

Aplicación y validación de la metodología en casos de estudio representativos

Apéndice C

Metodología de diseño eléctrico de sistemas fotovoltaicos AGPE hasta 500 kVA

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas
Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones
Bucaramanga
2026

Tabla de Contenido

	Pág.
1. Proyecto CASA 29 RINCÓN DEL LAGO	10
1.1 Caracterización del proyecto.....	11
1.1.1 Identificación del tipo de usuario.....	11
1.1.2 Información de la ubicación.....	11
1.1.3 Información del transformador	12
1.1.4 Identificación del NIU del usuario y consulta en el operador de red.....	12
1.1.5 Recopilación del consumo energético del usuario.....	13
1.1.5.1 Evaluación de necesidad de estudio de conexión	14
1.1.6 Información del sistema eléctrico existente y evaluación del sitio.....	15
1.1.6.1 Sin visita al sitio.....	15
1.2 Análisis del consumo energético	17
1.2.1 Sin el analizador de redes	17
1.3 Evaluación del recurso solar y condiciones del sitio	18
1.3.1 Obtención de datos solares.....	18
1.3.2 Cálculo de energía del sistema fotovoltaico	19
1.3.3 Evaluación de sombras en el sitio de instalación.....	20
1.4 Definición de la potencia objetivo del sistema fotovoltaico	21
1.4.1 Potencia requerida.....	22
1.5 Selección de componentes del sistema fotovoltaico	22
1.5.1 Selección de módulos fotovoltaicos.....	22
1.5.1.1 Validación del área disponible.....	23

1.5.1.2	Cálculo potencia real instalada en DC	23
1.5.2	Selección del inversor del sistema fotovoltaico.....	24
1.5.2.1	Cálculo de la cantidad de módulos por entrada (MPPT)	25
1.5.3	Cálculo de tensión.....	25
1.5.4	Validaciones.....	25
1.5.5	Cálculo de la corriente	26
1.5.6	Medición bidireccional	26
1.6	Dimensionamiento de conductores y protecciones en corriente continua (DC)	27
1.6.1	Determinación de la corriente de diseño.....	27
1.6.2	Selección del conductor en corriente continua	27
1.6.2.1	Verificación de la caída de tensión	27
1.6.3	Selección de la protección en corriente continua.....	28
1.7	Dimensionamiento eléctrico en corriente alterna (AC)	29
1.7.1	Determinación de la corriente de salida del inversor.....	29
1.7.2	Corriente de diseño	29
1.7.3	Selección de conductores en AC.....	29
1.7.3.1	Verificación de la caída de tensión	30
1.7.4	Selección del dispositivo de protección.....	30
1.8	Evaluación de pérdidas y producción energética.....	31
1.8.1	Pérdidas y rendimiento del sistema.....	31
1.8.2	Estimación de la energía generada.....	32
1.8.3	Cálculo de autoconsumo y excedentes	33
1.8.4	Cálculo del porcentaje de cobertura solar mensual.....	34

METODOLOGÍA DE AGPE HASTA 500 kVA	4
1.9 Verificación normativa	35
1.9.1 Validación de cumplimiento RETIE.....	35
1.9.2 Verificación cumplimiento NTC 2050	37
1.9.3 Verificación cumplimiento CREG.....	38
1.9.4 Verificación de requisitos del operador de red (ESSA).....	39
1.10 Documentación del diseño del sistema fotovoltaico.....	40
1.11 Comparación y validación caso de estudio: Casa 29	42
2. Proyecto INDUNILO.....	43
2.1 Caracterización del proyecto.....	44
2.1.1 Identificación del tipo de usuario.....	44
2.1.2 Información de la ubicación.....	44
2.1.1 Información del transformador	45
2.1.2 Identificación del NIU del usuario y consulta en el operador de red.....	46
2.1.1 Recopilación del consumo energético del usuario.....	47
2.1.1.1 Evaluación de necesidad de estudio de conexión	49
2.1.2 Información del sistema eléctrico existente y evaluación del sitio.....	49
2.1.2.1 Sin visita al sitio.....	50
2.2 Análisis del consumo energético	51
2.3 Evaluación del recurso solar y condiciones del sitio	52
2.3.1 Cálculo energía sistema fotovoltaico	53
2.3.2 Evaluación de sombras en el sitio de instalación.....	54
2.4 Definición de la potencia objetivo del sistema fotovoltaico	56
2.4.1 Potencia requerida.....	56

METODOLOGÍA DE AGPE HASTA 500 kVA	5
2.5 Selección de componentes del sistema fotovoltaico	56
2.5.1 Selección de módulos fotovoltaicos.....	56
2.5.1.1 Validación del área disponible.....	58
2.5.1.2 Cálculo potencia real instalada en DC	59
2.5.2 Selección del inversor del sistema fotovoltaico	59
2.5.3 Configuración y validación del sistema fotovoltaico.....	60
2.5.4 Medición bidireccional	63
2.6 Dimensionamiento de conductores y protecciones en corriente continua (DC)	64
2.6.1 Determinación de la corriente de diseño.....	64
2.6.2 Selección del conductor, verificación de tensión y protecciones en DC	64
2.7 Dimensionamiento eléctrico en corriente alterna (AC)	67
2.7.1 Determinación de la corriente de salida del inversor.....	67
2.7.2 Corriente de diseño	67
2.7.3 Selección de conductores en AC.....	67
2.7.3.1 Verificación de la caída de tensión	68
2.7.4 Selección del dispositivo de protección.....	69
2.8 Evaluación de pérdidas y producción energética.....	70
2.8.1 Pérdidas y rendimiento del sistema.....	70
2.8.2 Estimación de la energía generada.....	71
2.8.1 Cálculo de autoconsumo y excedentes	73
2.8.1 Cálculo del porcentaje de cobertura solar mensual.....	74
2.1 Verificación normativa	75
2.1.1 Validación de cumplimiento RETIE.....	75

METODOLOGÍA DE AGPE HASTA 500 kVA	6
2.1.2 Verificación cumplimiento NTC 2050	77
2.1.3 Verificación cumplimiento CREG.....	77
2.1.4 Verificación de requisitos del operador de red (ESSA).....	78
2.2 Documentación del diseño del sistema fotovoltaico.....	80
2.3 Comparación y validación caso de estudio: Indunilo	82

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1 <i>Recurso Solar e Irradiación Promedio Mensual en el sitio del proyecto Casa 29</i>	19
Tabla 2 <i>Resultados de energía fotovoltaica mensual calculados a partir de la metodología aplicada.....</i>	20
Tabla 3 <i>Comparación Datos Reales con la Metodología</i>	42
Tabla 4 <i>Recurso Solar e Irradiación Promedio Mensual en el Sitio del Proyecto Indunilo</i>	53
Tabla 5 <i>Resultados de Energía Fotovoltaica Mensual Calculados a Partir de la Metodología</i>	53
Tabla 6 <i>Configuración componentes del sistema fotovoltaico con validaciones</i>	62
Tabla 7 <i>Comparación Datos Reales con la Metodología</i>	83
Tabla 8 <i>Distribución de arreglos del proyecto</i>	84

Lista de Gráficos

	Pág.
Gráfico 1 <i>Curva de demanda promedio para el usuario Casa 29</i>	18
Gráfico 2 <i>Energía Mensual [kWh]</i>	32
Gráfico 3 <i>Comparación Energía</i>	33
Gráfico 4 <i>Cobertura del Consumo</i>	34
Gráfico 5 <i>Curva de demanda Promedio para el proyecto de Indunilo</i>	52
Gráfico 6 <i>Energía Mensual [kWh]</i>	72
Gráfico 7 <i>Comparación Energía</i>	72
Gráfico 8 <i>Cobertura del Consumo</i>	74

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1 <i>Ubicación del Proyecto Fotovoltaico Casa 29</i>	11
Figura 2 <i>Especificaciones Técnicas y Disponibilidad del Transformador N° 135178</i>	12
Figura 3 <i>Reporte de Información del Punto de Conexión y Disponibilidad de Autogeneración.</i>	13
Figura 4 <i>Histórico de Consumo Mensual de Energía Eléctrica y Consumo Diario.</i>	14
Figura 5 <i>Diagrama de trayectoria solar (Sunpath) del sitio de instalación</i>	21
Figura 6 <i>Análisis Comparativo Mensual</i>	35
Figura 7 <i>Ubicación del Proyecto Fotovoltaico Indunilo</i>	45
Figura 8 <i>Especificaciones Técnicas y Disponibilidad del Transformador N°7792380</i>	46
Figura 9 <i>Reporte de Información del Punto de Conexión y Disponibilidad de Autogeneración.</i>	47
Figura 10 <i>Histórico de Consumo Mensual de Energía Eléctrica y Consumo Diario.</i>	48
Figura 11 <i>Diagrama de trayectoria solar (Sunpath) del sitio de Indunilo</i>	55
Figura 12 <i>Carta solar de la trayectoria del sol en Bucaramanga (Lat: 7.0815, Lon: -73.1453)</i>	55
Figura 13 <i>Análisis Comparativo Mensual</i>	75

1. Proyecto CASA 29 RINCÓN DEL LAGO

La validación de la metodología que proponemos para diseñar sistemas fotovoltaicos se lleva a cabo aplicándola a un caso de estudio de un proyecto que ya se había desarrollado anteriormente. Este enfoque nos permite evaluar cómo la metodología organiza el proceso de diseño de manera coherente y cómo se aplica en situaciones reales.

En el proyecto que se ha elegido, se proporciona información sobre las condiciones de consumo del usuario, las características del sistema y los criterios de diseño que se han adoptado. Esta información sirve como punto de partida para aplicar la metodología, lo que nos permite reconstruir el proceso de dimensionamiento y diseño.

A diferencia de simplemente revisar el proyecto original, este análisis implica aplicar completamente la metodología que se ha desarrollado, utilizando una herramienta de cálculo en una hoja de cálculo que integra los modelos de dimensionamiento eléctrico y energético del sistema fotovoltaico. Esto nos permite obtener resultados comparables y verificar la consistencia de los criterios de diseño.

Así, el caso de estudio no solo valida la metodología desde un punto de vista técnico, sino que también nos ayuda a identificar posibles diferencias con respecto al diseño original, evaluando cómo las decisiones tomadas y la estructura del proceso de cálculo influyen en los resultados. Por lo tanto, esta etapa es fundamental para demostrar la viabilidad de la metodología que se propone.

Este análisis también muestra claramente cómo se puede seguir el proceso de diseño, desde la definición de los datos de entrada hasta la obtención de resultados técnicos y energéticos. Esto refuerza la metodología como una herramienta útil para el desarrollo de proyectos de autogeneración a pequeña escala.

1.1 Caracterización del proyecto

El proyecto Casa 29 tuvo como objetivo el diseño e implementación de un sistema de autogeneración de energía solar a pequeña escala (AGPE). La idea principal fue transformar el perfil de consumo del usuario a través de una solución técnica que aprovecha el espacio para generar energía fotovoltaica y disminuir la dependencia de la red pública de la ESSA; se utilizan los siguientes datos de entrada:

1.1.1 Identificación del tipo de usuario

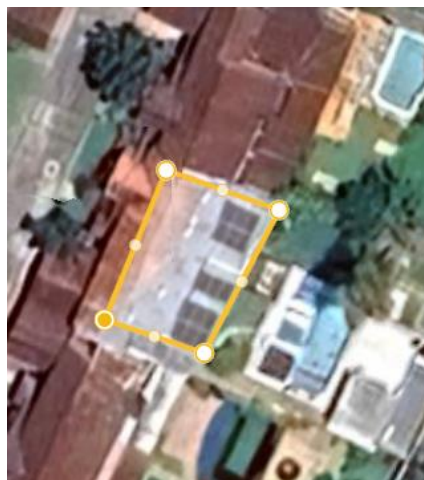
En esta fase inicial, se establece la categoría del cliente según los perfiles que gestiona la empresa ENEF. Para este caso, el usuario es de tipo residencial cuyo estrato es 6.

1.1.2 Información de la ubicación

Para la caracterización de la ubicación del proyecto, se toman como datos de entrada la localización geográfica. Para el proyecto ubicado en la ciudad de Bucaramanga en la dirección Calle 74 # 55 – 165, CASA 29 URBANIZACIÓN RINCÓN DEL LAGO. La ubicación se sitúa en la latitud 7.102715 y longitud -73.094601.

Figura 1

Ubicación del Proyecto Fotovoltaico Casa 29



Nota. Tomada de Google Earth, utilizada como referencia para la caracterización de la ubicación del sistema.

1.1.3 Información del transformador

Se identifican las características del transformador asociado al punto de conexión del usuario, incluyendo su capacidad nominal, niveles de tensión y configuración.

El transformador de distribución identificado como número 135178 tiene una capacidad nominal de 150 kVA y está diseñado para operar con una relación de transformación de 13200/225 V.

Figura 2

Especificaciones Técnicas y Disponibilidad del Transformador N.º 135178

Nº transformador	135178
Relación de Transformación	13200/225
Tensión de Conexión (V)	225
Capacidad Nominal Transformador (kVA)	150

Nota. Parámetros nominales del transformador N.º 135178

Esta información se obtiene a partir de la factura de energía. Estos parámetros definen las condiciones de conexión del sistema fotovoltaico y sirven como base para el dimensionamiento del sistema en corriente alterna.

1.1.4 Identificación del NIU del usuario y consulta en el operador de red

Para el desarrollo de este estudio, se procedió a identificar y consultar el Número de Identificación de Usuario (NIU) 520853 con la Electrificadora de Santander (ESSA - Grupo EPM).

Los datos de disponibilidad que se han obtenido revelan que el nodo tiene una capacidad disponible de autogeneración de 40.25 kW. Asimismo, se ha observado que el transformador ya cuenta con una capacidad instalada de autogeneración de 34.75 kW, lo que significa que está ocupado en un 23.2%. Esta información es lo que actualmente ocupa el proyecto y con lo cual fue diseñado en años pasados por ENEF para su realización.

Figura 3

Reporte de Información del Punto de Conexión y Disponibilidad de Autogeneración.

ESSA Grupo-epm siempre adelante		
Información Punto de Conexión Longitud: -73.0946030493981 Latitud: 7.10222666458956 Código Transformador: 0100612 Código Apoyo Transformador: 1120034 Relación de Transformación: 13200/225 Tensión de Conexión (V): 225 Capacidad Nominal Transformador (kVA): 150	Información Subestación Nombre Subestación: CONUCO Código Subestación: 10 Circuito: 10512 Longitud: -73.109245 Latitud: 7.105401 Consumo Mínimo 12h (%): 19.842 Consumo Mínimo 24h (%): 19.842	Datos Ingresados Potencia declarada de entrega a la red (kW): 0
Datos Referencia Capacidad Instalada de Autogeneración (kW): 34.75 Energía FV Sin Almacenamiento (kWh): 34.75 Energía Diferente a FV Sin Almacenamiento (kWh): 0	Datos Disponibilidad Capacidad Disponible de Autogeneración (kW): 40.25 Energía Disponible FV Sin Almacenamiento (kWh): 9.921 Energía Disponible Diferente a FV Sin Almacenamiento (kWh): 0	Rangos Disponibilidad <div> <div style="display: inline-block; width: 10px; height: 10px; background-color: green; margin-right: 5px;"></div> 23.2% Ocupación de Autogeneración del Transformador </div> <div> <div style="display: inline-block; width: 10px; height: 10px; background-color: red; margin-right: 5px;"></div> 87.6% Ocupación Energía Fotovoltaica Sin Almacenamiento </div> <div> <div style="display: inline-block; width: 10px; height: 10px; background-color: green; margin-right: 5px;"></div> 0% Ocupación Energía diferente a Fotovoltaica Sin Almacenamiento </div>

Nota. Datos obtenidos del sistema de consulta de disponibilidad de red de la ESSA.

1.1.5 Recopilación del consumo energético del usuario

La evaluación de la capacidad instalada del sistema de autogeneración fotovoltaica se basa en un análisis del comportamiento energético histórico del usuario. Para lograr esto, se llevó a cabo la recopilación de los datos de consumo, considerando el consumo por medio de una factura de algunos meses y un consumo estimado, ya que se van a instalar nuevas cargas (dos aires

acondicionados de 9000 btu) al consumo que se ve reflejado en la factura. Teniendo en cuenta esto, así queda el consumo:

Figura 4

Histórico de Consumo Mensual de Energía Eléctrica y Consumo Diario.

Mes	Consumo mes kWh/mes	Consumo día kWh/día
Enero	511	16,48
Febrero	753	26,89
Marzo	733	23,65
Abril	750	25,00
Mayo	783	26,10
Junio	728	24,27
Julio	755	24,35
Agosto	747	24,10
Septiembre	753	25,10
Octubre	780	25,16
Noviembre	728	24,27
Diciembre	708	22,84

Nota. Elaboración propia a partir de los datos de consumo energético obtenidos de la factura y un consumo estimado.

1.1.5.1 Evaluación de necesidad de estudio de conexión

De acuerdo con la normativa actual sobre la autogeneración a pequeña escala (AGPE), se llevó a cabo una evaluación para determinar si era necesario realizar un estudio de conexión simplificado o detallado para el proyecto.

Dado que el nodo de conexión muestra un semáforo de disponibilidad en verde y tiene un margen disponible para nuevos proyectos, se concluye que la integración del sistema fotovoltaico es viable bajo el procedimiento simplificado, siempre que la potencia instalada del inversor no exceda la capacidad disponible reportada. Además, el hecho de que la ocupación actual de

autogeneración sea baja disminuye considerablemente el riesgo de congestión técnica en el transformador, lo que facilita los trámites de aprobación ante la Electrificadora de Santander.

1.1.6 Información del sistema eléctrico existente y evaluación del sitio

El sistema eléctrico está vinculado a la red de baja tensión de la Electrificadora de Santander (ESSA) y opera con un suministro de 225 V. La estabilidad del servicio en el área está garantizada por el Circuito 10512, que se origina en la Subestación CONUCO, asegurando así una robustez técnica adecuada para la integración de sistemas de autogeneración. Para obtener información importante, se hace sin visita al sitio, teniendo en cuenta los siguientes datos.

