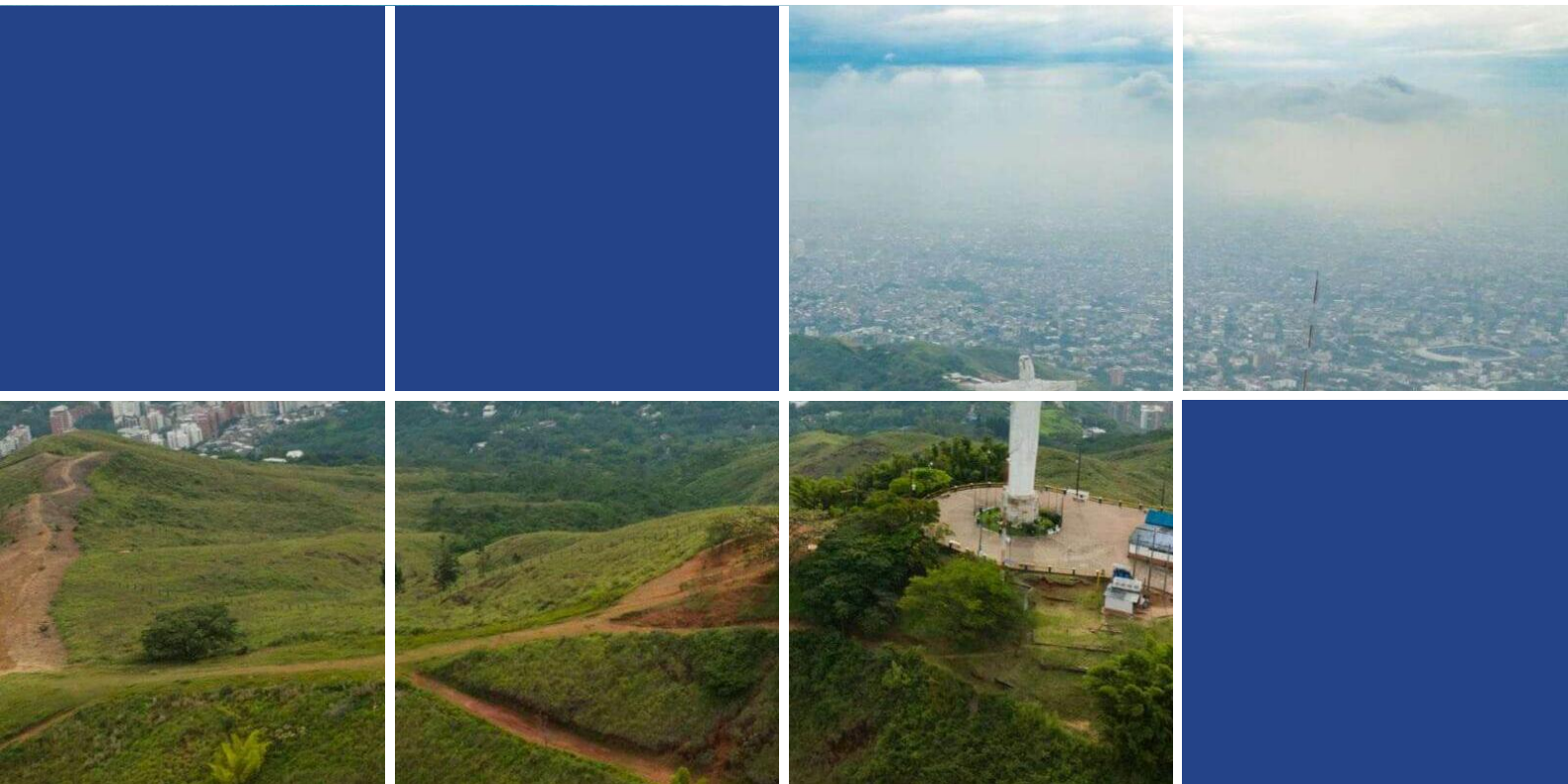




Elaboración de estudios de dimensionamiento y proyección sobre el uso de energías renovables y circularidad en el Valle del Cauca

Informe final de resultados del producto 2.3 - Determinación de la capacidad SFV y almacenamiento requerido



Elaborado para:



Consultoría:

Elaboración de estudios de dimensionamiento y proyección sobre el uso de energías renovables y circularidad en el Valle del Cauca

Cliente:

Invest Pacific

Dirección: Cl. 3 #9-08, Cali, Valle del Cauca

Teléfono: +57 602 893 7882

www.investpacific.org

Elaborado por:

DEUMAN

Dirección: Av. Príncipe de Gales 5921 Of. 1310, La Reina, Santiago, Chile

Teléfono: +56 2 32247478

www.deuman.com

Dato de contacto:

Luis Costa

lcosta@deuman.com

Mariana Ruiz Fajardo

mrui@deuman.com

Lugar y fecha de presentación:

Bogotá, 30 de julio de 2026

Índice

Índice	2
Índice de tablas.....	¡Error! Marcador no definido.
Índice de figuras	4
Siglas y acrónimos	5
Introducción	8
1. Marco conceptual	9
2. Marco normativo	13
3. Metodología	16
3.1. Caracterización de la capacidad SFV	16
3.1.1. Potencial de irradiación.....	17
3.1.2. Brillo solar e insolación (horas de sol)	19
3.1.3. Capacidad solar.....	20
3.1.4. Generación de energía solar	21
3.2. Identificación de áreas aptas para instalaciones solares y priorización de oportunidades industriales en Valle Verde	22
3.2.1. Definición de variables y restricciones	22
3.2.2. Procesamiento de la información espacial.....	24
3.2.3. Reclasificación y normalización de variables	25
3.2.4. Asignación de pesos a las variables.....	25
3.2.5. Análisis multicriterio mediante combinación lineal ponderada.....	26
3.2.6. Delimitación de áreas industriales y generación de resultados.....	26
3.3. Desarrollo del modelo de proyección BAU.....	27
3.3.1. Parámetro de cobertura (α) y línea base	27
3.3.2. Formulación matemática	27
3.3.3. Supuestos por tecnología: estructura fija vs seguidores activos	30
3.3.4. Segmentación por tamaño y modalidad de conexión.....	30
3.4. Definición de escenario teóricos.....	31
3.5. Planificación estratégica y esquema de implementación.....	31
3.5.1. Trámites ambientales como variable de diseño	31
3.5.2. Ruta regulatoria como insumo de planificación	32
3.5.3. Cadena de valor y dimensiones estratégicas del esquema	32

3.6. Estimación de capital humano e infraestructura necesaria.....	33
4. Identificación de áreas aptas para instalaciones SFV y priorización de oportunidades industriales en Valle Verde	35
4.1. Resultados generales del mapa de aptitud	35
4.2. Municipios estratégicos para la instalación de SFV	37
4.3. Análisis de sensibilidad territorial de variables críticas	41
4.3.1. Cercanía a subestaciones	41
4.3.2. Restricción de suelos con alta capacidad agrológica (Clase II)	48
4.3.3. Priorización de suelos de menor capacidad agrológica (Clases III y IV)	50
5. Modelo de proyección de capacidad solar y requerimiento de almacenamiento (BESS)	54
5.1. Capacidad SFV y suelo requerido.....	54
5.2. Dimensionamiento del almacenamiento (BESS)	56
6. Definición de escenarios teóricos	59
7. Planificación estratégica y esquema de implementación	63
7.1. Trámites ambientales por rango de capacidad	64
7.2. Ruta regulatoria y de permisos	65
7.3. Cadena de valor y encadenamientos productivos locales	66
8. Estimación de capital humano e infraestructura necesaria	73
8.1. Capital humano	73
8.2. Infraestructura.....	75
9. Estimación preliminar de reducción de emisiones GEI	77
10. Oportunidad estratégica relacionada a la llegada de centros de datos al Valle del Cauca	78
11. Conclusiones	80
12. Recomendaciones	84
Referencias bibliográficas.....	86

Índice de figuras

Figura 1. Pasos metodológicos de la Fase 3	16
Figura 2. Promedio anual multianual de la irradiación global recibida en una superficie horizontal durante el día (KWh/m ² por día), con histogramas de las principales ciudades del país	17
Figura 3. Variación mensual de la irradiación global acumulada en Valle del Cauca (Wh/m ² por día)	19
Figura 4. Horas de sol al día en el Valle del Cauca 1979-2016	20
Figura 5. Capacidad efectiva neta de energía solar en el valle del cauca 2020 – 2025 (MW)	21
Figura 6. Generación de energía solar en el Valle del Cauca 2019-2025 (GWh)	22
Figura 7. Mapa de identificación de áreas aptas para instalaciones solares en el Valle del Cauca (Escenario base)	36
Figura 8. Contraste de áreas de aptitud con infraestructura de conectividad existente en el Valle del Cauca	40
Figura 9. Oportunidades territoriales para proyectos SFV en Valle del Cauca	40
Figura 10. Comparación de áreas de aptitud considerando únicamente cercanía a subestaciones (superior) vs. cercanía a toda la red de conexión (inferior)	42
Figura 11. Áreas de aptitud considerando restricciones por áreas con alta capacidad agrológica	49
Figura 12. Comparación de áreas de aptitud considerando como áreas de alta aptitud las clases III y IV (superior) vs. Escenario base (inferior)	51
Figura 13. Escenario C con toda la infraestructura adicional	52
Figura 14. Capacidad SFV requerida por tecnología y horizonte (MW)	54
Figura 15. Suelo requerido para capacidad SFV por tecnología y horizonte (ha)	55
Figura 16. Dimensionamiento de almacenamiento BESS por tecnología y horizonte	56
Figura 17. Ruta regulatoria de un proyecto SFV en Colombia: ventanillas, umbrales por capacidad y tiempos estimados por trámite	65

Índice de tablas

Tabla 1. Promedios mensuales de la irradiación global acumulada diaria recibida en superficie en Valle del Cauca 2006 – 2016 (Wh/m ²)	18
Tabla 2. Promedios mensuales de brillo solar en el Valle del Cauca 1979-2016 (Horas de sol al día)	19
Tabla 3. Escala de puntuación definida para cada variable del análisis.....	25
Tabla 4. Propuesta de pesos de ponderación para la identificación de áreas industriales aptas SFV. 26	
Tabla 5. Valores utilizados de la cobertura SFV en el corto, mediano y largo plazo	27
Tabla 6. Datos utilizados para el cálculo del almacenamiento requerido	29
Tabla 7. Valores utilizados para las variables en estructura fija y seguidores activos	30
Tabla 8. Segmentación por tamaño y modalidad de conexión	30
Tabla 9. Distribución municipal de áreas según categoría de aptitud para instalación de SFV.....	37
Tabla 10. Documentos revisados para el análisis de los nodos	43
Tabla 11. Resumen de nodos críticos identificados.....	44
Tabla 12. Datos del nodo San Marcos.....	45
Tabla 13. Datos del nodo Alférez.....	46
Tabla 14. Datos del corredor Pance-Yumbo-Juanchito	46
Tabla 15. Subestaciones de 34,5 kV en Valle del Cauca	47
Tabla 16. Áreas de clases III y IV consideradas como de alta aptitud	50
Tabla 17. Capacidad SFV requerida y suelo asociado por tecnología y horizonte.....	55
Tabla 18. Dimensionamiento de almacenamiento BESS por fase y tecnología.....	56
Tabla 19. Esquema de implementación por fases: capacidad, objetivos y habilitantes regulatorios... 63	
Tabla 20. Trámites ambientales requeridos por rango de capacidad instalada	64
Tabla 21. Ruta regulatoria de un proyecto SFV en Colombia	66
Tabla 22. Estimación de empleo en construcción y operación y mantenimiento por horizonte (escenario tracker, ilustrativo)	74
Tabla 23. Estimación preliminar de reducción de emisiones GEI por horizonte temporal (escenario tracker, ilustrativo)	77

Siglas y acrónimos

SIN	Sistema Interconectado Nacional
ERNC	Energías Renovables No Convencionales
DANE	Departamento Nacional de Estadística
PIB	Producto Interno Bruto
UPME	Unidad de Planeación Minero-Energética
CCC	Cámara de Comercio de Cali
GBTUD	Giga BTU (British Thermal Unit) por día
SNT	Sistema Nacional de Transporte
BAU	Business As Usual
SFV	Solar Fotovoltaica
GHI	Irradiación global horizontal
IDEAM	Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales
MCE	Análisis espacial multicriterio
CLP	Combinación lineal ponderada
DEM	Modelo digital de elevación
POT	Planes de Ordenación Territorial
PBOT	Planes Básicos de Ordenamiento Territorial
EOT	Esquemas de ordenamiento territorial
ANLA	Autoridad Nacional de Licencias Ambientales
NREL	National Renewable Energy Laboratory

BESS	Battery Storage Energy System
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
OMM	Organización Meteorológica Mundial
ONAC	Organismo Nacional de Acreditación de Colombia
HSP	Horas de sol pico
CEN	Capacidad Efectiva Neta
SSPD	Superintendencia Servicios Públicos Domiciliarios
CVC	Corporación Autónoma Regional del Valle del Cauca
RETIE	Reglamento técnico de instalaciones eléctricas

Introducción

El Valle del Cauca cuenta con una base productiva e industrial estratégica para Colombia, sustentada en sectores como manufactura, agroindustria, logística, servicios, química verde, energías renovables y economía circular. En este contexto, Invest Pacific ha impulsado la iniciativa Valle Verde como una estrategia de posicionamiento territorial y atracción de inversión orientada a consolidar al departamento como un espacio industrial sostenible, capaz de articular desarrollo económico, descarbonización, circularidad y aprovechamiento de recursos energéticos renovables.

La transición energética constituye un componente habilitante dentro de esta visión. Los términos de referencia de la consultoría reconocen que el Valle del Cauca cuenta con una matriz energética baja en carbono y con potencial para aprovechar fuentes renovables como la biomasa, el biogás y la energía solar fotovoltaica, en línea con los objetivos de sostenibilidad, reducción de emisiones y competitividad del ecosistema productivo regional.

En particular, la energía solar fotovoltaica representa una oportunidad relevante para complementar la matriz energética del departamento, atender parte de la demanda eléctrica industrial, reducir emisiones indirectas asociadas al consumo de electricidad y fortalecer la propuesta de valor de Valle Verde frente a nuevas inversiones.

A partir de este contexto, el presente producto desarrolla el análisis de capacidad solar fotovoltaica requerida y almacenamiento proyectado a 2050. Para ello, se integran insumos de caracterización del recurso solar, análisis espacial de aptitud territorial, proyección de capacidad requerida, estimación preliminar de almacenamiento, evaluación de escenarios y lectura estratégica de condiciones habilitantes para la implementación de proyectos solares en el Valle del Cauca.

En este sentido, el informe busca ofrecer a Invest Pacific una base técnica y estratégica para identificar oportunidades de inversión solar, priorizar corredores y municipios con mayor aptitud, anticipar barreras y restricciones de implementación y fortalecer la propuesta de Valle Verde como plataforma para la descarbonización industrial y el desarrollo de soluciones energéticas renovables en el Valle del Cauca.

1. Marco conceptual

La presente sección establece los conceptos técnicos y analíticos fundamentales que sustentan el desarrollo del estudio de dimensionamiento y proyección de capacidad solar fotovoltaica y almacenamiento energético al horizonte 2050 en el Valle del Cauca. Su propósito es proporcionar un marco común de interpretación que permita comprender de manera consistente los resultados del modelo, los supuestos adoptados y las decisiones metodológicas empleadas.

En coherencia con los objetivos del estudio, particularmente la estimación de capacidad instalada, la evaluación de escenarios de crecimiento y el diseño de esquemas de implementación por fases, este marco conceptual se organiza en tres bloques: (i) métricas clave del sistema energético, (ii) componentes del sistema solar fotovoltaico y almacenamiento (SFV+BESS), y (iii) conceptos asociados al modelamiento y proyección del sistema.

A. Métricas clave del sistema energético

Una correcta interpretación de los resultados del estudio requiere distinguir entre magnitudes que, aunque relacionadas, responden a dimensiones distintas del sistema energético, particularmente potencia y energía.

- **Potencia (MW)**

Es la tasa a la que se produce energía eléctrica en un momento dado. Se mide en vatios (W) y sus múltiplos: kilovatios (kW), megavatios (MW) y gigavatios (GW). En el contexto fotovoltaico, indica cuánta electricidad puede entregar un sistema en condiciones de operación determinadas. Un kilovatio (kW) equivale a 1.000 vatios y es una medida de la tasa a la que se produce energía eléctrica en un momento determinado. Por ejemplo, un sistema fotovoltaico de 10 kW puede producir hasta 10.000 vatios de energía eléctrica en un instante dado [1].

- **Energía (MWh / GWh)**

Es el resultado de mantener una determinada potencia durante un período de tiempo. Se mide en kilovatios-hora (kWh), megavatios-hora (MWh) o gigavatios-hora (GWh). El kilovatio-hora es una unidad de medida de la energía eléctrica que se refiere a la cantidad de energía que se ha generado o consumido durante un período de tiempo determinado.

En términos operativos, mientras la potencia instalada define el tamaño del sistema, la energía generada refleja su desempeño efectivo. Por ejemplo, una planta de 100 MW puede generar entre 150 y 200 GWh/año dependiendo de las condiciones de irradiación y operación [1].

- **Factor de planta (FP)**

El factor de planta de una central eléctrica es el cociente entre la energía real generada durante un período y la energía que se habría generado si la planta hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo período. Es una indicación de la utilización de la capacidad de la planta en el tiempo [2].

$$\text{Factor de planta} = \frac{\text{Energía generada (GWh/año)}}{\text{Capacidad instalada (MW)} * 8.760 \text{ horas/año}}$$

Este indicador es clave en el presente estudio, ya que permite traducir capacidad instalada en generación esperada dentro del modelo de proyección.

- **Irradiación Global Horizontal (GHI)**

La Irradiación Global Horizontal (GHI), definida como la integración de las componentes de radiación directa y difusa sobre una superficie horizontal, constituye el parámetro técnico fundamental para determinar la viabilidad de los sistemas solares fotovoltaicos. Esta magnitud se expresa instantáneamente como potencia por unidad de superficie en vatios por metro cuadrado (W/m^2), mientras que su integración temporal permite cuantificar la energía disponible en kilovatios-hora por metro cuadrado por día ($\text{kWh/m}^2/\text{día}$). El análisis detallado de la distribución espacial y temporal de este recurso es indispensable para identificar regiones estratégicas donde la implementación de tecnología solar pueda responder de manera eficiente a las necesidades energéticas industriales y de servicios [3].

- **Brillo solar (insolación)**

El brillo solar, o insolación, representa la duración del tiempo durante el cual la superficie del suelo recibe radiación solar directa de intensidad suficiente para generar una sombra clara. De acuerdo con los estándares de la Organización Meteorológica Mundial (OMM), este periodo se define técnicamente como la suma de los intervalos de tiempo en los que la irradiancia solar directa supera el umbral de los 120 W/m^2 . A diferencia de la irradiación (energía total acumulada), el brillo solar permite identificar la ventana temporal efectiva de operación de los sistemas fotovoltaicos bajo condiciones de cielo despejado [3].

- **Horas de Sol Pico (HSP)**

Es una unidad de medida de la irradiación solar que simplifica el cálculo del potencial fotovoltaico de un sitio. La hora solar pico es una unidad que mide la irradiación solar y se define como la energía por unidad de superficie que se recibiría con una hipotética irradiancia solar constante de 1.000 W/m^2 [4].

- **Capacidad Efectiva Neta (CEN)**

Es el concepto regulatorio colombiano que cuantifica la potencia máxima que una planta puede suministrar al Sistema Interconectado Nacional (SIN) en condiciones normales de operación. La Capacidad Efectiva Neta es la máxima cantidad de potencia que puede suministrar una unidad de generación o planta en condiciones normales de operación al Sistema Interconectado Nacional, en el punto de conexión [5].

B. Componentes del sistema SFV y almacenamiento

El sistema analizado en este estudio considera la integración de generación solar fotovoltaica con almacenamiento energético, como solución para responder a la variabilidad del recurso y a los perfiles de demanda industrial.

- **Módulos fotovoltaicos**

Convierten la radiación solar en corriente eléctrica continua (DC) mediante el efecto fotovoltaico. Su capacidad se expresa en vatios pico (Wp) bajo condiciones estándar de prueba (irradiancia de 1.000 W/m^2 y temperatura de 25°C).

- **Inversores**

Transforman la corriente continua generada por los módulos en corriente alterna (AC) compatible con la red eléctrica o con las cargas industriales.

- **Subestaciones y transformadores**

Adaptan el nivel de tensión de la energía generada para su inyección al Sistema Interconectado Nacional (SIN) o al sistema de distribución local.

- **Sistemas de monitoreo (SCADA)**

Permiten supervisar en tiempo real la operación del parque, detectar fallas y optimizar el rendimiento.

- **Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS)**

El BESS permite almacenar energía eléctrica para su uso posterior, cumpliendo un rol estratégico en el sistema energético proyectado. En el contexto de este estudio, sus principales funciones son:

- Gestionar la intermitencia de la generación solar
- Desplazar energía hacia horas de mayor demanda o menor generación
- Proveer servicios complementarios (estabilidad de frecuencia y voltaje)
- Optimizar el uso de la infraestructura eléctrica

La incorporación de almacenamiento resulta clave en los escenarios de alta penetración renovable evaluados al 2050.

C. Conceptos para el modelamiento y proyección

El desarrollo del modelo de proyección de capacidad solar y almacenamiento se basa en la interacción entre oferta energética, demanda industrial y evolución tecnológica.

- **Capacidad instalada proyectada**

Corresponde a la potencia acumulada de sistemas fotovoltaicos instalada en el territorio en un horizonte temporal determinado. Su estimación depende de variables como crecimiento de la demanda, disponibilidad de suelo, costos tecnológicos y políticas energéticas.

- **Escenarios de desarrollo**

Se construyen distintos escenarios que reflejan trayectorias posibles de adopción tecnológica, considerando variables como reducción de costos, mejoras en eficiencia, penetración del almacenamiento y condiciones regulatorias.

- **Curvas de generación y demanda**

Permiten analizar la correspondencia entre la producción solar (variable en el tiempo) y los perfiles de consumo industrial, siendo fundamentales para dimensionar adecuadamente los sistemas de almacenamiento.

- **Factor de penetración renovable**

Indica la proporción de la demanda energética cubierta por fuentes renovables, y es un indicador clave para evaluar la transición energética del territorio.

- **Dimensionamiento SFV + BESS**

Se refiere al proceso de determinar la combinación óptima de capacidad fotovoltaica y almacenamiento necesaria para satisfacer la demanda proyectada bajo distintos escenarios, minimizando costos y garantizando confiabilidad del suministro.

En conjunto, estos conceptos permiten estructurar el análisis técnico desarrollado en el presente estudio, facilitando la evaluación de tendencias, la construcción de escenarios y la definición de un esquema de implementación por fases para sistemas solares y de almacenamiento en el Valle del Cauca.

2. Marco normativo

El desarrollo de proyectos de energía solar fotovoltaica (SFV) y sistemas de almacenamiento de energía (BESS/SAEB) en Colombia se enmarca en un entorno regulatorio que ha evolucionado significativamente en la última década, en respuesta a la necesidad de diversificar la matriz energética y avanzar en la transición hacia fuentes más sostenibles.

Este marco normativo presenta una estructura progresiva que parte de leyes habilitantes para la integración de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), se consolida mediante instrumentos regulatorios que definen condiciones técnicas y operativas de conexión al sistema eléctrico, e incorpora incentivos económicos que mejoran la viabilidad de inversión. Más recientemente, se han desarrollado señales regulatorias orientadas a la integración del almacenamiento energético, aún en proceso de consolidación.

Para efectos del presente estudio, este marco cumple un doble rol: (i) define las condiciones bajo las cuales los proyectos pueden desarrollarse e integrarse al sistema eléctrico, y (ii) condiciona la viabilidad técnica y económica de los distintos escenarios evaluados.

Es importante señalar que, si bien el análisis se focaliza en el Valle del Cauca, la regulación aplicable es de carácter nacional. A la fecha, no existen normas departamentales o municipales específicas que regulen de manera diferenciada el desarrollo de proyectos solares o de almacenamiento, más allá de instrumentos de ordenamiento territorial que inciden en el uso del suelo.

A continuación, se presentan las principales disposiciones organizadas en cuatro bloques: (A) marco legal estructural, (B) regulación técnica y de conexión, (C) incentivos y política de transición, y (D) estado y evolución regulatoria del almacenamiento energético.

A. Marco legal estructural

- **Ley 1715 de 2014 – Integración de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) al Sistema Energético Nacional**

Es la piedra angular del marco normativo para la energía solar en Colombia. Esta ley establece una serie de incentivos tributarios y facilidades para la inversión en proyectos de energía solar, incluyendo exención del IVA para equipos destinados a la generación solar, exoneración de aranceles para la importación de tecnología solar y deducción tributaria del 50% del valor de la inversión, aplicable durante cinco años. Adicionalmente, define conceptos fundamentales como autogeneración, generación distribuida y FNCER, y asigna competencias regulatorias a la CREG y a la UPME para la integración de estas fuentes al sistema eléctrico nacional.

- **Ley 2099 de 2021 – Ley de Transición Energética**

Esta ley tiene por objeto modernizar la legislación vigente y dictar otras disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético a través de la utilización, desarrollo y promoción de fuentes no convencionales de energía, la reactivación económica del país y el fortalecimiento de los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible.

- **Decreto 1073 de 2015 – Decreto Único Reglamentario del Sector Minas y Energía**

Compila en un solo instrumento las disposiciones reglamentarias del sector energético colombiano, incluyendo las normas sobre autogeneración, generación distribuida, conexión al SIN y requisitos

administrativos para proyectos de FNCER. Constituye el referente reglamentario de base que operacionaliza las leyes del sector y ha sido modificado en múltiples ocasiones para adaptarse a la expansión de las energías renovables.

- **Decreto 1403 de 2024 – Autogeneración y uso del SIN**

El Decreto 1403 de 2024 flexibiliza el uso del SIN para autogeneradores, permitiendo el consumo de energía en ubicaciones distintas a su punto de generación. En el marco del esquema regulatorio vigente, esto refuerza la viabilidad de modelos de autogeneración, especialmente aquellos sin inyección de excedentes, los cuales enfrentan menores restricciones asociadas a la conexión y a la capacidad de transporte. En la práctica, este tipo de configuraciones permite el despliegue de sistemas solares fotovoltaicos en esquemas “detrás del medidor”, particularmente relevantes para el sector industrial.

B. Regulación técnica y de conexión

- **Resolución CREG 030 de 2018 – Generación distribuida y autogeneración**

Establece el marco regulatorio para la conexión de autogeneradores pequeños y medianos al sistema de distribución. Con esta resolución, el tiempo de respuesta para la conexión se redujo significativamente, de 21 días a 9 días hábiles en la mayoría de los casos, agilizando el proceso de entrada al sistema. Es la norma de referencia para proyectos SFV orientados al autoconsumo industrial con entrega de excedentes a la red de distribución local.

- **Resolución CREG 174 de 2021 – Autogeneradores conectados al STR y STN**

Regula las condiciones técnicas, operativas y comerciales para la conexión de autogeneradores al Sistema de Transmisión Regional (STR) y al Sistema de Transmisión Nacional (STN), incluyendo proyectos de mayor escala que superan los umbrales de la CREG 030. Es la norma aplicable para proyectos SFV industriales de mediana y gran escala en el Valle del Cauca que requieran conexión directa a subestaciones del SIN.

- **Decreto 393 de 2026 – Marco para sistemas de almacenamiento de energía**

El Decreto 393 de 2026 establece el marco general para la incorporación de los Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías (SAEB) dentro del sistema energético colombiano. Esta norma define los lineamientos de política pública para su desarrollo, reconociendo el almacenamiento como un componente clave para la flexibilidad, confiabilidad y modernización del sistema eléctrico en el contexto de la transición energética.

El decreto sienta las bases para la integración de estas tecnologías, habilitando su desarrollo en distintos esquemas y promoviendo su articulación con fuentes de generación renovable, como la solar fotovoltaica.

- **Resolución CREG 101 113 de 2026 – Integración de SAEB al SIN**

La Resolución CREG 101 113 de 2026, expedida el 19 de junio de 2026, define las condiciones técnicas, comerciales y operativas para la integración de los sistemas de almacenamiento al Sistema Interconectado Nacional (SIN), desarrollando lo establecido en el marco normativo general.

Esta resolución consolida el proceso regulatorio previamente adelantado mediante el Proyecto de Resolución CREG 701-103 de 2025, estableciendo tres modalidades de participación: (i)

almacenamiento como activo de red, (ii) sistemas híbridos asociados a generación y (iii) sistemas independientes.

Bajo este esquema, los SAEB pueden participar tanto como soporte a la red como agentes activos en el mercado eléctrico, habilitados para prestar servicios complementarios tales como regulación de frecuencia, arbitraje de energía y respaldo operativo del sistema.

C. Incentivos y política de transición

- **Decreto 929 de 2023 – Exención de energía reactiva para autogeneradores**

Este decreto indica que los usuarios con sistemas de autogeneración a pequeña escala con fuentes no convencionales de energía renovable están exentos del cobro de energía reactiva, generando ahorros adicionales especialmente para empresas con cargas inductivas.

- **Resolución CREG 101-072 de 2025 – Comunidades Energéticas**

Con esta resolución se permitirá la implementación de Comunidades Energéticas para que, de manera comunitaria, puedan generar y vender su energía a la red. La nueva normativa pretende habilitar al menos un gigavatio adicional de capacidad instalada a partir de las FNCER. Esta figura abre la posibilidad de esquemas colectivos de generación solar entre empresas del mismo corredor industrial, lo que podría ser relevante para el ecosistema productivo del Valle del Cauca.

D. Señal regulatoria sobre almacenamiento: estado actual y perspectivas

El marco regulatorio para sistemas de almacenamiento energético (BESS/SAEB) en Colombia ha entrado en una fase de consolidación, tras un proceso de modernización orientado a adaptar el sistema eléctrico a una mayor penetración de fuentes renovables. Históricamente, la regulación colombiana ha estado estructurada sobre un esquema hidrotérmico, por lo que la incorporación del almacenamiento representa un cambio estructural en la forma en que se gestionan la flexibilidad y la confiabilidad del sistema.

Este proceso se materializa con la expedición del Decreto 393 de 2026 y la Resolución CREG 101 113 de 2026, que establecen el marco general y las condiciones operativas para la integración de los sistemas de almacenamiento al Sistema Interconectado Nacional. Estas normas formalizan la participación de los SAEB bajo diferentes esquemas, incluyendo su operación como activos de red, sistemas híbridos con generación y soluciones independientes.

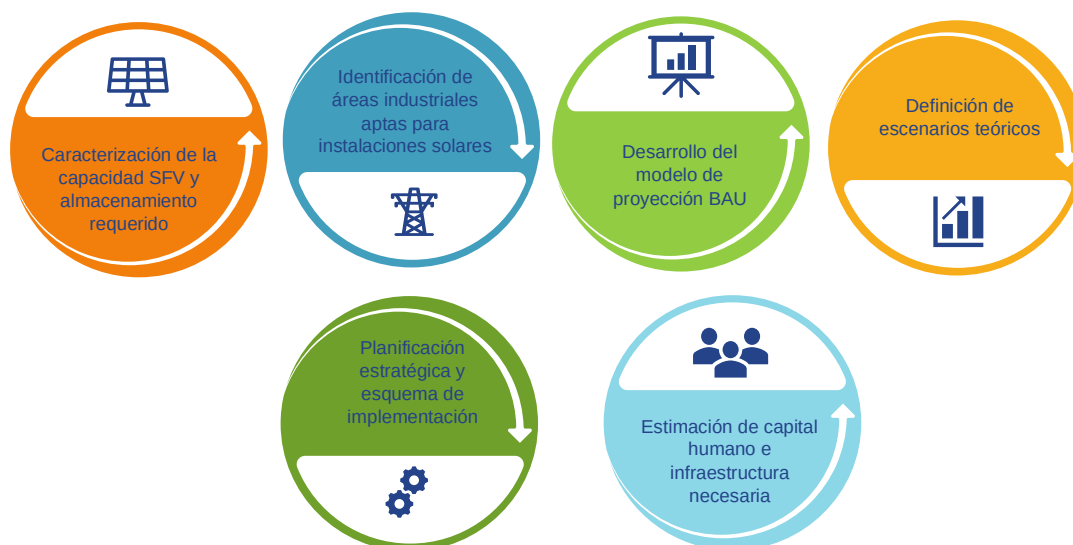
No obstante, si bien el marco regulatorio ya se encuentra definido, el mercado de almacenamiento en Colombia se encuentra en una etapa temprana de implementación. En el corto plazo (2026-2030), es probable que los proyectos BESS se desarrollen principalmente en esquemas asociados a generación renovable y autoconsumo, mientras se consolidan los mecanismos de participación en mercados de servicios complementarios y se definen señales económicas más robustas.

