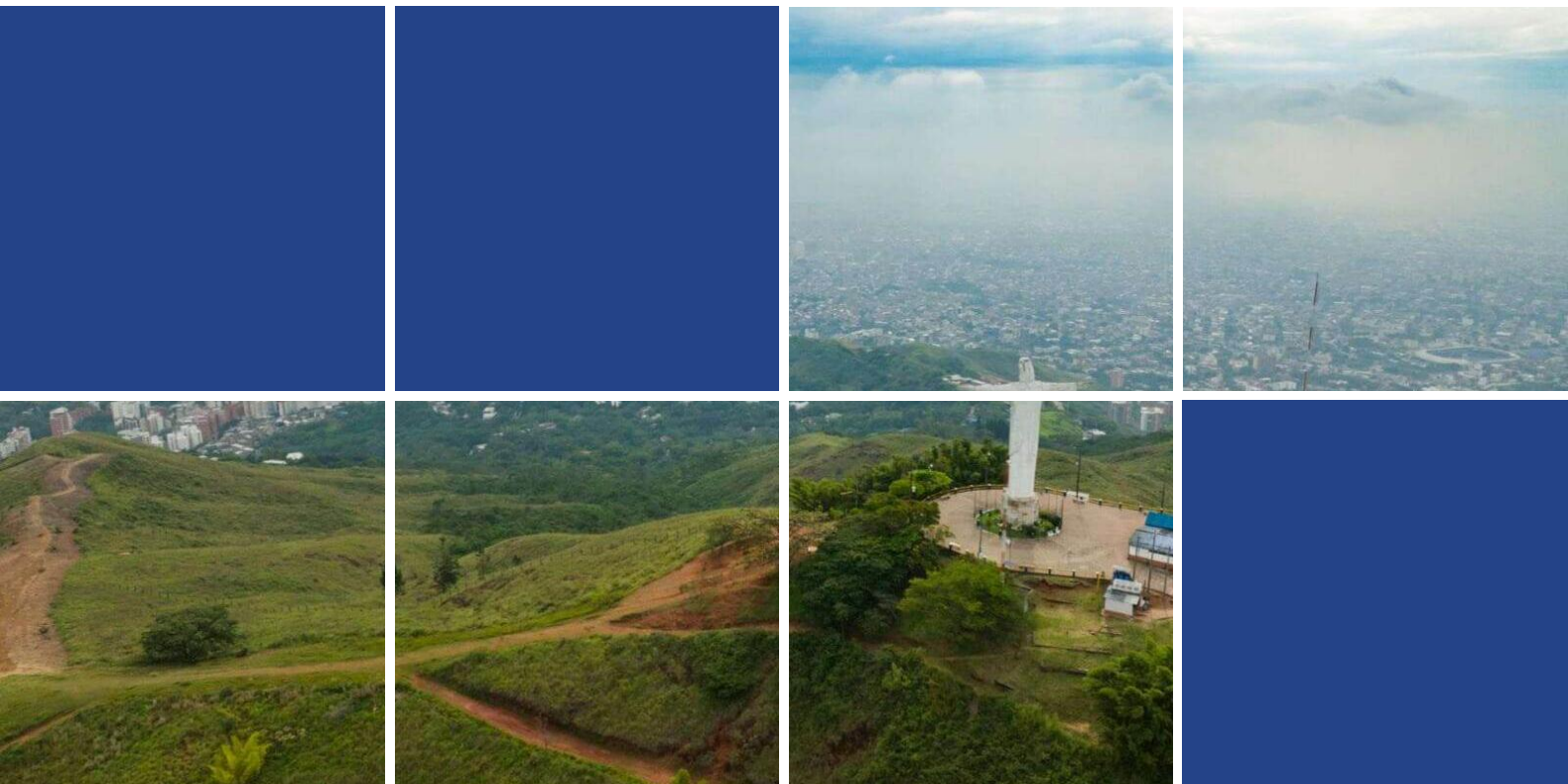




Elaboración de estudios de dimensionamiento y proyección sobre el uso de energías renovables y circularidad en el Valle del Cauca

Informe final de resultados del producto 2.2 - Identificación del potencial de cogeneración, generación solar térmica industrial y brechas para el desarrollo de distritos térmicos en el Valle del Cauca



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, 3 de agosto de 2026

Índice

Índice.....	2
Índice de tablas	4
Índice de figuras	5
Siglas y acrónimos	6
Introducción	8
1. Marco conceptual.....	9
2. Marco normativo.....	11
3. Metodología	13
3.1. Caracterización del panorama actual de cogeneración y generación solar térmica	13
3.1.1. Cogeneración.....	13
3.1.2. Generación solar térmica.....	14
3.2. Condiciones técnicas y perfiles compatibles con cogeneración	14
3.3. Desarrollo del modelo de proyección BAU	14
3.3.1. Cogeneración.....	14
3.3.2. Generación solar térmica.....	19
3.4. Definición de escenarios alternativos	24
3.4.1. Cogeneración.....	24
3.4.2. Generación solar térmica.....	26
3.4.3. Tratamiento del análisis de sensibilidad	27
3.5. Brechas en infraestructura y normativa	27
3.6. Impacto de las políticas energéticas en la cogeneración	28
3.7. Estimación de la reducción de emisiones evitadas	28
4. Identificación de actividades industriales para cogeneración y generación solar térmica	30
4.1. Actividades con potencial para cogeneración	30
4.2. Actividades con potencial para generación solar térmica	36
5. Condiciones técnicas y perfiles energéticos compatibles con cogeneración y generación solar térmica	40
5.1. Variables técnicas para la identificación de patrones energéticos	40
5.2. Tipificación preliminar de perfiles energéticos en el contexto del Valle del Cauca	41
6. Desarrollo del modelo de proyección BAU	43
6.1. Potencial de cogeneración	43
6.2. Potencial de generación solar térmica	45
7. Definición de escenarios alternativos.....	49
7.1. Cogeneración.....	49

7.2.	Generación solar térmica	55
8.	Distrito térmico como escenario integrador	62
8.1.	Propuesta conceptual de un distrito térmico para el Valle del Cauca	62
8.2.	Condiciones habilitantes para su desarrollo	63
9.	Brechas en infraestructura y normativa	66
9.1.	Cogeneración.....	66
9.2.	Generación solar térmica	69
9.3.	Distrito térmico	72
10.	Costos indicativos y capacidad de desarrollo para un distrito térmico en el Valle del Cauca ...	76
10.1.	Costos indicativos	76
10.2.	Capacidad de desarrollo	78
11.	Impacto de políticas energéticas en la cogeneración	80
12.	Estimación de la reducción de emisiones GEI.....	83
13.	Oportunidad estratégica relacionada a la llegada de centros de datos al Valle del Cauca	85
14.	Conclusiones.....	86
15.	Recomendaciones	89
	Referencias bibliográficas.....	91

Índice de tablas

Tabla 1. Industrias aptas para cogeneración.....	34
Tabla 2. Promedios mensuales de la irradiación global acumulada diaria recibida en superficie en Valle del Cauca 2006 – 2016 (Wh/m ²).....	36
Tabla 3. Procesos industriales y niveles de temperatura	38
Tabla 4. Resumen de los escenarios de cogeneración, condiciones habilitantes, riesgos y requerimientos normativos.....	54
Tabla 5. Resumen de los escenarios de generación solar térmica, condiciones habilitantes, riesgos y requerimientos normativos.....	60
Tabla 6. Infraestructura necesaria para un distrito térmico	63
Tabla 7. Infraestructura existente y brechas identificadas para fortalecer la cogeneración en el Valle del Cauca	67
Tabla 8. Brechas y posibles medidas habilitantes para cogeneración	68
Tabla 9. Brechas y posibles medidas habilitantes para generación solar térmica industrial	71
Tabla 10. Normativa relevante para un distrito térmico	73
Tabla 11. Brechas, riesgos y medidas habilitantes para un distrito térmico	75
Tabla 12. Configuraciones indicativas para la implementación de distritos térmicos	78
Tabla 13. Normas aplicables a la cogeneración en Colombia	81
Tabla 14. Estimación de las emisiones GEI evitas por la generación solar térmica	83
Tabla 15. Estimación de las emisiones evitadas por cogeneración.....	83
Tabla 16. Equivalencia energética entre electricidad cogenerada y demanda anual de centros de datos	85

Índice de figuras

Figura 1. Pasos metodológicos fase 2 13

Figura 2. Serie histórica de área sembrada de caña de azúcar en el Valle del Cauca 16

Figura 3. Serie histórica del rendimiento del cultivo de caña de azúcar en el Valle del Cauca 17

Figura 4. Línea base y proyección de crecimiento del potencial bioenergético técnico de residuos/subproductos agrícolas y forestales..... 18

Figura 5. Evolución de la producción de bagazo en Colombia (2015 – 2024) 31

Figura 6. Energía eléctrica cogenerada en Colombia 2015 – 2024 (GWh) 31

Figura 7. Porcentaje de participación del bagazo como combustible para la cogeneración (2020-2025) 33

Figura 8. Gasto energético nacional de Colombia por sector (2024) 37

Figura 9. Proyección del potencial de cogeneración en el Valle del Cauca bajo el escenario BAU 43

Figura 10. Proyección del calor útil cogenerado bajo el escenario BAU en el Valle del Cauca 44

Figura 11. Proyección de la energía eléctrica cogenerada bajo el escenario BAU en el Valle del Cauca 45

Figura 12. Proyección de la oferta solar térmica y demanda térmica compatible con solar térmico en el Valle del Cauca (2025-2050) 46

Figura 13. Proyección de capacidad instalada (KW) en Valle del Cauca (2025-2050)..... 47

Figura 14. Proyección de cogeneración de energía útil a partir de bagazo en Valle del Cauca, considerando el escenario de máximo aprovechamiento..... 49

Figura 15. Proyección de cogeneración de energía útil a partir de bagazo en Valle del Cauca, considerando el escenario de fenómenos climáticos 51

Figura 16. Proyección de cogeneración de energía útil a partir de bagazo en Valle del Cauca 52

Figura 17. Efecto de la eficiencia térmica de proceso en la generación de calor útil 53

Figura 18. Efecto de la eficiencia térmica de proceso en la generación de energía eléctrica 53

Figura 19. Capacidad instalada de cogeneración del sector azucarero..... 80

Siglas y acrónimos

SIN	Sistema Interconectado Nacional
ERNC	Energías Renovables No Convencionales
DANE	Departamento Nacional de Estadística
GHI	Global Horizontal Irradiation
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
IDEAM	Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales
IEA	International Energy Agency
U.S. DOE	United States Department of Energy
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
PIBE	Plan Indicativo de Bioenergía del Pacífico
MTS	Mercado del Sector Inmobiliario Industrial
IRENA	Agencia Internacional de Energías Renovables
ENSO	El Niño-Oscilación del Sur
MW	Megawatt
FNCER	Fuente No Convencional de Energía Renovable
CHP	Cogeneración de calor y electricidad
RETIE	Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas
ESCO	Empresa de Servicios Energéticos
PTAR	Planta de Tratamiento de Aguas Residuales
FP	Coletores de placa plana
ETC	Coletores de vacío
CSP	Energía Termosolar de Concentración

USD	Dólar estadounidense
MMBTU	Millón de Unidades Térmicas Británicas
TES	Almacenamiento de Energía Térmica
FU	Factor de Utilización
PCM	Materiales de Cambio de Fase
REE	Rendimiento Eléctrico Equivalente
IVA	Impuesto al Valor Agregado
ANLA	Autoridad Nacional de Licencias Ambientales
CVC	Corporación Autónoma Regional del Valle del Cauca
RETSIT	Reglamento Técnico de Sistemas e Instalaciones Térmicas
POT	Plan de Ordenamiento Territorial
PROURE	Plan de Uso Racional y Eficiente de la Energía
GEE	Gestión Eficiente de la Energía
PPA	Acuerdos de Compra de Energía

Introducción

El Valle del Cauca cuenta con una base productiva e industrial estrechamente vinculada al uso intensivo de energía térmica. Sectores como la agroindustria, alimentos y bebidas, manufactura, logística, salud, hotelería y servicios industriales requieren calor de proceso, vapor, agua caliente, secado, lavado, refrigeración o acondicionamiento térmico para sostener su operación. En este contexto, la energía no solo representa un insumo operativo, sino una condición de competitividad territorial, especialmente para una región que busca posicionarse como plataforma de inversión sostenible, baja en carbono y articulada con los principios de economía circular promovidos por Valle Verde.

Dentro de esta agenda, la cogeneración, la generación solar térmica y los distritos térmicos adquieren relevancia porque permiten abordar una dimensión que suele quedar menos visibilizada frente a la electricidad: la descarbonización del calor industrial. La cogeneración con biomasa aprovecha la base agroindustrial cañera y el uso energético del bagazo para producir simultáneamente calor útil y electricidad. La generación solar térmica puede complementar el suministro de calor en procesos de baja y media temperatura. Por su parte, los distritos térmicos ofrecen una alternativa de infraestructura compartida para integrar fuentes térmicas, atender múltiples usuarios y generar economías de escala en zonas con demanda concentrada.

El presente producto analiza estas tres soluciones desde una perspectiva integrada. En primer lugar, se caracteriza el panorama actual de la cogeneración y se identifican los perfiles industriales con mayor compatibilidad técnica para su implementación. Posteriormente, se desarrolla un modelo de proyección del potencial de cogeneración a partir de bagazo bajo un escenario BAU, junto con escenarios alternativos que permiten evaluar el efecto de un mayor aprovechamiento de biomasa residual, condiciones de estrés climático-productivo, mejoras de eficiencia térmica y combinaciones de estos factores. De manera complementaria, se analiza la generación solar térmica como una alternativa aplicable a usos industriales específicos y se evalúan sus condiciones de adopción en el Valle del Cauca.

Adicionalmente, el producto incorpora una lectura preliminar sobre el posible desarrollo de distritos térmicos para usuarios industriales. Esta aproximación no corresponde a un diseño de ingeniería ni a una prefactibilidad, sino a una propuesta conceptual que permite ordenar el análisis de condiciones habilitantes y brechas. En particular, se evalúan aspectos técnicos, de infraestructura, información, abastecimiento energético, regulación, institucionalidad y bancabilidad que podrían incidir en la viabilidad de un esquema de suministro térmico compartido.

Con ello, el análisis busca ir más allá de la estimación de potencial energético, al identificar qué soluciones presentan mayor madurez, cuáles requieren información adicional para avanzar hacia proyectos concretos y qué condiciones deben fortalecerse para convertir el potencial técnico en oportunidades reales de inversión.

1. Marco conceptual

El presente marco conceptual define los principales conceptos utilizados en el análisis del potencial de cogeneración y energía solar térmica en el sector industrial. Más allá de su carácter descriptivo, estas definiciones estructuran la forma en que se modelan los escenarios, se estiman los potenciales energéticos y se interpreta la viabilidad de soluciones como los distritos térmicos en el Valle del Cauca.

- **Energía térmica y energía eléctrica:** la demanda energética de una industria puede clasificarse en dos grandes categorías: la demanda eléctrica, asociada al funcionamiento de motores, iluminación, equipos de control y climatización; y la demanda térmica, asociada a procesos que requieren calor o frío, como cocción, secado, evaporación, pasteurización, esterilización o generación de vapor. Este informe se concentra principalmente en la demanda térmica industrial, por ser el componente que las tecnologías de cogeneración y solar térmica buscan atender de forma más directa.
- **Cogeneración (CHP):** se refiere a la producción simultánea de energía eléctrica y energía térmica útil a partir de una misma fuente de energía primaria, típicamente biomasa (como el bagazo de caña) en el contexto del Valle del Cauca. A diferencia de la generación eléctrica convencional, que desperdicia el calor residual del proceso, la cogeneración aprovecha ambos productos, lo que mejora la eficiencia energética global de la planta.
- **Autogeneración:** es la producción de energía, principalmente eléctrica, por parte de una persona natural o jurídica para atender sus propias necesidades, con la posibilidad de vender los excedentes al sistema. La Ley 1715 de 2014 distingue entre autogeneración a pequeña escala y a gran escala, cada una con reglas de conexión y comercialización distintas.
- **Energía útil:** Corresponde a la energía efectivamente aprovechada por el proceso industrial, después de descontar las pérdidas de conversión (por ejemplo, la eficiencia de una caldera al transformar el poder calorífico del bagazo en vapor). Es la unidad de medida central utilizada en las proyecciones de este informe, tanto para el escenario BAU como para los escenarios alternativos.
- **Biomasa residual y bagazo:** la biomasa residual se refiere a subproductos agrícolas, agroindustriales o forestales que no tienen un uso económico principal y pueden aprovecharse energéticamente. El bagazo, residuo fibroso de la molienda de caña de azúcar, es la biomasa más relevante en el Valle del Cauca por su disponibilidad y por estar ya integrada al proceso productivo de los ingenios azucareros.
- **Escenario BAU (Business as Usual) y escenarios alternativos:** el escenario BAU representa la trayectoria esperada del potencial energético si las condiciones actuales se mantienen sin cambios estructurales. Los escenarios alternativos, en cambio, modelan el efecto de variables específicas (mayor aprovechamiento de biomasa, estrés climático, eficiencia térmica, reducción de costos tecnológicos, entre otras) sobre esa trayectoria base, permitiendo dimensionar la sensibilidad del potencial ante distintos supuestos.
- **Potencial técnico-teórico y potencial económicamente realizable:** el potencial técnico-teórico es la cantidad máxima de energía que podría aprovecharse dados los recursos físicos disponibles (biomasa, radiación solar) y las tecnologías existentes, sin considerar restricciones de costo, financiamiento o mercado. El potencial económicamente realizable es la fracción de ese potencial que efectivamente resulta viable de implementar bajo las condiciones de mercado, regulación y financiamiento vigentes. La diferencia entre ambos conceptos es central para entender por qué el potencial identificado en este estudio no se traduce automáticamente en proyectos ejecutados.
- **Energía solar térmica y energía solar fotovoltaica:** ambas tecnologías aprovechan la radiación solar, pero con fines distintos: la fotovoltaica la convierte en electricidad mediante paneles de silicio, mientras que la solar térmica la utiliza para calentar un fluido (agua, aceite térmico) que luego se emplea

directamente en procesos industriales. En Colombia, el desarrollo regulatorio y de mercado se ha concentrado en la fotovoltaica, lo que constituye una de las brechas identificadas en este informe.

- **Irradiación solar (GHI):** mide la cantidad de energía solar que incide sobre una superficie horizontal en un período determinado. Es el insumo principal para calcular el potencial de generación solar térmica de una región.
- **Factor de utilización (FU):** representa la fracción de la energía solar potencialmente generada que es efectivamente aprovechada en condiciones reales de operación, considerando la intermitencia de la radiación solar y el desajuste entre los horarios de generación y los perfiles de demanda industrial. Es uno de los parámetros centrales de la metodología de cálculo del potencial solar térmico utilizada en este estudio.
- **Colectores solares térmicos (FP, ETC, CSP):** existen distintas tecnologías de captación solar térmica según el rango de temperatura requerido: los colectores de placa plana (FP) y de tubos evacuados (ETC) son adecuados para temperaturas bajas y medias, típicas de procesos industriales como lavado, pasteurización o precalentamiento; mientras que la energía termosolar de concentración (CSP) permite alcanzar temperaturas más altas, propias de aplicaciones de mayor exigencia térmica.
- **Almacenamiento de energía térmica (TES):** conjunto de tecnologías (tanques de agua caliente estratificada, materiales de cambio de fase o sistemas termoquímicos) que permiten almacenar el calor generado durante las horas de mayor radiación solar para utilizarlo en periodos de baja o nula generación, mejorando el factor de utilización del sistema.
- **Distrito térmico:** es una infraestructura de planificación energética que permite generar y distribuir calor (o frío) de manera centralizada a múltiples usuarios industriales o urbanos, a través de una red de tuberías, en lugar de que cada usuario opere su propio sistema térmico de forma aislada. Un distrito térmico puede integrar distintas fuentes de calor, cogeneración, biomasa, solar térmica, calor residual, generando economías de escala y facilitando la complementariedad entre tecnologías.

2. Marco normativo

Colombia cuenta con un marco normativo relativamente maduro para la promoción de energías renovables en general, construido de manera progresiva desde comienzos de los años 2000. Sin embargo, como se detalla en las secciones de brechas de este informe, ese marco general no se traduce todavía en un desarrollo regulatorio específico para las dos tecnologías centrales de este estudio: la cogeneración industrial y, en mayor medida, la generación solar térmica. A esto se suma un nivel adicional de regulación, ambiental, territorial y de seguridad, que aplica de forma transversal a cualquier proyecto energético que se materialice, incluyendo un eventual distrito térmico.

Esta sección presenta de manera consolidada la normativa nacional relevante para el informe. El detalle de cómo cada norma se traduce en oportunidades o brechas específicas para el desarrollo de proyectos se desarrolla más adelante, en las secciones correspondientes de brechas de cogeneración, solar térmica y distrito térmico.

A. Marco general de transición energética y eficiencia

El punto de partida es la Ley 697 de 2001, que creó el PROURE (Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía) y estableció el uso racional de la energía como política de Estado, incluyendo la cogeneración como uno de sus mecanismos. Sobre esa base, la Ley 1715 de 2014 se consolidó como el marco central de promoción de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), el cual define legalmente la cogeneración y la autogeneración, y establece cuatro incentivos tributarios aplicables a cualquier proyecto de energía renovable certificado, deducción especial de renta (hasta 50% de la inversión en un plazo de 15 años), depreciación acelerada (mínimo 20% anual), exclusión de IVA y exención arancelaria para equipos importados, reglamentados mediante el Decreto 2143 de 2015 y, más adelante, el Decreto 829 de 2020. La Ley 2099 de 2021 amplió y modernizó estos incentivos, incorporando explícitamente la gestión eficiente de la energía bajo certificación de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), certificación que se formalizó mediante la Resolución UPME 203 de 2020 y la Resolución UPME 139 de 2022. Ya en el plano de la planeación sectorial, la Resolución 40156 de 2022 del Ministerio de Minas y Energía adoptó el PAI-PROURE 2022-2030, el plan de acción vigente para el uso racional y eficiente de la energía, que incluye a la cogeneración entre sus líneas de trabajo. Más recientemente, la Ley 2294 de 2023 (Plan Nacional de Desarrollo) actualizó el marco general de transición energética y sus definiciones, por ejemplo, hidrógeno verde, aunque sin incorporar medidas puntuales para calor o calefacción solar.

B. Cogeneración y autogeneración

Sobre esta base general, la cogeneración cuenta con un desarrollo normativo propio cuyo hito fundacional es la Ley 1215 de 2008, la cual incorporó la definición legal de cogeneración, habilitó la venta de excedentes eléctricos a empresas comercializadoras y exoneró del parafiscal del 20% al consumo propio, además de ordenar a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) definir las condiciones técnicas aplicables. En desarrollo de ese mandato, la Resolución CREG 005 de 2010 estableció los requisitos y condiciones técnicas para operar como cogenerador en el mercado eléctrico, la Resolución CREG 047 de 2011 reguló las pruebas, auditorías y verificaciones técnicas correspondientes, y la Resolución CREG 174 de 2021 actualizó las reglas de autogeneración a pequeña escala y generación distribuida. Los incentivos tributarios que aplican a estos proyectos son los generales de la Ley 1715/2099 ya descritos, sin que exista una tarifa diferencial o prima técnica específica para cogeneración eficiente, a diferencia de lo que ocurre en otros países de la región.

C. Generación solar térmica

A diferencia de la cogeneración, la energía solar térmica no cuenta con un desarrollo normativo propio: solo está cubierta por su reconocimiento general como FNCER dentro de la Ley 1715 de 2014, cuyo desarrollo posterior (incentivos, generación distribuida, conexión a red) se ha concentrado casi exclusivamente en la energía solar fotovoltaica. Las dos referencias normativas más cercanas a un uso térmico del recurso solar son, de un lado, la

Resolución 549 de 2015 del Ministerio de Vivienda, que exige agua caliente solar en edificaciones, cobertura del 100% en hospitales y hoteles, y porcentajes mínimos del 25% (VIS/VIP) y 40% (no VIS/VIP) en vivienda, pero que está enfocada en edificaciones y no en procesos industriales ni generación de vapor; y de otro, el programa Colombia Solar del Ministerio de Minas y Energía, que ofrece incentivos de hasta el 60% del costo del sistema (con un tope de 20 millones de pesos) para pequeños negocios, pero exclusivamente para sistemas solares fotovoltaicos.

D. Infraestructura térmica compartida y distritos térmicos

La referencia técnica más directa y reciente para este componente es el RETSIT (Reglamento Técnico de Sistemas e Instalaciones Térmicas), expedido mediante la Resolución 40773 de 2023 del Ministerio de Minas y Energía, con apoyo técnico de ONUDI, y que entró en vigencia en 2025 tras un periodo de transición durante 2024. Este reglamento establece los requisitos para el diseño, construcción, operación, mantenimiento e inspección de instalaciones térmicas, y constituye la primera norma en Colombia que reconoce explícitamente la figura de los distritos térmicos para aplicaciones de climatización y refrigeración, proporcionando el marco técnico base para su implementación.

Cuando estos sistemas se integran con esquemas de cogeneración o contemplan la posible exportación de excedentes eléctricos, se articulan con el marco regulatorio del sector energético. En particular, el Decreto 1073 de 2015 define la estructura general del sector de energía y gas, mientras que el Decreto 1403 de 2024 actualiza disposiciones relacionadas con la autogeneración y generación distribuida. Adicionalmente, en los casos en que se realice inyección de energía al Sistema Interconectado Nacional, la Resolución CREG 134 de 2008 establece las condiciones técnicas y comerciales para la conexión y operación de estos sistemas.

E. Normativa ambiental, territorial y de seguridad de aplicación transversal

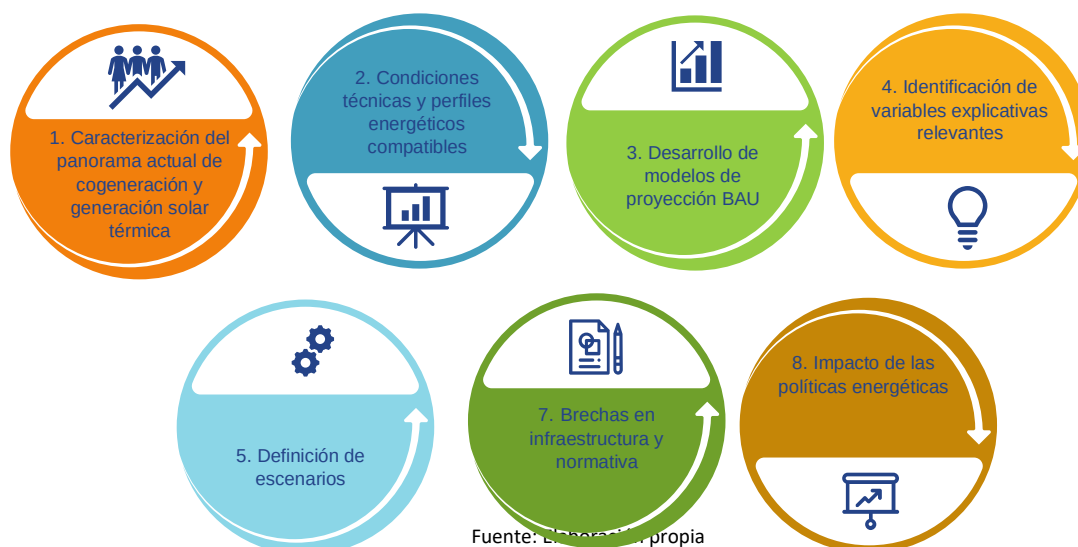
Cualquier proyecto de cogeneración, solar térmica o distrito térmico que llegue a materializarse deberá además cumplir un conjunto de normas que no son específicas del sector energético, pero que resultan igualmente determinantes para su estructuración:

- En materia ambiental, el régimen general de licenciamiento (Ley 99 de 1993, Decreto 1076 de 2015 y Decreto 852 de 2024) aplica según la escala del proyecto: la ANLA licencia proyectos de generación de 100 MW o más, mientras que para proyectos menores la autoridad competente es la corporación autónoma regional, la CVC, en el caso del Valle del Cauca. A esto se suman la Resolución 909 de 2008 y la Resolución 631 de 2015, que fijan los límites de emisión de fuentes fijas como calderas y los parámetros de vertimiento, sin que exista todavía una ruta ambiental sectorial específica para proyectos de cogeneración con biomasa.
- En materia de ordenamiento territorial, la Ley 388 de 1997 y el Decreto 1077 de 2015 exigen que cualquier red térmica enterrada sea compatible con el Plan de Ordenamiento Territorial (POT) municipal y, en muchos casos, obtenga licencia de intervención del espacio público.
- En materia de seguridad industrial y estructural, el Decreto 1072 de 2015, la Resolución 0312 de 2019, la Ley 1575 de 2012 y la norma NSR-10 obligan a la protección contra incendio, procedimientos de trabajo seguro y revisión estructural/sismorresistente de las salas de máquinas y obras civiles asociadas.

3. Metodología

La Identificación del potencial de cogeneración, generación solar térmica industrial y brechas para el desarrollo de distritos térmicos para Valle del Cauca, se desarrolla a partir de un enfoque escalonado que considera:

Figura 1. Pasos metodológicos fase 2



3.1. Caracterización del panorama actual de cogeneración y generación solar térmica

3.1.1. Cogeneración

La caracterización del panorama actual de cogeneración en el Valle del Cauca se desarrolló mediante un análisis descriptivo–cuantitativo orientado a establecer la línea base del aprovechamiento energético existente en el departamento.

El análisis consideró tres dimensiones complementarias:

- Capacidad instalada y generación efectiva, utilizando estadísticas oficiales de generación eléctrica por cogeneración reportadas por XM, UPME y fuentes sectoriales como Asocaña.
- Base productiva asociada a la biomasa, particularmente la agroindustria de la caña de azúcar, identificando volúmenes de producción, generación de bagazo y su rol como insumo energético.
- Estructura sectorial industrial, con el fin de identificar qué actividades actualmente implementan esquemas de cogeneración y bajo qué lógica tecnológica (autoconsumo, venta de excedentes, integración vertical).