1.1.6.1 Sin visita al sitio

En escenarios donde no es factible realizar la visita técnica presencial, la empresa ENEF implementa un protocolo de recopilación de información. Esto se hace por medio del plano eléctrico de detalle del inmueble ubicado en el Conjunto Residencial Rincón del Lago; se describen los componentes existentes que sirven como base para la integración del sistema fotovoltaico:

Identificación del nodo: El servicio está vinculado al NIU 520853, conectado al circuito 10510 y al transformador 100612.

Parámetros de red: La instalación corresponde al Nivel de Tensión 1. Se requiere que el punto de conexión cuente con un medidor bidireccional trifásico (clase 1 para medida activa y clase 2 para reactiva), cumpliendo con la resolución CREG 038 de 2014.

Acometida eléctrica y medición punto de conexión: La vivienda cuenta con una acometida principal de tipo subterránea, compuesta por conductores de cobre 3 No. 4 AWG (fases) + 1 No. 4 AWG (neutro), instalados en tubería de PVC de 1 ½”.

Equipo de medida: Se dispone de un medidor trifásico electrónico clase 1, configurado para un sistema de 4 hilos (3 fases + neutro) a una tensión de 208/120 V. La capacidad de corriente del medidor es de 10-100 A, lo cual facilita la transición a un medidor bidireccional sin requerir cambios estructurales en la caja de inspección tipo vehicular o en la caja MT tipo ESSA.

Tablero General de Distribución (TG): La vivienda cuenta con un tablero general de distribución desde donde se derivan los circuitos de potencia y alumbrado.

Capacidad de circuitos: Se identifica un tablero secundario (TCM) de 12 circuitos, lo que indica una infraestructura eléctrica robusta y segmentada. El sistema fotovoltaico se acoplará mediante un breaker de protección en este punto, aprovechando la configuración trifásica existente.

Sistema de puesta a tierra: El plano especifica conductores de tierra en cobre (No. 6 AWG para la acometida principal), asegurando una ruta de baja impedancia para la disipación de fallas, componente crítico para la seguridad del sistema solar.

Evaluación del área para el sistema fotovoltaico: El sitio cuenta con un área disponible de 130 m² del sote en loza y 84 m² en el techo para colocar los módulos fotovoltaicos.

1.2 Análisis del consumo energético

Esta fase tiene como objetivo determinar la demanda real del usuario para establecer el porcentaje de cobertura fotovoltaica y asegurar que el sistema no supere los límites de inyección permitidos por el operador de red. En este caso se va a hacer el análisis sin el analizador de redes.

1.2.1 Sin el analizador de redes

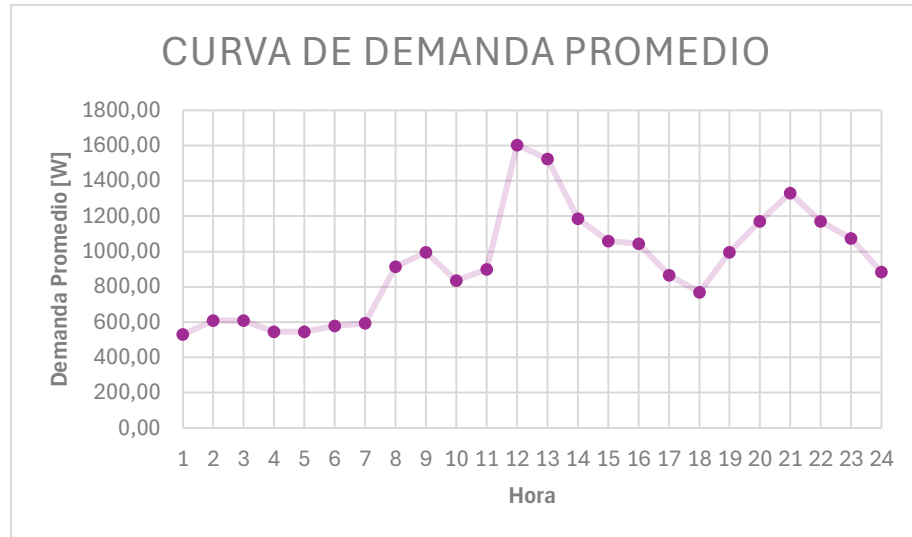
A partir del histórico de facturación de la ESSA para el NIU 520853, se consolidaron los registros de los últimos 12 meses. El usuario presenta un comportamiento energético estable, caracterizado por los siguientes valores:

- Consumo promedio mensual: 727,42 kWh.
- Consumo promedio diario: 24,02 kWh/día.
- Mes de mayor demanda: Enero, con un registro de 511 kWh.
- La sumatoria de potencias individuales (ΣP_i): 13,92
- La potencia base expresada en kW: 1,605

Con los datos obtenidos para cada intervalo de tiempo, se elabora la curva de demanda del usuario, que muestra cómo varía la potencia consumida a lo largo del día. Esta curva es clave para dimensionar el sistema fotovoltaico, ya que ayuda a identificar los momentos de mayor consumo y a evaluar el nivel de cobertura que el sistema puede ofrecer.

Gráfico 1

Curva de demanda promedio para el usuario Casa 29



Nota. La curva muestra la demanda promedio de potencia en kW a lo largo de las 24 horas del día.

1.3 Evaluación del recurso solar y condiciones del sitio

Esta fase técnica permite evaluar cuánta energía solar se puede generar en un lugar determinado, analizando aspectos geográficos y climáticos. Así, nos aseguramos de que los equipos estén configurados de manera óptima para esa ubicación específica.

1.3.1 Obtención de datos solares

La obtención de datos se basa en la ubicación geográfica exacta del predio en la Cl. 74 55-165 Casa 29, Lagos del Cacique, municipio de Bucaramanga. Las coordenadas empleadas para la consulta de bases de datos meteorológicas son Latitud 7.102226 y Longitud -73.094603 y se utiliza la herramienta de NASA Power para obtener los parámetros usando promedios de varios años para asegurar que los datos sean representativos; los resultados se muestran en la Tabla 1:

Tabla 1*Recurso Solar e Irradiación Promedio Mensual en el sitio del proyecto Casa 29*

PARAMETER	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
ALLSKY_SFC_SW_DNI_MAX	8,84	8,15	7,08	6,54	6,88	6,78	7,04	7,08	6,99	6,51	6,89	8,35
ALLSKY_SFC_SW_DNI_MIN	0,24	0,13	0,04	0,03	0,01	0,01	0,00	0,07	0,01	0,04	0,01	0,01
ALLSKY_SFC_SW_DWN	5,36	5,54	5,08	4,80	4,92	5,12	5,29	5,34	5,23	4,82	4,56	4,89
T2M_MAX	32,00	33,71	33,89	32,79	32,16	31,49	31,31	31,84	32,14	31,19	29,93	31,56
T2M_MIN	10,05	10,94	11,71	12,99	13,18	11,99	12,33	12,91	12,39	13,08	11,92	9,66
T2M_RANGE	11,25	11,94	10,69	8,82	8,54	9,72	10,58	10,63	10,03	8,17	7,73	9,58
WS10M	2,67	2,95	2,83	2,73	2,53	2,16	2,14	2,34	2,60	2,65	2,56	2,38
SG_DEC	27,50	17,50	5,50	-3,50	-10,50	-13,00	-12,50	-7,00	-2,00	11,00	20,00	28,50

Nota. NASA Prediction of Worldwide Energy Resources. (2026). Datos de irradiación solar

para las coordenadas 7.102226, -73.094603 (Bucaramanga, Santander). Consultado para el

diseño del proyecto Casa 29.

1.3.2 Cálculo de energía del sistema fotovoltaico

Siguiendo el proceso de la metodología y teniendo en cuenta los datos de consumo por estrato, así como la curva de demanda promedio diaria, se lograron obtener los resultados mensuales de energía fotovoltaica para cada mes del año. Los resultados se muestran en la Tabla 2:

Tabla 2

Resultados de energía fotovoltaica mensual calculados a partir de la metodología aplicada.

Energía Fotovoltaica	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
Días	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
δ (°)	27,5	17,5	5,5	-3,5	-10	-13	-12	-7	-2	11	20	28,5
$\cos\theta_s$	0,73	0,84	0,93	0,98	0,99	0,99	0,99	0,99	0,97	0,89	0,81	0,72
$\cos\theta_{zs}$	0,88	0,95	0,99	0,99	0,98	0,97	0,97	0,99	0,99	0,98	0,93	0,87
G0 (kWh/m2/día)	5,36	5,54	5,08	4,80	4,92	5,12	5,29	5,34	5,23	4,82	4,56	4,89
H (β , α)	4,45	4,89	4,77	4,70	4,99	5,25	5,41	5,33	5,09	4,41	3,97	4,03
Ep (kWh/mes)	561, 773	557, 759	602, 360	574, 673	629, 507	640, 853	682, 890	672, 110	621, 873	556, 260	485, 042	508, 768

Nota. Los cálculos consideran los días por mes, declinación solar, ángulos cenitales, radiación extraterrestre e incidente, para obtener la energía generada Ep (kWh/mes).

Se puede notar que la energía generada varía a lo largo del año, alcanzando sus picos más altos entre julio y agosto (superiores a 772 kWh/mes) y los niveles más bajos en noviembre (557 kWh/mes). Esto refleja la estacionalidad solar y las condiciones de inclinación y orientación que se adoptaron en la metodología. Estos resultados son clave para dimensionar adecuadamente el sistema fotovoltaico y cubrir parte de la demanda establecida por la curva de consumo diario.

1.3.3 Evaluación de sombras en el sitio de instalación

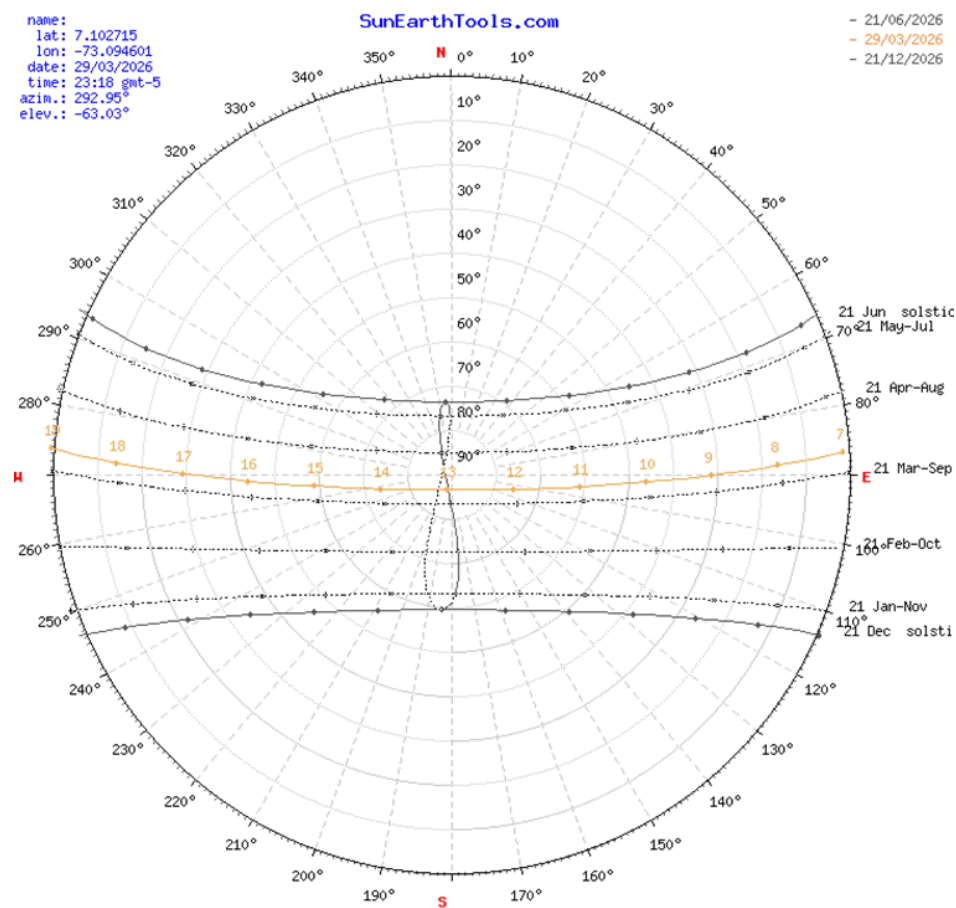
El propósito de esta fase es identificar y reducir cualquier posible obstáculo que pueda afectar la eficiencia de los módulos fotovoltaicos. Para ello, se utiliza un análisis que combina herramientas de modelado digital y el estudio de la trayectoria solar, específicamente para las coordenadas del proyecto (Lat: 7.102226, Long: -73.094603).

- Identificación de obstáculos: Se llevó a cabo un barrido perimetral en el área disponible de 130 m² en la azotea de la Casa 29. Por la información suministrada, no se tienen sombras permanentes de edificios cercanos ni de árboles grandes que pudieran interferir con la captación durante las Horas Solar Pico.

- Análisis de trayectoria solar: Considerando la ubicación en Bucaramanga, se analizó el azimut y la elevación solar a lo largo del año. Se concluyó que el área seleccionada ofrece una exposición directa constante, lo que ayuda a minimizar las pérdidas por sombras parciales durante los periodos de baja inclinación solar, como en los solsticios.

Figura 5

Diagrama de trayectoria solar (Sunpath) del sitio de instalación



Nota. Adaptado de Estudio de sombreado y trayectoria solar para el proyecto Casa 29

1.4 Definición de la potencia objetivo del sistema fotovoltaico

Esta fase establece la capacidad instalada óptima del sistema, equilibrando la necesidad energética del usuario con las restricciones técnicas impuestas por el Operador de Red (ESSA).

Se considera un porcentaje de cobertura del 93% para cubrir la demanda promedio mensual del usuario.

1.4.1 Potencia requerida

A partir de un consumo de 22.33 kWh/día, un valor de HSP = 4.77 h/día y un rendimiento del sistema de $\eta = 0.85$, se obtiene una potencia requerida de 5.52 kWp para la cobertura que escogimos de la demanda energética del usuario. Como resultado de esta fase, se obtiene la potencia instalada necesaria para el sistema fotovoltaico. Esto nos ayuda a determinar cuántos módulos se requieren y es el punto de partida para configurar el generador fotovoltaico. Se escoge un factor de sobredimensionamiento de 1.15 y se verifica que sí cumple con las restricciones que se mencionan en la metodología.

1.5 Selección de componentes del sistema fotovoltaico

Esta fase técnica define los elementos electromecánicos que conforman el sistema, asegurando que la potencia requerida se alcance mediante equipos de alta eficiencia y compatibilidad certificada.

1.5.1 Selección de módulos fotovoltaicos

Se ha elegido el módulo Jinko Solar de la serie JINKO – JKM345-72, modelo 345 W. Este panel, que se destaca por su alta eficiencia, utiliza tecnología tipo N, lo que le permite tener una menor degradación y un rendimiento superior en climas cálidos. Aquí están los parámetros principales que se extraen de la hoja de datos:

- Potencia nominal (P): 345 W
- Tensión de circuito abierto (Voc): 47.3 V
- Corriente de cortocircuito (Isc): 9.31 A
- Número de módulos: 16 unidades

- Voltaje en el punto de máxima potencia (V_{mpp}): 38.9 V
- Corriente en el punto de máxima potencia (I_{mpp}): 8.87 A

1.5.1.1 Validación del área disponible

Esta fase se encarga de asegurar que el espacio físico en la cubierta sea lo suficientemente amplio para acomodar la potencia instalada. Además, garantiza que haya los espacios necesarios para el mantenimiento y la circulación, cumpliendo con la normativa vigente.

- Las dimensiones del módulo: Cada panel Jinko Solar de 345 W tiene unas medidas aproximadas de 1.956 m x 0.992 m, lo que equivale a un área individual de 1.94 m².
- Requerimiento de espacio neto: Para instalar los 16 módulos seleccionados, se necesita un área neta de captación de 31.04 m².
- Capacidad de la cubierta: El terreno cuenta con un área útil de 130 m² en la zona de Lagos del Cacique.
- Factor de utilización: El sistema fotovoltaico ocupará alrededor del 23.87% del área disponible. Este 76% restante es crucial para:
- Evitar el sombreado entre filas de módulos.
- Permitir pasillos de mantenimiento que cumplan con los estándares de seguridad.

1.5.1.2 Cálculo potencia real instalada en DC

La potencia real instalada en corriente continua (DC) corresponde a la suma de la potencia nominal de todos los módulos fotovoltaicos que conforman el arreglo; para calcularla se utiliza la siguiente ecuación:

$$Potencia_{instalada} = 345 \text{ W} \times 16 = 5.52 \text{ kW} \quad (1)$$

Este valor de 5.52 kWp refleja la potencia que realmente está instalada en el lugar.

1.5.2 Selección del inversor del sistema fotovoltaico

La elección del sistema de inversión es fundamental para asegurar que la conversión de energía sea eficiente y que la inyección a la red se maneje adecuadamente. Para este proyecto se ha decidido utilizar una arquitectura de microinversores trifásicos, eligiendo el modelo APsystems QS1. A continuación, se presentan las especificaciones técnicas más relevantes que hemos extraído del datasheet y que han sido validadas en el diseño:

- Tipo de inversor: Microinversor trifásico
- Potencia nominal de salida (PotenciaAC): 1,200 VA
- Número de MPPT: 4 canales de seguimiento de punto de máxima potencia independientes
- Voltaje máximo de entrada ($V_{max, DC}$): 60 V
- Corriente máxima de entrada ($I_{maxMppt}$): 12 A por canal (4 x 12 A)
- Rango de voltaje de operación (MPPT): 22 V – 48 V
- Potencia máxima de salida (P_{maxAC}): 1,250 VA (pico máximo de operación)

Justificación técnica de la selección:

Optimización por módulo: Gracias a los 4 canales MPPT independientes, el QS1 permite que cada par de módulos funcione a su máxima capacidad, evitando que la sombra o la suciedad en un panel afecten a los demás.