En el mediano y largo plazo, la maduración del mercado y la implementación plena de estos esquemas regulatorios permitirán habilitar nuevas fuentes de ingreso para proyectos híbridos SFV+BESS, mejorando su viabilidad financiera y ampliando el potencial de despliegue en regiones como el Valle del Cauca. En este contexto, el almacenamiento se posiciona como un habilitador clave para maximizar el aprovechamiento de la generación solar y gestionar los desafíos asociados a su variabilidad.

3. Metodología

La estimación y proyección de modelos de capacidad solar se desarrolla a partir de un enfoque escalonado que considera los siguientes pasos:

Figura 1. Pasos metodológicos de la Fase 3



Fuente: Elaboración propia

3.1. Caracterización de la capacidad SFV

En esta primera etapa se realizó la caracterización técnica, territorial y de mercado de la capacidad de generación solar fotovoltaica (SFV) en el área de estudio, con el objetivo de establecer una línea base robusta para el análisis del potencial de desarrollo en el departamento del Valle del Cauca.

Inicialmente, se recopiló y analizó información secundaria sobre el potencial del recurso solar a nivel nacional y regional. Los datos de irradiación solar global y de brillo solar (horas de sol promedio) fueron obtenidos del *Atlas de Radiación Solar, Ultravioleta y Ozono de Colombia*, desarrollado por el IDEAM y la UPME. Esta fuente permitió identificar los niveles de irradiación global horizontal (GHI), así como las condiciones promedio de insolación y su distribución espacial en el departamento, constituyendo el insumo técnico base para estimar el potencial teórico de generación fotovoltaica.

Posteriormente, se consolidó información sobre la evolución de la capacidad instalada de energía solar en el Valle del Cauca para el período 2020–2024, con base en datos oficiales publicados por la UPME. Esta información permitió analizar la dinámica reciente de crecimiento de la tecnología solar en el departamento, identificar tendencias de expansión y establecer una línea base actualizada de capacidad instalada.

Para el año 2025, ante la ausencia de datos oficiales publicados por entidades como la UPME o XM al momento del análisis, se tomó como referencia información reportada por Celsia en una comunicación institucional, en la que se indica que el Valle del Cauca cerró el año con 12 granjas solares que suman aproximadamente 194 MW, así como 44 cubiertas solares que aportan cerca de 12 MW adicionales. Si bien esta fuente no corresponde a un registro oficial consolidado, se utilizó como aproximación indicativa del estado más reciente del desarrollo solar en el departamento.

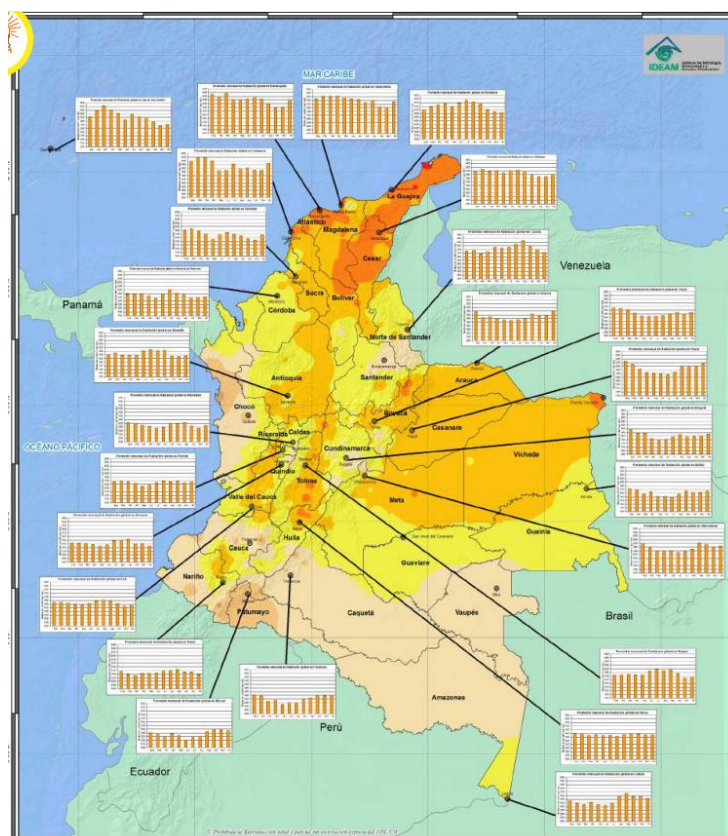
De manera complementaria, se incorporó información sobre la generación de energía solar fotovoltaica en el Valle del Cauca para el período 2019-2025, a partir de la *Guía de Energía 2025* elaborada por Invest Pacific. Esta información permitió analizar la evolución reciente de la producción efectiva de energía solar en el departamento, complementando los datos de capacidad instalada y proporcionando una visión más integral del desempeño del recurso en términos de generación. Asimismo, estos datos contribuyen a identificar tendencias de crecimiento, niveles de aprovechamiento de la capacidad instalada y la consolidación progresiva de la energía solar dentro de la matriz energética regional.

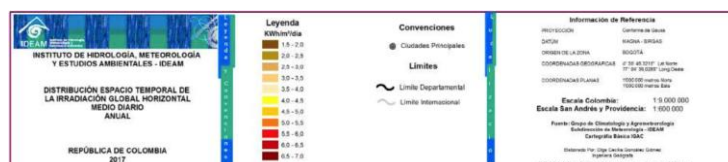
3.1.1. Potencial de irradiación

A. Nacional

Tal como se observa en la Figura 2, que presenta el promedio anual multianual de la irradiación global en el territorio colombiano, el país goza de una disponibilidad de recurso privilegiada debido a su ubicación geográfica en la zona intertropical. Entre las zonas de mayor intensidad, con valores superiores a los 4,5 kWh/m² por día, destaca la zona que inicia en el norte del Cauca y atraviesa el Valle del Cauca de sur a norte y llega hasta el Eje Cafetero. Además, los valores más altos (superiores a los 5,5 kWh/m² por día) se muestran en pequeños sectores del centro y norte de La Guajira. Por el contrario, las zonas con menor intensidad de radiación solar global en Colombia, con promedios inferiores a los 3,5 kWh/m² por día, se registran en sectores del occidente del Chocó, occidente de Putumayo, oriente de Cauca, oriente, sur y noroccidente de Nariño y en pequeños sectores de Caquetá, Huila, Cundinamarca, Quindío, Boyacá y Santander [6].

Figura 2. Promedio anual multianual de la irradiación global recibida en una superficie horizontal durante el día (KWh/m² por día), con histogramas de las principales ciudades del país





Fuente: IDEAM y UPME [3]

B. Regional

El departamento del Valle del Cauca presenta condiciones competitivas para la implementación de soluciones SFV (Solar Fotovoltaica) a gran escala. Según los datos consolidados por el IDEAM y la UPME, la región cuenta con una irradiación global horizontal promedio de 4,5 kWh/m²/día. Este comportamiento del recurso solar se caracteriza por una estabilidad significativa, con valores de irradiación que, de acuerdo con los registros históricos presentados en la Tabla 1, se mantienen predominantemente por encima de los 4.200 Wh/m² diarios durante todo el ciclo anual [6].

Dentro de esta distribución, se observa que el recurso alcanza sus niveles máximos durante el tercer trimestre, específicamente en el mes de agosto, donde se registra un valor pico de 4.829,9 Wh/m², seguido por los meses de julio (4.762,9 Wh/m²) y septiembre (4.794,9 Wh/m²). Esta variabilidad se visualiza con mayor claridad en la Figura 3, donde la representación gráfica de los promedios mensuales permite identificar dos periodos de alta incidencia energética: el primero entre los meses de enero y marzo, y el segundo, más pronunciado, entre julio y septiembre.

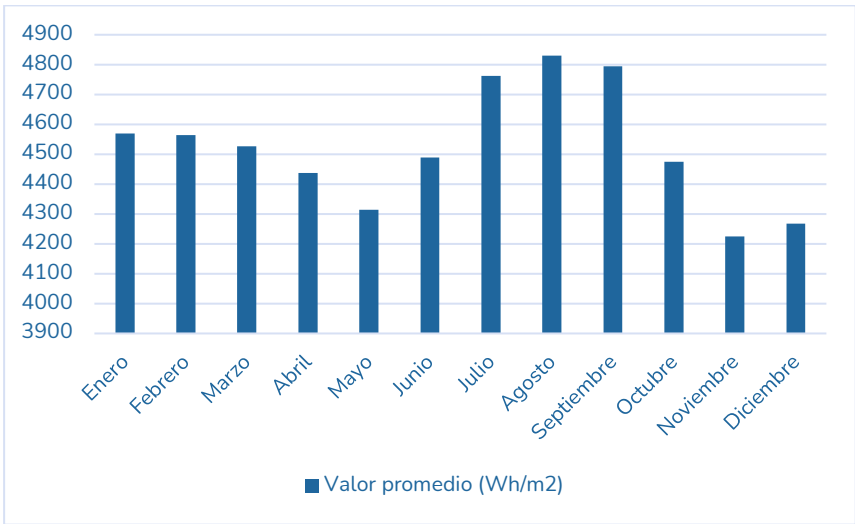
Por el contrario, los valores mínimos del ciclo anual se registran en mayo (4.313,3 Wh/m²) y noviembre (4.224,7 Wh/m²), meses que coinciden con las temporadas de mayor nubosidad en la región. A pesar de estas fluctuaciones naturales, la constancia del recurso en el departamento proporciona una base de datos confiable para el dimensionamiento de la capacidad fotovoltaica.

Tabla 1. Promedios mensuales de la irradiación global acumulada diaria recibida en superficie en Valle del Cauca 2006 – 2016 (Wh/m²)

Departamento	Valor promedio (Wh/m ²)											
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
Valle del Cauca	4568,8	4564,6	4526,2	4436,4	4313,3	4488,6	4762,9	4829,9	4794,9	4474,3	4224,7	4267,7

Fuente: IDEAM y UPME [3]

Figura 3. Variación mensual de la irradiación global acumulada en Valle del Cauca (Wh/m² por día)



Fuente: Elaboración propia en base a [3]

3.1.2. Brillo solar e insolación (horas de sol)

Para el departamento del Valle del Cauca, el análisis de este parámetro revela una disponibilidad de recurso altamente favorable y consistente. Según los datos históricos consolidados en la Tabla 2, el departamento registra un promedio anual de 5.1 horas de sol al día (hSd). El comportamiento mensual muestra que los periodos de mayor insolación coinciden con el tercer trimestre del año, alcanzando valores máximos en julio (6.1 hSd) y agosto (6.0 hSd). Un segundo periodo de alta disponibilidad se observa al inicio del año, con un registro de 5.5 hSd en enero.

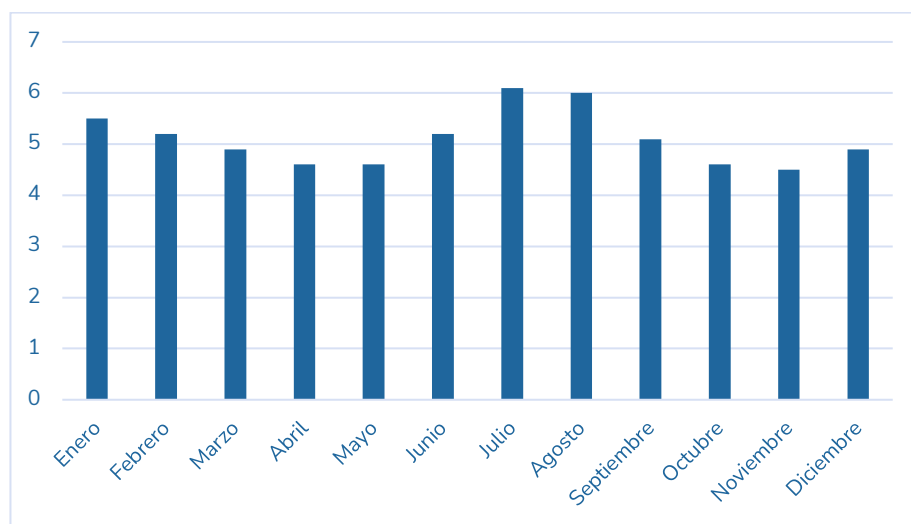
Por el contrario, los valores mínimos de brillo solar se presentan en los meses de abril, mayo y octubre (con 4.6 hSd cada uno), y noviembre, que registra el valor más bajo del ciclo con 4.5 hSd. Como se observa en la Figura 4, a pesar de estas variaciones estacionales ligadas a los ciclos de nubosidad de la región, el Valle del Cauca mantiene una base de insolación sólida. Este indicador es crítico para la Fase 3, ya que fundamenta el cálculo de las Horas de Sol Pico (HSP) necesarias para el dimensionamiento de la capacidad SFV y permite proyectar con precisión la autonomía requerida en los sistemas de almacenamiento para cubrir la demanda industrial durante las horas de baja insolación o nocturnas.

Tabla 2. Promedios mensuales de brillo solar en el Valle del Cauca 1979-2016 (Horas de sol al día)

Departamento	Valor promedio (Horas de Sol al día)												Promedio anual
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic	
Valle del Cauca	5,5	5,2	4,9	4,6	4,6	5,2	6,1	6,0	5,1	4,6	4,5	4,9	5,1

Fuente: IDEAM y UPME [3]

Figura 4. Horas de sol al día en el Valle del Cauca 1979-2016



Fuente: Elaboración promedio en base a [3]

3.1.3. Capacidad solar

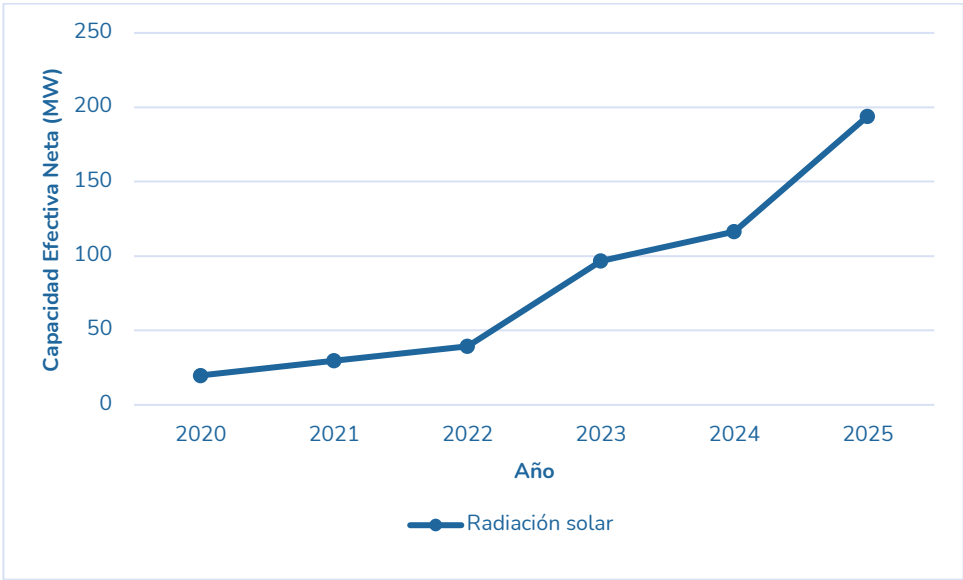
Al análisis del recurso natural se suma la importancia de observar la Capacidad Efectiva Neta (CEN) instalada en el departamento. Mientras que la irradiación y el brillo solar nos indican el potencial teórico, la capacidad efectiva muestra la realidad técnica de cuánta energía pueden entregar las plantas solares operativas al sistema eléctrico del Valle del Cauca. Este indicador es fundamental para entender cómo el departamento ha pasado de la planificación a la ejecución de proyectos de energía limpia.

Como se observa en la Figura 5, el Valle del Cauca ha experimentado una expansión significativa en su capacidad solar instalada durante el periodo reciente. Entre 2020 y 2022 se evidencia un crecimiento progresivo, pasando de 19,8 MW a 39,18 MW. A partir de 2023 se presenta una aceleración marcada en la incorporación de nueva capacidad, alcanzando 96,75 MW, y consolidándose en 116,56 MW en 2024 [6]. Esta tendencia refleja un punto de inflexión en el desarrollo del sector, asociado a la entrada en operación de proyectos de mayor escala.

Para 2025, se estima que la capacidad instalada alcanza aproximadamente los 194 MW [7]. Este valor, si bien no proviene de fuentes oficiales como UPME o XM, se basa en información reportada por actores del sector energético, específicamente Celsia, que destaca la operación de múltiples granjas solares en municipios como Yumbo, Candelaria, Zarzal, Tuluá, Buga, Andalucía, La Victoria y Palmira, así como el desarrollo de sistemas de autogeneración en cubiertas solares. En este sentido, el dato debe interpretarse como una referencia indicativa del dinamismo reciente del sector más que como una cifra oficial consolidada.

En conjunto, el crecimiento observado evidencia un desarrollo acelerado de la generación solar en el departamento, sugiriendo la existencia de condiciones técnicas, regulatorias y de mercado favorables para la expansión de esta tecnología. La magnitud del incremento en un periodo relativamente corto respalda la viabilidad de escenarios de crecimiento en el corto y mediano plazo, constituyendo una base sólida para las proyecciones planteadas en este informe.

Figura 5. Capacidad efectiva neta de energía solar en el valle del cauca 2020 – 2025 (MW)



Fuente: Elaboración propia en base a [6], [7]

3.1.4. Generación de energía solar

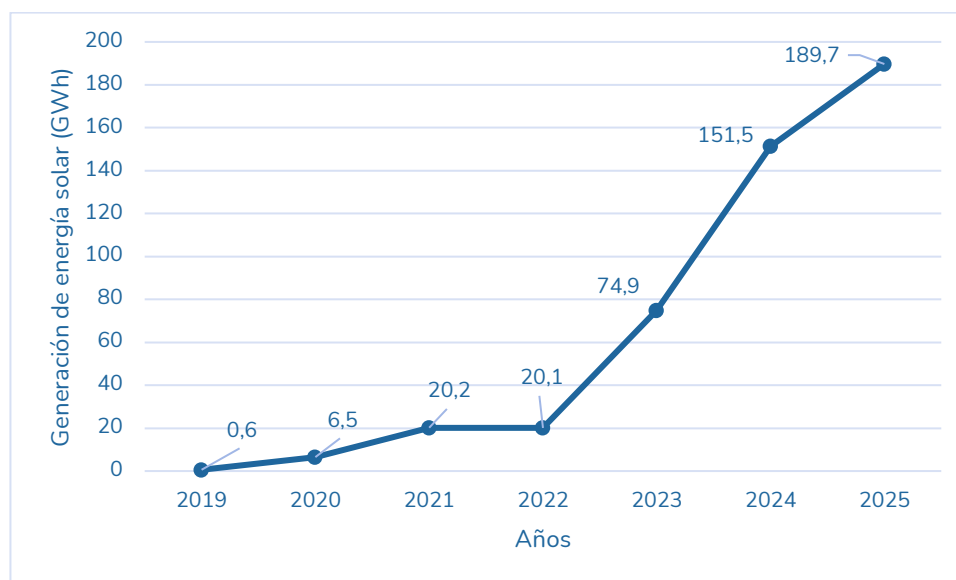
A la par del análisis de la infraestructura instalada, resulta fundamental evaluar la generación real de energía, cuantificada en Gigavatios-hora (GWh). Esta métrica permite dimensionar el aprovechamiento efectivo del recurso solar y la contribución concreta de esta tecnología al sistema eléctrico, reflejando no solo la capacidad instalada, sino también su nivel de utilización.

Como se observa en la Figura 6, la generación de energía solar fotovoltaica en el Valle del Cauca ha presentado un crecimiento significativo en los últimos años, partiendo de niveles prácticamente nulos en 2019, con apenas 0,6 GWh. A partir de 2020 se inicia una senda de expansión progresiva, alcanzando 6,5 GWh y posteriormente 20,2 GWh en 2021. Aunque en 2022 se observa una estabilización en torno a los 20,1 GWh, el periodo posterior marca un punto de inflexión en la dinámica de crecimiento.

En efecto, desde 2023 se evidencia una aceleración sustancial en la generación, con un incremento a 74,9 GWh, seguido de 151,5 GWh en 2024. Para 2025, la generación alcanza aproximadamente los 189,7 GWh, consolidando la tendencia de expansión sostenida del sector. Este comportamiento refleja la entrada en operación de nuevos proyectos y una mayor madurez en la integración de la energía solar dentro de la matriz energética regional.

En conjunto, la evolución de la generación evidencia no solo el aumento de la capacidad instalada, sino también una mejora en el aprovechamiento del recurso y en la eficiencia operativa de los sistemas fotovoltaicos. Este crecimiento posiciona al Valle del Cauca como un actor relevante en la transición energética, respaldado tanto por condiciones naturales favorables como por una creciente adopción tecnológica a nivel industrial [8].

Figura 6. Generación de energía solar en el Valle del Cauca 2019-2025 (GWh)



Fuente: Elaboración propia en base a [9]

3.2. Identificación de áreas aptas para instalaciones solares y priorización de oportunidades industriales en Valle Verde

La identificación de áreas aptas para la implementación de sistemas solares fotovoltaicos (SFV) en Valle Verde se desarrolla mediante un enfoque de análisis espacial multicriterio (MCE), utilizando la técnica de Combinación Lineal Ponderada (CLP). Este enfoque permite integrar variables biofísicas, técnicas y de infraestructura en un entorno geoespacial, con el fin de determinar la aptitud territorial para el desarrollo de proyectos solares.

La implementación del análisis se realiza utilizando la herramienta ArcGIS, estructurando el proceso en seis etapas metodológicas, que garantizan la consistencia y comparabilidad de la información utilizada.

3.2.1. Definición de variables y restricciones

La identificación de áreas aptas para la implementación de sistemas solares fotovoltaicos (SFV) en Valle Verde se desarrolla mediante un enfoque de análisis espacial multicriterio (MCE), utilizando la técnica de Combinación Lineal Ponderada (CLP). Este enfoque permite integrar variables biofísicas, técnicas y de infraestructura en un entorno geoespacial, con el fin de determinar la aptitud territorial para el desarrollo de proyectos solares.

A partir de la revisión de bibliografía [12], [10], [11] en la que se estiman áreas potenciales para la instalación de granjas solares en diferentes lugares de Colombia, fueron definidas las siguientes variables para la identificación de zonas aptas en el Valle del Cauca:

- **Radiación solar¹:** La radiación solar constituye el criterio de mayor relevancia dentro del modelo, dado que determina directamente el potencial de generación eléctrica de un sistema solar fotovoltaico. A mayor radiación incidente sobre la superficie, mayor será la energía

producida por unidad de área instalada, lo que incide positivamente en el rendimiento técnico del proyecto y en su viabilidad económica. Para esta variable se considera la capa cartográfica radiación solar global promedio multianual del IDEAM del año 2017.

- **Temperatura promedio:** La temperatura promedio se incorpora debido a su efecto sobre el rendimiento de los módulos fotovoltaicos. Si bien los sistemas solares requieren alta disponibilidad de radiación, temperaturas excesivas pueden reducir la eficiencia de conversión de las celdas fotovoltaicas. En términos generales, los módulos presentan un mejor desempeño en condiciones templadas, mientras que temperaturas superiores a los rangos óptimos pueden generar pérdidas de eficiencia. Para esta variable se considera la capa cartográfica de temperatura media anual promedio multianual del IDEAM para la serie histórica 1981-2020.
- **Pendiente del terreno:** La pendiente del terreno condiciona la facilidad de instalación, la estabilidad estructural de los equipos y los costos asociados a adecuaciones civiles. Terrenos planos o con inclinaciones suaves facilitan el montaje de estructuras, reducen la necesidad de movimientos de tierra, disminuyen riesgos de erosión y permiten una mejor distribución de los arreglos fotovoltaicos, evitando sombreamientos entre filas de paneles. En contraste, pendientes pronunciadas incrementan la complejidad técnica del proyecto y pueden requerir estructuras de soporte más costosas.
- **Orientación del terreno²:** La orientación del terreno se refiere a la dirección cardinal hacia la cual está inclinada una superficie (norte, sur, este u oeste), y se deriva del modelo digital de elevación mediante el cálculo del aspecto (aspect) en SIG. Esta variable influye en el ángulo de incidencia de la radiación solar sobre superficies inclinadas y, por tanto, puede afectar la captación de energía en sistemas fotovoltaicos, especialmente en terrenos con pendientes significativas.
- **Distancia a la red vial:** La distancia a vías se incorpora como un criterio logístico y económico, dado que la accesibilidad vial incide en los costos de construcción, operación y mantenimiento de una planta solar fotovoltaica. La cercanía a vías existentes facilita el transporte de módulos, inversores, estructuras, maquinaria pesada y personal técnico durante las fases de instalación y mantenimiento. Asimismo, reduce la necesidad de construir nuevos accesos, lo que puede disminuir costos, tiempos de ejecución e impactos sobre el entorno. Para esta variable se considera la capa cartográfica de red vial de Colombia del INVIAS de 2016.
- **Coberturas de la tierra y uso del suelo:** La cobertura de la tierra y el uso del suelo permiten identificar áreas con menor conflicto ambiental, productivo o social para la instalación de proyectos fotovoltaicos. Esta variable se utiliza para evitar zonas ambientalmente sensibles, tales como cuerpos de agua, humedales, páramos, bosques, ecosistemas estratégicos o áreas protegidas, así como territorios con alta productividad agrícola o restricciones de uso. Para el análisis de la variable se considera la capa cartográfica de cobertura de uso de suelo de la CVC de 2020.

- **Distancia a la red eléctrica existente (SIN):** La distancia a infraestructura eléctrica existente se incorpora como un criterio preliminar para evaluar la posible facilidad de integración de un proyecto SFV al sistema eléctrico. Este criterio considera la proximidad a subestaciones, líneas de transmisión o redes de distribución, en la medida en que la cercanía a dicha infraestructura puede reducir la complejidad y los costos potenciales de conexión.

No obstante, la cercanía física a una línea eléctrica no garantiza por sí misma la viabilidad de conexión. La conexión efectiva de un proyecto dependerá de la existencia de un punto de conexión técnicamente viable, la capacidad disponible, el nivel de tensión, la configuración de la red, los requerimientos del operador de red y los estudios eléctricos específicos que deban desarrollarse. Por tanto, esta variable se interpreta como un indicador territorial de proximidad a infraestructura eléctrica, no como una confirmación de factibilidad de conexión.

Para el análisis de la presente variable se utilizó el mapa de infraestructura de energía eléctrica de la UPME.

- **Capacidad agrológica³:** La capacidad agrológica del suelo se incorpora como un criterio proxy para aproximar el costo de oportunidad del terreno, ante la ausencia de información homogénea y espacialmente comparable sobre precios de mercado o avalúos catastrales para el área de análisis. Esta variable permite diferenciar suelos según su aptitud productiva, bajo el supuesto de que terrenos con mayor capacidad agrológica tienden a presentar un mayor valor económico relativo, debido a la rentabilidad potencial que ofrecen para actividades agrícolas.

Desde esta perspectiva, los suelos de mayor capacidad agrológica (I-IV) se consideran menos favorables para la instalación de proyectos solares fotovoltaicos, dado que su ocupación podría generar mayores costos de oportunidad y conflictos con usos productivos agropecuarios. En contraste, suelos con menor capacidad agrológica presentan una mayor aptitud relativa, al implicar menor competencia con actividades agrícolas de alto valor y, potencialmente, menores costos asociados al uso del terreno. Para el análisis se utilizó la capa cartográfica de clases agrológicas del IGAC.

3.2.2. Procesamiento de la información espacial

Posteriormente, se realiza el preprocesamiento de la información con el fin de garantizar la homogeneidad espacial y facilitar su análisis conjunto. Todas las capas geográficas se proyectan a un mismo sistema de referencia (MAGNA-SIRGAS) y se recortan al límite geográfico del Valle del Cauca.

Adicionalmente, se derivan variables topográficas a partir de un Modelo Digital de Elevación (DEM), mediante el cálculo de la pendiente (Slope) y la orientación del terreno (Aspect). Para la variable de accesibilidad, se calcula la distancia a la red vial y de conexión utilizando análisis de distancia euclidiana.

Finalmente, todas las capas se transforman a formato ráster con una resolución espacial uniforme, asegurando la compatibilidad entre variables para su posterior análisis.

3.2.3. Reclasificación y normalización de variables

Dado que las variables consideradas presentan diferentes unidades y rangos de valores, se realiza un proceso de normalización que permite expresarlas en una escala común de aptitud. Para ello, se adopta una escala ordinal de tres niveles (1: baja aptitud, 2: aptitud media, 3: alta aptitud), en función de criterios técnicos asociados a la viabilidad de proyectos fotovoltaicos.

A partir de la literatura revisada se definen las siguientes escalas para cada una de las variables definidas.

Tabla 3. Escala de puntuación definida para cada variable del análisis

Puntuación	Radiación solar	Temperatura	Pendiente del terreno	Orientación del terreno	Distancia a vías	Coberturas de la tierra	Distancia a red eléctrica	Capacidad agrológica del suelo
3	4.6 - 7.0 kWh/m ²	20 °C a 25 °	0% - 7%	Terrenos Planos o con orientación Norte.	< 500 metros 500 m - 2000 m >2000 m	Zonas industriales, terrenos degradados y áreas sin vegetación productiva	>5km	VI-VII
2	3.5 - 4.5 kWh/m ²	26 °C a 30 °C	7% a 15%	Nororiente y Noroccidente.	< 500 metros 500 m - 2000 m >2000 m	Pastos, tierras agrícolas de baja productividad o territorios artificializados.	5-10 km	IV-V
1	2.5 - 3.5 kWh/m ²	< 20 °C o > 30 °C	<15%	Sur, Este, Oeste, Suroriente, Suroccidente	< 500 metros 500 m - 2000 m >2000 m	Bosques, ecosistemas estratégicos (páramos, humedales, manglares), cuerpos de agua	>10 km	II-III

Fuente: Elaboración propia con base en [12], [11], [11]

Adicionalmente, se definieron restricciones que principalmente abarcaron las áreas protegidas del Sistema Nacional de Áreas Protegidas. Para ello, se construyó una máscara binaria en la cual las áreas viables toman un valor de 1 y las áreas restringidas un valor de 0, permitiendo su incorporación directa en el análisis multicriterio.

3.2.4. Asignación de pesos a las variables

Dado que no todas las variables tienen la misma incidencia en la aptitud para la instalación de sistemas solares, se realiza un proceso de ponderación que asigna un peso relativo a cada factor. Estos pesos se definen con base en literatura [12], [13], [14] y a criterio técnico del equipo consultor.

En este contexto, la radiación solar se considera la variable más relevante, seguida de la pendiente del terreno, debido a su impacto directo en la viabilidad constructiva. Otras variables como el uso del suelo, la accesibilidad, las condiciones climáticas y el proxy de costos presentan una incidencia moderada.

La propuesta de pesos para la ponderación de las variables se detalla en la siguiente tabla.

Tabla 4. Propuesta de pesos de ponderación para la identificación de áreas industriales aptas SFV

Variable	Peso asignado
Radiación solar	20%
Pendiente del terreno	18%
Coberturas/uso de suelo	18%
Distancia a red eléctrica existente	15%
Capacidad agrícola	10%
Distancia a vías	9%
Temperatura	5%
Orientación del terreno	5%

Fuente: Elaboración propia en base a [14]

3.2.5. Análisis multicriterio mediante combinación lineal ponderada

El análisis de aptitud se realizó mediante álgebra de mapas, utilizando la técnica de combinación lineal ponderada. En este proceso, cada capa ráster previamente reclasificada se multiplica por su respectivo peso, y posteriormente se suman todos los resultados para obtener un índice de aptitud territorial.

$$Aptitud = \sum Variable_i * Peso_i$$

Posteriormente, el resultado se ajusta mediante la aplicación de la máscara de restricciones, lo que permite excluir automáticamente las áreas no viables desde el punto de vista normativo.

3.2.6. Delimitación de áreas industriales y generación de resultados

Finalmente, el análisis permite generar un mapa departamental de aptitud para la instalación de sistemas solares fotovoltaicos, clasificado en categorías de aptitud alta, media y baja. Esta clasificación se obtiene a partir de la integración de los criterios técnicos, ambientales, logísticos y territoriales definidos previamente, y permite identificar las zonas del Valle del Cauca con mejores condiciones relativas para el desarrollo de proyectos SFV.

Si bien el mapa de aptitud se construye para la totalidad del departamento, la interpretación de los resultados se orienta hacia la identificación de oportunidades en áreas industriales o con potencial de uso industrial. Esto responde al objetivo específico del estudio, que busca priorizar soluciones solares fotovoltaicas asociadas al desarrollo productivo de Valle Verde.

Adicionalmente, debe considerarse que la instalación de sistemas solares fotovoltaicos puede ser compatible con suelos industriales ocupados o no ocupados, dado que las cubiertas, techos, patios, zonas de parqueo, áreas libres dentro de predios industriales y superficies subutilizadas pueden representar espacios aprovechables para generación distribuida o autogeneración. Por tanto, la aptitud territorial no se limita exclusivamente a grandes extensiones de suelo disponible, sino que también puede asociarse a infraestructura industrial existente con potencial de aprovechamiento solar.

