COP/mes]</b>	
Refrigeración	2,596,80	68,796%	68,796%	\$	903.427
Aire comprimido	357,94	9,483%	78,279%	\$	124.526
Iluminación	236,16	6,256%	84,535%	\$	82.160
Ofimática	188,70	4,999%	89,534%	\$	65.649
Cámara de seguridad	96,77	2,564%	92,098%	\$	33.666
motores	76,80	2,035%	94,133%	\$	26.719
Cámara SICOV	64,51	1,709%	95,842%	\$	22.444
Nevera	57,60	1,526%	97,368%	\$	20.039
Tv	43,20	1,144%	98,512%	\$	15.029
Celular	20,16	0,534%	99,046%	\$	7.014
Tablero avisador	19,20	0,509%	99,555%	\$	6.680
Parlante	16,80	0,445%	100,000%	\$	5,845
<b>Totales</b>	<b>3.774,64</b>	<b>100,000%</b>		<b>\$</b>	<b>1.313,196</b>

**Fuente:** Elaboración propia.

**ANEXO L.** Principales consumidores energéticos identificados por procesos CDA DE LA 27 y diagrama de Pareto por áreas CDA LA 27.

**Tabla 59.** Principales consumidores energéticos identificados por procesos CDA DE LA 27.

<b>Procesos</b>	<b>[kWh]</b>	<b>[%]</b>	<b>Acumulado</b>
Refrigeración	2,086,66	59,655%	59,655%
Frenómetro	249,60	7,136%	66,790%
Computador	244,80	6,999%	73,789%
Compresor	214,76	6,140%	79,929%
Iluminación	198,60	5,678%	85,606%
Cámara de seguridad	139,78	3,996%	89,602%

Tv	138,24	3,952%	93,555%
Parlante	109,20	3,122%	96,676%
Nevera	57,60	1,647%	98,323%
Cámara SICOV	32,26	0,922%	99,245%
Crispetera	14,40	0,412%	99,657%
Planta de sonido asistente técnico	12,00	0,343%	100,000%
<b>Totales</b>	<b>3.497,89</b>	<b>100%</b>	

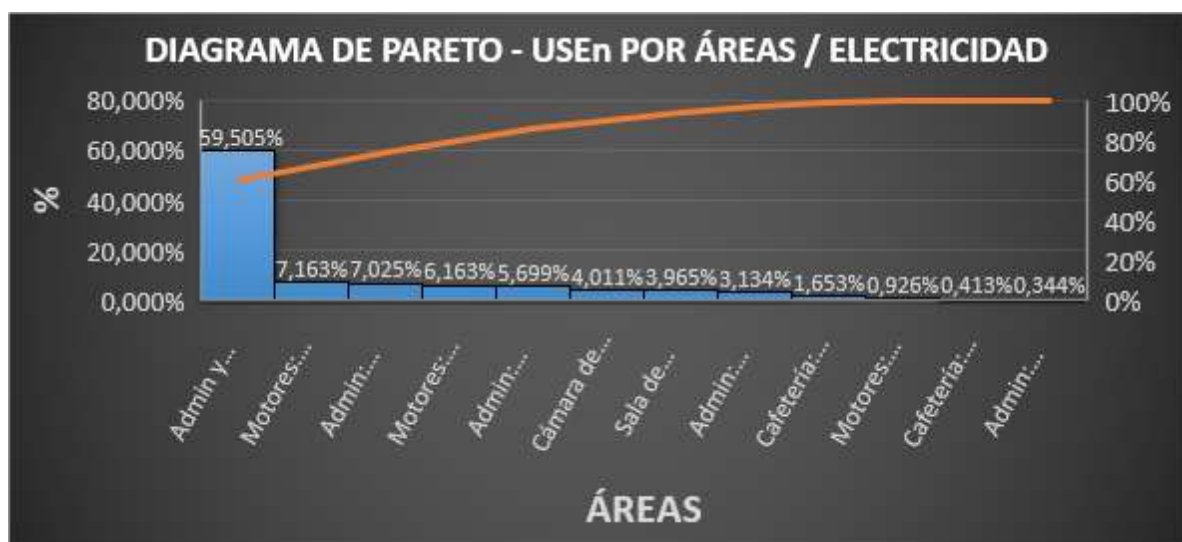
**Fuente:** Elaboración propia.

**Tabla 60.** Principales consumidores energéticos identificados por áreas CDA DE LA 27.

<b>Procesos</b>	<b>[kWh]</b>	<b>[%]</b>	<b>Acumulado</b>
Admin y recepción: refrigeración.	2,073,60	59,505%	59,505%
Motores: Frenómetro	249,60	7,163%	66,667%
Admin: Ofimática	244,80	7,025%	73,692%
Motores: Compresor	214,76	6,163%	79,855%
Admin: Iluminación	198,60	5,699%	85,554%
Cámara de seguridad	139,78	4,011%	89,565%
Sala de espera: televisores	138,18	3,965%	93,530%
Admin: Parlante	109,20	3,134%	96,664%
Cafetería: Nevera	57,60	1,653%	98,317%
Motores: cámara Sicov	32,26	0,926%	99,242%
Cafetería: Crispetera	14,40	0,413%	99,656%
Admin: planta de sonido asistente técnico	12,00	0,344%	100,000%
<b>Totales</b>	<b>3.484,77</b>	<b>100,000%</b>	

**Fuente:** Elaboración propia.

**Gráfica 18.** Diagrama de Pareto por áreas, CDA PUERTA DE LA 27.



**Fuente:** Elaboración propia.

**Tabla 61.** Consumo y costo de la energía eléctrica por procesos de trabajo en el CDA DE LA 27.

Procesos	[kWh]	[%]	Acumulado	Costos asociados al consumo [COP/mes]
Refrigeración	2,086,66	59,655%	59,655%	\$ 725.947,62
frenómetro	249,60	7,136%	66,790%	\$ 86.835,84
Computador	244,80	6,999%	73,789%	\$ 85.165,92
Compresor	214,76	6,140%	79,929%	\$ 74.715,56
Iluminación	198,60	5,678%	85,606%	\$ 69.092,94
Cámara de seguridad	139,78	3,996%	89,602%	\$ 48.628,07
Tv	138,24	3,952%	93,555%	\$ 48.093,70
Parlante	109,20	3,122%	96,676%	\$ 37.990,68
Nevera	57,60	1,647%	98,323%	\$ 20.039,04
Cámara SICOV	32,26	0,922%	99,245%	\$ 11.221,86
Crispetera	14,40	0,412%	99,657%	\$ 5.009,76
Planta de sonido asistente técnico	12,00	0,343%	100,000%	\$ 4.174,80
<b>Totales</b>	<b>3.497,89</b>	<b>100%</b>		<b>\$ 1.216.915,79</b>

**Fuente:** Elaboración propia.

**ANEXO M.** Variables asociadas a los usos significativos de energía.

**Tabla 62.** Variables asociadas a los usos significativos de energía.



<b>Variables</b>	<b>Compresor</b>	<b>Aires acondicionados</b>	<b>Ofimática</b>	<b>Iluminación</b>
Independientes de operación y mantenimiento	Producción Eficiencia	Eficiencia	Eficiencia	Eficiencia
Dependientes de la operación	Presión de operación	-	Mal uso	-
Dependientes del mantenimiento	Purga de aire Fugas en el sistema de aire comprimido	Equipo sin gas debido a una fuga Conexiones eléctricas inadecuadas	Desgaste de equipos	Cableado y cable inadecuado Quebrado del filamento
Estáticas	Temperatura ambiente, humedad	Temperatura ambiente, humedad	Temperatura ambiente, humedad	Temperatura ambiente, humedad

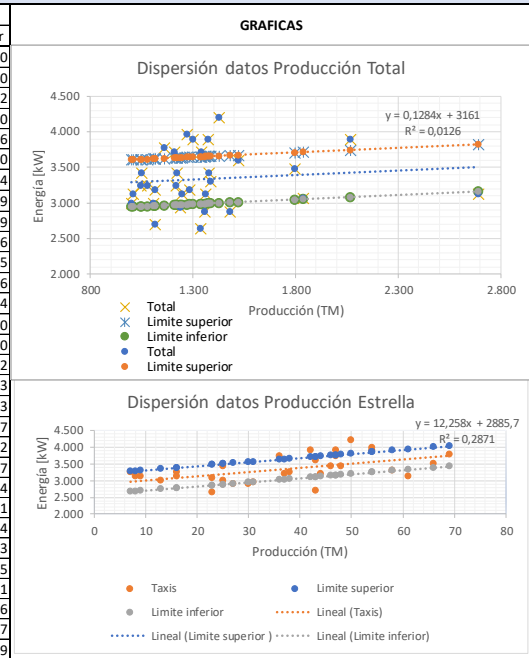
**Fuente:** Elaboración propia.

ANEXO N. Filtro de datos CDA LA 27.

A continuación, se muestran los datos de la muestra utilizados para la determinación de la línea base

Tabla 63. Filtro de datos.

UNAB-INGENIERÍA EN ENERGÍA		CDA PUERTA DE LA 27							
				FILTRO DE DATOS					
				Dirección Cl. 34 #26 - 103, Bucaramanga, Santander Formato 3 Página 5 Fecha 15-nov					
mes	kWh	Producción			Total	TAXIS		TOTAL	
		Autos	Taxis	Motos		Limite superior	Limite inferior	Limite superior	Limite inferior
ene-17	2.640	572	23	740	1.335	3.456,20	2.850,21	3.648,51	2.984,70
feb-17	3.240	401	16	798	1.215	3.370,40	2.764,40	3.633,11	2.969,30
mar-17	3.120	439	16	789	1.244	3.370,40	2.764,40	3.636,83	2.973,02
abr-17	3.240	401	7	638	1.046	3.260,08	2.654,08	3.611,41	2.947,60
may-17	3.120	365	9	632	1.006	3.284,59	2.678,60	3.606,27	2.942,46
jun-17	3.000	432	13	661	1.106	3.333,62	2.727,63	3.619,11	2.955,30
jul-17	3.120	532	8	821	1.361	3.272,33	2.666,34	3.651,85	2.988,04
ago-17	2.880	611	27	841	1.479	3.505,24	2.899,24	3.667,00	3.003,19
sep-17	2.940	484	31	721	1.236	3.554,27	2.948,27	3.635,80	2.971,99
oct-17	2.700	466	43	606	1.115	3.701,36	3.095,37	3.620,27	2.956,46
nov-17	3.240	491	38	547	1.076	3.640,07	3.034,08	3.615,26	2.951,45
dic-17	3.060	929	23	885	1.837	3.456,20	2.850,21	3.712,97	3.049,16
ene-18	3.120	1.263	61	1.368	2.692	3.922,01	3.316,01	3.822,75	3.158,94
feb-18	3.420	582	48	747	1.377	3.762,65	3.156,66	3.653,91	2.990,10
mar-18	2.880	613	30	713	1.356	3.542,01	2.936,01	3.651,21	2.987,40
abr-18	3.420	485	25	537	1.047	3.480,72	2.874,72	3.611,53	2.947,72
may-18	3.000	436	25	537	998	3.480,72	2.874,72	3.605,24	2.941,43
jun-18	3.180	547	44	523	1.114	3.713,62	3.107,63	3.620,14	2.956,33
jul-18	3.180	588	37	656	1.281	3.627,82	3.021,82	3.641,58	2.977,77
ago-18	3.300	650	58	677	1.385	3.885,23	3.279,24	3.654,93	2.991,12
sep-18	3.720	554	36	617	1.207	3.615,56	3.009,56	3.632,08	2.968,27
oct-18	3.420	588	46	586	1.220	3.738,14	3.132,14	3.633,75	2.969,94
nov-18	3.780	543	69	547	1.159	4.020,07	3.414,08	3.625,92	2.962,11
dic-18	3.900	1.131	42	892	2.065	3.689,11	3.083,11	3.742,25	3.078,44
feb-19	4.200	645	50	729	1.424	3.787,17	3.181,17	3.659,94	2.996,13
mar-19	3.900	629	47	696	1.372	3.750,40	3.144,40	3.653,26	2.989,45
abr-19	3.900	609	54	637	1.300	3.836,20	3.230,21	3.644,02	2.980,21
may-19	3.960	568	54	648	1.270	3.836,20	3.230,21	3.640,17	2.976,36
jun-19	3.720	673	47	621	1.341	3.750,40	3.144,40	3.649,28	2.985,47
jul-19	3.600	712	43	766	1.521	3.701,36	3.095,37	3.672,40	3.008,59
ago-19		753	53	732	1.538				
Total	103.380	19.590	1.189	22.738	43.517				
Max	4.200	1.263	69	1.368	2.692				
Min	2.640	365	7	523	998				
Dest	397	201	17	158	342				
Prom	3.531	1.703.338	1.703.338	1.703.338	1.703.338				



A continuación, se muestra la regresión lineal de la producción total evidenciándose la necesidad de realizar el filtrado de datos, tal y como se muestra en las tablas.

**Tabla 64.** Regresión lineal datos de producción total.

ANÁLISIS DE VARIANZA								
		<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>		
Regresión		1	1150741,12	1150741,123	10,48873455	0,003087402		
Residuos		28	3071938,88	109712,1027				
Total		29	4222680					

	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>Superior 95%</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>	
Intercepción	2934,48855	144,074661	20,36783245	2,51382E-18	2639,364982	3229,61211	2639,36498	3229,61211	
	23	11,4154031	3,52476124	3,238631587	0,003087402	4,195256989	18,6355492	4,19525699	18,6355492

Así mismo se analiza producción por producción y se determina que la producción estrella es la de taxis, sin embargo, aún es necesario realizar un filtrado de datos.

**Tabla 65.** Regresión lineal datos de producción Taxis.

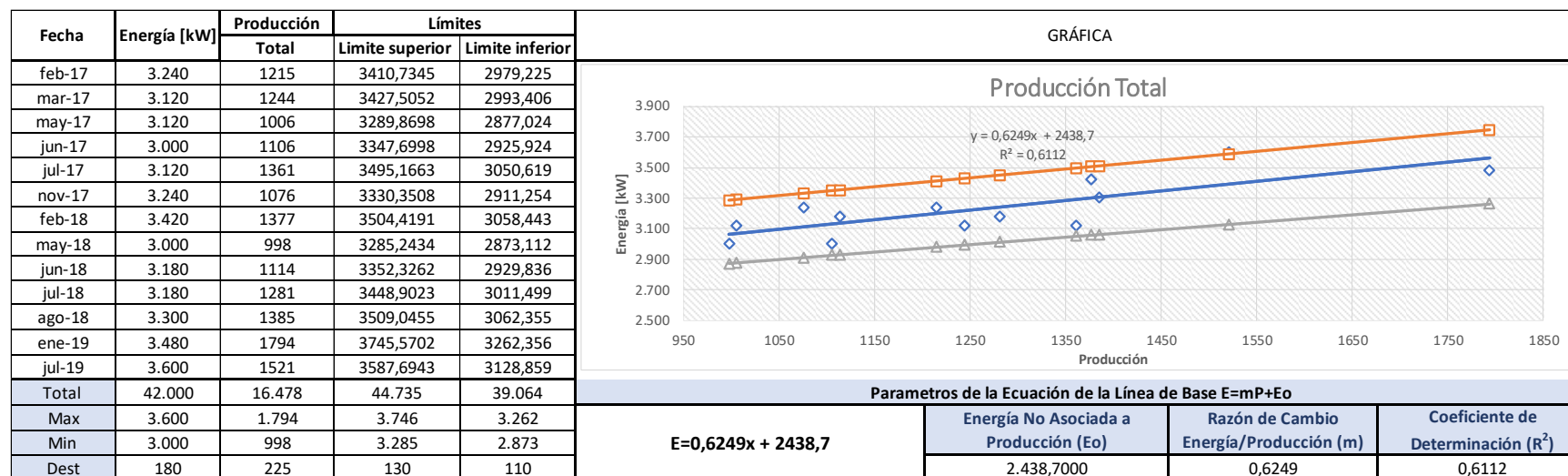
ANÁLISIS DE VARIANZA								
		<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>		
Regresión		1	55904,76416	55904,76416	0,37567023	0,544876288		
Residuos		28	4166775,236	148813,4013				
Total		29	4222680					

	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>Superior 95%</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>	
Intercepción	3189,212283	284,2469985	11,21986266	7,1512E-12	2606,958702	3771,465865	2606,958702	3771,465865	
	1335	0,124584969	0,20326484	0,612919429	0,54487629	-0,29178418	0,540954119	-0,29178418	0,540954119



A continuación, se muestra, los límites que se marcaron para cada caso.