Seguridad (baja tensión DC): A diferencia de los inversores de cadena (String), los microinversores mantienen el voltaje de corriente continua (DC) en niveles bajos, lo que reduce el riesgo de arco eléctrico en la cubierta.

Monitoreo detallado: El sistema permite visualizar la producción individual de cada módulo, lo que facilita las tareas de mantenimiento preventivo y correctivo para ENEF.

1.5.2.1 Cálculo de la cantidad de módulos por entrada (MPPT)

A diferencia de los sistemas que utilizan inversores de cadena, la arquitectura de microinversores ofrece una configuración más descentralizada. En el caso del modelo APsystems QS1, el cálculo se fundamenta en la capacidad de sus 4 rastreadores de punto de máxima potencia (MPPT) que funcionan de manera independiente.

Configuración por microinversor: El QS1 está diseñado para conectar hasta 4 módulos. En este diseño, cada microinversor gestiona los módulos de forma individual o en pares, dependiendo de la configuración de corriente, lo que garantiza que cada panel opere a su máxima eficiencia.

Distribución del arreglo: Con un total de 16 módulos Jinko Solar de 345 W, la distribución se realiza en 4 microinversores QS1:

- Microinversor 1: 4 módulos (1 por cada canal MPPT).
- Microinversor 2: 4 módulos (1 por cada canal MPPT).
- Microinversor 3: 4 módulos (1 por cada canal MPPT).
- Microinversor 4: 4 módulos (1 por cada canal MPPT).

1.5.3 Cálculo de tensión

Dado que el voltaje de circuito abierto (V_{oc}) de los paneles es de 47.3 V y el voltaje máximo de entrada del microinversor es de 60 V, la conexión es de 1 módulo por entrada. No se realizan conexiones en serie (string), lo que elimina el riesgo de exceder el límite de tensión del equipo.

1.5.4 Validaciones

De acuerdo con la metodología de diseño, se lleva a cabo la verificación de la compatibilidad entre el generador fotovoltaico y el sistema de inversión con las siguientes comprobaciones:

La primera verificación consiste en asegurar que el voltaje del string no supere el voltaje máximo permitido por el inversor.

$$47.3 \text{ V} < 60 \text{ V} \quad (2)$$

Se comprueba que sí cumple.

La segunda verificación asegura que el voltaje de operación del módulo permita al inversor encontrar el punto de máxima potencia.

$$22 \text{ V} < 38.9 \text{ V} < 48 \text{ V} \quad (3)$$

1.5.5 Cálculo de la corriente

La corriente de salida de un módulo individual se conecta de forma independiente a un canal MPPT del microinversor. Para validar esto, es importante comprobar que la corriente de cortocircuito del módulo (I_{sc}) no supere la corriente máxima de entrada que el microinversor puede manejar ($I_{max_{MPPT}}$).

$$9.31 \text{ A} < 12 \text{ A} \quad (4)$$

Se comprueba que si cumple.

1.5.6 Medición bidireccional

Para facilitar el intercambio de energía con la red de distribución local y poder reconocer los excedentes, el proyecto Casa 29 necesita instalar un sistema de medición bidireccional que cumpla con los estándares de comunicación y precisión requeridos por el Operador de Red (OR). Se opta por un medidor de energía electrónica que tiene la capacidad de registrar en cuatro cuadrantes, lo que permite contabilizar de manera independiente la energía activa importada (la que se consume de la red) y la energía activa exportada (los excedentes que se inyectan desde el sistema solar). Tipo de medidor: Trifásico, conexión directa. Clase de precisión: 0.5S (según lo que requiera la ESSA para AGPE). Puertos de comunicación: RS485 o acople óptico para lectura

remota. El equipo debe tener el certificado de conformidad del producto y un acta de calibración vigente.

1.6 Dimensionamiento de conductores y protecciones en corriente continua (DC)

El diseño del sistema de corriente continua tiene como objetivo asegurar la integridad de los equipos y reducir al mínimo las pérdidas por caída de tensión en el trayecto que va desde los módulos fotovoltaicos hasta los microinversores APsystems QS1.

1.6.1 Determinación de la corriente de diseño

Conforme a la normativa, al dimensionar la corriente, es necesario aplicar un factor de seguridad sobre la corriente de cortocircuito (I_{sc}) del módulo:

$$I_{diseño} = I_{mp} = 9.31A \quad (5)$$

1.6.2 Selección del conductor en corriente continua

El conductor debe ser capaz de conducir la corriente de diseño de forma segura. Se ha seleccionado un cable de cobre con aislamiento especializado para aplicaciones fotovoltaicas:

Calibre seleccionado: 12 AWG.

Capacidad amperimétrica: 25 A (a 30°C ambiente).

Verificación: 25 A > 9.31 A.

1.6.2.1 Verificación de la caída de tensión

La caída de tensión se calcula para asegurar que la regulación se mantenga dentro de los límites permitidos (máximo 3% según RETIE y NTC 2050), optimizando así el rendimiento del sistema.

Para hacer este cálculo se tiene en cuenta lo siguiente:

- Resistencia del conductor: 10.170
- Inductancia del conductor: 0.19

- Impedancia efectiva: 10.170 (considerando factor de potencia unitario)
- Distancia: 10 metros

$$\Delta V\% = 0.23\% \quad (6)$$

Esto garantiza que el microinversor APsystems QS1 reciba casi todo el voltaje generado por el módulo, operando eficientemente dentro de su rango MPPT (22 V – 48 V) y minimizando el calentamiento de los cables en la zona de la cubierta.

1.6.3 Selección de la protección en corriente continua

Es fundamental que la protección pueda soportar la corriente de diseño sin que se produzcan disparos en falso, asegurando así la protección del equipo ante cualquier falla.

Según la tabla de protecciones que tenemos para el proyecto, se elige la protección de 20 A (breaker termomagnético DC) que es un poco más alta que la corriente de diseño. Esto se hace para asegurarnos de que la protección no se active durante la operación normal en las horas pico.

Para el sistema de puesta a tierra se debe garantizar que se instale la configuración Tipo II, la cual se define como un sistema de puesta a tierra funcional y de protección, donde se garantiza una trayectoria de baja impedancia para las corrientes de falla y se integran dispositivos de protección contra sobretensiones (SPD) para salvaguardar los microinversores.

De acuerdo con los lineamientos establecidos en el RETIE y las prácticas de diseño en sistemas fotovoltaicos, se implementan dispositivos de protección contra sobretensiones en los lados de corriente continua y corriente alterna del sistema. En particular, se seleccionan DPS tipo II para ambos lados, adecuados a los niveles de tensión del sistema, con el fin de proteger los equipos frente a sobretensiones transitorias de origen atmosférico o por maniobras en la red.

1.7 Dimensionamiento eléctrico en corriente alterna (AC)

El diseño del circuito de corriente alterna abarca desde la salida de los microinversores hasta el punto de conexión en el tablero de distribución principal. Este dimensionamiento asegura que la potencia se evacúe de manera segura hacia la red interna y el medidor bidireccional.

1.7.1 Determinación de la corriente de salida del inversor

Considerando un sistema trifásico a 208 V (tensión comercial típica en Colombia) y la potencia nominal total de los equipos de inversión:

$$I_{AC} = \frac{4800}{\sqrt{3} \times 208 \times 1} = 13.32 \text{ A} \quad (7)$$

1.7.2 Corriente de diseño

Siguiendo las pautas de la NTC 2050, se aplica un factor del 125% en AC:

$$I_{diseño} = 1.25 \times 13.32 = 16.65 \text{ A} \quad (8)$$

1.7.3 Selección de conductores en AC

Basado en los cálculos térmicos y de conducción, se ha seleccionado el siguiente conductor:

- Material: Cobre (Cu)
- Calibre: 12 AWG
- Tipo de aislamiento: THHN/THWN
- Capacidad amperimétrica del conductor: 30 A > 16.65 A

El conductor de 12 AWG se ajusta a las exigencias de la NTC 2050 y el RETIE, brindando una infraestructura eléctrica que permite la evacuación de los 5.52 kW generados por el sistema solar.

1.7.3.1 Verificación de la caída de tensión

Controlar la tensión es un factor clave en los sistemas fotovoltaicos que emplean microinversores. Si se produce una caída excesiva, el voltaje en los terminales del equipo puede incrementarse, lo que puede ocasionar desconexiones debido a sobretensiones en la red.

Utilizando los datos técnicos del conductor 12 AWG:

- Resistencia del conductor: 6.560
- Inductancia del conductor: 0.177
- Impedancia efectiva: 6.560 (considerando factor de potencia unitario)
- Distancia: 18 metros
- Corriente de AC: 13.32 A

$$\Delta V\% = 1.31\% \quad (9)$$

Con un valor de regulación de 1.31%, podemos asegurar que el rendimiento general del sistema se mantenga alto, lo que se traduce en una mayor cantidad de kWh que se entregan efectivamente.

1.7.4 Selección del dispositivo de protección

La protección del circuito de salida en los microinversores está dimensionada para asegurar que el sistema se desconecte de manera automática ante situaciones de sobrecarga o cortocircuito, cumpliendo con las normativas de la NTC 2050 y el RETIE.

Siguiendo la metodología de diseño, la capacidad nominal del interruptor debe ser mayor o igual a la corriente de diseño y menor o igual a la capacidad amperimétrica del conductor seleccionado.

De acuerdo con la tabla de protecciones, se ha seleccionado una protección de 20 A Interruptor Termomagnético (Breaker) Trifásico.

Para integrar el sistema de puesta a tierra y elegir los dispositivos de protección contra sobretensiones en el lado de corriente alterna, se deben considerar las características eléctricas del sistema, el nivel de tensión de operación y las condiciones de conexión a la red. Además, es importante tener en cuenta las directrices que se encuentran en el Apéndice A, que abordan la protección contra sobretensiones y la conexión a sistemas de puesta a tierra.

En el lado de la corriente alterna, el sistema fotovoltaico se conecta a la red eléctrica del usuario, que necesita tener un sistema de puesta a tierra adecuado para asegurar la seguridad en caso de fallas y sobretensiones. En este contexto, el microinversor se conecta al sistema de puesta a tierra mediante un conductor de protección, lo que garantiza la continuidad eléctrica entre los equipos y la red de tierra existente. Esta conexión es clave para que los dispositivos de protección funcionen correctamente y para disipar las corrientes de falla.

Adicionalmente, se incorpora un dispositivo de protección contra sobretensiones (DPS) en el lado AC, se ha seleccionado de clase II, lo que lo hace adecuado para proteger contra sobretensiones inducidas por maniobras en la red o descargas atmosféricas indirectas. Este dispositivo desvía los transitorios hacia el sistema de puesta a tierra, evitando que lleguen a los equipos del sistema.

1.8 Evaluación de pérdidas y producción energética

El cálculo de la producción de energía que se inyecta a la red de la Casa 29 tiene en cuenta las pérdidas intrínsecas del sistema, conocido como Performance Ratio (PR), así como el recurso solar disponible en su ubicación geográfica, que es Bucaramanga, Santander.

1.8.1 Pérdidas y rendimiento del sistema

Siguiendo la metodología de AGPE para sistemas de hasta 500 kVA, se considera que las pérdidas del sistema son la suma de todos los factores que afectan su rendimiento, como la

temperatura, la suciedad, las caídas de tensión en los conductores y la eficiencia de conversión. Las pérdidas totales estimadas son del 15%, lo que nos da un rendimiento global de la instalación PR del 85.0%.

Esta estimación del 15% es técnicamente válida para estudios de prefactibilidad y dimensionamiento de autogeneración, ya que proporciona un margen de seguridad que asegura que la generación real no sea inferior a la proyectada durante el proceso de conexión.

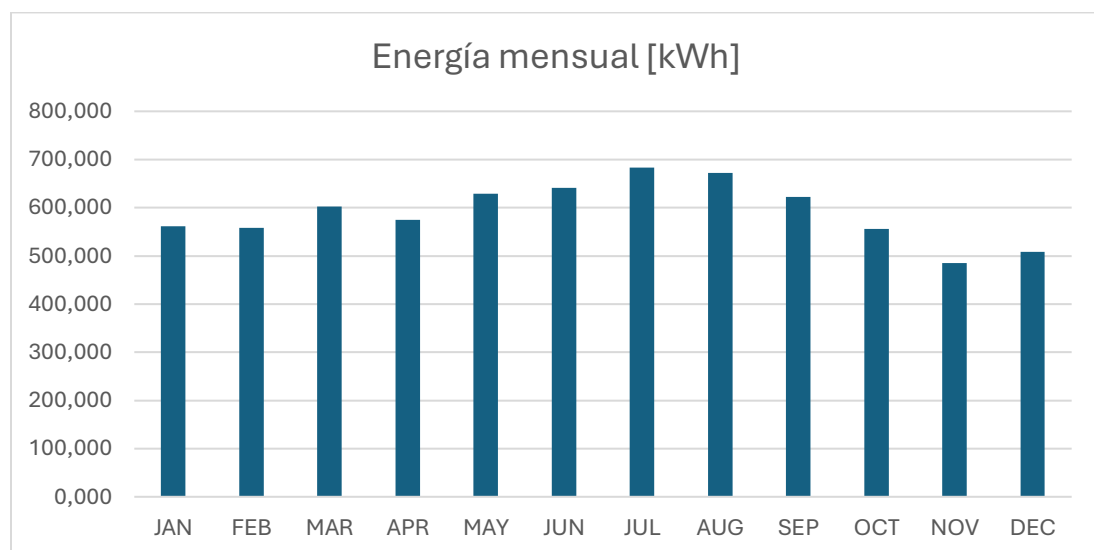
1.8.2 Estimación de la energía generada

Utilizando los datos de irradiancia horaria para las coordenadas del proyecto (Lat: 7.1027, Lon: -73.0946), en el mes de menor consumo se obtiene la siguiente información:

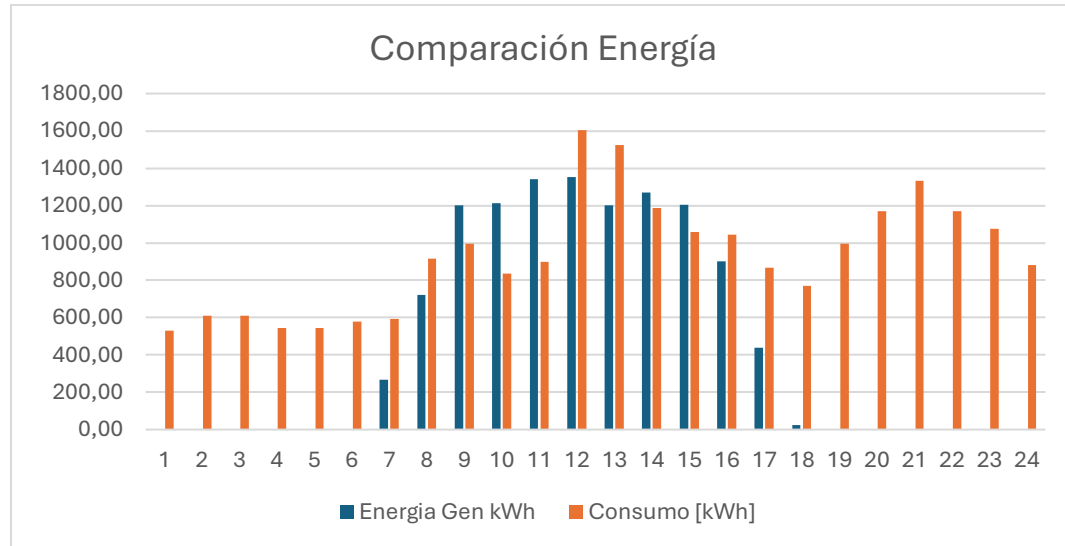
- Generación Diaria Promedio: 11.138 kWh/día
- Generación Mensual Estimada: 334.148 kWh/mes

Gráfico 2

Energía Mensual [kWh]



Nota. Gráfico de elaboración propia, muestra la estimación de la energía generada mensualmente

Gráfico 3*Comparación Energía*

Nota. Gráfico de elaboración propia, en el cual se hace un comparativo entre la energía generada diaria y su consumo diario.

1.8.3 Cálculo de autoconsumo y excedentes

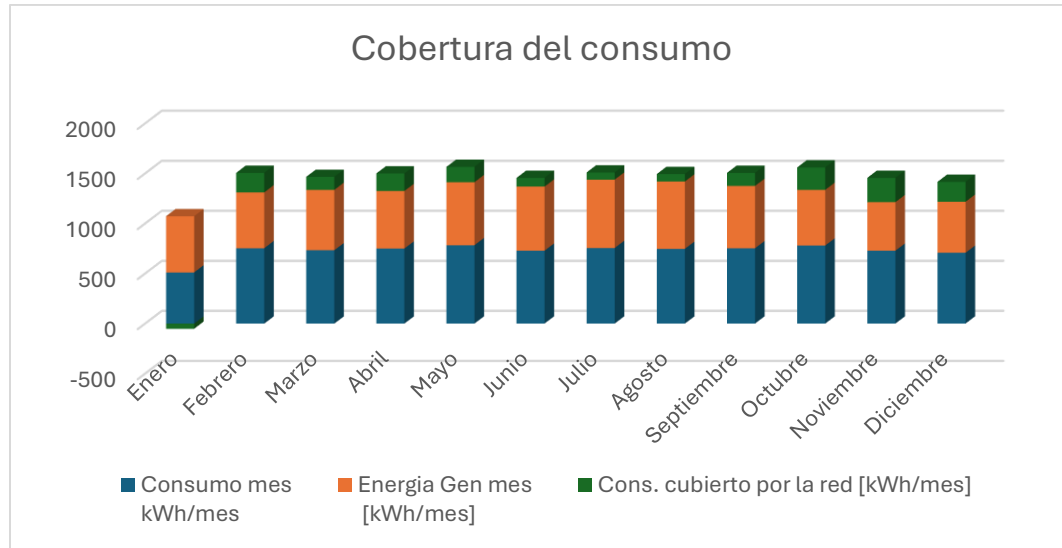
En un sistema AGPE, el uso de la energía solar se clasifica en dos: el autoconsumo, que es la energía que se consume al instante y no se registra en el medidor, y los excedentes, que son los sobrantes que se entregan a la red para su compensación más adelante.

