

Metodología de diseño eléctrico para proyectos de autogeneración a pequeña escala con sistemas fotovoltaicos hasta 500 kVA en la empresa ENEF ENERGÍA DEL FUTURO

Apéndice B

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. Caracterización del usuario y del punto de conexión	7
1.1 Identificación del tipo de usuario.....	7
1.2 Información de la ubicación.....	8
1.3 Información del transformador	8
1.4 Identificación del NIU del usuario y consulta en el operador de red.....	8
1.5 Recopilación del consumo energético del usuario.....	9
1.5.1 Evaluación de necesidad de estudio de conexión	10
1.6 Información del sistema eléctrico existente y evaluación del sitio	10
1.6.1 Visita al sitio	11
1.6.2 Sin visita al sitio.....	11
2. Análisis del consumo energético	13
2.1 Uso del analizador de redes	14
2.2 Sin el analizador de redes	14
3. Evaluación del recurso solar y condiciones del sitio	15
3.1 Obtención de datos solares.....	15
3.2 Cálculo de horas sol pico (HSP)	16
3.3 Cálculo energía sistema fotovoltaico	16
3.4 Evaluación de sombras en el sitio de instalación.....	18
4. Definición de la potencia objetivo del sistema fotovoltaico	20
4.1 Porcentaje de cobertura.....	20
4.2 Cálculo de la potencia requerida.....	21

METODOLOGÍA DE AGPE HASTA 500 kVA	3
4.3	Sobredimensionamiento..... 21
4.4	Restricciones 22
4.4.1	Restricción normativa (AGPE) 22
4.4.2	Restricción del transformador..... 23
5.	Selección de componentes del sistema fotovoltaico 23
5.1	Selección de módulos fotovoltaicos..... 23
5.1.1	Validación del área disponible..... 25
5.1.2	Cálculo potencia real instalada en DC 26
5.2	Selección del inversor del sistema fotovoltaico..... 26
5.2.1	Definición del tipo de inversor 27
5.2.1.1	Microinversores 27
5.2.1.2	Inversores string..... 27
5.2.2	Determinar la potencia nominal del inversor..... 27
5.2.3	Cálculo cantidad de módulos por string..... 28
5.2.3.1	Cálculo de tensión del string..... 29
5.2.3.2	Validaciones..... 29
5.2.4	Cálculo de corriente del string 30
5.2.5	Cálculo de cantidad de strings por arreglo..... 31
5.2.6	Cantidad de string por MPPT 32
5.3	Requisitos de medición bidireccional 33
6.	Dimensionamiento de conductores y protecciones en corriente continua (DC)..... 34
6.1	Determinación de la corriente de diseño..... 34
6.2	Selección del conductor en corriente continua 35

METODOLOGÍA DE AGPE HASTA 500 kVA	4
6.2.1 Verificación de la ampacidad.....	35
6.2.2 Aplicación de factores de corrección.....	35
6.2.3 Verificación de la caída de tensión	36
6.3 Selección del dispositivo de protección.....	37
6.4 Sistema de puesta a tierra.....	38
6.4.1 Dispositivos de Protección contra Sobretensiones (DPS)	40
7. Dimensionamiento eléctrico en corriente alterna (AC)	40
7.1 Determinación de la corriente de salida del inversor.....	41
7.1.1 Corriente de diseño	41
7.2 Selección de conductores en AC.....	41
7.2.1 Verificación de la ampacidad.....	41
7.2.2 Aplicación de factores de corrección.....	42
7.2.3 Verificación de la caída de tensión	42
7.3 Selección del dispositivo de protección.....	43
7.3.1 Integración del sistema de puesta a tierra en el lado AC	43
7.3.2 Dispositivos de Protección contra Sobretensiones (DPS)	44
8. Evaluación de pérdidas y producción energética.....	44
8.1 Pérdidas del sistema.....	44
8.1.1 Pérdidas por suciedad	44
8.1.2 Pérdidas por dispersión de parámetros	45
8.1.3 Pérdidas por eficiencia del inversor.....	45
8.1.4 Pérdidas en conductores.....	45
8.1.5 Pérdidas por reflectancia.....	45

8.1.6	Pérdidas por seguimiento del punto de máxima potencia.....	45
8.1.7	Pérdidas por temperatura	46
8.1.8	Factor global pérdidas y rendimiento de la instalación	46
8.2	Estimación de la energía generada.....	46
8.2.1	Cálculo de autoconsumo y excedentes	46
8.2.2	Cálculo del porcentaje de cobertura solar mensual.....	47
9.	Verificación normativa	47
9.1	Validación de cumplimiento RETIE.....	48
9.2	Verificación cumplimiento NTC 2050	49
9.3	Verificación cumplimiento CREG.....	49
9.4	Verificación de requisitos del operador de red	50
10.	Documentación del diseño del sistema fotovoltaico.....	52
10.1	Diagrama unifilar	52
10.2	Memoria de cálculo.....	53
10.3	Planimetría o ingeniería de detalle.....	55
10.4	Especificación técnica de equipos	56
10.5	Condiciones de conexión y medición	56

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1 <i>Información General del Usuario</i>	13
Tabla 2 <i>Verificación del Cumplimiento de Requisitos Técnicos y Normativos del Sistema Fotovoltaico</i>	51

1. Caracterización del usuario y del punto de conexión

La caracterización del usuario es el primer paso en el proceso de diseño de un sistema fotovoltaico. Esta fase es importante porque nos ayuda a entender las condiciones técnicas y energéticas que influirán en el desarrollo del proyecto. Aquí, se obtiene información clave sobre el tipo de usuario, su sistema eléctrico actual, cómo es su consumo de energía y las características del punto de conexión a la red con el operador de red.

Analizar estos aspectos nos permite establecer los parámetros de referencia que guiarán el diseño del sistema fotovoltaico. Esto incluye la capacidad máxima de generación permitida, el nivel de tensión de conexión, la configuración del suministro eléctrico y las particularidades del perfil de demanda del usuario. Además, esta fase nos ayuda a identificar posibles limitaciones técnicas relacionadas con la infraestructura eléctrica existente o las condiciones físicas del lugar donde se instalará el sistema.

1.1 Identificación del tipo de usuario

En la caracterización se identifica qué tipo de usuario es; esto depende de los diferentes tipos de clientes que se puede tener en la empresa ENEF. Esta clasificación nos ayuda a entender las características generales del consumo eléctrico y las condiciones típicas de operación del sistema.

Los usuarios pueden ser residenciales, comerciales e industriales; cada uno de estos tiene curvas de consumo distintas, que afectan directamente el dimensionamiento del sistema fotovoltaico y cómo la energía generada se adapta a la demanda del usuario.

1.2 Información de la ubicación

En esta fase, es fundamental identificar el lugar donde se llevará a cabo el proyecto fotovoltaico. Para ello, es necesario recopilar información básica como el municipio, el departamento y, si es posible, la dirección exacta del sitio de instalación. Además, se deben establecer las coordenadas geográficas (latitud y longitud) utilizando herramientas de georreferenciación o sistemas de información geográfica (Google Maps, Google Earth).

Esta información es clave para localizar el proyecto con precisión y sirve como punto de partida para las siguientes fases de la metodología, donde se evaluarán las condiciones climáticas y técnicas del lugar.

1.3 Información del transformador

Es importante reunir toda la información relacionada con el transformador que alimenta el punto de conexión del usuario. Este componente establece límites operativos para la integración del sistema fotovoltaico. Por esto, es necesario identificar los siguientes datos:

- El número del transformador
- La capacidad nominal del transformador (en kVA)
- La relación de transformación
- Nivel de tensión de conexión

Esta información se obtiene a partir de la factura de energía. Caracterizar el transformador es fundamental para evaluar la viabilidad técnica de la conexión y servirá como base para definir la potencia máxima del sistema fotovoltaico.

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

Se identifica el Número de Identificación del Usuario (NIU), que es el código único que el operador de red asigna a cada punto de suministro eléctrico.

Este dato es clave para acceder a información técnica del usuario en las plataformas del operador de red. Con el NIU, se pueden consultar detalles como los rangos de disponibilidad, la capacidad de conexión y las condiciones específicas del servicio, todos ellos esenciales para evaluar la viabilidad del sistema fotovoltaico y establecer restricciones en el diseño.

Esta es la información que se debe obtener:

- Porcentaje de disponibilidad del transformador
- Potencia máxima permitida para conexión

La información obtenida a partir del NIU será utilizada en fases siguientes para validar las restricciones del sistema eléctrico y definir la potencia máxima instalable del sistema fotovoltaico.

1.5 Recopilación del consumo energético del usuario

Se deben recopilar los datos de consumo energético del usuario a partir de la facturación eléctrica con datos promedio mensuales y en el caso de los usuarios que tengan la matriz horaria se trabaja con esta, considerando un periodo mínimo de los últimos seis meses.

Esta información permite contar con un historial representativo del comportamiento de consumo sin realizar aún ningún tipo de procesamiento o análisis.

Los valores obtenidos serán utilizados posteriormente para el cálculo de consumos promedio y la construcción de la demanda energética del usuario en las siguientes fases de la metodología.

Información por recopilar:

- Consumo mensual kWh/mes de los últimos 6 meses
- Periodo de facturación de cada mes (días)

Esta información es la base que utilizaremos para el análisis energético del usuario, el cual se desarrollará en las próximas fases del dimensionamiento.

1.5.1 Evaluación de necesidad de estudio de conexión

Como parte del proceso de consulta con el operador de red, es fundamental analizar si la conexión del sistema fotovoltaico es viable, teniendo en cuenta la capacidad disponible de la red y las condiciones técnicas del punto de conexión.

Dependiendo de los resultados que se obtengan en la disponibilidad del transformador y de la potencia instalada del sistema, se deberá decidir si es necesario llevar a cabo un estudio de conexión.