#### Estadísticas de la regresión

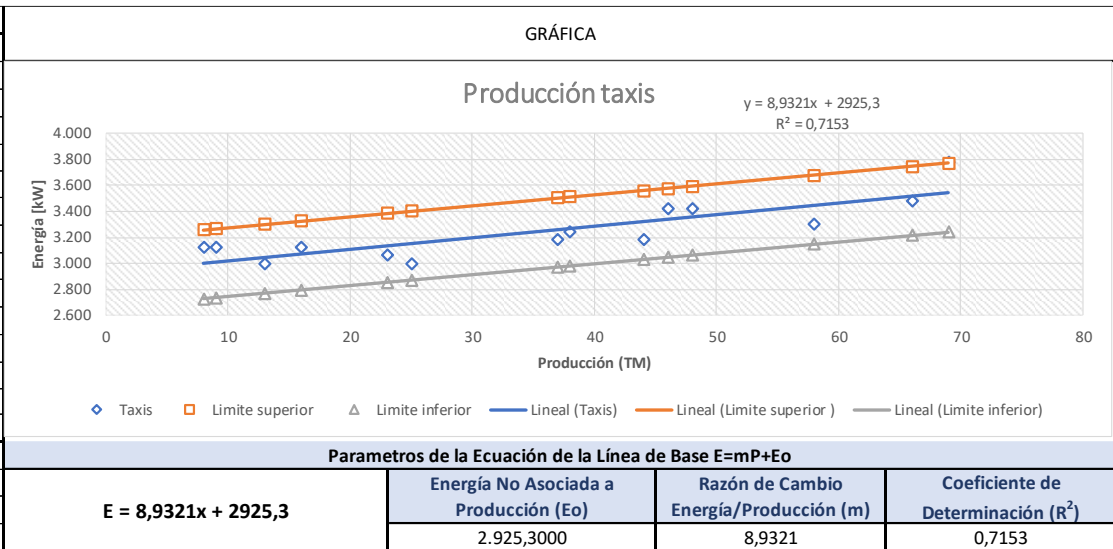
Coefficiente de correlación múltiple	0,78180586
Coefficiente de determinación $R^2$	0,61122041
$R^2$ ajustado	0,57587681
Error típico	117,057428
Observaciones	13

#### ANÁLISIS DE VARIANZA

	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Media Cuadrática	F	Valor crítico de F
Regresión	1	236965,451	236965,451	17,2936662	0,00159321
Residuos	11	150726,857	13702,4416		
Total	12	387692,308			

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%	Inferior 95,0%	Superior 95,0%
Intercepción	2438,68282	193,218175	12,6213945	6,9118E-08	2013,41248	2863,95316	2013,41248	2863,95316
Variable X 1	0,62490128	0,15026848	4,1585654	0,00159321	0,2941626	0,95563997	0,2941626	0,95563997

mes	kWh	Producción	Límites	
		Taxis	Límite superior	Límite inferior
mar-17	3.120	16	3.326	2.794
may-17	3.120	9	3.267	2.735
jun-17	3.000	13	3.301	2.769
jul-17	3.120	8	3.259	2.727
nov-17	3.240	38	3.511	2.979
dic-17	3.060	23	3.385	2.853
feb-18	3.420	48	3.595	3.063
may-18	3.000	25	3.401	2.870
jun-18	3.180	44	3.561	3.029
jul-18	3.180	37	3.502	2.970
ago-18	3.300	58	3.678	3.147
oct-18	3.420	46	3.578	3.046
nov-18	3.780	69	3.771	3.239
ene-19	3.480	66	3.746	3.214
<b>Total</b>	<b>45.420</b>	<b>500</b>	<b>48.880</b>	<b>41.433</b>
<b>Max</b>	<b>3.780</b>	<b>69</b>	<b>3.771</b>	<b>3.239</b>
<b>Min</b>	<b>3.000</b>	<b>8</b>	<b>3.259</b>	<b>2.727</b>
<b>Dest</b>	<b>218</b>	<b>21</b>	<b>173</b>	<b>173</b>



*Estadísticas de la regresión*

Coefficiente de	0,845748173
Coefficiente de	0,715289971
R <sup>2</sup> ajustado	0,691564136
Error típico	120,8284881
Observaciones	14

**ANÁLISIS DE VARIANZA**

	Grados de libertad	suma de cuadrados	cuadrado de la media	F	valor crítico de F
Regresión	1	440148,575	440148,575	30,14814652	0,000138298
Residuos	12	175194,282	14599,5235		
Total	13	615342,857			

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%	Inferior 95,0%	Superior 95,0%
Intercepción	2925,281993	66,4700452	44,0090267	1,23297E-14	2780,456206	3070,10778	2780,45621	3070,10778
Variable X 1	8,9321042	1,62675995	5,49073278	0,000138298	5,387698747	12,47650965	5,38769875	12,4765097

**ANEXO O.** Datos de producción taxis y energía.

**Tabla 66.** Datos de producción taxis y energía.

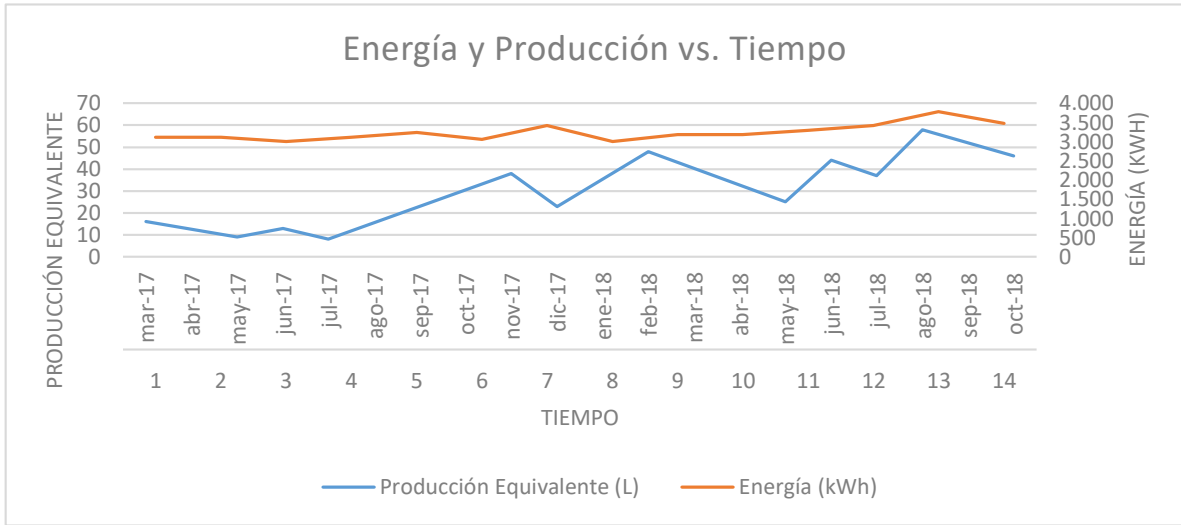
<b>Periodo</b>	<b>Producción Equivalente [TM]</b>	<b>Energía [kWh]</b>
mar-17	16	3.120
may-17	9	3.120
jun-17	13	3.000
jul-17	8	3.120
nov-17	38	3.240
dic-17	23	3.060
feb-18	48	3.420
may-18	25	3.000
jun-18	44	3.180
jul-18	37	3.180
ago-18	58	3.300
oct-18	46	3.420
nov-18	69	3.780
ene-19	66	3.480

**Fuente:** Elaboración propia.

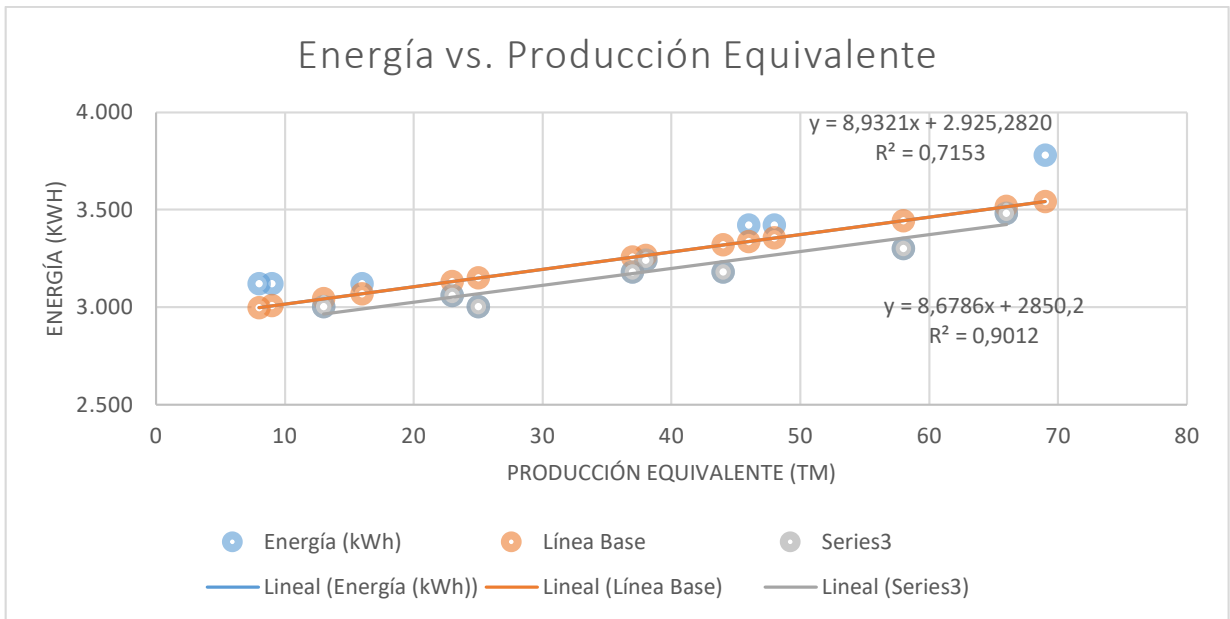
**ANEXO P.** Línea base y meta

Al graficar los datos de producción y energía eléctrica se obtiene:

**Gráfica 19.** Gráfica de producción vs Energía.



**Gráfica 20.** Energía Vs Producción. Línea base y meta.



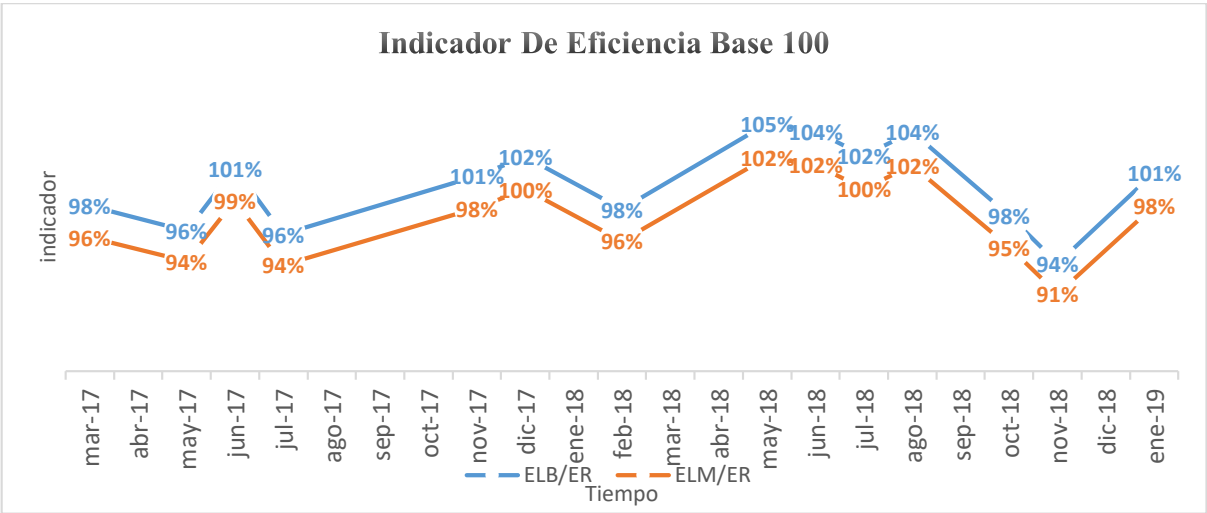
Indicadores de desempeño

*Indicador Base 100*

El indicador Base 100 es más utilizado para realizar la comparación entre la energía de la línea base y meta, debido a que se identifica que meses el valor del consumo de energía se encontró encima de la línea base, que meses el valor se encontró por encima de la línea meta, etc.

En la Gráfica 21 se observa que, en los meses de febrero, de mayo a junio y diciembre aumentan la eficiencia a sus procesos de producción, esto está asociado a los niveles de producción debido a que en estas épocas del año se presentan mayores reportes de producción caso contrario a los otros meses.

**Gráfica 21.** Indicador de eficiencia base 100 línea base y meta respecto a la energía real.



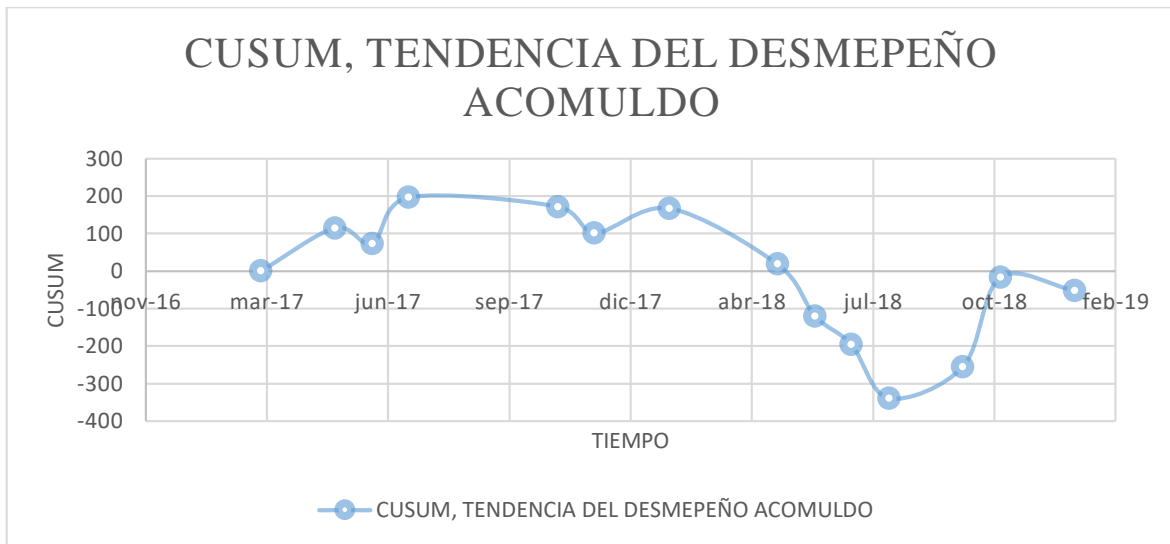
*Indicador de tendencia del desempeño energético*

El indicador de tendencia del desempeño energético o CUSUM permite conocer cuál es la tendencia acumulada de las desviaciones del consumo de la energía real respecto al de la línea base, se determina:

$$CUSUM = (ER - ELB)_i + (ER - ELB)_{i-1}$$

Al graficar se obtiene;

**Gráfica 22. CUSUM**



Como se puede apreciar en la Gráfica 10, en los meses de abril a Junio del año 2018, en la planta de producción tuvo en tendencia al desempeño del ahorro, sin embargo, en los meses de Julio a Octubre la variable o variables que producían esos ahorros no los favorecen; se nota igualmente, que en estos meses es cuando esta la producción máxima en el año, por ende, se procede a determinar el punto de producción crítico.

#### **ANEXO Q. Disponibilidad de red**

A continuación, se muestran las potencias nominales de cada transformador de los CDAs, los datos suministrados fueron gracias al código NIU ubicado en el recibo de pago de la electrificadora.



**Figura 30.** Disponibilidad de red en el CDA LA 27

**Fuente:** Conexión Autogeneradores y Generadores. Página web [37].



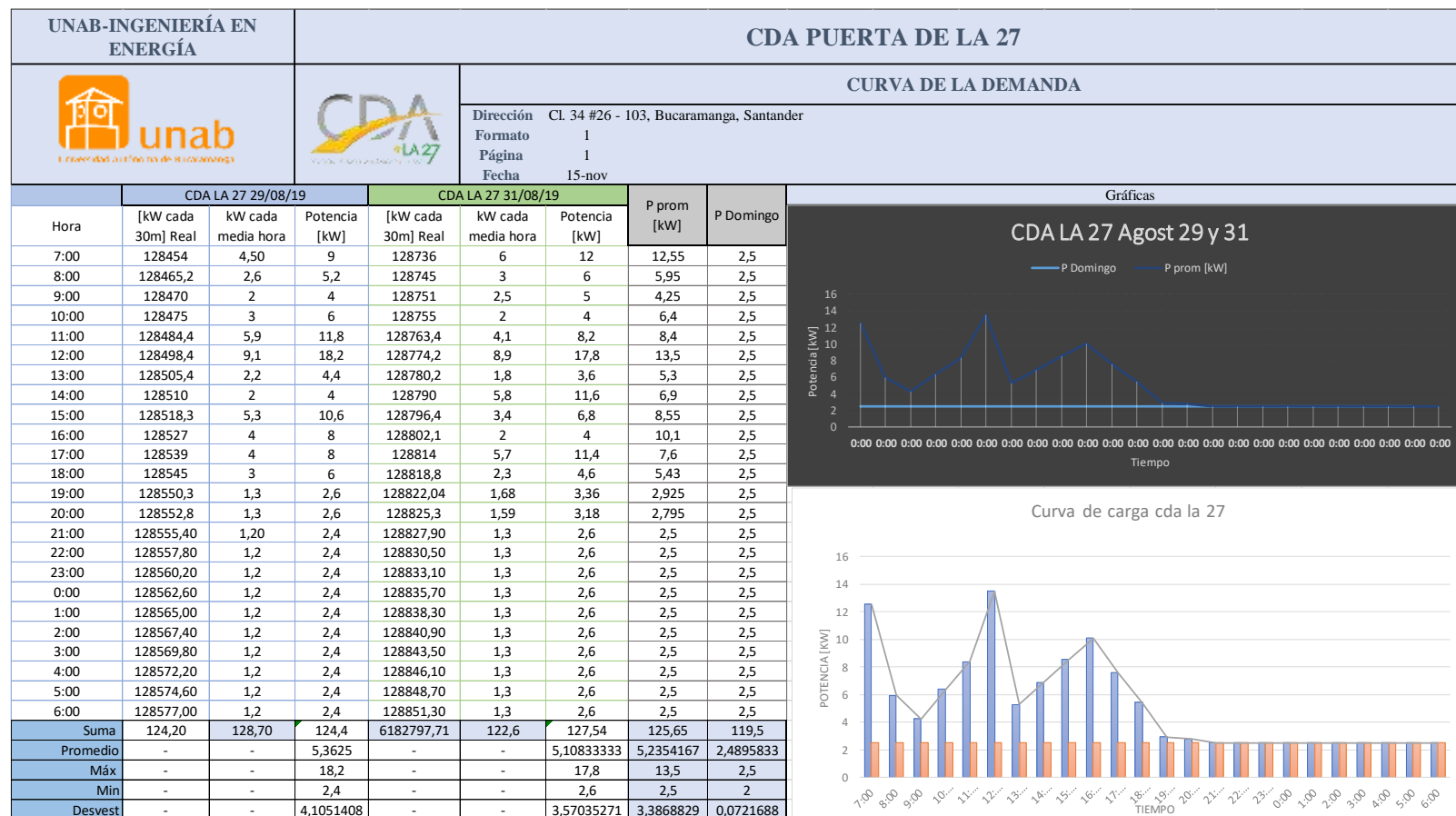
**Figura 31.** Disponibilidad de red en el CDA LA PUERTA DEL SOL

**Fuente:** Conexión Autogeneradores y Generadores. Página web [37].

## ANEXO R. CURVA DE LA DEMANDA

En este se presentan los datos recogidos para el análisis y creación de la curva de la demanda en los dos CDA's.