Este levantamiento permitió determinar el peso relativo del Valle del Cauca en la cogeneración nacional, identificar los principales actores industriales que operan bajo esquemas de cogeneración, establecer el nivel de madurez tecnológica del sector y definir la situación actual como punto de partida para el desarrollo del modelo de potencial futuro.

Así, esta sección consolida la línea base estructural del sistema de cogeneración vigente, sobre la cual posteriormente se construye el modelo de potencial BAU y los escenarios alternativos.

3.1.2. Generación solar térmica

La caracterización del estado y potencial de la generación solar térmica en el territorio se desarrolló mediante una aproximación indirecta, debido a la limitada disponibilidad de información estadística desagregada para esta tecnología en Colombia, particularmente a nivel subnacional y sectorial.

El análisis metodológico se estructuró en tres dimensiones principales:

- **Evaluación del recurso solar:** se realizó un análisis de la disponibilidad del recurso solar a partir de datos de irradiación global horizontal (GHI), utilizando fuentes oficiales como UPME e IDEAM. Esta evaluación permitió establecer la viabilidad técnica del aprovechamiento solar térmico en el territorio, considerando umbrales mínimos de irradiación requeridos para aplicaciones térmicas de baja y media temperatura.
- **Identificación de demanda térmica potencial:** dado que no existen registros consolidados de consumo de energía térmica desagregada por tecnología, se identificaron sectores con alta demanda de calor susceptible de ser sustituido por soluciones solares térmicas. Este análisis se basó en la caracterización de actividades económicas intensivas en calor (por ejemplo, alimentos y bebidas, textil y químico).
- **Tecnologías y referencias internacionales:** la caracterización se complementó mediante la revisión de literatura técnica, estudios sectoriales y experiencias internacionales en adopción de energía solar térmica en contextos comparables (economías emergentes y regiones con perfiles de radiación similares). Este análisis permitió identificar rangos típicos de aplicación (temperatura), barreras de adopción y condiciones habilitantes (económicas, regulatorias y tecnológicas), que sirven como marco de referencia para inferir el potencial de implementación en el territorio analizado.

De manera transversal, la metodología integró estos tres componentes para construir una visión consistente del potencial técnico y de mercado de la energía solar térmica, priorizando un enfoque conservador basado en evidencia indirecta y validación cruzada de fuentes.

3.2. Condiciones técnicas y perfiles compatibles con cogeneración

Este análisis se desarrolló con el objetivo de identificar, desde un enfoque estructural, qué tipos de actividades industriales del Valle del Cauca presentan aptitud técnica para implementar esquemas de cogeneración y generación solar térmica.

Para ello, a partir de literatura técnica internacional y documentación sectorial, se definieron las condiciones mínimas que permiten viabilizar técnica y económicamente un sistema de cogeneración industria y la generación solar térmica.

Luego, en ausencia de información horaria detallada por instalación industrial, se adoptó una clasificación estructural de perfiles energéticos basada en la naturaleza de los procesos productivos y en patrones típicos de uso térmico industrial. Así se definieron diferentes perfiles y actividad productivas presentes en el valle del cauca compatibles con modelos de cogeneración y generación solar térmica.

3.3. Desarrollo del modelo de proyección BAU

3.3.1. Cogeneración

La estimación del potencial de cogeneración bajo el escenario Business As Usual (BAU) representa una proyección tendencial de la operación histórica observada de los sistemas de cogeneración asociados a ingenios azucareros en el Valle del Cauca. Este escenario no corresponde al máximo potencial técnico del recurso, ni incorpora nuevas fuentes de biomasa residual agrícola o forestal. Su objetivo es estimar la evolución esperada de la energía útil cogenerada bajo una continuidad de las condiciones actuales de operación, infraestructura, eficiencia y aprovechamiento del bagazo.

La modelación del escenario BAU se llevó a cabo a partir de los siguientes pasos:

A. Construcción de la línea base operativa

La línea base se construyó a partir de los reportes oficiales de cogeneradores publicados por XM ante la CREG para el periodo 2020-2025, utilizando los reportes del cuarto trimestre como consolidado anual [1]. El modelo considera la energía útil generada por los cogeneradores, entendida como la suma de:

$$E_{\text{útil}} = Q_{\text{útil}} + E_{\text{eléctrica}}$$

Donde:

- $Q_{\text{útil}}$ = calor útil o vapor de proceso aprovechado
- $E_{\text{eléctrica}}$ = energía eléctrica generada

El universo de cogeneradores analizados fue depurado para representar de manera consistente la cogeneración en el Valle del Cauca. Para ello, se excluyeron plantas ubicadas fuera del alcance departamental. Así, la muestra final utilizada para la construcción de la línea tendencia se concentró en ingenios azucareros.

Adicionalmente, considerando que algunos cogeneradores del departamento reportan una mezcla de combustibles, para el presente modelo se aisló el aporte energético asociado al bagazo, es decir, en los casos donde se identificó que existe participación de combustibles fósiles como carbón o gas natural, la energía útil se asignó proporcionalmente al aporte energético del bagazo dentro de la energía primaria total.

$$E_{\text{útil,bagazo},i,t} = E_{\text{útil,total},i,t} \times \frac{E_{\text{bagazo } i,t}}{E_{\text{primaria,total},i,t}}$$

Donde:

$E_{\text{útil,total},i,t}$ = energía útil generada por el cogenerador i durante el año t

$E_{\text{bagazo } i,t}$ = energía primaria aportada por el bagazo en el cogenerador i durante el año t

$E_{\text{primaria,total},i,t}$ = energía primaria total consumida por el cogenerador i durante el año t , incluyendo energía aportada por bagazo, carbón y gas natural.

B. Proyección tendencial BAU

Una vez depurada la serie histórica, el BAU se proyectó hacia 2030 y 2050 para analizar la trayectoria potencial de energía cogenerada. Esta proyección se realizó como una extrapolación tendencial de la operación histórica reciente, bajo el supuesto de que se mantienen las condiciones actuales infraestructura, tecnología, disponibilidad operativa y patrón de aprovechamiento energético.

La estimación del potencial de cogeneración en el Valle del Cauca se desarrolla a partir de un enfoque integrado que considera, de manera simultánea, la disponibilidad de biomasa y la demanda energética industrial, reconociendo que la viabilidad de estos sistemas depende de la interacción entre ambos componentes. En este sentido, el potencial de cogeneración se define como el mínimo entre la oferta energética proveniente del bagazo y la demanda térmica industrial susceptible de ser atendida mediante esquemas de cogeneración.

Es preciso mencionar, que el BAU mantiene la lógica operativa histórica del sector, donde la cogeneración está orientada principalmente a atender la demanda térmica de los ingenios. En consecuencia, la generación eléctrica se mantiene subordinada al uso de vapor y calor útil requerido por los procesos industriales en los ingenios.

Por lo anterior, para el análisis de la desagregación de la energía útil en el escenario BAU se mantiene la proporción observada en los reportes históricos donde aproximadamente entre el 70% y 85% de la energía se destina a calor útil o vapor de proceso, y entre el 15% y 30% se genera energía eléctrica.

C. Validación externa de plausibilidad: área, rendimiento y techo bioenergético

Dado que el escenario BAU proyecta una trayectoria creciente hasta 2050, se realiza una validación externa para verificar que el crecimiento proyectado es consistente con la disponibilidad real de bagazo en el Valle del Cauca, sin requerir una expansión agrícola adicional ni asumir una mayor disponibilidad de biomasa que la que ya está identificada por instrumentos oficiales de planificación energética.

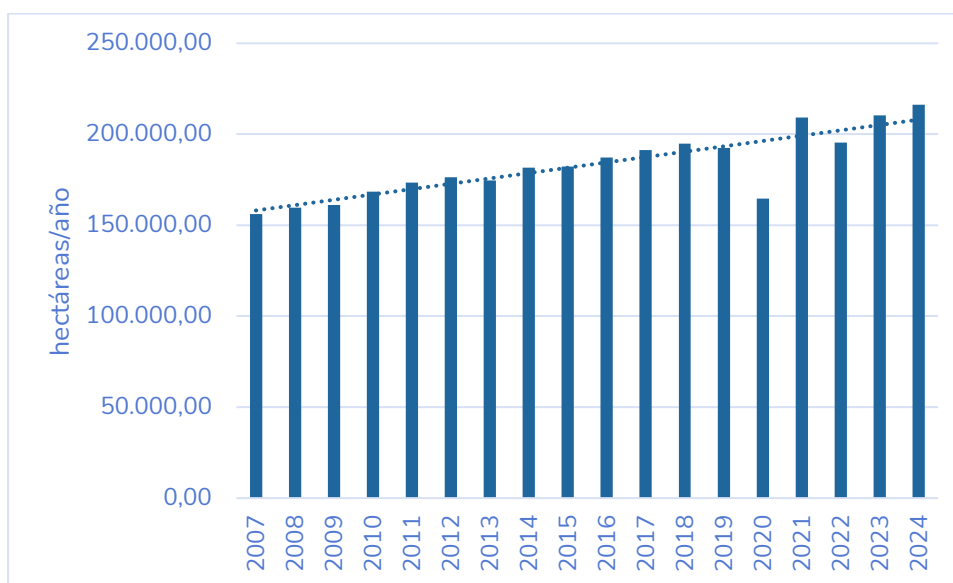
Esta validación no forma parte del cálculo central del escenario BAU, sino que funciona como un ejercicio de consistencia física: permite demostrar que la trayectoria proyectada es sostenible con el recurso disponible. En particular, se contrasta la trayectoria proyectada con tres elementos:

1. **Área sembrada de caña de azúcar:** Se analizó la serie histórica de área sembrada de caña de azúcar en el Valle del Cauca reportada por la Unidad de Planificación Rural Agropecuaria (UPRA), para identificar si el crecimiento proyectado de la cogeneración puede estar asociado a una expansión significativa de la frontera agrícola.

La serie muestra que el área sembrada ha tenido una tendencia creciente a largo plazo, pasando de cerca de 155.000 ha en 2007 a valores superiores a las 210.000 ha en 2024. Sin embargo, este crecimiento no representa una expansión acelerada o disruptiva de la frontera agrícola de la caña de azúcar en el departamento, sino una trayectoria relativamente gradual, caracterizada por variaciones interanuales y caídas puntuales. Lo relevante para la validación del BAU es que esta dinámica histórica de la superficie cultivada ya es suficiente para sostener la disponibilidad de bagazo requerida por el modelo, sin necesidad de asumir una expansión agrícola adicional.

Por tanto, el escenario BAU no debe interpretarse como un escenario que dependa de una ampliación considerable de nueva hectárea sembrada. Esta lectura resulta consistente con los lineamientos del Plan Indicativo de Bioenergía del Pacífico (PIBE), instrumento de planificación que explicita que para aumentar el aprovechamiento del potencial de la biomasa en la región Pacífico no es necesario promover una expansión descontrolada de la frontera agrícola, sino orientar el desarrollo bioenergético hacia la intensificación sostenible, la optimización del uso del suelo y el aprovechamiento de residuos, subproductos y biomásas existentes. En otras palabras, no se necesita más tierra sembrada de caña: el bagazo que ya se genera con la superficie actual y el rendimiento proyectado es suficiente para sostener la trayectoria BAU.

Figura 2. Serie histórica de área sembrada de caña de azúcar en el Valle del Cauca



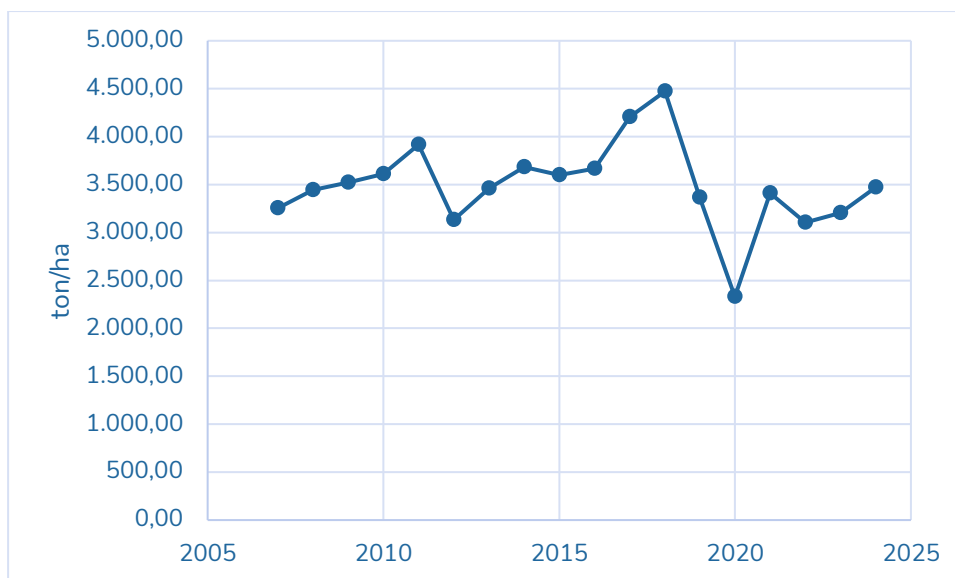
Fuente: UPRA, 2025 [2]

- 2. Rendimiento del cultivo:** También fue analizada la serie histórica de rendimiento del cultivo de caña de azúcar en el Valle del Cauca. Esta variable permite entender cómo puede aumentar la producción de caña, y por tanto la disponibilidad de bagazo, aún cuando el área sembrada no crece de manera proporcional.

La serie de rendimiento del cultivo en el Valle del Cauca, muestra un comportamiento desligado a la tendencia del área sembrada, caracterizado por una mayor variabilidad interanual con años de alto desempeño y caídas marcadas. No obstante, también evidencia periodos de recuperación y niveles recientes superiores a los observados durante varios años de menor desempeño. Esta lectura sugiere que la producción de biomasa cañera no depende únicamente de la expansión de área, sino también de la productividad agrícola.

De acuerdo con lo señalado por Asocaña, mejoras en labores agrícolas como riego, fertilización, manejo agronómico y adopción de variedades de mayor rendimiento se traducen en un incremento de las toneladas de caña producidas por hectárea [3]. Este efecto ya es observable en datos recientes: el rendimiento del sector aumentó un 11,6% en 2025 respecto a 2024, lo que implica una mayor producción de bagazo sin necesidad de ampliar la superficie cultivada. En términos prácticos, esto significa que el Valle del Cauca puede disponer de más bagazo, y por tanto sostener una mayor cogeneración, incluso con el mismo número de hectáreas sembradas. En consecuencia, el crecimiento proyectado de la cogeneración en el BAU no requiere suponer ni nueva frontera agrícola ni una mayor disponibilidad de caña fuera de lo que la propia dinámica sectorial ya está produciendo.

Figura 3. Serie histórica del rendimiento del cultivo de caña de azúcar en el Valle del Cauca



Fuente: UPRA, 2025 [2]

3. Contraste con el PIBE Pacífico: suficiencia del recurso y techo bioenergético

Para asegurar que la trayectoria BAU no sobreestima la disponibilidad de biomasa se realizó una validación cruzada frente al potencial bioenergético técnico identificado por la UPME en el PIBE Pacífico [4]. Esta validación no modifica la curva BAU, sino que permite verificar si la energía proyectada podría sostenerse con la biomasa disponible en el Valle del Cauca, sin asumir una expansión significativa de la frontera agrícola.

Para evitar confusiones entre las cifras del modelo y las cifras del PIBE, se diferencian dos niveles energéticos:

- Energía útil: corresponde al producto energético efectivamente aprovechado por los ingenios, es decir, la suma de calor útil y energía eléctrica generada.

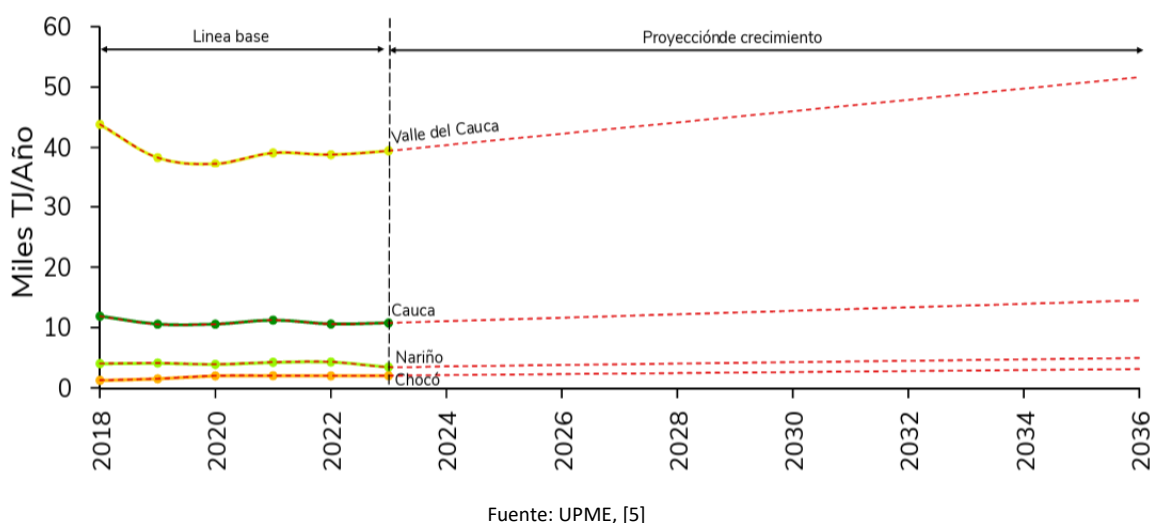
- Energía primaria: correspondiente al contenido energético de biomasa que debe ingresar al sistema, para producir esa energía.
- Eficiencia global de cogeneración: representa la relación entre energía útil producida y energía primaria consumida. A partir de los registros histórico de cogenerados del Valle del Cauca, se adopta una eficiencia promedio de referencia de 68%. Es decir, por cada 100 unidades de energía contenidas en la biomasa, aproximadamente 68 se convierten en calor útil y electricidad.

Por tanto, para comparar la proyección BAU con el potencial bioenergético del PIBE, primero se convierte la energía útil proyectada en energía primaria requerida, siguiendo la siguiente ecuación.

$$E_{primaria,BAU,t} = \frac{E_{util,BAU,t}}{\eta_{CHP}}$$

A partir de ello y considerando la línea base y proyección de crecimiento del potencial bioenergético técnico de residuos/subproductos agrícolas y forestales del PIBE Pacífico (Ver Figura 4), se realiza la validación de los hitos proyectados en el escenario BAU.

Figura 4. Línea base y proyección de crecimiento del potencial bioenergético técnico de residuos/subproductos agrícolas y forestales



i) Validación del hito a 2030

Para 2030, el BAU proyecta una energía útil cogenerada de 5.525 GWh útiles. Al convertir esa cifra a energía primaria requerida se obtienen 8.125 GWh primarios.

El PIBE Pacífico identifica para el Valle del Cauca en 2023 un potencial bioenergético agrícola y forestal aprovechable total de 10.996 GWh primarios (39.479 TJ). Esto significa que, con el potencial aprovechable ya identificado por este instrumento para 2023, el Valle del Cauca contaría con un margen aproximadamente de 2.841 GWh primarios. Es decir, el requerimiento primario del BAU en 2030 equivaldría a cerca del 74% del potencial aprovechable identificado en 2023, dejando un margen aproximado de 26% de biomasa sin aprovechamiento.

ii) Validación del hito a 2050

Para 2050, el BAU proyecta una energía útil cogenerada de 7.741 GWh útiles, convertidos a energía primaria requerida se obtiene un total del 11.384 GWh primarios. Al contrastar este resultado con la proyección del PIBE Pacífico, se observa que la UPME estima que el potencial técnico del Valle del Cauca podría alcanzar aproximadamente 14.339 GWh primario (52.622 TJ) hacia 2036. Por tanto, incluso en el horizonte 2050, el

BAU requeriría aproximadamente del 79% potencial técnico proyectado por el PIBE para 2036. Esto deja un margen técnico cercano al 21% frente al techo energético proyectado.

Este contraste permite concluir que la trayectoria BAU se mantiene por debajo del límite físico de biomasa aprovechable identificado por el PIBE Pacífico. En consecuencia, el crecimiento proyectado de la cogeneración no requiere asumir una expansión significativa de la frontera agrícola ni nuevas hectáreas de caña por fuera de los lineamientos de planificación territorial.

En consecuencia, la validación permite responder de forma clara y cuantitativa a la pregunta de si hay bagazo suficiente en el Valle del Cauca para sostener el BAU. El escenario BAU representa una trayectoria conservadora de continuidad operativa de los ingenios, cuyos requerimientos de biomasa equivalen al 74% del potencial aprovechable estimado para 2030 y al 79% del potencial proyectado por el PIBE para 2036, dejando márgenes de seguridad de 26% y 21% respectivamente. Adicionalmente, el PIBE reporta para 2023 una fracción de biomasa no utilizada de 10.458 TJ (equivalente al 26,5% del total aprovechable), que actúa como un colchón adicional de disponibilidad de recurso. En otras palabras, para el escenario BAU no existe una restricción por la oferta de biomasa, actualmente existe un excedente significativo del recurso aprovechable que no se está utilizando. El BAU proyecta la continuación del patrón histórico de aprovechamiento de ese recurso, sin necesidad de recurrir a nueva frontera agrícola ni a biomasa adicional fuera del sistema productivo ya existente.

3.3.2. Generación solar térmica

La estimación del potencial de generación solar térmica en el Valle del Cauca se desarrolla a partir de un enfoque integrado que considera, de manera simultánea, la disponibilidad del recurso solar y la demanda térmica industrial, reconociendo que la viabilidad de estos sistemas depende de la interacción entre ambos componentes.

En este sentido, el potencial de generación solar térmica se define como el mínimo entre la energía térmica útil que puede generarse a partir del recurso solar y la demanda térmica industrial compatible con esta tecnología.

El desarrollo del escenario base (BAU) se fundamenta en la caracterización del recurso solar disponible en el departamento, así como en la evolución tendencial de la demanda térmica industrial, bajo el supuesto de continuidad de las condiciones actuales de desarrollo tecnológico y adopción de soluciones energéticas en el sector productivo.

De manera similar a lo observado en cogeneración, donde el recurso energético se encuentra restringido por la disponibilidad de biomasa, en el caso de la energía solar térmica se consideran posibles restricciones tanto por disponibilidad del recurso como por la compatibilidad de la demanda térmica industrial con las condiciones de operación de esta tecnología, particularmente en términos de temperatura y perfiles de consumo. El análisis de estas limitaciones se encuentra en la sección 6.2.

La proyección del potencial se realiza para el periodo 2025-2050, considerando un conjunto de variables que se mantienen constantes y otras que evolucionan en el tiempo, las cuales se describen a continuación.

A. Estimación y proyección de la oferta solar térmica

La oferta energética se define como el potencial de generación de energía térmica útil a partir del recurso solar disponible en el Valle del Cauca. Para su estimación se emplea información de irradiación solar proveniente del Atlas de Radiación Solar de la UPME e IDEAM, los cuales reportan valores promedio de irradiación global horizontal (GHI) en unidades de energía por área.

En el marco de este estudio, se adopta un valor representativo de irradiación anual promedio para el departamento, el cual se mantiene constante en el tiempo en el escenario BAU, en la medida en que no se esperan variaciones estructurales significativas en el recurso solar a largo plazo.

La estimación de la energía térmica útil generada a partir del recurso solar se realiza considerando la superficie disponible para la instalación de sistemas solares térmicos en el sector industrial, así como el desempeño técnico de los sistemas y las condiciones reales de operación.

En este sentido, la energía térmica útil generada en el año t se expresa como:

$$E_{solar,t} = GHI * A_{disp,t} * \eta_{ST} * f_{\text{útil}}$$

Donde:

- $E_{solar,t}$ = Energía térmica útil generada mediante sistemas solares en el año t (TJ/año)
- GHI = Irradiación solar global horizontal promedio anual (kWh/m²/año)
- $A_{disp,t}$ = Superficie disponible para la instalación de sistemas solares térmicos en el año t (m²)
- η_{ST} = Eficiencia térmica del sistema solar, representativa de tecnologías comerciales (colectores planos o de tubos evacuados)
- $f_{\text{útil}}$ = Factor de utilización, que representa la fracción de la energía potencialmente generada que es efectivamente aprovechada en condiciones reales de operación

La estimación de cada uno de estos parámetros se realiza a partir de información técnica y supuestos representativos del contexto regional, como se describe a continuación:

Irradiación solar (GHI):

Se emplea información del Atlas de Radiación Solar de la UPME e IDEAM, adoptando un valor promedio de 4,5 kWh/m²/día para el departamento del Valle del Cauca. Este valor se convierte a base anual para efectos del modelo, obteniéndose:

$$GHI = 1.642,5 \frac{kWh}{m^2} \text{ al año}$$

En el escenario BAU, este parámetro se mantiene constante, dado que no se prevén cambios estructurales en la disponibilidad del recurso solar en el largo plazo.

Superficie disponible ($A_{disp,t}$):

La superficie disponible para la instalación de sistemas solares térmicos se estimó a partir de la caracterización del uso del suelo industrial en el Valle del Cauca. Para ello, se utilizó la capa geográfica (shapefile) de uso del suelo proveniente del Portal GeoCVC, la cual fue procesada mediante herramientas SIG en ArcGIS con el fin de cuantificar el área total correspondiente a zonas industriales [6].

Dentro de esta clasificación se consideraron exclusivamente áreas asociadas a parques industriales consolidados, bodegas industriales y terrenos disponibles con potencial de desarrollo industrial, los cuales representan superficies aptas para la eventual instalación de colectores solares térmicos, principalmente en cubiertas y espacios en planta.

A partir de este análisis, se estimó que el área industrial para el año base 2025 corresponde a 1.783,33 ha (17.833.300 m²). Cabe precisar que el área considerada se restringió exclusivamente a suelo de uso industrial, excluyendo áreas agrícolas u otros usos de suelo presentes en el departamento. Esta decisión responde a una característica técnica propia de la tecnología solar térmica: a diferencia de la energía eléctrica, el calor de proceso no puede transportarse eficientemente a largas distancias, dado que su distribución implica pérdidas térmicas y costos de tubería considerables, de hecho, la literatura especializada estima que la red de tuberías representa cerca del 20% del costo total de un sistema solar térmico industrial (IRENA/IEA-ETSAP, 2015). Por esta razón, los sistemas SHIP (Solar Heat for Industrial Processes) se integran típicamente en la cubierta o en terrenos inmediatamente adyacentes a la planta que demanda el calor, siendo el espacio disponible en el predio

industrial, no la disponibilidad de suelo en general [7]. En consecuencia, el uso de suelo agrícola no se consideró como superficie apta para este análisis, al no encontrarse típicamente adyacente a la demanda térmica industrial que el modelo busca cubrir.

Para la proyección al año 2050, se utilizó como referencia la evolución del inventario industrial reportada en estudios de mercado del sector inmobiliario industrial (MTS), los cuales presentan la variación del área construida en Cali y su zona de influencia (incluyendo municipios como Yumbo) para el periodo 2020-2025 [8]. A partir de esta tendencia, se extrapola el crecimiento del área industrial al conjunto del Valle del Cauca, obteniendo así la evolución temporal de la superficie disponible.

Dado que no la totalidad del área industrial es utilizable para la instalación de sistemas solares térmicos, se adoptó un factor de aprovechamiento que considera restricciones asociadas a disponibilidad efectiva de cubierta, espaciamiento entre colectores, sombras, requerimientos operativos y compatibilidad de procesos térmicos.

Diversos estudios sobre potencial de energía solar en cubiertas industriales indican que el porcentaje de área efectivamente utilizable suele situarse en rangos del 10% al 20% del área total, dependiendo de condiciones geométricas, operativas y tecnológicas [9].

En el marco del escenario BAU, se adoptó un valor conservador del 15% del área industrial como superficie potencialmente utilizable para la instalación de sistemas solares térmicos, manteniéndose constante este factor a lo largo del periodo de análisis.

Eficiencia del sistema (η_{ST}):

La eficiencia del sistema solar térmico se define como la fracción de la radiación solar incidente que es convertida en energía térmica útil. Este parámetro depende tanto de las características tecnológicas del colector como de las condiciones de operación (temperatura, radiación y pérdidas térmicas).

De acuerdo con fichas técnicas de colectores solares comerciales e industriales, la eficiencia óptica de los equipos se sitúa típicamente en el rango de 70% a 80% [9], [10]. No obstante, este valor corresponde a condiciones ideales de operación y no refleja las pérdidas térmicas reales del sistema.

Estudios experimentales muestran que la eficiencia térmica efectiva de los colectores solares en operación se encuentra en un rango de aproximadamente 50% a 70%, dependiendo de las condiciones climáticas y del tipo de tecnología empleada [11]. Estas diferencias se explican por pérdidas por convección, conducción y radiación, así como por factores operativos como el ensuciamiento y la no perpendicularidad de la radiación incidente.

En este contexto, para efectos del presente estudio se adopta una eficiencia térmica promedio del sistema en el rango de:

$$\eta = 0,55 - 0,65$$

la cual representa un valor conservador y consistente con aplicaciones industriales de media temperatura, evitando la sobreestimación del potencial técnico. En el escenario BAU, este parámetro se mantiene constante a lo largo del horizonte de proyección. Esta simplificación responde a criterios metodológicos del estudio y no implica la ausencia de mejoras tecnológicas en sistemas solares térmicos, sino que permite mantener la consistencia del análisis bajo supuestos conservadores.

Factor de utilización ($f_{\text{útil}}$):

El factor de utilización representa la fracción de la energía térmica generada por el sistema solar que es efectivamente aprovechada en los procesos industriales. Este parámetro depende principalmente del grado de sincronización entre la generación solar y la demanda térmica, así como de la existencia de sistemas de almacenamiento.