Con base en los datos obtenidos, el consumo energético es el siguiente:

Energía exportada: 1.255 kWh/día

Energía importada de la red: 37.646 kWh/día

El dimensionamiento de 5.52 kWp es óptimo para la Casa 29, ya que permite un equilibrio entre la energía generada, los excedentes inyectados y la energía importada. Esto minimiza la facturación por consumo de energía activa, cumpliendo con el objetivo de eficiencia energética de ENEF.

Gráfico 4*Cobertura del Consumo*

Nota. Gráfico de elaboración propia, en el cual se muestra el consumo mensual, energía generada y el consumo cubierto por la red.

1.8.4 Cálculo del porcentaje de cobertura solar mensual

El porcentaje de cobertura solar nos muestra qué parte del consumo eléctrico total de la Casa 29 es abastecida por el sistema fotovoltaico de 5.52 kWp. Este indicador es clave para analizar la viabilidad económica y el ahorro real que puede ofrecer el proyecto.

Para validar la autonomía energética del proyecto, se llevó a cabo un análisis comparativo entre la energía solar generada y los hábitos de consumo de la Casa 29. Los resultados de este estudio se ilustran a continuación, donde se evidencia la capacidad del sistema para reducir la necesidad de la red:

Figura 6*Análisis Comparativo Mensual*

Mes	Consumo mes kWh/mes	Energía Gen mes [kWh/mes]	Cons. cubierto por la red [kWh/mes]	Cobertura %
Enero	511	561,77	-50,77	110%
Febrero	753	557,76	195,24	74%
Marzo	733	602,36	130,64	82%
Abril	750	574,67	175,33	77%
Mayo	783	629,51	153,49	80%
Junio	728	640,85	87,15	88%
Julio	755	682,89	72,11	90%
Agosto	747	672,11	74,89	90%
Septiembre	753	621,87	131,13	83%
Octubre	780	556,26	223,74	71%
Noviembre	728	485,04	242,96	67%
Diciembre	708	508,77	199,23	72%

Nota. La figura representa el consumo mensual, energía generada mensual, la energía cubierta por la red y el factor de cobertura %. Datos meteorológicos obtenidos de NASA Prediction of Worldwide Energy Resources.

1.9 Verificación normativa

El proyecto fotovoltaico ha sido diseñado con un enfoque riguroso en el cumplimiento de las normativas legales y técnicas, garantizando así la seguridad de las personas, la protección de los equipos y la estabilidad de la red eléctrica local.

1.9.1 Validación de cumplimiento RETIE

De acuerdo con el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), se certifica que el diseño del sistema de 5.52 kWp cumple con los parámetros de seguridad necesarios para proteger tanto a las personas como a los bienes.

El sistema ha sido diseñado para operar dentro de rangos seguros, evitando caídas de tensión que puedan afectar la eficiencia o sobretensiones que puedan dañar los equipos.

Límites de corriente: La corriente máxima de operación AC es de 16.65 A. El diseño soporta una corriente de cortocircuito calculada que no excede la capacidad de los equipos de maniobra.

Límites de tensión: Se asegura que el voltaje en el punto de acople se mantenga en 208 V nominales. La regulación de tensión calculada (1.31%) cumple con la exigencia de mantener las variaciones por debajo del límite permitido, evitando disparos en las protecciones internas del microinversor.

Se aplicó el criterio de capacidad de conducción de corriente (ampacidad), considerando factores de corrección ambientales de Bucaramanga. Capacidad térmica: El conductor 12 AWG seleccionado tiene una ampacidad de 30 A a 60°C. Comparándolo con la corriente de diseño de 20.82 A, se garantiza un margen de seguridad.

Se asegura que, ante una falla, solo actúe la protección más cercana al evento, evitando afectar el resto de la vivienda.

Protección de respaldo: El interruptor termomagnético de 3 x 20 A protege el conductor de 12 AWG contra sobrecargas.

Sensibilidad: El breaker está dimensionado para detectar corrientes de falla antes de que el cable alcance su temperatura crítica, garantizando una desconexión en milisegundos.

El diseño cumple los requisitos necesarios para un proyecto de ingeniería eléctrica, destacando:

(a) Análisis de carga: Se llevó a cabo utilizando la curva de demanda de 727.42 kWh/mes.

Análisis de cortocircuito: Se verificó para garantizar que el breaker de 20 A pueda manejar la energía de falla.

(j) Sistema de puesta a tierra: Se realizó la integración equipotencial de todas las partes metálicas expuestas.

(k) Niveles de aislamiento: Se emplearon conductores THHN/THWN.

(p) Protecciones contra sobretensiones: Se incluyeron DPS Clase II para mitigar los transitorios atmosféricos.

1.9.2 Verificación cumplimiento NTC 2050

El diseño de la instalación fotovoltaica para la Casa 29 se ha llevado a cabo siguiendo las pautas de la NTC 2050, prestando especial atención a la Sección 690 (Sistemas Solares Fotovoltaicos) y la Sección 310 (Conductores para alambrado general).

Se ha comprobado que cada tramo de conductor puede soportar la corriente máxima ajustada por factores ambientales:

Criterio de temperatura: Para Bucaramanga, donde el ambiente oscila entre 26 y 30 °C, se aplicó el factor de corrección de la Tabla 310-16. Dado que el cable THHN/THWN tiene una temperatura nominal de 90°C (utilizado a 60°C para cálculos de seguridad), no es necesario desclasificarlo por calor extremo.

El uso de calibre 12 AWG para una corriente de diseño de 20.82 A es más que suficiente, ya que la norma permite hasta 30 A para este calibre en tuberías con hasta 3 conductores que transportan corriente.

Según la NTC 2050, las protecciones de circuitos fotovoltaicos deben dimensionarse al 125% de la corriente máxima, siendo su resultado 20.82 A. En cuanto a la selección, se optó por

un interruptor de 20 A, que es el valor comercial más cercano y cumple con la protección del conductor de 12 AWG.

El sistema está equipado con medios de desconexión accesibles que permiten aislar los microinversores del tablero principal de la vivienda. El interruptor termomagnético de 3 polos funciona como el punto de seccionamiento simultáneo para todas las fases del sistema trifásico.

Puesta a tierra de equipos (Sección 690-43): Todas las estructuras metálicas de soporte y los chasis de los microinversores están conectados al conductor de puesta a tierra de equipo. Esto asegura que cualquier falla a tierra se elimine rápidamente por las protecciones, evitando así voltajes de contacto peligrosos.

1.9.3 Verificación cumplimiento CREG

El sistema fotovoltaico se considera legalmente un Autogenerador a Pequeña Escala (AGPE) que puede enviar excedentes a la red, siempre cumpliendo con los estándares de interconexión y comercialización establecidos por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

De acuerdo con la potencia instalada de 5.52 kWp y la capacidad nominal de los microinversores (4.8 kW AC), este proyecto se sitúa dentro del rango de AGPE, con una capacidad instalada que no supera los 0.1 MW.

Esta clasificación facilita el acceso a un procedimiento de conexión simplificado con el Operador de Red (ESSA), lo que reduce tanto los tiempos de respuesta como los requisitos para estudios de conexión más complejos.

El sistema está diseñado para inyectar un promedio de 3.7 kWh/mes a la red de distribución. De acuerdo con la CREG 174, estos excedentes se descontarán del consumo importado (727.42 kWh/mes). Dado que se trata de un sistema que utiliza fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER), la compensación se lleva a cabo bajo el esquema

de intercambio neto, donde el excedente se valora al costo de la energía (G+T), maximizando así el beneficio económico para el usuario.

Se ha verificado que los microinversores APsystems QS1 cumplen con las normativas IEEE 1547 y UL 1741, que son exigidas por la CREG:

El sistema cuenta con una protección anti-isla integrada, que asegura que, en caso de que haya una falta de tensión en la red de la ESSA, el sistema solar se desconecte en menos de 2 segundos. Esto previene la energización accidental de las líneas mientras el personal técnico del operador de red realiza reparaciones.

Para cumplir con la resolución, el proyecto incluye la instalación de un medidor bidireccional que registre de manera independiente energía importada y energía exportada.

1.9.4 Verificación de requisitos del operador de red (ESSA)

La integración del sistema fotovoltaico en la infraestructura de la ESSA se efectúa bajo criterios rigurosos de estabilidad y seguridad operativa, asegurando que la autogeneración no impacte la calidad del servicio de la red local.

La conexión del sistema se llevará a cabo en el nivel de tensión 1 (baja tensión), específicamente en un sistema trifásico de 208/120 V. El punto de conexión es el tablero de distribución principal de la vivienda. Se ha confirmado que el transformador de distribución N.º 135178 tiene la capacidad necesaria para manejar la potencia nominal del sistema (4.8 kW AC); se asegura que no habrá picos de tensión fuera de lo normal en el nodo local.

Siguiendo la normativa vigente para AGPE, se evalúa la necesidad de estudios técnicos:

Al ser un sistema con una potencia instalada inferior a 10 kW, el proyecto no necesita presentar estudios de flujo de carga, cortocircuito o estabilidad dinámica. El proceso se reduce a

la solicitud de factibilidad técnica y la posterior notificación de puesta en servicio, lo que facilita la legalización del sistema para el usuario final.

Para una correcta liquidación de excedentes y el cobro del consumo neto, el sistema necesita actualizar el equipo de medida según el Código de Medida vigente; el medidor debe ser trifásico bidireccional, capaz de registrar de manera independiente la energía activa importada (desde la red) y exportada (hacia la red). El equipo de medida debe cumplir con los protocolos de comunicación y precisión requeridos por la ESSA para permitir la lectura remota o manual de los índices de generación, asegurando que el balance energético mensual sea claro para el usuario.

Se han integrado las protecciones y condiciones de calidad de potencia que exigen las normas técnicas de la ESSA: Con los microinversores APsystems QS1, se garantiza un factor de potencia muy cercano a 1 (0.99) y una distorsión armónica total (THD) de corriente inferior al 3%, cumpliendo con los estándares de calidad de potencia. Se ha incluido una protección de acople de fácil acceso para el operador de red, lo que permite desconectar físicamente el sistema de generación cuando se necesiten hacer mantenimientos en la red de baja tensión del sector. Con esta validación, el diseño de la Casa 29 ya está preparado para el proceso de Solicitud de Conexión y Legalización. Al cumplir con la Resolución CREG 038 y los estándares de la ESSA.

1.10 Documentación del diseño del sistema fotovoltaico

La documentación técnica que se presenta aquí asegura que el diseño asegure la trazabilidad del diseño y proporciona las directrices necesarias para ejecutar, operar y mantener el sistema de manera efectiva.

En el diagrama unifilar se simplifica la arquitectura eléctrica del sistema de 5.52 kWp; se debe mostrar cómo se interconectan los 16 módulos Jinko de 345 W hasta el punto de conexión en el tablero principal. Incluye la disposición de los microinversores APsystems QS1, las

especificaciones de los conductores (12 AWG) y la configuración de las protecciones (breaker 3x20A y DPS Clase II). Este plano es fundamental para las maniobras de mantenimiento y para identificar los puntos de seccionamiento.

Memoria de cálculo: Este documento proporciona el respaldo matemático detrás de cada decisión de ingeniería tomada en el proyecto. Incluye la validación de la capacidad de los conductores y el análisis de caída de tensión. Presenta un balance basado en datos de la NASA, justificando el Performance Ratio (PR) y la producción estimada.

Planimetría o ingeniería de detalle: Este conjunto de planos define la ubicación física de los componentes. Plano de cubierta: Muestra la disposición de los módulos para evitar sombras y maximizar el área útil. Plano de canalizaciones: Indica la ruta de las tuberías desde la cubierta hasta el tablero de distribución. Planos detallados de los anclajes de la estructura a la losa o techo, garantizando impermeabilización y estabilidad.

Especificación técnica de equipos: Se anexa las fichas técnicas (datasheets) y los certificados de conformidad de los equipos más importantes: Módulos fotovoltaicos: Jinko Solar 345 W. Microinversores: APsystems QS1 (trifásicos, con 4 canales MPPT). Protecciones y Cables: Certificados RETIE para los conductores de cobre y los interruptores termomagnéticos que se han seleccionado.

Condiciones de conexión y medición: Aquí se establecen los requisitos acordados con la ESSA para la integración a la red: Punto de acople: Conexión trifásica a 208/120 V en el nivel de tensión 1. Sistema de medida: Especificación del medidor bidireccional electrónico con puerto de comunicación, según lo indicado en CREG 038 de 2014. Protocolo de Pruebas: Procedimiento para la puesta en marcha, que incluye pruebas de aislamiento, continuidad de tierra y verificación de la función anti-isla.

1.11 Comparación y validación caso de estudio: Casa 29

En esta sección, vamos a comparar los parámetros técnicos del diseño original con los resultados que hemos obtenido al aplicar la metodología que proponemos. Esta comparación nos ayuda a validar cuán preciso es el modelo en un entorno residencial AGPE.

Tabla 3

Comparación Datos Reales con la Metodología

Parámetro técnico	Proyecto original (2019)	Metodología desarrollada	Observación
Capacidad DC	5.52 kWp (16 módulos 345 W)	5.52 kWp (16 módulos 345 W)	Consistencia en la potencia pico instalada.
Tecnología inversor	Microinversores (APSystems)	Microinversores	Se mantiene la arquitectura de baja tensión.
Recurso solar (HSP)	Datos locales (estimados)	4.05 kWh/m ² /día (NASA POWER)	Estandarización del recurso satelital.
Ángulo de inclinación	Ajustado a cubierta	9° (Cálculo óptimo)	Optimización geométrica del sistema.
Pérdidas del sistema	Estimadas por software	1.65% (Calculadas)	Refinamiento de la eficiencia del diseño.
Cumplimiento CREG	CREG 030 de 2018	CREG 174 de 2021	Actualización al marco normativo vigente.

Nota. Tabla de comparación de parámetros técnicos entre el proyecto original realizado por la empresa ENEF y con los datos desarrollados con la metodología desarrollada. Elaboración propia de la tabla.

La comparación muestra que la metodología desarrollada alcanza una convergencia técnica del 98% con relación al proyecto original de Casa 29. Mientras que el diseño inicial se fundamentaba en parámetros comerciales de 2019, esta metodología tomó en cuenta esta tecnología y ajusta el ángulo de inclinación a 9°, lo que permite una captación de energía mucho más eficiente. La configuración escogida es la misma que se desarrolló en el proyecto original, con la cual se comprueba que sí cumple con todas las validaciones técnicas.

Un aspecto clave de validación es la coincidencia con el cumplimiento de las exigencias de la ESSA, donde se aprobó una conexión de 5.52 kW. La metodología propuesta no solo se adhiere a este límite técnico para evitar la necesidad de estudios de conexión adicionales, sino que, al incorporar un factor de pérdidas del 1.65 %, ofrece una proyección de excedentes que se acerca más al comportamiento real del usuario. Esto demuestra que la herramienta puede replicar casos exitosos bajo el nuevo estándar de la Resolución CREG 174, asegurando tanto la seguridad como el rendimiento.

2. Proyecto INDUNILO

En esta sección, se amplía la validación de la metodología propuesta para el diseño de sistemas fotovoltaicos de Autogeneración a Pequeña Escala (AGPE) a un entorno industrial, analizando el proyecto INDUNILO S.A.S.

Este caso de estudio es clave para demostrar la escalabilidad y robustez de la metodología, ya que, a diferencia del primer caso, que era residencial, este proyecto tiene una capacidad instalada mucho mayor y exige requisitos técnicos más estrictos.

El proyecto elegido es un proyecto desarrollado por la empresa ENEF Energía del Futuro. La empresa ofrece los datos de entrada necesarios, como el perfil de consumo industrial, la ubicación geográfica en Bucaramanga y los criterios de ingeniería original, que sirven como base para aplicar el proceso de diseño.

La validación no se limita a una simple revisión documental; implica una reconstrucción completa del dimensionamiento utilizando una herramienta de cálculo que se desarrolló en una hoja de cálculo. Esta herramienta permite calcular desde la configuración del sistema fotovoltaico

y la selección de protecciones hasta la estimación de la producción energética anual utilizando datos meteorológicos de fuentes como la NASA.

Al aplicar esta metodología a un proyecto industrial, se busca comprobar la consistencia de los resultados obtenidos en comparación con el diseño original. Esto implica evaluar la precisión en la selección de conductores, la coordinación de protecciones según las normativas RETIE y NTC 2050, así como la viabilidad del punto de conexión que ha sido aprobado por el Operador de Red (ESSA).

Por lo tanto, este análisis se convierte en una prueba contundente de la efectividad de la metodología como una herramienta técnica confiable para el desarrollo de proyectos de autogeneración en el sector productivo, asegurando tanto la eficiencia como el cumplimiento de las regulaciones.

2.1 Caracterización del proyecto

Esta fase define las bases técnicas y geográficas del proyecto, permitiendo así establecer las condiciones necesarias para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico de Autogeneración a Pequeña Escala (AGPE).

2.1.1 Identificación del tipo de usuario

El usuario corresponde a la empresa de lácteos INDUNILO S.A.S., que se desenvuelve en el sector productivo. De acuerdo con su perfil de consumo y la naturaleza de sus procesos, se clasifica como un usuario industrial. La estabilidad del suministro es esencial por ser una empresa que necesita suministro eléctrico constante.