Como resultado, se obtiene un mapa de aptitud departamental que sirve como insumo para orientar la priorización territorial de proyectos SFV. Posteriormente, la información se transformó a formato vectorial para cuantificar superficies en hectáreas, identificar áreas de mayor potencial relativo.

3.3. Desarrollo del modelo de proyección BAU

El modelo estima la trayectoria de capacidad solar fotovoltaica (SFV) requerida para cubrir una fracción creciente de la demanda eléctrica industrial del Valle del Cauca, junto con el almacenamiento energético (BESS) asociado, en los horizontes 2030, 2040 y 2050. A diferencia de un cálculo de potencial bruto territorial, el modelo entrega una trayectoria de despliegue implementable, condicionada por tres factores reales: la demanda industrial proyectada, la capacidad de transporte disponible en la red eléctrica y la tecnología SFV adoptada. Bajo esta formulación, la disponibilidad de suelo deja de ser la restricción principal del sistema, dado que incluso el escenario más demandante en área requiere menos de 1.100 ha al año 2050, cifra marginal frente a las aproximadamente 200.000 ha disponibles bajo la base territorial realista de suelos industriales y agrícolas de clases III-IV.

3.3.1. Parámetro de cobertura (α) y línea base

El modelo se gobierna por el parámetro α , definido como el porcentaje de la demanda eléctrica industrial del Valle del Cauca cubierta mediante generación solar fotovoltaica. Para que el modelo sea reproducible y auditable, la trayectoria de α se explicita de forma creciente y coherente con la adopción tecnológica observada entre 2020 y 2025, así como con la reducción proyectada de costos de módulos y sistemas BESS:

Tabla 5. Valores utilizados de la cobertura SFV en el corto, mediano y largo plazo

Horizonte	α (cobertura SFV de demanda industrial)	Criterio
Corto (2030)	$\approx 4 - 5\%$	Continúa la adopción observada 2020-2025
Mediano (2040)	$\approx 7 - 9\%$	Caída de costos + cierre de brecha vs promedio latinoamericano
Largo (2050)	$\approx 10 - 12\%$	Electrificación industrial + descarbonización

Fuente: Elaboración propia en base a [6]

Esta trayectoria creciente produce una curva de capacidad consistente con el dinamismo real del sector. El porcentaje de participación final se reporta diferenciado entre cuota de potencia (MW) y cuota de energía (GWh), para evitar confundir ambas métricas.

La línea base del modelo se ancla en la capacidad efectiva neta real del Valle del Cauca, de aproximadamente 190 MW en 2025 según se menciona en la sección 3.1. Este valor es relevante porque la línea base alimenta directamente el parámetro conductor del modelo y la trayectoria de capacidad requerida. A modo de referencia, la generación solar del departamento pasó de 0,6 GWh en 2019 a aproximadamente 190 GWh en 2025, y la capacidad instalada de 19,8 MW en 2020 a cerca de 190 MW en 2025, reflejando una trayectoria de adopción acelerada que el modelo incorpora.

3.3.2. Formulación matemática

A. Proyección de la demanda

El modelo toma como variable conductora (*driver*) la demanda eléctrica proyectada del sector industrial, considerando su evolución esperada en función del crecimiento económico y productivo local. La demanda anual proyectada (MWh/año) constituye el insumo base para estimar la energía que podría ser cubierta mediante generación fotovoltaica bajo condiciones tendenciales.

Se define una proporción de cobertura mediante energía solar fotovoltaica, coherente con la trayectoria observada de adopción tecnológica y sin incorporar supuestos disruptivos en materia de política energética, penetración acelerada o innovaciones tecnológicas propias de escenarios alternativos.

La energía objetivo a ser cubierta con SFV se define como:

$$E_{FV} = D_t \times \alpha$$

Donde:

- E_{FV} = Energía anual a cubrir con generación fotovoltaica (MWh/año)
- D_t = Demanda proyectada en el año horizonte t (MWh/año)
- α = Porcentaje de la demanda eléctrica industrial cubierta con SFV

Este modelo refleja una trayectoria tendencial de adopción tecnológica sin incorporación de supuestos disruptivos.

B. Conversión de energía anual a capacidad instalada

La capacidad requerida en cada horizonte se obtiene a partir de la energía objetivo y del factor de planta de la tecnología adoptada:

$$\text{Capacidad requerida (MW)} = \frac{E_{FV}}{FP_{\text{tecnología}} \times 8.760}$$

Donde:

- 8.760 corresponde al número de horas de operación al año.
- $FP_{\text{tecnología}}$ es el factor de planta según la tecnología adoptada (estructura fija o seguidores activos) y representa la relación entre la generación real y la generación teórica máxima del sistema.

C. Suelo requerido

Una vez obtenida la capacidad requerida (MW), el modelo estima la superficie de terreno necesaria para instalar los módulos fotovoltaicos. Este cálculo se realiza en dos pasos.

Primero, se convierte la capacidad requerida a capacidad pico de los módulos (MWp), incorporando la relación de sobredimensionamiento DC/AC. En un sistema fotovoltaico, el campo de módulos (lado DC) se diseña con una capacidad ligeramente superior a la del inversor (lado AC) para compensar pérdidas por temperatura, sombreado y degradación, y maximizar el aprovechamiento del recurso solar disponible:

$$MWp = \text{Capacidad requerida} \times \frac{DC}{AC}$$

Donde:

- MWp : Capacidad pico en corriente continua (DC) de los módulos fotovoltaicos
- Capacidad requerida en el punto de conexión
- DC/AC : Relación de sobredimensionamiento del campo de módulos respecto al inversor

Segundo, se estima la superficie necesaria a partir de la capacidad pico y la densidad de ocupación territorial típica de cada tecnología:

$$\text{Área (ha)} = MWp \times \text{densidad (ha/MWp)}$$

Donde:

- Área (ha): Superficie total requerida para el proyecto fotovoltaico
- MWp : Capacidad pico en corriente continua (DC) de los módulos fotovoltaicos
- Densidad (ha/MWp): Superficie requerida por megavatio pico instalado, que varía según la tecnología

D. Almacenamiento requerido (BESS)

La capacidad de almacenamiento energético se estima a partir de la capacidad solar instalada en potencia, un factor de acoplamiento que define qué fracción de esa potencia se respalda con baterías, y las horas de autonomía requeridas según el servicio energético objetivo de cada fase:

$$\text{Capacidad BESS (MWh)} = \text{Capacidad requerida} \times f_{acop} \times h_{aut}$$

Donde:

- f_{acop} : Factor de acoplamiento es la fracción de la capacidad solar que se respalda con almacenamiento
- h_{aut} : Tiempo de autonomía previsto

El BESS se dimensiona de forma creciente entre fases, tanto en el factor de acoplamiento como en las horas de autonomía, en función del servicio que debe prestar en cada horizonte temporal:

Tabla 6. Datos utilizados para el cálculo del almacenamiento requerido

Horizonte	Acoplamiento ⁴	Horas ⁵	Servicio
Corto	20%	2 h	Picos / vertimiento
Mediano	30%	3 h	Desplazamiento horario
Largo	40%	6 h	Arbitraje / respaldo

Fuente: Elaboración propia

Bajo este esquema, el almacenamiento no opera únicamente como soporte operativo del sistema, sino que se convierte en una palanca de valor para el modelo de negocio de los proyectos SFV. En particular, bajo esquemas de autoconsumo industrial sin excedentes, el BESS permite almacenar el excedente de generación solar diurna que no se autoconsume y despacharlo en las horas de mayor demanda o precio, mejorando la tasa interna de retorno del proyecto y sosteniendo la competitividad del kWh solar a medida que crece la escala.

⁴

⁵

3.3.3. Supuestos por tecnología: estructura fija vs seguidores activos

El factor de planta y la ocupación de suelo dependen de la tecnología de montaje adoptada. La estructura fija ocupa menos área por MWp pero capta menos recurso solar; los seguidores activos (trackers) elevan el factor de planta al seguir la trayectoria del sol a lo largo del día, a costa de mayor separación entre filas y, por tanto, mayor área por MWp. El modelo presenta ambos casos para evidenciar el trade-off entre generación y huella territorial:

Tabla 7. Valores utilizados para las variables en estructura fija y seguidores activos

Parámetro	Estructura fija	Seguidores (tracker)	Fuente / criterio
Factor de planta 2024→2050	18% → 20%	22% → 24%	GHI Valle ~4,5 kWh/m²/día; el 22% requiere tracking.
Densidad (ha/MWp)	1,6	2,2	Calibrable con granjas Celsia (Palmaseca ≈ 0,9 ha/MW AC).
Relación DC/AC	1,25	1,30	Sobredimensionamiento típico utility-scale.

Fuente: Elaboración propia en base a [15]

3.3.4. Segmentación por tamaño y modalidad de conexión

Tratar toda la capacidad SFV como un bloque homogéneo distorsionaría los resultados del modelo. El mercado del Valle del Cauca presenta tres segmentos con dinámicas distintas en términos de factor de ocupación, ruta de conexión, licenciamiento y tiempo de ejecución, que el modelo trata con supuestos diferenciados:

Tabla 8. Segmentación por tamaño y modalidad de conexión

Segmento	Conexión	Licenciamiento	Característica clave
Autogeneración < 1 MW (detrás del medidor)	Sin asignación de capacidad (sin excedentes); Res. CREG 030/2018	Sin licencia ambiental	Ocupación de cubierta 60-80%; ejecución ~6 meses; mayor viabilidad de corto plazo.
Mediano 1-30 MW	Conexión simplificada / STR; capacidad de transporte si inyecta	CVC 10-50 MW (no aplica <10)	Autoconsumo industrial + venta de excedentes con BESS.
Utility-scale > 30 MW	Proceso completo ante UPME/XM (Res. CREG 075/2021; 101 094/2025)	CVC ≥ 10 < 50 MW / ANLA ≥ 50 MW; LASolar	Sujeto a la cola de proyectos y a refuerzos de red.

Fuente:

Esta segmentación tiene una implicación estratégica directa, el segmento de autogeneración sin excedentes es el de mayor potencial de implementación inmediata en el corredor Yumbo-Palmira-Candelaria durante 2026-2030, porque no enfrenta la cola de asignación de capacidad de transporte de XM ni el licenciamiento de la ANLA, y se ejecuta sobre infraestructura industrial existente. La promoción de inversión debería priorizar este segmento en el corto plazo, mientras se habilitan los proyectos utility-scale que sí dependen de la disponibilidad de red.

3.4. Definición de escenario teóricos

En esta etapa se definen y analizan escenarios teóricos alternativos al escenario Business As Usual (BAU), con el propósito de evaluar la sensibilidad del sistema ante variaciones en los principales factores que inciden en la expansión de la generación solar fotovoltaica (SFV) y el almacenamiento energético.

Los escenarios se construyen a partir del análisis de las posibles trayectorias de variables clave del modelo base, tales como:

- Costos de paneles solares
- Costos de sistemas de almacenamiento
- Penetración de energía SFV en el Valle del Cauca
- Costos del suelo para proyectos SFV

3.5. Planificación estratégica y esquema de implementación

La planificación estratégica traduce los resultados del modelo de proyección en un esquema temporal y operativo viable, organizado en cuatro fases que cubren el período 2026–2050. El objetivo de esta etapa metodológica es definir los criterios y dimensiones que estructuran la hoja de ruta, de modo que cada fase se ancle explícitamente a la regulación vigente, a la disponibilidad real de red y al aprendizaje incremental de costos y desempeño.

La construcción del esquema de implementación considera tres criterios transversales. Primero, la gestión del riesgo de saturación del SIN, dado que la capacidad de transporte asignable en los nodos del corredor Cali-Yumbo-Palmira es la restricción real del despliegue, el esquema prioriza modalidades de conexión que no dependan de asignación de capacidad de transporte en el corto plazo y escala progresivamente hacia proyectos que sí requieren conexión al SIN a medida que se ejecutan los refuerzos de red necesarios. Segundo, el aprendizaje incremental: cada fase sistematiza lecciones de desempeño técnico, costos reales de construcción y operación, y tiempos efectivos de licenciamiento, para calibrar los supuestos de las fases siguientes. Tercero, la coherencia regulatoria: cada fase se diseña sobre la base de los instrumentos normativos vigentes en el horizonte correspondiente, evitando depender de regulaciones aún no aprobadas en las fases de corto plazo.

3.5.1. Trámites ambientales como variable de diseño

La ruta ambiental de un proyecto SFV no es uniforme sino que depende directamente de su capacidad instalada, y esta dependencia condiciona tanto los tiempos de ejecución como la fase en que cada proyecto puede entrar en operación. Por ello, los umbrales de licenciamiento ambiental se incorporan como variable de diseño del esquema de implementación, no como trámite posterior a la decisión de inversión.

El criterio de estructuración es el siguiente: los proyectos menores a 10 MW, que solo requieren permisos ante la CVC sin licencia ambiental, y los proyectos de autoconsumo sin excedentes dominan la Fase 1 (2026-2030) por su menor tiempo de habilitación. Los proyectos de entre 10 y 50 MW, que requieren licencia ambiental ante la CVC, y los mayores a 50 MW, que requieren licencia ante la ANLA, corresponden a la Fase 2 (2030-2040), cuyos tiempos de tramitación de 18 a 36 meses condicionan

su fecha de entrada en operación. Los hubs de mayor escala, que pueden acogerse a la ruta optimizada LASolar para proyectos entre 10 y 100 MW, corresponden a la Fase 3 (2040-2050).

Adicionalmente, el Decreto LASolar (1033/2025) introduce criterios territoriales específicos que el diseño de cada proyecto debe verificar desde la etapa de prefactibilidad: ubicación en coberturas CORINE Land Cover categorías 1, 2 o 3 según el IDEAM; ausencia de traslape con rondas hídricas, zonas marino-costeras o franjas de protección de nacimientos; y separación mayor a 500 metros entre parques solares, criterio que puede tensionar la densidad del corredor industrial y debe considerarse en la definición de polígonos de proyecto. En todos los casos aplica el cumplimiento del POT municipal y cuando corresponda, la consulta previa con comunidades étnicas podría ser necesario.

Con respecto al último punto, la regulación nacional, respaldada por jurisprudencia del Consejo de Estado, establece que los proyectos SFV constituyen infraestructura de servicios públicos y no actividad industrial [16], lo que les permite ubicarse en suelo rural siempre que el instrumento de ordenamiento local no lo prohíba expresamente. En la práctica, los proyectos en el Valle del Cauca han obtenido viabilidad de uso del suelo principalmente en predios rurales donde el POT, PBOT o EOT contempla infraestructura de servicios como uso compatible o condicionado [17]. Por ello, la verificación del concepto de uso del suelo ante la Secretaría de Planeación municipal es el primer trámite que debe adelantarse en la etapa de prefactibilidad de cualquier proyecto, antes de iniciar los procesos de licenciamiento ambiental o conexión al SIN.

3.5.2. Ruta regulatoria como insumo de planificación

La ruta regulatoria de un proyecto SFV en Colombia involucra múltiples ventanillas cuya secuencia, umbrales de aplicación y tiempos de respuesta varían según la escala del proyecto. Mapear estas ventanillas es un insumo metodológico indispensable para que la hoja de ruta sea realista: sin conocer los tiempos efectivos de cada trámite, las fechas de entrada en operación proyectadas en cada fase pueden subestimarse significativamente.

Las ventanillas relevantes son la CREG para habilitación como generador o autogenerador y reglas de conexión; la UPME y XM para asignación de capacidad de transporte y solicitud de conexión al SIN, requerida únicamente para proyectos con inyección de excedentes; la ANLA o la CVC para licencia ambiental o permisos por uso de recursos naturales según el umbral de capacidad; y el municipio para verificación de compatibilidad de uso del suelo según el POT, PBOT o EOT vigente. Los tiempos estimados van desde aproximadamente seis meses para la ruta de autoconsumo sin excedentes menor a 1 MW, hasta 18 a 36 meses para proyectos utility-scale con conexión e inyección al SIN, dominados por la asignación de capacidad de transporte y el licenciamiento ambiental.

3.5.3. Cadena de valor y dimensiones estratégicas del esquema

El esquema de implementación incorpora dos dimensiones estratégicas adicionales que condicionan la viabilidad y la aceptación social de los proyectos a escala departamental.

La primera es la cadena de valor entre componentes importados y producción local. Prácticamente todos los módulos fotovoltaicos se importan, principalmente desde China, al igual que la mayoría de inversores y celdas de baterías. En cambio, las estructuras de montaje, la obra civil, el cableado y los servicios de ingeniería y EPC tienen oferta local disponible. El esquema de implementación debe identificar qué eslabonamientos pueden radicarse en el Valle del Cauca, ensamble de estructuras,

integración de sistemas BESS, operación y mantenimiento especializado, y reciclaje de módulos al final de su vida útil, como parte del argumento de atracción de inversión de Invest Pacific.

Por ello, el análisis identifica seis frentes de encadenamiento a evaluar: i) metalmecánica especializada para estructuras y sistemas de montaje; ii) cableado eléctrico y fotovoltaico; iii) equipos eléctricos y baterías; iv) ingeniería, procura, construcción y certificación técnica bajo RETIE; v) software y monitoreo remoto para la gestión digital de activos; y vi) logística de importación y reciclaje de componentes al final de su vida útil. El desarrollo de cada frente, con la evidencia disponible sobre oferta local existente, se presenta en la sección 7.3.

La segunda es la coexistencia con la producción agrícola. Dado que las zonas de mayor aptitud solar del departamento coinciden parcialmente con suelos agrícolas de alto valor, el esquema debe priorizar suelos de clases III-IV y, donde proceda, evaluar esquemas agrovoltaicos que permitan la coexistencia de cultivo y generación en la misma superficie. Esta dimensión reduce la presión sobre la seguridad alimentaria y mejora la aceptación social de los proyectos.

3.6. Estimación de capital humano e infraestructura necesaria

La metodología utilizada para estimar los requerimientos de capital humano e infraestructura en proyectos de generación de energía solar fotovoltaica industrial considera tanto la fase de construcción como la de operación y mantenimiento (O&M). Para la construcción, se estableció un rango base de 2 a 4 trabajadores-año por megavatio instalado, ajustado según la escala del proyecto, la complejidad del terreno y el modelo de gestión, tomando como referencia experiencias previas, como Endesa (50 MW) y Palmaseca (30 MW), donde se registraron intensidades de 6 y 18 trabajadores-año por MW, respectivamente. El personal involucrado incluye ingenieros eléctricos, civiles y mecánicos, topógrafos, profesionales en gestión ambiental, instaladores de paneles, operadores de maquinaria, personal administrativo, albañiles y obreros de soporte general. La demanda laboral alcanza su punto máximo durante la etapa central de montaje y disminuye progresivamente conforme se completan las instalaciones. Adicionalmente, la metodología considera la disponibilidad de oferta laboral local como variable de contraste, evaluando si el Valle del Cauca cuenta con la capacidad formativa e institucional para cubrir la demanda proyectada en cada horizonte temporal o si se requiere desarrollar capacidades adicionales.

En la fase de operación y mantenimiento, se estiman entre 1,5 y 3,5 empleos-año por MW, contemplando equipos permanentes de técnicos, ingenieros, operadores SCADA y personal de soporte en seguridad, administración y gestión ambiental. Los costos laborales se calcularon considerando salarios locales y prestaciones sociales, resultando en un OPEX anual por MW de 15 a 25 millones COP, equivalentes a 4–6 mil USD por MW-año en contratos estándar. La estimación de infraestructura se basó en un CAPEX promedio de 1 a 2 millones USD por MW, incluyendo módulos fotovoltaicos, inversores, estructuras de soporte, cableado, transformadores, subestaciones, obras civiles y sistemas de monitoreo. La superficie requerida se proyectó entre 1 y 2 hectáreas por MW, incorporando vías internas, drenajes, cercas perimetrales, casetas de operación y trabajos de nivelación o terraplenes en terrenos irregulares.

Se consideraron además aspectos regulatorios y de planificación técnica, como la obtención de licencias ambientales para proyectos superiores a 10 MW, permisos de conexión con el operador de red y cumplimiento de normas de seguridad y calidad del suministro eléctrico. El tiempo de

construcción se estimó entre 12 y 18 meses, ajustando la intensidad de obra según la escala y las condiciones del terreno. La integración de estas variables permitió desarrollar un enfoque cuantitativo consistente, combinando intensidad laboral, perfiles especializados, costos salariales y dimensiones de infraestructura, generando estimaciones replicables y escalables de recursos humanos e infraestructura para diferentes escenarios de capacidad instalada.

4. Identificación de áreas aptas para instalaciones SFV y priorización de oportunidades industriales en Valle Verde

El análisis multicriterio desarrollado permitió identificar y clasificar las áreas del Valle del Cauca con diferentes niveles de aptitud para la instalación de SFV, integrando criterios técnicos, ambientales, logísticos y territoriales relacionados con disponibilidad del recurso solar, condiciones topográficas, accesibilidad, cercanía a infraestructura eléctrica y compatibilidad del uso del suelo.

Como resultado, se generó un mapa departamental de aptitud clasificado en cuatro categorías: alta aptitud, aptitud media, aptitud baja y áreas restringidas. Esta clasificación permite identificar zonas con mejores condiciones relativas para el desarrollo de proyectos solares, así como territorios donde existen limitaciones ambientales, topográficas o de infraestructura que reducen la conveniencia de implementación.

Es importante precisar que este resultado representa un potencial territorial bruto departamental, construido a partir de criterios físicos, técnicos, ambientales, logísticos y de infraestructura. Por tanto, las áreas clasificadas como de alta o media aptitud no deben interpretarse como superficies automáticamente disponibles o habilitadas para la instalación de proyectos SFV.

Adicionalmente, el análisis incluye ejercicios complementarios de sensibilidad territorial sobre variables críticas, con el fin de evaluar la robustez de los resultados frente a diferentes supuestos metodológicos y restricciones de uso del suelo.

4.1. Resultados generales del mapa de aptitud

El mapa de aptitud presentado en la Figura 7 muestra una distribución espacial diferenciada del potencial para instalación de sistemas solares fotovoltaicos en el Valle del Cauca. En términos generales, las zonas de mayor aptitud se concentran principalmente en el corredor plano y central del departamento, donde coinciden condiciones favorables de radiación solar, pendientes suaves, mejor accesibilidad vial, cercanía relativa a infraestructura eléctrica y menor presencia de áreas categorizadas como restringidas.

Por el contrario, las áreas clasificadas como restringidas o de baja aptitud se concentran principalmente en las zonas montañosas, así como en sectores del litoral Pacífico, donde las limitaciones asociadas a pendientes elevadas, coberturas ambientales estratégicas, restricciones legales ambientales, baja accesibilidad o menor disponibilidad de infraestructura reducen la viabilidad territorial para el desarrollo de proyectos SFV.

A nivel departamental, el modelo identifica aproximadamente **205.488 ha** de **alta aptitud**, equivalentes a cerca del 9,9% del área analizada. Esta proporción es relevante, ya que evidencia que, si bien las áreas de mayor aptitud representan una fracción relativamente acotada del territorio, existe una base territorial significativa con condiciones altamente favorables para el desarrollo de proyectos solares fotovoltaicos bajo los criterios considerados.

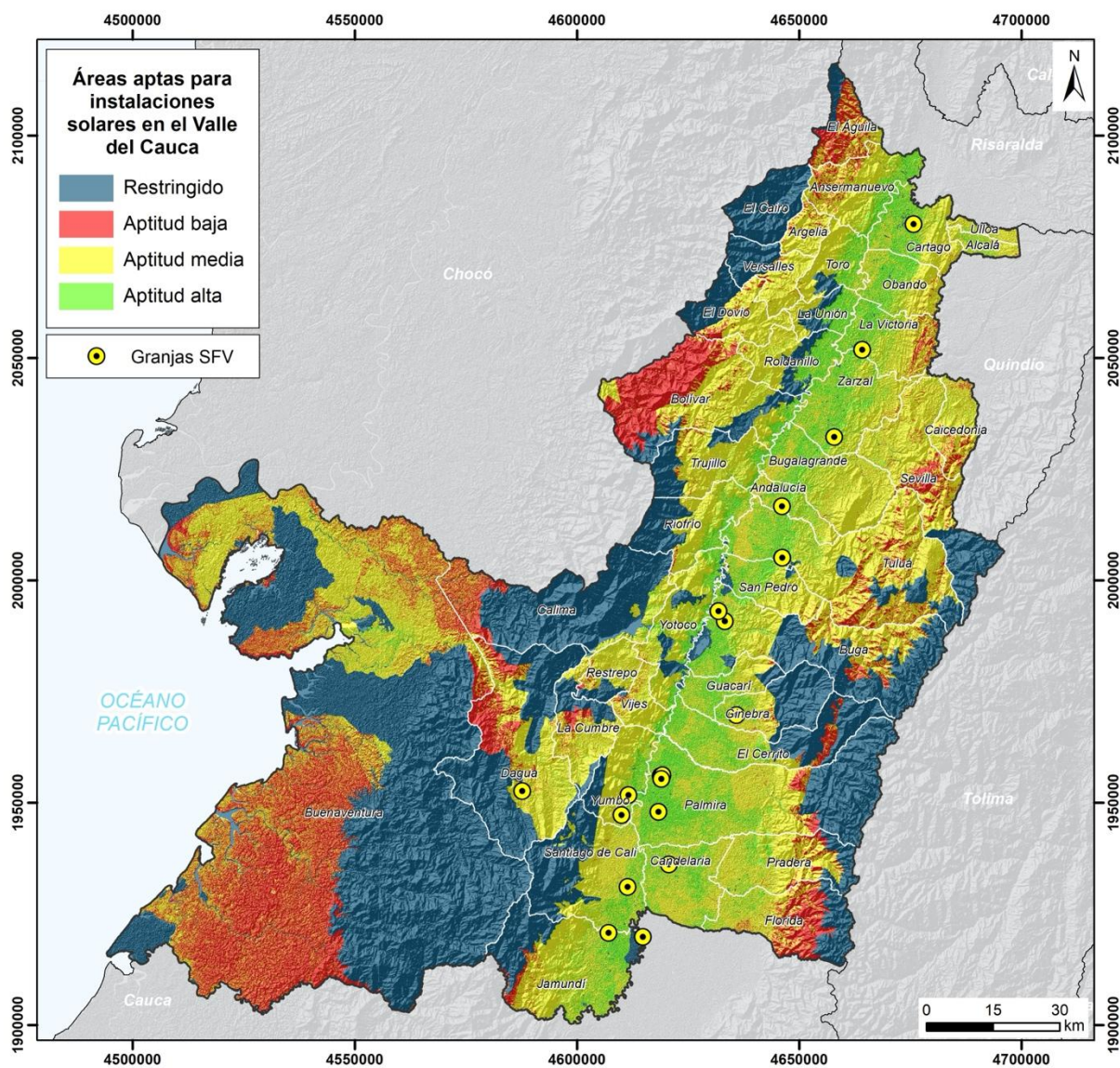
Las áreas de **aptitud media** representan aproximadamente **863.607 ha**, equivalentes al 41,8% del territorio. Estas zonas pueden constituir una reserva territorial relevante para proyectos SFV, especialmente cuando se ubiquen cerca de infraestructura eléctrica, vías principales o áreas

industriales. Sin embargo, podrían requerir evaluaciones adicionales sobre costos de conexión, adecuaciones civiles, compatibilidad de uso del suelo o restricciones ambientales específicas.

Las áreas **de baja aptitud** alcanzan aproximadamente **282.950 ha**, equivalentes al 13,7% del total. En estas zonas, aunque no necesariamente se descarta la instalación de proyectos solares, existen condiciones menos favorables desde el punto de vista técnico, logístico o territorial, lo que podría traducirse en mayores costos de desarrollo o menor competitividad frente a otras localizaciones.

Finalmente, las áreas **restringidas** representan cerca de **714.915 ha**, equivalentes al 34,6% del territorio analizado. Esta categoría se concentra principalmente en zonas con limitaciones ambientales, reflejando la importancia de incorporar restricciones territoriales dentro del análisis de aptitud para evitar conflictos con ecosistemas estratégicos y áreas protegidas.

Figura 7. Mapa de identificación de áreas aptas para instalaciones solares en el Valle del Cauca (Escenario base)



Fuente: Elaboración propia

Adicionalmente, la localización de proyectos solares actualmente instalados en el Valle del Cauca muestra una correspondencia espacial importante con las zonas identificadas como de alta y media aptitud por el modelo multicriterio. Esta coincidencia constituye una validación indirecta de los criterios utilizados, al evidenciar que las áreas donde ya se han desarrollado proyectos SFV tienden a ubicarse en sectores que el análisis identifica como favorables desde el punto de vista técnico y territorial.

Desde una perspectiva estratégica, estos resultados sugieren que el potencial solar del Valle del Cauca no se distribuye homogéneamente, sino que se concentra en corredores territoriales específicos con mejores condiciones para articular infraestructura energética y desarrollo industrial lo que favorece la atracción de inversión.

4.2. Municipios estratégicos para la instalación de SFV

A partir del modelo de identificación de zonas de aptitud, se identifica que los municipios con mayor superficie de alta aptitud se ubican en el corredor sur-centro del departamento, coincidente con el eje industrial del Valle del Cauca.

A continuación, se presenta el detalle municipal de las áreas clasificadas según categoría de aptitud para la instalación de sistemas solares fotovoltaicos en el Valle del Cauca. Esta desagregación permite identificar no solo la distribución departamental del potencial solar, sino también los municipios que concentran mayores superficies de alta y media aptitud, información clave para priorizar territorios con mejores condiciones relativas para el desarrollo de proyectos SFV, generación distribuida y autogeneración asociada a actividades productivas.

Tabla 9. Distribución municipal de áreas según categoría de aptitud para instalación de SFV

Municipio	Alta aptitud (ha)	Aptitud media (ha)	Baja aptitud (ha)	Restringido (ha)	% Alta aptitud departamental
Palmira	27.333,94	36.486,58	2.719,02	33.965,96	13,30%
Zarzal	15.064,15	20.957,67	201,42	572,28	7,33%
Jamundí	11.364,65	32.252,90	2.283,66	16.992,59	5,53%
El Cerrito	10.311,17	13.411,68	2.450,20	18.028,51	5,02%
Candelaria	9.870,11	19.444,58	26,38	234,84	4,80%
Cartago	9.638,29	14.400,99	112,44	657,46	4,69%
Tuluá	9.499,69	60.685,03	9.781,81	10.975,90	4,62%
Bugalagrande	8.844,58	30.157,47	156,82	524,11	4,30%
Buga	8.215,29	30.524,99	5.005,81	38.838,31	4,00%
La Victoria	7.863,43	15.942,70	2.273,38	387,74	3,83%
Obando	7.714,66	13.161,53	319,00	269,26	3,75%
Yotoco	7.584,44	18.933,33	92,88	6.163,34	3,69%
Santiago de Cali	6.709,58	24.344,43	81,82	25.276,29	3,27%
Ansermanuevo	6.294,34	20.471,56	3.301,14	476,05	3,06%
Roldanillo	5.733,91	11.947,55	133,23	5.702,39	2,79%
San Pedro	5.440,95	13.128,44	244,34	1.411,04	2,65%
Guacarí	5.070,41	9.026,89	150,11	2.004,00	2,47%
Riofrío	4.820,49	14.421,78	229,25	11.350,67	2,35%

La Unión	4.364,11	3.953,45	7,49	3.760,87	2,12%
Toro	4.333,60	11.004,51	46,39	2.190,66	2,11%
Yumbo	4.107,48	14.839,26	7,04	4.127,60	2,00%
Andalucía	4.062,32	6.769,83	4,92	208,46	1,98%
Pradera	3.144,54	23.712,12	2.926,81	5.894,08	1,53%
Ginebra	2.884,33	7.421,25	342,03	16.229,17	1,40%
Bolívar	2.607,13	29.858,92	31.854,99	10.042,69	1,27%
Trujillo	2.338,09	18.916,78	709,21	8.806,80	1,14%
Buenaventura	2.261,75	166.093,28	158.360,18	302.747,35	1,10%
Florida	1.829,30	15.040,01	12.906,68	10.371,53	0,89%
Alcalá	1.391,92	4.768,40	57,79	9,39	0,68%
Vijes	1.144,12	9.243,39	572,17	338,23	0,56%
Calima	896,76	9.236,35	8.917,57	60.318,86	0,44%
Sevilla	620,12	31.720,64	6.274,89	15.092,88	0,30%
Dagua	560,55	31.444,11	12.647,70	47.058,18	0,27%
Caicedonia	410,44	13.790,15	2.394,76	106,52	0,20%
Restrepo	378,24	9.727,15	574,97	3.043,05	0,18%
Ulloa	315,43	3.764,78	71,54	25,82	0,15%
La Cumbre	295,31	15.182,52	2.406,28	7.670,62	0,14%
El Dovio	59,02	12.367,93	2.136,56	9.034,15	0,03%
Versalles	52,76	10.199,62	486,22	9.326,78	0,03%
Argelia	29,62	8.068,87	977,47	3,24	0,01%
El Águila	26,60	6.715,06	8.648,98	3.381,28	0,01%
El Cairo	0,22	68,96	54,32	21.296,35	0,00%

Fuente: Elaboración propia

La tabla anterior permite dimensionar el potencial territorial bruto por municipio. Sin embargo, para efectos de promoción de inversión y modelación de capacidad solar, es necesario diferenciar entre la superficie total con condiciones favorables y la superficie efectivamente priorizable para proyectos asociados al desarrollo industrial. En este sentido, un municipio puede presentar una alta superficie de aptitud favorable, pero no necesariamente contar con la misma disponibilidad efectiva de suelo para proyectos solares, especialmente cuando existen restricciones de uso, presión agrícola, baja conectividad, dispersión territorial o ausencia de demanda energética cercana.