En sistemas sin almacenamiento, la energía térmica generada debe ser utilizada de manera inmediata, lo que limita su aprovechamiento debido al desajuste entre la disponibilidad de radiación solar y los perfiles de consumo industrial. En contraste, la incorporación de almacenamiento térmico, generalmente en forma de tanques de agua caliente, permite desacoplar parcialmente la generación y el consumo, incrementando el uso efectivo de la energía producida. Estos sistemas de almacenamiento suelen operar en escalas de horas (entre 4 y 12 horas), con pérdidas térmicas relativamente bajas.

De acuerdo con estudios del programa Solar Heating and Cooling de la Agencia Internacional de Energía (IEA SHC Task 49), el factor de utilización en aplicaciones industriales se encuentra típicamente en un rango de 30% a 50% en ausencia de almacenamiento, y entre 50% y 80% cuando se dispone de sistemas de almacenamiento térmico adecuados. De manera consistente, reportes de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) y estudios académicos indican valores típicos entre 40% y 70%, dependiendo de las condiciones operativas y el nivel de integración del sistema [7].

En este contexto, para el presente estudio se adopta un rango de:

$$f_{\text{útil}} = 0,5 - 0,6$$

Considerando que existe un almacenamiento térmico básico. Este rango es consistente con valores reportados en la literatura para aplicaciones industriales con niveles intermedios de integración del sistema.

En el escenario BAU, este parámetro se mantiene constante durante la proyección. Esta simplificación responde a criterios metodológicos del estudio y a la baja madurez y nivel de despliegue de la tecnología en Colombia, lo que limita la disponibilidad de información para modelar su evolución en el tiempo.

B. Estimación de la demanda térmica industrial

La estimación de la demanda térmica industrial se construye a partir de la información de consumo energético del sector industrial en el Valle del Cauca, utilizando como fuente principal las series históricas y de proyección de consumo de gas natural reportadas por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), específicamente a partir del estudio “Proyección de la demanda de energía eléctrica, potencia máxima y gas natural (2023-2037)”, así como las bases de datos asociadas de demanda de gas natural del sector industrial a nivel nacional y regional.

En el presente estudio, el consumo de gas natural se emplea como variable proxy de la demanda térmica industrial, en la medida en que este energético constituye la principal fuente utilizada para la generación de calor en los sectores industriales predominantes del departamento, tales como alimentos, bebidas, papel y productos químicos. Esta aproximación es consistente con la evolución de la matriz energética industrial en Colombia, donde el gas natural ha reemplazado progresivamente a combustibles más intensivos en emisiones como el carbón y el fuel oil, debido a ventajas en eficiencia, costos y desempeño ambiental.

Si bien existen otras fuentes energéticas utilizadas para usos térmicos, como biomasa, GLP o carbón, su participación a nivel regional es menor o presenta limitaciones en la disponibilidad de información desagregada. En particular, el uso de carbón en la industria ha mostrado una tendencia decreciente en el tiempo, asociada a procesos de sustitución hacia energéticos más limpios, aunque pueden presentarse usos puntuales de carácter coyuntural.

En este contexto, el uso del consumo de gas natural permite construir una aproximación representativa y conservadora de la demanda térmica industrial en el Valle del Cauca, evitando sobreestimaciones del potencial técnico.

A partir de esta información, se construye una serie representativa de la demanda térmica:

$$D_{\text{térmica},t}$$

expresada en TJ/año.

En coherencia con el enfoque adoptado en el escenario BAU, la demanda térmica industrial se proyecta hasta el horizonte de análisis (2050) mediante la extrapolación de tendencias históricas de crecimiento del sector, manteniendo constantes las condiciones estructurales de intensidad energética.

C. Demanda térmica compatible con solar térmico

Entendiendo que no toda la demanda térmica industrial es susceptible de ser cubierta mediante tecnologías solares, se introduce un factor de compatibilidad que representa la fracción de la demanda asociada a procesos con condiciones adecuadas para la implementación de sistemas solares térmicos.

Estas condiciones incluyen, principalmente:

- Requerimientos de temperatura media o baja (generalmente inferiores a 250°C)
- Perfiles de consumo diurnos o parcialmente coincidentes con la disponibilidad solar
- Operación continua o semi-continua

La demanda térmica compatible con solar térmico se expresa como:

$$D_{ST,t} = D_{térmica,t} * f_{compatibilidad}$$

Donde:

- $D_{ST,t}$ = Demanda térmica industrial compatible con solar térmico (TJ/año)
- $f_{compatibilidad}$ = Fracción de la demanda térmica susceptible de ser atendida mediante esta tecnología

La estimación del factor de compatibilidad se fundamenta en la caracterización del consumo térmico industrial a nivel nacional y sectorial. De acuerdo con información de la UPME, aproximadamente el 85% del consumo energético del sector industrial corresponde a usos térmicos, de los cuales cerca del 41,7% se concentra en procesos de baja temperatura (inferiores a 125°C), rango en el cual las tecnologías solares térmicas presentan alta viabilidad técnica.

Adicionalmente, estudios internacionales, como los desarrollados por IEA Solar Heating and Cooling e IRENA, señalan que entre el 30% y el 50% de la demanda térmica industrial total puede ser cubierta mediante soluciones solares térmicas, considerando tanto aplicaciones de baja como de media temperatura.

En este contexto, y considerando la estructura industrial del Valle del Cauca, caracterizada por una alta participación de sectores como alimentos, papel, textil y químico, se adopta un valor representativo del factor de compatibilidad de 0.4, el cual se encuentra en el rango de 0,30 a 0,50 para el escenario BAU.

D. Determinación del potencial de generación solar térmica

El potencial de generación solar térmica en el escenario BAU se determina como el mínimo entre la energía térmica útil disponible a partir del recurso solar y la demanda térmica industrial compatible:

$$Potencial_{ST,t} = \min(E_{solar,t}, D_{ST,t})$$

Donde:

- $Potencial_{ST,t}$ = Potencial de generación solar térmica en el año t (TJ/año)

Esta formulación permite incorporar de manera explícita las restricciones tanto del lado de la oferta como de la demanda, evitando la sobreestimación del potencial y asegurando la consistencia del modelo con las condiciones reales del sistema energético regional.

E. Conversión a capacidad instalada

Para efectos de interpretación y comparación con otras tecnologías energéticas, el potencial energético estimado se convierte en capacidad instalada equivalente, utilizando un número representativo de horas de operación anual para sistemas solares térmicos industriales:

$$Capacidad_{ST,t} = \frac{Potencial_{ST,t}}{h_{operación}}$$

Donde:

- $Capacidad_{ST,t}$ = Capacidad instalada equivalente (MW térmicos)
- $h_{operación}$ = Horas equivalentes de operación anual del sistema

Este parámetro refleja la naturaleza intermitente del recurso solar y permite expresar los resultados en términos comparables con la infraestructura energética existente y potencial del sistema regional.

3.4. Definición de escenarios alternativos

3.4.1. Cogeneración

Con el fin de complementar la trayectoria tendencial del escenario BAU, se definieron escenarios alternativos que permiten evaluar condiciones de expansión, riesgo y mejora operativa en el aprovechamiento energético de la biomasa en el Valle del Cauca. A diferencia del BAU, que representa la continuidad de la cogeneración actual con bagazo en ingenios, los escenarios alternativos incorporan cambios en variables habilitantes o restrictivas que podrían modificar la trayectoria futura de la energía útil cogenerada.

Estos escenarios no deben interpretarse como pronósticos únicos, sino como ejercicios de sensibilidad y exploración estratégica. Su objetivo es identificar bajo qué condiciones el potencial de cogeneración podría aumentar, reducirse temporalmente o redistribuirse entre calor útil y electricidad.

A. Escenario A: Aprovechamiento ampliado de biomasa residual no utilizada

El primer escenario alternativo evalúa el efecto de incorporar al sistema energético una mayor proporción de biomasa residual agrícola y forestal que actualmente no se aprovecha. Mientras el BAU se concentra en la cogeneración con bagazo asociada a ingenios, este escenario amplía la base de recursos biomásicos hacia residuos y subproductos adicionales identificados en la planificación bioenergética del Valle como son las fracciones remanentes de la agroindustria cañicultora incluidos hojas, cogollo y bagacillo (conocidos comúnmente como RAC); la biomasa proveniente de las cadenas agrícolas priorizadas en el departamento como sorgo, algodón, caña panelera, plátano, aguacate, chontaduro, guadua y bambú y residuos del sector forestal.

El punto de partida metodológico es la relación entre biomasa utilizada y no utilizada reportada para el Valle del Cauca por el PIBE Pacífico. En el escenario histórico se identifica que la biomasa utilizada representa aproximadamente el 73,5% del total aprovechable, mientras que el 26,5% permanece sin utilizar. Para 2036, la proporción se mantiene en un orden similar, con 73,2% de biomasa utilizada y 26,8% no utilizada.

Considerando lo anterior, se asume que bajo este escenario el Valle del Cauca logra incrementar progresivamente el aprovechamiento de biomasa residual mediante mejoras en infraestructura, acopio, transporte, acondicionamiento, coordinación institucional, seguridad jurídica y condiciones de inversión. En particular, se modela una trayectoria en la que el aprovechamiento de la biomasa agrícola y forestal utilizable alcanza el 95% hacia 2050, con un crecimiento anual estimado de 2,57%.

Cabe resaltar que este escenario no implica una expansión de la frontera agrícola ni un aumento descontrolado del área sembrada, sino por el contrario, se basa en la movilización de recursos residuales existentes y en la mejora de capacidades logísticas y tecnológicas para convertir biomasa subutilizada en energía útil.

B. Escenario B: Estrés climático-productivo sobre la disponibilidad de bagazo

El segundo escenario alternativo incorpora una sensibilidad asociada a variabilidad climática y productiva. Su objetivo es evaluar cómo una afectación temporal en la disponibilidad de caña y bagazo podría impactar la energía útil cogenerada.

Este escenario parte del reconocimiento (contrastado además en entrevista con Asocaña y Smurfit Westrock) de que fenómenos como ENSO (El Niño-Oscilación del Sur) pueden afectar la productividad de los cultivos y plantaciones, la humedad de los residuos, la continuidad de cosecha, las condiciones de transporte y la disponibilidad efectiva de biomasa. Sin embargo, no constituye una proyección climática ni asigna con certeza un año de ocurrencia de El Niño o La Niña. Se trata de una sensibilidad de estrés climático-productivo aplicada sobre la curva de cogeneración.

Para parametrizar la afectación se toma como referencia la caída observada en 2022 en la producción de caña de azúcar, estimada en 15,7% [2]. No obstante, considerando lo documentado por múltiples estudios en los que se proyecta una intensificación de los impactos hidrológicos asociados a ENSO bajo condiciones de cambio climático, el escenario incorpora un factor de severidad incrementado, equivalente a 22,3% [13], [12], [12]. Este valor se adopta como una sensibilidad intermedia y conservadora ubicada entre la contribución termodinámica estimada por el estudio de Yun et al. [12], asociada a la mayor capacidad de la atmósfera para retener humedad, y la contribución dinámica, asociada a cambios en circulación y convergencia de humedad. Asimismo, se mantiene por debajo del incremento total combinado de 42,1% proyectos para la sensibilidad lluvia-temperatura tropical en el largo plazo.

Por lo anterior, el 22,3% no se interpreta como una predicción climática específica para el Valle del Cauca, sino como un parámetro de estrés para evaluar la afectación del sistema de cogeneración ante choques climático-productivos más severos que los observados históricamente. Posteriormente, se modela una recuperación gradual hacia la trayectoria tendencial, reflejando que los efectos de un evento climático-productivo son temporales, pero pueden generar rezagos en disponibilidad de biomasa, rendimiento agrícola y operación de la cadena de suministro.

C. Escenario completo

El escenario integrado combina el aprovechamiento ampliado de biomasa residual con la sensibilidad de estrés climático-productivo. Su propósito es representar una trayectoria más realista de expansión en la cual por un lado, incorpora mejoras en inversión, infraestructura y logística que permiten aumentar la energía útil cogenerada y por el otro, reconoce que el sistema continúa expuesto a shocks de disponibilidad asociados a variabilidad climática.

Metodológicamente, este escenario permite evaluar si la incorporación de biomasa residual agrícola y forestal adicional puede compensar parcialmente los efectos de una caída temporal en la disponibilidad de bagazo. En ese sentido, no representa el máximo potencial ni el peor caso, sino una trayectoria intermedia en la que el Valle del Cauca logra avanzar en aprovechamiento bioenergético, pero bajo condiciones de riesgo climático-productivo.

D. Escenario 3: Eficiencia térmica de proceso¹ y mayor excedente eléctrico

El tercer escenario alternativo evalúa el efecto de mejoras en el uso interno del calor útil dentro de los procesos operativos de los ingenios, conforme a las prácticas de eficiencia energética en el uso del calor señaladas por

¹ Es importante diferenciar la eficiencia térmica de proceso de la eficiencia global de cogeneración. La primera se refiere a la reducción del consumo interno de vapor/calor útil en operaciones como evaporación, cocimiento, calentamiento o secado. La segunda corresponde a la capacidad del sistema de cogeneración para transformar la energía primaria del bagazo en energía útil total, calor útil más electricidad. En los escenarios alternativos no se asumen mejoras significativas en la eficiencia global de cogeneración, dado que el historial analizado muestra una eficiencia promedio cercanas al 70%, lo que reduce el margen técnico y económico para justificar aumentos sustanciales. El presente escenario se concentra, por tanto, en mejoras de uso del calor dentro del proceso industrial, que pueden liberar vapor para mayor generación eléctrica.

Asocaña en entrevista. A diferencia de los escenarios anteriores, este no se centra en aumentar la cantidad de biomasa disponible, sino en modificar la forma en que la energía útil se aprovecha dentro del sistema.

El supuesto central es que, mediante mejoras en la configuración térmica de fábrica, recuperación de calor, optimización del uso de vapor, modernización de equipos y ajustes en balances energéticos internos, los ingenios pueden reducir el consumo específico de vapor requerido para mantener la misma actividad productiva.

Para parametrizar el escenario se adopta un rango de reducción del consumo térmico de 24% a 29% frente a la línea base. Este rango se fundamenta en casos de estudio internacionales de la agroindustria azucarera, en los cuales la modernización de los sistemas de evaporación, el mejor aprovechamiento de vapores secundarios, la reducción de pérdidas térmicas y la optimización de procesos permitieron disminuir de forma significativa el consumo de vapor por tonelada de caña procesada. En particular, experiencias documentadas en ingenios de Australia y Nicaragua muestran reducciones del consumo de vapor del orden de 24% en escenarios de modernización moderada y cercanas a 29% en configuraciones más avanzadas de eficiencia térmica [13], [14].

En el modelo, esta reducción se interpreta como una menor demanda interna de calor útil por parte del proceso industrial donde la energía térmica liberada puede traducirse en mayor generación eléctrica para autoconsumo o en excedentes disponibles para venta a la red, siempre que la configuración técnica de las plantas y la capacidad de conexión lo permitan. Por ello, el escenario no debe interpretarse como una reducción de producción industrial, sino como una mejora en la intensidad energética del proceso.

3.4.2. Generación solar térmica

Con el fin de complementar la trayectoria tendencial del escenario BAU, se definieron escenarios alternativos que permiten evaluar la sensibilidad del potencial de energía solar térmica ante cambios en variables clave de carácter tecnológico y económico. A diferencia del escenario BAU, que representa una evolución basada en supuestos conservadores de crecimiento del área industrial y condiciones constantes de operación, los escenarios alternativos exploran posibles trayectorias bajo condiciones más favorables o restrictivas para la adopción de esta tecnología.

En este caso, los escenarios no se modelan mediante simulaciones energéticas detalladas como en el caso de la cogeneración, sino que corresponden a ejercicios teóricos de análisis basados en literatura técnica y tendencias internacionales, orientados a identificar los factores que podrían influir en la viabilidad y el nivel de implementación de sistemas solares térmicos en el sector industrial.

Estos escenarios no deben interpretarse como proyecciones determinísticas, sino como herramientas de análisis para entender la sensibilidad del sistema frente a cambios en variables externas, así como para contextualizar los resultados obtenidos en el escenario base:

Los escenarios se construyen a partir de la variación de tres variables principales, dando lugar a configuraciones diferenciadas del sistema:

- **Escenario A: Reducción de costos de tecnologías solares térmicas**, el cual evalúa el efecto de una disminución progresiva en los costos de inversión asociada a avances tecnológicos y economías de escala.
- **Escenario B: Aumento del precio del energético convencional desplazado**, que analiza el impacto de incrementos en el costo del gas natural y otros combustibles fósiles sobre la competitividad relativa de la energía solar térmica.
- **Escenario C: Incorporación de sistemas de almacenamiento térmico**, que considera mejoras en la gestión de la energía captada mediante almacenamiento, permitiendo aumentar el grado de aprovechamiento de la oferta solar disponible.

Estos escenarios representan condiciones contrastantes de desarrollo tecnológico, económico y operativo, y permiten contextualizar el comportamiento del sistema frente a diferentes entornos de adopción.

3.4.3. Tratamiento del análisis de sensibilidad

En la presente fase, el análisis de sensibilidad se aborda de manera integrada dentro de la definición de escenarios alternativos, y no como una corrida adicional independiente. Esta decisión responde a la naturaleza del modelo desarrollado: a diferencia de la proyección de demanda energética, donde es posible modificar de forma univariada parámetros como electrificación, eficiencia o precios, el potencial de cogeneración y generación solar térmica depende de variables físicas, operativas y de infraestructura cuya cuantificación requiere información específica por planta, usuario o proyecto.

En el caso de la cogeneración, los escenarios alternativos ya representan pruebas de sensibilidad estructural frente a las principales incertidumbres del modelo: disponibilidad ampliada de biomasa, afectación climático-productiva, eficiencia térmica de procesos y combinación de efectos. Por tanto, realizar una sensibilidad adicional sobre estas mismas variables podría duplicar impactos ya modelados o generar trayectorias poco trazables.

Para la generación solar térmica, el análisis se mantiene en un nivel preliminar y referencial, dado que no se dispone de información desagregada por instalación industrial sobre temperatura requerida, perfil horario de demanda, área disponible, capacidad térmica instalada o configuración de procesos. En consecuencia, la sensibilidad se expresa de forma cualitativa en torno a las condiciones que más modifican su viabilidad: horas equivalentes de uso, temperatura del proceso, simultaneidad entre recurso solar y demanda, almacenamiento, respaldo e integración con sistemas térmicos existentes.

De este modo, el análisis de sensibilidad de la Fase 2 se entiende como una lectura estructural de las variables críticas que pueden modificar el potencial o la viabilidad de las soluciones evaluadas, manteniendo coherencia con el nivel de información disponible y evitando introducir supuestos cuantitativos no verificables.

3.5. Brechas en infraestructura y normativa

El análisis de brechas de infraestructura y normativa se desarrolló con el propósito de identificar las condiciones que podrían limitar o habilitar la implementación de soluciones de cogeneración, generación solar térmica industrial y distrito térmico en el Valle del Cauca. Para ello, se partió de los resultados técnicos obtenidos en las actividades previas de la Fase 2, incluyendo la caracterización del panorama actual de cogeneración, la identificación de actividades industriales compatibles, el análisis de perfiles de uso térmico, la estimación del potencial de cogeneración y la revisión preliminar de oportunidades para generación solar térmica.

A partir de estos insumos, se realizó una revisión complementaria de fuentes normativas, instrumentos de política energética, referencias sectoriales, información de infraestructura disponible y entrevistas con actores clave. Este proceso permitió contrastar el potencial técnico identificado con las condiciones reales de implementación, reconociendo que la existencia de recurso energético o demanda térmica no garantiza, por sí sola, la viabilidad de un proyecto. En particular, se evaluaron aspectos asociados a conexión eléctrica, evacuación de excedentes, disponibilidad y logística de biomasa, integración de sistemas solares térmicos, información de demanda por proceso, permisos ambientales y urbanísticos, esquemas de comercialización, incentivos y modelos de negocio.

Metodológicamente, las brechas se organizaron por tipo de solución, dado que la cogeneración con biomasa, la generación solar térmica industrial y el distrito térmico presentan distintos niveles de madurez tecnológica, requerimientos de infraestructura, mercados objetivo y condiciones regulatorias. La cogeneración se analizó principalmente desde su relación con la agroindustria cañera, la disponibilidad de bagazo, la capacidad de conexión y la venta de excedentes eléctricos. La generación solar térmica se abordó desde su potencial de integración en procesos industriales de baja y media temperatura, considerando la disponibilidad de información térmica, la necesidad de almacenamiento, respaldo e integración con sistemas existentes. Por su parte, el distrito

térmico se analizó como una infraestructura colectiva e integradora, orientada a articular fuentes térmicas y usuarios cercanos bajo un esquema compartido de suministro de calor.

Para facilitar la lectura y evitar una enumeración dispersa de limitaciones, las brechas fueron clasificadas según su naturaleza.

En el caso específico del distrito térmico, se formuló una propuesta conceptual preliminar como marco de referencia para ordenar el análisis de brechas. Esta propuesta no corresponde a un diseño de ingeniería ni a una prefactibilidad de proyecto, sino a una hipótesis técnica razonable sobre el tipo de sistema que podría tener sentido en el Valle del Cauca.

De esta forma, el análisis de brechas no se limitó a señalar restricciones generales, sino que buscó traducir los resultados técnicos de la fase en una lectura operativa para la implementación.

3.6. Impacto de las políticas energéticas en la cogeneración

La metodología empleada para este análisis combinó un enfoque descriptivo y de revisión documental orientado a identificar la evolución de la cogeneración en el sector azucarero colombiano y su relación con los cambios regulatorios y económicos ocurridos entre 2008 y 2025. En primer lugar, se recopiló información estadística sobre capacidad instalada de cogeneración a partir de informes sectoriales y documentos oficiales publicados por entidades del sector azucarero en Colombia. Con estos datos se construyó una serie temporal que permitió identificar tendencias de crecimiento, desaceleración y cambios estructurales en la actividad de cogeneración. Asimismo, se calcularon tasas promedio de crecimiento anual para dos períodos diferenciados (2009–2017 y 2017–2024), con el objetivo de comparar la dinámica de expansión antes y después de la desaceleración observada.

Posteriormente, se realizó un análisis normativo de las principales políticas públicas y regulaciones relacionadas con cogeneración y eficiencia energética en Colombia. Para ello, se revisaron leyes, decretos, resoluciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), documentos de política pública y planes sectoriales emitidos por entidades como el Ministerio de Minas y Energía y la UPME. La revisión permitió identificar los principales instrumentos regulatorios que incidieron en la actividad, especialmente aquellos relacionados con la habilitación de venta de excedentes, incentivos tributarios, certificación de proyectos y fortalecimiento de la bancabilidad de inversiones energéticas. A partir de esta revisión se elaboró una matriz de normas aplicables a la cogeneración en Colombia.

Finalmente, se incorporó un análisis contextual de variables económicas y de mercado que pudieron influir sobre la evolución reciente de la cogeneración. En este componente se revisaron indicadores como precios de bolsa de energía y tasas de política monetaria, contrastándolos con el comportamiento de la capacidad instalada del sector azucarero. Esto permitió evaluar de manera cualitativa cómo las señales de precio, los costos financieros y el entorno macroeconómico pudieron actuar como factores complementarios en la desaceleración observada después de 2017. De esta manera, el análisis integró evidencia cuantitativa, revisión regulatoria y análisis económico para interpretar la evolución de la cogeneración en Colombia desde una perspectiva histórica y sectorial.

3.7. Estimación de la reducción de emisiones evitadas

La estimación de reducción de emisiones se desarrolla como un ejercicio preliminar de orden de magnitud, orientado a cuantificar el potencial de mitigación asociado a las soluciones energéticas evaluadas en la Fase 2: generación solar térmica industrial y cogeneración con biomasa. El cálculo corresponde a una aproximación comparativa frente a escenarios convencionales de suministro energético.

Metodológicamente, se adopta un enfoque de emisiones evitadas, en el cual la energía útil generada por fuentes renovables o de baja emisión se compara contra el energético que razonablemente sería desplazado. Para la generación solar térmica y el calor útil de cogeneración, se considera como referencia el gas natural, dado que

este energético fue utilizado en el estudio como proxy principal de la demanda térmica industrial del Valle del Cauca. Para la electricidad cogenerada, se considera como referencia la electricidad del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

El factor de emisión de gas natural expresado en CO_2eq , construido a partir del factor de CO_2 de combustión y de las emisiones asociadas de CH_4 y N_2O , siguiendo el enfoque utilizado en inventarios nacionales de GEI y factores de emisión de combustibles. equivalente a $56,343 \text{ tCO}_2\text{eq/TJ}$. Al convertir esta unidad a energía térmica en GWh, se obtiene un factor de $202,83 \text{ tCO}_2 \text{ eq /GWh térmico}$ [15], [16].

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 $0,220 \text{ tCO}_2\text{eq/MWh}$, es decir, $220 \text{ tCO}_2\text{eq/GWh eléctrico}$.

Es importante precisar que, en el caso de la cogeneración con bagazo, la estimación debe interpretarse como emisiones evitadas frente a un escenario contrafactual fósil, no necesariamente como reducción adicional frente a la operación actual de los ingenios. Bajo los lineamientos de contabilidad de GEI, el CO_2 biogénico asociado a la combustión de biomasa se reporta de manera separada y no se contabiliza de la misma forma que el CO_2 fósil en el inventario energético.

4. Identificación de actividades industriales para cogeneración y generación solar térmica

4.1. Actividades con potencial para cogeneración

La cogeneración se define como la producción simultánea de energía eléctrica y térmica a partir de una única fuente de energía primaria. En el contexto de este estudio, la cogeneración es un pilar fundamental para el desarrollo de distritos térmicos, ya que permite que la energía térmica residual de los procesos industriales sea aprovechada y distribuida de manera eficiente a terceros o procesos conexos.

En el Valle del Cauca, esta actividad está intrínsecamente ligada a la agroindustria de la caña de azúcar, donde la producción de energía se realiza principalmente a partir del bagazo, clasificado como una Fuente No Convencional de Energía Renovable (FNCER).

El desarrollo de la cogeneración en el departamento es el resultado de una consolidación histórica que inició en el siglo XIX y se intensificó hacia 1950, transformando la zona plana del Valle del Cauca en un epicentro agroindustrial. Gracias a la labor de los ingenios, los cultivadores y el respaldo técnico del Centro de Investigación de la Caña de Azúcar de Colombia (Cenicaña), el sector ha alcanzado estándares de productividad que sitúan a Colombia en posiciones de liderazgo mundial, según reportes de GlobalData.

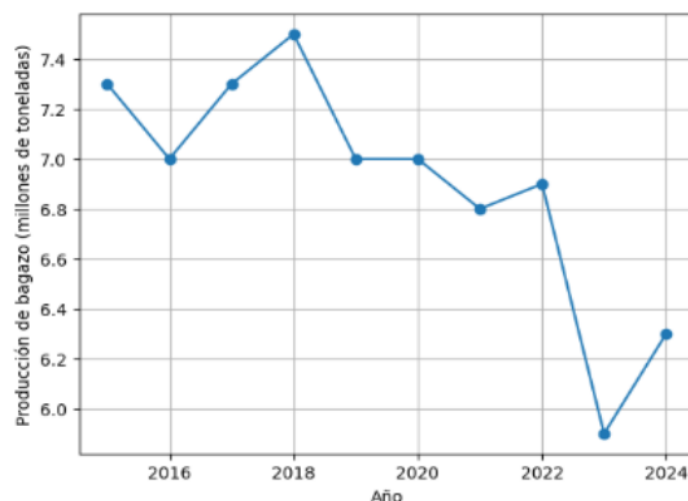
A nivel nacional, esta industria no solo es el mayor generador de valor agregado en el sector de alimentos del departamento, sino que constituye el referente máximo de eficiencia energética en la manufactura colombiana.

A. Producción del bagazo y desempeño energético

El Valle del Cauca constituye la principal zona de producción azucarera de Colombia, con una superficie aproximada de 220.000 hectáreas, lo que representa cerca del 66% de la producción nacional en 2023 [17]. Esta alta concentración productiva evidencia la relevancia estratégica del departamento tanto en la generación de bagazo como en el desarrollo de la cogeneración energética asociada al sector. Si bien los niveles actuales de producción se mantienen por debajo del promedio histórico, el sector ha demostrado una capacidad de recuperación sostenida, proyectándose una tendencia al alza en los próximos años.

La Figura 5 muestra la evolución de la producción de bagazo en Colombia entre 2015 y 2024. A partir de 2019 se observa una disminución progresiva, que se acentuó de manera significativa en 2023. Esta contracción estuvo asociada principalmente a los efectos del fenómeno de La Niña durante el período 2021-2022, el cual provocó inundaciones y pérdidas relevantes en la producción azucarera [18]. No obstante, en 2024 se evidencia un repunte en la producción, alcanzando 6,3 millones de toneladas de bagazo, lo que equivale a un incremento del 6,7 % respecto del año anterior. Este comportamiento confirma que el sector azucarero avanza hacia la recuperación de los volúmenes registrados en años previos.

Figura 5. Evolución de la producción de bagazo en Colombia (2015 – 2024)



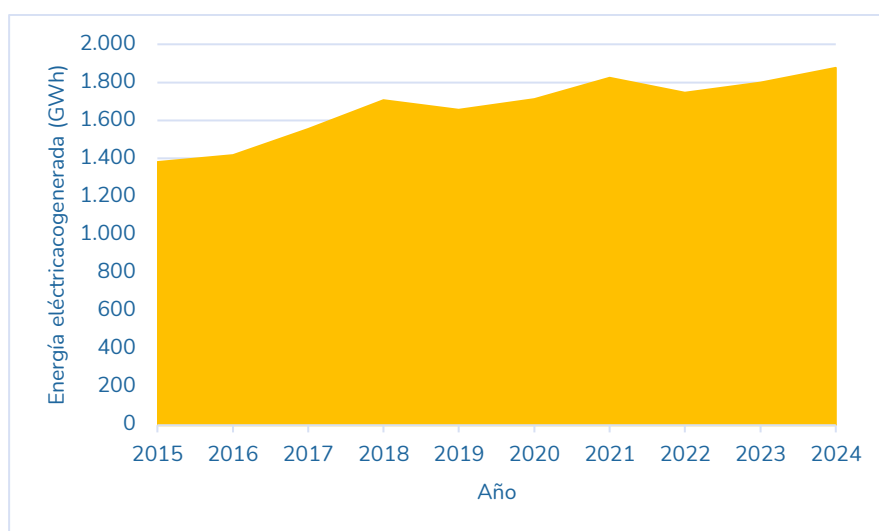
Fuente: Elaboración propia en base a información de Asocaña.