Para los sistemas de autogeneración a pequeña escala (AGPE) que superen los 100 kVA de potencia instalada, la normativa vigente y las directrices de los operadores de red exigen que se realice un estudio de conexión.

Esto es para evaluar cómo el sistema podría impactar la red eléctrica. Este estudio debe tener en cuenta aspectos como:

- La capacidad del transformador de distribución
- Los niveles de tensión en el punto de conexión
- Los flujos de potencia
- Las posibles afectaciones a la calidad del servicio

Si los resultados de la evaluación de disponibilidad muestran restricciones en la red, o si el sistema propuesto supera los límites establecidos, será necesario ajustar el diseño de acuerdo con las condiciones técnicas que defina el operador de red.

1.6 Información del sistema eléctrico existente y evaluación del sitio

Se realiza la recolección de la información del sistema eléctrico existente del usuario y se evalúan las condiciones físicas del lugar de instalación.

Este proceso puede llevarse a cabo mediante una visita técnica al sitio o, si no es posible, utilizando la información que el usuario proporciona junto con herramientas digitales.

La elección del método dependerá de la accesibilidad al sitio, asegurando que en ambos casos se obtengan los datos necesarios para analizar el punto de conexión y dimensionar el sistema fotovoltaico.

1.6.1 Visita al sitio

En caso de contar con acceso al sitio, se debe realizar una visita técnica para la recolección directa de la información eléctrica y física del sistema.

Entre los principales parámetros que debemos identificar se encuentran:

- Tipo de acometida (monofásica, bifásica o trifásica)
- Tipo de conductor (material: Cu o Al)
- Calibre o capacidad del conductor
- Distancia desde el punto de conexión hasta el tablero principal
- Tipo de medidor instalado
- Capacidad de las protecciones existentes
- Espacio disponible en el tablero eléctrico
- Condiciones físicas del sitio

Es importante medir el área que se tiene disponible para instalar los módulos fotovoltaicos, teniendo en cuenta cualquier restricción física que pueda existir.

1.6.2 Sin visita al sitio

Si no se puede realizar la visita técnica, es importante recopilar la información a través de la comunicación con el usuario y utilizando herramientas digitales.

- Información por solicitar al usuario:

- Fotografías del tablero eléctrico
- Fotografías del medidor
- Información de la acometida
- Datos básicos del sistema eléctrico

El área disponible se debe estimar mediante herramientas como Google Earth, permitiendo obtener dimensiones aproximadas del espacio de instalación; esto se hace con las coordenadas del sitio.

A partir de la información del sistema eléctrico del usuario, se lleva a cabo un análisis del punto de conexión para evaluar si es posible integrar el sistema fotovoltaico. En esta fase, se revisan aspectos como la capacidad de los conductores existentes, las protecciones instaladas, el nivel de tensión y las condiciones del tablero eléctrico. Esto asegura que el sistema pueda inyectar energía sin poner en riesgo la seguridad ni el funcionamiento de la instalación.

Este análisis es importante para identificar posibles limitaciones o ajustes necesarios y es un criterio fundamental para dimensionar el sistema en las fases siguientes.

Tabla 1*Información General del Usuario*

Parámetro	Descripción
Tipo de usuario	Clasificación del usuario según su actividad económica
Ubicación del proyecto	Dirección o coordenadas geográficas del lugar de instalación
Estrato socioeconómico	Clasificación del usuario residencial según normativa colombiana
Operador de red	Empresa responsable de la distribución de energía eléctrica en la zona.
Tipo de conexión	Configuración del suministro eléctrico del usuario

Nota. Información requerida para la caracterización inicial del usuario dentro del proceso de dimensionamiento del sistema fotovoltaico.

2. Análisis del consumo energético

Se hace un análisis del consumo energético del usuario para entender su comportamiento de demanda y establecer las bases para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico.

Según la información disponible, este análisis puede hacerse mediante mediciones directas con un analizador de redes o utilizando datos históricos de consumo y curvas de demanda típicas.

La elección del método busca asegurar la mejor aproximación posible al perfil real de consumo del usuario.

2.1 Uso del analizador de redes

Cuando se dispone de medición mediante analizador de redes, se utiliza esta información para obtener el perfil real de demanda del usuario, permitiendo un análisis más preciso del comportamiento horario del consumo en la empresa ENEF energía del futuro se usa para el caso de los usuarios comerciales e industriales.

Los datos que se registran son:

- Demanda promedio (W) en intervalos de tiempo (cada hora)

Se organiza la información en función del tiempo para obtener la potencia promedio en cada hora y con esto se construye la curva de demanda real del usuario (kW vs. tiempo).

2.2 Sin el analizador de redes

A partir de los datos de facturación previamente recopilados, se calcula el consumo promedio diario del usuario, como se muestra en la Ecuación 1. Este valor representa la cantidad de energía que el usuario consume en un día típico y constituye la base para la construcción de la demanda.

$$Consumo_{prom} = \frac{\Sigma Consumo}{\Sigma días} \quad (1)$$

Se debe seleccionar una curva de demanda típica según el tipo de usuario; en este caso, se tiene en cuenta a los usuarios residenciales y a que estrato socioeconómico pertenecen, ya que el comportamiento del consumo varía significativamente entre sectores. Estas curvas pueden obtenerse de operadores de red o estudios de referencia y representan la distribución porcentual del consumo durante el día.

Una vez seleccionada la curva de demanda, el consumo diario se distribuye en cada intervalo horario utilizando los factores horarios definidos en dicha curva. Esto permite asignar un valor de potencia a cada hora del día, generando una aproximación del comportamiento real del usuario para esto se debe hacer el cálculo usando la siguiente ecuación.

$$P_i = consumo_{diario} \times factor_{horario} \quad (2)$$

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.

3. Evaluación del recurso solar y condiciones del sitio

Se lleva a cabo una evaluación del recurso solar disponible y de las condiciones físicas del lugar donde se instalará, con el objetivo de estimar el potencial de generación del sistema fotovoltaico. Este análisis es clave para definir parámetros esenciales como las horas de sol pico, la energía que se espera generar y las posibles pérdidas que podrían surgir debido a las condiciones reales del entorno.

3.1 Obtención de datos solares

Es importante obtener los datos de irradiación solar del lugar a partir de fuentes confiables, utilizando herramientas como NASA POWER. Para esto, se ingresan las coordenadas geográficas de longitud y latitud del sitio que ya se ha definido para colocar los paneles solares.

Los parámetros por obtener son los siguientes:

- Irradiación global horizontal (GHI) $kWh/m^2/día$
- Temperatura ambiente promedio

- Orientación e inclinación del sistema

Se sugiere usar promedios de varios años para asegurar que los datos sean representativos.

3.2 Cálculo de horas sol pico (HSP)

A partir de la radiación horizontal GHI, se calculan las horas sol pico (HSP) como se muestra en la ecuación 3, las cuales representan el número equivalente de horas diarias con una irradiancia de 1 kW/m².

$$HSP = \frac{GHI}{1kW/m^2} \quad (3)$$

3.3 Cálculo de energía del sistema fotovoltaico

Con base en las horas sol pico, se realiza una estimación inicial de la energía que puede generar el sistema fotovoltaico.

$$E = P_p \times HSP \times PR \quad (4)$$

Donde:

- E : Energía generada kWh
- P : Potencia del sistema kW
- HSP : Horas sol pico
- PR : Performance Ratio

El rendimiento del sistema se representa mediante el Performance Ratio (PR), el cual agrupa las pérdidas asociadas al sistema fotovoltaico.

Principales pérdidas consideradas:

- Temperatura de módulos
- Pérdidas por cableado
- Suciedad

- Desajustes entre módulos
- Rendimiento del inversor

Para sistemas fotovoltaicos en condiciones reales, se recomienda utilizar valores de PR entre 0.70 a 0.85.

Para una estimación más precisa de la energía generada por el sistema fotovoltaico, se puede emplear un modelo basado en la radiación solar incidente sobre el plano inclinado de los módulos, considerando las componentes directa, difusa y reflejada. Este enfoque permite ajustar el cálculo de generación a las condiciones reales de instalación, mejorando la precisión frente a métodos simplificados basados únicamente en horas sol pico.

$$G_{(\beta,\alpha)} = H_{(\beta,\alpha)} + D_{(\beta,\alpha)} + AL_{(\beta,\alpha)} \quad (5)$$

La radiación total que incide sobre la superficie del módulo es la suma de tres componentes: radiación directa, radiación difusa y radiación reflejada (albedo).

$$H_{(\beta,\alpha)} = \frac{G_0 \cos \theta_s}{\cos \theta_{zs}} \quad (6)$$

Donde:

- $H_{(\beta,\alpha)}$ Radiación global sobre la superficie inclinada
- G_0 Irradiación directa recibida sobre la superficie inclinada
- θ_s Irradiación difusa sobre la superficie inclinada
- θ_{zs} Irradiación albedo sobre la superficie inclinada

Para calcular los ángulos θ_s y θ_{zs} se tiene en cuenta las siguientes ecuaciones:

$$\cos \theta_s = \sin \delta \cdot \sin(\phi - \beta) + \cos \delta \cdot \cos \phi \cdot \cos(\phi - \beta) \cdot \cos \omega \quad (7)$$

$$\cos \theta_{zs} = \sin \delta \cdot \sin \phi + \cos \delta \cdot \cos \phi \cdot \cos \omega \quad (8)$$

Donde:

- δ Declinación solar
- ϕ Latitud del sitio
- β Ángulo de inclinación de la superficie inclinada
- ω Ángulo horario

Estos ángulos permiten determinar la posición del sol en función del tiempo y la ubicación geográfica, lo cual es necesario para estimar la cantidad de radiación que incide directamente sobre el módulo fotovoltaico. En aplicaciones prácticas, estos cálculos pueden ser implementados en herramientas computacionales como hojas de cálculo o software especializado (Pvsyst), donde se parametrizan las variables geométricas y se obtiene la radiación sobre el plano inclinado para cada periodo de análisis.