Por ejemplo, municipios como Candelaria, Zarzal, Cartago, Yotoco, Guacarí y Bugalagrande presentan proporciones muy altas de su territorio en categoría de alta aptitud. Esto indica que, además de contar con superficies relevantes, presentan una mayor concentración espacial de condiciones favorables, lo cual puede facilitar la identificación de polígonos específicos para proyectos SFV.

Como se evidencia en la Tabla 9, **Palmira** aparece como el municipio de mayor relevancia estratégica dentro del análisis. No solo presenta la mayor superficie de alta aptitud del departamento, con cerca de 27.333,94 ha, sino que además se ubica en una posición central dentro del corredor Cali-Yumbo-Palmira-Candelaria. Esta localización permite articular oportunidades de generación solar con demanda industrial, agroindustrial, logística y de servicios. En el territorio se observa coincidencia entre áreas de alta aptitud, proyectos solares existentes, infraestructura vial y cercanía a corredores eléctricos, lo que refuerza su papel como territorio prioritario.

Jamundí destaca por su amplia superficie de alta y media aptitud, con aproximadamente 11.364 ha y 32.252 ha, respectivamente. Su cercanía a Cali y su localización en el sur del departamento lo posicionan como un territorio relevante para proyectos solares asociados a expansión urbana, nuevos desarrollos productivos, generación distribuida y posibles esquemas de suministro a cargas cercanas.

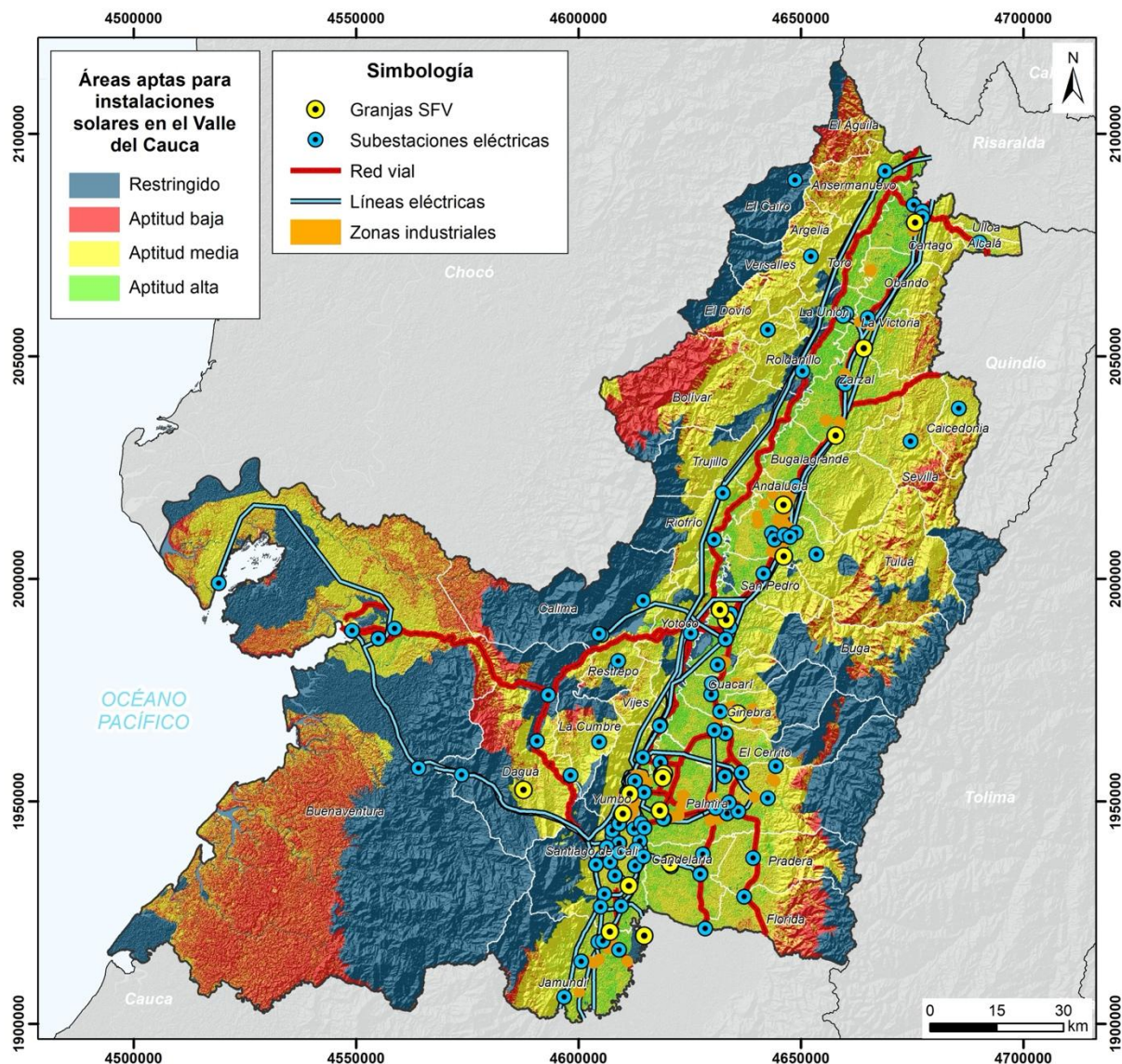
Candelaria también presenta una oportunidad con aproximadamente 9.870 ha de alta aptitud y solo 26,38 ha de baja aptitud. Bajo el análisis de variables en el territorio, se identifica que concentra múltiples unidades industriales, subestaciones y conectividad vial, sumada a su cercanía con Cali y Palmira, lo convierte en un municipio relevante para proyectos SFV.

En **Yumbo**, aunque su superficie de alta aptitud es cercana a 4.107 ha, es menor que la de municipios como Palmira, Jamundí o Candelaria pero cuenta con importancia estratégica es alta debido a su concentración industrial, su cercanía a Cali y su papel dentro del corredor empresarial del departamento.

Santiago de Cali también debe interpretarse desde una lógica urbana e industrial. Aunque presenta aproximadamente 6.709 ha de alta aptitud, la presión urbana y la disponibilidad predial pueden limitar proyectos de gran escala. Sin embargo, su relevancia como principal centro de consumo energético del departamento hace que las oportunidades se orienten hacia techos solares, equipamientos, zonas de parqueo, infraestructura pública, cubiertas comerciales e industriales y soluciones de generación distribuida cercanas a la demanda.

El Cerrito, Guacarí, Buga, Tuluá y Zarzal amplían la lectura del potencial hacia el corredor centro-norte del departamento. Estos municipios combinan superficies relevantes de alta y media aptitud con presencia de actividades agroindustriales, conectividad vial y potencial de articulación con proyectos solares de escala media o mayor. En particular, Zarzal destaca por su alta proporción de territorio favorable, mientras que Tuluá y Buga presentan condiciones relevantes como nodos regionales con mayor diversidad de usos productivos y logísticos.

Figura 8. Contraste de áreas de aptitud con infraestructura de conectividad existente en el Valle del Cauca



Fuente: Elaboración propia

La lectura de la priorización territorial considerando la aptitud solar, infraestructura eléctrica y conectividad vial territorial puede traducirse en diferentes tipos de oportunidad. El corredor Cali–Yumbo–Palmira–Candelaria–Jamundí representa una oportunidad estratégica por su cercanía a la demanda industrial y urbana, su infraestructura existente y su relevancia para la promoción de inversión. Por otro lado, el corredor centro-norte, que incluye municipios como Buga, Tuluá, Bugalagrande, Zarzal, Cartago y Guacarí, constituye una reserva importante de potencial solar, especialmente para proyectos de mayor escala o esquemas de generación asociados a actividades agroindustriales y logísticas.

Figura 9. Oportunidades territoriales para proyectos SFV en Valle del Cauca

Tipo de oportunidad	Descripción	Municipios o zonas indicativas
---------------------	-------------	--------------------------------

Oportunidades de autogeneración industrial	Zonas de alta aptitud cercanas a cargas industriales, subestaciones, vías y proyectos existentes.	Cali, Yumbo, Palmira, Candelaria, El Cerrito
Oportunidades de generación distribuida o proyectos medianos	Municipios con áreas amplias de alta/media aptitud y buena conectividad regional.	Jamundí, Guacarí, Ginebra, Buga, Tuluá, Zarzal
Oportunidades de expansión solar de mayor escala	Áreas con alta disponibilidad territorial, menor presión urbana y potencial agroindustrial/logístico.	Bugalagrande, Cartago, Andalucía

Fuente: Elaboración propia

Finalmente, es preciso mencionar que los resultados de áreas de aptitud a nivel municipal deben interpretarse como una preselección territorial de oportunidades más no como una delimitación definitiva de áreas desarrollables puesto que la viabilidad final de cada proyecto dependerá de la evaluación predial, de la disponibilidad de conexión eléctrica, restricciones ambientales, normativas y urbanísticas.

En particular sobre el ámbito normativo y regulatorio, a nivel municipal es necesario considerar la revisión de los Planes de Ordenamiento Territorial (POT), Planes Básicos de Ordenamiento Territorial (PBOT) o Esquemas de Ordenamiento Territorial (EOT), según aplique. Si bien varios de estos instrumentos fueron formulado previo a la expansión reciente de proyectos SFV, y en muchos casos no contienen disposiciones específicas sobre este tipo de infraestructura, la ausencia de una mención explícita no debe interpretarse automáticamente como autorización ni como prohibición. Más bien implica que cada caso debe analizarse a partir de las categorías generales de uso del suelo, el régimen de compatibilidad de actividades, los tratamientos urbanísticos, las determinantes ambientales, las restricciones prediales y los conceptos de la autoridad municipal competente.

Lo anterior, refuerza la conveniencia de priorizar áreas industriales, suelos artificializados, zonas de expansión productiva, predios empresariales, cubiertas industriales, patios logísticos y otras áreas que puedan representar una menor conflictividad de uso con el fin de disminuir las barreras en términos de tiempos, trámites y costos que puedan suponer la habilitación de proyectos SFV.

4.3. Análisis de sensibilidad territorial de variables críticas

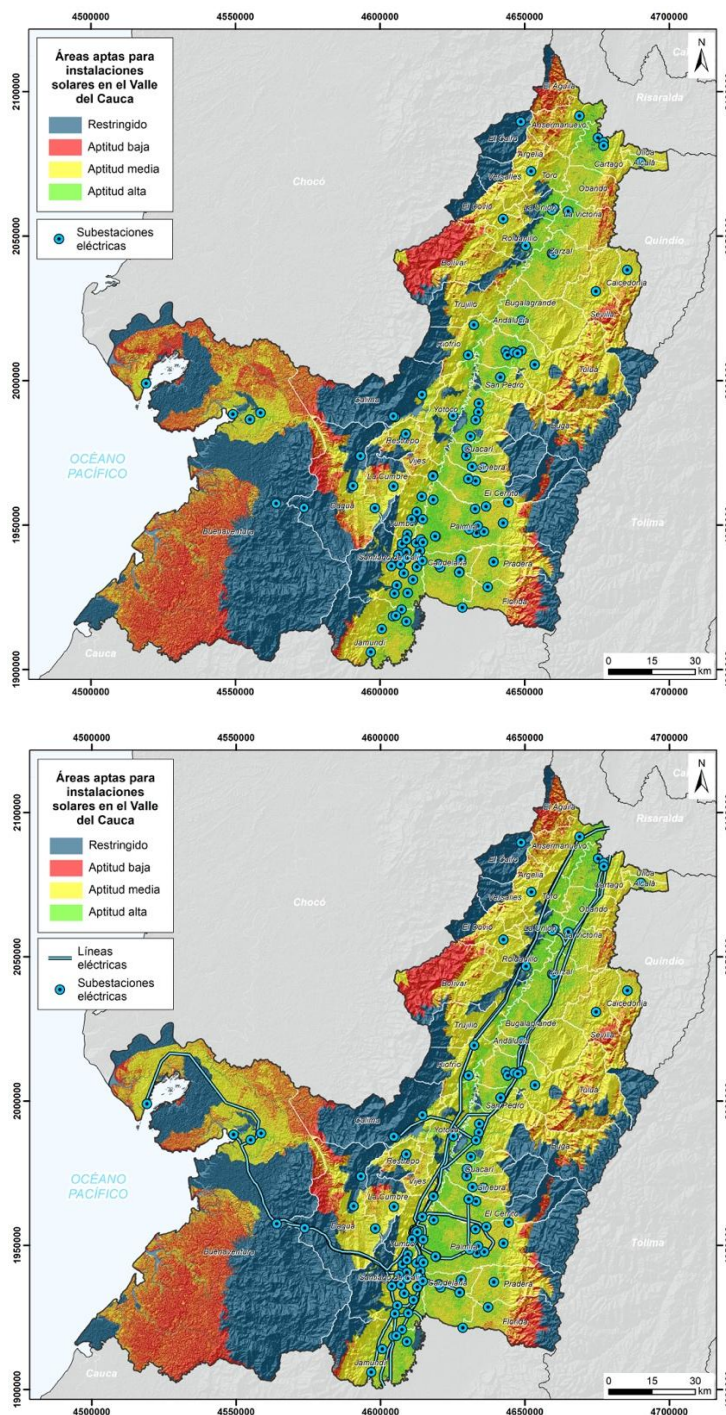
4.3.1. Cercanía a subestaciones

Dado que la conexión efectiva de un proyecto solar no depende únicamente de la proximidad a líneas eléctricas, sino de la existencia de puntos de conexión viables, se desarrolló un ejercicio complementario en el cual el criterio de infraestructura eléctrica se ajustó para considerar únicamente la cercanía a subestaciones. Este ejercicio responde a la observación técnica de que una línea cercana no necesariamente implica que un proyecto pueda conectarse directamente, mientras que las subestaciones representan puntos más claros para evaluar potencial de conexión, sujeto siempre a estudios técnicos y capacidad disponible.

Para este análisis, se mantuvieron los mismos umbrales de distancia definidos en el modelo base, con el fin de garantizar la comparabilidad entre escenarios. En este sentido, se clasificaron como zonas de alta aptitud aquellas ubicadas a menos de 5 km de una subestación, como aptitud media las ubicadas entre 5 y 10 km, y como baja aptitud aquellas a más de 10 km de distancia.

Bajo este escenario, las áreas de alta aptitud disminuyen de 205.488 ha en el escenario original a aproximadamente 175.423 ha, lo que representa una reducción de cerca de 30.065 ha (-14,6%). Al mismo tiempo, las áreas de aptitud media disminuyen de 863.607 ha a 856.653 ha (-0,8%), y las áreas de baja aptitud aumentan de 282.950 ha a 320.254 ha (+13,2%). Las áreas restringidas permanecen constantes, dado que este ajuste afecta únicamente el criterio de infraestructura eléctrica y no modifica las restricciones ambientales.

Figura 10. Comparación de áreas de aptitud considerando únicamente cercanía a subestaciones (superior) vs. cercanía a toda la red de conexión (inferior)



Fuente: Elaboración propia

Al comparar el escenario que considera únicamente la cercanía a subestaciones con el escenario que incorpora la red eléctrica completa, líneas y subestaciones, se observa que la estructura territorial general de la aptitud solar se mantiene. En ambos casos, las áreas de mayor aptitud continúan concentrándose en el valle geográfico del río Cauca, especialmente en el corredor central y centro-oriental del departamento, donde coinciden mejores condiciones topográficas, accesibilidad, infraestructura eléctrica y presencia de proyectos solares existentes.

No obstante, el escenario basado únicamente en subestaciones muestra una reducción de áreas clasificadas como de alta aptitud, lo cual es consistente con los resultados cuantitativos del análisis. Al restringir el criterio de infraestructura eléctrica a la cercanía a subestaciones, algunas zonas que previamente se beneficiaban por su proximidad a líneas eléctricas pasan a categorías de aptitud media o baja. Esto se aprecia principalmente en sectores periféricos del norte del departamento (El Águila, Ansermanuevo y Argelia) y en algunas zonas de Buenaventura, donde la infraestructura lineal podía mejorar la calificación del territorio, pero la distancia a subestaciones reduce su aptitud relativa.

La reducción de las áreas de alta aptitud evidencia que la disponibilidad real de conexión es un factor decisivo para priorizar la localización de proyectos SFV. No obstante, es preciso señalar que la cercanía a una subestación tampoco garantiza por sí misma la viabilidad de conexión de un nuevo proyecto puesto que la conexión efectiva dependerá de factores específicos como la capacidad disponible en la subestación más cercana, su nivel de tensión, el grado de cargabilidad actual, las restricciones operativas de la red, entre otros estudios técnicos que pueda definir el operador correspondiente. Por tanto, este ejercicio debe entenderse como una primera aproximación territorial a posibles puntos de conexión, no como una confirmación de factibilidad eléctrica.

En adición a lo anterior, es preciso mencionar que la presencia de líneas de transmisión y distribución sigue siendo relevante dentro del análisis, aún cuando no equivalga directamente a un punto de conexión disponible. La cercanía a líneas existentes puede reducir costos potenciales de extensión de red, facilitar la evacuación de energía y mejorar las condiciones para desarrollar nuevas obras de conexión, incluyendo subestaciones o puntos de seccionamiento adicionales. Por ello, el ejercicio que considera únicamente subestaciones ofrece una lectura más conservadora de conectividad inmediata, mientras que el escenario con red completa permite identificar áreas con mejores condiciones de conexión al SIN para fases posteriores de expansión.

A. Análisis de nodos críticos y niveles de tensión del sistema eléctrico del Valle del Cauca

Con el fin de complementar el análisis de capacidad disponible por subestación, se incorporó un análisis de la infraestructura de transmisión y distribución del Valle del Cauca considerando el nivel de tensión de subestaciones y líneas, variable fundamental para determinar la factibilidad técnica de conexión de nuevos proyectos de generación.

Para este análisis se revisaron y contrastaron las siguientes fuentes oficiales:

Tabla 10. Documentos revisados para el análisis de los nodos

Documento	Entidad	Información utilizada
Mapa de Infraestructura Eléctrica Nacional	UPME	Ubicación de subestaciones, líneas y niveles de tensión (34,5 kV, 115 kV, 220/230 kV y 500 kV).
Reportes de Capacidad Disponible por Barra	UPME	Capacidad de conexión disponible por subestación y horizonte temporal.

Plan de Expansión de Referencia Generación– Transmisión	UPME	Restricciones estructurales, necesidades de expansión y contingencias críticas.
Diagrama Unifilar del Sistema Interconectado Nacional (SIN)	XM	Configuración de la red troncal, corredores de transmisión y relaciones entre subestaciones.
Estudios de Capacidad de Transporte (MACC)	UPME	Evaluación de capacidad de conexión por zonas y comportamiento de proyectos de distintas escalas.

Fuente:[18], [19], [20], [21], [22], [23]

La integración de estas fuentes permite evaluar no solamente la capacidad disponible de cada subestación, sino también su compatibilidad técnica con proyectos de distinta potencia. En este contexto, el nivel de tensión constituye un criterio indispensable para interpretar correctamente la viabilidad de conexión, dado que subestaciones de baja tensión presentan limitaciones estructurales para incorporar proyectos de mediana y gran escala sin ejecutar obras de refuerzo.

Adicionalmente, es importante señalar que la capacidad disponible reportada por barra corresponde a estimaciones técnicas bajo condiciones específicas de operación del sistema. Por tanto, su interpretación debe complementarse con el análisis de la presión real de solicitudes de conexión y el estado de priorización de proyectos evaluados en estudios de capacidad de transporte (MACC), los cuales evidencian restricciones prácticas que no siempre se reflejan en los valores nominales de capacidad.

Tabla 11. Resumen de nodos críticos identificados

Nodo / Corredor	Nivel de tensión predominante	Principales observaciones	Aptitud para proyectos de mediana y gran escala
San Marcos	500/230 kV	Principal nodo estratégico del Valle; restricciones estructurales pero mayor capacidad disponible futura.	Alta
Alfárez	500/230 kV	Refuerzo principal del sistema regional; aumenta significativamente la capacidad de importación.	Alta
Pance – Yumbo – Juanchito	230/220–115 kV	Corredor históricamente congestionado; restricciones en transformadores y líneas.	Media
La Unión – Zarzal – Cartago	115 kV	Corredor crítico para evacuación regional; múltiples contingencias limitantes.	Media
Pacífico – Buenaventura	220/115 kV	Capacidad variable dependiendo del escenario de operación del sistema.	Media
Subestaciones 34,5 kV	34,5 kV	Capacidades muy reducidas; requieren importantes refuerzos para proyectos mayores.	Baja

Fuente: [18], [19], [20], [23], [24], [25]

- **San Marcos: principal nodo estratégico regional**

El nodo de San Marcos constituye el punto más crítico y, al mismo tiempo, más estratégico del sistema regional. La UPME identifica que el área suroccidental, que incluye Valle del Cauca, presenta condiciones de sobretensión bajo ciertos escenarios de operación, razón por la cual recomienda instalar compensación reactiva inductiva en la subestación San Marcos 500 kV. Asimismo, identifica requerimientos adicionales para fortalecer la confiabilidad del nodo [20].

Desde la perspectiva de capacidad disponible, San Marcos 500 presenta una evolución relevante: pasa de aproximadamente 13,76 MW en 2024 a valores cercanos a 76–77 MW a partir de 2026, manteniéndose en ese rango durante el horizonte de análisis. Este comportamiento lo posiciona como el nodo con mayor capacidad relativa dentro de la subárea Valle, particularmente en el nivel de 500 kV, lo que lo convierte en un punto de referencia natural para proyectos de mayor escala [18].

No obstante, esta condición debe interpretarse con cautela. Evidencia proveniente de los estudios MACC indica que sobre este nodo existe una presión de conexión significativamente superior a la capacidad disponible. En particular, se han identificado múltiples alternativas de conexión por volúmenes del orden de cientos de megavatios que no han logrado priorización y han sido clasificadas como “NO SATISFACE”, lo que refleja una saturación efectiva del nodo. Adicionalmente, el transformador San Marcos 500/230 kV y la contingencia asociada al corredor Alférez – San Marcos 500 kV se configuran como los principales elementos limitantes del sistema, restringiendo la evacuación de nueva generación [18].

En consecuencia, si bien San Marcos presenta las mejores condiciones técnicas relativas dentro de la región, su disponibilidad efectiva para nuevos proyectos se encuentra altamente condicionada por la congestión existente y la competencia por capacidad.

Tabla 12. Datos del nodo San Marcos

Indicador	Situación observada
Nivel de tensión	500/230 kV
Capacidad de barra 2024	13,76 MW
Capacidad de barra desde 2026	76–77 MW
Condición relevante	Principal nodo para proyectos de gran escala

Fuente: [18], [20]

- **Alférez: puerta de entrada del sistema de 500 kV**

El nodo de Alférez cumple un rol estructural como punto de entrada del sistema de 500 kV hacia el suroccidente colombiano. La entrada en operación de la subestación Alférez 500 kV, junto con sus transformadores 500/230 kV y la línea Alférez – San Marcos 500 kV, ha permitido incrementar la capacidad de importación del área suroccidental hasta aproximadamente 650 MW, constituyendo uno de los principales refuerzos recientes del sistema [23], [24] .

En términos de capacidad por barra, Alférez muestra una evolución desde aproximadamente 12,67 MW en 2024 hasta 36,16 MW en 2026, superando ampliamente los valores observados en subestaciones de menor tensión, aunque manteniéndose por debajo de San Marcos [18].

Sin embargo, al igual que en el caso de San Marcos, la capacidad disponible en Alférez se encuentra condicionada por restricciones estructurales del sistema. El desempeño del nodo depende directamente del corredor Alférez – San Marcos 500 kV y de la capacidad de transformación asociada,

lo que implica que su disponibilidad efectiva está sujeta a los mismos cuellos de botella identificados en el eje suroccidental. Adicionalmente, evidencia de estudios de priorización muestra que diversas alternativas de conexión en este entorno no satisfacen los criterios técnicos, lo que refuerza la lectura de un sistema altamente competido.

Tabla 13. Datos del nodo Alférez

Indicador	Valor
Nivel de tensión	500/230 kV
Capacidad de barra 2024	12,67 MW
Capacidad de barra desde 2026	36,16 MW
Rol en el sistema	Refuerzo principal del suroccidente

Fuente: [18], [23], [24]

• Corredor metropolitano Pance – Yumbo – Juanchito

El corredor metropolitano asociado a las subestaciones de Pance, Yumbo y Juanchito representa históricamente uno de los principales focos de restricción en el área de Cali. Estas instalaciones operan principalmente en niveles de 220/115 kV y forman parte de los corredores troncales de subtransmisión [18].

La capacidad disponible en estos nodos se mantiene en rangos relativamente acotados, con valores que evolucionan aproximadamente entre 12 y 20 MW dependiendo del nodo y del año analizado. Si bien estos niveles de capacidad pueden resultar adecuados para proyectos de pequeña o mediana escala, presentan limitaciones importantes para iniciativas de mayor tamaño.

Históricamente, UPME ha identificado cargabilidades superiores al 100 % en los transformadores 230/115 kV de Pance, Yumbo, San Marcos y Juanchito, indicando que estas restricciones corresponden a una condición estructural del sistema y no a un fenómeno coyuntural [18] .

Desde el punto de vista operativo, la UPME ha identificado cargabilidades superiores al 100 % en transformadores 230/115 kV en Pance, Yumbo, San Marcos y Juanchito, lo que confirma que las restricciones en este corredor responden a una condición estructural del sistema. Esta situación se ve reforzada por los resultados de los estudios MACC, donde múltiples alternativas de conexión en estos nodos, incluyendo proyectos de 50 MW o superiores, no satisfacen los criterios técnicos, mientras que proyectos de menor escala (en torno a 20 MW) presentan mayor probabilidad de viabilidad.

Asimismo, los elementos limitantes asociados a este corredor remiten de manera recurrente al eje Alférez – San Marcos 500 kV y a la transformación en San Marcos, evidenciando que las restricciones no son únicamente locales, sino sistémicas.

Tabla 14. Datos del corredor Pance-Yumbo-Juanchito

Subestación	Nivel de tensión	Capacidad de barra aproximada (2025-2026)
Pance	220/115 kV	12,34 → 20,13 MW
Juanchito	220/115 kV	12,19 → 19,00 MW
Yumbo	220/115 kV	12,22 → 17,61 MW

Fuente: [18]

• Corredor norte: La Unión – Zarzal – Cartago

El corredor norte del Valle del Cauca, compuesto principalmente por infraestructura de 115 kV, presenta una dinámica particular dentro del sistema regional. Aunque no forma parte del eje troncal de 500 kV, su desempeño resulta determinante para la operación global de la red.

La contingencia La Unión – Zarzal 1 (115 kV) registra 125 ocurrencias críticas y, en diversos escenarios, el conjunto La Unión – Zarzal / Cartago – Zarzal se convierte en la principal limitante para la evacuación de energía, incluso afectando nodos de mayor tensión como San Marcos 500 y Pacífico 220 [18], [19].

La capacidad disponible en este corredor es significativamente reducida, particularmente en el nivel de 115 kV, lo que limita su utilización para nuevos proyectos de generación. Adicionalmente, la evidencia de solicitudes de conexión muestra una presión considerable que no logra ser absorbida por la red, reflejada en alternativas que no satisfacen los criterios técnicos.

En este sentido, el corredor norte no debe ser interpretado como una zona secundaria desde el punto de vista eléctrico, sino como un componente crítico cuya capacidad condiciona la robustez del sistema en su conjunto.

- Corredor Pacífico – Buenaventura**

El quinto frente corresponde al corredor Pacífico – Buenaventura, conformado principalmente por infraestructura de 220/115 kV [18]. La UPME agrupa en esta zona las subestaciones Málaga, Pacífico, Pailón y Tabor. En particular, el nodo Pacífico 220 registra valores nulos en los primeros años (2024–2025), incrementándose posteriormente hasta aproximadamente 25 MW y mostrando fluctuaciones en función de las condiciones operativas del sistema [18], [19].

Esta variabilidad evidencia que, si bien el nivel de tensión es compatible con proyectos de escala media, la capacidad efectiva depende fuertemente del estado de la red troncal y de las condiciones de contingencia. En línea con lo anterior, estudios de priorización han identificado alternativas de conexión en este corredor que no satisfacen los criterios técnicos, lo que sugiere que su disponibilidad no es estructuralmente holgada.

En consecuencia, el desarrollo de proyectos en esta zona se encuentra condicionado a la materialización de refuerzos adicionales en la red de transmisión.

- Subestaciones de 34,5 kV**

Finalmente, las subestaciones de 34,5 kV presentan capacidades disponibles significativamente inferiores al resto de la red, con valores que en general no superan los 5 MW. Este nivel de capacidad resulta insuficiente para proyectos de mediana o gran escala, salvo que se contemplen inversiones sustantivas en ampliación o refuerzo de infraestructura [18], [19].

En este sentido, estos nodos deben considerarse únicamente para desarrollos de carácter local o de pequeña escala, quedando fuera de la priorización para proyectos de mayor envergadura.

Tabla 15. Subestaciones de 34,5 kV en Valle del Cauca

Subestación	Nivel de tensión	Capacidad de barra aproximada
Las Palmas	34,5 kV	0,31 MW
Loboguerrero	34,5 kV	2,2-5,0 MW
San Pedro	34,5 kV	2,8-3,2 MW

Fuente: [18], [19]

El análisis evidencia que, si bien existen diferencias claras en términos de capacidad disponible y nivel de tensión entre los distintos nodos del sistema, la viabilidad de conexión en el Valle del Cauca está fuertemente condicionada por restricciones estructurales y por una alta presión de solicitudes de conexión.

Los nodos de 500 kV, particularmente San Marcos y Alférez, concentran las mejores condiciones técnicas relativas para proyectos de gran escala; sin embargo, presentan niveles significativos de congestión y competencia por capacidad. Por su parte, los corredores de 220–230 kV ofrecen oportunidades limitadas y altamente condicionadas, mientras que la red de 115 kV y 34,5 kV se restringe principalmente a proyectos de menor magnitud.

En consecuencia, la identificación de nodos prioritarios para el desarrollo de nuevos proyectos no puede basarse exclusivamente en la capacidad disponible por barra o en el nivel de tensión, sino que debe incorporar de manera sistemática la presión de conexión existente, el estado de priorización de proyectos y la evolución de las obras de transmisión. Sin este enfoque integrado, existe un riesgo significativo de sobreestimar la disponibilidad real del sistema y, por ende, de inducir decisiones de inversión en condiciones de alta incertidumbre técnica.

4.3.2. Restricción de suelos con alta capacidad agrológica (Clase II)

Adicionalmente, se desarrolló un ejercicio de sensibilidad incorporando la capacidad agrológica clase II como restricción territorial. Este análisis responde a la necesidad de evaluar la robustez del potencial solar identificado frente a un criterio más estricto de protección de suelos agrícolas de alta capacidad productiva. En el contexto del Valle del Cauca, esta consideración resulta especialmente relevante, dado que la clase II representa la categoría de mayor aptitud agrológica disponible en el territorio.

De acuerdo con la clasificación del IGAC, las tierras se agrupan por capacidad de uso principalmente con base en sus limitaciones permanentes, riesgos de deterioro, capacidad de producción y requerimientos de manejo del suelo. Las clases 1 a 4 corresponden a tierras con capacidad para agricultura y ganadería tecnificada, con un aumento progresivo de limitaciones desde la clase 1 hasta la clase 4⁶. En particular, la clase II corresponde a tierras con limitaciones ligeras, apropiadas para cultivos transitorios, semiperennes, perennes y ganadería intensiva con pastos de alto rendimiento, aunque pueden requerir prácticas de manejo y conservación. En contraste, las clases III y IV agrupan tierras con limitaciones de moderadas a severas, que reducen la selección de cultivos y requieren mayores prácticas de manejo [27].