A pesar de las variaciones observadas en la producción de bagazo, la Figura 6, muestra que la generación eléctrica mediante cogeneración ha mantenido una trayectoria de crecimiento sostenido, alcanzando un máximo histórico de 1.800 GWh en 2024 [19].

De acuerdo con cifras de la Cámara de Comercio de Cali, el Valle del Cauca concentró el 93,9 % de la energía cogenerada a nivel nacional en 2023, consolidándose como el principal polo de cogeneración del país. La estabilidad e incluso el crecimiento de la cogeneración, aun en contextos de menor disponibilidad de bagazo, evidencian una alta resiliencia del sistema productivo. Esta resiliencia se explica por los avances en la eficiencia de las turbinas, la incorporación de mezclas de biomasa para mejorar el rendimiento energético del bagazo y la innovación tecnológica impulsada por marcos normativos y de fomento sectorial [19], [20].

En conjunto, estos elementos ponen de manifiesto el elevado potencial del Valle del Cauca para contribuir a los objetivos nacionales de diversificación de la matriz energética y al fortalecimiento de fuentes renovables de origen local.

Figura 6. Energía eléctrica cogenerada en Colombia 2015 – 2024 (GWh)



Fuente: Elaboración propia en base a información de Asocaña.

B. Industrias con un modelo de cogeneración

En el Valle del Cauca, el sector manufacturero concentra aproximadamente el 60 % de la demanda energética regional, siendo la industria de productos alimenticios la de mayor participación, según datos de XM. En este contexto, la cogeneración se ha consolidado como un modelo energético clave para industrias con alta demanda térmica y eléctrica simultánea, destacando particularmente el sector azucarero.

Los ingenios Incauca, Manuelita, Providencia, Riopaila-Castilla, Mayagüez y San Carlos lideran en el departamento el aprovechamiento de biomasa para el autoabastecimiento energético, utilizando el bagazo de caña como insumo principal y comercializando los excedentes de electricidad al Sistema Interconectado Nacional [19]. Durante 2024, cerca de 1.000 GWh de energía cogenerada fueron destinados a cubrir la totalidad de la demanda energética de los ingenios azucareros, mientras que los 800 GWh restantes fueron inyectaron al SIN [19]. Este desempeño evidencia un uso eficiente e integrado de los recursos energéticos propios del sector, así como su rol como proveedor relevante de energía renovable a nivel nacional.

Adicionalmente, la industria de pulpa y papel constituye otro ejemplo de actividad industrial en torno al aprovechamiento del bagazo. Las empresas papeleras utilizan este residuo agroindustrial debido a su disponibilidad estable, bajo costo relativo y adecuadas propiedades fibrosas para la producción de pulpa y papel. El uso del bagazo representa además una alternativa local a la madera, reduciendo la presión sobre los recursos forestales y los costos asociados a la importación de fibras vírgenes, al tiempo que se alinea con estrategias de economía circular y sostenibilidad. En este marco, empresas como la Organización Carvajal S.A, utilizan los residuos provenientes de los ingenios azucareros, absorbiendo aproximadamente el 11 % del bagazo producido en 2022 para la fabricación de celulosa [21], reforzando la articulación entre el sector azucarero y la industria manufacturera local.

Más allá de estos casos consolidados, el bagazo de caña de azúcar y la energía térmica y eléctrica obtenida a partir de su cogeneración presentan oportunidades relevantes para otras actividades industriales intensivas en consumo energético. Entre ellas se incluyen industrias del sector alimentario, como lácteas, cárnicas y cerveceras, así como procesos industriales con demandas significativas de vapor y calor de proceso. Adicionalmente, las tecnologías de valorización de la biomasa permiten ampliar las sinergias industriales mediante la producción de bioproductos, tales como biocombustibles, biofertilizantes y materiales de construcción, extendiendo el potencial del modelo de cogeneración más allá de los sectores azucarero y paplero.

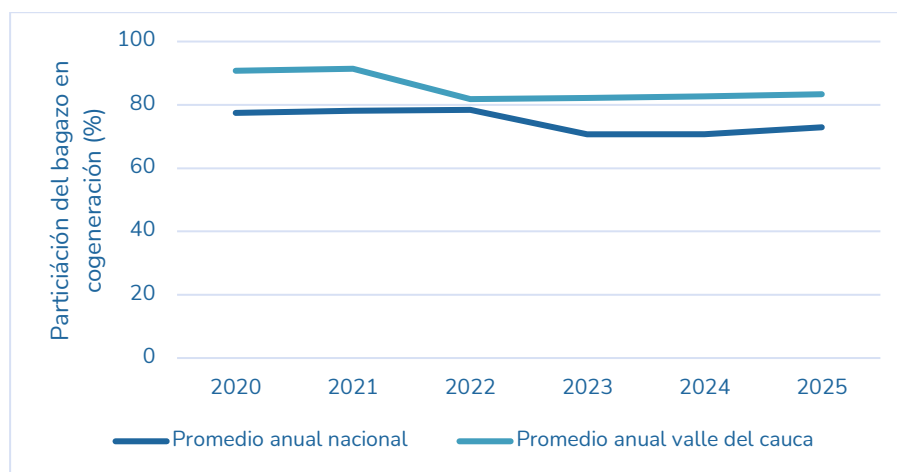
C. Relevancia del bagazo en la cogeneración del Valle del Cauca

El análisis de la estructura de la cogeneración en Colombia evidencia una alta concentración en el uso de bagazo de caña como fuente energética primaria. De acuerdo con estimaciones de la Cámara de Comercio de Cali, el bagazo representó el 98,8 % de la cogeneración a nivel nacional en 2018, consolidándose como el principal insumo para este tipo de sistemas en el país.

Asimismo, los ingenios ubicados en el valle geográfico del río Cauca concentran la mayor parte de esta actividad, con una participación cercana al 92 % de la cogeneración a partir de bagazo a nivel nacional. Este resultado refleja la alta especialización productiva del departamento y su rol como principal nodo de cogeneración en Colombia.

Complementariamente, el análisis de los reportes operativos de cogeneradores publicados por XM para el periodo 2020–2025 filtrado para las plantas localizadas en el departamento, evidencia que el bagazo representa aproximadamente entre el 88 % y el 92 % de la energía primaria utilizada en los sistemas de cogeneración (Ver Figura 7), encontrándose por encima de la participación promedio a nivel nacional. Este rango refleja la alta especialización del parque de generación, compuesto mayoritariamente por ingenios azucareros que integran la producción de vapor y electricidad a partir de residuos propios del proceso productivo.

Figura 7. Porcentaje de participación del bagazo como combustible para la cogeneración (2020-2025)



Fuente: Elaboración propia en base a XM [22]

En contraste, la participación de otros combustibles, como el carbón, se limita a un rol complementario en algunas plantas, principalmente como respaldo operativo o para estabilización de la generación, sin alterar la predominancia estructural del bagazo.

Este resultado es consistente con la evidencia sectorial disponible, que identifica al Valle del Cauca como el principal nodo de cogeneración del país, altamente concentrado en la agroindustria de la caña de azúcar. Asimismo, la estabilidad de esta participación a lo largo del tiempo sugiere la consolidación de un modelo energético maduro, estrechamente vinculado a la disponibilidad de biomasa residual del sector.

D. Cogeneración en otras industrias

El Valle del Cauca se caracteriza por una combinación única en Colombia: un denso corredor manufacturero que incluye a Cali, Yumbo, Palmira y Candelaria, junto con una extensa base agroindustrial y agropecuaria. Según la UPME, la Región Pacífico tiene un potencial de 174.679 TJ/año en biomasa, de los cuales el 73 % se concentra en el Valle. Este recurso está compuesto principalmente por biomasa agrícola y forestal (92,6 %) [23].

El mayor potencial técnico y económico para la cogeneración con biomasa en el Valle no está limitado solo a los ingenios azucareros. Los sectores agroindustriales de caña, bioetanol, alimentos y bebidas, plantas de valorización de residuos orgánicos, tratamiento de aguas residuales y biogás, así como las industrias químico-farmacéuticas y lácteas, son los que presentan la mayor oportunidad. Estos sectores combinan en diversas proporciones una carga térmica continua, biomasa accesible o fácilmente adquirible, y tecnologías maduras como calderas, digestión anaerobia y sistemas de cogeneración de contrapresión [24].

Sin embargo, es importante entender que cogeneración con biomasa no siempre implica la exportación de electricidad. En la mayoría de las industrias del Valle, fuera del sector azucarero, la mejor ruta es escalonada: inicialmente, se puede sustituir la energía térmica fósil por biomasa o biogás; luego, recuperar calor y mejorar el vapor y los condensados; y solo después, si la carga térmica útil es suficientemente alta y estable, se puede considerar la incorporación de turbinas de contrapresión o sistemas CHP (cogeneración de calor y electricidad). Esta aproximación se ve reforzada por los requisitos regulatorios de emisiones, conexión eléctrica y RETIE, además de que la biomasa comprada externamente podría afectar la viabilidad de pequeños proyectos eléctricos si el calor útil no está garantizado de manera firme [25].

Por otro lado, algunos sectores deben ser tratados con cautela. La palma de aceite, aunque es un excelente caso de cogeneración en Colombia, tiene una presencia marginal en el Valle del Cauca, con actividades concentradas en Caquetá y Nariño, según la ficha 2024 de Fedepalma. Esto sugiere que la palma de aceite debe considerarse como una oportunidad puntual más que como un pilar para el desarrollo energético departamental. En cuanto

al café y cacao, aunque existen en la región, su biomasa es más dispersa y estacional, lo que los hace más adecuados para modelos de centros de acopio o soluciones térmicas medianas, en lugar de proyectos de cogeneración eléctrica dedicados por planta [26].

Tabla 1. Industrias aptas para cogeneración

Compatibilidad	Industria	Empresas destacadas ²	Ventajas
Alta	Agroindustrial de caña y bioetanol	13 ingenios azucareros operan en el Valle del Cauca. Entre ellos se encuentran Manuelita, Riopaila Castilla, Ingenio Providencia, Ingenio Mayagüez.	Ya dispone de biomasa propia, escala grande, madurez tecnológica y uso simultáneo de vapor y electricidad. Es el benchmark disciplinario del departamento
Alta	Alimentos y bebidas	968 empresas relacionadas a la elaboración de productos alimenticios y elaboración de bebidas. Entre las destacadas se encuentran Aldor, Calima, Cargen, Harinera del Valle, Ingredion, Manitoba, Itacol, Enalia.	El Valle es líder nacional en varias ramas intensivas en vapor; la carga térmica es estable y el corredor industrial permite contratos de biomasa y soluciones ESCO térmicas.
Alta	Residuos orgánicos, PTAR y biogás	No existe un registro consolidado del número de empresas dedicadas específicamente a este segmento.	Excelente continuidad del recurso, lógica de economía circular, posibilidad de usar energía y resolver pasivos ambientales a la vez.
Media	Químico, farmacéutico y cosmética	200 empresas conforman el clúster de belleza del departamento (fabricación de sustancias y productos químicos, fabricación de productos farmacéuticos). Entre las destacadas se encuentran Abbott, Reckitt, Quimpac.	La carga térmica es muy atractiva y el corredor sur concentra mucha industria. El límite no es la demanda, sino asegurar combustible externo confiable y vapor de calidad.
Media	Lácteos agroalimentaria y húmeda	54 empresas de elaboración de productos lácteos según el cluster Macrosnacks. Entre las destacadas se encuentran Ventolini, Quesos La Florida, Quick and Tasty.	Buen encaje para vapor y, en ciertos casos, para biogás de sueros y efluentes; escalas medianas y replicables.

Fuente: [27], [28], [29], [30], [31], [32], [33]

La priorización presentada permite identificar los sectores del Valle del Cauca con mayor potencial técnico-económico para avanzar en esquemas de cogeneración o sustitución térmica con biomasa. La clasificación no responde únicamente a la disponibilidad de residuos, sino a la combinación de cuatro criterios principales: continuidad de la demanda térmica, disponibilidad o posibilidad de suministro de biomasa, madurez tecnológica de las soluciones aplicables y viabilidad operativa para incorporar calderas, digestión anaerobia o sistemas CHP.

En primer lugar, la agroindustria de caña y bioetanol aparece como el sector con mayor prioridad. Esto se debe a que ya cuenta con biomasa propia, principalmente bagazo y residuos agrícolas de cosecha, además de una escala industrial suficiente para justificar inversiones en calderas, turbinas y sistemas de aprovechamiento energético. En este caso, el modelo recomendado no parte desde cero, sino de la repotenciación de sistemas existentes, el aumento de presión y temperatura en calderas, la mezcla de bagazo con residuos agrícolas de caña y, eventualmente, el aprovechamiento de efluentes para la producción de biogás. En el departamento operan

² Se utilizaron datos sobre la cantidad de empresas provenientes de una base de datos del año 2023, proporcionada por Invest Pacific.

actualmente 13 ingenios azucareros, seis de los cuales cuentan con plantas de bioetanol, entre los que se destacan Manuelita, Riopaila Castilla, Ingenio Providencia e Ingenio Mayagüez, según cifras de Asocaña [31].

En segundo lugar, la industria de alimentos y bebidas representa una oportunidad relevante debido a su alta demanda de vapor y calor de proceso. Actividades como cocción, pasteurización, secado, esterilización, lavado industrial o calentamiento de agua requieren energía térmica de forma relativamente continua. A diferencia de los ingenios, este sector no siempre dispone de biomasa propia suficiente, por lo que su viabilidad dependerá de contratos estables de suministro de biomasa externa, residuos agroindustriales o modelos tipo ESCO térmica. Por ello, la recomendación inicial es priorizar la sustitución térmica de combustibles fósiles por biomasa, dejando la cogeneración CHP solo para plantas grandes, con operación continua y demanda térmica estable. Este segmento agrupa alrededor de 968 empresas en el Valle del Cauca según el clúster Macrosnacks de la Cámara de Comercio de Cali en el 2023, entre las que se destacan AB InBev, Cargill, Colombina, Nestlé y Unilever [32], [34].

El tercer frente corresponde a residuos orgánicos, PTAR y biogás. Este grupo destaca porque permite resolver simultáneamente una necesidad energética y un pasivo ambiental. Los residuos orgánicos, lodos de plantas de tratamiento y efluentes con carga orgánica pueden valorizarse mediante digestión anaerobia para producir biogás, el cual puede utilizarse en motogeneración, generación de calor para el propio digestor o, cuando la escala lo permita, en procesos de upgrading hacia biometano [28]. Este modelo es especialmente atractivo cuando existe continuidad en el suministro del residuo y una demanda energética cercana. No existe un registro consolidado del número de empresas dedicadas específicamente a este segmento en el Valle del Cauca; sin embargo, actores como los ingenios azucareros, las plantas municipales de tratamiento de aguas residuales y algunas empresas del sector avícola podrían considerarse como aptas para este grupo.

El sector químico, farmacéutico y cosmético también presenta un potencial importante, aunque con una prioridad media-alta. Su principal fortaleza es la demanda térmica constante y de alta calidad, asociada a procesos como destilación, calentamiento de reactores, secado, esterilización y servicios auxiliares. No obstante, su principal limitación es que normalmente depende de biomasa externa y requiere altos estándares de confiabilidad, trazabilidad del combustible y calidad del vapor. Por ello, el modelo más adecuado sería una caldera de biomasa con respaldo dual o una central térmica compartida en parque industrial, especialmente en zonas como Yumbo, Palmira o el corredor industrial del sur del Valle. El clúster de belleza y cuidado personal agrupa 200 empresas en el departamento, mientras que el clúster de Excelencia Clínica, que incluye la industria farmacéutica junto con otros segmentos de salud, identificó 528 empresas en el 2023; siendo 18 empresas relacionadas a productos farmacéuticos y 5 empresas relacionadas a químicos. Entre las compañías destacadas del sector químico, farmacéutico y cosmético se encuentran Baxter, Eurofarma, Abbott, Colgate-Palmolive, Reckitt, Quimpac, SunChemical y Univar Solutions [33], [35].

Finalmente, los sectores lácteos y de agroalimentaria húmeda muestran un buen encaje para soluciones modulares. Sus procesos requieren vapor y agua caliente para pasteurización, limpieza CIP, concentración, cocción y otros usos térmicos. Además, ciertos residuos líquidos, como sueros y efluentes orgánicos, pueden ser aprovechados para producir biogás [27]. En este caso, la alternativa más razonable sería avanzar por etapas, combinando biogás con calderas híbridas o sustitución térmica parcial, antes de evaluar sistemas de cogeneración más complejos. Este segmento se encuentra parcialmente integrado dentro del clúster Macrosnacks, en su rama de bebidas y lácteos, donde se encuentran 54 empresas en el 2023.

En conclusión, el potencial de cogeneración del Valle del Cauca no se limita a los ingenios azucareros. Si bien la caña sigue siendo el referente más sólido por escala, biomasa propia y madurez tecnológica, existen oportunidades relevantes en alimentos y bebidas, residuos orgánicos, química-farmacéutica-cosmética y agroindustria húmeda. La hoja de ruta recomendada debe ser progresiva donde primero se sustituyan los combustibles fósiles en usos térmicos, luego se optimice vapor, condensados y recuperación de calor, y finalmente se evalúe cogeneración eléctrica solo en aquellos casos donde exista una carga térmica base suficientemente alta, estable y cercana al punto de generación.

4.2. Actividades con potencial para generación solar térmica

La energía solar puede ser usada de dos formas: (1) para producir electricidad de forma directa mediante paneles de silicio o (2) para calentar líquidos mediante el aprovechamiento de la radiación solar. El primer tipo de uso es llamado energía solar fotovoltaica y el segundo es energía solar térmica.

En Colombia, el desarrollo de la energía solar térmica ha sido limitado en comparación con la fotovoltaica. La mayoría de los proyectos implementados en el país se concentran en la generación de electricidad, y la información oficial disponible, como la reportada por la UPME, se enfoca principalmente en este tipo de aplicaciones. En contraste, la energía solar térmica ha tenido una adopción más frecuente en el sector residencial, especialmente para el calentamiento de agua a pequeña escala.

No obstante, el país presenta condiciones favorables para el aprovechamiento de este recurso, debido a sus niveles de irradiación solar. Colombia cuenta con un promedio de irradiación de 1.605 KWh/m² al año [21]. En particular, el departamento del Valle del Cauca registra una irradiación global horizontal promedio cercana a 4,5 kWh/m²/día. Este recurso se caracteriza por una alta estabilidad a lo largo del año, con valores que, según los registros históricos presentados en la Tabla 2, se mantienen predominantemente por encima de los 4.200 Wh/m² diarios todos los meses.

Tabla 2. 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 [36]

Con base en este contexto de disponibilidad del recurso solar, resulta relevante analizar el comportamiento de la demanda térmica potencialmente abastecible mediante este tipo de tecnología, así como los sectores con mayor capacidad de adaptación.

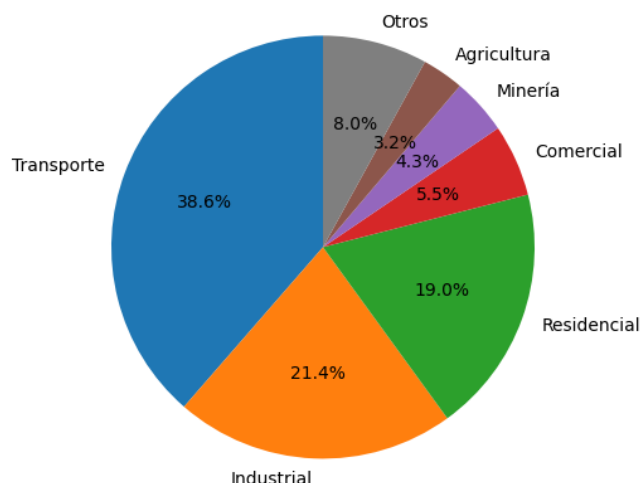
A. Nacional

A nivel nacional, los sectores residencial e industrial concentran las mayores oportunidades para la implementación de energía solar térmica.

El sector residencial representa aproximadamente el 19 % de la demanda energética nacional (Figura 8). Dentro de este, cerca del 68% del consumo se destina a la generación de calor, particularmente para cocinar, lo que abre un espacio considerable para la implementación de energía solar térmica. El uso de esta tecnología podría usarse para desplazar al uso de leña, el cual ocupa más del 50% del material usado para cocina. Este cambio ayudaría a reducir la emisión de dióxido de carbono, la deforestación y la exposición de la población a humo con efectos nocivos. Respecto al gasto eléctrico de los hogares, el 35% se destina a calentar agua, siendo esta una actividad que podría ser suplida por la energía solar térmica [37].

Por su parte, el sector industrial representa el 21,4 % de la demanda energética nacional. Dentro de este, aproximadamente el 85 % del consumo corresponde a la generación de calor para procesos productivos. Es relevante destacar que el 41,7 % de esta demanda térmica se concentra en procesos que requieren temperaturas inferiores a 125 °C, rango en el cual las tecnologías solares térmicas presentan mayor aplicabilidad. Asimismo, sectores como la industria de alimentos, que concentra cerca del 30 % de la demanda energética industrial, presentan condiciones particularmente favorables para la integración de este tipo de soluciones [37].

Figura 8. Gasto energético nacional de Colombia por sector (2024)



Fuente: Elaboración propia en base a información de la UPME Haga clic o pulse aquí para escribir texto..

B. Departamental

A nivel departamental, el Valle del Cauca presenta características relevantes para la implementación de tecnologías solares térmicas. Aproximadamente el 60 % del consumo energético del departamento corresponde al sector manufacturero, con una fuerte presencia de industrias como la azucarera, cárnica, harinera y confitera. Estas actividades industriales requieren, en gran medida, procesos que operan en rangos de temperatura inferiores a 125 °C, lo que las hace técnicamente compatibles con soluciones solares térmicas.

En el contexto regional, se observa además un avance en la adopción de tecnologías solares, principalmente en su modalidad fotovoltaica. Empresas como Colombina, Solla y Alianza Team han desarrollado proyectos de generación solar para el abastecimiento parcial de su demanda energética. Entre estos, se destaca la planta solar de Colombina en La Paila (2021), con una extensión de 13,6 hectáreas y una capacidad de cobertura cercana al 30 % de la demanda de su operación industrial. Asimismo, la planta solar Buga 1, desarrollada en 2023 en alianza con Celsia, cubre aproximadamente el 40 % de la demanda energética de Solla y Alianza Team.

Si bien estos proyectos corresponden a generación eléctrica, constituyen una referencia relevante sobre el aprovechamiento del recurso solar en la región y evidencian una tendencia hacia la incorporación de fuentes renovables en el sector industrial. En este sentido, la experiencia acumulada en proyectos fotovoltaicos puede considerarse un antecedente para la eventual implementación de tecnologías solares térmicas en procesos productivos.

Adicionalmente, el Valle del Cauca cuenta con un ecosistema empresarial en crecimiento orientado al desarrollo de soluciones energéticas solares. Empresas especializadas en diseño, suministro e instalación de sistemas fotovoltaicos, ubicadas en municipios como Cali, Yumbo y Palmira, evidencian la existencia de capacidades técnicas y operativas en la región. Este entorno empresarial podría facilitar, en el mediano plazo, la incorporación de tecnologías solares térmicas, particularmente en aplicaciones industriales.

C. Generación solar térmica en otras industrias

La energía solar térmica constituye una alternativa con potencial de aplicación en el suministro de calor para procesos industriales, especialmente en aquellos sectores con alta demanda térmica.

Su aplicabilidad es amplia y abarca múltiples industrias, incluyendo alimentos y bebidas, papel y pulpa, textil, química, maquinaria y equipos de transporte. En estos sectores, una proporción significativa de la demanda térmica se concentra en rangos de temperatura inferiores a 250 °C, lo que permite su compatibilidad con tecnologías solares térmicas.

Las tecnologías disponibles para aplicaciones industriales pueden clasificarse en tres categorías principales:

- **Colectores solares de aire:** utilizados principalmente en procesos de secado, especialmente en la industria alimentaria, como alternativa al uso de combustibles fósiles. Permiten reducir pérdidas de producto y pueden ser desarrollados con materiales locales, lo que reduce costos de inversión.
- **Sistemas solares de agua:** incluyen colectores de placa plana (FPC) y colectores de tubos de vacío (ETC). Estos sistemas son adecuados para aplicaciones de baja temperatura, alcanzando típicamente entre 100 °C y 120 °C, y pueden instalarse en cubiertas industriales para suplir demandas térmicas como calentamiento de agua o limpieza de equipos.
- **Concentradores solares:** utilizados para aplicaciones de temperatura media (150 °C a 400 °C). Son la principal tecnología para procesos industriales más exigentes térmicamente, ya que permiten alcanzar temperaturas superiores mediante la concentración de la radiación solar.

Los sistemas solares térmicos tienen un alto potencial de aplicación en industrias como alimentos y bebidas, papel y pulpa, textil, química, maquinaria y equipos de transporte. En estos sectores, aproximadamente el 60 % de la demanda de calor se concentra en rangos de temperatura inferiores a 250 °C, lo que los hace especialmente adecuados para soluciones solares térmicas.

En particular, las industrias alimentaria y papelera destacan por su elevada demanda de calor, seguidas por las industrias textil y química. En estos sectores, como se observa en la Tabla 3, más del 50 % del calor requerido corresponde a procesos de baja y media temperatura, incluyendo secado, cocción, limpieza, extracción y tratamiento térmico.

Tabla 3. Procesos industriales y niveles de temperatura

Sector industrial	Empresas destacadas ³	Procesos	Rango de temperatura (°C)
Industria alimentaria	En 2023 se contaba con 878 empresas relacionadas a la elaboración de productos alimenticios. Entre las destacadas se encuentran Aldor, Alimentos Carnicos, Itacol de Occidente, Harinera del valle, Ingredion, Manitoba.	Secado	30-90
		Lavado	60-90
		Pasteurización	60-80
		Hervido	95-105
		Esterilizado	110-120
		Tratamiento térmico	40-60
Industria de papel	En 2023 se contaba con 78 empresas relacionadas a la fabricación de productos de papel y cartón. Entre ellas destacan Cartón de Colombia, Carvajal Pulpa y Papel, Cartones América, Propak, Cartonera y Papelera del Pacífico, Incolpa Ltda.	Cocción y secado	60-80
		Agua para alimentar la caldera	60-90
		Blanqueamiento	130-150
Industria textil	El sector textil relacionado con la tejeduría y acabado de productos textiles, fabricación de prendas de vestir y de otros artículos textiles, está compuesto por 795 empresas. Entre ellas destacan NEXXOS Studio, Grupo Mayorista, EKA Corporación, STF Group y Textiles ILP.	Blanqueamiento	60-100
		Tintura	70-90
		Secado, desengrasado	100-130
		Lavado	40-80
		Fijación	160-180
Industria química	Según el clúster de Belleza, hay 13 empresas relacionadas a la fabricación de sustancias y productos químicos.	Prensado	80-100
		Jabones	200-260
		Caucho sintético	150-200
		Calor de procesamiento	120-180

³ Se utilizaron datos sobre la cantidad de empresas provenientes de una base de datos del año 2023, proporcionada por Invest Pacific.

	Entre ellas destacan Quimpac, Recamier, Johnson & Johnson, Sucroal.	Precalentar el agua	60-90
--	---	---------------------	-------

Fuente: [7], [32], [34]

La integración de sistemas solares térmicos en procesos industriales presenta características específicas respecto a su uso en aplicaciones residenciales. Entre las principales diferencias se encuentran: (i) mayores volúmenes de demanda térmica, (ii) requerimientos continuos de suministro de calor, y (iii) mayores niveles de temperatura en ciertos procesos, lo que exige tecnologías más avanzadas y sistemas de control más complejos.

Existen diversas configuraciones para integrar la energía solar térmica en procesos industriales:

1. **Calentamiento directo de fluidos**, como agua de proceso, aire o circuitos cerrados.
2. **Suministro de calor en procesos de baja temperatura**, donde puede sustituir directamente fuentes convencionales.
3. **Precalentamiento de agua de alimentación de calderas** o integración como fuente complementaria en sistemas de generación de vapor.

En la mayoría de los casos, los sistemas convencionales se basan en calderas que utilizan combustibles fósiles (gas, petróleo o carbón) o electricidad. La incorporación de energía solar térmica permite reducir el consumo de estos energéticos, actuando como sistema complementario.

No obstante, su implementación requiere considerar sistemas de almacenamiento térmico y estrategias de control, debido a la naturaleza intermitente del recurso solar. Asimismo, uno de los principales factores limitantes suele ser la disponibilidad de superficie para la instalación de colectores, particularmente en cubiertas industriales.

5. Condiciones técnicas y perfiles energéticos compatibles con cogeneración y generación solar térmica

La viabilidad de implementar soluciones de cogeneración o generación solar térmica industrial depende de la estructura del consumo energético de las instalaciones productivas.

En línea con el alcance de la Fase 2, el análisis distingue dos rutas tecnológicas complementarias pero no equivalentes. La primera corresponde a cogeneración, entendida como la producción simultánea de energía eléctrica y energía térmica útil a partir de una fuente primaria, con aplicación principal en industrias que presentan demanda térmica y eléctrica simultánea, sostenida y de escala suficiente. La segunda corresponde a generación solar térmica industrial, incluyendo el uso de vapor o calor generado mediante tecnologías solares térmicas o de concentración solar, aplicable principalmente a procesos con requerimientos de calor de baja y media temperatura, especialmente cuando el consumo térmico coincide con la disponibilidad solar o puede gestionarse mediante almacenamiento térmico, respaldo auxiliar o integración con calderas existentes.