La radiación se ajusta en función de la inclinación y orientación del sistema, lo cual permite estimar la energía realmente aprovechable por los módulos fotovoltaicos.

$$E = \frac{H_{(\beta,\alpha)} \times P_p \times PR \times n_{dias}}{1000} \quad (9)$$

Donde:

- E Energía generada mensual kWh
- $H_{(\beta,\alpha)}$ Radiación en plano inclinado
- P_p Potencia pico del sistema
- PR Performance Ratio
- $n_{días}$ Días del periodo

3.4 Evaluación de sombras en el sitio de instalación

Se evalúa la presencia de sombras sobre el área de instalación del sistema fotovoltaico, con el fin de identificar posibles pérdidas en la generación de energía. Este análisis es fundamental, ya

que incluso sombras parciales pueden afectar de manera significativa el rendimiento del sistema, especialmente en configuraciones en serie como los arreglos fotovoltaicos.

Se deben identificar todos los elementos que puedan generar sombras sobre los módulos fotovoltaicos, tales como:

- Edificaciones cercanas
- Árboles
- Antenas
- Muros
- Equipos en cubierta

Se deben considerar tanto sombras permanentes como sombras variables a lo largo del día. En caso de contar con visita técnica, la evaluación se realiza mediante inspección visual del sitio, o con el uso de equipos como es el Solar Pathfinder, que permiten identificar la ubicación, altura y orientación de los obstáculos, así como su proyección de sombra durante el día.

Cuando no es posible realizar inspección en sitio, la evaluación de sombras se realiza mediante herramientas digitales, que permiten modelar la incidencia de sombras a lo largo del año, considerando la trayectoria solar.

Una vez identificadas las zonas de sombra, se debe evaluar su impacto sobre el sistema fotovoltaico, considerando:

- Horas del día afectadas
- Época del año
- Porcentaje de área sombreada
- Ubicación de la sombra dentro del arreglo

Basado en el análisis realizado, es fundamental definir estrategias que ayuden a mitigar el impacto de las sombras en el sistema. La evaluación de sombras nos permite detectar posibles pérdidas en la producción de energía, las cuales pueden ser consideradas dentro del Performance Ratio. Además, es importante establecer criterios de diseño que reduzcan su efecto, asegurando así un mejor rendimiento del sistema fotovoltaico.

4. Definición de la potencia objetivo del sistema fotovoltaico

Se establece la potencia nominal del sistema fotovoltaico que se va a instalar, basándose en un análisis del consumo energético del usuario, las condiciones del lugar y las limitaciones técnicas y regulatorias. La potencia objetivo es el elemento clave del diseño, ya que determina la capacidad de generación del sistema y afecta el tamaño de todos sus componentes.

4.1 Porcentaje de cobertura

El porcentaje de cobertura representa la fracción del consumo energético del usuario que se desea suplir mediante el sistema fotovoltaico. Este parámetro es una decisión de diseño que depende de criterios técnicos, económicos y regulatorios, y permite ajustar el tamaño del sistema en función de los objetivos del proyecto.

$$\% \text{ cobertura} = \frac{E_{FV}}{E_{consumo}} \times 100 \quad (10)$$

Esta relación permite comparar la energía generada por el sistema fotovoltaico con el consumo total del usuario. Un valor del 100% indica que el sistema está dimensionado para cubrir completamente la demanda energética, mientras que valores inferiores representan sistemas diseñados para cubrir parcialmente el consumo, lo cual puede ser conveniente en escenarios donde existen limitaciones técnicas o económicas.

4.2 Cálculo de la potencia requerida

El siguiente paso es calcular la potencia que debe tener el sistema fotovoltaico para generar la energía necesaria. Este cálculo vincula la demanda de energía del usuario con la cantidad de recurso solar que hay en el sitio, teniendo en cuenta también las pérdidas que pueda haber en el sistema.

$$P_p = \frac{E_{consumo} \times \%cobertura}{H_{(\beta,\alpha)} \times PR} \quad (11)$$

Esta expresión permite determinar la potencia pico del sistema a partir de la energía que se desea generar. Esta expresión permite determinar la potencia pico del sistema a partir de la energía que se desea generar. De esta manera, la ecuación no solo considera la demanda del usuario, sino también las condiciones reales de generación, evitando sobreestimaciones en la producción energética. Un mayor valor de radiación solar o un mejor rendimiento del sistema (PR) reduce la potencia requerida, mientras que mayores consumos o niveles de cobertura incrementan el tamaño del sistema fotovoltaico.

4.3 Sobredimensionamiento

Una vez determinada la potencia requerida del sistema fotovoltaico, es fundamental aplicar un factor de sobredimensionamiento en el lado de corriente continua (DC) en relación con la potencia nominal del inversor (AC). Este enfoque nos ayuda a aprovechar al máximo el recurso solar y a aumentar la producción energética del sistema.

El sobredimensionamiento DC/AC consiste en instalar una potencia en módulos fotovoltaicos superior a la potencia nominal del inversor, con el objetivo de compensar las pérdidas del sistema y las variaciones en la radiación solar a lo largo del día.

$$Relación \frac{DC}{AC} = \frac{Potencia_{DC}}{Potencia_{AC}} \quad (12)$$

En el caso de la empresa ENEF, se establece un rango de sobredimensionamiento entre 1.1 y 1.35, el cual ha sido definido como un equilibrio entre maximización de generación y operación segura del inversor.

Este ajuste se justifica porque los módulos fotovoltaicos rara vez funcionan en condiciones ideales de potencia máxima. Factores como la temperatura, la suciedad y la variabilidad de la radiación pueden disminuir su rendimiento real. Por eso, sobredimensionar el sistema fotovoltaico permite que el inversor opere cerca de su capacidad nominal durante más tiempo.

El valor del factor de sobredimensionamiento debe seleccionarse considerando las características del inversor, las condiciones climáticas del sitio y las recomendaciones del fabricante.

4.4 Restricciones

La potencia calculada debe ser ajustada considerando las restricciones técnicas, físicas y regulatorias del sistema eléctrico, ya que en muchos casos no es posible instalar la potencia teórica obtenida.

4.4.1 Restricción normativa (AGPE)

En el contexto colombiano, los sistemas de autogeneración a pequeña escala (AGPE) se caracterizan por un límite de capacidad instalada que no puede exceder los 1 MVA. Este límite no solo define el alcance regulatorio del proyecto, sino que también establece los requisitos técnicos y administrativos que deben cumplirse. Si la potencia calculada excede este valor, el proyecto deja de clasificarse como AGPE y pasa a un esquema de generación distribuida de mayor escala, lo cual implica cambios significativos en los requisitos de conexión, estudios técnicos y trámites ante

el operador de red. Para obtener más detalles sobre esta información, puedes consultar el Apéndice A Normativa AGPE. En cuanto a esta metodología, solo se desarrolla en sistemas fotovoltaicos hasta 500 kVA.

4.4.2 Restricción del transformador

El transformador que suministra energía al usuario tiene una capacidad nominal limitada, lo que significa que hay un límite en la cantidad de potencia que puede manejar sin afectar su funcionamiento. Al conectar un sistema fotovoltaico, se inyecta energía en la red, lo que puede causar sobrecargas si no se gestiona de manera adecuada. La potencia del sistema fotovoltaico debe ser inferior a la capacidad disponible del transformador, considerando su nivel de cargabilidad actual. En muchos casos, los operadores de red establecen que la generación no debe superar un porcentaje de la capacidad del transformador. Este criterio busca evitar sobrecargas, pérdidas adicionales y afectaciones en la calidad del servicio.

5. Selección de componentes del sistema fotovoltaico

Se seleccionan los componentes principales del sistema fotovoltaico, incluyendo los módulos, inversores y configuración del sistema.

Con base en la potencia objetivo previamente definida, las condiciones del sitio y los criterios técnicos establecidos. Elegir correctamente estos elementos es crucial para asegurar la eficiencia, la confiabilidad y la viabilidad del sistema.

5.1 Selección de módulos fotovoltaicos

La selección de los módulos fotovoltaicos se realiza teniendo en cuenta criterios técnicos, económicos y de confiabilidad, garantizando un equilibrio entre rendimiento, durabilidad y costo del sistema. En la empresa ENEF se priorizan fabricantes con trayectoria comprobada, respaldo

financiero y presencia en el mercado latinoamericano, con el fin de garantizar la disponibilidad de soporte técnico y cumplimiento de garantías. Se evalúan parámetros como eficiencia del módulo, coeficiente de temperatura y tasa de degradación, los cuales afectan directamente la producción energética en condiciones reales de operación.

El módulo seleccionado debe permitir una configuración adecuada de strings, cumpliendo con los rangos de voltaje y corriente del inversor. Se busca optimizar el costo nivelado de energía, priorizando módulos que ofrezcan una mayor generación a lo largo de su vida útil.

Se selecciona la referencia de módulo según los fabricantes y referencias que se manejan en ENEF, verificando los siguientes parámetros eléctricos:

- Potencia nominal P_{mod}
- Voltaje en circuito abierto (V_{oc})
- Voltaje en MPP (V_{mpp})
- Corriente de cortocircuito (I_{sc})
- Corriente en MPP (I_{mpp})

Estos valores serán utilizados posteriormente en la configuración de strings y validación del inversor.

Una vez seleccionado el tipo de módulo, se determinan los números de paneles para alcanzar la potencia DC del sistema previamente definida.

$$N_{modulos} = \frac{P_{DC}}{P_{modulo}} \quad (13)$$

Este cálculo permite estimar el número de módulos requeridos; sin embargo, este valor debe ajustarse posteriormente en función de la configuración eléctrica del sistema.