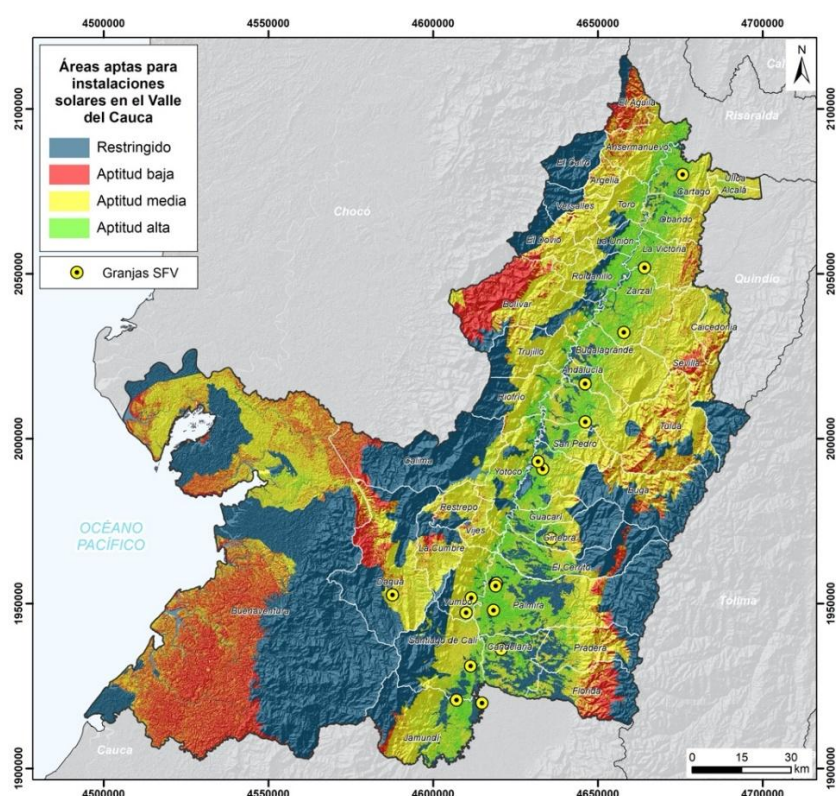
Es importante aclarar que la clasificación de un área como de alta aptitud en el mapa multicriterio no implica que dicha área esté automáticamente disponible o sea directamente viable para la instalación de un proyecto solar. La categoría de alta aptitud resulta de la integración ponderada de múltiples variables, entre ellas radiación solar, pendiente del terreno, cobertura y uso del suelo, distancia a infraestructura eléctrica, accesibilidad vial, orientación, temperatura y capacidad agrológica. En este sentido, un área puede alcanzar una puntuación alta debido a condiciones favorables de radiación solar, pendiente, cercanía a red o accesibilidad, aun cuando su uso actual sea agrícola.

Este punto es relevante porque la variable de uso del suelo y coberturas tiene un peso importante dentro del modelo, pero no determina por sí sola el resultado final. Por tanto, la clasificación de alta

aptitud debe interpretarse como una señal territorial preliminar de condiciones favorables, no como una habilitación directa de uso del suelo ni como una recomendación automática de ocupación.

Precisamente por ello, el presente ejercicio de sensibilidad permite introducir una lectura más conservadora frente a los suelos agrícolas de mayor productivo. En este escenario las áreas de capacidad agrologica clase II que se superponen con categorías de aptitud alta, media y baja fueron reclasificadas como restringidas. Como resultado, la superficie de alta aptitud disminuyó 18.773 ha (-9,1%), la aptitud media disminuyó 62.091 ha (-7,2%) y la aptitud baja se redujo en 987 ha (-0,3%). En consecuencia, las áreas restringidas aumentaron 81.851 ha (+11,4%). Esto se evidencia en la Figura 11 con la aparición de áreas de color azul sobre el corredor central clasificado en su mayoría como zona de alta aptitud.

Figura 11. Áreas de aptitud considerando restricciones por áreas con alta capacidad agroológica



Fuente: Elaboración propia

Los resultados evidencian que una parte relevante de las áreas inicialmente clasificadas como de alta aptitud se superpone con suelos de capacidad agroológica clase II. Esto es consistente con la configuración territorial del Valle del Cauca, donde parte de las zonas planas, accesibles y con buena infraestructura, condiciones favorables para proyectos SFV, también coinciden con suelos de alta aptitud agrícola. En otras palabras, los mismos factores que favorecen la instalación de proyectos solares a escala territorial pueden coincidir con condiciones que hacen valioso el suelo para actividades agropecuarias.

No obstante, aún bajo este escenario más restrictivo, el departamento conserva aproximadamente 186.715 ha de alta aptitud y 801.517 ha de aptitud media para proyectos SFV. Esto indica que existe

una base territorial significativa para orientar la promoción de proyectos solares hacia áreas con menor conflicto potencial con suelos agrícolas estratégicos.

Por tanto, el presente ejercicio no evalúa la viabilidad de proyectos agrovoltáicos ni recomienda la ocupación de suelos agrícolas de alta capacidad. Su función es mostrar cómo cambia la aptitud territorial cuando se adopta un criterio más conservador de protección de suelos clase II.

4.3.3. Priorización de suelos de menor capacidad agrológica (Clases III y IV)

Considerando que las zonas de mayor aptitud solar coinciden parcialmente con áreas de alta aptitud agrícola del Valle del Cauca, una eventual masificación de proyectos solares en el departamento podría requerir la evaluación de esquemas que minimicen el conflicto por el uso del suelo. En este contexto, los sistemas agroenergéticos, incluyendo configuraciones agrovoltáicas, pueden representar una alternativa para permitir la coexistencia entre producción agrícola y generación solar. No obstante, estos esquemas no deben asumirse como aplicables de manera generalizada, ya que su implementación depende de condiciones específicas asociadas al tipo de cultivo, requerimientos de radiación, diseño y altura de estructuras, separación entre paneles, mecanización agrícola, riego, drenaje, efectos de sombra, rendimiento productivo, operación y mantenimiento, costos y acuerdos con propietarios o productores.

Conforme a lo anterior, se desarrolla un escenario de sensibilidad orientado a priorizar el uso de suelos de menor capacidad agrológica, específicamente las clases III y IV, para la localización de proyectos solares fotovoltaicos, excluyendo las áreas clasificadas como clase II. Este enfoque busca explorar una configuración territorial en la cual la expansión de proyectos SFV se oriente hacia zonas con menor productividad agrícola relativa, reduciendo potenciales tensiones con la seguridad alimentaria y los usos agropecuarios estratégicos.

Bajo este escenario, las áreas clasificadas como de alta aptitud aumentan de 205.488 ha a 299.275 ha, lo que representa un incremento de 93.787 ha (+45,6%). Por su parte, las áreas de aptitud media disminuyen de 863.607 ha a 692.861 ha (-19,8%), mientras que las áreas de baja aptitud presentan una ligera reducción de 282.950 ha a 278.057 ha (-1,7%). En consecuencia, las áreas restringidas aumentan de 714.915 ha a 796.767 ha (+11,4%), reflejando la exclusión de suelos de mayor capacidad agrológica.

Asimismo, según los cambios de este escenario, se puede observar en la Tabla 16 la cantidad de áreas de clases III y IV que pasan a ser consideradas como de alta aptitud.

Tabla 16. Áreas de clases III y IV consideradas como de alta aptitud

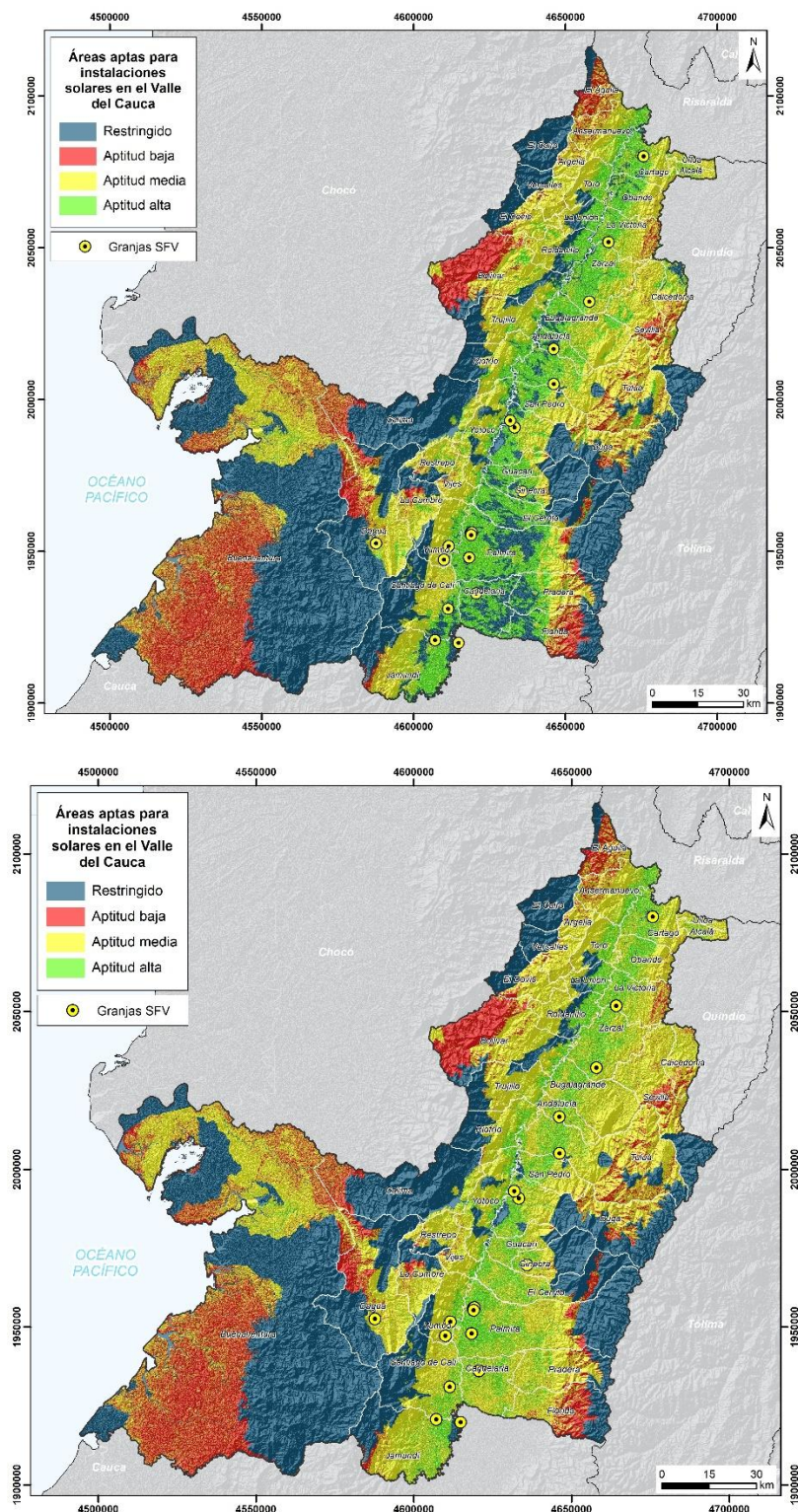
Clase agrológica	Área (ha)
Clase III (apta)	94.186,34
Clase IV (apta)	107.476,63
Total clases III y IV consideradas de alta aptitud	201.662,97

Fuente: Elaboración propia

En la Figura 12 se observa que, respecto al escenario base, este escenario genera un aumento de las áreas de alta aptitud (color verde) principalmente en el corredor Cali-Yumbo-Palmira, así como en la zona noroeste del departamento, en municipios como Cartago, Obando, La Victoria y Zarzal. Al mismo tiempo, se evidencia la aparición y mayor extensión de áreas restringidas (color azul), correspondientes

a suelos de clase II, en estas mismas zonas. Este comportamiento refleja la lógica del escenario: priorizar suelos de clases III y IV para proyectos solares y excluir suelos de mayor capacidad agrícola.

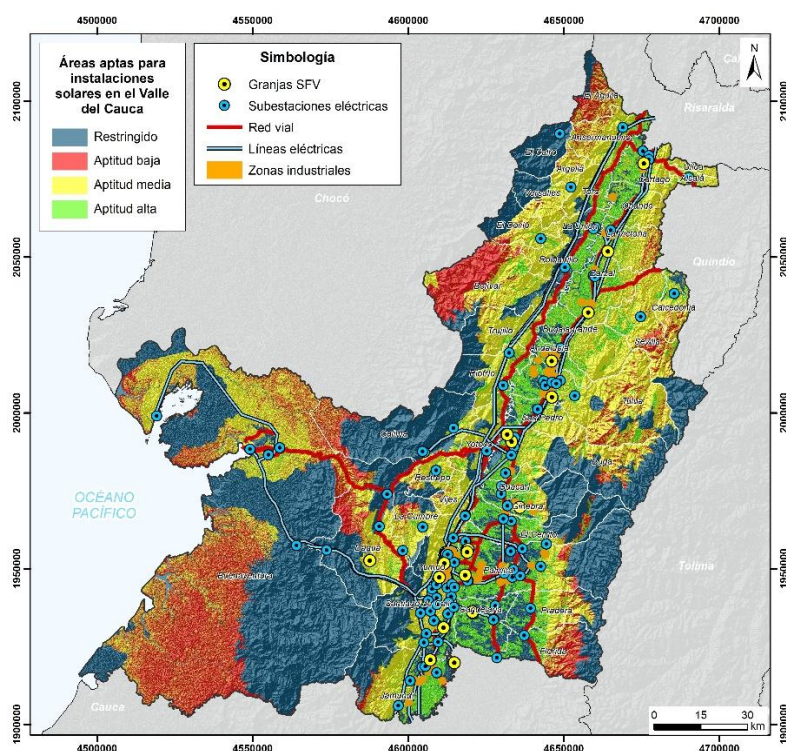
Figura 12. Comparación de áreas de aptitud considerando como áreas de alta aptitud las clases III y IV (superior) vs. Escenario base (inferior)



Fuente: Elaboración propia

En la Figura 13 se puede observar este mismo escenario aplicado más toda la infraestructura de conexión adicional con la que se cuenta en el Valle del Cauca, las subestaciones eléctricas, la red vial y las líneas eléctricas. Asimismo, se añadieron las granjas SFV que actualmente tiene el departamento y las zonas industriales que se encuentran en la zona de alta aptitud.

Figura 13. Escenario C con toda la infraestructura adicional



Fuente: Elaboración propia

Estos resultados evidencian que, al orientar el desarrollo de proyectos SFV hacia suelos de capacidad agrológica media, una proporción importante de áreas previamente clasificadas como de aptitud media puede alcanzar condiciones de alta aptitud relativa dentro del modelo. Esto sugiere que existe un margen significativo para compatibilizar el desarrollo energético con la protección de suelos agrícolas de mayor productividad, mediante una adecuada focalización territorial.

En términos estratégicos, este escenario permite identificar corredores potenciales para la expansión de proyectos solares con menor conflicto por uso del suelo, lo que podría facilitar procesos de licenciamiento, aceptación social y sostenibilidad a largo plazo. No obstante, al igual que en los escenarios anteriores, estos resultados deben interpretarse como una aproximación territorial preliminar, sujeta a validaciones específicas a nivel de proyecto.

En síntesis, los resultados del análisis multicriterio permiten identificar un potencial solar territorial amplio en el Valle del Cauca, con más de 205.000 ha clasificadas como de alta aptitud bajo el escenario base. Sin embargo, este valor corresponde al potencial bruto departamental y no representa la superficie directamente implementable para proyectos SFV en el corto plazo.

Para efectos del modelo de proyección de capacidad solar y almacenamiento presentado en la siguiente sección, se adopta una base territorial ajustada que busca reflejar de manera más realista los patrones actuales de localización de proyectos en el departamento. En particular, se incorpora no solo

la superficie industrial apta identificada en la capa de uso del suelo de la CVC (1.783 ha), sino también áreas agrícolas correspondientes a suelos de clases agrológicas III y IV, que presentan menor productividad relativa y, por tanto, mayor potencial de compatibilidad con desarrollos solares.

Esta aproximación responde a la evidencia observada en el territorio, donde los proyectos SFV existentes se han ubicado predominantemente en zonas rurales con capacidad agrícola de moderada a alta, más que en áreas estrictamente industriales. En este sentido, la inclusión de suelos de menor capacidad agrológica permite capturar de forma más adecuada la dinámica real de implementación, sin comprometer de manera significativa la seguridad alimentaria.

Bajo este enfoque, la superficie total considerada asciende a aproximadamente 203.446 ha (1.783 ha en zonas industriales y 201.663 ha en suelos de clases III y IV). Si bien este valor es cercano al potencial bruto identificado en el mapa de aptitud, no implica que la totalidad de esta superficie sea directamente desarrollable, sino que constituye un universo ampliado de análisis sobre el cual deberán aplicarse filtros adicionales de viabilidad técnica, ambiental, predial y normativa en etapas posteriores (Ver Figura 8).

De esta manera, el modelo incorpora un escenario más representativo del contexto territorial del Valle del Cauca, equilibrando el potencial técnico con las condiciones reales de uso del suelo y las tendencias actuales de desarrollo del sector.

5. Modelo de proyección de capacidad solar y requerimiento de almacenamiento (BESS)

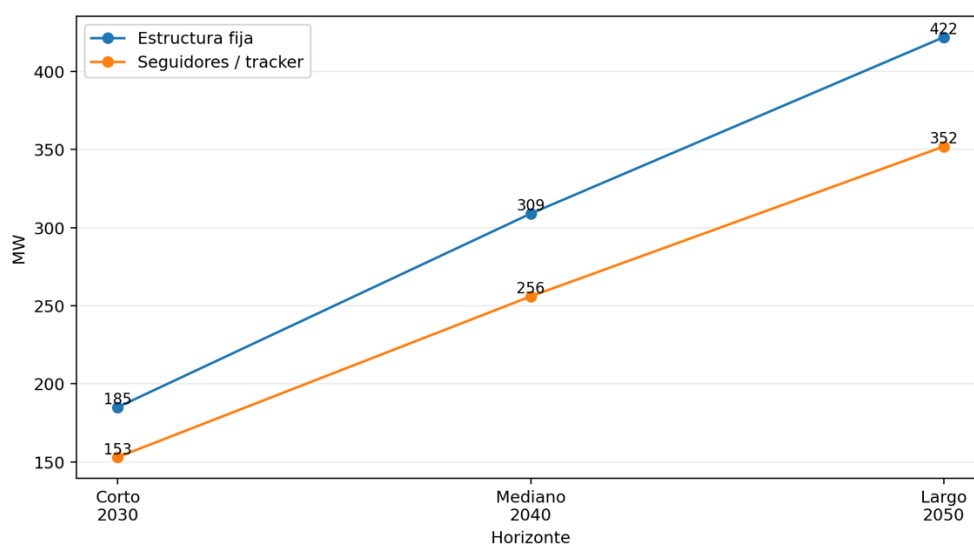
La presente sección expone los resultados del modelo de proyección descrito en la sección 3.3, organizados en dos bloques: la capacidad SFV requerida y su huella de suelo por tecnología y horizonte, y el dimensionamiento del almacenamiento energético asociado. Los resultados se presentan diferenciando dos escenarios tecnológicos, estructura fija y seguidores activos (tracker), para evidenciar el trade-off entre generación y ocupación territorial en cada horizonte.

Es importante precisar que los valores aquí reportados corresponden a una trayectoria de despliegue implementable bajo los supuestos del modelo BAU, no a una estimación del potencial solar bruto del departamento. La capacidad efectivamente desplegable en cada fase deberá contrastarse con la capacidad de transporte disponible en la red eléctrica, cuya validación requiere estudios eléctricos de segunda fase detallados en la sección de recomendaciones.

5.1. Capacidad SFV y suelo requerido

La capacidad requerida para cubrir la energía objetivo industrial, aproximadamente 300 GWh/año en el corto plazo, 520 GWh/año en el mediano plazo y 740 GWh/año en el largo plazo, varía según la tecnología adoptada. La Figura 14 presenta la trayectoria de capacidad requerida para ambas tecnologías en los tres horizontes temporales.

Figura 14. Capacidad SFV requerida por tecnología y horizonte (MW)

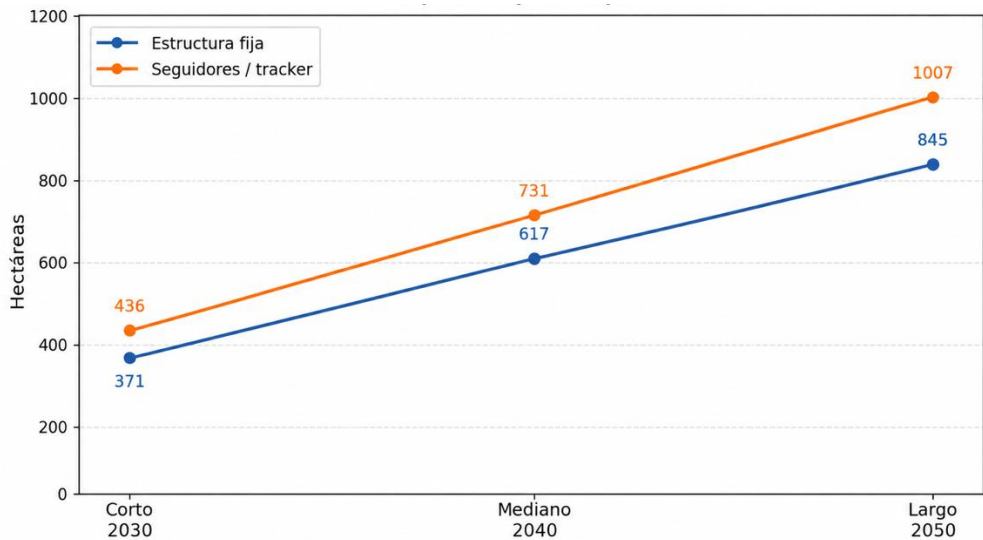


Fuente: Elaboración propia

Como se observa en la figura anterior, la adopción de seguidores activos (tracker) reduce la potencia instalada necesaria en cada horizonte respecto a la estructura fija, gracias a su mayor factor de planta. En el corto plazo (2030) la diferencia es de aproximadamente 32 MW (185 MW fija vs. 153 MW tracker); esta brecha se amplía progresivamente hasta alcanzar cerca de 70 MW en el largo plazo (422 MW fija vs. 352 MW tracker). Esta diferencia refleja directamente el mayor aprovechamiento del recurso solar que permite el seguimiento activo bajo las condiciones de irradiación del Valle del Cauca (~4,5 kWh/m²/día).

El suelo requerido asociado a cada tecnología muestra, sin embargo, una relación inversa, la cual se puede observar en la siguiente figura:

Figura 15. Suelo requerido para capacidad SFV por tecnología y horizonte (ha)



Fuente: Elaboración propia

El tracker, pese a requerir menor potencia instalada, demanda mayor superficie por MWp debido a la separación entre filas necesaria para evitar sombreados durante el seguimiento. En el corto plazo el tracker requiere aproximadamente 436 ha frente a 371 ha de la estructura fija; en el largo plazo esta diferencia se amplía a 1.007 ha vs. 845 ha. La siguiente tabla consolida los resultados de capacidad y suelo requerido para ambas tecnologías:

Tabla 17. Capacidad SFV requerida y suelo asociado por tecnología y horizonte

Horizonte	Cap. req. Fija (MW)	Suelo Fijo (ha)	Cap. req. Tracker (MW)	Suelo Tracker (ha)
Corto (2026-2030)	≈ 185	≈ 371	≈ 153	≈ 436
Mediano (2030-2040)	≈ 309	≈ 617	≈ 256	≈ 731
Largo (2040-2050)	≈ 422	≈ 845	≈ 352	≈ 1.007

Fuente: Elaboración propia

Una de las conclusiones de la tabla es que el suelo no es el factor limitante del despliegue. En ambos escenarios tecnológicos, el área requerida al año 2050 es inferior a 1.100 ha, cifra marginal frente a las aproximadamente 200.000 ha disponibles bajo la base territorial realista de suelos industriales y de clases agrológicas III-IV del departamento. Esta comparación confirma que la disponibilidad de suelo no constituye una restricción vinculante para el despliegue solar proyectado bajo el escenario BAU.

La restricción real es la red eléctrica. Para proyectos con inyección de excedentes al sistema, la capacidad efectivamente desplegable en cada fase depende de la capacidad de transporte asignable por la UPME bajo la Resolución CREG 075 de 2021 y el régimen transitorio de la Resolución CREG 101 094 de 2025, reglamentado operativamente por la Resolución MME 000358 de 2026. El corredor Cali–Yumbo–Palmira, que concentra la mayor demanda industrial y las mejores condiciones de aptitud

solar del departamento, presenta hoy una saturación parcial en subestaciones y líneas del SIN/STR que limita la capacidad de acogida de nuevos proyectos con excedentes.

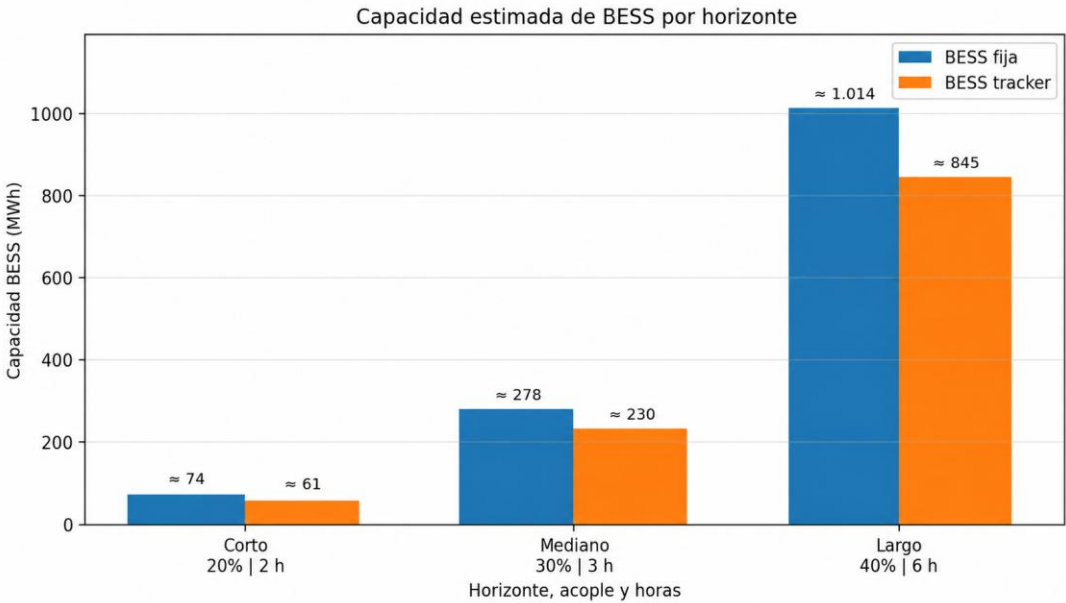
Las cifras de capacidad disponible por nodo deben entenderse como preliminares en esta fase del estudio. Su confirmación requiere estudios eléctricos específicos de flujo de potencia, cargabilidad, cortocircuito y estabilidad dinámica sobre las subestaciones del Valle del Cauca, coordinados con el operador de red, la UPME y XM. Estos estudios constituyen el trabajo prioritario de una segunda fase, y se detallan en la sección de recomendaciones del informe.

Frente a esta restricción de red, el segmento de autogeneración sin excedentes, proyectos menores a 1 MW instalados sobre cubiertas y superficies industriales existentes, emerge como el de mayor viabilidad de implementación inmediata en el corredor Yumbo-Palmira-Candelaria durante 2026-2030. Este segmento no enfrenta la cola de asignación de capacidad de transporte de XM ni el licenciamiento ambiental de la ANLA, y puede ejecutarse en aproximadamente seis meses sobre infraestructura industrial ya existente.

5.2. Dimensionamiento del almacenamiento (BESS)

El almacenamiento se dimensiona de forma creciente entre fases, tanto en potencia relativa (factor de acoplamiento respecto a la capacidad solar) como en horas de autonomía, en función del servicio energético que debe prestar en cada horizonte. La Figura 16 presenta la capacidad de almacenamiento requerida en MWh para ambas tecnologías.

Figura 16. Dimensionamiento de almacenamiento BESS por tecnología y horizonte



Fuente: Elaboración propia

Tabla 18. Dimensionamiento de almacenamiento BESS por fase y tecnología

Horizonte	Acoplamiento	Horas	BESS Fija (MWh)	BESS Tracker (MWh)	Servicio
Corto (2026-2030)	20%	2 h	≈ 74	≈ 61	Picos / vertimiento

Mediano (2030-2040)	30%	3 h	≈ 278	≈ 230	Desplazamiento horario
Largo (2040-2050)	40%	6 h	≈ 1.014	≈ 845	Arbitraje / respaldo

Fuente: Elaboración propia

La evolución de los requerimientos de almacenamiento refleja el rol progresivamente más estratégico que adquiere el BESS a lo largo del horizonte de proyección. En el corto plazo, con valores de entre 74 y 61 MWh, el almacenamiento opera principalmente como herramienta de gestión operativa: mitiga los picos de demanda, reduce el vertimiento de energía solar no consumida y estabiliza la operación local del sistema. Estos valores son coherentes con sistemas de 150-185 MW bajo factores de acoplamiento moderados del 20%.

En el mediano plazo, el salto a 230-278 MWh responde a la necesidad de desplazamiento horario: el BESS almacena el excedente de generación diurna que el autoconsumo industrial no absorbe y lo despacha en las horas de mayor demanda o precio, incluyendo períodos nocturnos. Esta función convierte al almacenamiento en una palanca de valor del modelo de negocio, no solo en un soporte operativo del sistema. Al evitar el vertimiento y monetizar el excedente solar en horas de mayor valor, el BESS mejora la tasa interna de retorno de los proyectos y sostiene la competitividad del kWh solar a medida que crece la escala de despliegue.

En el largo plazo, los requerimientos de 845-1.014 MWh, asociados a 6 horas de autonomía y un factor de acoplamiento del 40%, habilitan el arbitraje de energía a escala y el respaldo de mayor duración. Este nivel de almacenamiento es coherente con sistemas hub de hasta ~180 MW en escenario de expansión acelerada con red reforzada, y con las modalidades de BESS independiente o híbrido con generación contempladas en la regulación vigente. El régimen híbrido adoptado, combinando baterías de corta duración para respuesta rápida con capacidad de mayor duración para arbitraje horario y venta nocturna, es coherente con las modalidades de SAEB independiente o híbrido con generación habilitadas por la Resolución CREG 101-113 de 2026.

A. El BESS como palanca de valor bajo el esquema sin excedentes

Bajo el esquema de autoconsumo industrial sin excedentes, el de mayor viabilidad inmediata en el corto plazo, el almacenamiento adquiere un rol que va más allá del soporte operativo y se convierte en el mecanismo principal para capturar valor económico del proyecto. La lógica es la siguiente, durante las horas de alta irradiación solar, la generación fotovoltaica puede superar el consumo instantáneo de la planta industrial. Sin almacenamiento, ese excedente diurno se pierde (se vierte). Con BESS, ese excedente se almacena y se despacha en las horas de mayor demanda o precio, incluyendo períodos nocturnos, ya sea vendiéndoselo al propio cliente industrial en sustitución de energía de red o participando en el mercado bajo los esquemas habilitados por la regulación vigente.

Este mecanismo, conocido como arbitraje horario, mantiene la relación precio-escala de los proyectos solares: a medida que crece la capacidad instalada y la generación diurna supera cada vez más el autoconsumo base, el BESS evita que esa energía adicional se pierda y la monetiza en las horas de mayor valor. El resultado es una mejora directa en la tasa interna de retorno del proyecto y en la competitividad del kWh solar frente a la tarifa de red. Esta palanca escala por fase: BESS de 1 a 2 horas en 2026-2030 para gestión de picos y reducción de vertimientos, de 2 a 4 horas en 2030-2040 para desplazamiento horario y venta nocturna, y de 4 a 8 horas en 2040-2050 para arbitraje y respaldo de larga duración.

B. Línea base de almacenamiento, alternativas tecnológicas y vida útil

La capacidad de almacenamiento actualmente instalada en el Valle del Cauca es incipiente, lo que implica que incluso los valores del corto plazo (61-74 MWh) representan un salto significativo respecto al punto de partida. Esta referencia es relevante para evaluar si la trayectoria proyectada es un crecimiento incremental razonable o requiere condiciones habilitantes extraordinarias.

Para las fases de largo plazo, el modelo considera el ion-litio como tecnología base del BESS por su madurez, costos decrecientes y respuesta rápida. Sin embargo, existen alternativas tecnológicas pertinentes para almacenamiento de larga duración que podrían complementar el despliegue en el horizonte 2040-2050: el hidrógeno verde y el bombeo hidráulico (PHS). Estas tecnologías presentan distintos niveles de madurez y estructura de costos respecto al ion-litio, y no están cubiertas por la Resolución CREG 101-113 de 2026, que regula únicamente los sistemas de almacenamiento con baterías (SAEB). Su integración queda sujeta a reglamentación posterior de la CREG en el marco del Decreto 393 de 2026, y su análisis de viabilidad específica se recomienda como parte de las investigaciones posteriores.