5.1. Variables técnicas para la identificación de patrones energéticos

Con base en experiencias sectoriales documentadas por el IEA [39] y el U.S. Department of Energy [40], [45], se identifican las siguientes condiciones técnicas mínimas:

A. Intensidad de la demanda térmica

Se analiza si la actividad industrial requiere vapor, agua caliente o calor de proceso de manera relevante dentro de su operación. Los sectores con mayor demanda térmica estructural presentan mayor potencial para cogeneración [39] o solar térmica, mientras que los sectores predominantemente eléctricos tienden a ser menos compatibles con estas tecnologías.

B. Continuidad del consumo térmico

La cogeneración requiere una demanda térmica relativamente constante para maximizar la utilización del sistema y mejorar su desempeño económico. En cambio, la solar térmica puede ser compatible tanto con consumos continuos como con consumos diurnos o puntuales, siempre que exista posibilidad de integración con almacenamiento térmico, respaldo o sistemas existentes de calderas.

C. Simultaneidad entre demanda térmica y eléctrica

La cogeneración resulta más adecuada cuando la demanda de calor o vapor coincide temporalmente con la demanda eléctrica. Esta simultaneidad permite aprovechar el calor útil y reducir pérdidas. Cuando la demanda térmica y eléctrica no coinciden, la viabilidad de la cogeneración disminuye o requiere mecanismos de gestión de excedentes eléctricos o térmicos. De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (IEA) [40] y el U.S. Department of Energy (DOE), la cogeneración resulta técnicamente más eficiente y económicamente viable en instalaciones donde existe una demanda simultánea y sostenida de energía térmica y eléctrica, permitiendo alcanzar eficiencias globales del orden de 70-85%, superiores a la generación separada de calor y electricidad.

D. Nivel de temperatura requerido

La temperatura del proceso es una variable crítica para diferenciar tecnologías. La solar térmica industrial presenta mayor afinidad con usos de baja y media temperatura, como agua caliente, lavado, pasteurización, cocción, secado o precalentamiento. La cogeneración, por su parte, puede atender vapor de proceso y calor útil en rangos más amplios, dependiendo del combustible, la tecnología y la configuración del sistema.

E. Escala de operación

Las plantas industriales de mayor escala, con operación continua o por turnos extendidos, presentan mejores condiciones para justificar inversiones en cogeneración. En instalaciones medianas o con consumos térmicos por lotes, la solar térmica puede tener mayor aplicabilidad como sistema de apoyo, precalentamiento o sustitución parcial de combustibles.

F. Disponibilidad de combustible o recurso energético

Para cogeneración, la disponibilidad de un combustible competitivo y logísticamente accesible es determinante. En el Valle del Cauca, el bagazo de caña constituye el recurso más consolidado y trazable para cogeneración; sin embargo, otros sectores podrían evaluar gas natural, biomasa residual, biogás u otras fuentes, siempre que exista disponibilidad suficiente y condiciones económicas favorables. Para solar térmica, el recurso relevante es la disponibilidad de radiación solar, superficie útil y posibilidad de integración física con la instalación industrial.

G. Localización y potencial de integración territorial

La proximidad entre usuarios industriales con demanda térmica compatible puede habilitar esquemas de distrito térmico o redes de calor compartidas. Por ello, además del análisis sectorial, se considera la localización de actividades industriales en nodos como Cali, Yumbo, Palmira, Guacarí, Tuluá, Zarzal y otros corredores productivos relevantes del departamento.

5.2. Tipificación preliminar de perfiles energéticos en el contexto del Valle del Cauca

A partir de los criterios técnicos previamente descritos y considerando la estructura productiva del Valle del Cauca, caracterizada por una fuerte presencia agroindustrial, manufacturera y de transformación, se realizó una tipificación preliminar de perfiles energéticos industriales con el fin de identificar sectores potencialmente compatibles con esquemas de cogeneración.

Considerando que no se cuenta con información horaria detallada de consumo energético por instalación, se adopta una clasificación estructural basada en la naturaleza de los procesos productivos y en patrones típicos de uso térmico documentados.

A. Perfil A. Consumo térmico continuo y alta carga eléctrica simultánea

Corresponde a instalaciones con procesos productivos que demandan vapor o calor de proceso de manera sostenida y que, simultáneamente, presentan un consumo eléctrico significativo y relativamente estable.

En el contexto del Valle del Cauca, este perfil es consistente con:

- Ingenios azucareros y agroindustria asociada a la caña
- Industria de papel y cartón.
- Procesamiento de alimentos a gran escala.
- Algunas industrias químicas o de transformación intensiva.

Estos sectores suelen requerir vapor para cocción, evaporación, secado o esterilización, además de electricidad para molienda, bombeo, compresión y líneas de producción. La simultaneidad entre carga térmica y eléctrica los convierte en candidatos naturales para esquemas de cogeneración, particularmente cuando existe disponibilidad local de biomasa residual, como el bagazo de la caña de azúcar.

En el Valle del Cauca, este perfil es consistente con empresas como los ingenios Manuelita, Riopaila Castilla e Ingenio Providencia en el sector azucarero; Propal y Kimberly-Clark en la industria de papel y cartón; AB InBev, Nestlé, Cargill y Colombina en alimentos a gran escala; y Sucroal y Quimpac en transformación química intensiva.

B. Perfil B: Consumo térmico relevante pero parcialmente intermitente

Incluye actividades industriales que requieren calor de proceso en ciertos momentos del ciclo productivo, pero cuya demanda térmica no es completamente continua o cuya carga eléctrica presenta mayor variabilidad.

En el Valle del Cauca, este perfil podría asociarse a:

- Industria de alimentos y bebidas de menor escala.
- Sector farmacéutico.
- Procesos de manufactura ligera con requerimientos térmicos específicos.
- Algunas actividades logísticas con procesos térmicos auxiliares.

En estos casos, la viabilidad de la cogeneración dependería de ajustes de escala, integración con almacenamiento térmico o complementariedad con otras tecnologías, como sistemas híbridos. Por su parte la generación solar térmica puede tener mayor pertinencia en este perfil, especialmente cuando la demanda corresponde a calor de baja o media temperatura y se concentra en horarios diurnos.

En el Valle del Cauca, este perfil podría asociarse a empresas de alimentos de menor escala como Aldor, Calima y Harinera del Valle; farmacéuticas como BSN Medical, Vallecilla B Y Vallecilla M Y Cia y Bionutrec; y manufactura ligera como Nexans y Menshen.

C. Perfil C: Baja demanda térmica o elevada intermitencia

Corresponde a sectores cuya actividad principal no requiere vapor o calor de proceso significativo, o donde el consumo térmico es ocasional y no estructural.

En el contexto local, este perfil podría incluir:

- Actividades predominantemente comerciales o de servicios.
- Manufactura ensambladora con bajo componente térmico.
- Sectores intensivos en electricidad, pero con requerimientos térmicos marginales.

En estos casos, la cogeneración tradicional basada en recuperación de calor resulta técnicamente poco atractiva, y otras estrategias de eficiencia energética o generación distribuida eléctrica podrían ser más pertinentes.

En el contexto local, este perfil podría incluir empresas del sector BPO y de centros de contacto establecidas en Cali y el Valle del Cauca, como Alorica, Foundever, Health Prime, TaskUs, Teleperformance, VirtualGuard y Solvo, cuyo consumo energético es predominantemente eléctrico (climatización, iluminación y equipos de cómputo) y no presenta procesos de calor de proceso significativos.

6. Desarrollo del modelo de proyección BAU

6.1. Potencial de cogeneración

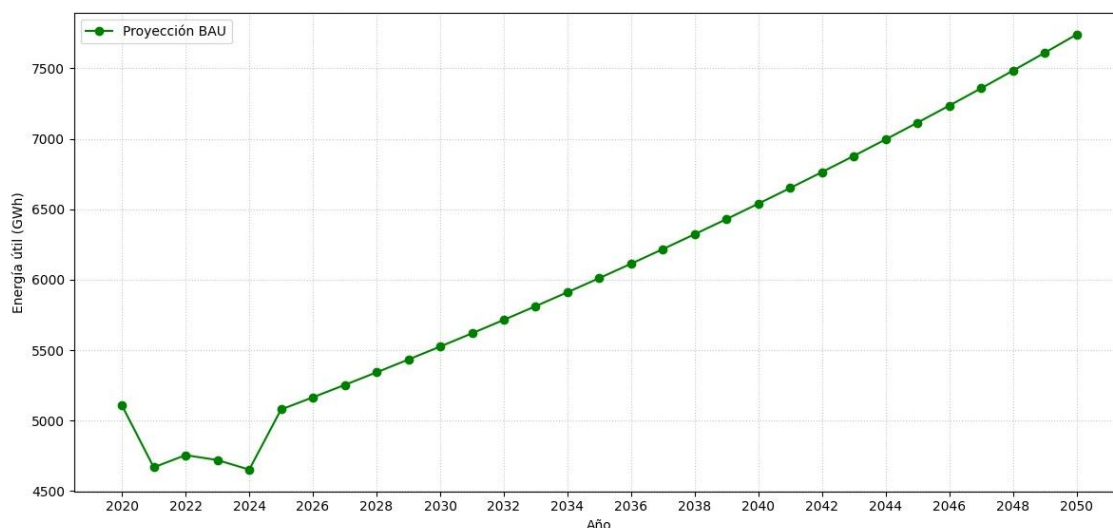
El escenario BAU constituye la línea base tendencial de la cogeneración con bagazo en el Valle del Cauca. Este escenario parte de la operación histórica de los cogeneradores asociados a ingenios azucareros y mantiene constantes las condiciones estructurales actuales del sistema: infraestructura existente, patrón tecnológico vigente, disponibilidad operativa, uso predominante del bagazo como combustible y distribución actual entre calor útil y generación eléctrica.

Bajo este enfoque, el BAU no representa el máximo potencial técnico de cogeneración ni un escenario de expansión de la superficie de biomasa. Por el contrario, corresponde a una trayectoria inercial que permite estimar cómo evolucionaría la cogeneración si el sector mantiene su lógica actual de operación. Como se valida en la sección 1.1.2.B, esta trayectoria se mantiene por debajo del límite físico de biomasa aprovechable identificado por el PIBE Pacífico.

Los resultados del modelo de BAU de cogeneración presentados en la Figura 9, muestran que la energía útil cogenerada pasaría de aproximadamente 5.078 GWh en 2025 a 5.525 GWh en 2030 y 7.741 GWh en 2050. Esto representa un incremento de 8,8% al 2030 y de 52,4% al 2050 frente al año base. Esta trayectoria confirma que, aun bajo un escenario conservador y sin incorporar nuevas fuentes de biomasa, la cogeneración con bagazo mantendría una contribución relevante dentro de la matriz energética industrial del Valle del Cauca.

Adicionalmente, al expresar la energía útil cogenerada del escenario BAU como capacidad media equivalente, la cogeneración a partir de bagazo pasaría de aproximadamente 580 MW equivalentes en 2025 a 627 MW en 2030 y 863 MW en 2050. Este valor no debe interpretarse como capacidad instalada nominal de las plantas, sino como una equivalencia energética promedio anual que permite dimensionar la magnitud del aporte térmico y eléctrico de la cogeneración. Si se considera únicamente el componente eléctrico, la capacidad media equivalente aumentaría de 147 MW en 2025 a 160 MW en 2030 y 224 MW en 2050.

Figura 9. Proyección del potencial de cogeneración en el Valle del Cauca bajo el escenario BAU



Nota: la trayectoria BAU está acotada por la disponibilidad física de bagazo en el Valle del Cauca. Hacia 2030, el requerimiento de energía primaria asociado equivale al 74% del potencial bioenergético técnico identificado por la UPME (PIBE Pacífico); hacia 2050, equivale al 79% del techo proyectado por el PIBE para 2036 (ver validación de disponibilidad de biomasa, sección 1.1.2.B). La proyección es válida únicamente dentro del horizonte de análisis 2025-2050 y no debe interpretarse como una tendencia de crecimiento ilimitado del recurso.

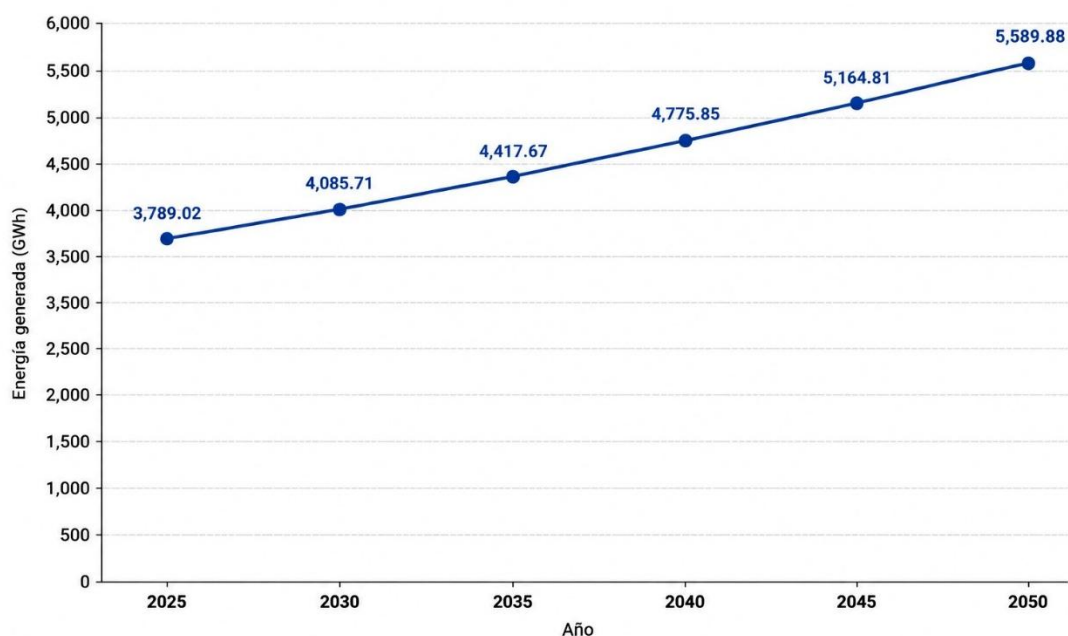
Fuente: Elaboración propia

No obstante, la lectura del crecimiento bajo este escenario debe interpretarse con cuidado puesto que la proyección no implica necesariamente una expansión de la frontera agrícola. El BAU se fundamenta en la continuidad operativa de los ingenios y en el aprovechamiento energético de una cadena agroindustrial ya instalada. Por tanto, la lectura adecuada no es que el Valle deba sembrar más caña para sostener la cogeneración, sino que la infraestructura existente puede mantener una trayectoria creciente en la medida en que se conserve la disponibilidad de bagazo, la productividad agrícola y la operación del sector dentro de los límites bioenergéticos identificados. Asimismo, esta trayectoria no debe leerse como un crecimiento perpetuo del recurso: la validación frente al PIBE Pacífico (sección 1.1.2.B) muestra que hacia 2050 el BAU ya utiliza cerca del 79% del techo técnico proyectado, por lo que una extensión de la tendencia más allá del horizonte 2050 agotaría progresivamente el margen de biomasa disponible.

La desagregación del escenario entre calor útil (Ver Figura 10) y energía eléctrica (Ver Figura 11) permite entender mejor la naturaleza de la cogeneración en los ingenios. En 2050, el calor útil alcanzaría aproximadamente 5.590 GWh, mientras que la energía eléctrica llegaría a cerca de 1.965 GWh. Esta distribución evidencia que el principal producto energético de la cogeneración seguiría siendo el vapor o calor de proceso, utilizado internamente por los ingenios para sus operaciones industriales. La electricidad generada, aunque relevante, permanecería subordinada a la demanda térmica del proceso productivo.

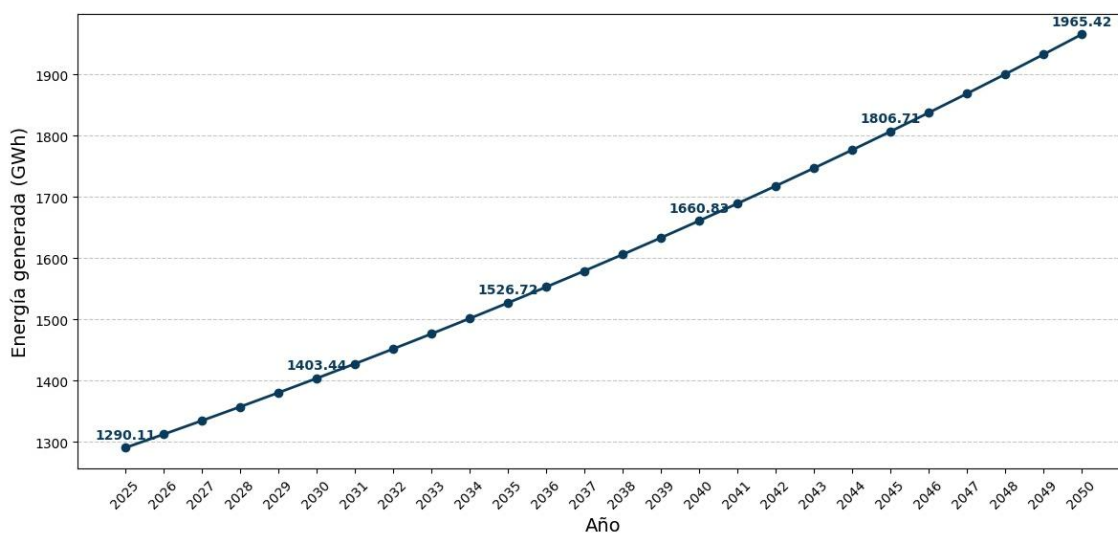
Esta característica resulta relevante para la interpretación del potencial. La cogeneración con bagazo no debe entenderse únicamente como una alternativa de generación eléctrica renovable, sino como una solución energética integrada para procesos industriales térmicamente intensivos. Su valor radica en permitir que los ingenios aprovechen un subproducto de su proceso productivo para cubrir demanda de vapor, reducir dependencia de combustibles externos y generar electricidad para autoconsumo o venta de excedentes.

Figura 10. Proyección del calor útil cogenerado bajo el escenario BAU en el Valle del Cauca



Fuente: Elaboración propia

Figura 11. Proyección de la energía eléctrica cogenerada bajo el escenario BAU en el Valle del Cauca



Fuente: Elaboración propia

El escenario BAU confirma que el Valle del Cauca cuenta con una plataforma bioenergética madura y operativa, anclada en la agroindustria cañera. Esta plataforma representa una ventaja competitiva regional porque combina disponibilidad de biomasa, experiencia técnica, infraestructura existente y demanda térmica industrial. Sin embargo, el BAU también expresa con claridad el límite de ese modelo: una cogeneración orientada al autoconsumo térmico de los ingenios, con excedentes eléctricos relativamente acotados y sin incorporación de nuevos actores industriales ni tecnologías más eficientes. En este sentido, el BAU no debe leerse como el escenario deseable, sino como el escenario de referencia frente al cual los escenarios alternativos como mayor aprovechamiento de biomasa residual, electrificación, cogeneración en industrias no azucareras, que permitan dimensionar el potencial adicional de cogeneración que podría activarse en el Valle del Cauca como una estrategia de promoción activa de inversión.

6.2. Potencial de generación solar térmica

En esta sección se presentan los resultados obtenidos a partir de la proyección de la oferta de energía solar térmica y la demanda térmica compatible en el Valle del Cauca para el periodo 2025-2050. A partir de estas proyecciones, se estimó la capacidad instalada potencial del sistema, definida como el mínimo entre la oferta disponible y la demanda aprovechable durante las horas de operación consideradas.

La Figura 12 presenta la proyección de la oferta solar térmica y la demanda térmica industrial compatible con solar térmico en el Valle del Cauca para el período 2025–2050. El análisis de ambas trayectorias permite identificar dos fases diferenciadas en la evolución del potencial de generación solar térmica industrial en la región.

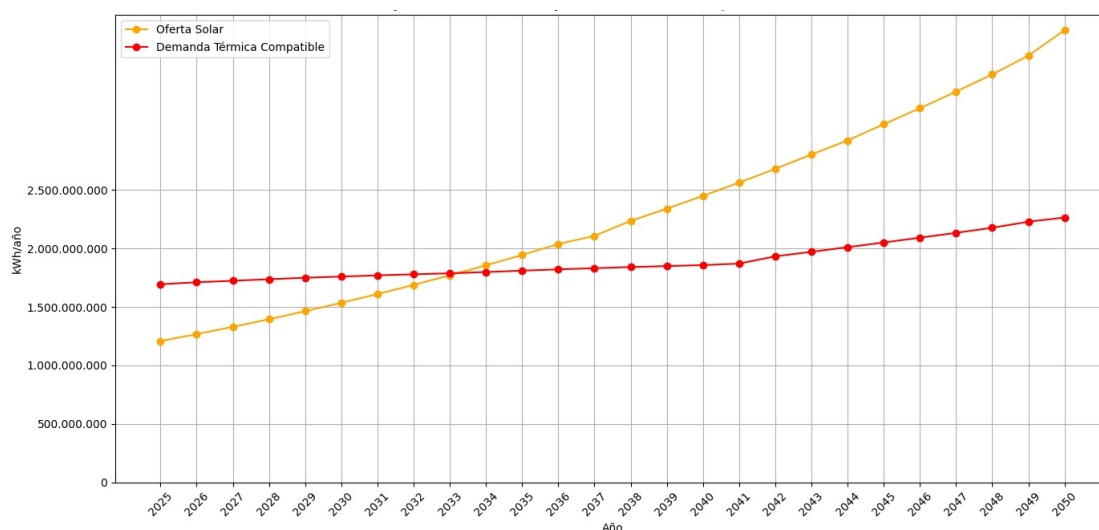
Durante la primera fase, comprendida entre 2025 y 2033, la demanda térmica industrial compatible con solar térmico supera en todos los años a la oferta solar disponible. En el año inicial de la proyección (2025), la demanda alcanza aproximadamente 1.693 GWh/año frente a una oferta de 1.208 GWh/año, lo que representa una brecha de cerca de 485 GWh/año. Esta condición refleja que el sector industrial del Valle del Cauca posee una necesidad térmica de baja y media temperatura estructuralmente elevada, impulsada por subsectores como alimentos y bebidas, papel, químicos y textil, cuya demanda existente supera ampliamente la capacidad de generación solar térmica instalable en el corto plazo. Durante esta fase, el potencial aprovechable equivale a la oferta solar disponible, siendo esta el factor limitante del sistema. Este es el escenario típico de las etapas tempranas de penetración de la tecnología solar térmica en procesos industriales, en las que la adopción gradual y los altos costos iniciales restringen la tasa de expansión de la capacidad instalada.

A partir del año 2034 se produce el cruce entre ambas curvas: la oferta solar supera por primera vez a la demanda térmica compatible, y esta condición se mantiene y se amplía hasta el año 2050, cuando la oferta proyectada alcanza los 3.862 GWh/año frente a una demanda de 2.263 GWh/año. Este cruce indica que, en la segunda fase de la proyección, la capacidad instalada de sistemas solares térmicos habría crecido lo suficiente como para que la energía solar potencialmente generada exceda la demanda térmica industrial técnicamente sustituible por esta fuente. Dicha condición es coherente con la dinámica esperada de un mercado maduro: la demanda térmica compatible con solar térmico crece a tasas moderadas porque no toda la demanda industrial es susceptible de integración solar, procesos que requieren temperaturas superiores a 250°C, operaciones continuas de 24 horas sin posibilidad de almacenamiento térmico, y sectores con área de cubierta insuficiente actúan como límite natural, mientras que la oferta continúa expandiéndose impulsada por la caída de costos, las mejoras en eficiencia de los colectores y la mayor disponibilidad de superficie instalable. En esta segunda fase, el potencial aprovechable queda determinado por la demanda, y el Valle del Cauca dispondría teóricamente de capacidad solar suficiente para cubrir la totalidad de su demanda térmica industrial compatible, con excedente de generación potencial.

Es importante señalar que la curva de oferta solar térmica asume que el área industrial disponible en el Valle del Cauca continúa expandiéndose a la tasa observada en el mercado inmobiliario industrial de Cali y su área metropolitana durante el periodo reciente [41]. Esta tasa fue proyectada de forma constante hasta 2050 como supuesto simplificador del modelo, dado que no se logró identificar una proyección estructural oficial de largo plazo sobre expansión de suelo o área industrial en el departamento.

Cabe advertir que este crecimiento reciente no ha sido lineal, sino impulsado por la entrada puntual de proyectos grandes identificables (parques industriales, desarrollos Build-to-Suit), y que el mismo informe reporta señales de desaceleración hacia el cierre de 2025 (absorción neta negativa y aumento de la vacancia, en un contexto de caída de la producción industrial regional) [41]. Por lo anterior, el crecimiento de la oferta solar no debe interpretarse como una trayectoria garantizada hasta 2050, sino como un escenario de continuidad de la tendencia reciente, sujeto a la disponibilidad de mejor información estructural en actualizaciones futuras del estudio.

Figura 12. Proyección de la oferta solar térmica y demanda térmica compatible con solar térmico en el Valle del Cauca (2025-2050)

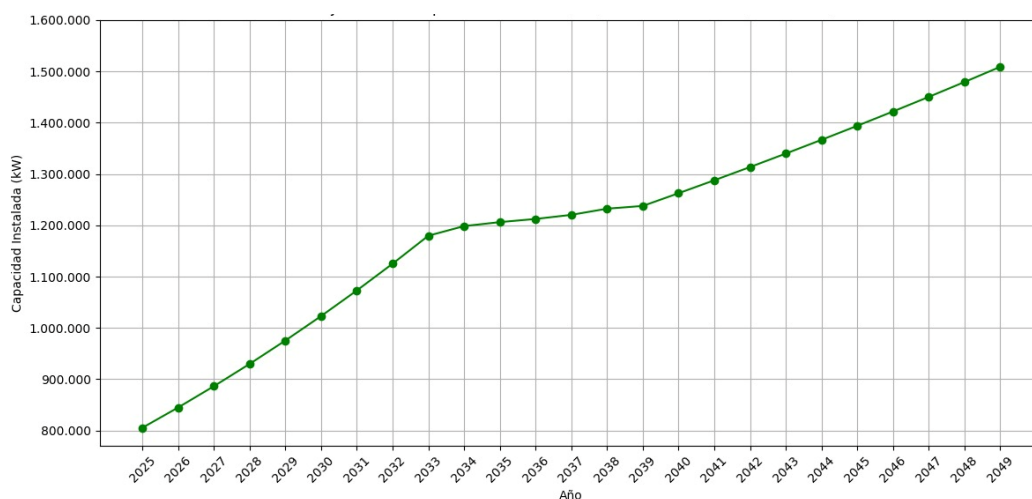


Fuente: Elaboración propia

La Figura 13 muestra la proyección de capacidad instalada (kW) resultante del cálculo como el cociente entre el mínimo de oferta y demanda, y las 1.500 horas operativas equivalentes adoptadas como parámetro representativo para sistemas solares térmicos industriales en zonas tropicales con la irradiación característica

del Valle del Cauca (entre 4,5 y 5,5 kWh/m²/día). La trayectoria de capacidad instalada exhibe con claridad la huella del cruce oferta-demanda: durante la primera fase (2025-2033) la capacidad crece a una tasa elevada y acelerada, pasando de aproximadamente 806 MW en 2025 a cerca de 1.206 MW en 2033, en correspondencia con la expansión de la oferta solar como factor determinante. A partir de 2034, la tasa de crecimiento se modera de manera visible, ya que el mínimo queda fijado por la demanda, que crece más lentamente. Este quiebre de pendiente en torno a 2033-2034 es la expresión directa en la serie de capacidad instalada de la transición entre ambas fases y constituye un hallazgo técnicamente consistente con la metodología aplicada.

Figura 13. Proyección de capacidad instalada (KW) en Valle del Cauca (2025-2050)



Fuente: Elaboración propia

Los resultados presentados corresponden al potencial técnico-teórico de generación solar térmica industrial en el Valle del Cauca bajo los supuestos metodológicos adoptados. No obstante, es necesario contextualizar estas cifras a la luz del estado actual de adopción de esta tecnología tanto a nivel global como en Colombia.

A escala mundial, la tecnología de calor solar para procesos industriales (SHIP, por su sigla en inglés Solar Heat for Industrial Processes) se encuentra aún en etapas incipientes de despliegue masivo. La capacidad térmica global instalada en sistemas SHIP al cierre de 2024 fue apenas superior a 1 GWth, comparable a la potencia eléctrica de una sola central convencional, con un total acumulado de poco más de 1.300 sistemas comisionados en todo el mundo, equivalentes a 1.071,4 MWth y un área colectora de 1.531.600 m². En el año 2024, se instalaron apenas 120,3 MWth adicionales en 106 nuevos sistemas a nivel global [42]. Esta escala de despliegue ilustra que, pese al potencial técnico ampliamente documentado, la penetración real de la tecnología en la industria mundial sigue siendo pequeña.

Las razones de este rezago son múltiples y están bien identificadas en la literatura técnica. Los altos costos iniciales de inversión constituyen una barrera significativa para la adopción, en particular para empresas pequeñas y medianas. Las grandes industrias de uso intensivo de energía, por su parte, enfrentan retos de integración con sus procesos ya optimizados, aversión al riesgo y expectativas de períodos de retorno más cortos que los que suelen ofrecer los sistemas solares térmicos. Adicionalmente, el uso del calor solar para procesos industriales aún se sostiene en parte por financiamiento de investigación, demostración y subsidios gubernamentales, aunque comienzan a aparecer los primeros proyectos llave en mano que aprovechan los bajos costos durante el ciclo de vida del sistema [7].