La elección adecuada de los módulos solares es clave para establecer una base sólida en el diseño del sistema. Esto garantiza que sea eficiente, confiable y que tenga viabilidad técnica en las fases siguientes.

5.1.1 Validación del área disponible

Una vez estimado el número de módulos fotovoltaicos requeridos, se debe verificar que estos puedan ser instalados dentro del área disponible del sitio. Esta validación es fundamental, ya que la capacidad física del espacio puede limitar la potencia final del sistema.

Se debe conocer el área ocupada por cada módulo fotovoltaico, la cual depende de sus dimensiones físicas; en la ficha técnica del panel seleccionado se obtienen los datos del ancho y largo; multiplicando estas dimensiones se obtiene el área que ocupa un módulo individual.

$$Area_{Modulo} = Ancho \times Largo \quad (14)$$

Conociendo la cantidad de módulos necesarios y el área de cada uno, se puede estimar el espacio total requerido para la instalación.

$$Area_{Total} = N_{modulos} \times Area_{Modulo} \quad (15)$$

Una vez obtenidos ambos valores, se realiza una comparación entre el área requerida y el área disponible.

Si el área que se necesita es menor o igual al área que tenemos, el diseño es completamente viable desde el punto de vista físico, lo que nos permite seguir adelante con la siguiente fase. Si el área requerida supera el área disponible, el diseño no es viable tal como está, por lo que será necesario hacer algunos ajustes.

- Reducir la potencia del sistema.
- Seleccionar módulos de mayor potencia (menos cantidad).
- Optimizar la distribución de los módulos.

- Evaluar nuevas áreas de instalación.

Esta validación es un paso fundamental en el proceso de diseño, ya que asegura que la solución propuesta no solo satisfaga los requisitos energéticos, sino que también sea viable para implementarse en el lugar de instalación.

5.1.2 Cálculo potencia real instalada en DC

Antes de seleccionar el inversor, es necesario conocer la potencia real en corriente continua del sistema, ya que este valor define las condiciones de operación y la relación DC/AC del sistema fotovoltaico; esto se hace después de haber hecho los ajustes anteriores. La potencia instalada del sistema corresponde a la suma de la potencia nominal de todos los módulos fotovoltaicos que conforman el arreglo.

$$Potencia_{Instalada} = N_{modulos} \times P_{modulo} \quad (16)$$

La verificación de la potencia instalada es clave para asegurar que el sistema fotovoltaico esté bien dimensionado. Esto garantiza que las decisiones tomadas durante el diseño se conviertan en una configuración que sea tanto técnica como viable.

5.2 Selección del inversor del sistema fotovoltaico

La selección del inversor es una parte esencial en el diseño de un sistema fotovoltaico. Este equipo es responsable de la conversión de energía, de cómo se conecta con la red eléctrica y de cómo se configura el sistema.

Al seleccionar un inversor, debe hacerse considerando la potencia instalada en corriente continua, asegurando que haya compatibilidad eléctrica, que se cumplan las normativas y que el sistema funcione de manera eficiente.

5.2.1 Definición del tipo de inversor

El primer paso consiste en definir el tipo de inversor más adecuado para el sistema, ya que esto determina la forma en que los módulos fotovoltaicos se conectan y operan; esto se hace teniendo en cuenta los siguientes criterios que definen en la empresa ENEF.

5.2.1.1 Microinversores

Sistemas pequeños (≤ 10 kW): En estos sistemas es viable utilizar microinversores, los cuales se instalan directamente en cada módulo. Esto permite que cada panel opere de manera independiente, lo cual es especialmente útil cuando existen sombras parciales o diferentes inclinaciones.

5.2.1.2 Inversores string

Sistemas mayores (> 10 kW): Para sistemas de mayor capacidad se emplean inversores tipo string, en los cuales los módulos se conectan en serie formando cadenas. Esta configuración es más eficiente en términos económicos y facilita la operación en sistemas comerciales e industriales.

5.2.2 Determinar la potencia nominal del inversor

A partir de la potencia DC instalada del sistema, se determina la potencia requerida en corriente alterna (AC), considerando el factor de sobredimensionamiento (DC/AC). Este paso consiste en ajustar la potencia del inversor para que opere de manera eficiente frente a la generación real del sistema.

$$Potencia_{AC} = \frac{Potencia_{DC}}{Relación \frac{DC}{AC}} \quad (17)$$

Este cálculo ajusta la potencia del inversor para que opere eficientemente frente a la generación real; con esto se selecciona un inversor cuya potencia nominal cumpla $P_{inv} \approx P_{AC}$.

Se selecciona la referencia de inversor según los fabricantes y referencias que se manejan en ENEF, verificando los siguientes parámetros eléctricos:

- # Mppt
- Vmax DC
- Imax Mppt
- Rango de voltaje
- Potencia nominal
- Potencia máx.

5.2.3 *Cálculo cantidad de módulos por string*

Una vez que hemos elegido el inversor y definido los módulos fotovoltaicos, el siguiente paso es calcular cuántos módulos se deben conectar en serie para formar cada string. Este cálculo es fundamental, ya que asegura que el sistema funcione dentro de los límites de voltaje del inversor, tanto en situaciones extremas como en condiciones normales de operación.

Se calcula el número máximo y mínimo de módulos permitidos por string:

$$N_{max} = \frac{V_{max_{DC}}}{V_{oc}} \quad (18)$$

$$N_{min} = \frac{Rango\ voltaje_{min}}{V_{mpp}} \quad (19)$$

Con estos cálculos se establece el rango válido en el cual se define cuántos modelos son permitidos por string $N_{min} \leq N_{string} \leq N_{max}$; con esto, cualquier valor dentro de este rango es eléctricamente válido.

Una vez definido el rango válido, se selecciona un valor específico de módulos por string. Sin embargo, esta selección no se realiza únicamente con base en los límites eléctricos, sino

también considerando la cantidad total de módulos del sistema. En este sentido, el valor elegido debe permitir una distribución adecuada de los módulos en strings completos, evitando configuraciones fraccionadas que no sean físicamente implementables.

Dentro del rango obtenido, se selecciona un valor que:

- Permita distribuir los módulos correctamente
- Se ajusta al número total de módulos
- Optimice la configuración del sistema

El cálculo del número de módulos por string permite garantizar que el sistema fotovoltaico opere dentro de los límites de tensión del inversor, evitando fallas por sobretensión y asegurando un funcionamiento eficiente en condiciones reales de operación.

5.2.3.1 Cálculo de tensión del string

Con el número de módulos por string definido, se procede a calcular el voltaje real de operación del string mediante la multiplicación del número de módulos por el voltaje en el punto de máxima potencia (V_{mpp}).

$$V_{oc\ string} = N_{string} \times V_{mpp} \quad (20)$$

5.2.3.2 Validaciones

Una vez definido el número de módulos por string, es necesario verificar que la tensión generada por el arreglo fotovoltaico cumpla con las condiciones operativas del inversor. Estas validaciones permiten garantizar tanto la seguridad del sistema como su correcto funcionamiento, evitando fallas por sobretensión o pérdidas de generación por operación fuera del rango MPPT. Para ello, se deben evaluar dos condiciones fundamentales: el cumplimiento del voltaje máximo de entrada del inversor y la operación dentro del rango de seguimiento del punto de máxima potencia.

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

$$V_{oc\ string} \leq V_{max\ DC} \quad (21)$$

Esta condición garantiza que el inversor no estará expuesto a sobretensiones que puedan provocar daños en sus componentes internos.

Si el voltaje calculado supera el límite del inversor:

- Se debe reducir el número de módulos por string
- Recalcular nuevamente el voltaje
- Repetir la validación

La segunda verificación consiste en comprobar que el voltaje de operación del string se encuentra dentro del rango de seguimiento MPPT del inversor.

$$V_{MPPTmin} \leq V_{OC\ string} \leq V_{MPPTmax} \quad (22)$$

Esta condición asegura que el inversor pueda trabajar en el punto de máxima potencia del sistema fotovoltaico, maximizando la generación de energía.

Si esta condición no se cumple, se debe volver a seleccionar un módulo fotovoltaico y repetir todo el proceso.

5.2.4 Cálculo de corriente del string

Ya que se ha establecido el número de módulos por string, es importante calcular la corriente que fluye a través de cada uno de estos strings. Este cálculo es esencial para el posterior dimensionamiento de los conductores, las protecciones y los equipos relacionados con el sistema de corriente continua.

A diferencia del comportamiento del voltaje, el cual se suma cuando los módulos se conectan en serie, la corriente en un string permanece constante. Esto se debe a que, en una

conexión en serie, la misma corriente circula a través de todos los elementos del circuito. Por esta razón, la corriente del string no depende del número de módulos conectados, sino de las características eléctricas de un único módulo fotovoltaico.

Para el cálculo de la corriente del string se toma como referencia la corriente de cortocircuito del módulo (I_{sc}), ya que este valor representa la condición máxima de corriente que puede generar el panel bajo condiciones estándar.

$$I_{string} = I_{sc} \quad (23)$$

Esta elección se hace pensando en la seguridad, ya que el dimensionamiento eléctrico del sistema necesita tener en cuenta las condiciones más exigentes de operación. Aunque en situaciones normales el sistema funciona cerca de la corriente en el punto de máxima potencia (I_{mpp}), utilizar la corriente de cortocircuito nos ayuda a prepararnos para posibles aumentos de irradiancia o condiciones transitorias que podrían generar corrientes más altas.

5.2.5 Cálculo de cantidad de strings por arreglo

Se procede a determinar la cantidad de strings que conformarán el arreglo fotovoltaico. Este cálculo permite establecer cómo se agrupan los módulos en el sistema y constituye un paso fundamental para la conexión con el inversor y el posterior dimensionamiento eléctrico.