Finalmente, para una proyección con horizonte hasta 2050 es indispensable considerar la vida útil de los componentes y sus ciclos de reemplazo, dado que inciden directamente en el costo total del ciclo de vida de los proyectos. Los módulos fotovoltaicos tienen una vida útil estimada de 25 a 30 años con una degradación de 0,5 a 0,7% anual; los inversores entre 10 y 15 años; y las baterías entre 10 y 15 años según los ciclos de carga y descarga. En términos prácticos, las baterías instaladas durante el corto plazo (2026-2030) requerirán su primer ciclo de reemplazo aproximadamente entre 2037 y 2045, período que cae dentro del horizonte de proyección del informe. Los inversores instalados en la misma fase requerirán reemplazo en un plazo similar. El modelo financiero del mediano plazo deberá incorporar este CAPEX de reemplazo o repotenciación junto al CAPEX inicial, para evitar una imagen financiera más optimista que la real.

6. Definición de escenarios teóricos

Esta sección busca complementar el análisis del escenario BAU calculado en el apartado 5. Los escenarios aquí presentados son de carácter teórico y permiten evaluar cómo cambios en variables clave modificarían la capacidad fotovoltaica requerida, el almacenamiento asociado y la viabilidad del despliegue proyectado para el Valle del Cauca.

A. Escenario A: Reducción de costos de paneles solares fotovoltaicos

- **Descripción del escenario**

Este escenario contempla una continuación de la tendencia histórica de reducción de costos de los módulos fotovoltaicos, impulsada por economías de escala, avances en eficiencia de celdas, diversificación de cadenas de suministro y mayor competencia global. La reducción de costos opera directamente sobre el CAPEX de los proyectos, reduciendo el umbral de viabilidad económica y habilitando una mayor fracción de la demanda eléctrica industrial a ser cubierta con energía solar.

- **Justificación del escenario**

La trayectoria histórica de reducción de costos fotovoltaicos ha sido una de las más pronunciadas en la historia de la energía. El costo de generación fotovoltaica pasó de aproximadamente USD 540/MWh en 2005 a USD 89/MWh en 2023, y bajo una trayectoria de aprendizaje sostenida se proyecta que podría alcanzar poco más de USD 10/MWh para 2050 [26]. En términos de costo instalado, los módulos fotovoltaicos pasaron de aproximadamente 0,55 €/Wp en 2017 a niveles inferiores a 0,10 €/Wp en 2024 [27], impulsados por la sobrecapacidad productiva en China, cuyos fabricantes llegaron a vender prácticamente sin margen de beneficio.

Sin embargo, este escenario enfrenta una tensión real en el corto plazo que es necesario reconocer: el mercado internacional de paneles solares está atravesando un punto de inflexión. Entre finales de diciembre de 2025 y principios de enero de 2026, los precios de los módulos fotovoltaicos aumentaron entre un 10% y un 15%, y se esperan nuevos ajustes que podrían alcanzar hasta el 30% a lo largo de 2026 [28]. Los factores que explican este repunte incluyen la eliminación de las devoluciones del IVA a la exportación por parte de China desde abril de 2026, el alza del precio del polisilicio y el encarecimiento de materias primas clave como la plata [29]. No obstante, la literatura técnica especializada indica que estas correcciones tienen un carácter cíclico y no revierten la tendencia de largo plazo que sugieren que las proyecciones de costos de tecnologías renovables han sido sistemáticamente pesimistas, con la mayoría de los estudios proyectando para 2050 costos similares a los ya observados en la actualidad, lo que sugiere que los costos reales continuarán cayendo por debajo de las estimaciones.

- **Efecto sobre el potencial fotovoltaico en el Valle del Cauca**

La reducción de costos de módulos actúa directamente sobre el parámetro α (porcentaje de cobertura fotovoltaica) del modelo BAU: a menor costo de inversión, mayor es la fracción de la demanda industrial que resulta económicamente viable cubrir con SFV. Asimismo, proyectos que bajo costos actuales tienen períodos de recuperación extensos para el sector industrial del Valle pueden volverse atractivos en el mediano plazo. En el horizonte 2030-2050, si la tendencia de reducción de costos se confirma, con los ajustes de corto plazo absorbidos, el Valle del Cauca podría desplegar SFV a una escala que supera significativamente el escenario BAU, aprovechando que ya cuenta con una base

instalada creciente (de 19,8 MW en 2020 a 116,6 MW en 2024) y con infraestructura de interconexión en desarrollo.

B. Escenario B: Reducción de costos de almacenamiento energético

- **Descripción del escenario**

Este escenario contempla la continuación de la caída en los costos de sistemas de almacenamiento energético, particularmente baterías de ion-litio, que es la tecnología dominante para complementar la generación fotovoltaica. El almacenamiento incide directamente sobre el modelo BAU a través del parámetro h_{respaldo} (horas de autonomía requeridas) y sobre la variable P_{pico} (potencia demandada en horas críticas): al ser más asequible el almacenamiento, proyectos que antes resultaban financieramente inviables por el alto costo del BESS pueden alcanzar umbrales de rentabilidad, ampliando el potencial real desplegable.

- **Justificación del escenario**

La caída en los costos de almacenamiento ha sido incluso más pronunciada que la de los módulos fotovoltaicos. Mientras que en 2010 los paquetes de baterías de ion-litio costaban más de USD 2.500/kWh, los precios de paquetes de baterías para almacenamiento estacionario cayeron a USD 70/kWh en 2025, una reducción del 45% respecto a 2024 y la más pronunciada de todos los segmentos, convirtiendo el almacenamiento estacionario en la categoría de menor precio por primera vez [30].

El costo promedio global de sistemas BESS instalados llave en mano se ubicó en USD 117/kWh en 2025, un 31% menos que en 2024, el nivel más bajo desde que BNEF inició su encuesta en 2017. Las proyecciones de NREL para el almacenamiento a escala utility indican que para 2035, los costos podrían reducirse entre 28% y 56% respecto a los niveles actuales, y entre 47% y 68% para 2050, dependiendo del escenario. Este comportamiento está siendo impulsado por la adopción masiva de baterías de fosfato de litio-hierro (LFP), con menores costos de materiales y mayor vida útil, y por la diversificación de la cadena de manufactura [31][31]

- **Efecto sobre el potencial fotovoltaico en el Valle del Cauca**

En el modelo BAU, el almacenamiento se dimensiona en función de $P_{\text{pico}} \times h_{\text{respaldo}}$. Un costo de BESS más bajo reduce la componente de inversión asociada al almacenamiento dentro del CAPEX total del proyecto, mejorando la TIR y reduciendo el período de recuperación. En el Valle del Cauca, donde la demanda industrial opera en múltiples turnos y la intermitencia solar es un limitante real para la autosuficiencia energética, el abaratamiento del almacenamiento es una condición habilitadora crítica: permite diseñar sistemas híbridos SFV+BESS con autonomía extendida que cubran periodos nocturnos o de baja irradiación, elevando efectivamente el factor de cobertura fotovoltaica α e incrementando la capacidad instalada efectiva que el modelo puede justificar económicamente.

C. Escenario C: Mayor penetración de SFV en el Valle del Cauca

- **Descripción del escenario**

Este escenario contempla una aceleración en la tasa de adopción de energía solar fotovoltaica en el Valle del Cauca, por encima de la trayectoria tendencial del modelo BAU, impulsada por políticas de

incentivo, compromisos de descarbonización industrial, mejoras en la interconexión eléctrica regional y el cierre de la brecha frente al promedio latinoamericano.

- **Justificación del escenario**

La capacidad solar instalada en el Valle del Cauca ha crecido de forma notable: de apenas 19,8 MW en 2020 a 116,6 MW en 2024, alcanzando el 8,85% de la capacidad de generación del departamento [32]. Sin embargo, este valor se encuentra por debajo del promedio regional latinoamericano, donde la energía solar representó el 17% de la capacidad neta instalada en 2023. Esta brecha ilustra el margen de expansión disponible bajo políticas más activas. Adicionalmente, en 2022 el Valle del Cauca generó aproximadamente 3.116 GWh, cubriendo apenas el 44,4% de su demanda de ~7.017 GWh, lo que refleja un déficit estructural de generación que abre espacio para la expansión fotovoltaica como fuente de generación local [33]. A escala global, la capacidad fotovoltaica global se encuentra en trayectoria de más que duplicarse entre 2025 y 2030 respecto al período 2019-2024, impulsada por el crecimiento de la atractividad económica del SFV, la expansión masiva de cadenas de suministro y el aumento del soporte de política pública en múltiples países.

- **Efecto sobre el potencial fotovoltaico en el Valle del Cauca**

Bajo este escenario, el parámetro α se elevaría progresivamente por encima de la trayectoria BAU, aumentando la energía objetivo a cubrir con SFV y, en consecuencia, la capacidad instalada requerida. El límite efectivo de este escenario estaría dado por la restricción territorial del modelo: la capacidad máxima soportada por el territorio (MW_max) constituye el techo físico del despliegue. En ese sentido, este escenario es especialmente relevante para evaluar si la superficie disponible con aptitud alta y media identificada en el análisis multicriterio (205.488 ha y 863.607 ha respectivamente) es suficiente para acomodar la expansión acelerada, o si la restricción territorial emerge como cuello de botella antes de que se alcance la paridad con el promedio regional latinoamericano.

D. Escenario D: Variación en el costo del suelo para proyectos SFV

- **Descripción del escenario**

Este escenario evalúa el efecto de un encarecimiento del suelo disponible para proyectos SFV tipo *utility-scale* (proyectos de generación solar a gran escala conectados directamente a la red eléctrica, con capacidades típicas superiores a 1 MW) en el Valle del Cauca. Este encarecimiento impactaría el CAPEX total de los proyectos y podría comprometer la viabilidad de desarrollos en zonas de mayor aptitud territorial. A diferencia de los escenarios anteriores, este opera como un factor adverso que podría reducir el potencial económicamente realizable incluso bajo condiciones favorables de costos tecnológicos.

- **Justificación del escenario**

El Valle del Cauca presenta hoy uno de los costos de suelo más elevados de Colombia, tanto para uso industrial como agrícola. En cuanto al suelo industrial, los valores actuales de compra en el departamento son los siguientes: los lotes aislados y terrenos en parques industriales se cotizan en promedio a COP \$500.000/m², mientras que los terrenos en zonas francas alcanzan COP \$590.000/m².

Para el suelo de vocación agrícola, relevante en caso de proyectos agrovoltáicos o instalaciones en suelo rural, el Valle del Cauca presenta un precio promedio de mercado de USD \$8.000 o COP \$29

millones por hectárea, concentrado principalmente parte en el norte y centro del departamento [34]. Adicionalmente, según datos de la Unidad de Planificación Rural Agropecuaria (UPRA) en el 2016, el departamento ocupaba el segundo lugar a nivel nacional en valor catastral del suelo rural, con un precio promedio de COP 6,9 millones por hectárea, solo por debajo de Cundinamarca [35]. Esta posición en el ranking nacional refleja la alta productividad agrícola del territorio y la presión sobre el mercado de tierras rurales derivada del dinamismo de sectores como la agroindustria azucarera, la expansión hortofrutícola y el desarrollo periurbano en el eje Cali-Palmira-Yumbo.

Trasladando estos costos a términos de proyecto, considerando que los sistemas SFV a escala utility requieren entre 2 y 2,5 hectáreas por MW instalado, el costo de adquisición de suelo industrial en zonas consolidadas oscila entre COP \$10.000 y \$14.750 millones por MW, componente que puede representar entre el 5% y el 12% del CAPEX total de un proyecto fotovoltaico a gran escala en la región, dependiendo del tamaño del proyecto y la zona específica de instalación.

- **Efecto sobre el potencial fotovoltaico en el Valle del Cauca**

El encarecimiento del suelo eleva el CAPEX total de los proyectos SFV, lo que deteriora su rentabilidad: los períodos de recuperación de la inversión se alargan y la tasa interna de retorno disminuye. Esto se traduce en que algunos proyectos que serían viables desde el punto de vista técnico y del recurso solar disponible, dejan de serlo desde el punto de vista financiero. Este escenario es especialmente relevante para el Valle del Cauca dado que sus zonas con mejor recurso solar coinciden en muchos casos con suelos de alto valor en el mercado, lo que eleva los costos de entrada para nuevos proyectos. La agrivoltaica (instalaciones que combinan generación solar y producción agrícola simultáneamente en la misma superficie) emerge como una alternativa que puede reducir este efecto, al permitir optimizar el uso del suelo sin destinarlo exclusivamente a un solo propósito, y reduciendo así la presión del costo del terreno sobre el CAPEX total del proyecto.

7. Planificación estratégica y esquema de implementación

De acuerdo con los resultados del modelo de proyección y los criterios metodológicos descritos en la sección 3.5, se presenta a continuación la hoja de ruta para el despliegue progresivo de capacidad solar fotovoltaica y sistemas de almacenamiento en el Valle del Cauca entre 2026 y 2050. El esquema se organiza en cuatro fases secuenciales, cada una anclada a la regulación vigente, a la disponibilidad de red y a un objetivo energético específico.

Tabla 19. Esquema de implementación por fases: capacidad, objetivos y habilitantes regulatorios

Fase	Capacidad / BESS	Objetivo y actividades	Habilitantes regulatorios
Fase 0 – Preparación (2026-2027)	Habilitación (sin nueva capacidad)	Diagnóstico de capacidad de transporte por subestación; identificación de techos/superficies para proyectos brownfield; cartera priorizada SFV+BESS; selección de tecnología BESS.	• Decreto 1403/2024 (autoconsumo sin excedentes) • Res. CREG 174/2021 • Primer mapa de capacidad de red coordinado con operador, UPME y XM
Fase 1 – Pilotaje (2027-2030)	10-30 MW por proyecto; BESS 1-2 h	Pilotos escalables de autoconsumo industrial; gestión de picos y reducción de vertimientos; sistematización de lecciones aprendidas.	• Ruta sin excedentes (Decreto 1403/2024) • Licenciamiento <10 MW (permisos CVC) y 10-50 MW (licencia CVC) • Res. CREG 101 113/2026 (BESS)
Fase 2 – Escalamiento (2030-2040)	50-150 MW por proyecto; BESS 2-4 h	Parques utility-scale en nodos con capacidad; desplazamiento horario y venta nocturna (arbitraje); integración con cogeneración existente.	• Capacidad de transporte (Res. CREG 101 094/2025) • MME 000358/2026) • LASolar 10-100 MW (Decreto 1033/2025) • ANLA para proyectos ≥ 50 MW.
Fase 3 – Optimización (2040-2050)	Hubs hasta ~180 MW; BESS 4-8 h	Optimización del sistema; almacenamiento de larga duración; integración con hidrógeno verde, gestión de demanda y servicios complementarios.	• Mercado de servicios complementarios • Subasta de largo plazo (productos solar/híbrido/baterías) • Refuerzos de red ejecutados.

Fuente: Elaboración propia en base a [36], [37], [38], [39], [40], [41], [42]

La Fase 0 es la más crítica en términos de habilitación: sin el diagnóstico de capacidad de transporte por subestación y la identificación de superficies brownfield con potencial inmediato, las fases siguientes carecen de base técnica para priorizar proyectos. Su ejecución en 2026–2027 es condición necesaria para que los pilotos de la Fase 1 puedan arrancar con viabilidad eléctrica confirmada.

La Fase 1 prioriza el segmento de autoconsumo sin excedentes porque es el único que no depende de asignación de capacidad de transporte ante XM ni de licenciamiento ambiental ante la ANLA, permitiendo tiempos de ejecución de aproximadamente seis meses sobre infraestructura industrial existente. La integración con BESS de 1 a 2 horas desde esta fase convierte los proyectos piloto en plataformas de aprendizaje sobre el comportamiento real de sistemas SFV+BESS en condiciones industriales del Valle del Cauca.

La Fase 2 marca el salto hacia proyectos utility-scale que sí requieren conexión al SIN e inyección de excedentes. Su viabilidad depende directamente de los resultados de la Fase 0, mapa de capacidad de

red, y de la ejecución de los refuerzos de infraestructura identificados. La integración con cogeneración existente en esta fase es una oportunidad para aprovechar infraestructura ya conectada al sistema y reducir los costos de conexión de nuevos proyectos.

La Fase 3 corresponde a la optimización profunda del sistema, con hubs de hasta ~180 MW y almacenamiento de larga duración de 4 a 8 horas que habilitan el arbitraje a escala, la gestión activa de demanda y la integración con hidrógeno verde. Esta fase supone que los refuerzos de red de la Fase 2 están ejecutados y que el marco regulatorio de servicios complementarios y subastas de largo plazo está consolidado.

El esquema por fases presentado busca priorizar el despliegue de centrales solares con almacenamiento, permitiendo acompañar el crecimiento inercial de la demanda en el corto plazo, y reduciendo riesgos de sobreinversión, orientado a la habilitación progresiva de un sistema eléctrico más flexible y resiliente en escenarios de transición acelerada hacia 2050.

7.1. Trámites ambientales por rango de capacidad

La ruta ambiental varía según la capacidad del proyecto y determina tanto los tiempos de tramitación como la autoridad competente. La siguiente tabla precisa las tres situaciones relevantes para el Valle del Cauca:

Tabla 20. Trámites ambientales requeridos por rango de capacidad instalada

Capacidad	Trámite ambiental	Autoridad / norma
< 10 MW	No requiere licencia ambiental. Sí requiere permisos por uso de recursos naturales (concesión de aguas, vertimientos, aprovechamiento forestal o veda, ocupación de cauce) según aplique. Debe elaborarse un Plan de Manejo Ambiental.	CVC (permisos). Sustracción de reserva forestal Ley 2ª/1959 si aplica. Decreto 1076/2015 modificado por decreto 852/2024.
≥ 10 y < 50 MW	Requiere licencia ambiental con Estudio de Impacto Ambiental (EIA), conforme a los TdR de la Resolución ANLA 1670/2017). Posibilidad de acogerse a la ruta optimizada LASolar.	CVC (no ANLA para este rango). Opción LASolar ante ANLA para proyectos 10-100 MW: Decreto 1033/2025.
≥ 50 MW	Licencia ambiental con EIA (TdR Res. ANLA 1670/2017). Opción LASolar hasta 100 MW.	ANLA. Decreto 852/2024; LASolar Decreto 1033/2025.

Fuente: Elaboración propia en base a [41], [42]

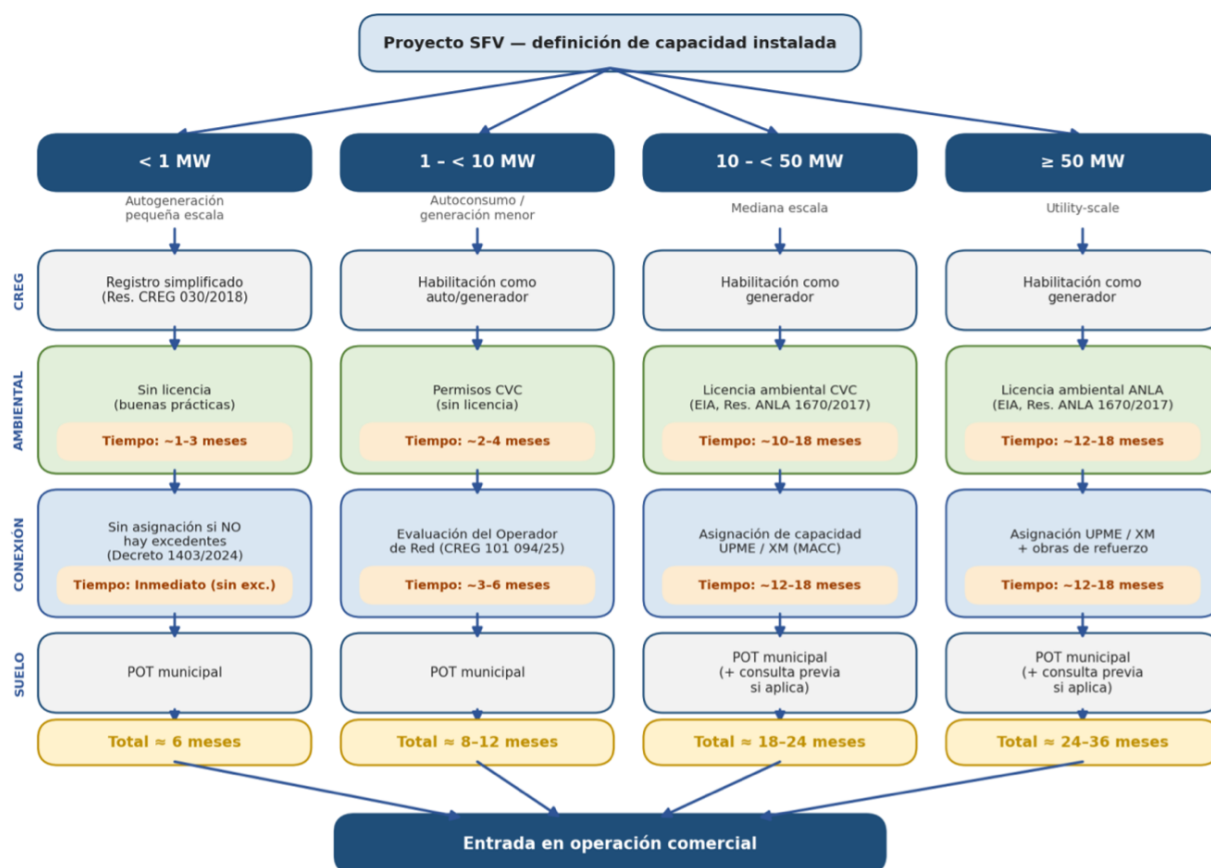
Estos umbrales de licenciamiento no son independientes del modelo de proyección: están directamente alineados con el horizonte temporal de cada fase de implementación. Los proyectos menores a 10 MW, que solo requieren permisos ante la CVC sin licencia ambiental, y los proyectos de autoconsumo sin excedentes son los que dominan la Fase 1 (2026-2030), precisamente por sus menores tiempos de habilitación ambiental, de entre 1 y 4 meses según el segmento. Los proyectos de entre 10 y 50 MW con licencia CVC y los mayores a 50 MW con licencia ANLA corresponden a la Fase 2 (2030-2040): sus tiempos de tramitación ambiental de entre 10 y 18 meses se suman a los plazos de asignación de capacidad de transporte, lo que en conjunto puede condicionar su fecha de entrada en operación y debe incorporarse desde la etapa de planificación financiera. Finalmente, los hubs de mayor escala que se acojan a la ruta optimizada LASolar corresponden a la Fase 3 (2040-

2050), donde los refuerzos de red y el marco regulatorio de servicios complementarios ya deberían estar consolidados.

7.2. Ruta regulatoria y de permisos

Un proyecto SFV en Colombia transita por múltiples ventanillas cuya secuencia, umbrales de aplicación y tiempos varían según la escala del proyecto. La

Figura 17. Ruta regulatoria de un proyecto SFV en Colombia: ventanillas, umbrales por capacidad y tiempos estimados por trámite



Fuente: Elaboración propia en base al marco normativo vigente. Tiempos indicativos; los trámites pueden avanzar en paralelo.

El ambiental incluye la elaboración del EIA; la evaluación legal de la autoridad ambiental (CVC o ANLA) es del orden de 90 días hábiles. Conexión: proyectos <10 MW los evalúa el Operador de Red y ≥10 MW, la UPME (Res. CREG 101 094/2025). La ruta sin excedentes evita la asignación de capacidad de transporte.

Como se observa en la figura, el diagrama distingue cuatro segmentos de capacidad con rutas diferenciadas: autogeneración pequeña escala menor a 1 MW, autoconsumo y generación menor entre 1 y menos de 10 MW, mediana escala entre 10 y menos de 50 MW, y utility-scale mayor o igual a 50 MW. Para cada segmento se detallan los trámites requeridos en cuatro dimensiones: habilitación ante la CREG, permisos o licencia ambiental, conexión al sistema eléctrico, y compatibilidad de uso del suelo.

Los tiempos totales estimados evidencian la diferencia entre segmentos. El segmento menor a 1 MW puede completar todos sus trámites en aproximadamente 6 meses, convirtiéndose en el de mayor viabilidad inmediata para el corredor industrial en 2026-2030. El segmento entre 1 y 10 MW requiere

entre 8 y 12 meses en total. Los proyectos entre 10 y 50 MW, que incluyen licencia ambiental CVC y asignación de capacidad de transporte ante UPME/XM, requieren entre 18 y 24 meses. Los proyectos utility-scale mayores a 50 MW, que añaden obras de refuerzo de red, requieren entre 24 y 36 meses en total.

La Tabla 21 complementa el diagrama con el detalle de cada ventanilla y su aplicabilidad por segmento.

Tabla 21. Ruta regulatoria de un proyecto SFV en Colombia

Ventanilla / entidad	Trámite	Aplicabilidad por escala
CREG	Habilitación como generador o autogenerador; reglas de conexión y de operación de BESS	• Habilitación como autogenerador gran escala en STR/STN (Res. CREG 174/2021)
UPME / XM	Asignación de capacidad de transporte y solicitud de conexión al SIN	• Requerido únicamente si hay inyección de excedentes (Res. CREG 075/2021; 101 094/2025) • No aplica a autoconsumo sin excedentes
ANLA / CVC	Licencia ambiental o permisos por uso de recursos naturales	• Permisos CVC para proyectos <10 MW • Licencia ambiental para 10-50 MW • ANLA para ≥50 MW • Ruta LASolar 10-100 MW
Municipio (POT) / SSPD	Verificación de compatibilidad de uso del suelo; vigilancia del servicio público	• Aplicable en todos los casos mediante revisión del POT/PBOT/EOT • Consulta previa cuando haya comunidades étnicas en el área de influencia

Fuente: Elaboración propia en base a [37], [38], [39], [40], [41], [43]

Un elemento estratégico que emerge del diagrama es la distinción entre la ruta con excedentes y la ruta sin excedentes para proyectos de autoconsumo. La ruta sin excedentes, habilitada por el Decreto 1403/2024, evita completamente la asignación de capacidad de transporte ante XM, eliminando el trámite de mayor duración e incertidumbre para proyectos de mediana escala. Esto la convierte en la ruta prioritaria para el corredor Yumbo-Palmira-Candelaria en el corto plazo, mientras se ejecutan los refuerzos de red que habilitarán la inyección de excedentes en fases posteriores.

7.3. Cadena de valor y encadenamientos productivos locales

Como se señaló previamente en la sección metodológica 3.5.3, los componentes de mayor peso en el CAPEX de un sistema SFV+BESS son mayoritariamente importados, mientras que estructuras de montaje, obra civil, cableado y servicios de ingeniería, procura y construcción tienen oferta local. A continuación, se sustenta dicha premisa sobre la base industrial, tecnológica y de servicios existente en el Valle del Cauca, organizando el análisis según las etapas del ciclo de vida de un proyecto SFV+BESS: la recopilación y ensamblaje de la infraestructura física, la integración del sistema de almacenamiento, la operación y mantenimiento especializado durante la vida útil del proyecto, y el reciclaje de componentes al final de dicha vida útil.

7.3.1. Infraestructura y ensamblaje de estructuras

El desarrollo de un proyecto SFV bajo la modalidad Ingeniería, Procura y Construcción (EPC, por su sigla en inglés) inicia con la etapa de adquisición: la compra de módulos, inversores, estructuras de montaje y cableado, seguida de la etapa de construcción, en la que se instalan las estructuras, se realiza el ensamblaje de los módulos y se ejecutan las interconexiones eléctricas del sistema [44]. En el caso del Valle del Cauca, esta etapa combina insumos importados (principalmente módulos e inversores) con una base de fabricación, ensamblaje y certificación técnica disponible dentro del propio departamento, que se describe a continuación.

A. Estructura de montaje

Una planta solar fotovoltaica (SFV) de escala utility-scale requiere estructuras de acero galvanizado hincadas al terreno para soportar los módulos fotovoltaicos. Como referencia, una de las plantas solares de Celsia, con una capacidad instalada de 8,06 MW, empleó 6.256 estructuras de este tipo para el montaje de aproximadamente 32.000 módulos [45]. Esta experiencia evidencia que el despliegue de proyectos SFV+BESS demanda una capacidad industrial para fabricar perfiles y pórticos de acero galvanizado en caliente, incluyendo procesos de corte, soldadura, perforación y ensamblaje con las tolerancias exigidas para obras de infraestructura energética.

El Valle del Cauca cuenta con una base industrial que podría responder a estos requerimientos. El departamento es el cuarto tercer mayor productor del sector del país, con una participación por encima del 16% de las ventas destinadas al mercado externo [46]. Asimismo, destacan empresas con trayectoria en fabricación metalmecánica y montaje industrial, como Sociedad Mecánica SOMEC S.A. e Industrias Metalmecánicas del Valle S.A.S., cuyas capacidades incluyen el diseño, fabricación y construcción de equipos e infraestructura para aplicaciones industriales. Si bien en el departamento existen otras empresas del sector metalmecánico, la revisión realizada no permitió identificar evidencia pública de experiencia específica en la fabricación de estructuras para sistemas fotovoltaicos, razón por la cual se presentan estas empresas como referentes de las capacidades industriales existentes y no como un listado exhaustivo del sector.

En cuanto al fortalecimiento de capacidades, el departamento dispone del Centro Red Tecnológico Metalmecánico del Pacífico (CRTM del Pacífico), entidad que brinda servicios de caracterización tecnológica, evaluación comparativa para mipymes del sector, formulación de planes de mejoramiento y programas de formación especializada y certificada en procesos de soldadura, moldeo y fundición [47]. Esta infraestructura de apoyo constituye un elemento favorable para el desarrollo de proveedores especializados y el fortalecimiento de las capacidades productivas requeridas por la industria solar.

No obstante, aunque existe una base industrial y tecnológica compatible con la fabricación de estructuras de soporte para proyectos fotovoltaicos, a capacidad de las empresas locales para atender este mercado deberá validarse mediante consultas directas con los actores del clúster metalmecánico. En particular, será necesario confirmar aspectos como experiencia en proyectos solares, capacidad instalada, cumplimiento de especificaciones técnicas, certificaciones y disponibilidad para atender la demanda de proyectos utility-scale, antes de considerar este encadenamiento como una capacidad consolidada para el desarrollo de proyectos de inversión.

B. Cableado eléctrico y fotovoltaico

Centelsa by Nexans se identifica como el principal proveedor nacional de cables de baja, media y alta tensión, así como de cables de instrumentación, control y aplicaciones fotovoltaicas. Además de su amplia trayectoria en los mercados colombiano y latinoamericano, la compañía cuenta con su planta principal en Yumbo, ubicada en el corredor industrial Cali–Yumbo–Palmira, identificado en este estudio como el área prioritaria para el despliegue de proyectos solares fotovoltaicos con almacenamiento (SFV+BESS) [48].

Dentro de su portafolio, la empresa ofrece dos referencias desarrolladas específicamente para aplicaciones fotovoltaicas: el cable Centelsa Fotovoltaico H1Z2Z2-K, para sistemas de 1,0 kV AC (1,5 kV DC), con aislamiento y cubierta libres de halógenos y retardantes de llama (HF-FR), y el cable Centelsa Fotovoltaico PV XLPE, diseñado para tensiones de hasta 2.000 V y operación continua a 90 °C. Ambos productos se fabrican conforme a los criterios de ampacidad establecidos por la norma UNE y la NTC 2050, aplicables a los circuitos de sistemas fotovoltaicos, incluyendo el circuito de fuente fotovoltaica y el circuito de salida del inversor, entre otros. Adicionalmente, la compañía reporta el desarrollo de una línea de cables fotovoltaicos con certificación UL y aislamientos de desarrollo propio (línea SICE), finalista del Premio de Innovación FISE, y dispone de un laboratorio de ensayos acreditado por el ONAC [49].

La presencia de este fabricante en el Valle del Cauca representa una ventaja estratégica, ya que permite abastecer localmente componentes críticos del sistema eléctrico de un proyecto SFV, incluyendo el circuito de fuente fotovoltaica, el cableado de strings, las interconexiones hacia las cajas combinadoras y el tramo comprendido entre el inversor y el punto de conexión. Esto reduce la dependencia de proveedores externos y garantiza la disponibilidad de soluciones que cumplen con los requisitos técnicos y de certificación exigidos para este tipo de proyectos.

C. Ensamblaje construcción y certificación técnica

La Universidad del Valle, a través del grupo de investigación GRALTA, se consolida como el principal proveedor de servicios de ensayo y certificación eléctrica del suroccidente colombiano. El Laboratorio de Alta Tensión y el Laboratorio de Metrología Eléctrica, ambos acreditados por el ONAC, cuentan con más de 80 ensayos dentro de su alcance de acreditación vigente [50]. Asimismo, el Clúster de Energía Inteligente de la Cámara de Comercio de Cali identifica a la Universidad como sede del primer laboratorio nacional especializado en ensayos de alta corriente en baja tensión, orientado a realizar pruebas exigidas por el RETIE para celdas y tableros que actualmente no pueden ejecutarse en el país [51]. Esta infraestructura representa una ventaja competitiva para la región, al reducir los tiempos y costos asociados a la homologación y certificación de tableros, protecciones y gabinetes empleados en proyectos SFV+BESS.