En el contexto latinoamericano, el panorama de adopción de la tecnología solar térmica es igualmente incipiente, aunque con diferencias importantes entre países. Los diferentes países de la región presentan distintos grados de evolución del mercado solar térmico, reflejados en la superficie total de colectores instalada. Casos de éxito como Barbados, Brasil y México son el resultado de 10 a 15 años de aplicación de diferentes políticas de

promoción del uso de calentadores solares, mientras que Uruguay, Chile y Colombia están comenzando a transitar el camino al desarrollo de un mercado solar térmico [43].

En el caso específico de Colombia, el desarrollo de la solar térmica ha estado históricamente concentrado en el sector residencial y de servicios. Hacia finales de la década de los ochenta, el Programa Especial de Energía de la Costa Atlántica (PESECA) introdujo los sistemas solares térmicos en el país, y el desarrollo alcanzado hasta 1996 indicaba que se habían instalado 48.901 m² de calentadores solares, principalmente en Medellín y Bogotá. Sin embargo, fue la introducción del gas natural como energético más barato lo que desplazó del mercado esta naciente industria desde mediados de los años noventa hasta la actualidad [43]. En cuanto al sector industrial específicamente, no se tienen registros de proyectos de solar térmica industrial a escala significativa en el país. El dinamismo reciente del sector renovable colombiano ha estado concentrado casi exclusivamente en generación fotovoltaica.

En consecuencia, los valores de potencial proyectados deben interpretarse como el potencial técnico-teórico alcanzable en condiciones óptimas de adopción tecnológica, y no como una proyección de despliegue esperado bajo las condiciones actuales de mercado. La materialización de este potencial estará condicionada por el desarrollo de un ecosistema habilitador que incluya: marcos regulatorios específicos para solar térmica industrial, mecanismos de financiamiento de largo plazo, programas de demostración y transferencia tecnológica, fortalecimiento de capacidades técnicas locales para el diseño e integración de sistemas, y políticas de precio de la energía que reflejen los costos reales de los energéticos convencionales.

Los resultados presentados en las Figura 12 y Figura 13 corresponden a un potencial técnico, la energía térmica que podría producirse considerando el recurso solar disponible, el área industrial apta y la demanda térmica compatible. Esta cifra no debe interpretarse como una proyección de despliegue esperado, dado que la adopción real de tecnología solar térmica industrial depende de factores adicionales, costos de inversión, disponibilidad de financiamiento, competitividad frente a combustibles fósiles, madurez de la cadena de proveedores locales, entre otros, que no están incorporados en el cálculo del potencial técnico.

Para dimensionar esta brecha, resulta útil observar el mercado latinoamericano más avanzado en la materia, Chile. De acuerdo con el informe Solar Heat Worldwide 2025 de la IEA SHC (International Energy Agency - Solar Heating and Cooling Programme), Chile cuenta con 28 MWth de capacidad instalada de sistemas solares térmicos para procesos industriales (SHIP), concentrada en la industria minera del cobre, cuyo sistema insignia es la mina Gabriela Mistral de Codelco [44]. Contrastando esta cifra con el consumo de combustibles (uso térmico) de toda la industria minera del cobre chilena en 2024, 97.145 TJ, equivalentes a aproximadamente 27,0 TWh/año, según la Comisión Chilena del Cobre (Cochilco) [45], la penetración actual de solar térmico sobre la demanda térmica de ese sector se estima en apenas ~0,2%.

Este valor se toma como referencia de techo conservador ($\alpha \approx 0,01\%-0,23\%$) para contextualizar, mas no para modificar, el potencial técnico calculado en las secciones anteriores. Se advierte explícitamente que esta cifra proviene de un sector (minería del cobre) y una zona geográfica (desierto de Atacama, con niveles de irradiancia sustancialmente superiores a los del Valle del Cauca) con condiciones de recurso solar y de concentración de demanda considerablemente más favorables que las del tejido industrial vallecaucano, dominado por alimentos, bebidas, papel y textil, con una demanda térmica fragmentada entre múltiples plantas de menor escala. Por tanto, no se trata de un dato directamente extrapolable, sino de una cota de referencia conservadora.

Aplicando este rango a la demanda térmica compatible estimada para el Valle del Cauca (1.696,28 GWh/año en 2025 y aproximadamente 2.263,13 GWh/año en 2050), un despliegue realista de solar térmico industrial se ubicaría entre 0,17 y 3,89 GWh/año en el corto plazo, y entre 0,23 y 5,21 GWh/año hacia 2050, una fracción marginal del potencial técnico estimado en la Figura 12. Esta brecha es consistente con el carácter incipiente de la tecnología solar térmica para uso industrial, tanto a nivel regional como global, y refuerza que los resultados de este capítulo deben leerse como un techo de posibilidad física, no como una proyección de mercado.

7. Definición de escenarios alternativos

La presente sección considera los resultados y análisis de los ajustes a las curvas BAU de demanda presentadas previamente, considerando su variación al integrarse las variables explicativas relevantes descritas en la sección 1.1.4.

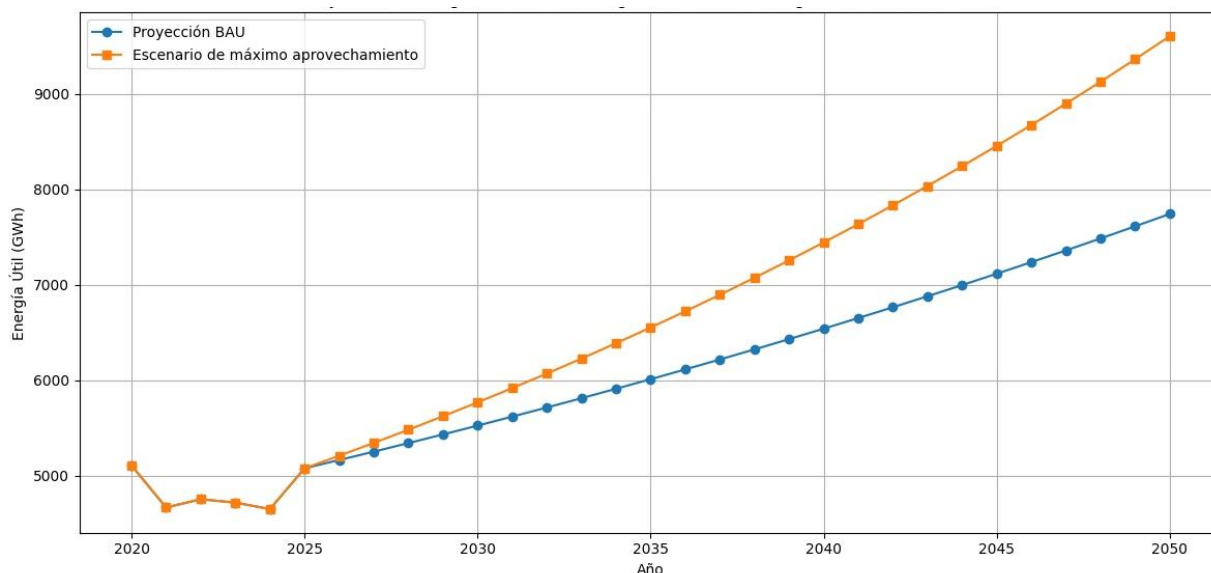
7.1. Cogeneración

A. Escenario A: Aprovechamiento ampliado de biomasa residual no utilizada

Como se evidencia en la Figura 14 el escenario de aprovechamiento ampliado se ubica por encima de la línea del escenario BAU durante todo el horizonte de análisis. Mientras el BAU representa la continuidad de la cogeneración con bagazo en ingenios, este escenario incorpora una mayor movilización de biomasa de origen residual agrícola y forestal que actualmente no se aprovecha plenamente. Se observa que la diferencia entre ambas curvas se amplía en el tiempo, lo que refleja que el efecto de las mejoras logística, de acopia, transporte, acondicionamiento e infraestructura que supone el presente escenario, se acumula progresivamente.

En la proyección se evidencia que hacia 2050 el BAU alcanza 7.741 GWh de energía útil cogenerada, mientras que el escenario de aprovechamiento ampliado se aproxima a los 9.600 GWh. Esto implica una diferencia de aproximadamente 24% que en términos prácticos representa ~1.800 GWh potencialmente adicionales de pasar de un modelo de cogeneración concentrado en bagazo hacia una cadena de aprovechamiento más amplia de residuos agrícolas y forestales.

Figura 14. Proyección de cogeneración de energía útil a partir de bagazo en Valle del Cauca, considerando el escenario de máximo aprovechamiento



Nota: A diferencia del BAU, este escenario se aproxima de forma más marcada al techo bioenergético técnico identificado por el PIBE Pacífico y depende de la movilización efectiva de biomasa residual actualmente no aprovechada (ver condiciones habilitantes y riesgos más abajo). No representa una disponibilidad automática ni ilimitada del recurso.

Fuente: Elaboración propia

Se precisa que la trayectoria de este escenario no depende únicamente de la existencia física de residuos agrícolas y forestales, sino de la capacidad de convertirlos en un recurso energético efectivamente movilizable. Para ello, el PIBE Pacífico identifica como condiciones habilitantes el despliegue de inversiones en infraestructura, tecnología y logística, incluyendo acopio, transporte y acondicionamiento de la biomasa, así como un entorno de mayor seguridad jurídica y estabilidad fiscal que reduzca la percepción de riesgo y favorezca la inversión privada. En este sentido, el aprovechamiento ampliado de biomasa residual debe entenderse como

una oportunidad condicionada a la consolidación de una cadena de suministro confiable, competitiva y bancable, más que como una disponibilidad automática del recurso.

Condiciones habilitantes:

- Desarrollo de una cadena logística de acopio, transporte y acondicionamiento de biomasa agrícola y forestal, hoy inexistente a escala relevante en el departamento.
- Contratos de suministro de mediano y largo plazo con productores agrícolas y forestales que garanticen continuidad del recurso.
- Entorno de mayor seguridad jurídica y estabilidad fiscal que reduzca la percepción de riesgo y favorezca la inversión privada (PIBE Pacífico).

Riesgos:

- La disponibilidad de residuos agrícolas y forestales no es automática: compite con otros usos (compostaje, alimentación animal, retención de suelo).
- Dispersión geográfica de la biomasa forestal, que eleva costos logísticos frente al bagazo (concentrado en el propio ingenio).
- Riesgo de viabilidad financiera si los contratos de suministro no logran estructurarse a largo plazo.

Requerimientos normativos:

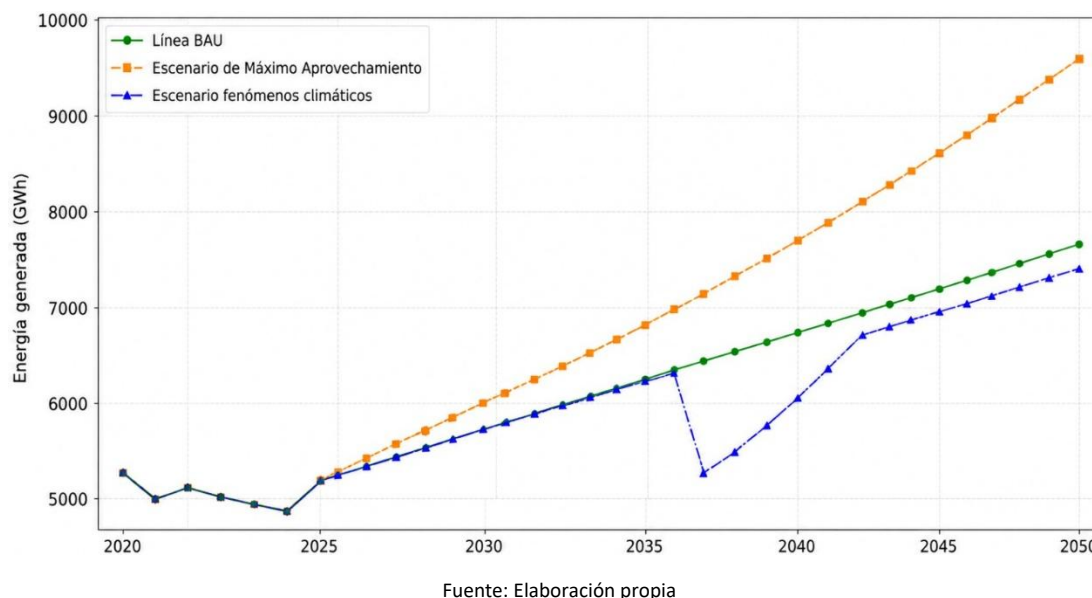
- Certificación UPME de beneficio ambiental (Resolución MADS 1283 de 2016) para acceder a los incentivos tributarios del Capítulo III de la Ley 1715 de 2014 (modificada por la Ley 2099 de 2021): deducción especial de renta (hasta 50% de la inversión en 15 años), depreciación acelerada (mínimo 20% anual), exclusión de IVA y exención arancelaria en la importación de equipos.
- Cumplimiento del Decreto 829 de 2020, que reglamenta el trámite de estos incentivos.

B. Escenario B: Estrés climático-productivo sobre la disponibilidad de bagazo

La Figura 15 muestra que bajo un escenario de estrés climático-productivo la trayectoria del potencial de cogeneración se ubicaría por debajo del BAU durante el periodo de afectación modelado para un año del mediano plazo, con una caída temporal marcada y posterior recuperación. Esta dinámica refleja que la cogeneración con biomasa está expuesta a riesgos de disponibilidad efectiva del recurso, especialmente por variabilidad climática, cambios en productividad agrícolas, humedad de los residuos, continuidad de cosecha y condiciones logísticas.

La curva muestra que el shock modelado reduce temporalmente la energía útil cogenerada en un 22,3% frente a la trayectoria tendencial. La recuperación posterior indica que el evento no destruye la oportunidad bioenergética en el departamento, pero sí evidencia que el sistema requiere capacidad de resiliencia para sostener su aporte energético en años adversos.

Figura 15. Proyección de cogeneración de energía útil a partir de bagazo en Valle del Cauca, considerando el escenario de fenómenos climáticos



El presente escenario resulta clave para visibilizar que la disponibilidad de biomasa no debe tratarse como un insumo perfectamente estable. Para que el aprovechamiento energético de la oferta de biomasa en el departamento sea bancable, los proyectos deben considerar riesgos de suministro, variabilidad de cosecha y logística. Esto refuerza la necesidad de diseñar esquemas de abastecimiento diversificados, contratos de largo plazo, almacenamiento temporal de biomasa, capacidad de acondicionamiento y, eventualmente, complementariedad entre bagazo y otras biomásas residuales.

Condiciones habilitantes:

- Contratos de suministro de largo plazo con cláusulas de contingencia ante eventos climáticos.
- Capacidad de almacenamiento temporal y acondicionamiento de biomasa para amortiguar caídas puntuales de disponibilidad.
- Complementariedad entre bagazo y otras biomásas residuales (agrícolas, forestales) para reducir el riesgo por desabastecimiento.

Riesgos:

- Eventos climáticos recurrentes (fenómenos de El Niño/La Niña) que afecten productividad de caña y humedad de residuos.
- Concentración del abastecimiento energético en un solo insumo (bagazo), lo que amplifica el impacto de cualquier choque productivo.
- Afectación a la viabilidad financiera de proyectos si los inversionistas perciben alta variabilidad en la disponibilidad del recurso.

Requerimientos normativos:

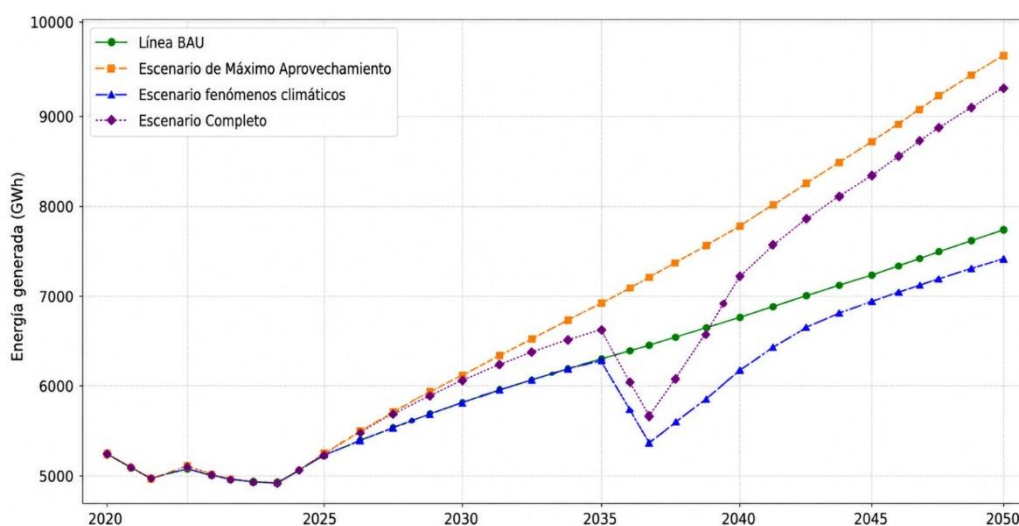
- No se identifica la necesidad de nueva normativa específica; la gestión de este riesgo es principalmente contractual y operativa.
- Podría apoyarse en instrumentos existentes de gestión de riesgo agropecuario (seguros agroclimáticos) para dar mayor solidez financiera a los contratos de suministro de biomasa.

C. Escenario completo (A + B combinados)

El escenario completo o integrado presentado en la Figura 16 combina dos trayectorias parcialmente opuestas. Por un lado, el aprovechamiento de biomasa residual agrícola y forestal aumenta la energía útil cogenerada frente al BAU, y por el otro, el shock climático-productivo introduce una caída temporal en la trayectoria. El resultado es una curva que cae durante un periodo en el mediano plazo, pero que posteriormente se recupera y termina por encima del BAU hacia 2050.

Este escenario se acerca a una lectura realista de oportunidad donde se identifica que el Valle del Cauca puede ampliar su potencial de aprovechamiento bioenergético, pero dicha expansión debe considerar en su planificación los riesgos de disponibilidad del recurso. Esto habilitaría un excedente de energía útil cogenerada de aproximadamente 1.600 GWh (+21%) adicionales al valor proyectado por el BAU para mediados del siglo.

Figura 16. Proyección de cogeneración de energía útil a partir de bagazo en Valle del Cauca



Fuente: Elaboración propia

Condiciones habilitantes:

- Las mismas de A y B combinadas: cadena logística ampliada de biomasa, sumada a mecanismos de gestión de riesgo climático (diversificación, contratos de contingencia, almacenamiento).
- Planificación de inversiones que incorpore explícitamente ambos efectos, evitando sobreestimar el potencial solo con la tendencia expansiva de A.

Riesgos:

- Riesgo de subestimar la volatilidad si la inversión se planifica únicamente sobre la curva ascendente del Escenario A, sin considerar los ciclos de estrés climático del Escenario B.
- Riesgo acumulado de implementación, los retrasos en la cadena logística (A) y los choques climáticos (B) pueden coincidir en el tiempo.

Requerimientos normativos:

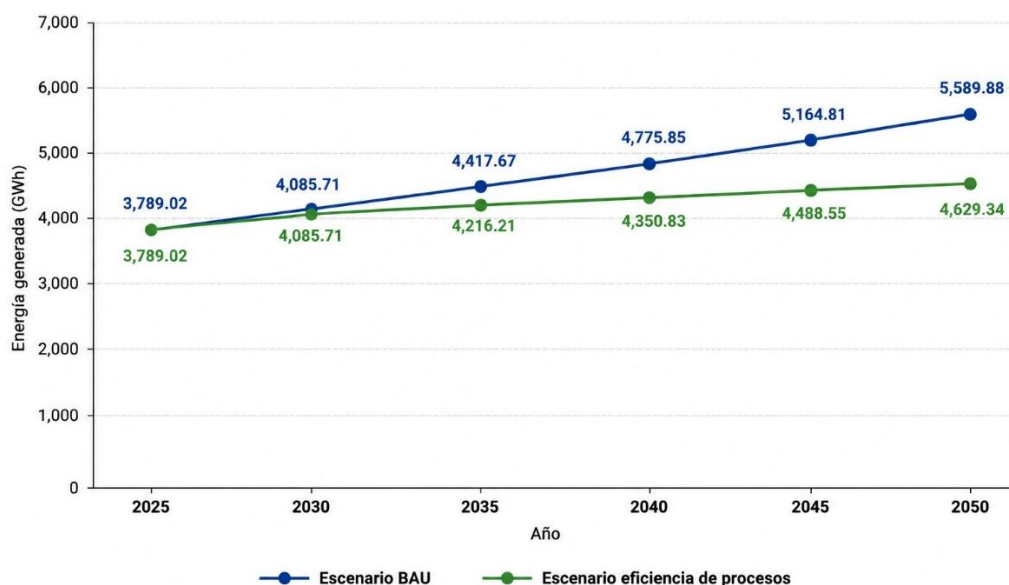
- Los mismos del Escenario A (certificación UPME, incentivos Ley 1715/2099)

D. Escenario C: Eficiencia térmica de proceso y mayor excedente eléctrico

El escenario presentado en las Figura 17 y Figura 18 son el resultado de la modelación de una mejora en el uso interno del calor útil dentro de los ingenios, donde procesos asociados a un alto consumo de vapor (evaporación, cocimiento, calentamiento, secado, entre otros.) reducen su intensidad energética, permitiendo atender la operación industrial con un menor requerimiento de calor útil.

La curva de color verde muestra que, bajo el escenario de eficiencia, el calor útil requerido crece menos que en el BAU. En 2050, el BAU térmico alcanza aproximadamente 5.590 GWh, mientras que el escenario de eficiencia se ubica en 4.629 GWh. La diferencia es de 961 GWh, equivalente a una reducción de 17,2% frente al BAU de ese año. Esta reducción no debe interpretarse como menor actividad productiva, sino como menor intensidad térmica de los procesos industriales.

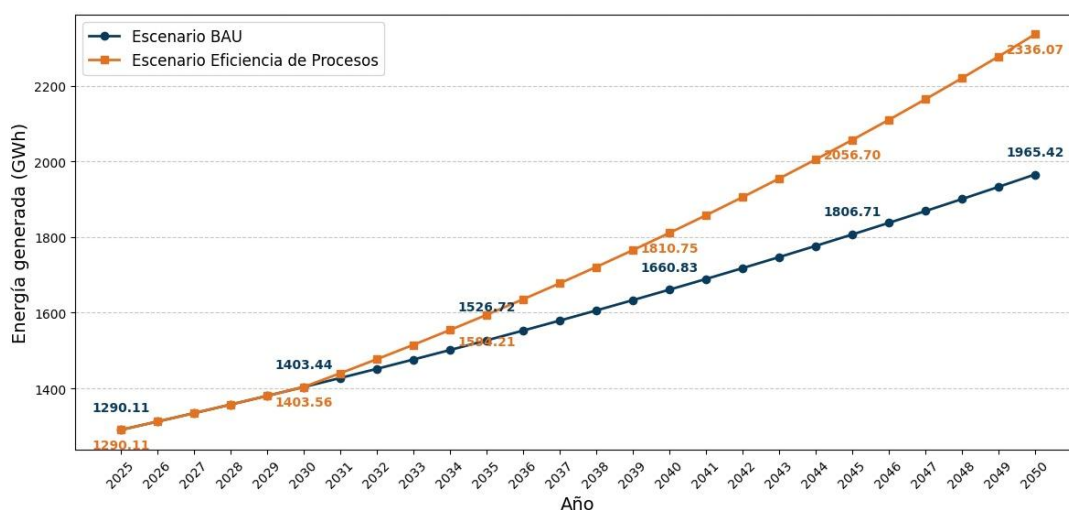
Figura 17. Efecto de la eficiencia térmica de proceso en la generación de calor útil



Fuente: Elaboración propia

El efecto complementario del escenario de eficiencia térmica de proceso se observa en la proyección de generación eléctrica presentada en la Figura 18. En el BAU, la energía eléctrica generada alcanza aproximadamente 1.965 GWh en 205, luego bajo el escenario alternativo, al mismo año la generación eléctrica llega a cerca de 2.336 GWh. Esto representa un aumento de 371 GWh, equivalente a 18,9% frente al BAU. Esto busca evidenciar que, parte de la energía que antes era absorbida como demanda térmica interna puede convertirse en mayor generación eléctrica, autoconsumo o excedentes disponibles para venta a la red, sujeto a la configuración técnica de cada planta.

Figura 18. Efecto de la eficiencia térmica de proceso en la generación de energía eléctrica



Fuente: Elaboración propia

La comparación entre ambas curvas permite una lectura importante: el valor de la eficiencia térmica no se expresa necesariamente como más energía útil total, sino como una redistribución del uso de la energía. El sistema demanda menos calor interno y libera mayor potencial eléctrico. Por eso, este escenario debe evaluarse no solo desde la eficiencia industrial, sino también desde la capacidad de monetizar excedentes eléctricos.

Desde una mirada estratégica de inversión, el presente escenario presenta una oportunidad en la modernización de procesos térmicos (p.e. mejoras en evaporadores, recuperación de calor en procesos, control térmico, mejor tecnológica de calderas) para habilitar un mayor valor a la generación eléctrica, además de respaldar el incremento en la demanda que pueda suponer la llegada de nuevas industrias y actividades de alto consumo energético al Valle del Cauca. No obstante, el escenario también introduce una condición habilitante crítica que debe ser atendida y es la validación de la capacidad de conexión, evacuación y recepción de energía en la red eléctrica local.

En resumen, si bien la eficiencia térmica puede generar valor adicional a la cogeneración en el Valle del Cauca, la captura de la totalidad de beneficios generados por esta mejora depende de que existan condiciones técnicas y regulatorias que favorezcan la inyección de excedentes al sistema.

Condiciones habilitantes:

- Modernización de procesos térmicos: evaporadores, recuperación de calor, sistemas de control térmico, mejora tecnológica de calderas.
- Capacidad técnica y financiera de los ingenios para acometer estas inversiones de modernización sin afectar la continuidad operativa.
- Existencia de un mecanismo de mercado o comercial que permita monetizar el excedente eléctrico liberado (autoconsumo de terceros, venta a la red, contratos bilaterales), y no solo generarlo. (Existente)

Riesgos:

- Que la reducción de la demanda térmica interna no se traduzca en valor si no existe forma de aprovechar o vender el excedente eléctrico resultante.
- Costos de modernización tecnológica que pueden no ser recuperables en el corto plazo si el precio de venta de excedentes es bajo.
- Riesgo técnico de que la reducción de intensidad térmica afecte la calidad de otros procesos que dependen del mismo vapor.

Requerimientos normativos:

- Marco de autogeneración a gran escala de la Ley 1715 de 2014 (modificada por la Ley 2099 de 2021), que habilita la comercialización de excedentes de energía de autogeneradores.
- Certificación UPME si se busca acceder a los incentivos tributarios de la ley para la inversión en modernización de calderas y sistemas de recuperación de calor.

A manera de resumen, se presenta la Tabla 4 que incorpora de manera general los 4 escenarios de cogeneración, los principales supuestos con sus resultados esperados junto a las condiciones habilitantes, los riesgos y requerimientos normativos de cada uno.

Tabla 4. Resumen de los escenarios de cogeneración, condiciones habilitantes, riesgos y requerimientos normativos

Escenario	Supuesto principal	Resultado esperado (2050)	Condiciones habilitantes	Riesgos	Requerimientos normativos

A. Aprovechamiento ampliado de biomasa residual	Mayor movilización de biomasa agrícola y forestal hoy subutilizada	~9.600 GWh de energía útil cogenerada (+24% vs. BAU, ~1.800 GWh adicionales)	Inversión en logística de acopio, transporte y acondicionamiento de biomasa; cadena de suministro confiable y bancable (PIBE Pacífico)	Disponibilidad del recurso no automática; depende de infraestructura y competitividad de costos frente a otros usos de la biomasa	Ley 1715/2099, Decreto 829 de 2020
B. Estrés climático-productivo	Variabilidad climática y de cosecha afecta disponibilidad de bagazo	Caída temporal de -22,3% frente al BAU en el año de choque, con recuperación posterior	Esquemas de abastecimiento diversificados, contratos de largo plazo, almacenamiento temporal de biomasa	Concentración del suministro en un solo insumo (bagazo); eventos climáticos extremos recurrentes	No requiere marco normativo nuevo; gestión de riesgo es principalmente contractual/operativa
C. Escenario completo (A + B)	Combinación de A (más biomasa) y B (estrés climático)	Excedente neto de ~1.600 GWh (+21%) vs. BAU hacia 2050, con caída temporal en el mediano plazo	Las de A y B combinadas: logística de biomasa + gestión de riesgo climático	Riesgo de subestimar la volatilidad si se planifica solo con la tendencia de A	Ley 1715/2099
D. Eficiencia térmica de proceso	Reducción de intensidad térmica en calderas y procesos (evaporación, cocción, secado)	Calor útil - 17,2% vs. BAU; energía eléctrica +18,9% vs. BAU (mayor excedente)	Modernización de evaporadores, recuperación de calor, control térmico, mejora tecnológica de calderas	Que el ahorro térmico no se traduzca en mayor generación eléctrica útil si no hay forma de aprovechar/vender el excedente	Condiciones regulatorias que favorezcan la inyección de excedentes al sistema (marco de autogeneración a gran escala, Ley 1715/2099)

Fuente: Elaboración propia

7.2. Generación solar térmica

En esta sección se busca complementar el análisis del potencial de generación solar térmica calculado bajo condiciones de referencia en el apartado 6.2, se definen a continuación tres escenarios alternativos de carácter teórico, cada uno asociado a una variable que podría modificar la viabilidad y el alcance real del potencial identificado para el Valle del Cauca. Estos escenarios no pretenden ser proyecciones de despliegue esperado, sino marcos analíticos que permiten comprender la sensibilidad del potencial ante cambios en variables tecnológicas, económicas o de integración sistémica. Los escenarios son mutuamente complementarios y su ocurrencia simultánea tendría efectos sinérgicos sobre el potencial realizable.