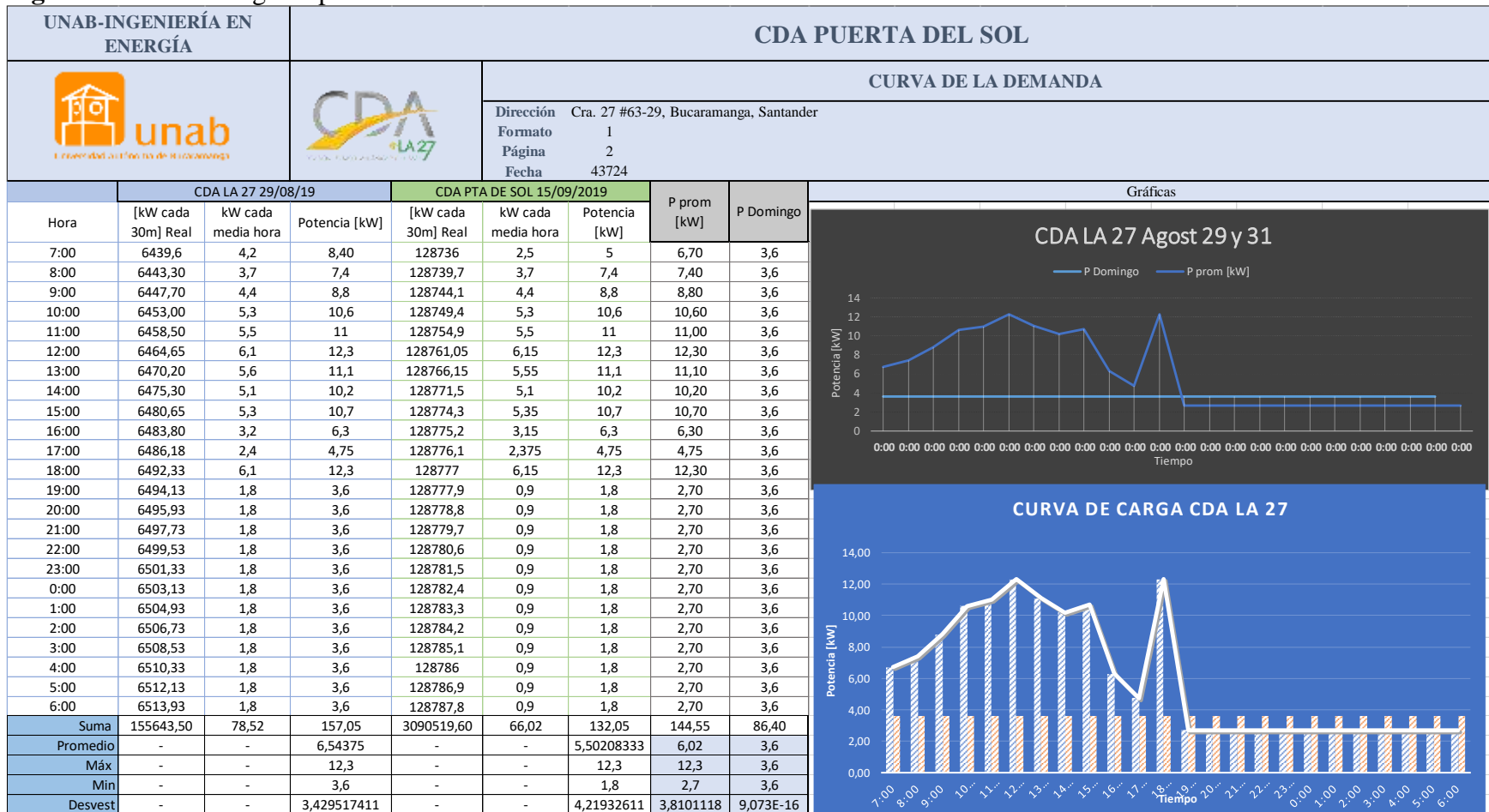
**Figura 32.** Datos recogidos para la curva de la demanda del CDA LA 27.



Fuente: Elaboración propia.



**Figura 33.** Datos recogidos para la curva de la demanda del CDA LA PUERTA DEL SOL.



Fuente: Elaboración propia.

## ANEXO S. Comprobación Significancia curva de la demanda.

Se presenta las datos de consumo de energía eléctrica en los últimos años de los CDAs con su desviación estándar y el porcentaje de error que tienen respecto al promedio de cada uno

**Tabla 67.** Significancia curva de la demanda.

<b>Periodo facturado</b>	<b>CDA LA 27</b>		<b>CDA PUERTA DEL SOL</b>	
	Energía curva	energía recibo	Energía curva	energía recibo
sep-18	3712,4	3.720	4097,7	3826
oct-18	3712,4	3.420	4097,7	4003
nov-18	3712,4	3.780	4097,7	3665
dic-18	3712,4	3.900	4097,7	3734
ene-19	3712,4	3.480	4097,7	3926
feb-19	3712,4	4.200	4097,7	3716
mar-19	3712,4	3.900	4097,7	4170
abr-19	3712,4	3.900	4097,7	4865
may-19	3712,4	3.960	4097,7	4548
jun-19	3712,4	3.720	4097,7	4233
jul-19	3712,4	3.600	4097,7	3854
<b>desvest</b>	-	226,097324	-	377,613944
<b>Promedio</b>	3.622	3.780	4.098	3.903
<b>%Error</b>	-	1,79%	-	4,99%

Para determinar el valor mensual de se coge la energía promedio en un día laboral con uno que no lo sea, se toman 26 días labores y 4 no VER TABLA DEL ANEXO S, para realizar los cálculos.

## ANEXO T. Áreas disponibles

A continuación, se determinan las áreas potenciales mediante Google earth, tomando la herramienta área.

**Figura 34.** Vista pájaro CDA DE LA 27 a partir de Google Earth.



**Figura 35.** Vistas del CDA LA 27.



a) Vista lateral CDA DE LA 27 a partir de Google Maps.



b) Vista frontal CDA DE LA 27 a partir de Google Maps

También mediante la herramienta topográfica estación total se determina las distancias y alturas de los edificios aledaños.

**Figura 36.** Vista pájaro CDA DE LA PUERTA DEL SOL, a partir de Google Earth.

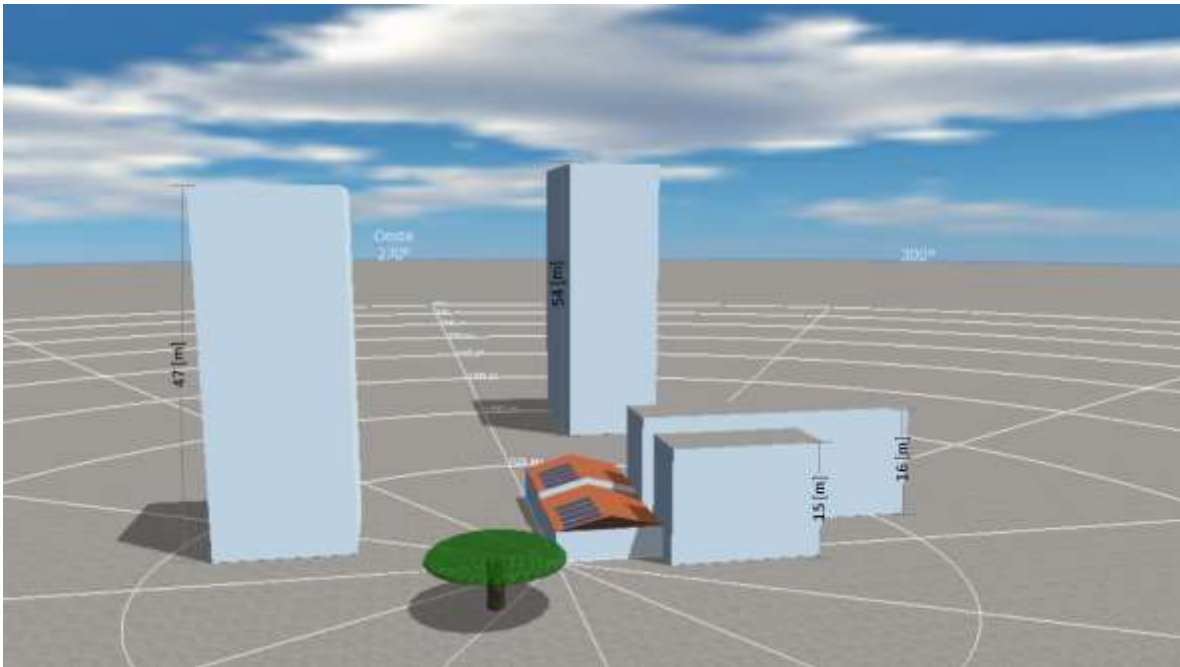


**Fuente:** Google earth, 2019.

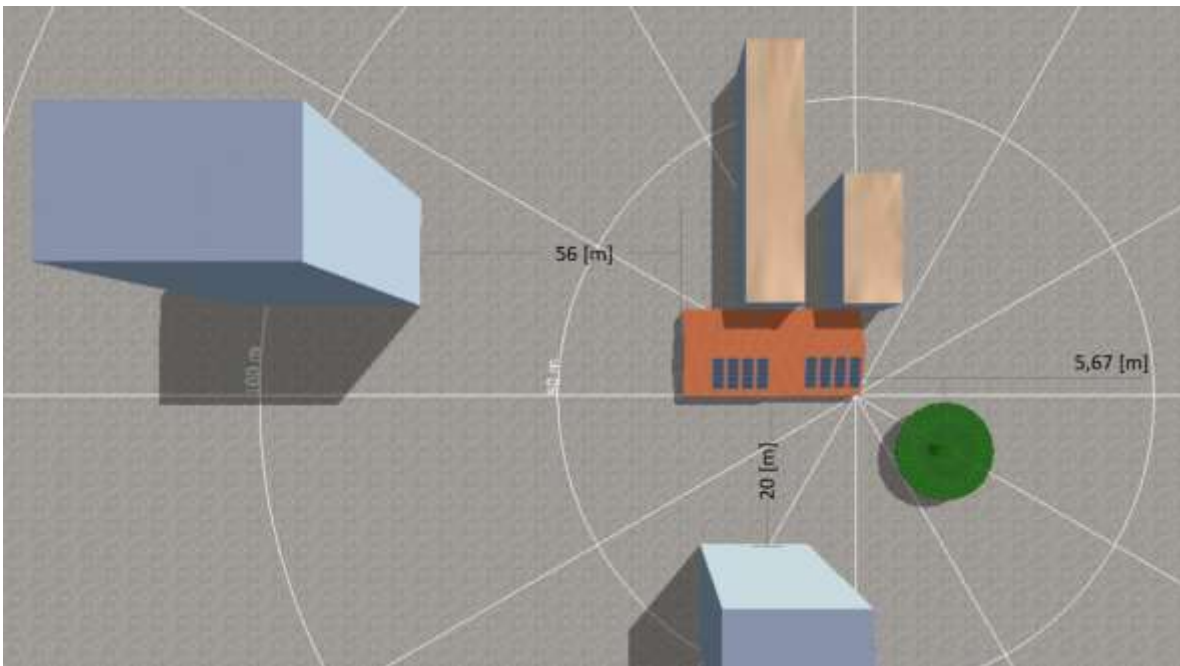
## **ANEXO U.** Referencias distancias

A continuación, se muestran las distancias y alturas utilizadas para la simulación del CDA LA 27, la recolección de estos datos fue realizada mediante la herramienta topográfica estación total.

**Figura 37.** Alturas significativas de los edificios aledaños al CDA LA 27.




**Figura 38.** Distancias respecto al CDA LA 27.



## ANEXO V. Tabla irradiancia PVSOL

Origen de datos: Meteororm 7.2, Sat=100%

	<b>Irradiación global horizontal</b> kWh/m <sup>2</sup> .mes	<b>Irradiación difusa horizontal</b> kWh/m <sup>2</sup> .mes	<b>Temperatura</b> °C	<b>Velocidad del Viento</b> m/s	<b>Linke Turbidity</b> [-]	<b>Relative Humidity</b> %
Enero	149.2	58.6	21.5	2.60	3.243	67.6
Febrero	142.4	67.0	21.7	2.50	3.602	67.1
Marzo	152.0	79.1	21.9	2.49	5.201	69.6
Abril	136.8	75.9	21.6	2.20	3.962	75.0
Mayo	141.7	75.1	21.9	2.39	3.306	74.1
Junio	146.2	69.3	21.9	2.60	3.179	72.1
Julio	154.1	73.9	22.3	2.59	3.243	67.5
Agosto	156.9	71.4	22.3	2.60	3.368	69.0
Septiembre	148.9	75.0	21.7	2.30	3.429	70.8
Octubre	141.6	72.8	21.4	2.20	3.487	74.0
Noviembre	129.8	62.9	21.0	2.40	3.368	75.7
Diciembre	134.6	69.3	21.4	2.39	3.368	70.8
<b>Año</b> 	<b>1734.2</b>	<b>850.3</b>	<b>21.7</b>	<b>2.4</b>	<b>3.563</b>	<b>71.1</b>
	<input type="button" value="Pegar"/>	<input type="button" value="Pegar"/>	<input type="button" value="Pegar"/>	<input type="button" value="Pegar"/>		

**Irradiación global horizontal variabilidad de un año al otro 6.7%**

ANEXO W. Selección de conductor y selección de fusibles según la NTC2050.

Figura 39. Tabla para selección de conductor según la NTC2050.

Tabla 310-17 Capacidad de corriente permisible de conductores sencillos aislados para 0 a 2.000 V nominales al aire libre y temperatura ambiente de 30°C							
Calibre	Temperatura nominal del conductor (ver Tabla 310-13)						Calibre
2 mm	60°C TIPOS TW*, UF*	75°C TIPOS FEPW*, RH*, RHW*, THHW*, THW*, THWN*, XHHW*, ZW*	90°C TIPOS TBS, SA, SIS, FEP*, FEPB*, MI, RHH*, RHW-2, THHN*, THHW*, THW-2*, THWN-2*, USE-2, XHH, XHHW*, XHHW-2, ZW-2	60°C TIPOS TW*, UF*	75°C TIPOS RH*, RHW*, THHW*, THW*, THWN*, XHHW*, USE*	90°C TIPOS TBS, SA, SIS, THHN*, THHW*, THW-2, THWN-2, RHH*, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	AWG Kcmils
	COBRE			ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE			
0,82	---	---	18	---	---	---	18
1,31	---	---	24	---	---	---	16
2,08	25*	30*	35*	---	---	---	14
3,30	30*	35*	40*	25*	30*	35*	12
5,25	40	50*	55*	35*	40*	40*	10
8,36	60	70	80	45	55	60	8
13,29	80	95	105	60	75	80	6
21,14	105	125	140	80	100	110	4
26,66	120	145	165	95	115	130	3
33,62	140	170	190	110	135	150	2
42,20	165	195	220	130	155	175	1
53,50	195	230	260	150	180	205	1/0
67,44	225	265	300	175	210	235	2/0
85,02	260	310	350	200	240	275	3/0
107,21	300	360	405	235	280	315	4/0
126,67	340	405	455	265	315	355	250
152,01	375	445	505	290	350	395	300
177,34	420	505	570	330	395	445	350
202,68	455	545	615	355	425	480	400
253,35	515	620	700	405	485	545	500
304,02	575	690	780	455	540	615	600
354,69	630	755	855	500	595	675	700
380,02	655	785	855	515	620	700	750
405,36	680	815	920	535	645	725	800
456,03	730	870	985	580	700	785	900
506,70	780	935	1055	625	750	845	1000
633,38	890	1065	1200	710	855	960	1250
760,05	980	1175	1325	795	950	1075	1500
886,73	1070	1280	1445	875	1050	1185	1750
1013,40	1155	1385	1560	960	1150	1335	2000

Fuente: NTC 2050.

**Figura 40.** Tabla 310-17 factores de corrección para selección de conductor según la NTC2050.

Tabla 310-17 Capacidad de corriente permisible de conductores sencillos aislados para 0 a 2.000 V nominales al aire libre y temperatura ambiente de 30°C							
Calibre	Temperatura nominal del conductor (ver Tabla 310-13)						Calibre
mm <sup>2</sup>	60°C TIPOS TW*, UF*	75°C TIPOS FEPW*, RH*, RHW*, THHW*, THW*, THWN*, XHHW*, ZW*	90°C TIPOS TBS, SA, SIS, FEP*, FEPB*, MI, RHH*, RHW-2, THHN*, THHW*, THW-2*, THWN-2*, USE-2, XHH, XHHW*, XHHW-2, ZW-2	60°C TIPOS TW*, UF*	75°C TIPOS RH*, RHW*, THHW*, THW*, THWN*, XHHW*, USE*	90°C TIPOS TBS, SA, SIS, THHN*, THHW*, THW-2, THWN-2, RHH*, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	AWG Kcmils
	COBRE			ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE			
FACTORES DE CORRECCIÓN							
Temp. ambiente en °C	Para temperaturas ambientes distintas de 30°C, multiplicar las anteriores corrientes por el correspondiente factor de los siguientes						Temp. ambiente en °C
21-25	1,08	1,05	1,04	1,08	1,05	1,04	21-25
26-30	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	26-30
31-35	0,91	0,94	0,96	0,91	0,94	0,96	31-35
36-40	0,82	0,88	0,91	0,82	0,88	0,91	36-40
41-45	0,71	0,82	0,87	0,71	0,82	0,87	41-45
46-50	0,58	0,75	0,82	0,58	0,75	0,82	46-50
51-55	0,41	0,67	0,76	0,41	0,67	0,76	51-55
56-60	----	0,58	0,71	----	0,58	0,71	56-60
61-70	----	0,33	0,58	----	0,33	0,58	61-70
71-80	----	----	0,41	----	----	0,41	71-80

**Fuente:** NTC 2050.

**Figura 41.** Artículo 240-6 para selección de fusibles según la NTC 2050.

**240-6. Corrientes nominales normalizadas.**

**a) Fusibles e interruptores automáticos de disparo fijo.** Las capacidades de corrientes nominales estándar de los fusibles e interruptores automáticos de circuito de tiempo inverso, son: 15, 20, 25, 30, 35, 40, 45, 50, 60, 70, 80, 90, 100, 110, 125, 150, 175, 200, 225, 250, 300, 350, 400, 450, 500, 600, 700, 800, 1 000, 1 200, 1 600, 2 000, 2 500, 3 000, 4 000, 5 000 y 6 000 A. Además, se tienen valores nominales de 16, 63, 160, 630 y 1 250 A, para los cuales los conectores deben ser adecuados para la sección transversal en mm<sup>2</sup> (calibre AWG) de los conductores inmediatamente superiores que se vayan a conectar

*Excepción. Como corrientes normalizadas de los fusibles también se tienen: 1, 3, 6, 10 y 601 A.*

**b) Interruptores automáticos de disparo ajustable.** La capacidad nominal de corriente de los interruptores automáticos de disparo ajustable, que tengan medios externos fácilmente accesibles para regular el ajuste de disparo, debe ser el valor máximo de ajuste posible (corriente nominal o sobrecarga).

*Excepción. Los interruptores automáticos que tengan tapas desmontables y sellables sobre los medios de ajuste o estén situados detrás de las puertas cerradas de los armarios de los equipos o detrás de las puertas cerradas accesibles sólo al personal calificado, podrán tener capacidades de corrientes nominales iguales a las del sensor de retardo, una vez ajustado.*

**Nota.** No es la intención prohibir el uso de fusibles e interruptores automáticos de circuitos de tiempo inverso con corrientes nominales que no estén normalizadas.

**Fuente:** NTC 2050.

**ANEXO X.** Porcentaje tarifa IVA y Aranceles de paneles solares e inversor

- Porcentaje tarifa Iva y Aranceles de paneles solares.

**Figura 42.** Porcentaje tarifa Iva y Aranceles de paneles solares.

Gravamen para importaciones – 8541401000					
Concepto	Tarifa - Fórmula	Desde	Hasta	Leg	
GRAVAMEN ARANCELARIO	0 %	14-feb-2018	...		

IVA para importaciones – 8541401000					
Nombre del producto	Tarifa - Fórmula	Desde	Hasta	Leg	
Diferentes a paneles solares	19.0 %	04-jun-2019	...		
Unicamente para paneles solares	0.0 % - EXCLUIDO	04-jun-2019	...		