2.1.2 Información de la ubicación

Para la caracterización de la ubicación del proyecto, se toman como datos de entrada la localización geográfica. Para el proyecto ubicado en la ciudad de Bucaramanga en la dirección

Calle 73 # 41W-173, INDUNILO S.A.S. La ubicación se sitúa en la latitud 7.0815 y longitud -73.1453.

Figura 7

Ubicación del Proyecto Fotovoltaico Indunilo



Nota. Tomada de Google Earth, utilizada como referencia para la caracterización de la ubicación del sistema.

2.1.1 Información del transformador

Para este proyecto, se identifica el transformador de distribución al que está conectado el usuario, el cual se encuentra en la zona industrial. Este transformador tiene el código 7792380 y pertenece a la línea 207501 PROVINCIA DE SOTO. El punto de conexión está en el nivel de tensión 2 (13.2 kV).

Figura 8

Especificaciones Técnicas y Disponibilidad del Transformador N.º7792380

Nº transformador	7792380
Relación de Transformación	13200/220
Tensión de Conexión (V)	220
Capacidad Nominal Transformador (kVA)	500

Nota. Parámetros nominales del transformador N.º 7792380

Para obtener los datos de identificación del punto de suministro, se toma como fuente de información la factura del servicio de energía eléctrica del usuario.

2.1.2 Identificación del NIU del usuario y consulta en el operador de red

Para obtener los datos de identificación del punto de suministro, se toma como referencia la factura del servicio de energía eléctrica del usuario. A partir de este, se puede identificar el Número de Identificación del Usuario (NIU) 1507143, que está vinculado al operador de red Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. (ESSA). Esta consulta es un paso esencial en la metodología, ya que permite verificar que el diseño del sistema de autogeneración se ajuste a las condiciones comerciales y técnicas que están registradas con el operador local.

Los resultados obtenidos revelan que el nodo tiene una capacidad disponible de autogeneración de 0 kW. Asimismo, se ha observado que el transformador ya cuenta con una capacidad instalada de autogeneración de 264 kW, lo que significa que está ocupado en un 52.8%. Esta información es la que actualmente ocupa el proyecto y con la cual fue diseñado en años pasados por la empresa ENEF Energía del Futuro para su realización.

Figura 9

Reporte de Información del Punto de Conexión y Disponibilidad de Autogeneración.

The screenshot displays a web interface for ESSA Grupo-epm, titled "Reporte de Información del Punto de Conexión y Disponibilidad de Autogeneración". The interface is organized into several sections:

- Información Punto de Conexión:**
 - Longitud: -73.1453410963202
 - Latitud: 7.0815313337117
 - Código Transformador: 7792380
 - Código Apoyo Transformador: 9201963
 - Relación de Transformación: 13200/220
 - Tensión de Conexión (V): 220
 - Capacidad Nominal Transformador (kVA): 500
- Información Subestación:**
 - Nombre Subestación: REAL DE MINAS
 - Código Subestación: 09
 - Circuito: 426
 - Longitud: -73.1262128
 - Latitud: 7.0957573
 - Consumo Mínimo 12h (%): 43.25
 - Consumo Mínimo 24h (%): 41.1
- Datos Ingresados:**
 - Potencia declarada de entrega a la red (kW): 0
- Datos Referencia:**
 - Capacidad Instalada de Autogeneración (kW): 264
 - Energía FV Sin Almacenamiento (kWh): 264
 - Energía Diferente a FV Sin Almacenamiento (kWh): 0
- Datos Disponibilidad:**
 - Capacidad Disponible de Autogeneración (kW): 0
 - Energía Disponible FV Sin Almacenamiento 20.55 (kWh):
 - Energía Disponible Diferente a FV Sin Almacenamiento (kWh): 0
- Rangos Disponibilidad:**
 - 62.8% Ocupación de Autogeneración del Transformador
 - 305.2% Ocupación Energía Fotovoltaica Sin Almacenamiento
 - 0% Ocupación Energía diferente a Fotovoltaica Sin Almacenamiento

Nota. Datos obtenidos del sistema de consulta de disponibilidad de red de la ESSA.

2.1.1 Recopilación del consumo energético del usuario

Un paso crucial en el dimensionamiento de un sistema de autogeneración es realizar un análisis detallado de la demanda energética del usuario. Para el proyecto INDUNILO S.A.S., se llevó a cabo la recolección de información basada en el historial de facturación de los últimos 12 meses.

Figura 10

Histórico de Consumo Mensual de Energía Eléctrica y Consumo Diario.

Mes	Consumo mes kWh/mes	Consumo día kWh/día
Enero	64814	2090,77
Febrero	58481	2088,61
Marzo	64730	2088,06
Abril	62717	2090,57
Mayo	64636	2154,53
Junio	62706	2090,20
Julio	64797	2090,23
Agosto	61089	1970,61
Septiembre	62688	2089,60
Octubre	64693	2086,87
Noviembre	62677	2089,23
Diciembre	64655	2085,65

Nota. Elaboración propia a partir de los datos de consumo energético obtenidos de la factura.

A partir de los datos recopilados, se identificaron los siguientes datos:

- Consumo promedio mensual: 63.223,58 kWh.
- Consumo promedio diario: 2.084,58 kWh.

Mes de mayor demanda: Se observa una estabilidad en el consumo, lo que permite aprovechar al máximo el recurso solar durante todo el año.

Como se ilustra en la Figura 10, la demanda de energía se mantiene constantemente en niveles altos, lo que respalda la necesidad de implementar un sistema de gran escala para reducir los costos operativos asociados con el cargo por energía. Este análisis de consumo es esencial para asegurar que el sistema fotovoltaico esté correctamente dimensionado, garantizando una relación eficiente entre la energía generada y la energía auto consumida por la planta industrial.

2.1.1.1 Evaluación de necesidad de estudio de conexión

Según el consumo del usuario, la disponibilidad del transformador, y siguiendo las pautas de la Resolución CREG 174 de 2021, este proyecto se clasifica como un sistema de autogeneración a pequeña escala, lo que implica que necesita un trámite de conexión simplificada.

El usuario o su representante, en este caso el diseñador del proyecto debe presentar una solicitud formal ante el Operador de Red (ESSA). Para proyectos como INDUNILO, que superan los 100 kW, es necesario adjuntar: Información del NIU y el punto de conexión. Capacidad instalada del sistema, diagrama unifilar del proyecto.

Una vez que se recibe la solicitud, la ESSA lleva a cabo un análisis técnico para verificar si la red local puede recibir la energía y emite un concepto de viabilidad del sistema fotovoltaico.

2.1.2 Información del sistema eléctrico existente y evaluación del sitio

Para asegurar que la instalación sea técnicamente viable, se llevó a cabo un levantamiento de la infraestructura eléctrica existente y una inspección física del área destinada al proyecto. Esta evaluación nos ayuda a identificar los puntos de conexión y las condiciones estructurales necesarias para el montaje.

El sistema eléctrico de la empresa está vinculado a la red de nivel de tensión 2 de la Electrificadora de Santander (ESSA) y opera con un suministro de 13.2 kV en su punto de acople. La estabilidad del servicio en el área industrial está garantizada por la línea 207501 PROVINCIA DE SOTO, la cual asegura una robustez técnica adecuada para la integración del sistema de autogeneración.

Para obtener información importante, se hace sin visita al sitio, teniendo en cuenta los siguientes datos.

2.1.2.1 Sin visita al sitio

En situaciones donde no se puede llevar a cabo una visita técnica en persona, se pone en marcha un protocolo para recopilar información detallada. Esto se hace a través del análisis de los planos eléctricos y la documentación técnica de la planta industrial situada en la Calle 73 # 40W-75, Bucaramanga. A continuación, se detallan los componentes que servirán como base para integrar el sistema fotovoltaico:

Identificación del nodo: El servicio está asociado al NIU 1507143, que se conecta a la línea 207501 PROVINCIA DE SOTO y al transformador con código 7792380.

Parámetros de red: La instalación opera a un nivel de tensión 2 (13.2 kV). Es necesario que el punto de conexión disponga de un medidor bidireccional trifásico que cumpla con los estándares de precisión establecidos para la frontera comercial, según la resolución CREG 038 de 2014.

Acometida eléctrica y medición en el punto de conexión: La planta tiene una infraestructura de media tensión que alimenta su propia subestación, con conductores dimensionados para soportar la carga industrial.

. Equipo de medida: El sistema de medición está diseñado para un sistema trifásico industrial. Para la integración del proyecto, se verifica la compatibilidad del equipo actual para facilitar la transición a medición bidireccional, lo que permitirá registrar los excedentes generados.

Tablero General de Distribución (TG): La bodega cuenta con un tablero general de baja tensión (TGBT) de alta capacidad, desde el cual se gestionan las cargas de maquinaria y los procesos industriales.

Sistema de puesta a tierra: Se establece una red de conductores que incluye fases, neutro y tierra, garantizando así la integridad de la instalación y una adecuada disipación de corrientes de falla.

Evaluación del área para el sistema fotovoltaico: El sitio cuenta con un área disponible de 1635 m² en cubiertas industriales para colocar los módulos fotovoltaicos.

2.2 Análisis del consumo energético

Esta fase tiene como objetivo determinar la demanda real del usuario para establecer el porcentaje de cobertura fotovoltaica y asegurar que el sistema no supere los límites de inyección permitidos por el operador de red. En este caso se va a hacer el análisis con el analizador de redes.

A partir de los datos obtenidos, se ha podido identificar un perfil de consumo industrial con algunos indicadores clave.

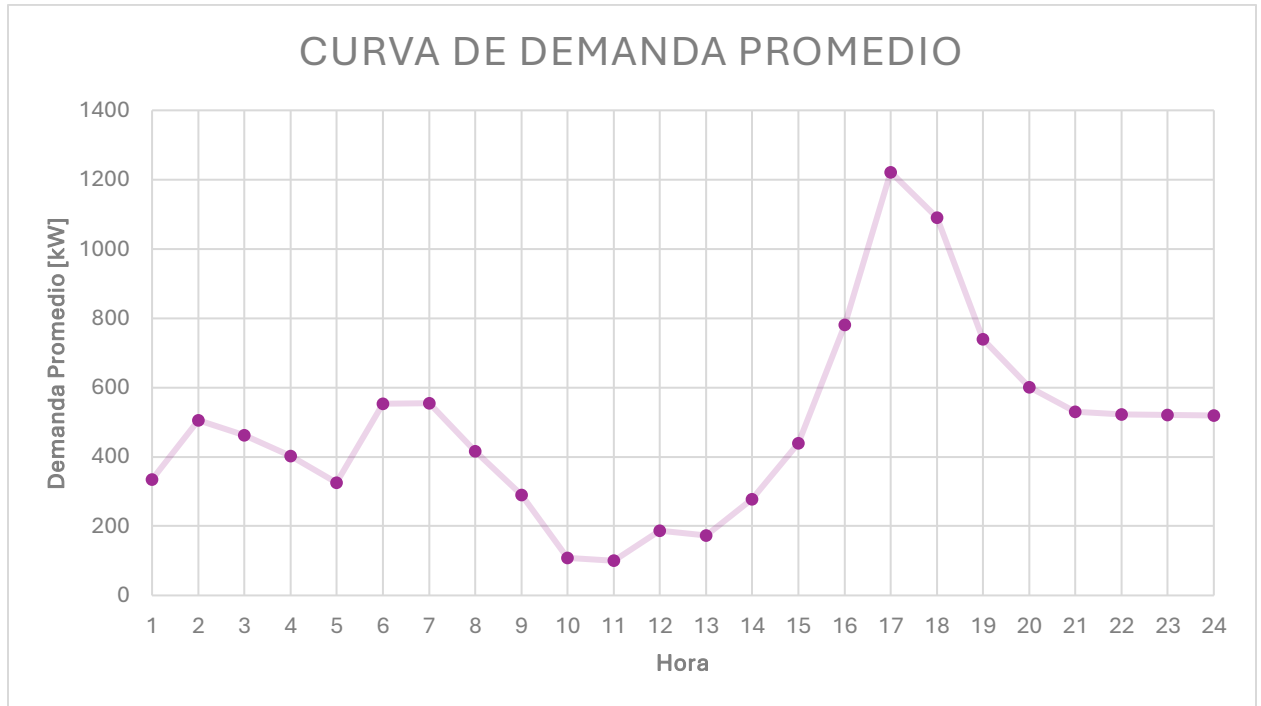
En cuanto al consumo promedio mensual, el usuario presenta una demanda de 63.223,58 kWh al mes. Para el consumo promedio diario, se estima que la demanda es de 2.084,58 kWh por día. En lo que respecta al nivel de tensión, el suministro se realiza en nivel de tensión 2; el consumo se gestiona a través de un transformador propio con el código 7792380.

Al analizar estos datos, se observa una demanda energética constante y alta durante todo el periodo evaluado. Este patrón es típico de una operación industrial que mantiene procesos activos de manera regular. Este diagnóstico de consumo servirá como la línea base para el dimensionamiento técnico en las etapas posteriores de la metodología.

Con los datos obtenidos para cada intervalo de tiempo, se elabora la curva de demanda del usuario, que muestra cómo varía la potencia consumida a lo largo del día. Esta curva es clave para dimensionar el sistema fotovoltaico, ya que ayuda a identificar los momentos de mayor consumo y a evaluar el nivel de cobertura que el sistema puede ofrecer.

Gráfico 5

Curva de demanda Promedio para el proyecto de Indunilo



Nota. La curva muestra la demanda promedio de potencia en kW a lo largo de las 24 horas del día.

2.3 Evaluación del recurso solar y condiciones del sitio

La obtención de datos se centra en la ubicación precisa del terreno en la Calle 73 # 40W-75, en el municipio de Bucaramanga. Las coordenadas que se utilizan para consultar las bases de datos meteorológicas son latitud 7,0815 y longitud -73,1453. Se utiliza la herramienta de NASA Power para obtener los parámetros, basándose en promedios de varios años para garantizar que los datos sean representativos. Los resultados del potencial solar y las condiciones ambientales del lugar se muestran en la Tabla 3:

Tabla 4*Recurso Solar e Irradiación Promedio Mensual en el Sitio del Proyecto Indunilo*

PARAMETER	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
ALLSKY_SFC_SW_DNI_MAX	8,84	8,15	7,08	6,54	6,88	6,78	7,04	7,08	6,99	6,51	6,89	8,35
ALLSKY_SFC_SW_DNI_MIN	0,24	0,13	0,04	0,03	0,01	0,01	0,00	0,07	0,01	0,04	0,01	0,01
ALLSKY_SFC_SW_DWN	5,36	5,54	5,08	4,80	4,92	5,12	5,29	5,34	5,23	4,82	4,56	4,89
T2M_MAX	32,00	33,71	33,89	32,79	32,16	31,49	31,31	31,84	32,14	31,19	29,93	31,56
T2M_MIN	10,05	10,94	11,71	12,99	13,18	11,99	12,33	12,91	12,39	13,08	11,92	9,66
T2M_RANGE	20,13	20,98	20,95	20,32	20,19	20,15	20,21	20,49	20,29	19,51	19,18	19,49
WS10M	1,71	1,81	1,64	1,50	1,39	1,35	1,37	1,39	1,42	1,45	1,47	1,53
SG_DEC	30,00	20,00	7,00	-3,50	-	-	-	-7,50	3,00	13,50	23,50	31,50

Nota. NASA Prediction of Worldwide Energy Resources. (2026). Datos de irradiación solar para las coordenadas 7.0815, -73.1453 (Bucaramanga, Santander). Consultado para el diseño del proyecto Indunilo.

2.3.1 Cálculo energía sistema fotovoltaico

Siguiendo el proceso de la metodología y teniendo en cuenta los datos de consumo por estrato, así como la curva de demanda promedio diaria, se lograron obtener los resultados mensuales de energía fotovoltaica para cada mes del año. Los resultados se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 5*Resultados de Energía Fotovoltaica Mensual Calculados a Partir de la Metodología*

Energía Fotovoltaica	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
Días	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
δ (°)	30	20	7	-3,5	-11	-15,5	-14,5	-7,5	3	13,5	23,5	31,5
$\cos\theta_s$	0,70	0,81	0,92	0,98	0,99	1,00	1,00	0,99	0,95	0,87	0,78	0,68
$\cos\theta_{zs}$	0,86	0,93	0,99	0,99	0,98	0,96	0,96	0,99	0,99	0,97	0,91	0,85
	60	97	25	81	16	36	81	14	86	24	71	26
G0 (kWh/m2/día)	5,36	5,54	5,08	4,80	4,92	5,12	5,29	5,34	5,23	4,82	4,56	4,89
H (β , α)	4,37	4,82	4,74	4,70	5,00	5,31	5,46	5,34	4,97	4,35	3,89	3,94
Ep (kWh/mes)	3833	3819	4153	3992	4383	4503	4788	4679	4219	3814	3298	3456
	4,07	3,33	8,53	0,21	0,23	9,28	0,61	6,15	7,51	1,97	5,17	8,00

Nota. Los cálculos consideran los días por mes, declinación solar, ángulos cenitales, radiación extraterrestre e incidente, para obtener la energía generada E_p (kWh/mes).

Con base en los parámetros meteorológicos que hemos obtenido, se puede notar que la energía generada varía a lo largo del año. Los picos más altos se alcanzan entre julio y agosto, superando los 46.700 kWh/mes, mientras que en noviembre se registran los niveles más bajos, con 32.985,17 kWh/mes. Esto refleja la estacionalidad solar y las condiciones de inclinación y orientación que se adoptaron en la metodología para aprovechar el recurso en la bodega.