Para realizar este cálculo, se parte del número total de módulos del sistema, el cual ha sido previamente definido en función de la potencia requerida y las restricciones del proyecto. A partir de este valor, y con el número de módulos por string ya seleccionado, se determina la cantidad de strings mediante la siguiente relación:

$$N_{strings} = \frac{N_{Modulos}}{N_{string}} \quad (24)$$

Este resultado indica cuántas cadenas en paralelo conforman el sistema fotovoltaico. Sin embargo, es importante tener en cuenta que este valor debe ser un número entero, ya que no es posible construir fracciones de strings en la práctica.

Una vez definida la cantidad de strings, se puede determinar la corriente total del arreglo fotovoltaico. Dado que los strings se conectan en paralelo, la corriente total corresponde a la suma de las corrientes individuales de cada string. Considerando que cada string tiene una corriente igual a la corriente de cortocircuito del módulo, la corriente total del arreglo se calcula como:

$$I_{arreglo} = N_{strings} \times I_{sc} \quad (25)$$

Este valor representa la corriente máxima que puede circular hacia el inversor en condiciones de máxima generación.

5.2.6 Cantidad de strings por MPPT

Los inversores de tipo string están equipados con uno o varios seguidores del punto de máxima potencia (MPPT), que son esenciales para optimizar la generación de energía al ajustar el punto de operación del sistema fotovoltaico. Cada MPPT puede funcionar de manera independiente, lo que significa que la forma en que se organizan los strings tiene un impacto directo en el rendimiento del sistema.

Para llevar a cabo la distribución, lo primero que hay que hacer es identificar cuántos MPPT tiene el inversor y cuántas entradas están asociadas a cada uno. Con esta información, se procede a distribuir los strings de manera equilibrada entre los MPPT, asegurándose de que cada uno reciba una cantidad similar de strings; en caso de no obtenerse una distribución exacta, se deben asignar los strings restantes de manera que no se genere un desbalance significativo entre los MPPT.

Una vez definida la distribución, es necesario verificar que la corriente total conectada a cada MPPT no supere la capacidad máxima permitida por el inversor. Para ello, se calcula la corriente por MPPT como:

$$I_{MPPT} = \frac{I_{\max \text{ Mppt}}}{I_{sc}} \quad (26)$$

Se debe evaluar que esta corriente no exceda la corriente del inversor $I_{MPPT} \leq$ corriente máxima del inversor; en caso de que la corriente calculada supere este límite, será necesario redistribuir los strings, reducir la cantidad conectada a ese MPPT o evaluar el uso de un inversor con mayor capacidad.

Este procedimiento permite establecer una configuración de strings y arrays que se ajusta a las restricciones eléctricas del inversor. Define cuántos strings se utilizan por MPPT y cuáles son las cantidades de arreglos y módulos por inversor. De esta manera, se determinan las condiciones de operación del sistema a través de un proceso iterativo, donde cada fase se valida antes de avanzar a la siguiente.

Con todos estos elementos ya definidos, se procede a hacer el cálculo de la relación DC/AC real que va a tener el sistema fotovoltaico, teniendo en cuenta cuál fue el inversor y módulos escogidos.

5.3 Requisitos de medición bidireccional

En los sistemas de autogeneración a pequeña escala (AGPE), es obligatorio que la medición de energía registre tanto la energía que se consume de la red como la que se inyecta en ella. Para esto, es necesario contar con un sistema de medición bidireccional que se ajuste a las regulaciones actuales y a las pautas del operador de red.

La medición bidireccional es un elemento clave para llevar un control adecuado de los flujos energéticos del sistema, permitiendo determinar:

- La energía consumida de la red
- La energía generada por el sistema fotovoltaico
- La energía excedente que se inyecta a la red

La implementación del sistema de medición debe coordinarse con el operador de red, quien define las condiciones técnicas, la ubicación del medidor y los requisitos de instalación.

6. Dimensionamiento de conductores y protecciones en corriente continua (DC)

El dimensionamiento de los conductores y las protecciones en corriente continua es una fase importante en el diseño de sistemas fotovoltaicos. Esto no solo asegura la seguridad eléctrica, sino que también garantiza la confiabilidad operativa y el cumplimiento de las normativas vigentes en Colombia, como el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) y las referencias internacionales, como la NTC 2050. En los sistemas fotovoltaicos, los circuitos de corriente continua enfrentan condiciones de operación específicas, como la generación variable de corriente, la exposición a altas temperaturas y la posibilidad de corrientes inversas en configuraciones con múltiples strings en paralelo. Por ello, el dimensionamiento debe tener en cuenta factores de corrección, condiciones de operación continua y criterios de protección contra sobre corriente. Esta sección detalla el procedimiento técnico para seleccionar conductores y dispositivos de protección en el lado DC del sistema.

6.1 Determinación de la corriente de diseño

Para comenzar a dimensionar un sistema fotovoltaico; debemos considerar la corriente de cortocircuito del módulo (I_{sc}), como los sistemas fotovoltaicos operan como fuentes de corriente

continua y su rendimiento varía con la irradiancia, las regulaciones requieren que se apliquen factores de corrección. Esto es fundamental para garantizar un diseño seguro durante el funcionamiento continuo. Por lo tanto, la corriente de diseño se determina de la siguiente manera:

$$I_{diseño} = 1.25 \times 1.25 \times I_{sc} \quad (27)$$

Donde:

- El primer factor (1.25) considera condiciones de operación continua.
- El segundo factor (1.25) contempla incrementos de corriente asociados a condiciones de irradiancia superiores.

Esta corriente será utilizada como base para el dimensionamiento tanto del conductor como de los dispositivos de protección.

6.2 Selección del conductor en corriente continua

La selección del conductor se realiza garantizando que sea capaz de llevar la corriente de diseño en situaciones reales de instalación, sin comprometer su integridad térmica ni la eficiencia del sistema.

6.2.1 Verificación de la ampacidad

El conductor seleccionado debe cumplir con la siguiente condición:

$$I_{ampacidad} \geq I_{diseño} \quad (28)$$

donde la ampacidad corresponde a la capacidad amperimétrica de conducción de corriente del conductor según tablas normativas NTC 2050 Tabla 310.15(B)(16) para los conductores en canalización y la Tabla 310.15(B)(17) para los conductores al aire libre.

6.2.2 Aplicación de factores de corrección

La ampacidad del conductor debe ajustarse mediante factores de corrección que reflejen las condiciones reales de operación, entre las cuales se incluyen:

- Temperatura ambiental (Ft) NTC 2050 Tabla 310.15(B)(2)(a), Tabla 310.15(B)(2)(b)
- Agrupamiento de conductores (Fa) Tabla 310.15(B)(3)(a)
- Tipo de canalización THHN

La ampacidad corregida debe seguir cumpliendo la condición de diseño establecida anteriormente.

6.2.3 Verificación de la caída de tensión

Se debe verificar que la caída de tensión en los conductores DC se mantenga dentro de límites aceptables, típicamente inferiores al 3%, con el fin de evitar pérdidas energéticas significativas.

La caída de tensión se calcula en función de la longitud del conductor, la corriente de operación y la sección seleccionada. En caso de no cumplir con el criterio establecido, se deberá aumentar la sección del conductor.

Para obtener el valor de la impedancia, es necesario extraer los valores de resistencia (R) y reactancia (XL) del conductor, que se encuentran en el Capítulo 9, Tablas 8 y 9 de la NTC 2050, también teniendo en cuenta que $\cos\phi$ es el factor de potencia.

$$\text{Impedancia efectiva} = R\cos\phi + XL\sin\phi \quad (29)$$

A continuación, se efectúa el cálculo del momento eléctrico (Me); se trata de multiplicar la $Potencia_{DC}$ por la distancia, considerando el recorrido de ida y retorno que hay entre cada componente.

$$Me = Potencia_{DC} \times distancia \quad (30)$$

El factor k es un parámetro que indica el porcentaje de caída de tensión que experimenta un circuito por cada unidad de momento eléctrico. Se calcula el factor k de la siguiente manera:

$$factor\ k = \frac{100 \times Impedancia\ efectiva}{V_{DC}^2} \quad (31)$$

Ya con el cálculo del momento eléctrico y del factor k, se procede a calcular la caída de tensión de la siguiente manera:

$$\Delta V\% = K \times Me \quad (32)$$

La comprobación de que la caída de tensión $\Delta V \leq 3\%$ es esencial para asegurar que las pérdidas eléctricas en el circuito de corriente continua se mantengan dentro de límites aceptables. Si la caída de tensión sobrepasa el 3%, se procederá a modificar la sección del conductor y a repetir el cálculo hasta que se logre cumplir con el criterio establecido.

Es importante mencionar que el uso del factor k permite hacer una revisión rápida; si un cambio en la longitud o distancia del cable provoca que la regulación supere el 3%, la solución rápida es buscar un conductor con un factor k más bajo (es decir, un calibre más grueso).

6.3 Selección del dispositivo de protección

Para proteger los módulos fotovoltaicos contra corrientes inversas y cortocircuitos, se seleccionan dispositivos de sobre corriente (fusibles) siguiendo la regla del 125%.

La corriente nominal del dispositivo de protección se determina a partir de la corriente de cortocircuito del sistema, considerando factores de seguridad:

$$I_{protección} = 1.25 \times I_{sc} \quad (33)$$

El dispositivo seleccionado debe cumplir simultáneamente con las siguientes condiciones:

- Ser mayor que la corriente de operación del circuito
- Ser menor que la capacidad máxima del conductor

Se debe garantizar una adecuada coordinación entre el conductor y el dispositivo de protección, de forma que el sistema opere de manera segura ante condiciones de falla. Esta relación se expresa como:

$$I_{operación} < I_{protección} < I_{ampacidad} \quad (34)$$

El incumplimiento de esta condición puede derivar en riesgos de sobrecalentamiento del conductor o en fallas en la operación del sistema de protección.