A. Escenario A: Reducción de costos de tecnologías solares térmicas

Descripción del escenario

Este escenario contempla una reducción progresiva y sostenida de los costos de inversión en sistemas solares térmicos industriales como resultado del avance tecnológico, las economías de escala, la estandarización de componentes y la automatización de procesos de manufactura. Los factores clave que impulsan esta reducción incluyen: el diseño modular para facilitar la instalación e integración en cubiertas industriales, los sistemas de seguimiento optimizados, la sustitución de materiales costosos como el cobre y el acero por alternativas más

accesibles como el aluminio y los polímeros de alto rendimiento, y la certificación técnica que reduce los costos de transacción y riesgo.

Justificación del escenario

La International Energy Agency (IEA) ha documentado que los costos de los sistemas solares térmicos pueden reducirse hasta en un 20% cada vez que se duplica la capacidad instalada total acumulada de un país, siguiendo la lógica de las curvas de aprendizaje tecnológico. En una perspectiva de mediano y largo plazo, estimaciones de la IEA proyectan reducciones de costos de entre el 35% y el 50% para la calefacción solar y de entre el 35% y el 45% para la refrigeración solar para el año 2030, asumiendo además que los costos de inversión entre 2007 y 2050 pueden reducirse en hasta un 60% en ese horizonte temporal. Esta trayectoria es consistente con lo observado en tecnologías renovables relacionadas: entre 2010 y 2021, el LCOE medio ponderado de las centrales termosolares CSP cayó un 68%, de 0,358 USD/kWh a 0,114 USD/kWh [46].

Para sistemas solares térmicos de proceso industrial no CSP, los colectores planos oscilan hoy entre USD 150-300/m² instalado y los tubos evacuados entre USD 250-450/m². IRENA proyecta reducciones adicionales de aproximadamente 30% para 2030 y de alrededor de 40% para 2035.

Adicionalmente, el programa IEA SHC Task 54 (Price Reduction of Solar Thermal Systems) tiene como meta una reducción del precio de compra de los sistemas solares térmicos instalados de hasta el 40%, investigando toda la cadena de valor para identificar y reducir costos de producción a nivel de materiales, componentes y sistemas [47]. En línea con esto, estudios recientes sobre reducción de costos en calefacción solar de distrito han estimado reducciones en la fase de construcción de aproximadamente 26,2 €/m² (-7,0%) en 2030 y 44,2 €/m² (-11,9%) en 2050, con la licitación competitiva identificada como el mecanismo más efectivo, ofreciendo ahorros potenciales de 3,51 €/m² en 2030 y 5,59 €/m² en 2050 [44].

Efecto sobre el potencial de generación térmica en el Valle del Cauca

La reducción de costos no modifica directamente los parámetros físicos que se utilizaron para calcular la oferta solar, pero sí actúa de manera determinante sobre la viabilidad de adquirir en mayor medida estas tecnologías por los actores industriales. En el contexto del Valle del Cauca, donde la demanda térmica industrial es estructuralmente elevada pero la adopción de solar térmico industrial es prácticamente inexistente, la reducción de costos operaría como el principal detonante de la inversión privada, al reducir el umbral de viabilidad económica, un mayor número de proyectos industriales alcanzaría tasas internas de retorno atractivas y períodos de recuperación de la inversión compatibles con los horizontes de planeación del sector. Bajo un escenario de reducción moderada del 35% en los costos de inversión para 2030, y considerando que los subsectores industriales más relevantes del Valle, alimentos, bebidas, papel, textiles, operan procesos térmicos compatibles con temperatura solar, se abriría la posibilidad de que una fracción significativa del potencial técnico-teórico identificado transite hacia proyectos con viabilidad financiera demostrada.

Condiciones habilitantes

- Estandarización de componentes y diseño modular que facilite la instalación en cubiertas industriales.
- Sustitución de materiales costosos (cobre, acero) por alternativas más económicas (aluminio, polímeros de alto rendimiento).
- Desarrollo de una cadena de certificación técnica local que reduzca costos de transacción y percepción de riesgo tecnológico.

Riesgos

- Que la reducción de costos observada a nivel internacional (IEA, IRENA) no se traslade al mercado colombiano al mismo ritmo, por bajo volumen de demanda local.

- Existe el riesgo de que variaciones en el tipo de cambio afecten los costos de adquirir esta tecnología, dado que una proporción relevante de los componentes (como colectores y sistemas de seguimiento) es importada, lo que podría compensar parcialmente la reducción de precios en el mercado internacional.

Requerimientos normativos

- Beneficios tributarios de la Ley 1715 de 2014 (modificada por Ley 2099 de 2021): deducción especial de renta (hasta 50% de la inversión, en un periodo no mayor a 15 años), depreciación acelerada (mínimo 20% anual), exclusión de IVA y exención arancelaria para equipos importados.
- Certificación UPME del proyecto como FNCER (Resolución UPME 203 de 2020) y cumplimiento de RETIE para la instalación.

B. Escenario B: Aumento del precio del energético desplazado

Descripción del escenario

Este escenario contempla una tendencia sostenida y estructural al alza en el precio del gas natural en Colombia, motivada por la reducción de las reservas nacionales, la creciente dependencia del gas importado, la vulnerabilidad de la infraestructura de transporte y las dinámicas del mercado internacional de energía. Esta variable no modifica directamente la fórmula de potencial físico, pero determina de manera crítica el potencial económicamente realizable, ya que el incentivo para sustituir gas por energía solar térmica aumenta en la medida en que el costo del gas se incrementa.

Justificación del escenario

La tendencia al alza del precio del gas no es hipotética, sino que ya está en curso de forma acelerada y documentada. En 2022, el gas costaba alrededor de USD 6 por MMBTU en el mercado primario colombiano; para 2025 el valor ascendió a USD 10,6 por MMBTU, un incremento del 76% [48]. Esta escalada responde a un deterioro estructural de la oferta nacional: Colombia pasó de tener 13,6 años de reservas de gas en 2010 a solo 5,9 años en 2024, con un riesgo de déficit que supera el 30% en 2026 y crece hacia 2027. Como consecuencia, el país inició importaciones de gas natural en diciembre de 2024, poniendo fin a 45 años de autosuficiencia energética, y se proyecta que las tarifas continuarán subiendo en promedio un 32% entre 2025 y 2033 frente a los niveles de 2024. Para el Valle del Cauca, la exposición es más severa que para el promedio nacional: según Naturgas, la región figura entre las más afectadas, con alzas estimadas del 30% para 2026 [49].

Ante este panorama, Colombia ha activado una agenda urgente de plantas regasificadoras para procesar GNL importado, aunque con retrasos regulatorios y técnicos que comprometen sus fechas de entrada en operación. Estas infraestructuras garantizarían el suministro, pero no resolverían el problema del precio: el gas importado es estructuralmente más caro que el gas nacional por los costos de licuefacción, transporte y regasificación, por lo que el incentivo económico para la sustitución por renovables se mantiene.

La principal apuesta de largo plazo es el proyecto Sirius, el mayor descubrimiento de gas en la historia de Colombia, con reservas estimadas superiores a 6 Tcf y una producción proyectada de 470 millones de pies cúbicos por día durante al menos 10 años, con entrada en operación estimada para 2030 [50]. Sin embargo, el proyecto enfrenta incertidumbres crecientes: ya acumuló un primer retraso formal de un año, y expertos del sector señalan que la producción difícilmente comenzaría antes de 2031, dado que aún están pendientes licencias ambientales y consultas previas. Incluso de materializarse, solo se comercializarán 249 de los 470 millones de pies cúbicos diarios esperados, y el precio del gas no retornaría a los niveles históricos de la era de autosuficiencia, dado que Colombia habrá consolidado una estructura de importación estructuralmente más costosa [51].

Efecto sobre el potencial de generación térmica en el Valle del Cauca

Considerando el conjunto de este panorama, el Escenario B de alza sostenida del gas es el de mayor probabilidad de ocurrencia entre los tres escenarios planteados, al menos para el período 2025-2033. El alza sostenida en el precio del gas natural mejora directamente la rentabilidad relativa de los proyectos de solar térmica industrial: cada incremento en el costo del energético convencional reduce el período de recuperación de la inversión de los proyectos, haciendo que iniciativas que hoy no alcanzan el umbral de viabilidad financiera puedan cruzarlo en el corto plazo. Para el Valle del Cauca, cuya industria depende del gas transportado a través del gasoducto Mariquita-Cali y que figura entre las regiones con los mayores incrementos proyectados de tarifas, este escenario opera como un impulsor de la adopción de la tecnología solar térmica en las industrias.

Condiciones habilitantes

- Monitoreo continuo de señales de precio del gas por parte de las industrias, para incorporar el riesgo de alza en sus decisiones de inversión.
- Mecanismos de cobertura o contratos de largo plazo con proveedores de gas que permitan comparar de forma clara el costo evitado de sustituir por solar térmica.
- Comunicación activa de estas señales de mercado (ej. reportes de Naturgas) hacia el sector industrial del Valle, especialmente el que depende del gasoducto Mariquita-Cali.

Riesgos

- Incertidumbre sobre el proyecto Sirius, ya acumula un año de retraso y expertos anticipan que la producción no iniciaría antes de 2031, lo cual podría prolongar (no eliminar) el escenario de precios altos.
- Aun si Sirius entra en operación, el gas nacional adicional no bajaría los precios a los niveles históricos de la era de autosuficiencia, dado el mayor costo estructural de la importación de GNL.
- Posibles medidas de política pública (subsidios, regulación de tarifas) que moderen el alza y reduzcan el incentivo a sustituir.

Requerimientos normativos

- No requiere normativa nueva: opera como un incentivo económico de mercado. Se recomienda monitorear las resoluciones tarifarias de la CREG y los reportes de Naturgas sobre la evolución del precio del gas.

C. Incorporación de sistemas de almacenamiento térmico

Descripción del escenario

Este escenario contempla la incorporación de sistemas de almacenamiento de energía térmica (TES, por su sigla en inglés Thermal Energy Storage) como complemento a los sistemas de generación solar térmica industrial. A diferencia de los escenarios A y B, que actúan sobre los incentivos económicos y los costos, el almacenamiento térmico opera directamente sobre un parámetro central de la metodología de cálculo del potencial: el factor de utilización. Este factor representa la fracción de la energía solar potencialmente generada que es efectivamente aprovechada en condiciones reales de operación, y en los cálculos de referencia de este estudio se ha fijado en un rango de 0,5-0,6 para industria con un pequeño almacenamiento, reflejando la intermitencia inherente de la radiación solar y el desajuste entre los horarios de generación solar y los perfiles de demanda industrial.

Justificación del escenario

La desalineación temporal entre la disponibilidad del recurso solar (concentrada en horas diurnas) y la demanda térmica industrial (frecuentemente continua o extendida) es la principal limitación operativa de los sistemas solares térmicos sin almacenamiento. La integración de sistemas TES permite almacenar el excedente de calor generado durante las horas de mayor irradiación para utilizarlo en períodos de baja o nula generación,

mejorando sustancialmente el factor de utilización y, con ello, el potencial energético aprovechable. Las tecnologías disponibles para el rango de temperaturas compatible con solar térmica industrial (<250°C) incluyen principalmente: tanques de agua caliente estratificada (sensible, bajo costo, muy maduro), materiales de cambio de fase, PCM por su sigla en inglés, que explotan el calor latente de fusión para almacenar grandes cantidades de energía en volúmenes reducidos, y sistemas termoquímicos para temperaturas más altas.

Efecto sobre el potencial de generación térmica en el Valle del Cauca

La incorporación de almacenamiento térmico impacta directamente sobre el factor de utilización (FU) en la fórmula de potencial, elevándolo desde los valores de referencia (0,5-0,6) hacia rangos superiores según la tecnología adoptada. Bajo una lógica de tres niveles, un sistema sin almacenamiento opera con FU de 0,40-0,55; con almacenamiento básico de agua caliente estratificada el FU puede elevarse hacia 0,60-0,65; y con almacenamiento avanzado mediante PCM o sistemas de mayor capacidad térmica, el FU puede alcanzar 0,70-0,75. Dado que el potencial se calcula como el mínimo entre la oferta solar y la demanda térmica compatible, multiplicado por el FU, un incremento de este factor equivale a un aumento proporcional directo del potencial aprovechable.

Condiciones habilitantes

- Disponibilidad y transferencia tecnológica de sistemas TES: tanques de agua caliente estratificada (tecnología madura y de bajo costo), materiales de cambio de fase (PCM) y sistemas termoquímicos para temperaturas más altas.
- Programas de demostración o proyectos piloto que generen evidencia local sobre el desempeño de estos sistemas en condiciones industriales del Valle.
- Mecanismos de financiamiento que absorban el mayor costo inicial (capex) que implica añadir almacenamiento al sistema solar térmico base.

Riesgos

- El costo adicional del sistema de almacenamiento puede compensar parcialmente las ganancias de costo logradas en el Escenario A.
- Madurez tecnológica limitada en Colombia para sistemas TES avanzados (PCM, termoquímicos), con dependencia de proveedores internacionales.
- Riesgo de sobredimensionar el sistema de almacenamiento si no se calibra bien contra el perfil real de demanda térmica industrial.

Requerimientos normativos

- Los mismos incentivos tributarios de la Ley 1715/2099 aplican al sistema completo (colector + almacenamiento), siempre que el proyecto integral sea certificado como FNCER ante la UPME.

D. Escenario completo

La evaluación conjunta de los tres escenarios permite evidenciar una visión donde el potencial de expansión de la generación solar térmica industrial en el Valle del Cauca es más favorable respecto a las condiciones actuales.

Los tres escenarios actúan sobre dimensiones complementarias y no excluyentes del potencial. El Escenario A (reducción de costos) opera sobre la barrera de entrada: reduce el umbral de viabilidad económica de los proyectos, haciendo que el potencial técnico-teórico se vuelva progresivamente accesible para el sector industrial. El Escenario B (alza del precio del gas) opera sobre el incentivo de sustitución: mejora la competitividad relativa de la solar térmica frente al energético convencional sin necesidad de ningún cambio tecnológico, y su ocurrencia es la de mayor certeza en el corto plazo dado el contexto estructural del mercado de gas en Colombia. El Escenario C (almacenamiento térmico) opera sobre la eficiencia de aprovechamiento del recurso disponible:

permite capturar una fracción mayor de la energía solar generada, reduciendo el desperdicio por desajuste temporal y ampliando el alcance de los procesos industriales susceptibles de integración.

No obstante, es necesario matizar este panorama con la realidad actual de la tecnología. La solar térmica industrial es aún una tecnología emergente a nivel global, con un mercado incipiente incluso en países con mayor trayectoria en energías renovables, y prácticamente inexistente en el contexto industrial colombiano. La concurrencia favorable de los tres escenarios no garantiza por sí sola la materialización del potencial identificado: se requeriría además el desarrollo de capacidades técnicas locales, marcos regulatorios específicos para la aplicación industrial, mecanismos de financiamiento de largo plazo y programas de demostración que reduzcan la percepción de riesgo tecnológico en el sector privado. En ausencia de estas condiciones habilitadoras, incluso un entorno económico favorable podría no ser suficiente para detonar la adopción a la escala que sugieren las proyecciones.

Condiciones habilitantes

- Desarrollo de capacidades técnicas locales (instaladores, ingenieros de proyecto, mantenimiento).
- Programas de demostración que reduzcan la percepción de riesgo tecnológico en el sector privado, dado que la solar térmica industrial es una tecnología prácticamente inexistente en el contexto industrial colombiano.
- Mecanismos de financiamiento de largo plazo (líneas verdes, banca de desarrollo) adaptados a las particularidades de estos proyectos.

Riesgos

- Riesgo de dar el primer movimiento ya que al no existir casos de referencia locales, cualquier proyecto pionero enfrenta mayor escrutinio financiero y técnico.
- Que la concurrencia favorable de los tres escenarios no sea suficiente por sí sola si no se resuelven en paralelo las barreras de capacidades técnicas y financiamiento.

Requerimientos normativos

- Aunque el marco general de la Ley 1715/2099 aplica, no existe hoy una línea regulatoria específica para la aplicación industrial de la solar térmica (a diferencia de la fotovoltaica, que tiene mayor desarrollo normativo y de mercado)

A manera de resumen, se presenta la Tabla 5 que incorpora de manera general los 4 escenarios de generación solar térmica, los principales supuestos con sus resultados esperados junto a las condiciones habilitantes, los riesgos y requerimientos normativos de cada uno.

Tabla 5. Resumen de los escenarios de generación solar térmica, condiciones habilitantes, riesgos y requerimientos normativos

Escenario	Supuesto principal	Resultado esperado (2050)	Condiciones habilitantes	Riesgos	Requerimientos normativos
A. Reducción de costos	Curvas de aprendizaje tecnológico reducen el costo de colectores (planos y de tubos evacuados)	Reducción de costos de 35-50% para 2030 (IEA/IRENA); abre viabilidad financiera a más proyectos industriales	Estandarización de componentes, sustitución de materiales costosos (cobre/acero por aluminio/polímeros), certificación técnica	Que la caída de costos sea más lenta en Colombia que en mercados maduros por bajo volumen de demanda local	Ley 1715/2099, RETIE, certificación UPME

B. Aumento del precio del gas natural	Alza estructural y sostenida del precio del gas (de USD 6 a USD 10,6/MMBTU entre 2022-2025, +76%)	Mejora la competitividad relativa de la solar térmica sin cambio tecnológico; es el escenario de mayor probabilidad 2025-2033	Monitoreo de señales de precio; el Valle depende del gasoducto Mariquita-Cali, entre las regiones más expuestas al alza	Que el proyecto Sirius (principal apuesta de oferta nacional) se retrase más allá de 2031 y no compense el alza	No requiere normativa nueva; opera como incentivo económico de mercado
C. Incorporación de almacenamiento térmico (TES)	Sistemas de almacenamiento (tanques de agua caliente, PCM, termoquímicos) elevan el factor de utilización	Factor de utilización sube de 0,40-0,55 (sin almacenamiento) a 0,70-0,75 (almacenamiento avanzado)	Adopción de tecnologías TES maduras (agua caliente estratificada) o emergentes (PCM); mayor inversión inicial	Costo adicional de los sistemas de almacenamiento puede compensar parte del ahorro logrado en el Escenario A	Mismos incentivos tributarios de la Ley 1715/2099 aplicables a la inversión en el sistema completo (colector + almacenamiento)
D. Escenario completo (A+B+C)	Concurrencia de los tres factores	Panorama más favorable, tecnología aún emergente en Colombia	Capacidades técnicas locales + programas de demostración	Riesgo de primer movimiento; falta de referencias locales	Falta línea regulatoria específica para solar térmica industrial

Fuente: Elaboración propia

8. Distrito térmico como escenario integrador⁴

Los análisis anteriores muestran que la cogeneración y la generación solar térmica enfrentan brechas diferenciadas en el Valle del Cauca, pero también evidencian una condición relevante para la planificación energética: ambas tecnologías pueden operar de forma complementaria. La cogeneración con biomasa, particularmente aquella asociada a la agroindustria cañera, permite generar calor y electricidad de manera continua, aprovechando un recurso disponible dentro del propio proceso productivo. Por su parte, la energía solar térmica puede aportar calor de baja y media temperatura durante las horas de mayor radiación, especialmente en aplicaciones como precalentamiento de agua, lavado, secado, agua caliente sanitaria o apoyo a procesos térmicos de menor temperatura.

Esta complementariedad permite reducir la presión sobre calderas y sistemas convencionales de generación de vapor, mejorar el aprovechamiento de la biomasa y diversificar las fuentes de calor industrial. No obstante, para capturar esta sinergia de manera ordenada se requiere una infraestructura capaz de integrar fuentes térmicas, gestionar perfiles de demanda distintos y atender a múltiples usuarios. En este contexto, los distritos térmicos surgen como una alternativa de planificación e infraestructura energética que permitiría articular fuentes como cogeneración, biomasa, solar térmica, calor residual o sistemas de respaldo, generando economías de escala y facilitando el suministro colectivo de energía térmica en zonas industriales o urbanas con demanda concentrada.

8.1. Propuesta conceptual de un distrito térmico para el Valle del Cauca

Para el Valle del Cauca, la configuración con mayor sentido técnico y económico sería un distrito térmico orientado al suministro de calor, principalmente mediante una red de agua caliente de temperatura media o, en casos industriales específicos, vapor. Esta lectura responde al perfil climático y productivo del territorio. En corredores como Cali, Yumbo y Palmira, la calefacción de espacios no constituye una carga térmica estructural, mientras que sí existe demanda potencial asociada a calor de proceso, agua caliente sanitaria en hospitales y hoteles, lavado, secado, alimentos y bebidas, agroindustria, servicios institucionales y parques industriales [52].

Desde el punto de vista de diseño, la alternativa más robusta consiste en iniciar con una red modular de agua caliente de temperatura media, conectada a una central térmica híbrida. Esta central podría incorporar una caldera principal de biomasa o gas natural, una caldera de respaldo, almacenamiento térmico en tanque de agua caliente, bombas con variador, tubería preaislada enterrada, subestaciones térmicas por usuario, medición de energía y un sistema SCADA para control operativo, facturación, monitoreo del diferencial de temperatura y mantenimiento preventivo.

En el área del distrito térmico el vapor debería reservarse para clústeres industriales con usuarios ancla claramente identificados, altas horas equivalentes de operación y requerimientos térmicos compatibles. En redes urbanas mixtas o con demanda más dispersa, el vapor suele ser menos competitivo por sus mayores exigencias de seguridad, materiales, pérdidas térmicas y operación. Por esta razón, una red de agua caliente modular permitiría reducir riesgos iniciales, comenzar con un grupo limitado de usuarios y ampliar el sistema conforme se incorporen nuevas cargas térmicas.

Bajo esta aproximación, el distrito térmico no se plantea como una red extensa departamental, sino como una solución localizada para zonas con demanda concentrada. Los candidatos más razonables serían clústeres industriales, parques empresariales, zonas francas, áreas hospitalarias, hoteles, equipamientos institucionales o corredores donde exista proximidad entre usuarios y una fuente térmica competitiva. Esto permitiría estructurar una primera fase con usuarios ancla y posteriormente expandir la red por etapas.

⁴ Si bien los términos de referencia solicitan principalmente la identificación de brechas para el desarrollo de un distrito térmico orientado a usuarios industriales en el Valle del Cauca, se considera necesario plantear previamente una propuesta conceptual preliminar del tipo de sistema que podría ser técnicamente pertinente para el territorio. Esta aproximación no constituye un diseño de ingeniería ni una prefactibilidad de proyecto, sino un marco de referencia para organizar el análisis de brechas, identificar condiciones habilitantes y relacionar los resultados obtenidos sobre cogeneración con biomasa y generación solar térmica.

A pesar de ello, es necesario considerar que la cogeneración de los ingenios suele estar centrada en el autoconsumo, producción de energía eléctrica y la venta de sus excedentes. En tal sentido, un distrito térmico requeriría una modificación considerable en las prioridades y objetivos de la cogeneración, donde el calor para venta a externos pasaría a ser la principal búsqueda. En tal sentido, el modelo de negocio actual debería ser modificado si se pretende optar por un distrito térmico alrededor de los ingenios. Esta cuestión será analizada y expandida en la Sección 10.

8.2. Condiciones habilitantes para su desarrollo

La primera condición habilitante es la **existencia de usuarios ancla**. Un distrito térmico requiere cargas térmicas estables, predecibles y suficientemente grandes para justificar la inversión inicial en central térmica, red de distribución y subestaciones [53]. En el Valle del Cauca, estos usuarios podrían corresponder a hospitales, hoteles, industrias de alimentos y bebidas, agroindustrias, plantas con procesos de lavado o secado, parques industriales o instalaciones con demanda continua de agua caliente o vapor.

La segunda condición es la **proximidad física entre usuarios**. La viabilidad económica de una red térmica depende fuertemente de la densidad de demanda y de la distancia entre consumidores. Mientras más dispersa esté la demanda, mayor será el costo de tubería, obra civil, pérdidas térmicas y mantenimiento. Por ello, el análisis debe priorizar clústeres compactos antes que redes extensas [54].

La tercera condición es **contar con una fuente térmica competitiva y confiable**. En el Valle del Cauca, la biomasa de la agroindustria cañera constituye la ventaja regional más clara para suministrar una carga térmica de base, especialmente si se vincula con cogeneración. El gas natural puede cumplir un rol de respaldo, arranque o atención de picos. La generación solar térmica puede actuar como complemento para precalentamiento, agua caliente sanitaria o procesos de baja y media temperatura, pero no debería considerarse como fuente única de base para un distrito térmico industrial.

La cuarta condición es **disponer de infraestructura térmica modular y medible**. El sistema requiere una central de producción térmica, almacenamiento, red de distribución, subestaciones térmicas por usuario, medición individual y control operativo. Esta infraestructura es fundamental para facturar energía térmica, verificar ahorros, controlar pérdidas, gestionar la temperatura de retorno y asegurar la confiabilidad del suministro.

Tabla 6. Infraestructura necesaria para un distrito térmico

Bloque	Infraestructura necesaria	Función
Planta de generación base	Central de biomasa, cogeneración o caldera central	Producir agua caliente y/o vapor para la red
Respaldo y punta	Calderas pico o de respaldo, normalmente a gas o biomasa estandarizada	Garantizar continuidad, cubrir picos y contingencias
Manejo de combustible	Patio, secado, trituración, silos, alimentación, básculas, control de humedad, protección contra incendios	Asegurar calidad del combustible y operación estable
Red térmica	Tuberías de ida y retorno, cámaras, válvulas de seccionamiento, purgas, drenajes, juntas/expansión, soportes y cruce	Transportar calor con pérdidas controladas
Subestaciones / interfaces	Intercambiadores, reducción de presión si aplica, control de caudal, bombas secundarias, medidores de energía térmica, PLC/SCADA	Separar hidráulicamente la red del proceso de cada industria
Almacenamiento térmico	Tanques de agua caliente o TES equivalente	Desacoplar generación vs demanda y suavizar picos

Infraestructura eléctrica	Subestación, tableros, variadores, protección, respaldo, comunicaciones	Alimentar bombas, automatización y, si hay CHP, evacuar potencia
Integración industrial	Colectores de proceso, retorno de condensados, tratamiento de agua, blowdown, recuperación de calor residual, bypass, instrumentación	Hacer utilizable el calor en la planta usuaria

Fuente: [54]

La quinta y última condición es la **existencia de un modelo contractual y de operación claro**. Un distrito térmico necesita definir quién invierte, quién opera, cómo se factura el calor, qué responsabilidades tiene cada usuario, cómo se asignan riesgos de demanda y qué ocurre si un cliente ancla reduce consumo o se desconecta. Modelos tipo ESCO, concesión, utility térmica privada o vehículo de propósito específico podrían ser opciones a evaluar.

Además de estas condiciones técnicas, económicas e institucionales, la viabilidad del distrito térmico dependerá de la **conformación de un ecosistema de actores capaz de coordinar la producción, distribución y consumo de energía térmica**. En el núcleo del clúster deberán ubicarse los proveedores o generadores de energía térmica, que en el contexto del Valle del Cauca podrían corresponder a ingenios azucareros como Incauca, Manuelita o Mayagüez, plantas de cogeneración asociadas al sector azucarero, industrias con excedentes de calor como Smurfit Westrock, gestores de biomasa o residuos aprovechables y empresas distribuidoras de gas natural como Gases de Occidente. Estos actores deberán caracterizar la disponibilidad, temperatura, presión, estacionalidad, costos y confiabilidad de sus recursos térmicos, así como establecer compromisos de suministro compatibles con las necesidades de los usuarios conectados.

Un segundo grupo estará conformado por los usuarios ancla y usuarios complementarios. Los primeros aportarán la demanda mínima necesaria para respaldar la inversión y podrían incluir hospitales y clínicas de Cali como la Fundación Valle del Lili o la Clínica Imbanaco, plantas de alimentos y bebidas, papeleras, hoteles, centros comerciales o grandes instalaciones industriales ubicadas en zonas como Yumbo o Palmira. Los usuarios complementarios permitirán diversificar la demanda, aprovechar diferencias horarias entre procesos y reducir la dependencia de un solo consumidor. La experiencia colombiana muestra que los distritos térmicos pueden atender simultáneamente mercados industriales, institucionales, hospitalarios, comerciales y hoteleros, por lo que la complementariedad de perfiles de consumo debe considerarse un criterio central durante el mapeo y la selección del clúster.

Entre los productores y consumidores deberá existir un operador o gestor del distrito térmico, responsable de planificar las inversiones, contratar el suministro energético, operar la central y la red, realizar la medición y facturación, coordinar el mantenimiento y garantizar los niveles de servicio. Este rol podría ser asumido por una empresa energética con presencia regional como Celsia o EMCALI, una ESCO, una empresa de servicios públicos o una sociedad de propósito específico conformada por varios participantes. A su alrededor deberán articularse empresas de ingeniería locales, fabricantes e instaladores de calderas, chillers, intercambiadores, bombas y sistemas de control; proveedores de medición y telemetría; mantenedores especializados; suministradores de biomasa, gas o combustibles de respaldo; y entidades financieras que permitan estructurar la inversión inicial y sus posteriores ampliaciones.

Asimismo, resulta fundamental considerar el papel de los actores normativos, encargados de establecer el marco regulatorio, técnico y ambiental que habilita y condiciona el desarrollo del distrito térmico. En el contexto colombiano, entidades como la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), el Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, así como autoridades ambientales regionales como la CVC, tendrán incidencia directa en aspectos como tarifas, esquemas de prestación del servicio, estándares de eficiencia energética, emisiones y uso de recursos. A nivel territorial, las alcaldías y gobernaciones también desempeñan un rol clave mediante la planificación urbana, la expedición de licencias y la incorporación de estos sistemas en instrumentos como los planes de ordenamiento territorial. La articulación temprana con estos

actores permitirá reducir incertidumbres regulatorias, facilitar la obtención de permisos y asegurar que el proyecto se alinee con las políticas públicas vigentes.