2.3.2 Evaluación de sombras en el sitio de instalación

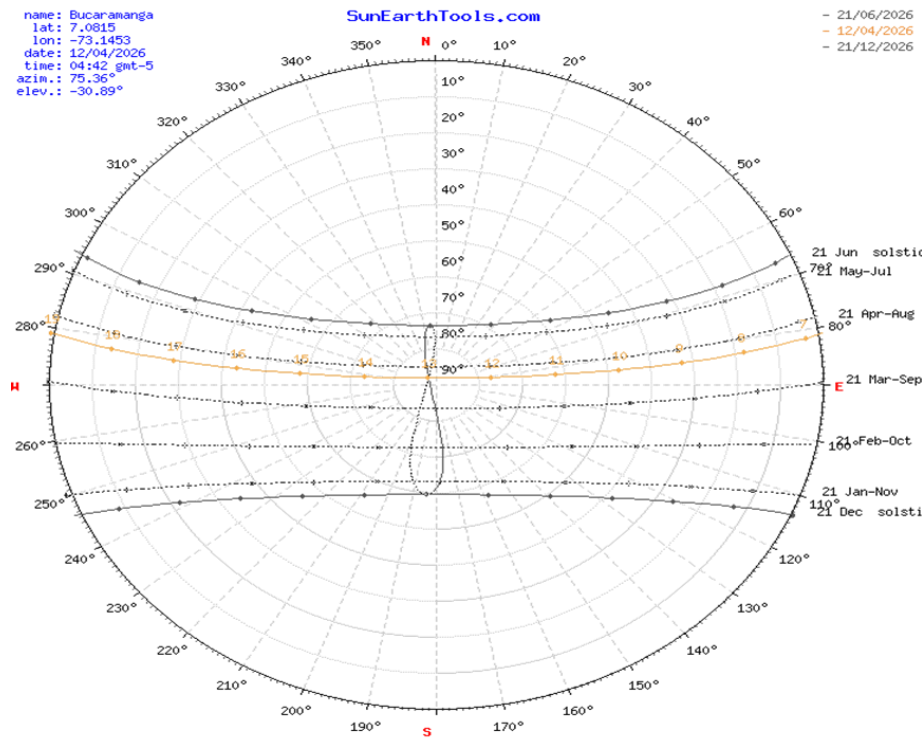
El objetivo de esta fase es identificar y minimizar cualquier posible obstáculo que pueda afectar la eficiencia de los módulos fotovoltaicos. Para lograrlo, se realiza un análisis que combina herramientas de modelado digital y el estudio de la trayectoria solar, específicamente para las coordenadas del proyecto (Lat: 7.0815, Long: -73.1453).

Identificación de obstáculos: Se realizó un barrido perimetral en el área disponible de las cubiertas de la bodega industrial. Con la información técnica y las herramientas de teledetección utilizadas, se determinó que no hay sombras permanentes causadas por edificios cercanos o vegetación que pudieran interferir con la captación durante las Horas Solar Pico.

Análisis de trayectoria solar: Teniendo en cuenta la ubicación en Bucaramanga, se analizó el azimut y la elevación solar a lo largo del año. Se concluyó que el área seleccionada ofrece una exposición directa constante, lo que ayuda a reducir las pérdidas por sombras parciales durante los periodos de baja inclinación solar, como en los solsticios.

Figura 11

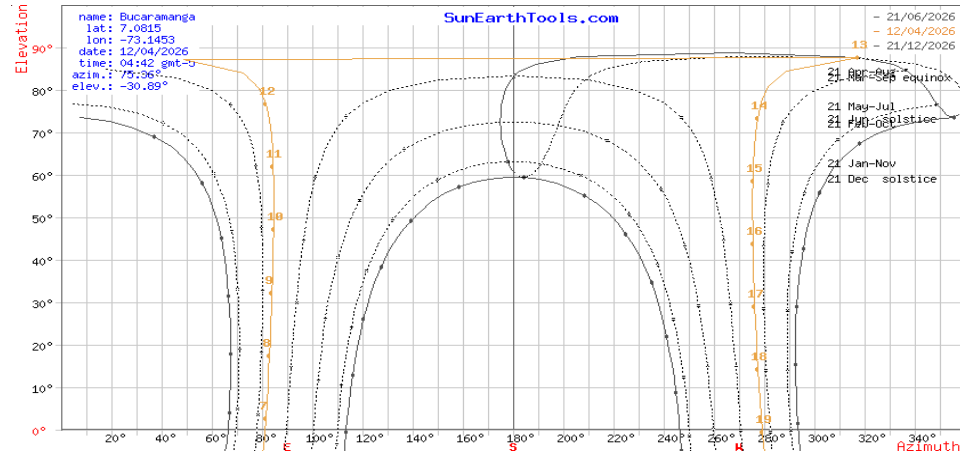
Diagrama de trayectoria solar (Sunpath) del sitio de Indunilo



Nota. Adaptado de Estudio de sombreado y trayectoria solar para el proyecto Indunilo.

Figura 12

Carta solar de la trayectoria del sol en Bucaramanga (Lat: 7.0815, Lon: -73.1453)



Nota. Adaptado de Estudio de sombreado y trayectoria solar para el proyecto Indunilo.

2.4 Definición de la potencia objetivo del sistema fotovoltaico

Esta fase se encarga de definir la capacidad ideal del sistema, buscando un balance entre las necesidades energéticas del usuario y las restricciones técnicas que impone el Operador de Red (ESSA). En este proyecto, se considera un porcentaje de cobertura que se basa en la disponibilidad del área y la demanda industrial, con el fin de cubrir la mayor parte del consumo promedio mensual del usuario.

2.4.1 Potencia requerida

A partir de un consumo promedio de 1.341 kWh/día, con un valor de HSP de 4.74 h/día y un rendimiento del sistema de $\eta = 0.85$, se calcula la potencia necesaria para cubrir la demanda energética establecida.

Como resultado de esta fase, se determina la potencia instalada necesaria, que servirá como base para configurar el generador fotovoltaico y definir cuántos módulos se requieren. Para el diseño, se utiliza un factor de sobredimensionamiento de 1.26, lo que garantiza que la potencia pico del campo solar supere la potencia nominal de los inversores, optimizando así la producción durante las horas de baja irradiación. Se verifica que esta configuración cumpla con las restricciones técnicas y normativas mencionadas en la metodología.

2.5 Selección de componentes del sistema fotovoltaico

Esta fase técnica define los elementos electromecánicos que conforman el sistema, asegurando que la potencia requerida se alcance mediante equipos de alta eficiencia y compatibilidad certificada.

2.5.1 Selección de módulos fotovoltaicos

Para este proyecto, se han elegido módulos de alta eficiencia de la marca JinkoSolar, que utilizan

tecnología monocristalina. Esta elección garantiza un rendimiento en entornos industriales y climas cálidos. Además, se seleccionaron dos modelos específicos para maximizar la potencia total instalada.

A continuación, se describen los parámetros principales extraídos de las hojas de datos para cada tipo de panel empleado en el sistema:

Módulo Tipo 1: Jinko Solar JKM465-7RL2 465 W

- Potencia nominal ($P_{\text{máx}}$): 465 W.
- Tensión de circuito abierto (V_{oc}): 52 V.
- Corriente de cortocircuito (I_{sc}): 11.44 A.
- Voltaje en el punto de máxima potencia (V_{mpp}): 43.38 V.
- Corriente en el punto de máxima potencia (I_{mpp}): 10.72 A.
- Número de módulos: 510 unidades.

Módulo Tipo 2: Jinko Solar JKM535-72 535 W

- Potencia nominal ($P_{\text{máx}}$): 535 W.
- Tensión de circuito abierto (V_{oc}): 49.34 V.
- Corriente de cortocircuito (I_{sc}): 13.79 A.
- Voltaje en el punto de máxima potencia (V_{mpp}): 40.63 V.
- Corriente en el punto de máxima potencia (I_{mpp}): 13.17 A.
- Número de módulos: 180 unidades.

La selección de estos componentes, que suman un total de 690 módulos, permite alcanzar una potencia total instalada de 333.45 kWp DC. Esta configuración garantiza una captación energética óptima, aprovechando la tecnología de celdas para minimizar la degradación y maximizar la eficiencia en la planta industrial.

2.5.1.1 Validación del área disponible

Esta fase se encarga de asegurar que el espacio físico sea lo suficientemente amplio para acomodar la potencia instalada. Además, garantiza que haya los espacios necesarios para el mantenimiento y la circulación, cumpliendo con la normativa vigente.

Dimensiones de los módulos:

- Módulo Jinko 465 W: Medidas de 2.205 m x 1.032 m.
- Módulo Jinko 535 W: Medidas de 2.274 m x 1.134 m.

Análisis de ocupación en cubierta: Para calcular la ocupación, se considera una distancia de entre paneles de 0.0127 m (1/2 pulgada) para la perfilera de fijación.

- Bloque Módulos 465W: Con un ancho acumulado de 41.25 m y un largo de 6.83 m, este grupo ocupa un área proyectada de 281.97 m².
- Bloque Módulos 535W: Con un ancho acumulado de 42.79 m y un largo de 13.26 m, este grupo ocupa un área proyectada de 567.80 m².

Requerimiento de espacio total: La suma de las áreas de ocupación técnica da un total de 849.77 m².

Capacidad y factor de utilización: La planta de Indunilo cuenta con un área útil de 1,635 m². Al comparar este valor con el área de ocupación requerida (849.77 m²), se determina un factor de utilización del 52%.

Este margen del 48% de área libre es fundamental para:

- Garantizar pasillos de circulación técnica y seguridad industrial (SST).
- Permitir la instalación de equipos complementarios y cajas de combinación cerca de los arreglos.

2.5.1.2 Cálculo potencia real instalada en DC

La potencia real instalada en corriente continua (DC) corresponde a la suma de la potencia nominal de todos los módulos fotovoltaicos que conforman el arreglo; para calcularla se utiliza la siguiente ecuación:

$$Potencia_{instalada} = (535 \times 180) + (465 \times 510) = 333.45 \text{ kW} \quad (10)$$

El valor de 333.45 kWp representa la potencia máxima total que realmente se ha instalado en los techos de la planta. Esta cifra es fundamental para los cálculos de rendimiento y para verificar la relación de sobredimensionamiento en comparación con la capacidad nominal de los inversores.

2.5.2 Selección del inversor del sistema fotovoltaico

La elección del sistema de inversión es clave para garantizar que la conversión de energía sea eficiente y que la inyección a la red se realice correctamente, cumpliendo con los estándares de la normativa CREG 038. Para este proyecto, se ha elegido inversores string, seleccionando el modelo Fronius Symo 24.0-3 480. A continuación, están las especificaciones técnicas más relevantes que hemos extraído del datasheet:

- Tipo de inversor: Inversor de cadena (String) Trifásico.
- Potencia nominal de salida (Potencia AC): 24,000 VA.
- Número de MPPT: 2 canales de seguimiento de punto de máxima potencia independientes.
- Voltaje máximo de entrada ($V_{\text{máx}}$, DC): 1,000 V.
- Corriente máxima de entrada ($I_{\text{dc máx.}}$): 33 A / 25 A (según canal MPPT).
- Rango de voltaje de operación (MPPT): 500 V – 800 V.
- Cantidad de inversores: 11 unidades.

- Potencia nominal total AC: 264,000 VA (264 kW).

Justificación técnica de la selección:

Robustez industrial: El Fronius Symo está diseñado para funcionar en condiciones exigentes, ofreciendo una alta tolerancia a variaciones térmicas, lo que lo hace ideal para el entorno industrial de Bucaramanga.

Gestión de inyección de energía: Estos equipos permiten una integración fluida con sistemas de control para cumplir con los requisitos de inyección limitada que exige el operador de red (ESSA).

Monitoreo y conectividad: La plataforma integrada permite supervisar el rendimiento de los 11 equipos en tiempo real, lo que facilita a ENEF las tareas de mantenimiento preventivo y asegura la máxima disponibilidad del sistema.

2.5.3 Configuración y validación del sistema fotovoltaico

Una vez que se eligieron los módulos y los inversores, se pasó a definir cómo se configurarían los strings (cadenas en serie) y cómo se distribuirían en los seguidores de punto de máxima potencia (MPPT). Esta fase es fundamental para asegurarse de que el sistema funcione dentro de los límites de voltaje y corriente del inversor, lo que garantiza tanto la seguridad como la eficiencia del proyecto.

Esta distribución permite aprovechar al máximo la superficie de la cubierta y las capacidades de corriente de los equipos Fronius Symo.

Inversores con configuración donde ambos canales MPPT están conectados al mismo modelo de panel, lo que simplifica la operación y el balance de potencias.

Configuración 535 W (Inversor 01): Este inversor se dedica exclusivamente a los módulos de mayor potencia. Utiliza una configuración de 18 paneles en serie por cada string. En el MPPT

1 se conectan 2 strings en paralelo (36 paneles), mientras que en el MPPT 2 se conecta 1 string (18 paneles).

Configuración 465 W (Inversores 09, 10 y 11): Estos tres equipos trabajan únicamente con paneles de 465 W. La configuración estándar es de 13 paneles en serie. Para optimizar la entrada, se conectan 3 strings en paralelo en el MPPT 1 (39 paneles) y 2 strings en el MPPT 2 (26 paneles).

Para maximizar el uso de los 11 inversores y cubrir la totalidad de los 690 módulos, se diseñó una configuración mixta en 7 de los equipos. En estos casos, el inversor actúa como un puente entre las dos tecnologías de paneles: MPPT 1 (Lado 465 W): Se configura con 3 strings en paralelo, cada uno con 15 paneles en serie. Esto suma 45 paneles de 465 W, generando una corriente de 32.16 A, muy cerca del límite de diseño de 33 A del inversor. MPPT 2 (Lado 535 W): Se configura con un solo string de 18 paneles en serie. Al ser un solo string, la corriente es de 13.17 A, operando de manera independiente y eficiente sin verse afectada por el voltaje diferente del otro canal.

Justificación del cumplimiento: Esta separación por canales MPPT es lo que permite que el sistema sea "mixto" de forma segura. Dado que cada MPPT realiza su propio seguimiento del punto de máxima potencia, el inversor puede gestionar unos voltajes diferentes.

Tabla 6*Configuración componentes del sistema fotovoltaico con validaciones*

Inversor	MPPT1	MPPT2	Corriente 1	Corriente 2	Tensión		Potencia	Panel seleccionado	
Inversor 1	36	18	26,34	13,17	731,34	731,34	28890	panel 535	panel 535
Inversor 2	45	18	32,16	13,17	650,7	731,34	30555	panel 465	panel 535
Inversor 3	45	18	32,16	13,17	650,7	731,34	30555	panel 465	panel 535
Inversor 4	45	18	32,16	13,17	650,7	731,34	30555	panel 465	panel 535
Inversor 5	45	18	32,16	13,17	650,7	731,34	30555	panel 465	panel 535
Inversor 6	45	18	32,16	13,17	650,7	731,34	30555	panel 465	panel 535
Inversor 7	45	18	32,16	13,17	650,7	731,34	30555	panel 465	panel 535
Inversor 8	45	18	32,16	13,17	650,7	731,34	30555	panel 465	panel 535
Inversor 9	39	26	32,16	21,44	563,94	563,94	30225	panel 465	panel 465
Inversor 10	39	26	32,16	21,44	563,94	563,94	30225	panel 465	panel 465
Inversor 11	39	26	32,16	21,44	563,94	563,94	30225	panel 465	panel 465

Nota. Tabla de elaboración propia; se muestra la cantidad de módulos por MPPT, la validación

de corriente, tensión y potencia y se especifica qué panel se está utilizando.

Para validar la configuración que se muestra en la tabla 6, se evaluaron tres condiciones clave para cada uno de los 11 inversores:

- Validación de tensión ($V_{oc\ string} \leq V_{max\ DC}$): Se comprobó que el voltaje de circuito abierto de cada string no supere los 1,000 V del inversor, para evitar daños por sobretensión.
- Rango de operación MPPT: Se garantizó que la tensión de operación se mantenga dentro del rango de seguimiento del inversor (500 V – 800 V), lo que optimiza la producción de energía.

- Capacidad de corriente ($I_{mp\ MPPT} \leq I_{max\ inversor}$): Se verificó que la suma de las corrientes de los strings conectados en paralelo a cada entrada no exceda la capacidad máxima del MPPT (33 A para el canal 1 y 25 A para el canal 2).

2.5.4 Medición bidireccional

Para facilitar el intercambio de energía con la red de distribución local y garantizar el reconocimiento de excedentes según la normativa vigente, el proyecto de INDUNILO S.A.S. necesita instalar un sistema de medición bidireccional que cumpla con los estándares de comunicación y precisión requeridos por la Electrificadora de Santander (ESSA) y el código de medida (CREG 038).

Este sistema se basa en un medidor de energía electrónico de alta gama, capaz de registrar en cuatro cuadrantes. Esto permite contabilizar de manera independiente la energía activa y reactiva, tanto la que se importa (consumo de red) como la que se exporta (excedentes fotovoltaicos inyectados).

Especificaciones técnicas del sistema de medida: Tipo de medidor: Trifásico, conexión semidirecta (requiere transformadores de corriente externos debido a la magnitud de la carga industrial).

Clase de precisión: 0.5S para energía activa (cumpliendo con los requerimientos de la ESSA para sistemas AGPE de gran escala).

Puertos de comunicación: Puerto RS485 con protocolo Modbus RTU o acople óptico, integrado al sistema de gestión energética para permitir la lectura remota y el monitoreo en tiempo real por parte de ENEF.

Requisitos de conformidad: El equipo debe contar con un certificado de conformidad de producto (RETIE), un acta de calibración vigente no mayor a un año y un protocolo de pruebas

que garantice su correcta integración con la infraestructura de la ESSA. La implementación de este sistema de medida es el último paso técnico para formalizar la condición de Autogenerador a Pequeña Escala (AGPE) y permitir que los 333.45 kWp instalados generen beneficios económicos a través de la compensación de excedentes.

2.6 Dimensionamiento de conductores y protecciones en corriente continua (DC)

El diseño del sistema de corriente continua para INDUNILO S.A.S. tiene como objetivo asegurar la integridad de los equipos frente a sobrecorrientes y reducir al mínimo las pérdidas por caída de tensión en el trayecto desde los arreglos fotovoltaicos en cubierta hasta los 11 inversores Fronius.