Se selecciona un interruptor (breaker) termomagnético diseñado específicamente para corriente continua, cuya capacidad de ruptura sea adecuada para la tensión máxima del sistema ($V_{oc \text{ máx}}$).

6.4 Sistema de puesta a tierra

El sistema de puesta a tierra (SPT) en instalaciones fotovoltaicas cumple un papel fundamental en la seguridad eléctrica del sistema, al proporcionar un camino de baja impedancia para la disipación de corrientes de falla y sobretensiones, reduciendo riesgos para las personas, los equipos y la infraestructura.

En sistemas fotovoltaicos conectados a red, el diseño del SPT debe cumplir con los lineamientos establecidos en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) y la NTC 2050, garantizando condiciones adecuadas de protección contra contactos indirectos, descargas atmosféricas y fallas a tierra.

De acuerdo con lo establecido en la Resolución 40117 de 2024 del RETIE, el diseño de sistemas de puesta a tierra en instalaciones eléctricas debe garantizar que las tensiones de paso y de contacto no superen los límites de soportabilidad del cuerpo humano, los cuales se determinan a partir de modelos eléctricos que consideran una resistencia corporal de $1000 \, \Omega$ y condiciones específicas de contacto.

El reglamento establece un procedimiento general que incluye la evaluación de parámetros como la resistividad del suelo, la corriente máxima de falla a tierra, el tiempo de despeje de la falla y la configuración del sistema eléctrico, con el fin de calcular y verificar las tensiones de paso, contacto y transferidas.

El RETIE permite simplificaciones en el diseño del sistema de puesta a tierra, siempre que se garantice el control de las tensiones de paso y contacto y se consideren aspectos fundamentales como:

- Las características del terreno (resistividad)
- Las corrientes de falla posibles en la instalación
- El tipo de carga conectada

Esta sección describe el procedimiento para el diseño y verificación del sistema de puesta a tierra asociado al generador fotovoltaico, integrándolo con el sistema de puesta a tierra existente de la instalación.

Se deben identificar todos los elementos del sistema fotovoltaico que requieren conexión al sistema de puesta a tierra, incluyendo:

- Estructuras metálicas de soporte
- Marcos de módulos
- Carcasa del inversor
- Canalizaciones metálicas

Siguiendo los lineamientos de la NTC 2050, el dimensionamiento del conductor de puesta a tierra de los equipos se realiza bajo los criterios de la Tabla 250-95. El calibre de este conductor no se elige al azar; está definido del tipo THWN y está relacionado con la capacidad del dispositivo de protección contra sobre corriente (fusible o breaker) del circuito correspondiente. Esto asegura

que, ante una falla a tierra, el conductor tenga la capacidad térmica suficiente para conducir la corriente de falla el tiempo necesario hasta que la protección despeje el circuito, evitando incendios o riesgos de electrocución.

6.4.1 Dispositivos de Protección contra Sobretensiones (DPS)

Como los sistemas solares suelen estar en techos o en áreas despejadas, son vulnerables a descargas atmosféricas, como los rayos, y a otros transitorios. Por esta razón, la normativa eléctrica especifica que se deben instalar dispositivos de protección contra sobretensiones (DPS) Tipo II - Conexión a Tierra. Los DPS de Clase II se colocan en el lado de corriente continua (DC) y su función es desviar los picos de voltaje hacia la tierra antes de que lleguen al inversor o al controlador.

7. Dimensionamiento eléctrico en corriente alterna (AC)

El dimensionamiento eléctrico en corriente alterna es la fase en la que se establece cómo se conectará el inversor fotovoltaico al sistema eléctrico del usuario. Esto asegura que todo funcione de manera segura, que sea compatible con la red y que cumpla con las normativas actuales.

Durante esta fase, se seleccionan los conductores, las protecciones y los dispositivos de maniobra en el lado AC, considerando la potencia del inversor, la tensión de conexión y las condiciones operativas del sistema.

Además, se busca garantizar que la energía generada se gestione adecuadamente y que haya protección contra fallas eléctricas. El dimensionamiento en AC se realiza a partir de la determinación de la corriente de salida del inversor, seguida de la selección de conductores, verificación de caída de tensión y definición de protecciones.

7.1 Determinación de la corriente de salida del inversor

La corriente nominal en el lado AC se calcula a partir de la potencia del inversor y la tensión del sistema.

Para sistemas trifásicos:

$$I_{AC} = \frac{Potencia_{AC}}{\sqrt{3} \times V_L \times fp} \quad (35)$$

Para sistemas monofásicos:

$$I_{AC} = \frac{Potencia_{AC}}{V \times fp} \quad (36)$$

donde:

- $Potencia_{AC}$: Potencia nominal del inversor
- V : Tensión del sistema
- fp : Factor de potencia

7.1.1 Corriente de diseño

Así como en DC, es fundamental tener en cuenta que el sistema trabaja de manera continua, por lo que se debe aplicar un factor de seguridad:

$$I_{diseño} = 1.25 \times I_{AC} \quad (37)$$

Este valor es el que se usa para dimensionar conductores y protecciones.

7.2 Selección de conductores en AC

El conductor que conecta el inversor con el tablero principal necesita ser capaz de soportar la corriente nominal de salida de manera continua. De acuerdo con la Tabla 310-16 de la NTC 2050, seleccionamos el calibre del cable que mejor se ajuste.

7.2.1 Verificación de la ampacidad

El conductor seleccionado debe cumplir con la siguiente condición:

$$I_{ampacidad} \geq I_{diseño} \quad (38)$$

7.2.2 Aplicación de factores de corrección

Se deben aplicar correcciones por:

- Temperatura ambiental (Ft) NTC 2050 Tabla 310.15(B)(2)(a), Tabla 310.15(B)(2)(b)
- Agrupamiento de conductores (Fa) Tabla 310.15(B)(3)(a)
- Tipo de canalización THHN

La ampacidad corregida debe seguir cumpliendo la condición de diseño establecida anteriormente.

7.2.3 Verificación de la caída de tensión

Se debe limitar la caída de tensión en el lado AC, típicamente a $\leq 3\%$ en el tramo del inversor al punto de conexión.

Para obtener el valor de la impedancia, es necesario extraer los valores de resistencia (R) y reactancia (XL) del conductor, que se encuentran en el Capítulo 9, Tablas 8 y 9 de la NTC 2050, también teniendo en cuenta que $\cos\phi$ es el factor de potencia.

$$Impedancia\ efectiva = R\cos\phi + XL\sin\phi \quad (39)$$

A continuación, se efectúa el cálculo del momento eléctrico (Me) se trata de multiplicar la $Potencia_{AC}$ por la distancia, considerando el recorrido de ida y retorno que hay entre el inversor y el punto de conexión.

$$Me = Potencia_{AC} \times distancia \quad (40)$$

Se calcula el factor k de la siguiente manera:

$$factor\ k = \frac{100 \times Impedancia\ efectiva}{V_{AC}^2} \quad (41)$$

Ya con el cálculo del momento eléctrico y del factor k se procede a calcular la caída de tensión de la siguiente manera:

$$\Delta V\% = K \times Me \quad (42)$$

7.3 Selección del dispositivo de protección

Se selecciona un interruptor automático (breaker) cuya corriente nominal cumpla:

$$I_{breaker} \geq I_{diseño} \quad (43)$$

Siguiendo el Artículo 240 de la NTC 2050, elegimos una protección de tiempo inverso que sea capaz de extinguir arcos eléctricos en AC y que esté coordinada para dispararse antes de que el cable alcance su temperatura límite. El breaker se ubica en el tablero de distribución, permitiendo que el sistema fotovoltaico inyecte energía a las cargas de la casa y, en caso de excedentes, hacia la red externa. El interruptor debe tener una capacidad de interrupción adecuada al nivel de cortocircuito del sistema.

En caso de una falla, el dispositivo más cercano al problema se activa sin afectar otros niveles del sistema.

Debe cumplirse:

$$I_{operación} < I_{breaker} < I_{ampacidad} \quad (44)$$

7.3.1 Integración del sistema de puesta a tierra en el lado AC

En el lado AC, el sistema de puesta a tierra cumple funciones críticas asociadas a:

- Protección contra contactos indirectos
- Operación de protecciones (breakers)
- Correcto funcionamiento de los DPS

7.3.2 Dispositivos de Protección contra Sobretensiones (DPS)

Instalamos un DPS Clase II en AC para proteger la electrónica interna del inversor y los equipos de la vivienda, derivando cualquier transitorio directamente al sistema de puesta a tierra antes de que ingrese al circuito interno.

8. Evaluación de pérdidas y producción energética

La evaluación de pérdidas y producción energética tiene como propósito entender cómo realmente funciona un sistema fotovoltaico en diferentes condiciones de operación, teniendo en cuenta los factores que influyen en la generación y el uso de la energía producida.

Esta fase es importante para validar el dimensionamiento del sistema, ya que permite estimar la energía generada, el nivel de autoconsumo y la cantidad de energía que se intercambia con la red. Todo esto se convierte en un paso esencial para tomar decisiones en el diseño.

8.1 Pérdidas del sistema

La producción real del sistema se ve afectada por múltiples pérdidas; es importante tener en cuenta de forma clara dentro del modelo, las pérdidas que se van a tener en cuenta son las siguientes:

8.1.1 Pérdidas por suciedad

La reducción de la radiación que llega a los módulos, se debe a la acumulación de polvo, partículas y otros contaminantes en su superficie. Se establece un valor del 3%, que refleja condiciones típicas en áreas urbanas o semiurbanas donde se realiza un mantenimiento regular.