**Fuente:** DIAN

- Porcentaje tarifa Iva y Aranceles de Inversor de energía para sistema de energía solar con paneles según la DIAN.



**Figura 43.** Porcentaje tarifa Iva y Aranceles de Inversor de energía para sistema de energía solar con paneles según la DIAN.

Gravamen para importaciones – 8504409090				
Concepto	Tarifa - Fórmula	Desde	Hasta	Leg
GRAVAMEN ARANCELARIO	0 %	25-sep-2017	...	

IVA para importaciones – 8504409090				
Nombre del producto	Tarifa - Fórmula	Desde	Hasta	Leg
unicamente para inversores de carga electrica para uso en vehiculo electricos, hibridos e hibridos enchufables	5.0 %	05-jun-2019	...	
unicamente para inversores de energia para sistemas de energia solar con paneles	0.0 % - EXCLUIDO	05-jun-2019	...	
unicamente para las mercancías diferentes a las contempladas en las tarifas del 0% excluida y del 5%	19.0 %	05-jun-2019	...	

**Fuente:** DIAN

**ANEXO Y.** Reporte resultado de las simulaciones en PVSYST

Se presenta los resultados de las simulaciones realizadas en el software PVSyst para cada escenario propuesto según la primicia de la RES CREG 030.

**Figura 44.** Reporte PVSYST del CDA LA 27 autogeneración.

PVSYST V6.81		16/11/19		Página 1/5	
<b>Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación</b>					
<b>Proyecto :</b> CDA LA 27 Autogeneración					
<b>Sitio geográfico</b>		Bucaramanga CDA LA 27		País Colombia	
<b>Ubicación</b>		Latitud 7.12° N		Longitud -73.12° W	
Tiempo definido como		Hora Legal Huso horario UT-5		Altitud 998 m	
<b>Datos meteorológicos:</b>		Bucaramanga CDA LA 27		Meteonorm 7.2, Sat=100% - Sintético	
<b>Variante de simulación :</b> Autogeneración CDA LA 7					
Fecha de simulación 16/11/19 16h07					
Simulación para la 25.º año de funcionamiento					
<b>Parámetros de la simulación</b>		Tipo de sistema <b>No hay escenario 3D, no hay sombreados</b>			
<b>Orientación plano captador</b>		Inclinación 15°		Acimut 0°	
<b>Modelos empleados</b>		Transposición Perez		Difuso Perez, Meteonorm	
<b>Horizonte</b>		Sin horizonte			
<b>Sombreados cercanos</b>		Sin sombreado			
<b>Necesidades del usuario :</b>		perfil diario modulación semanal		media 116 kWh/Día	
<b>Características del conjunto FV</b>					
<b>Módulo FV</b>		Si-mono Modelo <b>JKM 340M-72</b>			
Base de datos PVSyst original		Fabricante Jinkosolar			
Número de módulos FV		En serie 8 módulos		En paralelo 1 cadenas	
Núm. total de módulos FV		Núm. módulos 8		Pnom unitaria 340 Wp	
Potencia global del conjunto		Nominal (STC) <b>2720 Wp</b>		En cond. de funciona. 2456 Wp (50°C)	
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp 280 V		I mpp 8.8 A	
Superficie total		Superficie módulos <b>15.5 m²</b>		Superficie célula 13.7 m²	
<b>Inversor</b>		Modelo <b>Galvo 2.5-1</b>			
Base de datos PVSyst original		Fabricante Fronius International			
Características		Voltaje de funcionam. 165-440 V		Pnom unitaria 2.50 kWac	
Paquete de inversores		Núm. de inversores 1 unidades		Potencia total 2.5 kWac	
				Relación Pnom 1.09	
<b>Factores de pérdida del conjunto FV</b>					
Suciedad del conjunto				Fracción de pérdidas 2.1 %	
Factor de pérdidas térmicas		Uc (const) 20.0 W/m²K		Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s	
Pérdida óhmica en el Cableado		Res. global conjunto 532 mOhm		Fracción de pérdidas 1.5 % en STC	
Pérdida Calidad Módulo				Fracción de pérdidas -0.8 %	
Pérdidas de "desajuste" Módulos				Fracción de pérdidas 1.0 % en MPP	
Pérdidas de "desajuste" cadenas				Fracción de pérdidas 0.10 %	
Deterioro promedio de los módulos		Año núm. 25		Factor de pérdidas 0.4 %/año	
Desajuste debido al deterioro		Dispersión RMS sobre Imp 0.4 %/año		Dispersión RMS sobre Vmp 0.4 %/año	
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE		IAM = 1 - bo (1/cos <sup>1.5</sup> - 1)		Parám. bo 0.05	

**Sistema Conectado a la Red: Necesidades detalladas del usuario**

**Proyecto :** CDA LA 27 Autogeneración

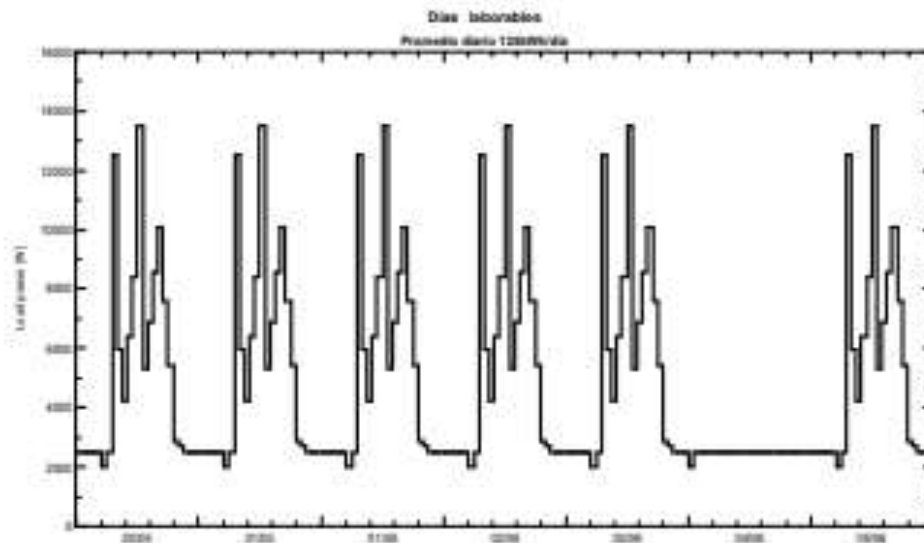
**Variante de simulación :** Autogeneración CDA LA 7

Simulación para la 25.º año de funcionamiento

<b>Parámetros principales del sistema</b>	Tipo de sistema	<b>No hay escenario 3D, no hay sombreados</b>	
Orientación Campos FV	Inclinación	15°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	JKM 340M-72	Pnom 340 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	8	Pnom total 2720 Wp
Inversor	Modelo	Galvo 2.5-1	Pnom 2500 W ac
Necesidades del usuario	perfil diario	modulación semanal	Global 42.2 MWh/año

**perfil diario, modulación semanal, media = 116 kWh/día**

	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	
	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	
Working days	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.00	2.50	12.55	5.95	4.25	6.40	8.40	kW
	13.50	5.30	6.90	8.55	10.10	7.60	5.43	2.90	2.70	2.50	2.50	2.50	kW
Week-end	2.00	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	kW
	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	kW



## Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : CDA LA 27 Autogeneración

Variante de simulación : Autogeneración CDA LA 7

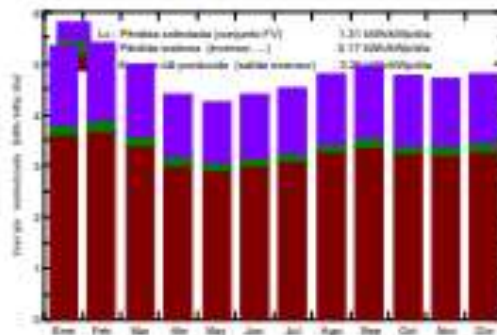
Simulación para la 25.ª año de funcionamiento

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV	Inclinación	15°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	JKM 340M-72	Pnom 340 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	8	Pnom total 2720 Wp
Inversor	Modelo	Galvo 2.5-1	Pnom 2500 W ac
Necesidades del usuario	perfil diario	modulación semanal	Global 42.2 MWh/año

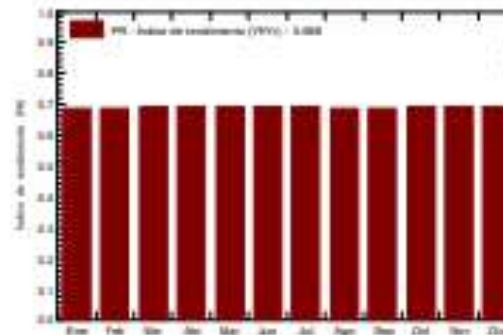
## Resultados principales de la simulación

Producción del sistema	Energía producida	3241 kWh/año	Produc. específica	1192 kWh/kWp/año
	Índice de rendimiento (PR)	68.77 %	Fracción solar (SF)	7.68 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 2720 Wp



Índice de rendimiento (PR)

Autogeneración CDA LA 7  
Balances y resultados principales.

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EfrGrid kWh
Enero	149.2	58.58	21.49	164.6	156.9	321.7	3614	305.8	0.000	3308
Febrero	142.4	67.05	21.68	150.8	143.3	295.5	3239	281.0	0.000	2958
Marzo	152.0	79.08	21.90	153.5	145.4	302.0	3614	287.0	0.000	3327
Abril	136.8	75.93	21.58	131.5	124.1	260.2	3423	246.9	0.000	3176
Mayo	141.7	75.10	21.87	131.0	123.4	259.4	3614	246.1	0.000	3368
Junio	146.2	69.30	21.88	131.1	123.1	259.3	3489	246.2	0.000	3243
Julio	154.1	73.93	22.28	139.4	130.8	274.9	3548	261.1	0.000	3287
Agosto	156.9	71.39	22.27	148.2	139.9	290.6	3614	276.0	0.000	3338
Septiembre	148.9	75.02	21.68	147.7	139.8	290.0	3423	275.5	0.000	3148
Octubre	141.5	72.85	21.38	146.6	139.0	288.7	3614	274.4	0.000	3339
Noviembre	129.8	62.86	20.99	140.4	133.3	277.0	3489	263.2	0.000	3226
Diciembre	134.5	69.29	21.40	148.3	140.7	292.8	3548	278.3	0.000	3270
Año	1734.3	850.37	21.70	1733.0	1639.9	3412.1	42228	3241.5	0.000	38987

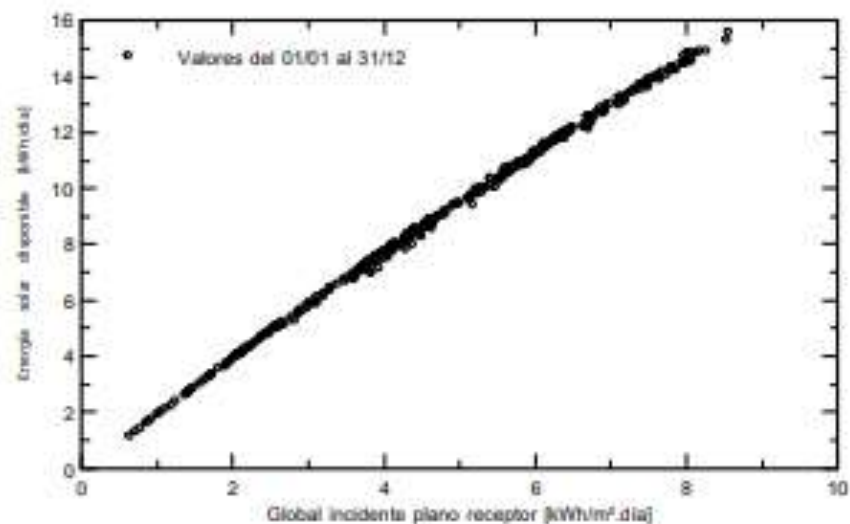
Leyendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
	DiffHor	Irradiación difusa horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del conjunto
	T_Amb	Temperatura Ambiente	E_User	Energía suministrada al usuario
	GlobInc	Global incidente plano receptor	E_Solar	Energía del sol
			E_Grid	Energía inyectada en la red
			EfrGrid	Energía de la red

### Sistema Conectado a la Red: Gráficos especiales

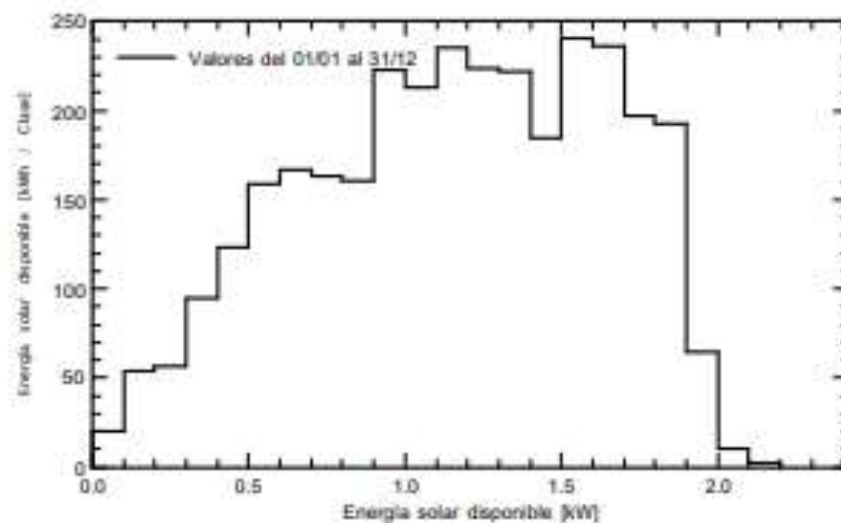
**Proyecto :** CDA LA 27 Autogeneración  
**Variante de simulación :** Autogeneración CDA LA 7  
 Simulación para la 25.ª año de funcionamiento

<b>Parámetros principales del sistema</b>	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV	Inclinación	15°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	JKM 340M-72	Pnom 340 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	8	Pnom total <b>2720 Wp</b>
Inversor	Modelo	Galvo 2.5-1	Pnom 2500 W ac
Necesidades del usuario	perfil diario	modulación semanal	Global 42.2 MWh/año

#### Diagrama entrada/salida diaria



#### Distribución de la potencia de salida del sistema

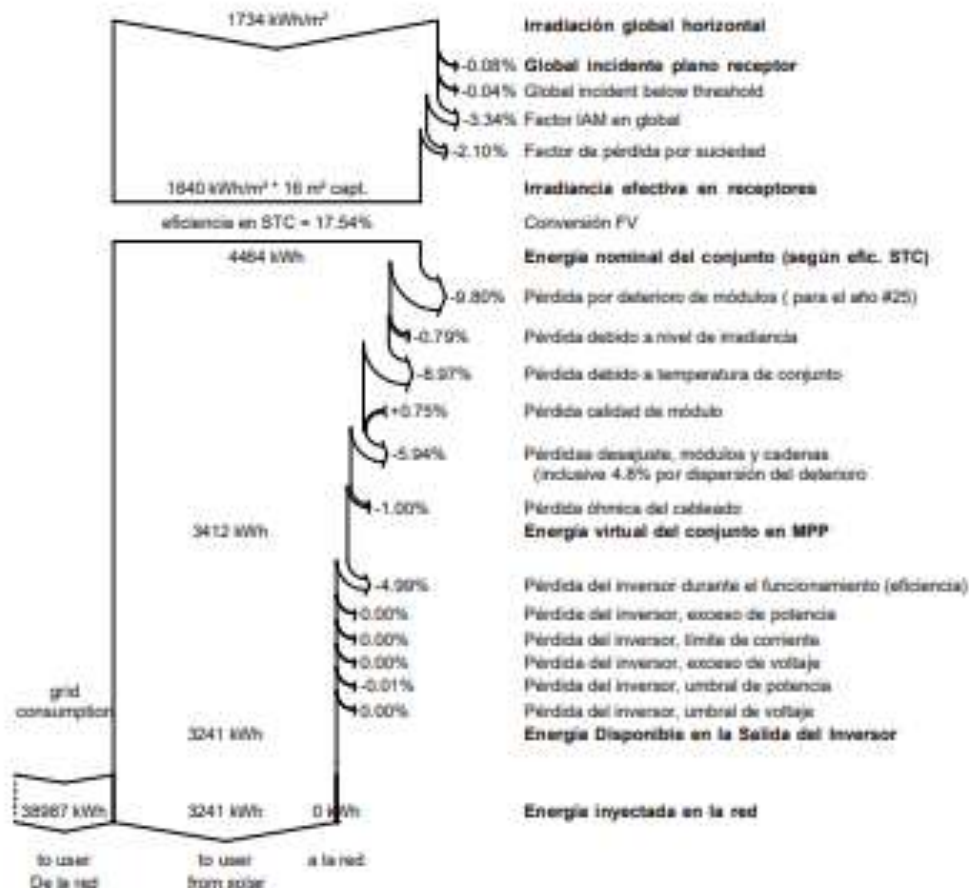


### Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

**Proyecto :** CDA LA 27 Autogeneración  
**Variante de simulación :** Autogeneración CDA LA 7  
 Simulación para la 25.º año de funcionamiento

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV	Inclinación	15°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	JKM 340M-72	Pnom 340 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	8	Pnom total 2720 Wp
Inversor	Modelo	Galvo 2.5-1	Pnom 2500 W ac
Necesidades del usuario	perfil diario	modulación semanal	Global 42.2 MWh/año

Diagrama de pérdida durante todo el año



**Figura 45.** Reporte PVSYST del CDA LA 27 con excedentes tipo I.

PVSYST V6.81		15/11/19	Página 1/5
<b>Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación</b>			
<b>Proyecto : CDA LA 27 EXCEDENTES</b>			
<b>Sitio geográfico</b>	<b>Bucaramanga CDA LA 27</b>	<b>País</b>	<b>Colombia</b>
<b>Ubicación</b>	Latitud 7.12° N	Longitud	-73.12° W
Tiempo definido como	Hora Legal	Huso horario	UT-5
	Albedo 0.20	Altitud	998 m
<b>Datos meteorológicos:</b>	<b>Bucaramanga CDA LA 27</b>	Meteonorm 7.2, Sat=100% - Sintético	
<b>Variante de simulación : EXPORTACIONES 1</b>			
	Fecha de simulación	15/11/19 23h07	
<b>Parámetros de la simulación</b>	Tipo de sistema	<b>No hay escenario 3D, no hay sombreados</b>	
<b>Orientación plano captador</b>	Inclinación	15°	Acimut 0°
<b>Modelos empleados</b>	Transposición	Perez	Difuso Perez, Meteonorm
<b>Horizonte</b>	Sin horizonte		
<b>Sombreados cercanos</b>	Sin sombreado		
<b>Necesidades del usuario :</b>	perfil diario	modulación semanal	
	media	116 kWh/Día	
<b>Características del conjunto FV</b>			
<b>Módulo FV</b>	Si-mono	Modelo	<b>JKM 340M-72</b>
Base de datos PVSyst original		Fabricante	Jinkosolar
Número de módulos FV		En serie	10 módulos
Núm. total de módulos FV		Núm. módulos	40
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	<b>13.60 kWp</b>
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	350 V
Superficie total		Superficie módulos	<b>77.6 m²</b>
		Superficie célula	68.4 m²
<b>Inversor</b>		Modelo	<b>IG Plus 70 V-2</b>
Base de datos PVSyst original		Fabricante	Fronius International
Características		Voltaje de funcionam.	230-500 V
Paquete de inversores		Núm. de inversores	2 unidades
		Pnom unitaria	6.50 kWac
		Potencia total	13.0 kWac
		Relación Pnom	1.05
<b>Factores de pérdida del conjunto FV</b>			
Suciedad del conjunto		Fración de pérdidas	2.1 %
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s
Pérdida óhmica en el Cableado	Res. global conjunto	166 mOhm	Fración de pérdidas 1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fración de pérdidas -0.8 %
Pérdidas de "desajuste" Módulos			Fración de pérdidas 1.0 % en MPP
Pérdidas de "desajuste" cadenas			Fración de pérdidas 0.10 %
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo 0.05