En el componente de ingeniería, procura y construcción (EPC), se identifican tanto empresas con presencia local consolidada como compañías nacionales con operación en el departamento. Celsia registra seis plantas solares de gran escala ubicadas en Yumbo, Candelaria, Zarzal, Tuluá, Palmira y Buga, que en conjunto alcanzan una capacidad instalada de 59,4 MW, además de cerca de 40 sistemas fotovoltaicos de menor escala distribuidos en diferentes municipios del departamento, con una capacidad aproximada de 9 MW adicionales [52]. Por su parte, Areem Energy S.A.S., empresa con sede en Cali, ofrece servicios de ingeniería, suministro, instalación y mantenimiento de sistemas solares fotovoltaicos, así como mantenimiento de subestaciones, cableado especializado e inspecciones termográficas [53]. A su vez, Ziklo Solar, compañía con sede principal en Antioquia, cuenta con un nodo

estratégico de operación en Cali y registra proyectos ejecutados en el Valle del Cauca, consolidándose como un actor nacional con presencia operativa en la región [54]. Esta oferta empresarial se complementa con la disponibilidad de talento humano formado por instituciones como la Universidad Autónoma de Occidente, la Universidad Icesi y el SENA, descritas posteriormente en la sección 8.1.

Este corresponde a uno de los eslabones con mayor grado de consolidación. La evidencia recopilada confirma la existencia de capacidades regionales tanto para la certificación y validación técnica de equipos como para el desarrollo e implementación de proyectos solares fotovoltaicos. En este contexto, la principal oportunidad no radica en atraer nuevos actores al territorio, sino en fortalecer la articulación entre las capacidades existentes y los proyectos priorizados en el esquema de implementación presentado.

D. Logística de importación

Dado que módulos, inversores y celdas se importan casi en su totalidad, el Puerto de Buenaventura constituye el principal habilitante logístico de esta etapa de adquisición. Durante el primer semestre de 2025, la zona portuaria movilizó 785.000 TEUs, equivalentes al 27,0 % del tráfico nacional de contenedores, consolidándose como la segunda zona portuaria del país [55]. Su proximidad al corredor industrial Cali–Yumbo–Palmira fortalece la competitividad logística para el abastecimiento de proyectos de energías renovables en el departamento.

El origen de estas importaciones está altamente concentrado. China produce aproximadamente el 80% de los módulos fotovoltaicos a nivel mundial [56], y es también el origen principal de los equipos que ingresan a Colombia: un análisis de la Sociedad Portuaria Regional de Cartagena documentó que el ingreso de paneles solares en contenedores al país creció más de 180% durante el primer cuatrimestre de 2025, con China como origen principal de los puertos de embarque [57]. En inversores, el panorama es más diverso: el ranking global de Wood Mackenzie para el primer semestre de 2025 ubica a los fabricantes chinos Huawei y Sungrow en las dos primeras posiciones mundiales, seguidos por la alemana SMA y la austriaca Fronius [58]; Sungrow, en particular, ha ampliado activamente su presencia comercial en Colombia durante 2026, ofreciendo su portafolio para los tres segmentos del mercado (residencial, comercial e industrial, y utility-scale) [59].

En cuanto a las marcas de mayor demanda dentro del mercado colombiano específicamente, los distribuidores nacionales reportan un portafolio concentrado en fabricantes clasificados como "Tier 1" (una categoría de solvencia financiera y respaldo de garantía definida por BloombergNEF, no necesariamente de eficiencia técnica), en módulos, Jinko Solar, LONGi, Trina Solar, JA Solar, Canadian Solar y Risen Energy [60]; en inversores, Huawei, SMA, Fronius, ABB, SolarEdge y Growatt [60]. Un actor del sector solar colombiano señala explícitamente que el uso de paneles Tier 1 como Jinko Solar y LONGi responde a la necesidad de garantizar cumplimiento del RETIE y de sostener el retorno de inversión de los proyectos en el mediano plazo [61], lo que sugiere que la preferencia de marca en el mercado colombiano está asociada tanto a la garantía y el respaldo financiero del fabricante como al desempeño técnico del equipo.

En síntesis, esta primera etapa del ciclo de vida es la que cuenta con mayor grado de consolidación dentro del departamento: existe fabricación local confirmada de un insumo crítico (cableado), capacidad de certificación técnica de referencia nacional, empresas EPC con proyectos ejecutados en el territorio, y un puerto de escala relevante para la importación de los componentes que no se

producen localmente. La principal brecha identificada es la vinculación aún no confirmada entre la base metalmecánica del departamento y la fabricación específica de estructuras de montaje solar.

7.3.2. Integración BESS

Una vez ensamblada la infraestructura fotovoltaica, la siguiente etapa del ciclo de vida del proyecto es la integración del sistema de almacenamiento de energía en baterías (BESS), que este informe proyecta con un factor de acoplamiento creciente entre el 20% y el 40% de la capacidad solar según el horizonte temporal (sección 5.2).

A diferencia de otros componentes del sistema, el mercado de integradores BESS es un mercado global altamente concentrado: los cinco principales integradores a nivel mundial, Sungrow, Fluence, Tesla, Huawei y BYD, concentraron el 62% de los envíos globales de sistemas BESS en 2022, medidos en MWh [62]. Estos sistemas se comercializan como unidades modulares o contenedorizadas, con celdas de fosfato de hierro y litio (LFP), listas para integrarse a la infraestructura eléctrica del proyecto. En Colombia, la distribución de estas marcas se realiza a través de importadores y distribuidores nacionales, como Colpilas Solar, con más de 20 años de trayectoria en el país y representación de marcas como Growatt y Pylontech, entre otras, que comercializan equipos certificados ante el RETIE [63]. No se identificó, sin embargo, evidencia de un distribuidor o integrador de sistemas BESS con sede confirmada en el Valle del Cauca, así, la oferta identificada opera a nivel nacional, sin presencia física documentada en el departamento.

En cuanto a manufactura local, el sector de equipos eléctricos es uno de los ejes estratégicos de atracción de inversión promovidos por Invest Pacific. Dentro de este sector destaca la planta de Clarios (marca Baterías MAC), ubicada en Yumbo, la cual produce aproximadamente cuatro millones de baterías al año, genera cerca de 500 empleos directos en el departamento (850 a nivel nacional) y se posiciona como el segundo mayor exportador del Valle del Cauca, tras una inversión de expansión superior a USD 20 millones [64]. Es importante precisar que la capacidad productiva de Clarios está orientada a la fabricación de baterías de plomo-ácido para sistemas de arranque automotriz (Starting, Lighting and Ignition-SLI) y no a la producción de celdas o sistemas de almacenamiento con baterías de ion-litio para aplicaciones estacionarias (BESS); en consecuencia, esta infraestructura no constituye una capacidad instalada para la manufactura de sistemas BESS. Esta distinción se refuerza al observar que el único sistema BESS de ion-litio a gran escala en operación en Colombia es el de Enel-Emgesa en la central térmica Termozipa (Cundinamarca), fuera del Valle del Cauca [65].

No obstante, la experiencia industrial de Clarios en procesos asociados a la fabricación de acumuladores de energía, moldeo de componentes plásticos, ensamblaje y sistemas de aseguramiento y control de calidad, representa una capacidad instalada que, previa validación con la empresa, podría facilitar el desarrollo de actividades de integración de paquetes de baterías (battery packs) a partir de celdas de litio importadas. Este potencial debe entenderse como una oportunidad de encadenamiento productivo, y no como una capacidad actualmente orientada al mercado de almacenamiento estacionario.

En síntesis, la integración BESS es, de las cuatro etapas analizadas, la que presenta la brecha más amplia entre la demanda proyectada por este informe y la capacidad instalada en el departamento, los sistemas se adquieren en su totalidad de un mercado global concentrado en cinco proveedores, se distribuyen en Colombia a través de importadores de alcance nacional sin presencia confirmada en el

Valle del Cauca, y la única industria adyacente con potencial de encadenamiento (Clarios) requiere validación técnica y comercial directa antes de considerarse una capacidad real.

7.3.3. Operación y mantenimiento especializado

Concluidas las etapas de construcción e integración, el proyecto entra en su fase operativa, que en un sistema SFV+BESS demanda dos tipos de capacidad: mantenimiento técnico en sitio y monitoreo digital remoto del desempeño de los activos.

En mantenimiento técnico, la oferta local se apoya en las mismas empresas EPC descritas en la sección **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, Areem Energy S.A.S. incluye dentro de su portafolio servicios de mantenimiento de subestaciones eléctricas e inspecciones termográficas, además de la instalación inicial de los sistemas [53], y Celsia reporta capacidad de operación y mantenimiento sobre sus propias plantas en el departamento [52]. Esta oferta se complementa con la base de formación técnica documentada en la sección **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, Universidad Autónoma de Occidente, Universidad Icesi y SENA, que forma los perfiles de ingeniería, técnicos de mantenimiento y operadores requeridos para sostener la operación de los activos proyectados en cada horizonte temporal.

En monitoreo digital, el clúster de tecnología de la información y desarrollo de software de Cali se identifica como una base de talento técnico relevante para la eventual digitalización de activos SFV+BESS, sistemas SCADA, gestión de activos distribuidos, optimización de despacho de BESS, aunque su vinculación con el sector energético no se encuentra desarrollada a la fecha. La ciudad cuenta con presencia de compañías como Globant, Endava, Encora y Accedo Technologies [66]. No se identificó evidencia de que alguna de estas compañías desarrolle actualmente productos orientados de manera específica al monitoreo de activos energéticos o la gestión de sistemas SCADA; su capacidad instalada corresponde a desarrollo de software y servicios de TI de propósito general, sin orientación sectorial hacia energía a la fecha de este informe.

En síntesis, la operación y mantenimiento presenta un panorama mixto: el componente físico (mantenimiento técnico en sitio) cuenta con oferta local confirmada a través de las mismas empresas EPC ya activas en el departamento, mientras que el componente digital (monitoreo remoto especializado en energía) es, al igual que la integración BESS, una oportunidad de desarrollo de producto y no una capacidad ya orientada al sector.

7.3.4. Reciclaje de módulos

Al final de la vida útil del proyecto, estimada entre 25 y 30 años para los módulos fotovoltaicos, según se detalla en la sección 5.2, el reciclaje de componentes constituye la última etapa del ciclo de vida y, de las cuatro evaluadas, la de menor desarrollo en el país y en el departamento.

Actualmente, Colombia no cuenta con una regulación específica para el reciclaje de paneles fotovoltaicos [67] y, durante la presente evaluación, no se identificaron plantas o gestores especializados en el Valle del Cauca. Si bien a nivel nacional existen iniciativas emergentes, como ReSolar LATAM, orientadas a la recuperación de materiales críticos contenidos en paneles al final de su vida útil [68], estas aún no se traducen en una capacidad instalada en la región.

En síntesis, el reciclaje de módulos no constituye hoy una capacidad instalada en ningún punto del país, por lo que su desarrollo en el Valle del Cauca no depende de fortalecer proveeduría existente,

sino de atraer una inversión externa especializada hacia un mercado nacional aún en etapa temprana de formación, una ventana de oportunidad, dado que tampoco existen competidores regionales consolidados en este segmento.

En conjunto, las cuatro etapas analizadas muestran un patrón claro: la madurez de la oferta local decrece a medida que avanza el ciclo de vida del proyecto. La etapa de ensamblaje de infraestructura (7.3.1) es la más consolidada, con fabricación, certificación y construcción confirmadas dentro del departamento. La integración BESS (7.3.2) y el componente digital de operación y mantenimiento (7.3.3) son oportunidades de desarrollo que requieren articulación deliberada entre actores existentes y el sector energético, más que atracción de inversión completamente nueva. El reciclaje de módulos (7.3.4) es la única etapa donde el Valle del Cauca no compite con oferta local alguna, y donde la estrategia de Valle Verde debería orientarse explícitamente a atraer un inversionista externo especializado.

8. Estimación de capital humano e infraestructura necesaria

8.1. Capital humano

La fase de construcción de parques solares industriales demanda una significativa intensidad de capital humano. En promedio, se estima que se requieren entre 2 y 4 trabajadores-año por cada megavatio instalado [69]. Sin embargo, la experiencia práctica muestra variaciones importantes según la escala, la complejidad del terreno y el modelo de gestión. Por ejemplo, Endesa reportó alrededor de 300 personas movilizadas para la construcción de un parque de 50 MW, lo que equivale a aproximadamente 6 trabajadores-año por MW [70]. Por su parte, el parque Palmaseca, con 30 MW, empleó directamente a 560 personas, es decir, cerca de 18 trabajadores por MW, reflejando un mayor grado de intensidad laboral y diversidad de tareas [71].

El personal involucrado en la construcción incluye una amplia gama de perfiles especializados y operativos: ingenieros eléctricos, civiles y mecánicos; topógrafos; profesionales en gestión ambiental; personal administrativo; conductores de maquinaria pesada; instaladores fotovoltaicos encargados del montaje de paneles y estructuras; albañiles y obreros de soporte general [70]. La demanda de trabajadores alcanza su punto máximo durante la etapa central de montaje, y disminuye progresivamente conforme se completan las obras y se consolidan las instalaciones [69].

Una vez concluida la construcción, la operación y mantenimiento (O&M) del parque requiere significativamente menos recursos humanos, estimándose un rango de 1,5 a 3,5 empleos-año por MW para plantas en operación continua. En términos prácticos, un parque de 50 MW puede funcionar con un equipo permanente compuesto por 4 a 10 técnicos y operadores in situ, complementado con personal de vigilancia, supervisión SCADA y personal administrativo o ambiental vinculado a la gestión de la planta. Los perfiles típicos de O&M incluyen: ingeniero residente (eléctrico o electrónico), técnico de mantenimiento (eléctrico/electrónico), operador de SCADA, personal de limpieza y seguridad, así como gestor de planta encargado de coordinar las actividades operativas [69], [70].

El costo laboral de O&M depende de los salarios locales y las prestaciones sociales. En Valle del Cauca, un técnico eléctrico o especializado en energía solar puede percibir alrededor de 4 a 5 millones COP mensuales, mientras que un ingeniero puede recibir 5 y 6 millones COP por mes [72]. Considerando prestaciones sociales (aproximadamente 30-40%), se estima que el OPEX laboral anual por MW de capacidad instalada se encuentra entre 15 y 25 millones COP, equivalentes a 4 a 6 mil USD por MW por año en contratos de mantenimiento estándar [73]. Por ejemplo, en una planta de 50 MW que emplea 5 técnicos (2,5 M COP/mes cada uno), 2 ingenieros (5 M COP/mes cada uno) y 2 guardias de seguridad (1,5 M COP/mes cada uno), el costo laboral anual total ascendería a aproximadamente 3,5–5 mil millones COP, es decir, unos 70-100 millones COP por MW al año, reflejando la combinación de operación técnica, supervisión, seguridad y soporte administrativo necesarios para asegurar la continuidad y eficiencia del parque solar.

Con base en la capacidad instalada efectiva proyectada bajo el escenario tracker, presentado como caso ilustrativo de referencia, y aplicando los rangos de intensidad laboral descritos, se estiman los siguientes requerimientos de empleo por horizonte temporal:

**Tabla 22. Estimación de empleo en construcción y operación y mantenimiento por horizonte
(escenario tracker, ilustrativo)**

Horizonte	Capacidad instalada efectiva (MW)	Empleo construcción (año pico)	Empleo O&M (permanente)
Corto plazo (2026–2030)	≈ 153	≈ 305-610	≈ 230-535
Mediano plazo (2030–2040)	≈ 256	≈ 510-1.020	≈ 385-895
Largo plazo (2040–2050)	≈ 352	≈ 705-1.410	≈ 530-1.230

Fuente: Elaboración propia

El empleo de construcción se expresa como año pico, es decir, el número de trabajadores movilizados en el año de mayor actividad de obra, y no como acumulado a lo largo de todo el período de construcción. Esta distinción es importante para evitar una sobreestimación del impacto laboral: los trabajadores de construcción son movilizados por proyecto y por fase, no de forma simultánea ni continua a lo largo de los 24 años del horizonte de proyección.

El empleo permanente de O&M, en cambio, sí es acumulativo entre fases: los parques instalados en la Fase 1 siguen requiriendo personal de operación durante las Fases 2 y 3. Bajo este criterio, hacia 2050 el parque solar acumulado del Valle del Cauca podría sostener entre 530 y 1.230 empleos permanentes en operación y mantenimiento, contribuyendo a la generación de empleo técnico especializado de calidad en el departamento de manera sostenida.

En cuanto a la disponibilidad de oferta laboral en el Valle del Cauca, el departamento cuenta con una base institucional de formación técnica y profesional relevante para el sector solar que reduce significativamente la necesidad de importar talento externo. La Universidad Autónoma de Occidente ofrece el programa de ingeniería eléctrica con énfasis en energías renovables, eficiencia energética y sistemas de potencia, y cuenta con el sistema solar fotovoltaico más grande instalado en una universidad en Colombia, con una capacidad de hasta 450 kW que suple entre el 15% y el 20% de las necesidades energéticas del campus, proporcionando a sus estudiantes un entorno de práctica real en condiciones de escala relevante [74]. Adicionalmente, la UAO desarrolla el Programa de Evaluación Industrial PEVI, financiado por la ONUDI y la UPME, que ha permitido a alrededor de 30 empresas de la región optimizar su consumo energético y reducir su huella de carbono [75].

La Universidad Icesi, por su parte, lanzó en 2024 la Ingeniería en Energía Inteligente, el primer programa de este tipo en Colombia, diseñado de la mano de empresas líderes del sector como Celsia, PTI, GERS, Klik Energy y el Grupo de Energía de Bogotá, con el objetivo de formar profesionales para la transición energética con experiencias prácticas tempranas en la industria [76]. A nivel técnico, el SENA ofrece el programa de Profundización Técnica en Sistemas Solares Fotovoltaicos, diseñado para brindar al sector eléctrico personal altamente calificado en tecnologías de generación solar, con competencias laborales acordes con las necesidades del mercado [77].

En el ámbito empresarial, el departamento ya cuenta con operadores especializados en instalación y generación solar con presencia activa en el territorio, como Celsia, Ziklo Solar y Areem Energy, cuya experiencia acumulada en proyectos locales constituye un activo de conocimiento práctico que puede mobilizarse para escalar el despliegue en fases posteriores.

La principal consideración no es, por tanto, la ausencia de capacidad formativa sino la velocidad a la que esta puede expandirse para acompañar el crecimiento proyectado del sector. Dado que las instituciones formadoras y las empresas especializadas ya están presentes en el territorio, el reto es de escala y ritmo de formación más que de creación de capacidad desde cero. En este sentido, una articulación temprana entre los desarrolladores de proyectos SFV, el SENA, la UAO y otras instituciones del departamento para anticipar los requerimientos de talento por fase de implementación sería un habilitante estratégico que Invest Pacific podría promover en el marco de Valle Verde.

8.2. Infraestructura

Los proyectos de generación de energía solar fotovoltaica destinados al sector industrial y conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN) requieren inversiones significativas en infraestructura, planificación y coordinación técnica. La inversión de capital (CAPEX) típica se encuentra en un rango de 1 a 2 millones de USD por MW instalado. Este valor incluye los principales componentes del sistema, tales como módulos fotovoltaicos, inversores, estructuras de soporte, cableado, transformadores y subestaciones de conexión, además de costos asociados a obras civiles y sistemas de monitoreo.

En términos de cadena de valor, es relevante distinguir el origen de los principales componentes que conforman la inversión en proyectos solares fotovoltaicos. El análisis de sistemas SFV acoplados con almacenamiento (BESS) evidencia una clara diferenciación entre elementos importados y aquellos con potencial de provisión o desarrollo local en Colombia, particularmente en el Valle del Cauca.

Por un lado, los componentes de mayor peso en el CAPEX, como los módulos fotovoltaicos, provenientes principalmente de China, la mayoría de los inversores y las celdas de baterías para sistemas de almacenamiento, son en su gran mayoría importados. Estos elementos están sujetos a dinámicas del mercado internacional, donde se ha observado una tendencia sostenida a la reducción de costos, lo cual ha contribuido a mejorar la competitividad de los proyectos en el país.

Por otro lado, existe una base de componentes y servicios que pueden ser provistos localmente, incluyendo cableado eléctrico y fotovoltaico, estructuras de montaje, obras civiles y servicios de ingeniería, procura y construcción (EPC). El desarrollo detallado de la oferta local disponible por eslabón, incluyendo el nivel de certeza de cada capacidad identificada, se presenta en la sección 7.3. .

Este último segmento representa una oportunidad emergente, considerando el crecimiento acelerado de instalaciones solares y la proyección de reemplazo de equipos hacia horizontes de 2040-2050. En este contexto, la identificación y promoción de estos eslabonamientos productivos constituye un elemento clave en la estrategia de atracción de inversión de Valle Verde, posicionando al Valle del Cauca como una plataforma industrial competitiva para el desarrollo de energías renovables.

A modo de referencia empírica de estos rangos de inversión y requerimientos técnicos, el parque solar Barzalosa, con una capacidad instalada de 130 MW, reportó un CAPEX total de 121 millones de USD, lo que representa un costo promedio de cerca de 3.500 millones de COP por megavatio instalado. En términos de superficie, la instalación de paneles solares requiere entre 1 y 2 hectáreas por MW; por ejemplo, el proyecto Granja Palmaseca (30 MW, Valle del Cauca) ocupó aproximadamente 27 hectáreas, equivalente a 0,9 ha por MW [71], [78]. Adicionalmente, la infraestructura de un parque solar industrial contempla la construcción de vías internas, sistemas de drenaje, casetas de operación

y cercas perimetrales, así como trabajos de nivelación o terraplenes cuando el terreno presenta irregularidades o pendientes pronunciadas.

El tiempo de construcción de estos proyectos suele oscilar entre 12 y 18 meses, dependiendo de la escala y las condiciones del terreno, requiriendo una alta intensidad de obra estimada en 2-4 trabajadores-año por cada MW instalado [79]. La regulación ambiental también constituye un factor determinante: cualquier proyecto con capacidad superior a 10 MW está sujeto a la obtención de licencia ambiental por parte de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), conforme a normativas como la Resolución 1670 de 2017 [80]. Desde octubre de 2025, el Decreto 1033/2025, conocido como «LASolar», ha agilizado los procesos de licenciamiento para proyectos de 10 a 100 MW [81]. A nivel eléctrico, es indispensable tramitar permisos de conexión con el operador de red (XM) y garantizar el cumplimiento de las normas establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) para garantizar la seguridad, estabilidad y calidad del suministro.

Adicionalmente, para un horizonte de planificación hasta 2050, es necesario considerar la vida útil de los principales componentes del sistema y sus respectivos ciclos de reemplazo. Mientras que los módulos fotovoltaicos presentan una vida útil de aproximadamente 25 a 30 años, otros componentes críticos como inversores y sistemas de almacenamiento (BESS) tienen vidas útiles más cortas, en el orden de 10 a 15 años. Esto implica que parte de la infraestructura instalada en las primeras fases del despliegue deberá ser reemplazada o repotenciada dentro del horizonte de análisis, generando requerimientos adicionales de inversión que deben ser considerados en la planificación de largo plazo.

Además, la implementación de esta capacidad demandaría un uso de superficie aproximado de 140 a 180 hectáreas, lo que implica planificación territorial y logística para la disposición eficiente del espacio. Estos requerimientos reflejan la magnitud de la expansión energética proyectada y subrayan la necesidad de estrategias de planificación integral que consideren no solo la instalación inicial, sino también la sostenibilidad operativa y la renovación tecnológica del sistema energético regional hacia 2050.

9. Estimación preliminar de reducción de emisiones GEI

La incorporación de generación solar fotovoltaica en el Valle del Cauca puede contribuir a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero al desplazar parcialmente electricidad consumida desde el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Para efectos del presente informe, la estimación se desarrolla como un cálculo preliminar de orden de magnitud, comparando la generación anual esperada de la capacidad SFV proyectada frente al factor de emisión promedio del SIN.

Para la electricidad desplazada del SIN, se utiliza el factor de emisión publicado por la UPME para inventarios de GEI y huella de carbono del año 2024, equivalente a 0,220 tCO₂eq/MWh, es decir, 220 tCO₂eq/GWh eléctrico.

La generación solar anual se estima a partir de la capacidad instalada efectiva proyectada bajo el escenario tracker, presentado como caso ilustrativo de referencia. Bajo este escenario, la generación proyectada alcanza aproximadamente 300 GWh/año en el corto plazo (2030), 520 GWh/año en el mediano plazo (2040) y 740 GWh/año hacia 2050. Aplicando el factor de emisión del SIN, la capacidad solar fotovoltaica proyectada podría evitar aproximadamente 66 ktCO₂eq/año en el corto plazo, 114 ktCO₂eq/año en el mediano plazo y 163 ktCO₂eq/año hacia 2050. La tabla siguiente consolida estos resultados.

Tabla 23. Estimación preliminar de reducción de emisiones GEI por horizonte temporal (escenario tracker, ilustrativo)

Horizonte	Capacidad instalada efectiva (MW)	Generación estimada (GWh/año)	Emisiones evitadas (ktCO ₂ eq/año)
Corto plazo (2026–2030)	≈ 153	≈ 300	≈ 66
Mediano plazo (2030–2040)	≈ 256	≈ 520	≈ 114
Largo plazo (2040–2050)	≈ 352	≈ 740	≈ 163

Fuente: Elaboración propia

Es importante precisar que la generación solar fotovoltaica no produce emisiones directas durante su operación, pero no puede considerarse completamente cero emisiones desde una perspectiva de ciclo de vida. Existen emisiones asociadas a la fabricación de módulos, inversores, estructuras, baterías, transporte, construcción, mantenimiento y disposición final. Por tanto, el cálculo presentado representa una aproximación operacional basada en sustitución de electricidad del SIN.

10. Oportunidad estratégica relacionada a la llegada de centros de datos al Valle del Cauca

Si bien el modelo BAU no incorpora cargas puntuales asociadas a nuevos proyectos de infraestructura digital, los data centers pueden utilizarse como una referencia útil para dimensionar la escala de demanda que podría generar una inversión electrointensiva en el Valle del Cauca. Esta lectura permite contrastar los resultados del modelo de capacidad SFV con posibles cargas futuras, sin asumir su entrada en operación dentro de la trayectoria base.

De acuerdo con información sectorial recopilada [82], [83], [84], un data center tradicional puede requerir del orden de 10 a 25 MW de potencia, mientras que instalaciones hyperscale o asociadas a inteligencia artificial pueden superar los 100 MW. Estos valores son relevantes al compararlos con los resultados del modelo BAU. Bajo la trayectoria proyectada, la capacidad solar instalada efectiva alcanzaría aproximadamente 153–185 MW en el corto plazo (2030), 256–309 MW en el mediano plazo (2040) y 352–422 MW hacia 2050, según la tecnología adoptada. Esto implica que un data center tradicional de 20 MW podría representar una demanda equivalente a entre el 5% y el 13% de la capacidad solar proyectada al 2050, mientras que un data center hyperscale de 100 MW podría requerir entre el 24% y el 28% de esa capacidad, sin considerar almacenamiento ni redundancia.

Esta comparación evidencia que la eventual llegada de data centers modificaría de manera significativa las necesidades de capacidad renovable, almacenamiento, respaldo e infraestructura de conexión en el departamento. En este sentido, la energía solar fotovoltaica podría cubrir una parte relevante de la demanda diurna de estas instalaciones, pero difícilmente resolvería por sí sola sus requerimientos de suministro continuo. Por ejemplo, bajo un factor de planta de 28%, una demanda continua de 20 MW requeriría del orden de 71 MW solares en términos anuales, sin considerar pérdidas, almacenamiento ni redundancia. Para una carga de 100 MW, el requerimiento superaría los 350 MW solares, lo que excede la capacidad efectiva proyectada bajo el BAU.

Por tanto, la oportunidad energética asociada a data centers debería analizarse bajo esquemas integrados de suministro que combinen acuerdos de compra de energía renovable de largo plazo (PPA), generación SFV+BESS, respaldo firme desde la red, generación distribuida y autogeneración. Bajo este enfoque, los data centers se convierten en consumidores ancla capaces de estructurar proyectos renovables de mayor escala, con contratos de suministro de largo plazo y soluciones de energía confiable y baja en carbono.

- **El caso Google-ACCIONA en Chile: referencia aplicable para el Valle del Cauca**

La experiencia más documentada de un data center abastecido con energía solar en América Latina es el caso del data center de Google en Quilicura, Chile, que opera con el 100% de su consumo eléctrico cubierto mediante energía solar. Google y ACCIONA Energía suscribieron un contrato de compra de energía (PPA) de largo plazo bajo el cual la planta solar El Romero Solar, ubicada en el desierto de Atacama, inyecta hasta 80 MW de energía limpia al Sistema Interconectado Central de Chile, la misma red de la que se alimenta el data center de Quilicura.

El Romero Solar cuenta con una capacidad máxima de 247 MWp (196 MW de potencia nominal) y está compuesta por 776.000 módulos fotovoltaicos sobre una superficie de captación solar de más de 1,5 millones de m², equivalente a 211 campos de fútbol profesionales. Su producción anual promedio

es de aproximadamente 493 GWh, evitando la emisión de cerca de 473.000 toneladas métricas de CO₂ respecto a la generación con carbón. El contrato de suministro entre ACCIONA y Google cubre la entrega de hasta 80 MW de potencia eléctrica anual a través de la red principal de Chile [63], [65], [85].

Este caso ilustra con precisión el esquema que podría replicarse en el Valle del Cauca. Los elementos estructurales del modelo son: un PPA de largo plazo entre el desarrollador solar y el data center como consumidor ancla; una planta SFV de escala utility conectada a la red de transmisión existente; suministro a través del sistema interconectado sin necesidad de conexión directa entre la planta y el data center; y un compromiso de cobertura del 100% de energía renovable como objetivo corporativo del operador del data center. Con este acuerdo operativo, el data center de Google en Chile opera por encima del 80% de energía libre de carbono.

La relevancia de este caso para el Valle del Cauca es directa. En primer lugar, la escala del PPA, 80 MW de suministro solar, es comparable con la capacidad proyectada en el escenario BAU para el corto plazo (153-185 MW), lo que muestra que un solo contrato de este tipo podría absorber entre el 40% y el 50% de la capacidad solar proyectada para 2030, acelerando significativamente el despliegue del modelo. En segundo lugar, el esquema de suministro a través de la red, sin conexión física directa entre planta y data center, es el mismo que opera en Colombia bajo el marco del Decreto 1403/2024 para autogeneradores, y es viable en el corredor Cali-Yumbo-Palmira dado que planta y data center estarían conectados al mismo SIN. En tercer lugar, los operadores de colocation y hyperscale en América Latina (incluyendo Scala Data Centers, ODATA, Equinix y otros) están activamente buscando PPAs de energía renovable en la región, lo que representa una ventana de oportunidad concreta para se posicione al Valle del Cauca como destino atractivo para este tipo de inversión [86].

11. Conclusiones

- El Valle del Cauca tiene condiciones solares estables ($\sim 4,5 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$) durante todo el año y 5,1 horas de sol promedio diario permiten una generación relativamente constante lo que le permite la generación SFV relativamente constante, lo cual permite inferir que el recurso solar no es la limitante para su desarrollo sino más bien condiciones habilitantes como la red del SNI, suelo, permisos y la ausencia de un modelo de negocio.
- El análisis multicriterio permitió identificar un potencial territorial amplio para la instalación de sistemas solares fotovoltaicos. Bajo el escenario base, aproximadamente 205.488 ha fueron clasificadas como de alta aptitud, equivalentes a cerca del 9,9% del área analizada. Sin embargo, este resultado debe entenderse como potencial territorial bruto, no como superficie automáticamente disponible o habilitada para proyectos SFV. La viabilidad final de cada proyecto dependerá de validaciones prediales, ambientales, normativas, urbanísticas, económicas y eléctricas específicas.
- La mayor aptitud solar se concentra en el valle geográfico del río Cauca, especialmente en el corredor central y centro-oriental del departamento. Esta concentración responde a la convergencia de condiciones favorables de radiación, pendientes suaves, accesibilidad vial, cercanía a infraestructura eléctrica y menor presencia relativa de restricciones ambientales. En contraste, las áreas restringidas o de baja aptitud se localizan principalmente en zonas montañosas y en sectores del litoral Pacífico, donde las condiciones topográficas, ecosistémicas, de accesibilidad y de infraestructura reducen la viabilidad territorial para proyectos SFV.
- A nivel municipal, los resultados muestran que el potencial no debe interpretarse únicamente en función de la superficie absoluta de alta aptitud. Municipios como Palmira, Jamundí, Candelaria, Zarzal, Bugalagrande, Tuluá, Yotoco, El Cerrito, Buga, Cartago, Cali y Yumbo presentan condiciones relevantes, pero su priorización depende de la combinación entre aptitud solar, cercanía a centros de consumo energético, infraestructura eléctrica, conectividad vial, actividad industrial y disponibilidad efectiva de suelo. En este sentido, Palmira destaca por su mayor superficie de alta aptitud, mientras que Yumbo y Cali, aunque presentan menor disponibilidad relativa de suelo, son estratégicos por su concentración industrial y demanda energética.
- La lectura integrada de aptitud solar, proyectos existentes, subestaciones, líneas eléctricas y red vial permite identificar dos grandes corredores de oportunidad. El primero corresponde al eje Cali–Yumbo–Palmira–Candelaria–Jamundí, con alto potencial para autogeneración industrial, generación distribuida, soluciones detrás del medidor y proyectos asociados a grandes consumidores. El segundo corresponde al corredor centro-norte, incluyendo municipios como Buga, Tuluá, Bugalagrande, Zarzal, Cartago y Guacarí, con potencial para proyectos de mayor escala vinculados a actividades agroindustriales, logísticas y manufactureras.
- El análisis de sensibilidad basado únicamente en cercanía a subestaciones confirma que la infraestructura eléctrica es una variable crítica para la priorización de proyectos. Al restringir el criterio de red eléctrica a subestaciones, las áreas de alta aptitud disminuyen en

aproximadamente 30.065 ha, lo que representa una reducción cercana al 14,6% frente al escenario base. Este resultado evidencia que la cercanía a líneas eléctricas mejora la aptitud territorial, pero que los puntos de conexión potenciales deben evaluarse con mayor detalle, considerando capacidad disponible, nivel de tensión, cargabilidad y restricciones operativas del sistema.