8.1.2 Pérdidas por dispersión de parámetros

Estas pérdidas se deben a diferencias eléctricas entre módulos como las variaciones en la corriente y el voltaje nominal. Se estima un valor del 2%, que está relacionado con las tolerancias de fabricación y las condiciones de operación que no son uniformes.

8.1.3 Pérdidas por eficiencia del inversor

El inversor presenta pérdidas durante la conversión de corriente continua a corriente alterna, asociadas a procesos electrónicos internos. Estas pérdidas deben modelarse a partir de la eficiencia del equipo:

$$P_{inv} = 1 - \eta_{inv} \quad (45)$$

8.1.4 Pérdidas en conductores

Corresponden a las pérdidas por efecto Joule en los conductores DC y AC, las cuales dependen de la resistencia eléctrica y la corriente de operación. Se decide un valor del 2%, coherente con diseños que cumplen límites de caída de tensión.

8.1.5 Pérdidas por reflectancia

Las pérdidas que se producen están relacionadas con el ángulo en el que la radiación solar incide sobre la superficie del módulo, lo que a su vez disminuye la cantidad de energía que realmente se absorbe. Se estima que este valor es del 3%, lo cual es representativo de instalaciones fijas que no cuentan con optimización angular avanzada.

8.1.6 Pérdidas por seguimiento del punto de máxima potencia

El problema surge de la dificultad que tiene el inversor para operar de manera constante en el punto óptimo de potencia, especialmente debido a las rápidas variaciones en la irradiancia. Se establece un valor del 0,15%, que es coherente con los inversores modernos.

8.1.7 Pérdidas por temperatura

El aumento de la temperatura en los módulos fotovoltaicos afecta su eficiencia, ya que tienen un coeficiente térmico negativo de potencia. Se estima que este impacto puede ser del 5%, un valor que refleja condiciones típicas en climas cálidos.

8.1.8 Factor global pérdidas y rendimiento de la instalación

Para efectos de simplificación del modelo analítico, las pérdidas del sistema se consideran la suma de todas las pérdidas vistas anteriormente, obteniendo un valor total del 15%, lo que corresponde a un rendimiento global de la instalación del 85%. Esta aproximación es válida para estudios de prefactibilidad y dimensionamiento preliminar, donde no se requiere modelación dinámica detallada.

8.2 Estimación de la energía generada

La energía que se produce en condiciones ideales se calcula utilizando la potencia instalada del sistema y las horas solares pico del lugar:

$$E_{generada} = Potencia_{instalada} \times HSP \times \eta \quad (46)$$

Se establece una comparación entre la energía generada por el sistema y la demanda del usuario, con el fin de evaluar el nivel de aprovechamiento de la energía producida. Se compara la energía generada con la demanda del usuario:

$$E_{generada} < Consumo \text{ hay consumo cubierto por la red}$$

$$E_{generada} > Consumo \text{ hay energía exportada a la red (excedentes)}$$

8.2.1 Cálculo de autoconsumo y excedentes

Para calcular el autoconsumo y los excedentes de un sistema fotovoltaico, se utiliza la curva de demanda horaria del usuario. Esta herramienta nos ayuda a analizar cómo se alinean en el tiempo la generación de energía del sistema y el consumo eléctrico.

Este método ofrece una estimación más precisa del comportamiento energético, ya que tiene en cuenta la variabilidad diaria de la demanda.

El autoconsumo corresponde a la energía generada que es utilizada instantáneamente por el usuario y los excedentes corresponden a la energía generada que no es consumida y es inyectada a la red, La energía requerida desde la red corresponde a los periodos en los que la demanda supera la generación.

8.2.2 Cálculo del porcentaje de cobertura solar mensual

El porcentaje de cobertura solar nos ayuda a entender qué parte de la energía que necesita un usuario se puede obtener a través de un sistema fotovoltaico en un tiempo específico. Al analizar este indicador mensualmente, podemos ver cómo varía el rendimiento del sistema a lo largo del año, teniendo en cuenta los cambios en la disponibilidad del recurso solar y cómo se comporta la demanda.

El porcentaje de cobertura solar se determina a partir de la relación entre la energía generada por el sistema solar fotovoltaico y la demanda total del usuario para cada mes.

$$\% \text{ cobertura}_{solar} = \frac{E_{Generada}}{consumo} \times 100 \quad (47)$$

Es fundamental señalar que tener un alto nivel de generación no significa que haya un alto porcentaje de cobertura. Este indicador depende de cómo se alinean en el tiempo la generación y la demanda del usuario.

9. Verificación normativa

El propósito de esta fase es garantizar que el diseño técnico del sistema AGPE se ajuste a la normativa vigente en Colombia.

La verificación normativa del sistema fotovoltaico se lleva a cabo comparando los criterios de diseño que se han adoptado con los requisitos que marca la normativa vigente. Para esto, se utiliza el Apéndice A: Normativa, que reúne los lineamientos técnicos que son relevantes para el diseño de sistemas de autogeneración a pequeña escala (AGPE).

Este apéndice actúa como una herramienta, que facilita la identificación de los requisitos normativos que deben cumplirse para cada componente del sistema, así como los criterios técnicos necesarios para su validación.

9.1 Validación de cumplimiento RETIE

La verificación del cumplimiento del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) se centra en asegurar que el diseño del sistema fotovoltaico cumpla con las condiciones de seguridad eléctrica necesarias para su funcionamiento.

En esta fase, se validan los criterios utilizados para dimensionar el sistema, lo que incluye la elección de conductores, dispositivos de protección, la configuración del generador fotovoltaico y las condiciones de conexión a tierra, garantizando que todo esté dentro de los límites establecidos por la normativa. Para llevar a cabo esta verificación, se utiliza el Apéndice A: Normativa, que reúne los requisitos técnicos aplicables a cada componente del sistema. A partir de ahí, se comparan los resultados del diseño con los criterios normativos correspondientes, lo que permite verificar aspectos como:

- Cumplimiento de límites de tensión y corriente
- Selección adecuada de conductores según su capacidad amperimétrica
- Coordinación de protecciones eléctricas
- Cumplimiento de requisitos de diseño (literales a hasta x)

De esta manera, el RETIE se integra en la metodología como un criterio de validación técnica que asegura la seguridad y confiabilidad del sistema diseñado.

9.2 Verificación cumplimiento NTC 2050

Una vez validados los componentes, la metodología avanza hacia la verificación de los cálculos de conductores y protecciones, integrando las directrices de la NTC 2050 mencionadas en el Apéndice A. Esta comprobación no es una simple revisión numérica; consiste en asegurar que el conductor seleccionado para el recorrido en AC posea una ampacidad mínima del 125% respecto a la corriente nominal de salida, evitando así riesgos de incendio por fatiga térmica en operación continua. También se valida que el interruptor termomagnético actúe como la frontera de seguridad que protege la integridad del cable, cumpliendo con la capacidad de interrupción simétrica requerida para la zona de instalación.

9.3 Verificación cumplimiento CREG

La verificación regulatoria en el contexto de la autogeneración a pequeña escala (AGPE) tiene como propósito asegurar que el sistema fotovoltaico se ajuste a las normativas establecidas para la generación distribuida y la inyección de excedentes a la red.

En esta fase, se comprueba que el sistema propuesto se encuentra dentro de los límites de potencia establecidos para AGPE y que cumple con las condiciones técnicas necesarias para operar en paralelo con la red eléctrica. El Apéndice A: Normativa se utiliza como guía para identificar los requisitos regulatorios aplicables, lo que permite verificar aspectos como:

- Clasificación del sistema dentro del esquema AGPE.
- Condiciones para la entrega de excedentes.
- Requisitos técnicos para la conexión a la red.
- Necesidad de estudios adicionales según la capacidad instalada.

Esta verificación asegura que el sistema no solo sea técnicamente viable, sino también compatible con el marco regulatorio actual para su implementación.

9.4 Verificación de requisitos del operador de red

La verificación de los requisitos del operador de red tiene como objetivo garantizar que el sistema fotovoltaico cumpla con las condiciones específicas necesarias para su conexión e integración al sistema eléctrico local.

En esta fase, se validan los resultados obtenidos de la consulta sobre la disponibilidad de conexión, así como las condiciones técnicas relacionadas con el punto de conexión, que incluyen la capacidad de la red y las posibles restricciones operativas. El Apéndice A: Normativa ayuda a organizar y consolidar estos requisitos, facilitando la verificación de aspectos como:

- Condiciones de conexión al sistema eléctrico
- Necesidad de realizar estudios de conexión para sistemas de mayor capacidad
- Implementación de medición bidireccional exigida por la CREG 038 de 2014
- Requisitos técnicos establecidos por el operador de red

Con esta validación, se asegura que el diseño del sistema sea compatible con la infraestructura existente y que cumpla con las condiciones necesarias para su aprobación e implementación.

La tabla 2 de verificación normativa permite consolidar de manera estructurada el cumplimiento de los requisitos técnicos y regulatorios del sistema fotovoltaico, integrando los criterios establecidos en el Apéndice A con los resultados obtenidos en el proceso de diseño. Esta herramienta facilita la validación del sistema desde una perspectiva técnica y normativa, asegurando su viabilidad para implementación.