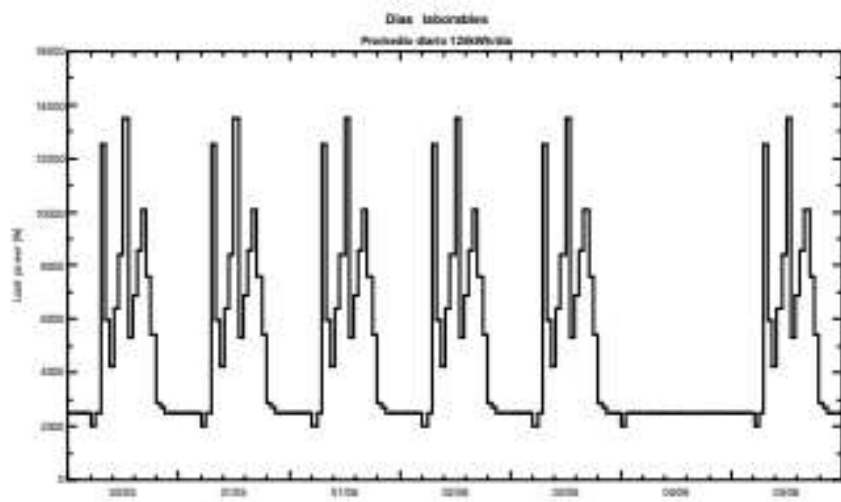
**Sistema Conectado a la Red: Necesidades detalladas del usuario**

**Proyecto :** CDA LA 27 EXCEDENTES  
**Variante de simulación :** EXPORTACIONES 1

<b>Parámetros principales del sistema</b>	<b>Tipo de sistema</b>	<b>No hay escenario 3D, no hay sombreados</b>	
Orientación Campos FV	inclinación	15°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	JKM 340M-72	Pnom 340 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	40	Pnom total <b>13.60 kWp</b>
Inversor	Modelo	IG Plus 70 V-2	Pnom 6.50 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	2.0	Pnom total <b>13.00 kW ac</b>
Necesidades del usuario	perfil diario	modulación semanal	Global 42.2 MWh/año

**perfil diario, modulación semanal, media = 116 kWh/día**

	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	
	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	
Working days	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.00	2.50	12.55	5.95	4.25	6.40	8.40	kW
	13.50	5.30	6.90	8.55	10.10	7.60	5.43	2.90	2.70	2.50	2.50	2.50	kW
Week-end	2.00	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	kW
	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	kW





## Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

**Proyecto :** CDA LA 27 EXCEDENTES

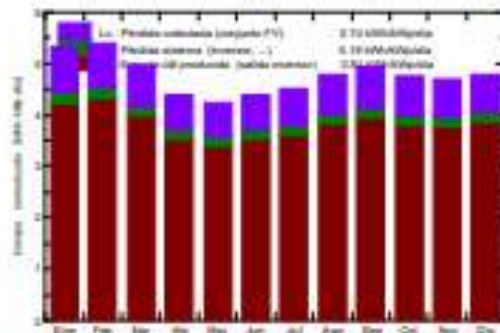
**Variante de simulación :** EXPORTACIONES 1

Parámetros principales del sistema		Tipo de sistema		No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV		Inclinación	15°	acimut	0°
Módulos FV		Modelo	JKM 340M-72	Pnom	340 Wp
Conjunto FV		Núm. de módulos	40	Pnom total	13.60 kWp
Inversor		Modelo	IG Plus 70 V-2	Pnom	6.50 kW ac
Paquete de inversores		Núm. de unidades	2.0	Pnom total	13.00 kW ac
Necesidades del usuario		perfil diario	modulación semanal	Global	42.2 MWh/año

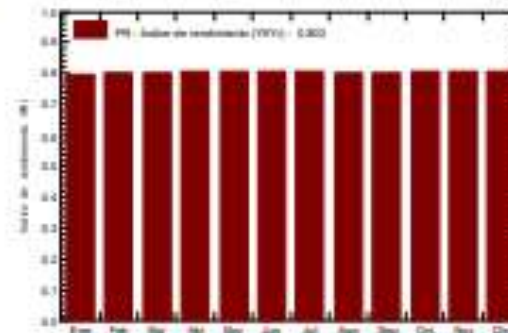
### Resultados principales de la simulación

Producción del sistema	<b>Energía producida</b>	<b>18.93 MWh/año</b>	Produc. específica	1392 kWh/kWp/año
	Índice de rendimiento (FR)	80.32 %	Fracción solar (SF)	36.04 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 13.60 kWp



Índice de rendimiento (FR)



### EXPORTACIONES 1

#### Balances y resultados principales

	Globrnc kWh/m²	Diffnc kWh/m²	T_Amb °C	Globrnc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_User MWh	E_Solar MWh	E_Grid MWh	EfrGrid MWh
Enero	149.2	58.58	21.49	164.6	156.9	1.874	3.614	1.381	0.403	2.233
Febrero	142.4	67.05	21.68	150.8	143.3	1.722	3.239	1.258	0.382	1.980
Marzo	152.0	79.08	21.90	153.5	145.4	1.760	3.614	1.345	0.330	2.269
Abril	136.8	75.93	21.58	131.5	124.1	1.516	3.423	1.174	0.268	2.249
Mayo	141.7	75.10	21.87	131.0	123.4	1.512	3.614	1.189	0.249	2.425
Junio	146.2	69.30	21.88	131.1	123.1	1.511	3.489	1.223	0.216	2.266
Julio	154.1	71.93	22.28	139.4	130.8	1.602	3.548	1.251	0.275	2.298
Agosto	156.9	71.29	22.27	148.2	139.9	1.694	3.614	1.326	0.286	2.287
Septiembre	148.9	75.02	21.68	147.3	139.8	1.690	3.423	1.266	0.343	2.158
Octubre	141.6	72.85	21.38	146.6	139.0	1.683	3.614	1.298	0.305	2.316
Noviembre	129.8	62.86	20.99	140.4	133.3	1.614	3.489	1.237	0.300	2.251
Diciembre	134.6	69.29	21.40	148.3	140.7	1.706	3.548	1.272	0.353	2.276
Año	1734.3	850.37	21.70	1733.0	1639.9	19.885	42.228	15.221	3.710	27.007

Leyendas:	Globrnc	Irradiación global horizontal	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
	Diffnc	Irradiación difusa horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del conjunto
	T_Amb	Temperatura Ambiente	E_User	Energía suministrada al usuario
	Globrnc	Global incidente plano receptor	E_Solar	Energía del sol
			E_Grid	Energía inyectada en la red
			EfrGrid	Energía de la red

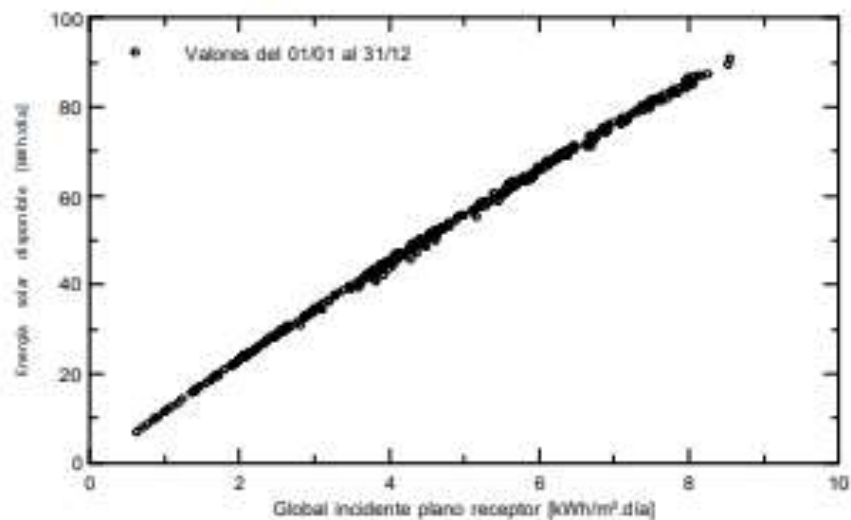
## Sistema Conectado a la Red: Gráficos especiales

Proyecto : CDA LA 27 EXCEDENTES

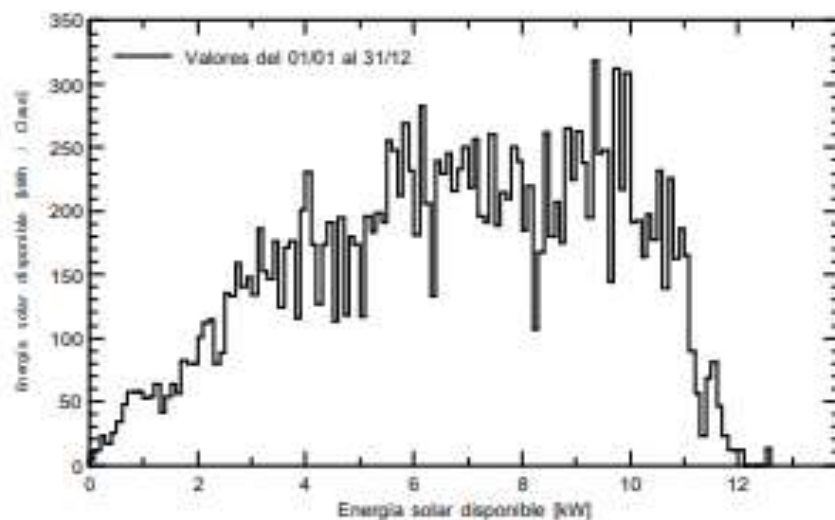
Variante de simulación : EXPORTACIONES 1

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV	Inclinación	15°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	JKM 340M-72	Pnom 340 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	40	Pnom total 13.60 kWp
Inversor	Modelo	IG Plus 70 V-2	Pnom 6.50 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	2.0	Pnom total 13.00 kW ac
Necesidades del usuario	perfil diario	modulación semanal	Global 42.2 MWh/año

## Diagrama entrada/salida diaria



## Distribución de la potencia de salida del sistema



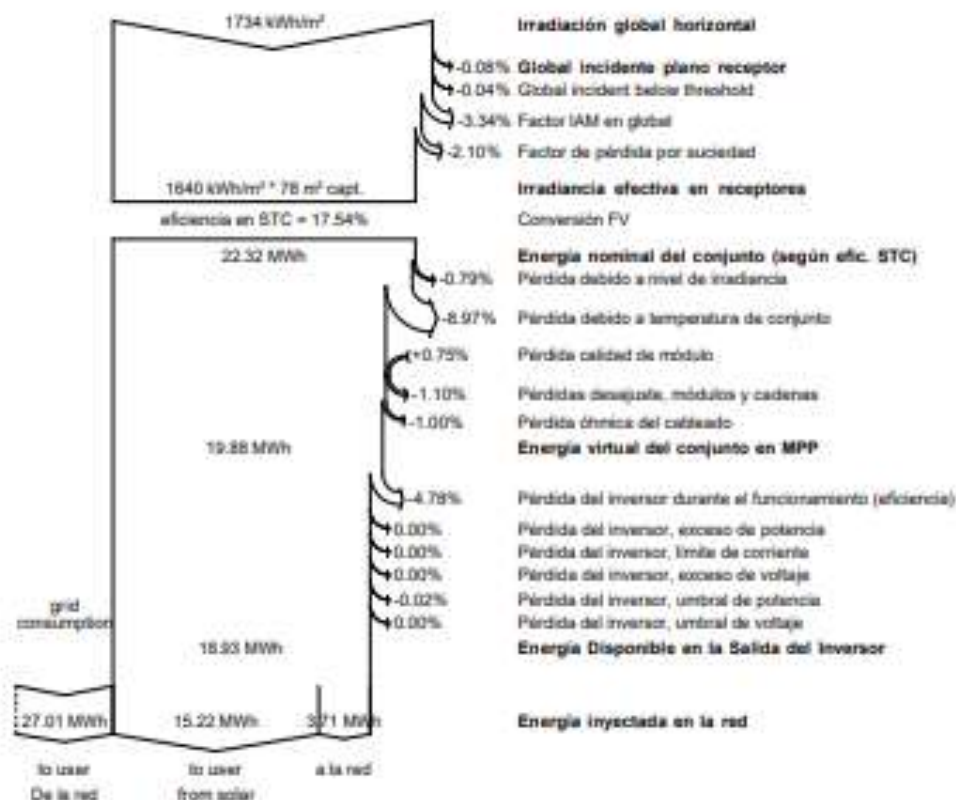
## Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : CDA LA 27 EXCEDENTES

Variante de simulación : EXPORTACIONES 1

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV	Inclinación	15°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	JKM 340M-72	Pnom 340 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	40	Pnom total 13.60 kWp
Inversor	Modelo	IG Plus 70 V-2	Pnom 6.50 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	2.0	Pnom total 13.00 kW ac
Necesidades del usuario	perfil diario	modulación semanal	Global 42.2 MWh/año

## Diagrama de pérdida durante todo el año



**Figura 46.** Reporte PVSYST del CDA PUERTA DEL SOL con autogeneración.

PVSYST V6.81		16/11/19		Página 1/5	
<b>Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación</b>					
<b>Proyecto :</b> CDA PTA SOL EXCEDENTE 1					
<b>Sitio geográfico</b>		Comuna 6 La Concordia		País Colombia	
<b>Ubicación</b>		Latitud 7.11° N		Longitud -73.11° W	
Tiempo definido como		Hora Legal		Huso horario UT-5	
		Albedo 0.20		Altitud 943 m	
<b>Datos meteorológicos:</b>		Comuna 6 La Concordia		NREL NSRDB Typ. Met. Year PSMv3_1998 to 2016 - TMY	
<b>Variante de simulación :</b> DEFINITIVO					
		Fecha de simulación		16/11/19 15h00	
<b>Parámetros de la simulación</b>		Tipo de sistema <b>No hay escenario 3D, no hay sombreados</b>			
<b>Orientación plano captador</b>		Inclinación 15°		Acimut 0°	
<b>Modelos empleados</b>		Transposición Perez		Difuso Importado	
<b>Horizonte</b>		Sin horizonte			
<b>Sombreados cercanos</b>		Sin sombreado			
<b>Necesidades del usuario :</b>		perfil diario		modulación semanal	
		media		150 kWh/Día	
<b>Características del conjunto FV</b>					
<b>Módulo FV</b>		Si-mono Modelo <b>JKM 340M-72</b>			
Base de datos PVSyst original		Fabricante Jinkosolar			
Número de módulos FV		En serie 9 módulos		En paralelo 1 cadenas	
Núm. total de módulos FV		Núm. módulos 9		Pnom unitaria 340 Wp	
Potencia global del conjunto		Nominal (STC) <b>3060 Wp</b>		En cond. de funciona. 2783 Wp (50°C)	
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp 315 V		I mpp 8.8 A	
Superficie total		Superficie módulos <b>17.5 m²</b>		Superficie célula 15.4 m²	
<b>Inversor</b>					
Base de datos PVSyst original		Modelo <b>UNO-3.0-TL-OUTD</b>			
Características		Fabricante ABB			
Paquete de inversores		Voltaje de funcionam. 90-580 V		Pnom unitaria 3.00 kWac	
		Núm. de inversores 1 unidades		Potencia total 3.0 kWac	
				Relación Pnom 1.02	
<b>Factores de pérdida del conjunto FV</b>					
Suciedad del conjunto				Fracción de pérdidas 2.1 %	
Factor de pérdidas térmicas		Uc (const) 20.0 W/m²K		Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s	
Pérdida óhmica en el Cableado		Res. global conjunto 599 mOhm		Fracción de pérdidas 1.5 % en STC	
LID - "Light Induced Degradation"				Fracción de pérdidas 1.3 %	
Pérdida Calidad Módulo				Fracción de pérdidas -0.8 %	
Pérdidas de "desajuste" Módulos				Fracción de pérdidas 1.0 % en MPP	
Pérdidas de "desajuste" cadenas				Fracción de pérdidas 0.10 %	
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE		IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)		Parám. bo 0.05	

## Sistema Conectado a la Red: Necesidades detalladas del usuario

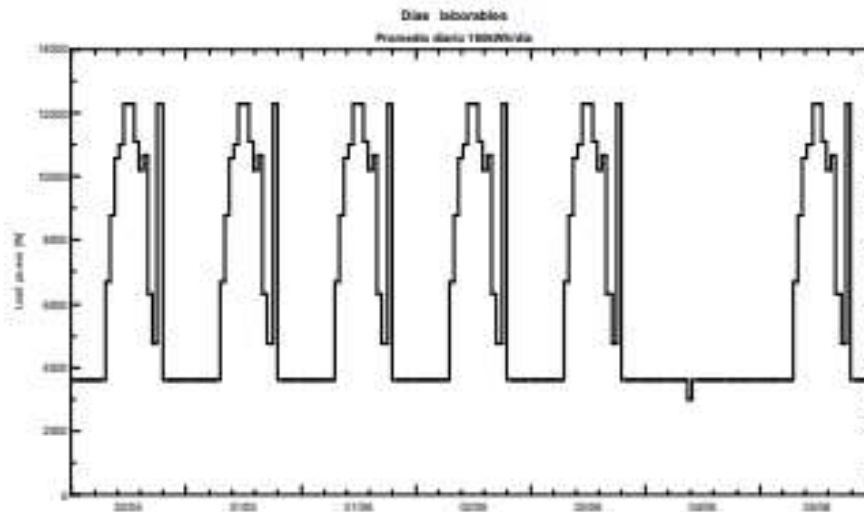
Proyecto : CDA PTA SOL EXCEDENTE 1

Variante de simulación : DEFINITIVO

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV	inclinación	15°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	JKM 340M-72	Pnom 340 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	9	Pnom total 3060 Wp
Inversor	Modelo	UNO-3.0-TL-OUTD	Pnom 3000 W ac
Necesidades del usuario	perfil diario	modulación semanal	Global 54.6 MWh/año

perfil diario, modulación semanal, media = 150 kWh/día

	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	
	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	
Working days	3.60	3.60	3.60	3.60	3.60	3.60	3.60	6.70	8.80	10.60	11.00	12.30	kW
	12.30	11.10	10.20	10.70	6.30	4.75	12.30	3.60	3.60	3.60	3.60	3.60	kW
Week-end	3.60	3.60	3.60	3.60	3.60	3.60	3.60	3.60	3.60	3.00	3.60	3.60	kW
	3.60	3.60	3.60	3.60	3.60	3.60	3.60	3.60	3.60	3.60	3.60	3.60	kW



## Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : CDA PTA SOL EXCEDENTE 1

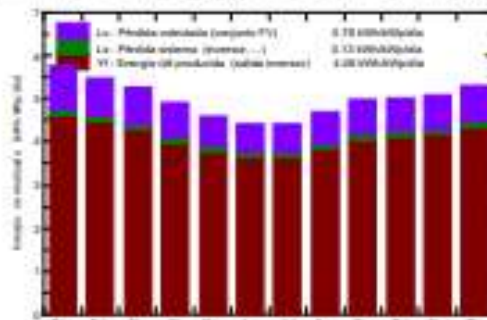
Variante de simulación : DEFINITIVO

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados		
Orientación Campos FV	Inclinación	15°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	JKM 340M-72	Phom	340 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	9	Phom total	3060 Wp
Inversor	Modelo	UNO-3.0-TL-OUTD	Phom	3000 W ac
Necesidades del usuario	perfil diario	modulación semanal	Global	54.6 MWh/año

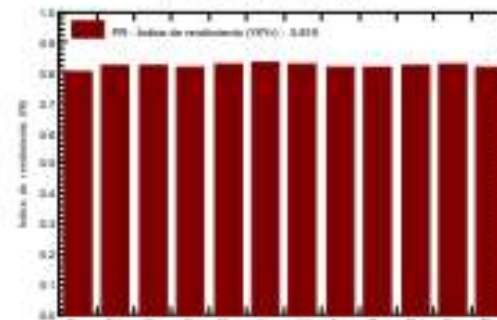
## Resultados principales de la simulación

Producción del sistema	Energía producida	4555 kWh/año	Produc. específica	1489 kWh/kWp/año
	Índice de rendimiento (PR)	81.90 %	Fracción solar (SF)	8.34 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 3060 Wp



Índice de rendimiento (PR)



## DEFINITIVO

## Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EfrGrid
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Enero	161.2	69.66	20.51	178.5	169.7	451.7	4670	438.0	0.000	4232
Febrero	144.2	70.49	17.43	153.1	145.1	395.3	4189	383.5	0.000	3806
Marzo	160.9	88.81	17.99	162.3	153.6	419.1	4670	406.5	0.000	4263
Abril	152.5	91.05	19.85	146.6	138.5	377.4	4425	366.0	0.000	4069
Mayo	153.0	88.32	18.63	141.7	133.6	369.7	4670	358.5	0.000	4311
Junio	145.0	81.04	18.48	132.0	124.3	344.9	4510	334.5	0.000	4175
Julio	149.4	86.81	18.45	136.7	128.6	356.5	4595	345.8	0.000	4250
Agosto	154.2	83.23	19.96	145.7	137.6	374.5	4670	363.2	0.000	4307
Septiembre	150.4	84.52	19.32	148.9	140.7	383.9	4425	372.3	0.000	4063
Octubre	150.0	86.81	18.84	155.5	147.2	403.8	4670	391.9	0.000	4278
Noviembre	140.9	76.09	18.42	152.3	144.4	395.9	4510	384.3	0.000	4125
Diciembre	146.9	64.26	18.27	164.2	156.0	423.0	4595	410.2	0.000	4185
Año	1808.8	971.12	18.86	1817.4	1719.4	4695.7	54620	4554.9	0.000	50065

Leyendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados.
	DiffHor	Irradiación difusa horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del conjunto
	T_Amb	Temperatura Ambiente	E_User	Energía suministrada al usuario
	GlobInc	Global incidente plano receptor	E_Solar	Energía del sol
			E_Grid	Energía inyectada en la red
			EfrGrid	Energía de la red

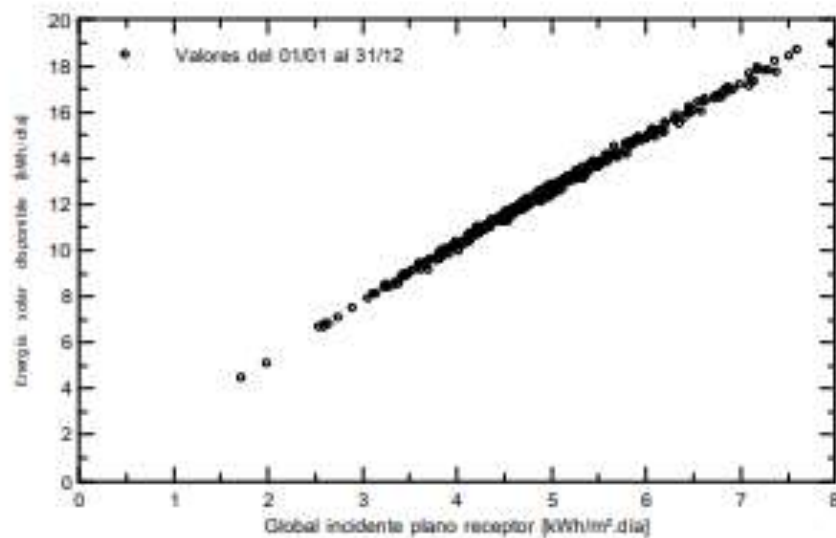
## Sistema Conectado a la Red: Gráficos especiales

Proyecto : CDA PTA SOL EXCEDENTE 1

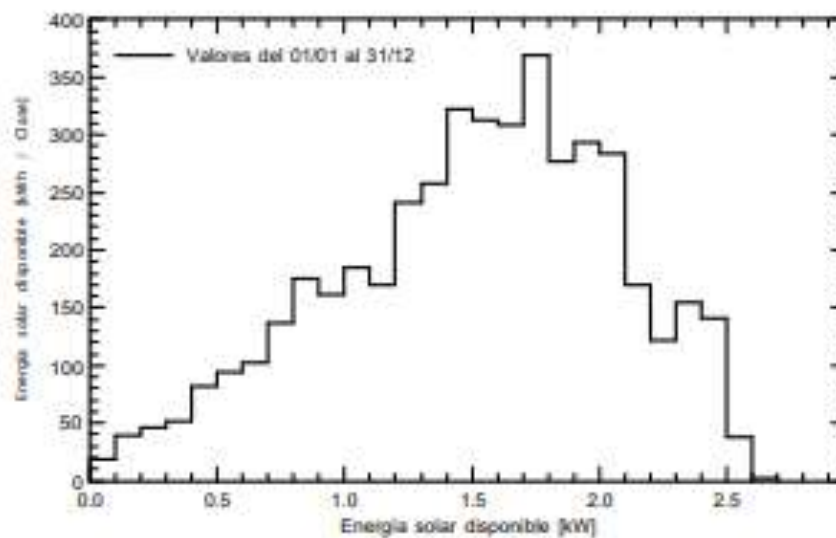
Variante de simulación : DEFINITIVO

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV	Inclinación	15°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	JKM 340M-72	Pnom 340 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	9	Pnom total 3060 Wp
Inversor	Modelo	UNO-3.0-TL-OUTD	Pnom 3000 W ac
Necesidades del usuario	perfil diario	modulación semanal	Global 54.6 MWh/año

## Diagrama entrada/salida diaria



## Distribución de la potencia de salida del sistema



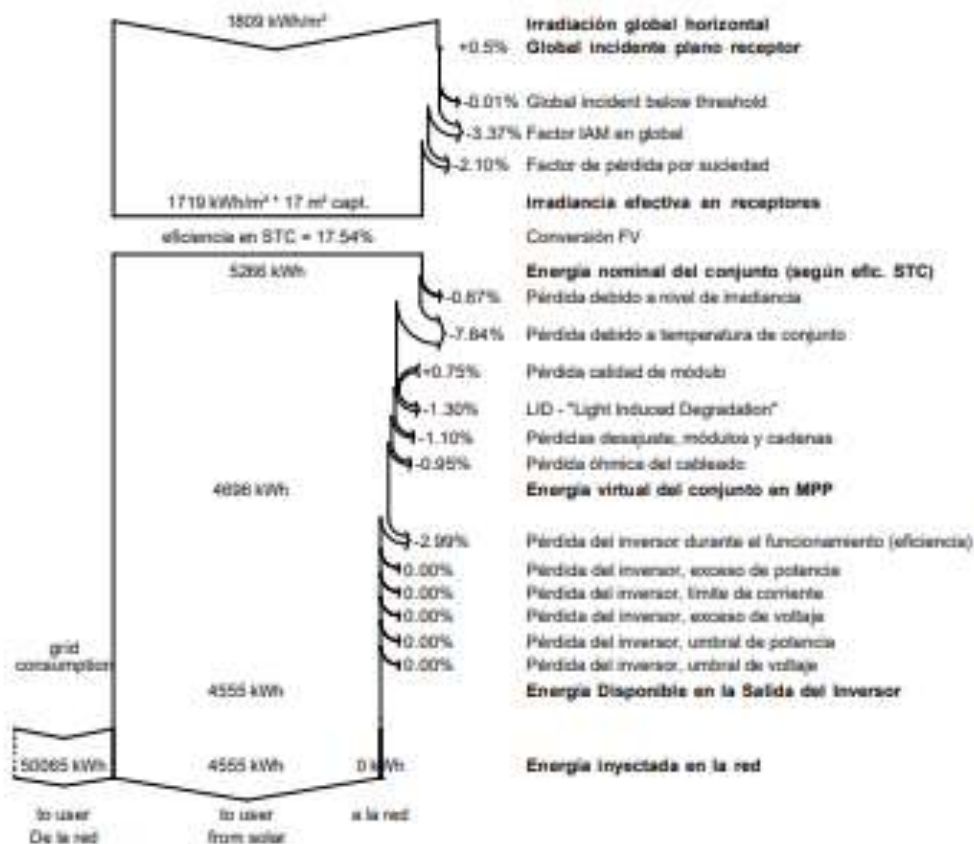
### Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : **CDA PTA SOL EXCEDENTE 1**

Variante de simulación : **DEFINITIVO**

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV	inclinación	15°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	JKM 340M-72	Pnom 340 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	9	Pnom total <b>3060 Wp</b>
Inversor	Modelo	UND-3.0-TL-OUTD	Pnom 3000 W ac
Necesidades del usuario	perfil diario	modulación semanal	Global 54.6 MWh/año

Diagrama de pérdida durante todo el año





**ANEXO Z.** Porcentaje de pérdidas de energía y suciedad conforme avanza el tiempo de vida útil de los paneles.

AÑO	Pérdidas [%]	AÑO	Pérdidas [%]	AÑO	Pérdidas [%]	AÑO	Pérdidas [%]	AÑO	Pérdidas [%]
<b>Año 1</b>	0,2%	<b>Año 6</b>	2,5%	<b>Año 11</b>	5,7%	<b>Año 16</b>	8,4%	<b>Año 21</b>	11,2%
<b>Año 2</b>	0,6%	<b>Año 7</b>	3,1%	<b>Año 12</b>	6,2%	<b>Año 17</b>	8,9%	<b>Año 22</b>	11,3%
<b>Año 3</b>	1,0%	<b>Año 8</b>	3,8%	<b>Año 13</b>	6,8%	<b>Año 18</b>	9,4%	<b>Año 23</b>	12,7%
<b>Año 4</b>	1,5%	<b>Año 9</b>	4,4%	<b>Año 14</b>	7,4%	<b>Año 19</b>	10,0%	<b>Año 24</b>	13,5%
<b>Año 5</b>	2,0%	<b>Año 10</b>	5,0%	<b>Año 15</b>	7,9%	<b>Año 20</b>	10,5%	<b>Año 25</b>	14,3%

**Tabla 68.** Tabla de porcentaje de pérdidas de energía y suciedad conforme avanza el tiempo de vida útil de los paneles.

**ANEXO AA.** Artículos para implementación de los diferentes escenarios propuestos.

**Tabla 69.** Artículos para implementación del sistema CDA PUERTA DEL SOL sin excedentes

IMPLEMENTO	MARCA	PRECIO
Panel solar[x10]	Yinko Solar	\$ 4.500.000
Inversor	Fronius	\$ 3.625.000
Cableado (cirtuito paneles)	Centelsa	\$ 17.655
Cableado (malla puesta a tierra)	-	\$ 25.900
Soporte	-	\$2.000.000
Caja de paso		\$ 60.000
Techo para inversores(evitar daños por interperie)	Homecenter	\$ 92.200
Instalación	-	\$ 2.500.000

Fuente: propia.

**Tabla 70.** Artículos para implementación del sistema CDA LA 27 sin excedentes.

IMPLEMENTO	MARCA	PRECIO
Panel solar [x8]	Yinko Solar	\$ 2.800.000
Inversor	Fronius	\$ 2.533.000
Cableado (cirtuito paneles)	Centelsa	\$ 44.360
Cableado (malla puesta a tierra)	Homecenter	\$ 33.750

Soporte	Homecenter	\$ 1.600.000
Caja de paso		\$60.000
Techo para inversores(evitar daños por interperie)	Homecenter	\$95.000
Instalación	-	\$2.800.000

Fuente: propia.

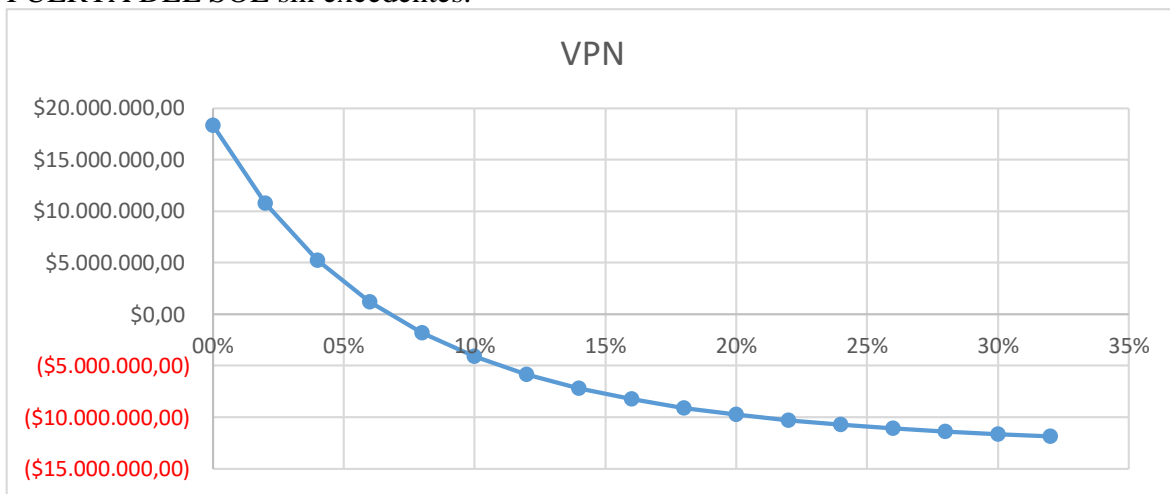
**Tabla 71.** Artículos para implementación del sistema CDA DE LA 27 excedente tipo I.

IMPLEMENTO	MARCA	PRECIO
Panel solar[x40]	Yiko Solar	\$ 18.000.000
Inversor	Fronius	\$ 5.850.000
Medidor bidireccional	Iskra	\$790.000
Cableado (cirtuito paneles)	Centelsa	\$ 181.200
Cableado (malla puesta a tierra)	Homecenter	\$ 39.075
Soporte	Homecenter	\$ 8.000.000
Caja de paso		\$60.000
Techo para inversores(evitar daños por interperie)	Homecenter	\$90.000
Instalación	-	\$2.800.000

Fuente: propia.

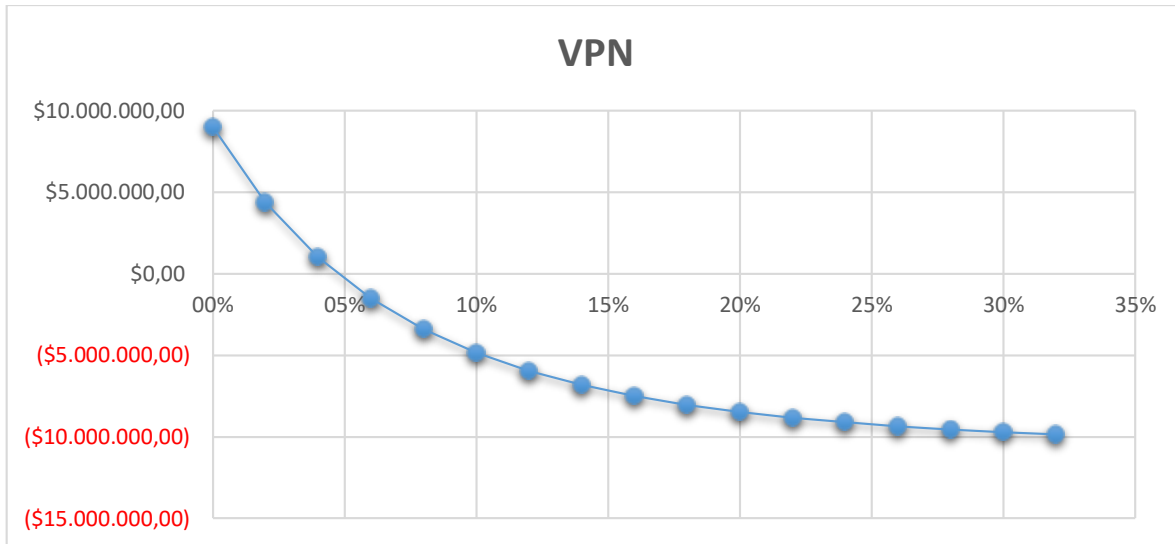
**ANEXO BB.** Gráfica VPN vs TIR de los diferentes tipos de escenarios con financiamiento propio

**Gráfica 23.** Gráfica VPN vs TIR con financiamiento propio, sistema CDA DE LA PUERTA DEL SOL sin excedentes.



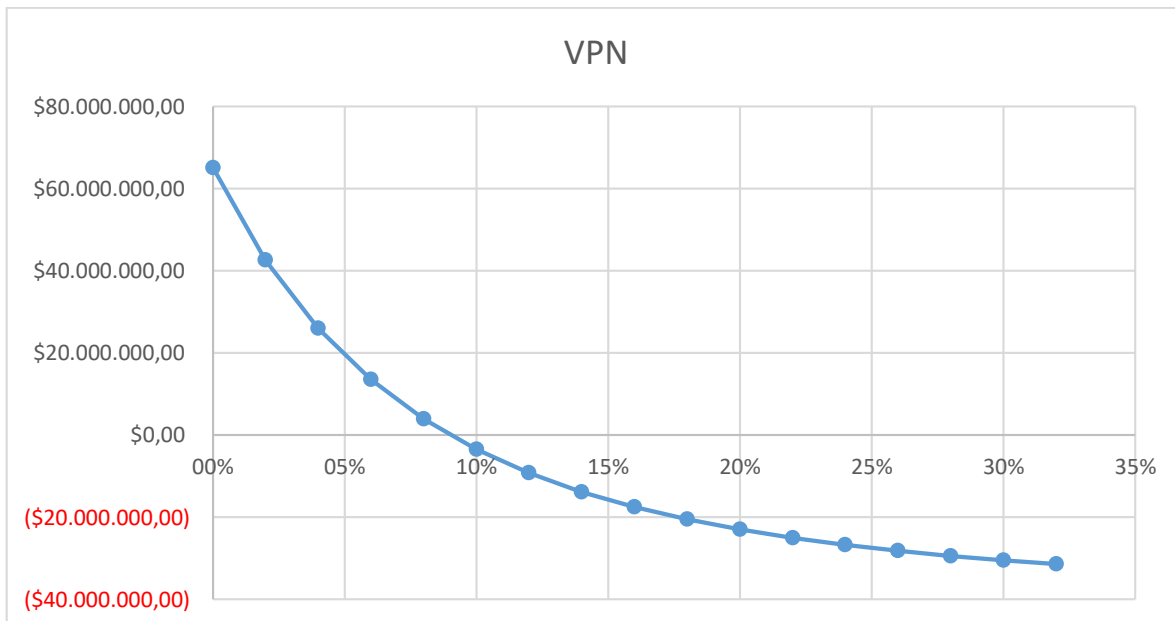
Fuente: propia.