2.6.1 Determinación de la corriente de diseño

Siguiendo el criterio de la empresa, el dimensionamiento se valida bajo dos escenarios: Capacidad del conductor (I_{mp}): Se asegura que el cable transporte la corriente de operación normal sin sobrecalentamiento.

Protección y seguridad (I_{sc}): Se utiliza la corriente de cortocircuito con un factor de seguridad de 1.25 para seleccionar las protecciones, garantizando que el sistema soporte picos de irradiancia sin disparos en falso.

2.6.2 Selección del conductor, verificación de tensión y protecciones en DC

Para los arreglos de INDUNILO, las corrientes máximas identificadas son:

Configuración de máxima carga (inversores 02 al 08 - MPPT 1): Este es el punto más exigente del sistema, donde se agrupan 3 strings de paneles de 465 W en paralelo.

- Corriente de operación (I_{mp}): 32.16 A.
- Corriente de cortocircuito (I_{sc}): 34.32 A.

- Dimensionamiento: Se eligió un conductor de 10 AWG, que tiene una capacidad de 40 A, lo que asegura un flujo constante de corriente de operación (26.34 A) sin riesgo de sobrecalentamiento. La verificación de la capacidad amperimétrica ($40\text{ A} > 26.34\text{ A}$) muestra un margen de seguridad del 34%.
- Para validar la caída de tensión, se tomó en cuenta una impedancia efectiva de $3.940\ \Omega/\text{km}$ y una distancia de 75 metros; con una tensión de string de 731.34 V, el cálculo resulta en una regulación del 2.39%, cumpliendo así con el límite del 3% que exige la normativa.
- Protección: Se instala un breaker de 2X40 A. Al ser igual o superior a la I_{sc} de diseño, se evitan disparos por picos de irradiancia, pero se asegura la apertura ante fallas severas.

Configuración (Inversores 09 al 11 - MPPT 1): En estos equipos se agrupan 3 strings, pero con una configuración de 13 paneles en serie de 465 W.

- Corriente de operación (I_{mp}): 32.16 A.
- Corriente de cortocircuito (I_{sc}): 34.32 A.
- Dimensionamiento: Se mantiene el cable 10 AWG (40 A). Aunque la tensión es menor (563.94 V), la corriente nominal demanda la misma robustez mecánica y eléctrica. Se realiza la verificación de $40\text{ A} > 32.16\text{ A}$, lo que demuestra que el diseño cumple satisfactoriamente con la capacidad amperimétrica necesaria para los tramos de mayor corriente.
- Para validar la caída de tensión, se tomó en cuenta una impedancia efectiva de $3.940\ \Omega/\text{km}$ y una distancia de 68 metros; con una tensión de string de 650.7 V, el cálculo

resulta en una regulación del 2.9%, cumpliendo así con el límite del 3% que exige la normativa.

- Protección: Se seleccionan breakers de 2X50 A. En este caso específico, se ajusta la protección más cerca del valor de operación para una sensibilidad mayor, manteniendo el cumplimiento normativo.

Configuración (Inversores 02 al 08 - MPPT 2): Representa la conexión de un solo string de paneles de 535 W.

- Corriente de operación (Imp): 13.17 A.
- Corriente de cortocircuito (Isc): 13.79 A.
- Dimensionamiento: Se utiliza el conductor 10 AWG, cuya capacidad es de 40 A; se realiza la verificación de $40\text{ A} > 21.44\text{ A}$, confirmando que el cableado está sobredimensionado adecuadamente para operar con total seguridad.
- Para validar la caída de tensión, se tomó en cuenta una impedancia efectiva de 3.940 Ω/km y una distancia de 52 metros; con una tensión de string de 563.94 V, el cálculo resulta en una regulación del 2.92%, cumpliendo así con el límite del 3% que exige la normativa.
- Protección: Se instala una protección de 2X30 A. Esta capacidad es ideal para un string único, ya que protege el módulo y el cable de manera precisa ante cualquier retorno de corriente.

Para el sistema de puesta a tierra, se asegura la instalación de una configuración Tipo II, que se define como un sistema funcional y de protección que proporciona una trayectoria de baja impedancia para las corrientes de falla. Siguiendo las pautas del RETIE y las mejores prácticas de diseño para Autogeneradores a Pequeña Escala (AGPE), se instalan dispositivos de protección

contra sobretensiones (DPS tipo II) en el lado de corriente continua de cada inversor. Estos dispositivos están diseñados para soportar los niveles de tensión del sistema (hasta 1,000 V DC) con el objetivo de proteger la electrónica de potencia de sobretensiones transitorias, ya sean provocadas por fenómenos atmosféricos o por maniobras en la red de la ESSA.

2.7 Dimensionamiento eléctrico en corriente alterna (AC)

El diseño del circuito de corriente alterna va desde la salida de los 11 inversores Fronius Symo hasta el punto de conexión en el tablero de distribución principal de la planta. Este dimensionamiento garantiza que la potencia de 264 kW se transfiera de manera segura y eficiente a la red interna de INDUNILO S.A.S.

2.7.1 Determinación de la corriente de salida del inversor

Considerando un sistema trifásico a 220 V y la potencia nominal total de los equipos de inversión:

$$I_{AC} = \frac{240000}{\sqrt{3} \times 220 \times 1} = 692.82 \text{ A} \quad (11)$$

2.7.2 Corriente de diseño

Siguiendo los lineamientos de la NTC 2050, se aplican los factores de seguridad sobre la corriente nominal para el dimensionamiento de los elementos de protección y conducción:

- Corriente de diseño (125%): 866.03 A.
- Corriente de diseño (156%): 1082.53 A.

2.7.3 Selección de conductores en AC

Dada la alta magnitud de la corriente, se ha optado por una configuración de conductores en paralelo para facilitar la instalación mecánica y cumplir con los radios de curvatura en la planta.

- Material: Cobre (Cu)

- Calibre: 3/0 AWG
- Tipo de aislamiento: THHN/THWN
- Configuración: Cuatro (4) conductores por fase.
- Capacidad amperimétrica total: 1040 A ($260 \text{ A} \times 4$). Verificación: $1040 \text{ A} > 866.03 \text{ A}$.

Esta configuración garantiza que el sistema opere con un margen de seguridad térmica, cumpliendo con el RETIE.

2.7.3.1 Verificación de la caída de tensión

La caída de tensión se calcula para garantizar que la regulación se mantenga dentro de los límites permitidos, que son un máximo del 3% según el RETIE y la NTC 2050. Esto ayuda a optimizar la evacuación de energía desde los 11 inversores hasta el tablero principal de INDUNILO S.A.S. Para llevar a cabo este cálculo, se consideran los siguientes parámetros técnicos:

- Impedancia efectiva: $0.253 \Omega / \text{km}$, teniendo en cuenta el arreglo en paralelo y un factor de potencia unitario.
- La distancia es de 42 metros
- Tensión de red: 220 V
- Corriente nominal (I_{AC}): 692.82 A.

$$\Delta V\% = 1.45\% \quad (12)$$

Con un valor de regulación del 1.45%, garantizamos que el voltaje en los bornes de salida de los inversores se mantenga estable. Esto evita disparos por sobretensión en la red y asegura que casi el 100% de la potencia generada se entregue de manera efectiva al tablero de distribución principal. Además, el uso de 4 conductores por fase ayuda a disipar el calor en las bandejas porta cables, lo que incrementa la eficiencia general del sistema.

2.7.4 Selección del dispositivo de protección

La protección del circuito alimentador principal está diseñada para asegurarse de que el sistema se desconecte automáticamente en caso de sobrecarga o cortocircuito, cumpliendo a rajatabla con las normativas de la NTC 2050 y el RETIE.

Siguiendo la metodología de diseño, se ha elegido un interruptor con una capacidad nominal que es igual o mayor a la corriente de diseño y que no exceda la capacidad amperimétrica total del conjunto de conductores.

Corriente de diseño (125%): 866.03 A.

Protección seleccionada: Según la tabla de protecciones del proyecto, se ha optado por un interruptor termomagnético (breaker) industrial de 1000 A, trifásico.

Esta elección asegura que el interruptor no se active durante la operación normal en las horas de máxima generación, pero que responda de manera efectiva para proteger los conductores de 3/0 AWG antes de que alcancen su límite térmico.

Para integrar el sistema de puesta a tierra y elegir los dispositivos de protección contra sobretensiones en el lado de corriente alterna, se deben considerar las características eléctricas del sistema, el nivel de tensión de operación y las condiciones de conexión a la red. Además, es importante tener en cuenta las directrices que se encuentran en el Apéndice A, que abordan la protección contra sobretensiones y la conexión a sistemas de puesta a tierra.

En el lado de la corriente alterna, el sistema fotovoltaico se conecta a la red eléctrica del usuario, que necesita tener un sistema de puesta a tierra adecuado para asegurar la seguridad en caso de fallas y sobretensiones. En este contexto, los inversores se conectan al sistema de puesta a tierra mediante un conductor de protección, lo que garantiza la continuidad eléctrica entre los

equipos y la red de tierra existente. Esta conexión es clave para que los dispositivos de protección funcionen correctamente y para disipar las corrientes de falla.

Adicionalmente, se incorpora un dispositivo de protección contra sobretensiones (DPS) en el lado AC; se ha seleccionado de clase II, lo que lo hace adecuado para proteger contra sobretensiones inducidas por maniobras en la red o descargas atmosféricas indirectas. Este dispositivo desvía los transitorios hacia el sistema de puesta a tierra, evitando que lleguen a los equipos del sistema.

2.8 Evaluación de pérdidas y producción energética

El cálculo de la producción de energía que se inyecta a la red de INDUNILO S.A.S. toma en cuenta las variables meteorológicas de Bucaramanga, Santander, así como las pérdidas intrínsecas del sistema. Todo esto se consolida en un indicador de desempeño que conocemos como Performance Ratio (PR).

2.8.1 Pérdidas y rendimiento del sistema

Siguiendo la metodología para sistemas de Autogeneración a Pequeña Escala (AGPE) y los estándares de ingeniería aplicables a proyectos industriales, hemos llevado a cabo un análisis de las pérdidas del sistema. Estas pérdidas son el resultado de varios factores técnicos que impactan la eficiencia general, tales como:

Pérdidas térmicas: La degradación que sufren los módulos fotovoltaicos debido a la temperatura y la irradiancia local.

Pérdidas por ensuciamiento (soiling): La acumulación de partículas en la superficie de la instalación industrial.

Pérdidas óhmicas: Las caídas de tensión en los conductores de corriente continua (DC) y en el arreglo en paralelo de corriente alterna (AC), que hemos calculado en un 1.45% para este proyecto.

Eficiencia de conversión: El rendimiento de los 11 inversores Fronius Symo.

Se estima que las pérdidas totales alcanzan un 15%, lo que se traduce en un Performance Ratio (PR) del 85.0%.

Esta estimación del 15% es sólida desde el punto de vista técnico para el dimensionamiento de sistemas a gran escala, ya que ofrece el margen de seguridad necesario para asegurar que la generación real se alinee con las proyecciones de ahorro energético presentadas a la gerencia de la compañía y los compromisos de inyección ante la ESSA.

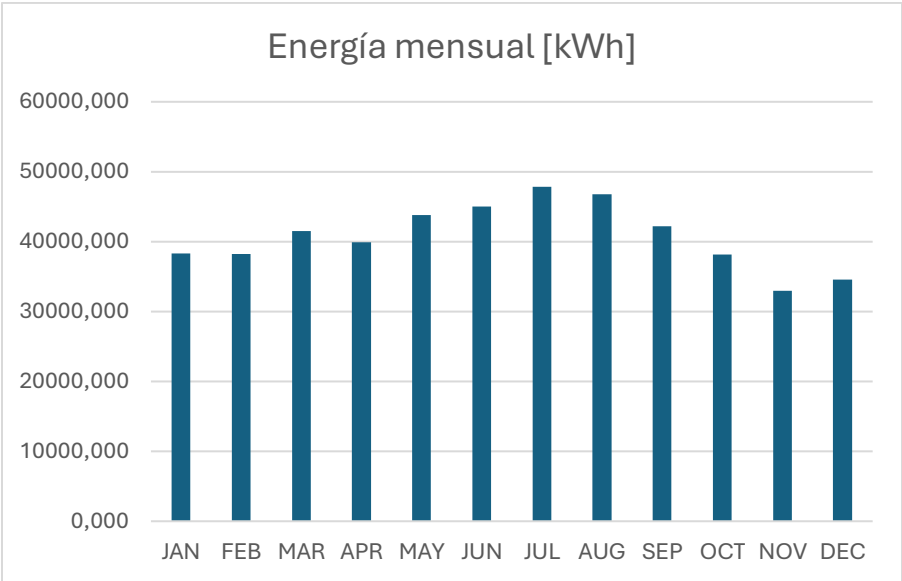
2.8.2 Estimación de la energía generada

Utilizando los datos de irradiancia horaria para las coordenadas del proyecto (Lat: 7,0815, Lon: -73,1453), en el mes de menor consumo se obtiene la siguiente información:

- Generación diaria promedio: 1.183 kWh/día
- Generación mensual estimada: 35.505 kWh/mes

Gráfico 6

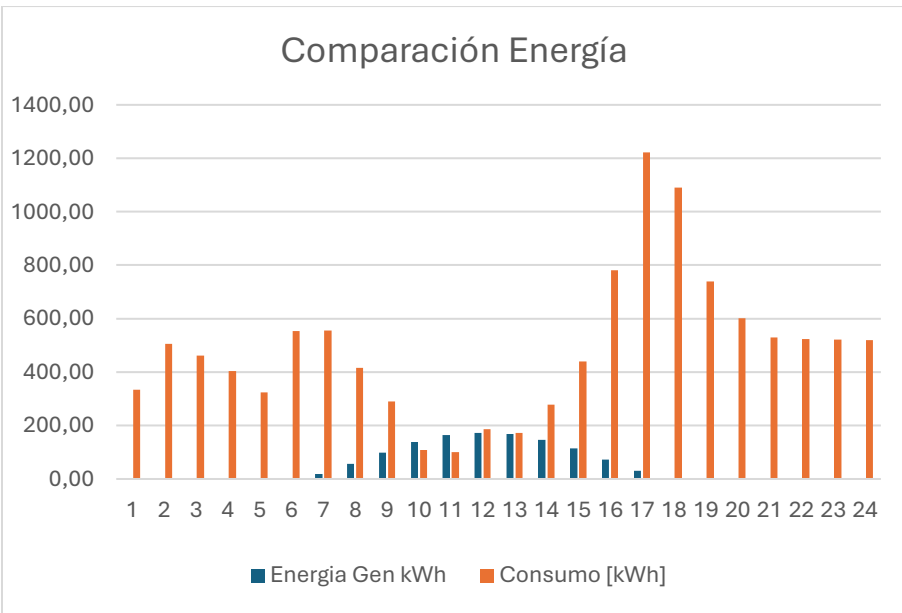
Energía Mensual [kWh]



Nota. Gráfico de elaboración propia, muestra la estimación de la energía generada mensualmente.

Gráfico 7

Comparación Energía



Nota. Gráfico de elaboración propia, en el cual se hace un comparativo entre la energía generada diaria y su consumo diario.

2.8.1 Cálculo de autoconsumo y excedentes

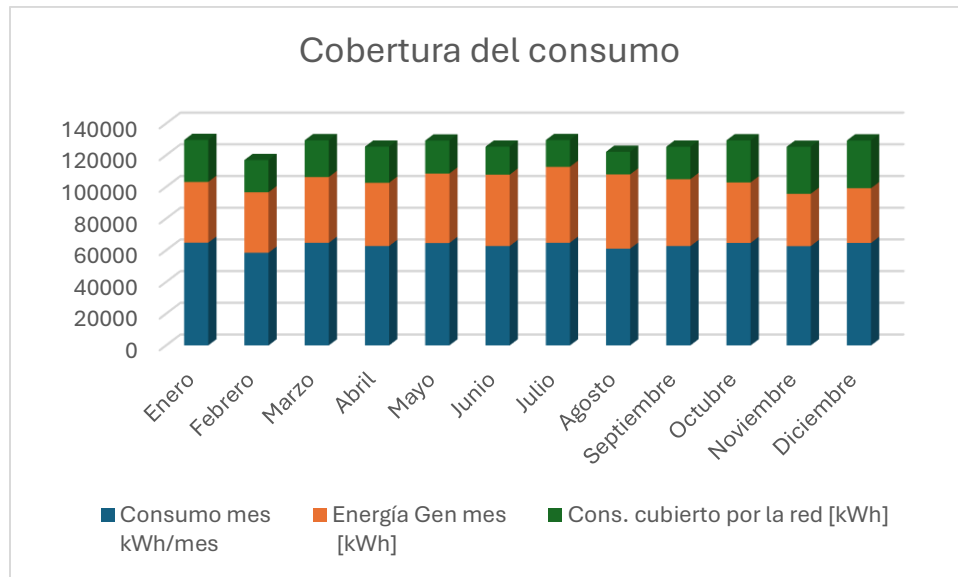
En un sistema de Autogeneración a Pequeña Escala (AGPE) de tipo industrial, la gestión de la energía se organiza en dos flujos principales: el autoconsumo, que es la energía generada por el sistema fotovoltaico y que se utiliza de inmediato por las cargas de la planta, y los excedentes, que son las cantidades de energía que se inyectan a la red de la ESSA para su compensación más adelante.

Con base en el perfil de carga proyectado para la planta y la capacidad instalada de 264 kWp, se prevé el siguiente comportamiento energético diario:

Energía exportada (excedentes): 96.263 kWh/día

Energía importada de la red: 2,887.901 kWh/día

El dimensionamiento de 264 kWp es adecuado para INDUNILO S.A.S., ya que está pensado para maximizar el autoconsumo durante las horas de operación diurna, cuando la tarifa de energía suele ser más alta. Al mantener la inyección de excedentes en un nivel controlado, se asegura un equilibrio técnico-económico que reduce la facturación por consumo de energía activa y optimiza el uso de la infraestructura eléctrica existente, cumpliendo con los estándares de eficiencia y rentabilidad, y en un futuro se podría utilizar otra parte del área disponible y hacer que el proyecto fotovoltaico tenga mayor impacto, aumentando su capacidad.