Tabla 2*Verificación del Cumplimiento de Requisitos Técnicos y Normativos del Sistema Fotovoltaico*

Componente	Requisito Normativo	Criterio Verificación	Resultado Diseño
Módulos FV	Certificación RETIE	Revisión ficha técnica	Equipos certificados
Strings	Voltaje máximo permitido Vdc	$V_{string} < V_{max \text{ inversor}}$	No exceder Vdc máximo
	Rango MPPT	$V_{MPPTmin} \leq V_{OC \text{ string}} \leq V_{MPPTmax}$	Voltaje dentro del rango MPPT
Inversor	Compatibilidad con red	Tensión y frecuencia adecuadas	Acoplamiento correcto
	Protección anti-isla	Verificación en ficha técnica	Función integrada
Conductores	Ampacidad	$I_{ampacidad} \geq I_{diseño}$	Cumple con ampacidad
DC	Caída de tensión	% caída < 3%	Esta en el límite permitido
Protección DC	Sobre corriente	$I_{operación} < I_{protección} < I_{ampacidad}$	Dispositivo adecuado
Protecciones AC	Coordinación de protección	$I_{operación} < I_{breaker} < I_{ampacidad}$	Dispositivo adecuado
Puesta a tierra	Conexión a tierra	Conexión efectiva	Continuidad
Potencia	Clasificación AGPE	\leq límite establecido	Cumple potencia
Estudio conexión	>100 kVA	Potencia instalada	Realizar el estudio de conexión
Medidor	Medición bidireccional	Requisito técnico	Implementado

Nota. Elaboración propia con base en el Apéndice A (Normativa), el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) y la regulación aplicable a sistemas de autogeneración a pequeña escala (AGPE).

10. Documentación del diseño del sistema fotovoltaico

La fase de documentación del diseño tiene como propósito organizar de manera clara toda la información técnica que se ha desarrollado durante el proceso de dimensionamiento del sistema fotovoltaico. Esto facilita su interpretación, validación e implementación.

En esta fase se integran los resultados obtenidos en las fases anteriores, que incluyen cálculos eléctricos, selección de equipos, criterios de diseño y verificación normativa. Todo esto da lugar a un conjunto de documentos técnicos que respaldan la ejecución del proyecto.

10.1 Diagrama unifilar

La configuración eléctrica del sistema se lleva a cabo a través de la elaboración del diagrama unifilar, que nos permite ver de manera clara cómo se interconectan los distintos componentes del sistema fotovoltaico. En este diagrama, se incluyen los módulos fotovoltaicos, el inversor, los dispositivos de protección tanto en corriente continua como alterna y el punto de conexión a la red eléctrica.

El diagrama unifilar comienza con la representación simbólica del generador fotovoltaico, donde es crucial especificar la configuración exacta de los módulos para cada entrada del inversor. En esta parte, es esencial detallar cuántos paneles hay, su potencia nominal y cómo se agrupan. Cada línea que representa el cableado de corriente continua (DC) debe incluir su especificación de calibre, tipo de aislamiento y, si es necesario, la indicación de los conectores rápidos tipo MC4, siguiendo el flujo de energía, el diagrama debe mostrar el equipo de conversión (ya sea un inversor

o un microinversor), asegurándose de que se indiquen claramente sus parámetros de operación, al especificar la capacidad de salida en kVA, la tensión nominal y el número de fases, el tipo de protección, detallando los dispositivos de corte que aseguran la función anti-isla, cumpliendo así con los estándares de seguridad industrial. A continuación, el diagrama unifilar debe detallar el tramo de corriente alterna (AC) y la coordinación de las protecciones. En esta parte, es necesario poner los interruptores termomagnéticos, especificando para cada uno su corriente nominal, el número de polos y la capacidad de interrupción en kA, indicar el calibre de los conductores de fase, neutro y tierra, así como el diámetro y tipo de la tubería (conduit) que se utiliza. Además, es fundamental incluir la representación de los DPS, colocados para proteger tanto el lado DC como el lado AC. Finalmente, el diagrama debe terminar en el Punto de Acople Común, donde se integra el sistema de medición bidireccional. Esta parte del esquema debe ser muy detallada en cuanto a la conexión del medidor. Es esencial representar la transición entre la red interna del usuario y la red del distribuidor, identificando el medidor de energía y los sellos de seguridad si es necesario.

El diagrama unifilar no solo tiene un propósito descriptivo, sino que también es una herramienta clave para validar técnicamente el sistema, ya que ayuda a comprobar que el dimensionamiento realizado y la configuración propuesta son coherentes.

10.2 Memoria de cálculo

El diseño eléctrico del sistema se apoya en la memoria de cálculo, donde se registran los criterios y resultados obtenidos durante el proceso de dimensionamiento. En esta sección, se reúnen los cálculos relacionados con la configuración de strings, las corrientes de operación, la selección de conductores, la verificación de caídas de tensión y la coordinación de protecciones. La memoria de cálculo demuestra que el diseño cumple con los principios fundamentales de la ingeniería eléctrica, asegurando condiciones adecuadas de operación, seguridad y eficiencia.

La memoria comienza definiendo los parámetros de entrada y las condiciones específicas del lugar donde se va a instalar. Además, es importante establecer las constantes de la red eléctrica local, que incluyen la tensión nominal, la configuración de fases y el nivel de cortocircuito en el punto de conexión. Una vez que hayamos establecido los parámetros básicos, el siguiente paso es dimensionar el sistema fotovoltaico en el lado de corriente continua. En esta sección, es fundamental justificar la compatibilidad técnica entre el arreglo de paneles y el inversor, lo cual se logra calculando la tensión máxima del sistema. Asimismo, es necesario validar la corriente de cortocircuito del string, garantizando así que el sistema funcione dentro de sus márgenes de eficiencia y seguridad durante las horas de máxima irradiación.

Con el lado de generación establecido, el siguiente paso es el dimensionamiento de los conductores de corriente alterna, aplicando con precisión los criterios de ampacidad, la selección del calibre del conductor. El resultado final debe ser un cable cuya capacidad de conducción real, tras los efectos térmicos, sea mayor que la corriente de diseño calculada. Después, se hace el estudio de la regulación de tensión, que probablemente sea el cálculo más crucial para asegurar la estabilidad de la interconexión, de acuerdo con la Resolución CREG 174 de 2021. En esta parte se demuestra que la caída de voltaje entre el inversor y el punto de conexión no supera el 3%. Por lo tanto, el cálculo de la caída de tensión sirve como la validación final que asegura que el calibre elegido por ampacidad también es suficiente para mantener la calidad de potencia que exige el operador de red.

Finalmente, la memoria de cálculo concluye con la coordinación de las protecciones y la seguridad eléctrica del sistema. Aquí se explica por qué se eligieron los interruptores termomagnéticos, garantizando que su capacidad nominal proteja adecuadamente al conductor y que su capacidad de ruptura sea mayor que la corriente de falla estimada. Este análisis se

complementa con la descripción del sistema de puesta a tierra y la elección de supresores de transitorios (DPS), que son cruciales para proteger la electrónica de potencia de las descargas atmosféricas.

Al integrar todos estos elementos en un texto, la memoria de cálculo se transforma en un documento técnico que asegura que el proyecto de ENEF sea seguro, eficiente y cumpla con la normativa nacional.

10.3 Planimetría o ingeniería de detalle

La disposición física de los componentes del sistema se desarrolla mediante la planimetría, la cual integra la distribución de los módulos fotovoltaicos, la ubicación de los equipos principales y el trazado de canalizaciones eléctricas. Esta representación permite establecer la relación entre el diseño eléctrico y su implementación en campo, asegurando la viabilidad constructiva del sistema.

Esto comienza con el Plano de Implantación y Arreglo Fotovoltaico, donde es crucial mostrar la ubicación precisa de los módulos en la cubierta o estructura de soporte. En esta parte, el diseño debe especificar las distancias de seguridad y los pasillos de mantenimiento, asegurando que la disposición no solo aproveche al máximo el recurso solar, sino que también cumpla con las normativas de seguridad en alturas y acceso para servicios técnicos. Es esencial que este plano indique la orientación (azimut) y la inclinación de los paneles. Junto con la disposición de los módulos, la planimetría debe incluir el Plano de Canalizaciones y Ruteo de Cableado, que define la trayectoria física de los conductores desde el generador hasta el punto de acople común.

En este documento, se debe detallar el tipo de tubería (conduit), su diámetro y el método de fijación, manteniendo una coherencia total con los calibres establecidos en la memoria de cálculo. Además, se debe incluir un plano de detalle del Sistema de Puesta a Tierra (SPT), donde

se muestre la interconexión equipotencial de las estructuras metálicas y su integración con el electrodo de tierra, cumpliendo con los requisitos de seguridad contra tensiones de paso y contacto.

La planimetría también facilita la identificación de posibles interferencias, recorridos de cableado y condiciones de instalación, contribuyendo a una adecuada ejecución del proyecto.

10.4 Especificación técnica de equipos

Como parte de la documentación del diseño, se incluyen las especificaciones técnicas de los equipos seleccionados, tales como módulos fotovoltaicos, inversores y dispositivos de protección. Estas especificaciones permiten verificar que los equipos cumplen con los parámetros eléctricos requeridos y con las certificaciones exigidas por la normativa aplicable.

La inclusión de fichas técnicas garantiza la correspondencia entre los cálculos realizados y las características reales de los equipos, los certificados Retie de producto, fortaleciendo la confiabilidad del diseño.

10.5 Condiciones de conexión y medición

La documentación del diseño incluye la definición de las condiciones de conexión a la red eléctrica, especificando el punto de acople, el nivel de tensión y las condiciones establecidas por el operador de red. Asimismo, se documenta el sistema de medición requerido, considerando la implementación de medición bidireccional para el registro de energía consumida e inyectada. Estos elementos son fundamentales para garantizar la correcta integración del sistema fotovoltaico al sistema eléctrico y su operación dentro del marco regulatorio.

Finalmente, se presentan los resultados más importantes del sistema, que incluyen la energía generada, el nivel de autoconsumo, los excedentes y el porcentaje de cobertura solar.

Esta información es clave para evaluar cómo está funcionando el sistema y su efecto en la demanda del usuario. Integrar estos resultados en la documentación nos da una visión completa del sistema, conectando el diseño eléctrico con su rendimiento energético.