**Gráfica 24.** Gráfica VPN vs TIR con financiamiento propio, sistema CDA DE LA 27 sin excedentes.



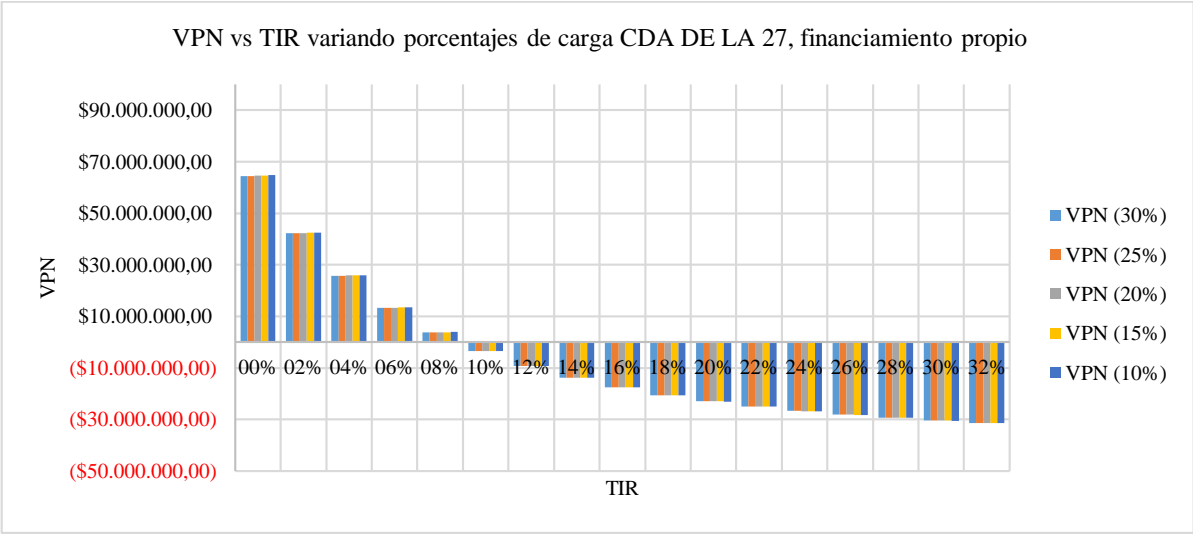
Fuente: propia.

**Gráfica 25.** Gráfica VPN vs TIR con financiamiento propio, sistema CDA DE LA 27 con excedentes tipo I.



Fuente: propia.

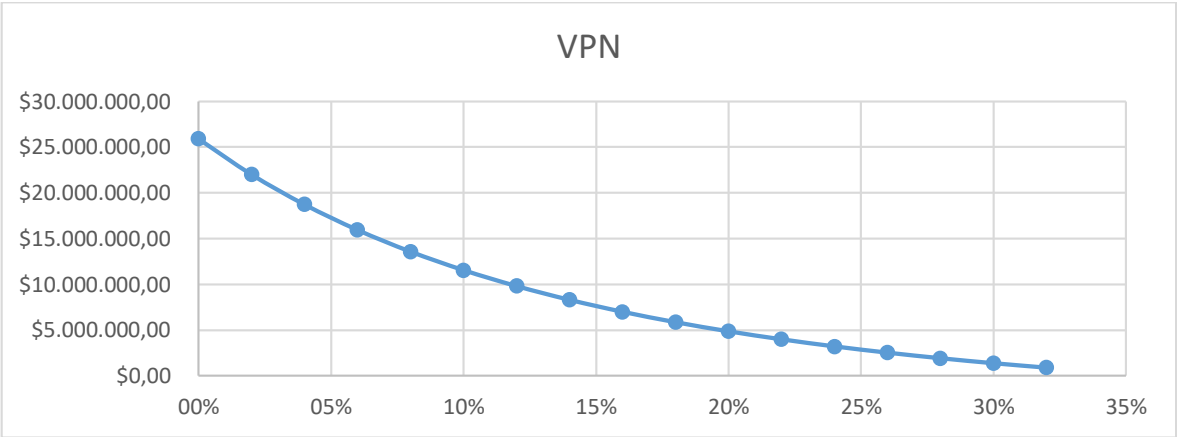
**Gráfica 26.** VPN vs TIR variando porcentajes de carga CDA DE LA 27, financiamiento propio



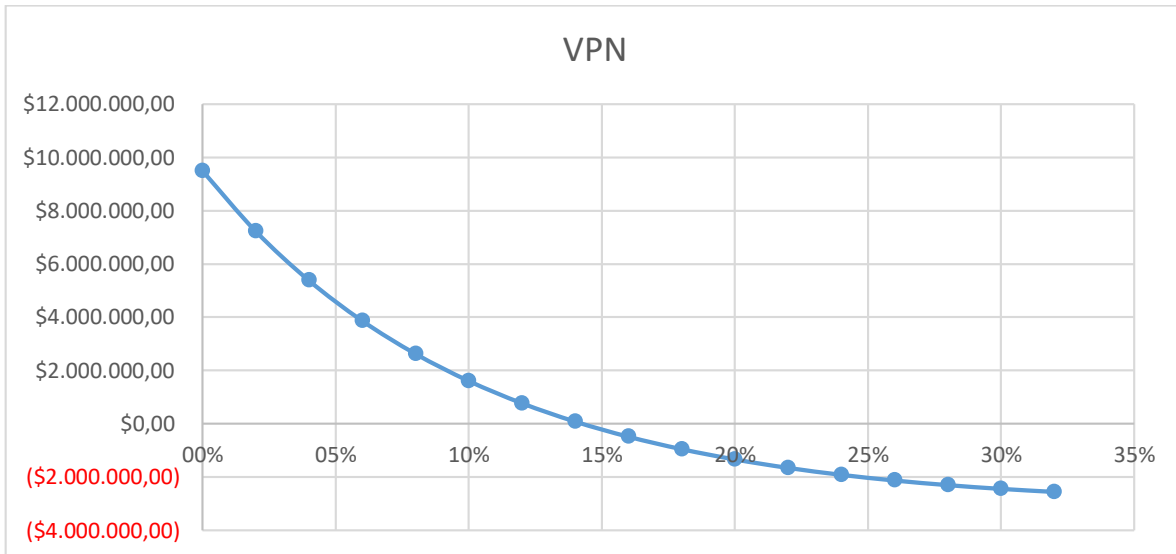
Fuente: propia.

**ANEXO CC.** Gráfica VPN vs TIR de los diferentes tipos de escenarios con financiamiento FENOGE.

**Gráfica 27.** Gráfica VPN vs TIR con financiamiento FENOGE, sistema CDA DE LA PUERTA DEL SOL sin excedentes

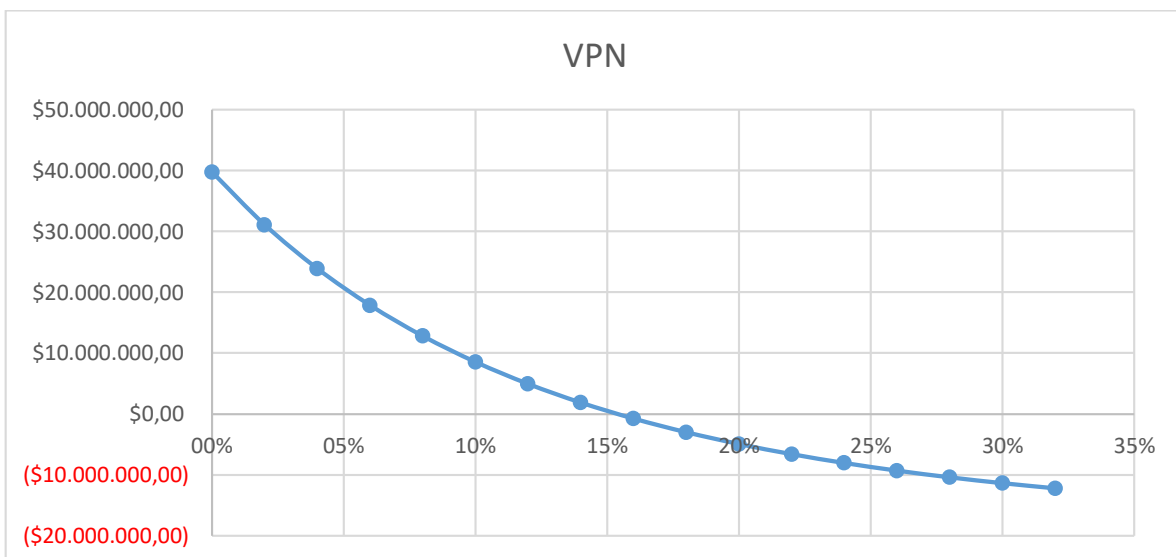


**Gráfica 28.** Gráfica VPN vs TIR con financiamiento con FENOGE, sistema CDA DE LA 27 sin excedentes.



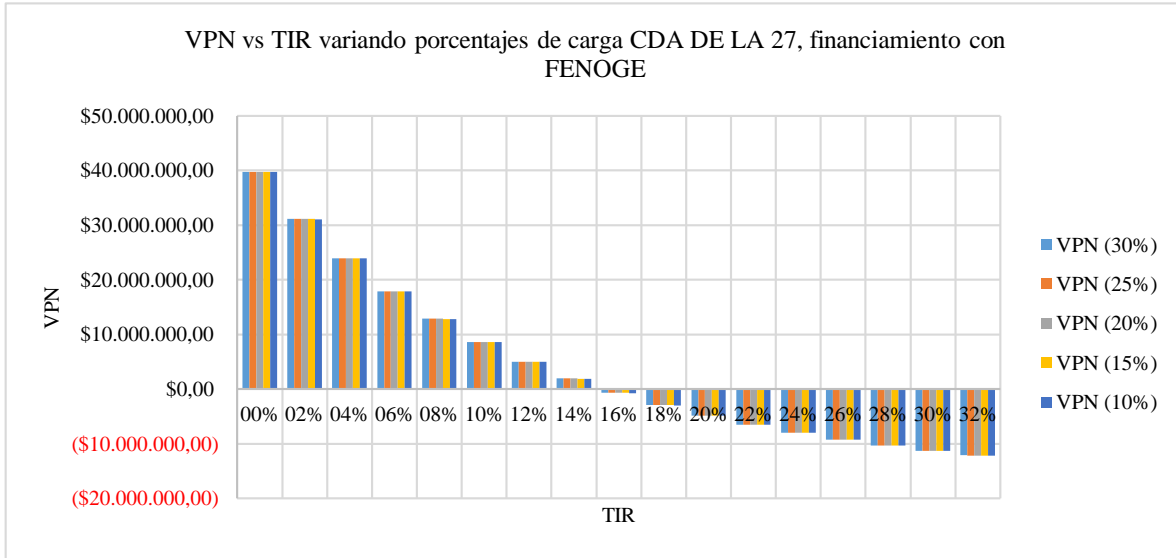
Fuente: propia.

**Gráfica 29.** Gráfica VPN vs TIR con financiamiento con FENOGE, sistema CDA DE LA 27 con excedentes tipo I.



Fuente: propia.

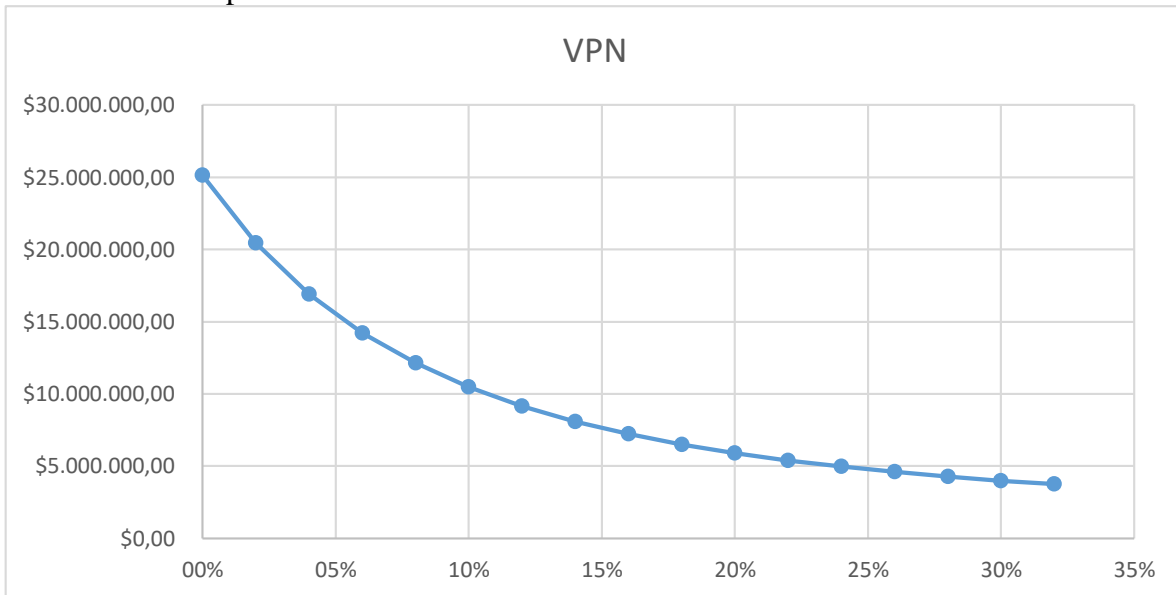
**Gráfica 30.** VPN vs TIR variando porcentajes de carga CDA DE LA 27, financiamiento con FENOGE



Fuente: propia.

**ANEXO DD.** Gráfica VPN vs TIR con financiamiento con ESCO, sistema CDA DE LA 27 con excedentes tipo I.

**Gráfica 31.** Gráfica VPN vs TIR con financiamiento con ESCO, sistema CDA DE LA 27 con excedentes tipo I.



Fuente: propia.

**ANEXO EE.** Ahorros y generación de los 3 escenarios planteados en los 25 años de la vida útil del módulo.

**- CDA PUERTA DEL SOL AUTOGENERACIÓN**

<b>AÑO</b>	<b>AHORRO [\$]</b>	<b>AÑO</b>	<b>AHORRO [\$]</b>	<b>AÑO</b>	<b>AHORRO [\$]</b>	<b>AÑO</b>	<b>AHORRO [\$]</b>	<b>AÑO</b>	<b>AHORRO [\$]</b>
<b>Año 1</b>	\$2.157.274	<b>Año 6</b>	\$2.418.080	<b>Año 11</b>	\$2.710.417	<b>Año 16</b>	\$3.038.095	<b>Año 21</b>	\$3.405.390
<b>Año 2</b>	\$2.207.081	<b>Año 7</b>	\$2.473.909	<b>Año 12</b>	\$2.772.995	<b>Año 17</b>	\$3.108.240	<b>Año 22</b>	\$3.484.014
<b>Año 3</b>	\$2.258.039	<b>Año 8</b>	\$2.531.027	<b>Año 13</b>	\$2.837.019	<b>Año 18</b>	\$3.180.003	<b>Año 23</b>	\$3.564.453
<b>Año 4</b>	\$2.310.173	<b>Año 9</b>	\$2.589.464	<b>Año 14</b>	\$2.902.520	<b>Año 19</b>	\$3.253.424	<b>Año 24</b>	\$3.646.750
<b>Año 5</b>	\$2.363.511	<b>Año 10</b>	\$2.649.250	<b>Año 15</b>	\$2.969.534	<b>Año 20</b>	\$3.328.540	<b>Año 25</b>	\$3.730.947

<b>Autoconsumo</b>	<b>73,22%</b>
<b>Costo kWh</b>	<b>\$459,38</b>
<b>% Variación aumento precio kWh</b>	<b>2,36 %</b>

		<b>Autoconsumo</b>	<b>Costo</b>	<b>Costo de la energía con descuento al uso a la red</b>	<b>Energía generador por paneles [kWh] con pérdidas</b>	<b>Ahorro [\$]</b>	<b>Consumo promedio mensual [kWh]</b>	<b>Generación sin pérdidas[kWh]</b>	
<b>2019</b>	Año 1	Enero	330,7313967	\$ 446,78	\$ 446,78	452	\$ 201.810	3000	452
	Febrero	289,4357342	\$ 441,97	\$ 441,97	395	\$ 174.710	2880	395	
	Marzo	306,861918	\$ 440,99	\$ 440,99	419	\$ 184.818	3330	419	
	Abril	276,3294867	\$ 459,37	\$ 459,37	377	\$ 173.366	3000	377	
	Mayo	270,6916037	\$ 442,30	\$ 442,30	370	\$ 163.518	3330	370	
	Junio	252,5332272	\$ 443,52	\$ 443,52	345	\$ 152.970	3060	345	
	Julio	261,0266614	\$ 462,40	\$ 462,40	357	\$ 164.845	3090	357	
	Agosto	274,1329089	\$ 469,32	\$ 469,32	374	\$ 175.713	3150	374	
	Septiembre	281,0887386	\$ 472,31	\$ 472,31	384	\$ 181.319	3090	384	
	Octubre	295,6593713	\$ 475,49	\$ 475,49	404	\$ 192.002	3330	404	
	Noviembre	289,8750497	\$ 482,46	\$ 482,46	396	\$ 191.005	3060	396	
	Diciembre	309,7174692	\$ 475,63	\$ 475,63	423	\$ 201.191	3510	423	