- La evaluación de nodos críticos en el Valle del Cauca evidencia que, si bien existen subestaciones estructuralmente adecuadas, especialmente en niveles de 500 kV, la viabilidad real de conexión para nuevos proyectos está condicionada por restricciones estructurales de la red y una alta presión de solicitudes en trámite, lo que reduce significativamente la capacidad efectiva disponible frente a la capacidad nominal reportada y hace necesario un análisis integral que considere tanto variables técnicas como la dinámica de ocupación del sistema.
- La sensibilidad por capacidad agrológica clase II muestra que una parte relevante de las áreas de alta aptitud solar coincide con suelos de alto valor agrícola. Al reclasificar la clase II como restricción, la alta aptitud disminuye en aproximadamente 18.773 ha, mientras que las áreas restringidas aumentan en 81.851 ha. Este resultado es consistente con la configuración territorial del Valle del Cauca, donde las zonas planas, accesibles y con buena infraestructura también coinciden con suelos de alta aptitud agrícola. Por tanto, la expansión de SFV deberá gestionarse evitando conflictos con suelos estratégicos para la producción agropecuaria.
- El mapa de aptitud constituye una herramienta útil para la promoción de inversión, pero no reemplaza los estudios de prefactibilidad de proyectos específicos. La clasificación de un área como de alta aptitud no implica autorización de uso, disponibilidad predial, conexión garantizada ni viabilidad económica. En particular, la revisión de POT, PBOT o EOT será necesaria para evaluar la compatibilidad urbanística y normativa de cada proyecto, especialmente porque muchos instrumentos municipales fueron formulados antes de la expansión reciente de la tecnología SFV y no necesariamente regulan de forma explícita este tipo de infraestructura.
- Se identifica que solo cerca del 9,9% del territorio tiene alta aptitud (205.488 ha) y, de esa superficie, apenas 1.783 ha corresponde a áreas industriales actualmente (2026) que son utilizables bajo supuestos conservadores. Esto refleja la existencia de brecha entre potencial teórico y potencial implementable, lo que puede limitar el crecimiento en el corto plazo de solo considerar estos espacios para la instalación de proyectos SFV.
- El modelo de proyección BAU estima una trayectoria de capacidad solar fotovoltaica requerida que va de aproximadamente 153-185 MW en el corto plazo (2030) hasta 352-422 MW en el largo plazo (2050), según la tecnología adoptada. Esta trayectoria se sustenta en un parámetro de cobertura α creciente, 4-5% en 2030, 7-9% en 2040 y 10-12% en 2050, coherente con la velocidad de adopción tecnológica observada en el departamento y con la reducción proyectada de costos de módulos y sistemas de almacenamiento. Hacia 2050, la energía solar podría cubrir entre el 10% y el 12% de la demanda eléctrica industrial del Valle del Cauca, consolidándose como un componente estructural y creciente de la matriz energética regional.

- El suelo no constituye el factor limitante del despliegue solar en el Valle del Cauca. Incluso bajo el escenario más demandante en área, seguidores activos al año 2050, el modelo requiere menos de 1.100 ha, cifra marginal frente a las aproximadamente 200.000 ha disponibles bajo la base territorial realista de suelos industriales y de clases agrológicas III-IV. La restricción real es la capacidad de transporte asignable en las subestaciones y líneas del SIN/STR, particularmente en el corredor Cali–Yumbo–Palmira. Esto implica que el cuello de botella del despliegue solar no es territorial sino de infraestructura eléctrica e institucional.
- Los requerimientos de almacenamiento BESS escalan de forma significativa entre fases y van más allá de la estabilización operativa: de 61-74 MWh en el corto plazo para gestión de picos y reducción de vertimientos, a 230-278 MWh en el mediano plazo para desplazamiento horario, y hasta 845-1.014 MWh en el largo plazo para arbitraje de energía y respaldo de mayor duración. Bajo el esquema de autoconsumo industrial sin excedentes, el de mayor viabilidad inmediata en 2026-2030, el BESS se convierte en la palanca principal de captura de valor: al almacenar el excedente solar diurno y despacharlo en horas de mayor demanda o precio, evita el vertimiento, mejora la tasa interna de retorno y sostiene la competitividad del kWh solar a medida que crece la escala.
- La segmentación del mercado solar del Valle del Cauca en tres modalidades, autogeneración sin excedentes menor a 1 MW, proyectos medianos de 1 a 30 MW y utility-scale mayor a 30 MW, es determinante para la estrategia de despliegue. Cada segmento enfrenta rutas regulatorias, tiempos de ejecución y perfiles de riesgo distintos. En el corto plazo, el segmento de autogeneración sin excedentes sobre cubiertas y superficies industriales existentes en el corredor Yumbo-Palmira-Candelaria ofrece el mayor potencial de implementación inmediata, al no requerir asignación de capacidad de transporte ante XM ni licenciamiento ambiental ante la ANLA, con tiempos de ejecución de aproximadamente seis meses.
- El costo del suelo se configura como una restricción silenciosa para el desarrollo de proyectos SFV en el Valle del Cauca. Aunque el departamento cuenta con una superficie significativa de alta aptitud solar, las zonas con mejores condiciones técnicas y de infraestructura coinciden parcialmente con suelos industriales, agroindustriales o agrícolas de alto valor económico, lo que puede afectar la viabilidad financiera de proyectos de gran escala. Si bien este informe aproxima dicha dimensión mediante la capacidad agrológica como proxy del costo de oportunidad y mediante referencias puntuales de precios de suelo, se requiere un análisis económico específico que incorpore precios de compra y arriendo por hectárea, disponibilidad predial, presión inmobiliaria y costos de habilitación para estimar con mayor precisión el potencial solar efectivamente desarrollable.
- La capacidad solar proyectada bajo el escenario BAU permitiría evitar aproximadamente 66 ktCO₂eq/año en el corto plazo (2030), 114 ktCO₂eq/año en el mediano plazo (2040) y 163 ktCO₂eq/año hacia 2050, al desplazar electricidad del Sistema Interconectado Nacional, aplicando el factor de emisión de 0,220 tCO₂eq/MWh publicado por la UPME para 2024. Estas cifras corresponden al escenario tracker como caso ilustrativo de referencia. Se trata de una estimación preliminar de orden de magnitud, que no incorpora las emisiones de ciclo de vida asociadas a la fabricación, transporte y disposición final de módulos, inversores y baterías, y que debería perfeccionarse en fases posteriores del estudio.

- La eventual llegada de centros de datos al Valle del Cauca constituye una oportunidad estratégica que modificaría sustancialmente la escala de la demanda energética a cubrir. Un solo data center hyperscale (>100 MW) equivale a una carga comparable con una fracción significativa de toda la capacidad solar proyectada por el modelo BAU para 2050. El caso Google-ACCIONA en Chile (PPA de 80 MW con la planta El Romero Solar) ilustra un esquema replicable de consumidor ancla que podría acelerar el despliegue solar del departamento muy por encima de la trayectoria tendencial, aunque la energía solar por sí sola no resuelve los requerimientos de suministro continuo de este tipo de cargas y debe combinarse con PPA, respaldo firme y almacenamiento.
- La planificación financiera de largo plazo debe incorporar los ciclos de reemplazo de los componentes del sistema: las baterías e inversores instalados en la Fase 1 (2026-2030) tienen una vida útil de 10 a 15 años y requerirán su primer reemplazo aproximadamente entre 2037 y 2045, dentro del propio horizonte de proyección del estudio. Omitir este CAPEX de reemplazo o repotenciación en la modelación financiera de mediano plazo generaría una imagen de rentabilidad más optimista que la real.

12. Recomendaciones

Se recomienda a Invest Pacific utilizar el mapa de aptitud solar como una herramienta de inteligencia territorial para la promoción de inversión, no como un mapa definitivo de localización de proyectos. Su principal valor está en identificar municipios, corredores y zonas donde confluyen condiciones favorables de recurso solar, infraestructura, accesibilidad y demanda productiva. Esta información puede apoyar la priorización de oportunidades, la preparación de portafolios de inversión y el diálogo temprano con empresas interesadas en soluciones de autogeneración, generación distribuida o proyectos SFV de mayor escala.

Se recomienda diferenciar claramente entre potencial territorial bruto y potencial implementable. Las más de 205.000 ha clasificadas como de alta aptitud muestran una oportunidad amplia para el departamento, pero no representan suelo automáticamente disponible. Por lo que, para efectos de promoción de inversión, se recomienda priorizar una cartera más acotada de áreas con mayor probabilidad de implementación, incluyendo zonas industriales, predios empresariales, patios logísticos, zonas de parqueo y superficies con menor capacidad agrológica como los de Clase III y IV.

Así, se recomienda priorizar inicialmente el corredor Cali-Yumbo-Palmira-Candelaria-Jamundí para oportunidades de autogeneración industrial y generación distribuida. Este corredor combina alta demanda energética, presencia industrial, infraestructura vial, subestaciones, líneas eléctricas, proyectos solares existentes y proximidad a centros de consumo.

Se recomienda solicitar o gestionar información más detallada sobre la capacidad disponible de conexión en subestaciones estratégicas del Valle del Cauca. Para avanzar hacia proyectos se debería promover una mesa técnica con operadores de red, UPME, Celsia, EMCALI y otros actores relevantes, orientada a identificar nodos saturados, subestaciones con capacidad disponible, necesidades de refuerzo, posibles obras de conexión y tiempos estimados de habilitación.

Asimismo, se recomienda ejecutar como segunda fase un conjunto de estudios eléctricos que permitan validar la capacidad real de acogida de nueva generación solar en el Valle del Cauca. Estos estudios son el paso indispensable para traducir las trayectorias de capacidad proyectadas en el modelo en proyectos efectivamente conectables y financiables. Sin esta validación, las cifras de capacidad desplegable deben entenderse como preliminares.

Se recomienda a Invest Pacific adoptar el esquema de implementación por fases (Fase 0 de preparación 2026-2027, Fase 1 de pilotaje 2027-2030, Fase 2 de escalamiento 2030-2040 y Fase 3 de optimización 2040-2050) como hoja de ruta operativa, priorizando en el corto plazo el segmento de autogeneración sin excedentes menor a 1 MW sobre cubiertas y superficies industriales existentes en el corredor Yumbo-Palmira-Candelaria, dado que es el de menor tiempo de habilitación y no depende de la asignación de capacidad de transporte ni del licenciamiento ante la ANLA.

Se recomienda a Invest Pacific diferenciar su estrategia de fortalecimiento de la cadena de valor de acuerdo con el nivel de madurez de cada eslabón identificado. En aquellos segmentos donde ya existe una oferta consolidada, como el cableado fotovoltaico, la certificación técnica y los servicios de ingeniería, procura y construcción, la prioridad debe centrarse en articular a los proveedores locales con los desarrolladores de proyectos solares. En los eslabones con capacidades parciales, como la metalmecánica, la integración de sistemas BESS y el desarrollo de soluciones de software para monitoreo y gestión energética, se recomienda promover espacios de articulación entre empresas,

centros tecnológicos y desarrolladores que permitan validar y fortalecer estas capacidades. Finalmente, en aquellos segmentos donde se identifican brechas estructurales, como el reciclaje de componentes fotovoltaicos al final de su vida útil, la estrategia debería orientarse a la atracción de inversión especializada que permita desarrollar nuevas capacidades en el departamento. .

Finalmente, se recomienda incorporar en la modelación financiera de mediano y largo plazo el CAPEX de reemplazo o repotenciación de inversores y sistemas BESS (vida útil de 10 a 15 años), cuyo primer ciclo de reemplazo para los proyectos de la Fase 1 caería aproximadamente entre 2037 y 2045, dentro del propio horizonte del estudio. No considerar este costo llevaría a subestimar la inversión total requerida hacia 2050.

Referencias bibliográficas

- [1] sotysolar, “Diferencia entre kW, kWp y kWh.”
- [2] Wikipedia, “Factor de planta.”
- [3] H. Benavides, O. Simbaqueva, and H. Zapata, “Atlas de radiación solar, ultravioleta y ozono de Colombia,” Bogotá D.C., 2017.
- [4] Wikipedia, “Hora solar pico.”
- [5] J. Vega-Araújo, M. Muñoz Cabré, and M. P. Gil, “Energía solar, eólica y comunidades energéticas en Colombia,” Apr. 2025.
- [6] XM, “Capacidad Efectiva Neta por Departamento (MW),” UPME.
- [7] Celsia, “¡Cinco hechos positivos que pasaron en el Valle del Cauca en este 2025!”
- [8] Cámara de Comercio de Cali, “La energía del futuro,” Cali, 2025.
- [9] Invest Pacific, “Energía en contexto - Valle del Cauca,” 2025.
- [10] S. García, “Análisis espacial multicriterio para la ubicación de parques eólicos y granjas solares en Colombia ,” Universidad Nacional de Colombia, 2021.
- [11] L. D. Jaimes, “Análisis integrado basado en el método multicriterio MCDM y sistemas de información geográfica para la selección de sitios óptimos para la instalación de parques de generación fotovoltaica en Colombia. ,” Universidad Nacional de Colombia, 2024. Accessed: May 21, 2026. [Online]. Available: <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/87184>
- [12] Y. A. Muñoz Maldonado, G. D. Acebedo Roncancio, and J. D. Santamaría Saavedra, “Evaluación del potencial de energía solar en Santander, Colombia.,” *Prospectiva*, vol. 17, no. 2, Jul. 2019, doi: 10.15665/rp.v17i2.1645.
- [13] J. Marcela Ramírez Luis, N. Jazmín Ramírez Luis Carlos Andrés Martínez Moreno, J. Andrés Tellez Ardila, J. Diego Pinillos Agudelo, H. Andrés Mora Bedoya Codirector, and etc nombre del codirector, “Uso de SIG mediante análisis multicriterio para la identificación de áreas óptimas para instalaciones fotovoltaicas en Neiva, Huila,” 2025.
- [14] K. Valentina González Peña, B. Alexandra Hermoso Ruiz, B. Rodríguez Codirector, and D. Vera Parra, “SolarSpot: Plugin de identificación de áreas óptimas para la instalación de paneles solares en el departamento de Bolívar,” 2025.
- [15] UPME, “Informe de Clasificación de Solicitudes de conexión Subárea Valle B3-P3-2025,” Bogotá D.C., 2025. Accessed: Jul. 01, 2026. [Online]. Available: https://docs.upme.gov.co/ServicioCiudadano/Documents/Informes%20Asignaci%C3%B3n%20Final%20por%20Areas/2023_2024/14_Informe_priorizacion_MACC_Valle_P3-Bolsa3_v2.pdf

- [16] CONSEJO DE ESTADO SALA DE LO CONTENCIOSO ADMINISTRATIVO SECCIÓN PRIMERA, *Radicación: 68001 23 33 000 2021 00013 01*. Bogotá D.C.: Consejo de Estado - Sala de lo Contencioso Administrativo Sección Primera, 2025. Accessed: Jul. 15, 2026. [Online]. Available: <https://estudiolegalhernandez.com/wp-content/uploads/2026/01/CE-SECC1-00146-00-2025.pdf>
- [17] Gobernación del Departamento de Valle del Cauca, “La Granja Solar más grande del suroccidente colombiano está en el Valle del Cauca y es una realidad con financiación de Infivalle ,” Gobernación del Departamento de Valle del Cauca. Accessed: Jul. 15, 2026. [Online]. Available: <https://www.valledelcauca.gov.co/publicaciones/78871/la-granja-solar-mas-grande-del-suroccidente-colombiano-esta-en-el-valle-del-cauca-y-es-una-realidad-con-la-financiacion-de-infivalle/>
- [18] UPME, “Reporte del cálculo de capacidad por barra para las subestaciones de la subárea Valle 2024,” Bogotá D.C., 2024. Accessed: Jul. 01, 2026. [Online]. Available: https://docs.upme.gov.co/ServicioCiudadano/Documents/Informes%20Asignaci%C3%B3n%20Final%20por%20Areas/2023_2024/14_Informe_cap_barra_Valle_2.pdf
- [19] UPME, “Informe de Clasificación de Solicitudes de conexión Subárea Valle B3-P3-2025,” Bogotá D.C., 2025. Accessed: Jul. 01, 2026. [Online]. Available: https://docs.upme.gov.co/ServicioCiudadano/Documents/Informes%20Asignaci%C3%B3n%20Final%20por%20Areas/2023_2024/14_Informe_priorizacion_MACC_Valle_P3-Bolsa3_v2.pdf
- [20] UPME, “Plan indicativo de expansión y generación 2025-2039 para comentarios,” Bogotá D.C., 2025.
- [21] XM, “Sistema de Transmisión Nacional (STN) ,” XM. Accessed: Jul. 01, 2026. [Online]. Available: <https://paratec.xm.com.co/reportes/lineas>
- [22] XM, “Sistema de Transmisión Regional (STR) ,” XM. Accessed: Jul. 01, 2026. [Online]. Available: <https://paratec.xm.com.co/reportes/lineas>
- [23] XM, “Informe Anual de la administración del MEM y la operación del SIN,” Bogotá D.C., 2025. Accessed: Jul. 01, 2026. [Online]. Available: <https://www.xm.com.co/sites/default/files/documents/Informe%20operaci%C3%B3n%20y%20mercado%20XM%202025.pdf>
- [24] XM, “En 2025, se declararon en operación comercial 40 proyectos de transmisión y 75 de generación,” XM Comunicados. Accessed: Jul. 01, 2026. [Online]. Available: <https://www.xm.com.co/noticias/8712-en-2025-se-declararon-en-operacion-comercial-40-proyectos-de-transmision-y-75-de>

- [25] XM, “En el primer trimestre del 2026, 2 proyectos de transmisión y 55 de generación entraron para fortalecer el Sistema Interconectado Nacional,” XM Comunicados. Accessed: Jul. 01, 2026. [Online]. Available: <https://www.xm.com.co/noticias/9003-en-el-primer-trimestre-del-2026-2-proyectos-de-transmision-y-55-de-generacion>
- [26] M. del C. Gómez, D. Gálvez, and L. Mata, “Análisis de los costos de generación de energía solar fotovoltaica hacia el año 2050,” *Revista Espacios*, May 16, 2025.
- [27] O. A. Marzouk, “Solar Heat for Industrial Processes (SHIP): An Overview of Its Categories and a Review of Its Recent Progress,” *Solar*, vol. 5, no. 4, p. 46, 2025, doi: <https://doi.org/10.3390/solar5040046>.
- [28] H. Hein, “El precio de los paneles solares podría aumentar hasta un 30% en 2026. Fonte: <https://canalsolar.com.br/es/Los-precios-de-los-paneles-solares-aumentan-en-China/>,” Canal Solar. Accessed: May 21, 2026. [Online]. Available: <https://canalsolar.com.br/es/Los-precios-de-los-paneles-solares-aumentan-en-China/>
- [29] ProMéxico, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, and Instituto de Energías Renovables (IER) - UNAM, “La industria solar fotovoltaica y fototérmica en México,” 2017. Accessed: May 21, 2026. [Online]. Available: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/428621/La_industria_solar_fv_y_ft_en_M_xico-compressed.pdf
- [30] IRENA, “Battery Energy Storage Systems: Key to Renewable Power Supply-Demand Gaps,” IRENA Newsletter. Accessed: May 21, 2026. [Online]. Available: <https://www.irena.org/News/articles/2025/Aug/Battery-energy-storage-systems-key-to-renewable-power-supply-demand-gaps>
- [31] A. Armghan, J. Logeshwaran, S. Raja, K. Aliqab, M. Alsharari, and S. Patel, “Performance optimization of energy-efficient solar absorbers for thermal energy harvesting in modern industrial environments using a solar deep learning model,” *Heliyon*, vol. 10, no. 4, Feb. 2024, Accessed: May 21, 2026. [Online]. Available: <https://pmc.ncbi.nlm.nih.gov/articles/PMC10884495/>
- [32] UPME, “Boletín Estadístico 202-2024 S1,” Bogotá D.C., Apr. 2025. Accessed: May 21, 2026. [Online]. Available: https://docs.upme.gov.co/SIMEC/Boletin-estadistico/Boletin_Estadistico_2020-2024_S1VF_Abril_VFD-07abr25.pdf#:~:text=AGUA%20206,6
- [33] Cámara de Comercio de Cali, “Confiabilidad energética: Clave para la competitividad del Valle del Cauca,” *Enfoque Competitivo*, vol. 136, Jul. 2023, Accessed: May 21, 2026. [Online]. Available: <https://www.ccc.org.co/wp-content/uploads/2025/11/Informe-Confiabilidad->

- Energetica_VF.pdf#:~:text=Fuente%3A%20XM%20%E2%80%93%20Elaboraci%C3%B3n%20C%C3%A1mara,Gr%C3%A1fico%206%29%2C%20lo%20que
- [34] PWC, “Doing Bussiness en Colombia Pacífico,” Valle del Cauca, 2024.
- [35] J. Guzmán Pinilla, “Cundinamarca tiene el área rural más cara del país,” *La República*, Nov. 17, 2016. Accessed: May 21, 2026. [Online]. Available: <https://www.larepublica.co/infraestructura/cundinamarca-tiene-el-area-rural-mas-cara-del-pais-2442536>
- [36] Presidencia de la República de Colombia, *Decreto 1403*. Bogotá D.C.: Presidencia de la República de Colombia , 2024. Accessed: Jul. 02, 2026. [Online]. Available: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=256316>
- [37] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG, *Resolución 174 de 2021*. Bogotá D.C.: CREG, 2021. Accessed: Jul. 02, 2026. [Online]. Available: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0174_2021.htm
- [38] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, *RESOLUCIÓN No. 101 113 DE 2026*. Bogotá D.C.: CREG, 2026. Accessed: Jul. 02, 2026. [Online]. Available: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/originales/Resoluci%C3%B3n_CREG_101_113_2026/
- [39] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG, *RESOLUCIÓN 101 094 DE 2025*. Bogotá D.C.: CREG, 2025. Accessed: Jul. 02, 2026. [Online]. Available: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_101-94_2025.htm
- [40] UPME, *RESOLUCIÓN No. 000358 de 2026*. Bogotá D.C.: UPME, 2026. Accessed: Jul. 02, 2026. [Online]. Available: https://docs.upme.gov.co/Normatividad/358_2026.pdf
- [41] Presidencia de la República de Colombia, *Decreto 1033 de 2025 Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible*. Bogotá D.C.: Presidencia de la República de Colombia , 2025. Accessed: Jul. 02, 2026. [Online]. Available: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=264716>
- [42] Presidencia de la República de Colombia, *DECRETO 852 DE 2024*. Bogotá D.C.: Presidencia de la República de Colombia , 2024. Accessed: Jul. 02, 2026. [Online]. Available: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=246236>
- [43] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG, *RESOLUCIÓN 75 DE 2021*. Bogotá D.C.: CREG, 2021.

- [44] Celsia, “Celsia empezó hincado de estructuras para montaje de los paneles en granja solar en el departamento de Bolívar,” Celsia Noticias. Accessed: Jul. 16, 2026. [Online]. Available: <https://www.celsia.com/es/noticias/celsia-empezo-hincado-de-estructuras-para-montaje-de-los-paneles-en-granja-solar-en-el-departamento-de-bolivar/>
- [45] Invest Pacific, “Metalmecánica en el Valle del Cauca,” Invest Pacific. Accessed: Jul. 16, 2026. [Online]. Available: <https://www.investpacific.org/es/sectores/Metalmecanica/>
- [46] CRTM del Pacífico, “¿Qué es el CRTM del Pacífico? Centro Red Tecnológico Metalmecánico del Pacífico,” CRTM del Pacífico. Accessed: Jul. 16, 2026. [Online]. Available: <https://www.crtmdelpacifico.org/que-es-el-crtm/>
- [47] Centelsia, “Centelsa by Nexans en Colombia,” Nexans en Colombia. Accessed: Jul. 16, 2026. [Online]. Available: <https://www.nexans.co/es/company/Nexans-in-Colombia.html>
- [48] Centelsia, “Certificados de Producto,” Certificados RETIE. Accessed: Jul. 16, 2026. [Online]. Available: <https://www.nexans.co/es/Documentos-y-Herramientas/Certificados-RETIE.html>
- [49] F. Umana Mejía, “Con tecnología, Baterías MAC ‘recarga’ su planta en Yumbo, Valle,” *El Tiempo*, Santiago de Cali, Aug. 04, 2021. Accessed: Jul. 16, 2026. [Online]. Available: <https://www.eltiempo.com/colombia/cali/millonaria-inversion-baterias-mac-modernizara-su-planta-en-yumbo-valle-608073>
- [50] Univalle, “Laboratorio de Alta Tensión,” Laboratorios Univalle. Accessed: Jul. 16, 2026. [Online]. Available: <https://gralta.univalle.edu.co/index.php/laboratorios-item-gralta/alta-tension-item-laboratorio>
- [51] G. Aponte-Mayor, E. Gómez-Luna, and A. F. Jaramillo, “Importancia estratégica de un sistema de alta corriente en baja tensión en el sector eléctrico Colombiano,” *Información Tecnológica*, vol. 34, no. 1, pp. 141–150, Feb. 2023, Accessed: Jul. 16, 2026. [Online]. Available: <https://www.scielo.cl/pdf/infotec/v34n1/0718-0764-infotec-34-01-141.pdf>
- [52] Celsia, “Energía solar y a la medida en el Valle del Cauca,” Celsia Noticias. Accessed: Jul. 16, 2026. [Online]. Available: <https://www.celsia.com/es/noticias/energia-solar-y-a-la-medida-en-el-valle-del-cauca/>
- [53] Ziklo Solar, “Ziklo Solar,” Ziklo Solar. Accessed: Jul. 16, 2026. [Online]. Available: <https://ziklosolar.com/>
- [54] Invest Pacific, “Software y TI en Cali y el Valle del Cauca | Invest Pacific,” Invest Pacific. Accessed: Jul. 16, 2026. [Online]. Available: <https://investpacific.org/es/sectores/Software-TI-Cali-Valle-del-Cauca>

- [55] A. M. Díaz, "INFORME TRÁFICO PORTUARIO EN COLOMBIA Enero a junio 2025," Analdex. Accessed: Jul. 16, 2026. [Online]. Available: <https://analdex.org/2025/10/20/informe-traffic-portuario-en-colombia-enero-a-junio-2025/>
- [56] Redacción Suelo Solar, "¿Las renovables crean empleo local?," Suelo Solar. Accessed: May 19, 2026. [Online]. Available: <https://suelosolar.com/noticias/empleo/espana/8-2-2023/las-renovables-crean-empleo-local#:~:text=Instalaci%C3%B3n>
- [57] Redacción La Voz del Tajo, "Qué hay que estudiar para entrar en el mundo de la energía solar," La Voz del Tajo. Accessed: May 19, 2026. [Online]. Available: <https://www.lavozdeltajo.com/noticia/63585/nacional/que-hay-que-estudiar-para-entrar-en-el-mundo-de-la-energia-solar.html#:~:text=Operarios%20de%20obra%20y%20montaje>
- [58] L. Ini, "Inauguran en Colombia la planta Granja Palmaseca, de 30 MW," *PV Magazine*, Oct. 21, 2024. Accessed: May 19, 2026. [Online]. Available: <https://www.pv-magazine-latam.com/2024/10/21/inauguran-en-colombia-la-planta-granja-palmaseca-de-30-mw/#:~:text=Seg%C3%BAAn%20un%20comunicado%20de%20la,haber%20creado%20560%20empleos%20directos>
- [59] Synergy Partners, "Sueldos por mes de Instalador/a en sistemas de energía solar en SYNERGY PARTNERS en Colombia," Indeed. Accessed: May 19, 2026. [Online]. Available: <https://co.indeed.com/cmp/Synergy-Partners-1/salaries/Instalador-a-en-sistemas-de-energ%C3%ADa-solar#:~:text=Sueldo%20promedio>
- [60] Equipo PV Maps, "O&M Solar: Costes Reales de Mantenimiento de una Planta Fotovoltaica por MW," Pv Maps. Accessed: May 19, 2026. [Online]. Available: <https://pv-maps.com/blog/costes-om-fotovoltaica-mw/#:~:text=Concepto%20Coste%20Anual%E2%82%AC%2FkWp%2Fa%C3%B1o,000%20%E2%82%AC10%2C00%20%E2%82%AC100>
- [61] UAO - Facultad de Ingeniería y Ciencias Básicas, "Valle del Cauca con gran potencial para producir energía limpia," UAO. Accessed: Jul. 15, 2026. [Online]. Available: <https://www.uao.edu.co/ingenieria/valle-del-cauca-con-gran-potencial-para-producir-energia-limpia/>
- [62] I. Hernández Caicedo, "El Programa PEVI en la UAO: Impulsando la eficiencia energética en la región," *90 minutos noticiero*, Feb. 19, 2025. Accessed: Jul. 15, 2026. [Online]. Available: <https://90minutos.co/la-uao/el-programa-pevi-en-la-uao-impulsando-la-eficiencia-energetica-en-la-region-19-02-2025/>
- [63] Universidad Icesi, "Universidad Icesi lanza nueva carrera para preparar a los primeros ingenieros en Energía Inteligente," *Vida Universitaria - Icesi*.

- [64] SENA, “SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS,” SENA. Accessed: Jul. 15, 2026. [Online]. Available: <https://electricidadelectronicaytelecomu.blogspot.com/p/sistemas-solares-fotovoltaicos.html>
- [65] Energy Developments, “Informacion del proyecto - Granja Solar Palmaseca,” Energy Developments. Accessed: May 21, 2026. [Online]. Available: <https://energy-developments.com/projects/granja-solar-palmaseca/>
- [66] I. Renewable Energy Agency, *Renewable Energy and Jobs – Annual Review 2020*. 2020. [Online]. Available: www.irena.org
- [67] Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, *Resolución 1670 de 2017*. Bogotá D.C.: Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2017. Accessed: May 21, 2026. [Online]. Available: <https://www.minambiente.gov.co/wp-content/uploads/2021/11/resolucion-1670-de-2017.pdf>
- [68] Minenergía, “Licencia Ambiental Solar con Diseño Optimizado: un hito para la energía limpia en Colombia,” Noticias ANLA. Accessed: May 21, 2026. [Online]. Available: <https://www.minenergia.gov.co/es/sala-de-prensa/noticias-index/licencia-ambiental-solar-con-diseno-optimizado-un-hito-para-energia-limpia-colombia/#:~:text=Bogot%C3%A1%2C%2001%20de%20octubre%20de,Tra nsici%C3%B3n%20Energ%C3%A9tica%20Justa%20en%20Colombia>
- [69] GlobeNewswire, “ Colombia Data Center Market - Investment Analysis & Growth Opportunities 2025-2030,” Apr. 2025, Accessed: May 21, 2026. [Online]. Available: <https://www.globenewswire.com/news-release/2025/04/22/3065268/0/en/Colombia-Data-Center-Market-Investment-Analysis-Report-2025-2030-Bogota-Emerges-as-a-Central-Hub-with-23-Tier-III-Colocation-Facilities.html>
- [70] C. Springer and A. Hasanbeigi, “Data Centers in the AI Era: Energy and Emissions Impacts in the U.S. and Key States,” *Global Efficiency Intelligence*, 2024, Accessed: May 21, 2026. [Online]. Available: <https://www.globalefficiencyintel.com/data-centers-in-the-ai-era-energy-and-emissions-impacts-in-the-us-and-key-states>
- [71] C. Idrovo, “Balancing Growth and Sustainability: Navigating Colombia’s AI-Driven Data Centre Boom,” *Medium*, Oct. 2025, Accessed: May 21, 2026. [Online]. Available: <https://medium.com/iipp-mpa-blog/balancing-growth-and-sustainability-navigating-colombias-ai-driven-data-centre-boom-4c8625521ec7>
- [72] Acciona Energía, “El Romero Solar PV Plant.”
- [73] bnamericas, “How data center energy PPAs are expanding in LatAm.”