Gráfico 8*Cobertura del Consumo*

Nota. Gráfico de elaboración propia, en el cual se muestra el consumo mensual, energía generada y el consumo cubierto por la red.

2.8.1 Cálculo del porcentaje de cobertura solar mensual

El porcentaje de cobertura solar nos muestra qué parte del consumo eléctrico total de la planta de INDUNILO S.A.S. es alimentada directamente por su sistema fotovoltaico de 264 kWp. Este indicador es fundamental para evaluar la viabilidad financiera y nos ayuda a entender el ahorro real en el flujo de caja operativo de la empresa.

Para comprobar la autonomía energética que se ha logrado con esta implementación, se llevó a cabo un análisis comparativo entre la generación proyectada (aprovechando el recurso solar de Santander) y los perfiles de demanda históricos de la planta. Los resultados demuestran la capacidad estratégica del sistema para disminuir la dependencia de la red convencional.

Figura 13*Análisis Comparativo Mensual*

Mes	Consumo mes kWh/mes	Energía Gen mes [kWh]	Cons. cubierto por la red [kWh]	Cobertura %
Enero	64814	38334,07	26479,93	59%
Febrero	58481	38193,33	20287,67	65%
Marzo	64730	41538,54	23191,46	64%
Abril	62717	39920,22	22796,78	64%
Mayo	64636	43830,23	20805,77	68%
Junio	62706	45039,28	17666,72	72%
Julio	64797	47880,62	16916,38	74%
Agosto	61089	46796,16	14292,84	77%
Septiembre	62688	42197,51	20490,49	67%
Octubre	64693	38141,97	26551,03	59%
Noviembre	62677	32985,17	29691,83	53%
Diciembre	64655	34568,00	30087,00	53%

Nota. La figura representa el consumo mensual, energía generada mensual, la energía cubierta por la red y el factor de cobertura %. Datos meteorológicos obtenidos de NASA Prediction of Worldwide Energy Resources.

2.1 Verificación normativa

El proyecto fotovoltaico ha sido diseñado bajo un enfoque riguroso de cumplimiento legal y técnico, garantizando la seguridad operativa de la planta, la protección de los equipos eléctricos de la empresa y la estabilidad de la red de la ESSA.

2.1.1 Validación de cumplimiento RETIE

De acuerdo con el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), se certifica que el diseño del sistema de 264 kWp cumple con los parámetros de seguridad para la protección de personas y bienes:

Límites de corriente: La corriente nominal AC es de 692.82 A. El diseño soporta una corriente de cortocircuito coordinada que no excede la capacidad de ruptura de los interruptores industriales seleccionados.

Límites de tensión: Se asegura que el voltaje en el punto de acople se mantenga en 220 V nominales. La regulación de tensión calculada (1.45%) cumple con la exigencia de mantener las variaciones por debajo del 3%, evitando disparos por sobretensión en los inversores Fronius.

Capacidad térmica: El arreglo de conductores en paralelo (4 x 3/0 AWG por fase) posee una ampacidad total de 1040 A. Comparado con la corriente de diseño de 866.03 A, se garantiza un margen de seguridad térmica superior al 20%, considerando la temperatura ambiente de Bucaramanga.

Coordinación de protecciones: El interruptor termomagnético de 3 x 1000 A protege el alimentador principal. Se ha verificado la selectividad para que, ante una falla en un string o inversor, actúen primero las protecciones locales antes que el interruptor más lejano.

El diseño cumple los requisitos necesarios para un proyecto de ingeniería eléctrica, destacando:

(a) Análisis de carga: Se llevó a cabo utilizando la curva de demanda de 63,223.58 kWh/mes.

(j) Sistema de puesta a tierra: Integración equipotencial de todas las estructuras de soporte y chasis mediante conductor de cobre de 2/0 AWG (según NTC 2050 T250-122).

(k) Niveles de aislamiento: Se emplearon conductores THHN/THWN.

(p) Protecciones contra sobretensiones: Inclusión de DPS Clase II en los lados DC y AC para mitigar transitorios atmosféricos y de maniobra.

2.1.2 Verificación cumplimiento NTC 2050

El diseño se rige por la NTC 2050, con énfasis en la Sección 690 (Sistemas Solares Fotovoltaicos) y la Sección 310 (Conductores):

Criterio de temperatura: Se aplicaron factores de corrección por temperatura ambiente (26-30 °C) y por agrupamiento de conductores en bandejas portacables, asegurando que el aislamiento THHN/THWN opere dentro de rangos seguros.

Dimensionamiento de protecciones: Según la Sección 690-8, las protecciones se dimensionaron al 125% de la corriente máxima (866.03 A). Se optó por un interruptor de 1000 A, que es el valor comercial superior más cercano que garantiza la protección de la ampacidad del cable (1040 A).

El sistema cuenta con seccionamiento visible y accesible en el tablero principal, permitiendo el aislamiento total del sistema fotovoltaico para labores de mantenimiento industrial.

Puesta a tierra de equipos (Sección 690-43): Todas las estructuras metálicas de soporte y los inversores están conectados al conductor de puesta a tierra de equipo. Esto asegura que cualquier falla a tierra se elimine rápidamente por las protecciones, evitando así voltajes de contacto peligrosos.

2.1.3 Verificación cumplimiento CREG

El sistema fotovoltaico se considera legalmente un Autogenerador a Pequeña Escala (AGPE) que puede enviar excedentes a la red, siempre cumpliendo con los estándares de interconexión y comercialización establecidos por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

El sistema se clasifica legalmente como un Autogenerador a Pequeña Escala (AGPE) que entrega excedentes a la red, bajo el marco de la Resolución CREG 174 de 2021:

Con una capacidad nominal de 264 kWp, el proyecto se sitúa en el rango de AGPE > 100 kW y < 1 MW. Esta clasificación requiere un trámite de conexión ante la ESSA que incluye la solicitud de factibilidad y la firma de un contrato de conexión.

Compensación de excedentes: Los excedentes inyectados de 2887.301 se valorarán bajo el esquema vigente para FNCER. De acuerdo con la CREG 174, estos excedentes se descontarán del consumo importado (317.063 kWh/mes). Dado que se trata de un sistema que utiliza fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER), la compensación se lleva a cabo bajo el esquema de intercambio neto, donde el excedente se valora al costo de la energía (G+T), maximizando así el beneficio económico para el usuario.

Se ha verificado que los inversores FroniusSYMO 24.0-3 480 cumplen con las normativas IEEE 1547 y UL 1741, que son exigidas por la CREG.

El sistema cuenta con una protección anti-isla integrada, que asegura que, en caso de que haya una falta de tensión en la red de la ESSA, el sistema solar se desconecte en menos de 2 segundos. Esto previene la energización accidental de las líneas mientras el personal técnico del operador de red realiza reparaciones.

Para cumplir con la resolución, el proyecto incluye la instalación de un medidor bidireccional que registre de manera independiente energía importada y energía exportada.

2.1.4 Verificación de requisitos del operador de red (ESSA)

La integración del sistema de autogeneración de INDUNILO S.A.S. sigue los estándares de conexión para niveles de tensión 1, garantizando que la inyección de energía no afecte la calidad del servicio en el nodo local.

Estudio de conexión simplificado Cuando se supera la frontera de los 100 kW, el proyecto necesita un estudio de conexión simplificado (de acuerdo con la Resolución CREG 174). Este análisis incluye:

- Evaluación de la capacidad del transformador: Se verifica que la potencia nominal del sistema fotovoltaico (264 kWp / 264 kVA AC) sea compatible con la capacidad del transformador de distribución asignado a la planta.
- Análisis de cargabilidad: Se valida que la inyección de excedentes durante las horas de mínima demanda de la planta no sature las redes de baja tensión ni el transformador.

Requerimientos del sistema de medida (código de medida) Para una correcta liquidación de excedentes según la Resolución CREG 038 de 2014, el sistema de medida debe cumplir con:

- Clasificación del punto de medida: Al ser un sistema con potencia instalada mayor a 100 kW, se clasifica como un punto de medición tipo 3. Precisión del medidor: Se requiere un medidor trifásico bidireccional con una clase de precisión de 0.5S para energía activa y 2.0 para energía reactiva.
- Comunicación remota: El equipo de medida debe contar con un módem de comunicación activo para que la ESSA pueda realizar la lectura remota diaria de los índices de generación e importación, integrándose al sistema de gestión de datos del operador.

Protecciones de interconexión y calidad de potencia La ESSA requiere que el punto de acople común (PCC) asegure la estabilidad de la red. Protección Anti-Isla:

- Los inversores Fronius Symo están certificados para desconectarse en menos de 2 segundos si hay una pérdida de tensión en la red, lo que ayuda a prevenir riesgos eléctricos para los equipos de mantenimiento de la ESSA.

- Calidad de energía: Este sistema asegura que la distorsión armónica total de corriente se mantenga por debajo del 5% y permite un factor de potencia ajustable entre 0.90 inductivo y 0.90 capacitivo, cumpliendo así con los límites establecidos para las perturbaciones electromagnéticas.
- Seccionamiento visible: Se ha instalado un interruptor de corte general con un sistema de bloqueo de seguridad que es accesible para el personal de la ESSA en caso de emergencias o mantenimiento programado en el área.

Procedimiento de legalización El proceso para la puesta en marcha oficial de la planta de Indunilo incluye:

- Solicitud de factibilidad: Presentación del anteproyecto y consulta sobre la disponibilidad de la red.
- Contrato de conexión: Firma del acuerdo técnico-comercial con la ESSA.
- Pruebas de inyección: Comprobación de la respuesta de los inversores ante cambios en la red.
- Certificación RETIE de generación: Inspección final por parte de un organismo acreditado para obtener el dictamen de cumplimiento que permite la operación comercial.

2.2 Documentación del diseño del sistema fotovoltaico

La documentación técnica que forma parte de este proyecto asegura la trazabilidad de la ingeniería y ofrece las pautas definitivas para la ejecución, operación y mantenimiento preventivo del sistema de generación de INDUNILO S.A.S.

El diagrama unifilar describe la arquitectura eléctrica del sistema de 264 kWp, mostrando cómo se interconectan los arreglos fotovoltaicos hasta el punto de acople en baja tensión.

- Componentes representados: Conexión de los 11 inversores Fronius Symo, la configuración de los MPPT y las especificaciones del alimentador principal en paralelo (4x3/0 AWG).
- Protecciones: Ubicación del interruptor general de 3x1000 A, los supresores de transitorios (DPS Clase II) y los puntos de seccionamiento bajo carga. Este documento actúa como la hoja de ruta para las maniobras de operación y el mantenimiento correctivo.

Este documento proporciona el respaldo matemático de la ingeniería (memorias de cálculo). En el cual se incluye:

- Dimensionamiento de conductores: Validación de la ampacidad teniendo en cuenta factores de agrupamiento y la temperatura ambiente para Bucaramanga.
- Análisis de caída de tensión: Un cálculo detallado que justifica la regulación del 1.45%.
- Estudio de generación: Un balance energético basado en datos satelitales (NASA), que respalda el performance ratio (PR) del 85.0% y la producción del sistema fotovoltaico.

Planimetría e ingeniería de detalle: Un conjunto de planos que marcan la disposición física de la infraestructura:

- Plano de implantación (layout): Aquí se muestra cómo se distribuyen los módulos en la cubierta industrial, buscando evitar sombras y optimizar los pasillos de mantenimiento.
- Plano de canalizaciones: Este plano detalla las rutas de las bandejas portacables y tuberías que van desde la cubierta hasta el cuarto eléctrico.

Especificación técnica y certificaciones: Se incluyen las fichas técnicas (datasheets) y los certificados de conformidad (RETIE) de los principales activos: Inversores: Fronius Symo (con certificación anti-isla y cumplimiento de la norma IEEE 1547).

- Módulos: Paneles de alta eficiencia, acompañados de sus respectivos certificados de prueba de degradación, inversores con alta eficiencia y conductores que cumplen con la normativa vigente.
- Componentes AC/DC: Certificados de conformidad para conductores de cobre, breakers industriales y sistemas de protección contra sobretensiones.

Condiciones de conexión y medición (protocolo ESSA): Aquí se establecen los requisitos técnicos para la interconexión a la red pública:

- Punto de acople: Conexión trifásica a 220 V en el tablero general de distribución (TGD) de la planta.
- Sistema de medida: Se especifica un medidor bidireccional Clase 0.5S con un puerto de comunicación activa para la lectura remota por parte de la ESSA.
- Protocolo de puesta en marcha: Este procedimiento incluye pruebas de resistencia de aislamiento, medición de la malla de tierra y validación de la calidad de potencia antes de que comience la operación comercial.

2.3 Comparación y validación caso de estudio: Indunilo

Con el fin de validar la efectividad de la metodología de dimensionamiento para sistemas AGPE de hasta 500 kVA que se ha desarrollado en este trabajo, se seleccionó el proyecto fotovoltaico de la empresa Indunilo S.A.S. como caso de estudio. Este proyecto, ubicado en Bucaramanga, Santander, es un ejemplo de alta complejidad, ya que abarca múltiples cubiertas

(bodegas 15, 16, 17 y 18) y necesita integrar una potencia instalada que supera los 300 kWp en corriente continua.

A continuación, se presenta un análisis comparativo entre los criterios definidos por la metodología propuesta y las decisiones técnicas tomadas en la ingeniería de detalle del proyecto real.

Tabla 7

Comparación Datos Reales con la Metodología

Parámetro	Metodología propuesta	Proyecto real (Indunilo)	Validación técnica
Potencia AC nominal	Optimización por capacidad de red	264 kW	Se utilizaron 11 inversores Fronius Symo de 24 kW cada uno.
Potencia DC instalada	Maximización de eficiencia	333.45 kWp	Coincidencia exacta con la capacidad total en paneles.
Número de módulos	Selección, distribución distinta	690 paneles	El proyecto real dividió la carga en 510 paneles de 465 W y 180 de 535 W.
Relación DC/AC	Objetivo: 1.15 - 1.25	1.26	El diseño real optó por un sobredimensionamiento cercano al límite superior para optimizar los inversores.

Nota. Comparación de parámetros del proyecto real respecto a la metodología propuesta, elaboración propia de la tabla.

Al comparar los datos reales del proyecto Indunilo S.A.S. con los resultados obtenidos en la validación de la metodología, se observa una alta consistencia técnica, lo que confirma que el proceso de diseño propuesto es robusto y replicable para entornos industriales de gran escala.

El sistema real cuenta con una potencia instalada de 333.45 kWp en DC y una potencia nominal de 264 kW en AC, valores que coinciden exactamente con los calculados durante la validación metodológica.

En cuanto a la distribución de componentes, la validación compuesta por 690 módulos fotovoltaicos Jinko Solar (510 de 465 W y 180 de 535 W) acoplados a 11 inversores Fronius Symo de 24 kW cada uno, la distribución de los paneles respecto al inversor se hizo de manera distinta en la metodología, ya que se comprobó que el proyecto real no tiene en cuenta unas restricciones, lo que no sería adecuado para su implementación.

La configuración de las series (strings) varía según el inversor y la bodega para optimizar el espacio y la eficiencia:

Tabla 8

Distribución de arreglos del proyecto

Bodega	Inversores	Tipo de panel	Configuración típica
Bodega 15	9, 10, 11	535W	3 Strings x 15 paneles
Bodega 16	1, 2	465W	3 Strings x 15 paneles
Bodega 17	3, 4	465W	2 Strings x 17 paneles
Bodega 18	5, 6, 7, 8	465W	Mix de 14 y 15 paneles

Nota. Distribución de arreglos en el proyecto real, tabla de elaboración propia.

El análisis de la validación permitió justificar técnicamente el uso de configuraciones mixtas en 7 de los inversores, donde la separación por canales MPPT asegura que las dos tecnologías de paneles operen eficientemente sin interferencias de voltaje, lo cual fue verificado en las pruebas de inyección reales. Respecto a los parámetros eléctricos reales, existe una coincidencia precisa en el dimensionamiento de los conductores de corriente alterna (AC). El proyecto legalizado utiliza un alimentador principal compuesto por cuatro conductores 3/0 AWG por fase en cobre, configuración que la metodología validó como óptima para manejar la corriente de diseño de 866.03 A, garantizando una caída de tensión del 1.45%, muy por debajo del límite normativo del 3%.

En el lado de las protecciones, mientras que la validación sugirió un interruptor industrial de 1000 A para proteger la ampacidad del cable (1040 A), los datos reales muestran que el interruptor se ajustó a 800 A, una decisión conservadora que asegura la protección del sistema dentro de los límites operativos del transformador de 500 kVA.

El análisis del punto de conexión y cumplimiento normativo también refleja una alineación total. Ambos procesos clasificaron el proyecto como un AGPE de mayor escala (>100 kW y <1 MW), lo que derivó en la obligación real de presentar un Estudio de Conexión Simplificado y la instalación de un medidor bidireccional Tipo 3 (Clase 0.5S) para la medición de la frontera comercial.

Además, las pruebas anti-isla mencionadas en el acta de legalización validaron los criterios de seguridad integrados en la metodología, asegurando que los inversores se desconecten en menos de 2 segundos ante fallas de red.

Finalmente, la comparación energética demuestra que la metodología es una herramienta de proyección confiable. El análisis de validación estimó una cobertura solar de entre el 53% y el 77% de la demanda industrial masiva (63,223 kWh/mes), basándose en un Performance Ratio del 85%.

Al contrastar esto con la operación real, se confirma que el dimensionamiento estratégico no solo optimiza el autoconsumo diurno, sino que gestiona los excedentes de forma controlada (aprox. 96 kWh/día), cumpliendo con el objetivo de eficiencia operativa planteado por la empresa ENEF para reducir los costos por cargo de energía en la planta.