		<b>Autoconsumo</b>	<b>Costo</b>	<b>Costo de la energía con descuento al uso a la red</b>	<b>Energía generador por paneles [kWh] con pérdidas</b>	<b>Ahorro [\$]</b>	<b>Consumo promedio mensual [kWh]</b>	
<b>2043</b>	Año 25	Enero	326,785357	\$ 782,02	\$ 782,02	446,3106533	\$ 349.025.88	3000
		Febrero	285,9824034	\$ 773,61	\$ 773,61	390,583576	\$ 302.157.53	2880
		Marzo	303,200671	\$ 771,89	\$ 771,89	414,0996121	\$ 319.639.33	3330
		Abril	273,0325298	\$ 804,06	\$ 804,06	372,8971454	\$ 299.832.25	3000
		Mayo	267,4619138	\$ 774,18	\$ 774,18	365,289016	\$ 282.800.52	3330
		Junio	249,5201896	\$ 776,32	\$ 776,32	340,7849111	\$ 264.557.59	3060
		Julio	257,9122864	\$ 809,37	\$ 809,37	352,2465085	\$ 285.096.03	3090
		Agosto	270,86216	\$ 821,48	\$ 821,48	369,9329391	\$ 303.891.62	3150
		Septiembre	277,7349979	\$ 826,71	\$ 826,71	379,3195922	\$ 313.587.74	3090
		Octubre	292,1317847	\$ 832,28	\$ 832,28	398,9821603	\$ 332.063.79	3330
		Noviembre	286,4164774	\$ 844,48	\$ 844,48	391,1764172	\$ 330.339.59	3060
		Diciembre	306,0221519	\$ 832,52	\$ 832,52	417,9530803	\$ 347.955.27	3510

- CDA LA 27 AUTOGENERACIÓN

<b>AÑO</b>	<b>AHORRO [\$]</b>	<b>AÑO</b>	<b>AHORRO [\$]</b>	<b>AÑO</b>	<b>AHORRO [\$]</b>	<b>AÑO</b>	<b>AHORRO [\$]</b>	<b>AÑO</b>	<b>AHORRO [\$]</b>
<b>Año 1</b>	\$1.558.280	<b>Año 6</b>	\$ 1.746.670	<b>Año 11</b>	\$ 1.957.836	<b>Año 16</b>	\$ 2.194.531	<b>Año 21</b>	\$ 2.459.841
<b>Año 2</b>	\$ 1.594.258	<b>Año 7</b>	\$ 1.786.998	<b>Año 12</b>	\$ 2.003.039	<b>Año 17</b>	\$ 2.245.199	<b>Año 22</b>	\$ 2.516.635
<b>Año 3</b>	\$ 1.631.067	<b>Año 8</b>	\$ 1.828.256	<b>Año 13</b>	\$ 2.049.286	<b>Año 18</b>	\$ 2.297.036	<b>Año 23</b>	\$ 2.574.739
<b>Año 4</b>	\$ 1.668.725	<b>Año 9</b>	\$ 1.870.468	<b>Año 14</b>	\$ 2.096.600	<b>Año 19</b>	\$ 2.350.071	<b>Año 24</b>	\$ 2.634.185
<b>Año 5</b>	\$ 1.707.253	<b>Año 10</b>	\$ 1.913.653	<b>Año 15</b>	\$ 2.145.007	<b>Año 20</b>	\$ 2.404.330	<b>Año 25</b>	\$2.695.003

<b>Autoconsumo</b>	<b>73,22%</b>
<b>Costo kWh</b>	<b>\$459,38</b>
<b>% Variación aumento precio kWh</b>	<b>2,36 %</b>

		<b>Autoconsumo</b>	<b>Costo</b>	<b>Costo de la energía con descuento al uso a la red</b>	<b>Energía generador por paneles [kWh] con pérdidas</b>	<b>Ahorro [\$]</b>	<b>Consumo promedio mensual [kWh]</b>	<b>Generación sin pérdidas[kWh]</b>	
<b>2019</b>	Año 1	Enero	234,1723385	\$ 446,78	\$ 446,78	319,8234167	\$ 142.890.71	3000	322
		Febrero	215,1007959	\$ 441,97	\$ 441,97	293,77625	\$ 129.840.29	2880	296
		Marzo	219,8322854	\$ 440,99	\$ 440,99	300,2383333	\$ 132.402.10	3330	302
		Abril	189,4051678	\$ 459,37	\$ 459,37	258,6821667	\$ 118.830.83	3000	260
		Mayo	188,8228306	\$ 442,30	\$ 442,30	257,8868333	\$ 114.063.35	3330	259
		Junio	188,7500385	\$ 443,52	\$ 443,52	257,7874167	\$ 114.333.88	3060	259
		Julio	200,1056135	\$ 462,40	\$ 462,40	273,2964167	\$ 126.372.26	3090	275
		Agosto	211,5339806	\$ 469,32	\$ 469,32	288,9048333	\$ 135.588.82	3150	291

Septiembre	211,0972277	\$ 472,31	\$ 472,31	288,308333 3	\$ 136.170.9 1	3090	290
Octubre	210,1509298	\$ 475,49	\$ 475,49	287,015916 7	\$ 136.473.2 0	3330	289
Noviembre	201,6342486	\$ 482,46	\$ 482,46	275,384166 7	\$ 132.861.8 5	3060	277
Diciembre	213,1354079	\$ 475,63	\$ 475,63	291,092	\$ 138.452.0 9	3510	293

		<b>Autoconsumo</b>	<b>Costo</b>	<b>Costo de la energía con descuento al uso a la red</b>	<b>Energía generador por paneles [kWh] con pérdidas</b>	<b>Ahorro [\$]</b>	<b>Consumo promedio mensual [kWh]</b>	
<b>2043</b>	Año 25	Enero	231,3783692	\$ 782,02	\$ 782,02	316,0075228	\$ 247.125.64	3000
		Febrero	212,534374	\$ 773,61	\$ 773,61	290,2711314	\$ 224.555.29	2880
		Marzo	217,209411	\$ 771,89	\$ 771,89	296,656114	\$ 228.985.88	3330
		Abril	187,1453269	\$ 804,06	\$ 804,06	255,5957645	\$ 205.514.72	3000
		Mayo	186,5699378	\$ 774,18	\$ 774,18	254,8099205	\$ 197.269.49	3330
		Junio	186,4980141	\$ 776,32	\$ 776,32	254,7116899	\$ 197.737.36	3060
		Julio	197,7181029	\$ 809,37	\$ 809,37	270,0356482	\$ 218.557.43	3090
		Agosto	209,0101153	\$ 821,48	\$ 821,48	285,4578369	\$ 234.497.21	3150
		Septiembre	208,5785735	\$ 826,71	\$ 826,71	284,8684539	\$ 235.503.93	3090
		Octubre	207,6435661	\$ 832,28	\$ 832,28	283,5914573	\$ 236.026.73	3330
		Noviembre	199,2284995	\$ 844,48	\$ 844,48	272,0984887	\$ 229.780.99	3060
		Diciembre	210,5924355	\$ 832,52	\$ 832,52	287,6189079	\$ 239.449.16	3510

- CDA LA 27 CON EXCEDENTES TIPO I

AÑO	AHORRO [\$]	AÑO	AHORRO [\$]	AÑO	AHORRO [\$]	AÑO	AHORRO [\$]	AÑO	AHORRO [\$]
Año 1	\$8.792.180	Año 6	\$9.070.256	Año 11	\$9.383.910	Año 16	\$9.737.439	Año 21	\$10.135.659
Año 2	\$8.845.140	Año 7	\$9.130.010	Año 12	\$9.451.280	Año 17	\$9.813.344	Año 22	\$10.221.129
Año 3	\$8.899.396	Año 8	\$9.191.219	Año 13	\$9.520.279	Año 18	\$9.891.075	Año 23	\$10.308.648
Año 4	\$8.954.981	Año 9	\$9.253.915	Año 14	\$9.590.947	Año 19	\$9.970.676	Año 24	\$10.398.261
Año 5	\$9.011.924	Año 10	\$9.318.134	Año 15	\$9.663.320	Año 20	\$10.052.189	Año 25	\$10.490.018

<b>Autoconsumo</b>	73,22%
<b>Intercambio a la red</b>	26,78%
<b>Costo de comercialización (inyección red)</b>	\$54,27
<b>Costo kWh</b>	\$459,38
<b>% Variación aumento precio kWh</b>	2,36 %
<b>% pérdida sombra mensual</b>	7,2%

		<b>Autoconsumo</b>	<b>Intercambio a la red</b>	<b>Costo</b>	<b>Costo de la energía con descuento al uso a la red</b>	<b>Energía generador por paneles [kWh] con pérdidas</b>	<b>Ahorro [\$]</b>	<b>Consumo promedio mensual [kWh]</b>	<b>Generación sin pérdidas[kWh]</b>	
<b>2019</b>	Año 1	Enero	1363,896156	498,859844	\$ 446,78	\$ 54,27	1862,756	\$ 822.351.52	3326	1874
		Febrero	1253,270641	458,3973593	\$ 441,97	\$ 54,27	1711,668	\$ 753.445.76	3368	1722
		Marzo	1280,927019	468,5129805	\$ 440,99	\$ 54,27	1749,44	\$ 769.613.18	3951	1760
		Abril	1103,343955	403,5600446	\$ 459,37	\$ 54,27	1506,904	\$ 670.334.24	4000	1516
		Mayo	1100,432758	402,4952423	\$ 442,30	\$ 54,27	1502,928	\$ 661.694.95	4051	1512
		Junio	1099,704958	402,2290418	\$ 443,52	\$ 54,27	1501,934	\$ 661.748.04	3395	1511
		Julio	1165,934708	426,4532925	\$ 462,40	\$ 54,27	1592,388	\$ 709.653.27	3654	1602
		Agosto	1232,892256	450,9437437	\$ 469,32	\$ 54,27	1683,836	\$ 753.527.92	3609	1694

Septiembre	1229,981058	449,878941 5	\$ 472,31	\$ 54,27	1679,86	\$ 753.093.7 7	3976	1690
Octubre	1224,886462	448,015537 6	\$ 475,49	\$ 54,27	1672,902	\$ 751.399.1 4	4049	1683
Noviembre	1174,668301	429,647699 2	\$ 482,46	\$ 54,27	1604,316	\$ 723.587.7 6	3720	1614
Diciembre	1241,62585	454,138150 4	\$ 475,63	\$ 54,27	1695,764	\$ 761.731.3 9	3949	1706

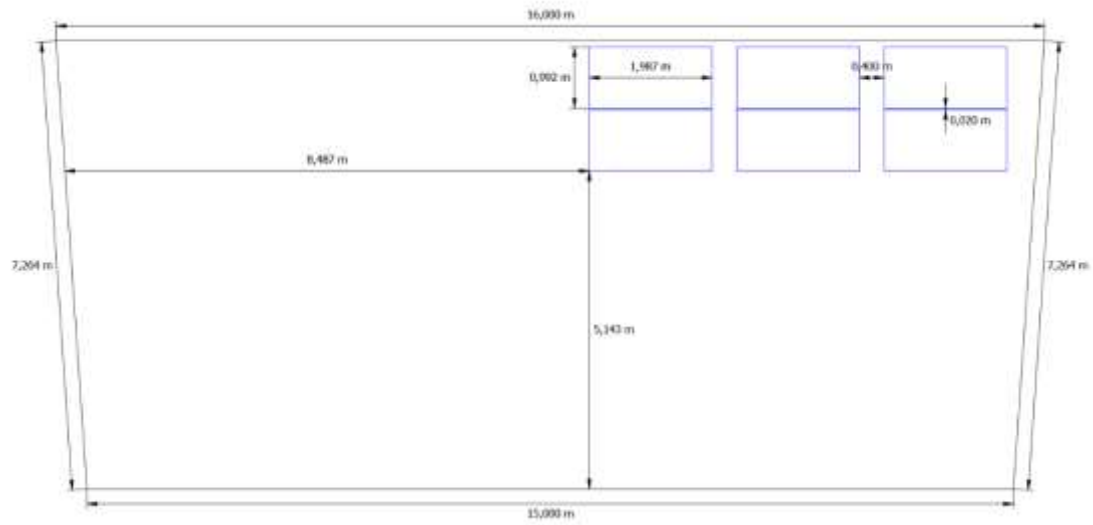


		<b>Autoconsumo</b>	<b>Intercambio a la red</b>	<b>Costo</b>	<b>Costo de la energía con descuento al uso a la red</b>	<b>Energía generador por paneles [kWh] con pérdidas</b>	<b>Ahorro [\$]</b>	<b>Consumo promedio mensual [kWh]</b>	
<b>2043</b>	Año 1	Enero	1347,623167	492,9078213	\$ 782,02	\$ 54,27	1840,530988	\$ 977.784.49	3326
		Febrero	1238,317552	452,9281048	\$ 773,61	\$ 54,27	1691,245657	\$ 894.663.16	3368
		Marzo	1265,643956	462,9230339	\$ 771,89	\$ 54,27	1728,56699	\$ 913.611.94	3951
		Abril	1090,17968	398,7450678	\$ 804,06	\$ 54,27	1488,924748	\$ 799.780.36	4000
		Mayo	1087,303217	397,69297	\$ 774,18	\$ 54,27	1484,996187	\$ 785.787.61	4051
		Junio	1086,584101	397,4299456	\$ 776,32	\$ 54,27	1484,014046	\$ 786.116.60	3395
		Julio	1152,023646	421,3651706	\$ 809,37	\$ 54,27	1573,388817	\$ 847.385.23	3654
		Agosto	1218,182308	445,5634201	\$ 821,48	\$ 54,27	1663,745728	\$ 901.445.92	3609
		Septiembre	1215,305844	444,5113223	\$ 826,71	\$ 54,27	1659,817166	\$ 901.643.74	3976
		Octubre	1210,272033	442,6701512	\$ 832,28	\$ 54,27	1652,942184	\$ 900.373.09	4049
		Noviembre	1160,653037	424,521464	\$ 844,48	\$ 54,27	1585,174501	\$ 868.638.55	3720
		Diciembre	1226,811698	448,7197135	\$ 832,52	\$ 54,27	1675,531412	\$ 912.787.61	3949

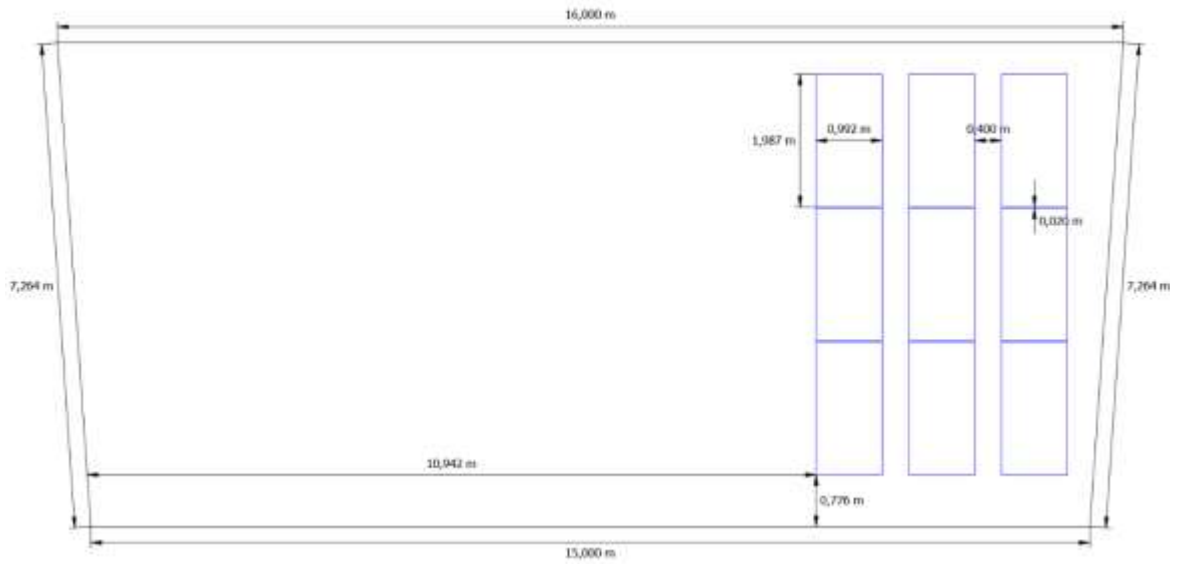
## ANEXO FF. Planos de instalación

A continuación, se muestran los planos designados para cada escenario de la 27.

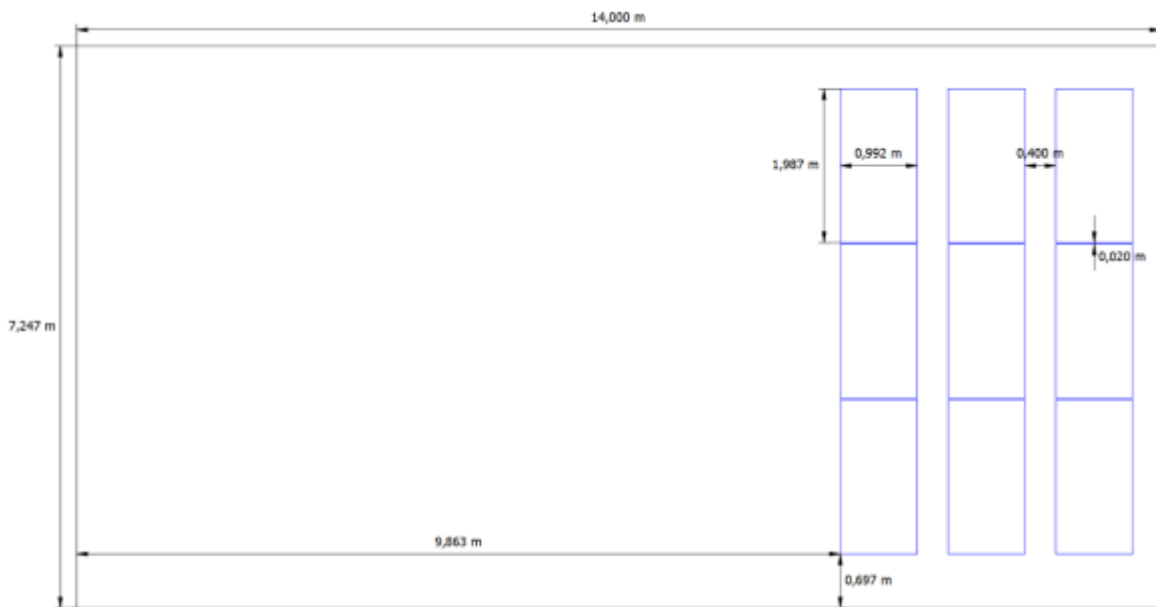
**Figura 47.** Sistema para autogeneración.



**Figura 48.** Sistema excedentes tipo I.



a) Tejado izquierdo.



b) Tejado derecho.