El Valle del Cauca dispone de una base empresarial favorable para constituir este ecosistema. El Clúster de Energía Inteligente de la Cámara de Comercio de Cali integra segmentos de generación, distribución y comercialización de energía, combustibles, infraestructura, maquinaria, aprovechamiento sostenible y servicios especializados. Además, en su comité estratégico participan organizaciones como Gases de Occidente, Incauca, Smurfit Westrock, Celsia, EMCALI, Asocaña, Manuelita, Mayagüez, Universidad del Valle e Icesi, entre otras, lo que ofrece una plataforma regional para identificar proveedores térmicos, integradores tecnológicos, potenciales operadores, usuarios industriales y aliados académicos.

En consecuencia, el mapeo de actores no debería limitarse a elaborar un listado institucional, sino que deberá identificar las relaciones técnicas y comerciales que sostendrían el clúster: quién produce calor, quién lo consume, en qué condiciones puede intercambiarse, quién financia la infraestructura, quién asume los riesgos operativos y quién coordina su expansión. Como mecanismo inicial de gobernanza se recomienda conformar un comité promotor del distrito térmico, integrado por al menos un proveedor térmico, uno o dos usuarios ancla, el operador potencial, un integrador técnico, las empresas de servicios involucradas y las autoridades territoriales correspondientes, incluyendo entidades como la Gobernación del Valle del Cauca y las alcaldías municipales. Este comité podrá avanzar progresivamente hacia acuerdos de confidencialidad e intercambio de información, estudios de prefactibilidad, cartas de intención de consumo o suministro y, finalmente, la constitución del vehículo jurídico y contractual encargado de desarrollar y operar el proyecto.

Finalmente, se requiere una **ruta institucional coordinada**. El proyecto puede involucrar permisos ambientales, licencias urbanísticas, intervención de espacio público, servidumbres, cruces con redes existentes, seguridad industrial y, si incorpora cogeneración o gas natural, reglas eléctricas y gasistas. Por tanto, una condición habilitante clave es contar con una mesa temprana de coordinación entre promotor, municipio, autoridad ambiental, empresas de servicios públicos, operadores de red y usuarios potenciales.

9. Brechas en infraestructura y normativa

A partir de los resultados de potencial y de la revisión de condiciones habilitantes, las brechas de infraestructura y normativa se organizan en tres bloques: cogeneración con biomasa, generación solar térmica industrial y distrito térmico. Esta separación permite evitar una lectura homogénea de soluciones que tienen niveles de madurez, requerimientos técnicos, mercados objetivo y barreras regulatorias distintas. Mientras la cogeneración parte de una base operativa existente en la agroindustria cañera, la solar térmica requiere mayor información sobre demanda térmica por proceso y condiciones de integración, y el distrito térmico supone una infraestructura colectiva más compleja, dependiente de usuarios ancla, proximidad física y un modelo de operación compartido.

9.1. Cogeneración

A. Brechas en infraestructura

El Valle del Cauca tiene la red eléctrica nacional (SIN) relativamente consolidada abarcando actualmente líneas de transmisión a 115 y 230 kV que interconectan las principales ciudades e industrias. Sin embargo, esta infraestructura no necesariamente garantiza capacidad suficiente para evacuar nueva generación proveniente de proyectos de cogeneración. En general, los ingenios azucareros y plantas industriales de la región están conectados a la red de media tensión (13–34 kV) o baja tensión, adecuada para su operación histórica, pero no siempre para inyectar excedentes eléctricos relevantes al SIN. Por ello, cuando se desarrollan proyectos de cogeneración de mayor escala, puede ser necesario incorporar infraestructura adicional de conexión, transformación y evacuación. Un ejemplo representativo es la planta de Incauca (Yumbo), que para sus 60 MW instaló una subestación propia y línea a 115 kV [55]. En consecuencia, proyectos similares podrían requerir inversiones equivalentes en infraestructura eléctrica, especialmente en predios industriales que no cuentan con acceso inmediato a líneas de alta tensión o capacidad disponible suficiente para entregar excedentes al sistema.

En tanto a infraestructura de distribución, las empresas locales (Celsia, EMCALI) operan redes clásicas de 13,2/34,5 kV, redes que no estaban diseñadas para generación bidireccional masiva; por lo que un gran ingreso de energía de autoconsumo inverso podría generar congestión. Esto supone la necesidad de actualizaciones en la infraestructura de distribución como balance de cargas, transformadores de doble sentido, medidores inteligentes bidireccionales, además de subestaciones adicionales en zonas industriales para aumentar la capacidad de conexión.

En el plano térmico, la infraestructura compartida es casi inexistente puesto que cada gran cogenerador tiene cuenta con su propia maquinaria de generación de vapor o aire caliente necesaria para generar el calor útil que cubra sus propios requerimientos térmicos. El antecedente más cercano a una infraestructura térmica compartida en el departamento es el distrito ALDOR-PLASTICEL en Yumbo (un consorcio privado) [56], sin embargo, este corresponde a un esquema de frío industrial compartido el cual suministra agua helada o refrigeración entre ambas plantas y no se configura como una red de calor o vapor como la que se analiza en este estudio. De modo que, a la fecha no se registran antecedentes locales de distritos térmicos orientados a calor, ni sistemas públicos de calentamiento distrital. Tampoco se identifica la existencia de plantas de almacenamiento térmico a gran escala (p. ej. tanques acumuladores de agua caliente o sales fundidas) que permitan acumular la energía de cogeneración para usos diferidos.

Finalmente, persisten brechas asociadas a la infraestructura de acondicionamiento, almacenamiento y transporte de biocombustibles sólidos y gaseosos. Si bien el Valle del Cauca dispone de volúmenes significativos de bagazo y otros residuos agrícolas, su aprovechamiento energético ampliado requiere infraestructura complementaria para convertir dichos residuos en combustibles homogéneos, estables y movilizables. Esto incluye plantas de acondicionamiento o pelletización, sistemas dedicados de almacenamiento, equipos de secado y manejo de humedad, patios de acopio y soluciones logísticas especializadas. De igual forma, el

aprovechamiento de biogás o biometano agrícola enfrenta brechas adicionales, como la ausencia de plantas de purificación, compresión e infraestructura de transporte o inyección a redes [4].

En conjunto, las brechas infraestructurales abarcan tanto la necesidad de fortalecer la red eléctrica para evacuar excedentes como la ausencia de infraestructura logística y térmica compartida, lo que limita la posibilidad de escalar la cogeneración más allá del uso local o del autoconsumo industrial.

A continuación, se presenta un resumen de las brechas de infraestructura anteriormente expuestas.

Tabla 7. Infraestructura existente y brechas identificadas para fortalecer la cogeneración en el Valle del Cauca

Tipo de infraestructura	Existente	Posibles inversiones
Transmisión eléctrica	Redes de alta tensión (115–230 kV) conectan principales zonas industriales. Subestaciones mayores (p.ej. Paraíso 115/34 kV) soportan generación existente.	Nuevas subestaciones/transformadores cerca de polos agroindustriales (zonas cañeras) para evacuar >10–60 MW adicionales (p.ej. Incauca instaló 115 kV nueva). Refuerzos en líneas de transmisión de media tensión (13–34 kV) para nuevos cogeneradores.
Distribución eléctrica	Redes locales (Celsia, EMCALI) en ciudades y áreas rurales cubren demanda actual. Distribución en 13,2 kV y 34,5 kV con capacidad limitada.	Modernización de redes distribuidas para soportar inyección bidireccional (equipos de medición inteligente). Reservar capacidad de conexión de distribución en zonas industriales.
Generación existente	Plantas cogenerativas en ingenios azucareros (p.ej. Incauca, Riopaila) y agroindustrias; total cogeneración estimada ~300–600 MW (mayoría en Valle)	Nuevas turbinas/boilers en industrias interesadas; diversificar fuentes (biogás, forestal). Apoyar proyectos de trigeneración.
Redes y almacenamiento térmico	Prácticamente nulo: cada industria maneja su propio sistema de vapor/calefacción interno. Existe un antecedente aislado de distrito térmico de frío (ALDOR-Plasticel en Yumbo, refrigeración compartida entre dos plantas), sin equivalentes documentados de distritos térmicos de calor o vapor en el departamento.	Construir distritos térmicos industriales/urbanos (sistemas colectivos de agua caliente o frío). Infraestructura de almacenamiento térmico (tanques de agua caliente o sales fundidas) en sitios estratégicos para uso diurno/nocturno.

Fuente: Elaboración propia a partir de [55], [56], [57], [58], [59]

B. Brechas en normativa

Colombia cuenta con un marco legal general que favorece las energías renovables: la Ley 1715/2014 promueve incentivos tributarios para proyectos de fuentes no convencionales, incluyendo la cogeneración con biomasas [60]. La Ley 1215/2008 estableció el derecho de cogeneradores a vender excedentes al sistema eléctrico, exoneró del parafiscal del 20% a su propio consumo y ordenó a la CREG definir condiciones técnicas (REE mínimo, producción mínima) y de remuneración de respaldo [61]. La venta de excedentes eléctricos provenientes de cogeneración cuenta con habilitación legal en Colombia, en la medida en que la Ley 1215 de 2008 permite a los cogeneradores vender excedentes de electricidad a empresas comercializadoras de energía. No obstante, en la práctica esta venta no opera mediante un esquema transaccional simple o una plataforma específica para excedentes de cogeneración industrial.

Dependiendo del tamaño, punto de conexión y modalidad de operación, el cogenerador debe cumplir los requisitos de conexión, medición, representación comercial y negociación de excedentes aplicables, usualmente mediante acuerdos bilaterales o representación por un comercializador o generador. Aunque existen reglas para

autogeneración, generación distribuida y entrega de excedentes, estas no constituyen un mecanismo específico de compensación simplificada para la cogeneración industrial en pequeña o mediana escala [61]. Asimismo, no se identifica un esquema generalizado de remuneración explícita por los servicios de respaldo o confiabilidad local que estas unidades podrían aportar al sistema. En consecuencia, la monetización de excedentes de cogeneración sigue dependiendo de la estructuración contractual, la viabilidad de conexión y la capacidad efectiva de evacuación de energía en cada caso.

En el ámbito tributario y de tarifas, los cogeneradores solo cuentan con los incentivos generales de la Ley 1715 (deducción acelerada del 50% en renta por inversión, exención de IVA y aranceles de importación, depreciación acelerada) [60]. No existe una tarifa diferencial o primas técnicas específicas (como ocurre en otros países con cogeneración eficiente como Brasil y Nicaragua) [62]. Tampoco se han ajustado las tarifas de uso de red para reflejar el menor impacto de un cogenerador que ayuda al sistema. En consecuencia, la viabilidad financiera de estos proyectos continúa dependiendo principalmente de los ahorros por autoconsumo, la posibilidad de negociar excedentes, el acceso a incentivos generales y las condiciones particulares de conexión y uso de red. Esta situación puede reducir el atractivo de nuevas inversiones, especialmente cuando se requieren obras adicionales de conexión, transformación o evacuación de energía.

En materia ambiental, los proyectos de cogeneración se someten al régimen general aplicable a proyectos de generación, instalaciones industriales, emisiones atmosféricas y manejo de combustibles o residuos. Para proyectos de generación eléctrica de mayor escala, la competencia de licenciamiento ambiental corresponde a la ANLA cuando la capacidad instalada es igual o superior a 100 MW; para proyectos de menor escala o componentes asociados, pueden aplicar permisos, autorizaciones o trámites ante la autoridad ambiental regional competente, como la CVC, según la localización, tecnología, emisiones, aprovechamiento de recursos naturales y manejo de residuos [63].

En el caso de calderas, hornos y equipos de combustión, aplican estándares generales de emisión para fuentes fijas, como los definidos en la Resolución 909 de 2008, que establece límites y procedimientos de medición para contaminantes atmosféricos. Sin embargo, no se identifica una ruta ambiental sectorial específica para proyectos de cogeneración con biomasa que diferencie de manera clara sus particularidades frente a otros proyectos industriales: uso de residuos agrícolas, control de humedad, manejo de cenizas, emisiones de material particulado, almacenamiento de biomasa, riesgo de incendio, olores o integración con biogás/biometano.

Por tanto, la brecha no radica en la ausencia total de regulación ambiental, sino en la falta de lineamientos específicos y procedimientos estandarizados para cogeneración con biomasa y gases renovables. Esto puede generar incertidumbre en tiempos de trámite, requisitos aplicables y criterios de evaluación entre proyectos similares.

En conjunto, los vacíos normativos específicos dificultan la estructuración de proyectos de cogeneración, desde la calificación técnica y medición de eficiencia hasta la monetización de excedentes, la obtención de permisos ambientales y la identificación de incentivos adecuados.

A manera de resumen, se presenta la Tabla 8 que incorpora de manera general las brechas y condiciones habilitantes identificadas para la cogeneración en el Valle del Cauca.

Tabla 8. Brechas y posibles medidas habilitantes para cogeneración

Dimensión	Condición habilitante	Brecha identificada	Medida correctiva
Recurso energético	Alta disponibilidad de bagazo y residuos agroindustriales.	Parte del recurso ya se usa internamente en los ingenios.	Evaluar excedentes reales y estructurar contratos de suministro de biomasa.
Infraestructura eléctrica	Existencia de redes de 115 kV y 230 kV en zonas industriales.	Capacidad limitada para evacuar nuevos excedentes al SIN.	Reforzar subestaciones, transformadores y líneas de conexión.

Distribución y medición	Redes locales operadas por Celsia y EMCALI.	Redes no diseñadas para inyección bidireccional masiva.	Incorporar medición inteligente, protecciones y protocolos de conexión.
Infraestructura térmica	Industrias e ingenios cuentan con calderas y sistemas propios de vapor.	No existen redes térmicas compartidas consolidadas.	Evaluar pilotos de trigeneración o aprovechamiento de excedentes térmicos.
Marco normativo y comercial	La Ley 1715 y la Ley 1215 habilitan incentivos y venta de excedentes.	No existe un esquema simplificado para monetizar excedentes de cogeneración.	Estandarizar contratos, mejorar reglas de conexión y reconocer servicios de respaldo.

Fuente: Elaboración propia

9.2. Generación solar térmica

A. Brechas en infraestructura

En materia de infraestructura, la principal brecha identificada es que el ecosistema departamental de energías renovables se encuentra más desarrollado alrededor de la generación eléctrica, especialmente solar fotovoltaica y biomasa, que alrededor de soluciones solares térmicas. El Valle del Cauca cuenta con condiciones favorables para avanzar en una matriz energética baja en carbono y con experiencia en aprovechamiento de recursos agroindustriales, especialmente asociados al bagazo de caña. No obstante, la infraestructura de soporte para energía solar térmica (colectores, sistemas de almacenamiento térmico, redes de distribución de calor, sistemas de generación de vapor solar, integración con procesos industriales y mantenimiento especializado) aún es limitada en comparación con la infraestructura y capacidades existentes para proyectos eléctricos renovables.

Esta brecha se expresa, en primer lugar, en la ausencia de una cadena de suministro local claramente consolidada para equipos solares térmicos industriales. A diferencia de los sistemas fotovoltaicos, cuya oferta en el Valle del Cauca incluye integradores activos como Celsia, Enel y Trina y proyectos de referencia como Celsia Solar Yumbo, las granjas Buga 1 y Victoria, la Granja Solar del Valle [64], entre otros; los sistemas solares térmicos para aplicaciones industriales requieren componentes específicos como colectores planos o de tubos evacuados, concentradores solares, tanques térmicos de gran formato, intercambiadores de calor, bombas, válvulas, sistemas de control e integración con calderas existentes.

La revisión no permitió identificar un clúster regional robusto dedicado a la fabricación, ensamblaje, distribución o mantenimiento de estos componentes en el Valle del Cauca. Si bien se identificaron algunos proveedores de tecnología solar térmica con presencia en Colombia (como Solen Technology⁵ y Ecoled⁶ con presencia en Bogotá, Cartagena y Barranquilla), estos operan principalmente en el segmento residencial y de pequeños negocios sin capacidad demostrada en sistemas de calor solar para procesos industriales. Esta situación puede traducirse en mayores costos de adquisición, dependencia de proveedores externos, tiempos de entrega más largos y menor disponibilidad de servicios técnicos especializados.

En segundo lugar, existe una brecha de capacidades técnicas para el diseño, instalación, operación y mantenimiento de sistemas solares térmicos, especialmente en aplicaciones industriales. Mientras que los proyectos fotovoltaicos se han beneficiado de una curva de aprendizaje más rápida, de programas públicos y de requisitos técnicos más estandarizados, la energía solar térmica exige competencias híbridas entre ingeniería térmica, hidráulica, mecánica, control de procesos y eficiencia energética [65]. Para industrias que requieren agua caliente, vapor de baja o media temperatura, precalentamiento de fluidos o integración con calderas existentes, no basta con instalar colectores solares; se requiere dimensionar la demanda térmica, analizar perfiles horarios y estacionales, evaluar compatibilidad con procesos productivos, definir sistemas de respaldo,

⁵ <https://solentechnology.com/>

⁶ <https://ecoled.com.co/>

estimar pérdidas térmicas y asegurar esquemas de mantenimiento confiables [66]. La falta de instaladores y operadores especializados reduce la confianza del sector privado y eleva la percepción de riesgo tecnológico.

En tercer lugar, la infraestructura territorial disponible no está preparada para facilitar esquemas colectivos de suministro térmico, como distritos térmicos industriales. A diferencia de la energía eléctrica, que puede aprovechar redes existentes de transmisión y distribución, el calor requiere infraestructura física dedicada y localizada: redes de tuberías aisladas, estaciones de intercambio térmico, sistemas de almacenamiento, unidades de respaldo, medición térmica por usuario y mecanismos de control operacional. En el Valle del Cauca no se identifican redes térmicas centralizadas o distritos térmicos industriales consolidados que puedan servir como punto de partida para escalar soluciones solares térmicas. Esto significa que cada proyecto tendría que desarrollarse inicialmente como una solución individual o como un piloto en zonas industriales con alta concentración de demanda térmica, antes de avanzar hacia modelos compartidos.

Una cuarta brecha se relaciona con la disponibilidad de información para planificación y dimensionamiento de proyectos solares térmicos. Para estimar con mayor precisión el potencial de esta tecnología se requiere información desagregada sobre demanda térmica por sector y proceso, rangos de temperatura requeridos, perfiles horarios de consumo, combustibles actualmente utilizados, costos energéticos, disponibilidad de cubiertas o suelo, restricciones estructurales e integración con sistemas térmicos existentes.

En el presente estudio, ante la ausencia de información detallada por instalación industrial en el Valle del Cauca, se adoptó una aproximación preliminar basada en datos agregados de consumo térmico, caracterización sectorial y referencias técnicas internacionales sobre aplicaciones solares térmicas en procesos industriales. Esta aproximación permite identificar sectores y usos compatibles a nivel de prefactibilidad; sin embargo, no sustituye el levantamiento de información específica por planta. La brecha persiste porque, a diferencia de la electricidad, la demanda térmica suele registrarse de forma indirecta a través del consumo de gas natural, carbón, biomasa, vapor o combustibles líquidos, sin diferenciar temperatura, uso final, horario de operación o posibilidad real de integración solar. Esta limitación reduce la precisión del modelamiento y dificulta priorizar zonas, empresas o clústeres con mayor viabilidad para proyectos solares térmicos individuales o colectivos.

Finalmente, también existe una brecha de infraestructura financiera y demostrativa. Los programas públicos recientes, como Colombia Solar, han comenzado a crear mecanismos de acceso a sistemas solares, pero orientados a fotovoltaica y pequeños negocios, no a sistemas solares térmicos industriales o redes térmicas [67]. Esto deja a la energía solar térmica sin instrumentos financieros claramente posicionados, sin proyectos demostrativos suficientes y sin casos regionales ampliamente documentados que permitan reducir la incertidumbre de inversionistas y usuarios industriales. En consecuencia, para el Valle del Cauca será clave avanzar primero en pilotos sectoriales, por ejemplo, en alimentos y bebidas, servicios de salud, hoteles, agroindustria o parques industriales, que permitan validar desempeño técnico, costos, ahorros, requerimientos de mantenimiento y condiciones de escalamiento hacia distritos térmicos.

B. Brechas en normativa

Aunque Colombia cuenta con un marco general favorable para la promoción de fuentes no convencionales de energía renovable, la energía solar térmica todavía no dispone de un desarrollo normativo específico y suficientemente operativo que facilite su adopción a escala industrial en territorios como el Valle del Cauca. La Ley 1715 de 2014 reconoce la energía solar como una fuente no convencional de energía renovable y establece instrumentos de promoción para su aprovechamiento dentro del sistema energético nacional. Buena parte del desarrollo regulatorio posterior se ha concentrado en la generación eléctrica, la autogeneración, la conexión a red, la generación distribuida y la entrega de excedentes, lo que genera una mayor claridad para proyectos solares fotovoltaicos que para soluciones de calor solar o generación térmica industrial. La propia definición de autogeneración en la ley se refiere principalmente a la producción de energía eléctrica para atender necesidades propias, lo que evidencia una orientación regulatoria más eléctrica que térmica.

Una primera brecha se relaciona con la diferencia entre los incentivos disponibles para tecnologías renovables eléctricas y los mecanismos aplicables a tecnologías térmicas. Si bien la Ley 1715 contempla beneficios tributarios, arancelarios y contables para proyectos de fuentes no convencionales de energía y medidas de gestión eficiente de la energía, en la práctica los programas recientes de promoción solar han priorizado soluciones fotovoltaicas. Por ejemplo, permite deducir hasta el 50% de la inversión en generación con FNCER de la renta gravable, exención de IVA y aranceles a equipos importados, y depreciación acelerada del 33% anual. Sin embargo, la ley se orienta a electricidad renovable (incentivos para generar energía eléctrica con FNCE) y no aborda explícitamente la energía térmica. La Ley 2099 (2021) y la Ley 2294 (2023) actualizaron el marco general de transición energética y definiciones (por ejemplo, hidrógeno verde), pero tampoco incluyen medidas puntuales para calefacción solar.

Otro ejemplo sería el programa Colombia Solar, el cual está diseñado para facilitar el acceso de pequeños negocios a sistemas solares fotovoltaicos, con incentivos de hasta el 60% del costo del sistema o un tope de 20 millones de pesos; además, los requisitos para implementadores se refieren a experiencia en diseño e instalación de sistemas solares fotovoltaicos tipo On Grid. Esto muestra que, aunque existe una política pública activa para democratizar la energía solar, su orientación dominante sigue siendo la electricidad, dejando sin instrumentos equivalentes a los sistemas de calentamiento solar, generación de vapor solar o calor de proceso industrial.

Una segunda brecha normativa se vincula con la aplicación limitada de los instrumentos de construcción sostenible. La Resolución 549 de 2015 y sus anexos sí incorporan criterios específicos para agua caliente solar en edificaciones, señalando que todos los requerimientos de agua caliente en hospitales y hoteles deben ser cubiertos al 100% por calentadores solares, mientras que las viviendas VIS/VIP y no VIS/VIP deben cubrir porcentajes mínimos del 25% y 40%, respectivamente. También reconoce que los sistemas solares de agua caliente pueden reducir el consumo energético entre 5% y 25% en edificaciones. Sin embargo, este instrumento está enfocado principalmente en edificaciones y no resuelve los requerimientos normativos de procesos industriales, generación de vapor, integración con redes térmicas, esquemas de suministro colectivo o aprovechamiento de calor en parques industriales.

En consecuencia, la brecha normativa central no es la ausencia total de reconocimiento de la energía solar térmica, sino la falta de un marco específico que la traduzca en reglas, incentivos y procedimientos aplicables al sector industrial. Para el Valle del Cauca, esto implica que el desarrollo de energía solar térmica para industrias, agroindustria, alimentos y bebidas, servicios de salud, logística o posibles distritos térmicos todavía depende de interpretaciones generales de la normativa de renovables, eficiencia energética y construcción sostenible. Esta situación puede aumentar la incertidumbre para inversionistas, limitar la estructuración financiera de proyectos y dificultar la creación de modelos contractuales claros para soluciones térmicas compartidas.

A manera de resumen, se presenta la Tabla 9 que incorpora de manera general las brechas y condiciones habilitantes identificadas para la generación solar térmica en el Valle del Cauca.

Tabla 9. Brechas y posibles medidas habilitantes para generación solar térmica industrial

Dimensión	Brecha identificada	Implicancia para el proyecto	Posible medida habilitante
Información técnica	No existe información suficiente sobre demanda térmica por proceso, temperatura, horario, combustible actual y disponibilidad de espacio.	Dificulta dimensionar colectores, almacenamiento, respaldo e integración con procesos existentes.	Realizar auditorías térmicas en industrias priorizadas y construir una base de datos de demanda térmica por sector.
Cadena de suministro	Oferta local más desarrollada para solar fotovoltaica que para solar térmica industrial.	Aumenta costos, dependencia de proveedores externos y percepción de riesgo tecnológico.	Identificar proveedores nacionales e internacionales; promover alianzas con integradores locales; capacitar instaladores y operadores.

Integración industrial	La solar térmica requiere compatibilidad con calderas, intercambiadores, redes internas y sistemas de control.	No basta con instalar colectores; se requiere ingeniería de detalle por planta.	Desarrollar pilotos en industrias con demanda estable de calor de baja y media temperatura.
Financiamiento	Los programas recientes se concentran en fotovoltaica y pequeños negocios.	La solar térmica industrial no cuenta con instrumentos financieros suficientemente visibles.	Crear líneas de financiamiento o incentivos específicos para calor renovable industrial.
Normativa	La regulación reconoce la energía solar, pero su desarrollo operativo está más orientado a electricidad.	Genera incertidumbre para inversionistas y usuarios industriales.	Elaborar lineamientos técnicos y tributarios específicos para sistemas solares térmicos industriales.

Fuente: Elaboración propia

9.3. Distrito térmico

A. Brechas técnicas y de infraestructura

Actualmente, el Valle del Cauca no cuenta con una red térmica compartida consolidada que permita distribuir calor entre múltiples usuarios industriales, institucionales o comerciales. La infraestructura térmica existente opera, en general, bajo esquemas individuales por instalación: cada ingenio, hospital, hotel o planta industrial dispone de sus propias calderas, equipos de generación de vapor, sistemas de agua caliente o respaldos energéticos. Esta configuración limita el aprovechamiento de excedentes térmicos, la integración coordinada de fuentes renovables y la generación de economías de escala a nivel de clúster.

La ausencia de una infraestructura térmica compartida implica que el desarrollo de un distrito térmico requeriría inversiones iniciales relevantes en activos comunes, incluyendo la central térmica, la red de tubería preaislada, subestaciones térmicas por usuario, sistemas de almacenamiento, medición y control. Estas inversiones deben ejecutarse antes de que todos los usuarios estén plenamente conectados, por lo que existe un riesgo de sobredimensionamiento o subutilización si no se cuenta desde la primera fase con usuarios ancla, contratos de largo plazo y una estrategia de expansión modular.

Adicionalmente, la construcción de una red térmica supone una complejidad importante en materia de obra civil y coordinación urbana. El despliegue de tuberías requiere zanjas, corredores técnicos, cruces con otras redes, reposición de vías, servidumbres, accesos a predios y coordinación con infraestructura existente de acueducto, alcantarillado, gas, electricidad y telecomunicaciones. Estos elementos pueden aumentar los tiempos de desarrollo, los costos de implementación y los riesgos asociados a permisos, especialmente si el proyecto se plantea en zonas urbanas consolidadas o corredores industriales con alta densidad de servicios existentes.

B. Brechas de información y planificación

Para estructurar un distrito térmico no es suficiente conocer el consumo energético agregado de una zona o sector; se requiere caracterizar con mayor detalle la demanda de cada potencial usuario, incluyendo temperatura requerida, horario de operación, simultaneidad de cargas, fluido térmico utilizado, estacionalidad, combustible actual, costos energéticos, espacio disponible para subestaciones o intercambiadores, y disposición contractual para integrarse a un esquema de suministro colectivo.

Esta información es indispensable para definir la escala del sistema, seleccionar la tecnología más adecuada, estimar pérdidas térmicas, identificar usuarios ancla y determinar si la demanda tiene suficiente densidad y continuidad para justificar una red compartida. Actualmente, dicha información no se encuentra consolidada a nivel territorial, por lo que el desarrollo de un distrito térmico requeriría una fase previa de prefactibilidad, con levantamiento directo de información en usuarios potenciales, validación de perfiles horarios y evaluación de compatibilidad técnica y comercial entre cargas térmicas cercanas.

C. Brechas de abastecimiento energético

Aunque el Valle del Cauca cuenta con una ventaja regional clara por la disponibilidad de caña de bagazo y otros residuos agroindustriales, esta disponibilidad no puede interpretarse como combustible libre o automáticamente utilizable por terceros. En el caso del bagazo, una parte importante ya se valoriza internamente en los ingenios para cubrir sus propias necesidades de vapor, calor de proceso y cogeneración eléctrica.

Por tanto, un distrito térmico externo no podría asumir disponibilidad abierta de bagazo sin una estrategia específica de suministro. Su viabilidad dependería de contar con contratos firmes de abastecimiento, acuerdos de integración con cogeneradores existentes, aprovechamiento de excedentes térmicos o mezcla con otros residuos agrícolas y forestales que puedan acondicionarse como combustible. En este sentido, la brecha no recae la existencia física del recurso, sino en su disponibilidad contractual, logística y operativa para abastecer de forma confiable a usuarios distintos al generador original [77].

D. Brechas regulatorias e institucionales

El desarrollo de un distrito térmico en Colombia es viable, pero no cuenta todavía con una ruta normativa única e integrada. El referente técnico más directo es el RETSIT, en tanto establece requisitos para diseño, construcción, operación, mantenimiento e inspección de instalaciones térmicas [42]. Sin embargo, dependiendo de la configuración del proyecto, también pueden aplicar normas ambientales, urbanísticas, de seguridad y salud en el trabajo, eléctricas o de gas (Tabla 10). Por tanto, la brecha no es la ausencia total de regulación, sino la falta de una ruta institucional integrada que facilite la estructuración, aprobación y operación de distritos térmicos industriales o urbanos.

Esta dispersión normativa adquiere mayor relevancia cuando el distrito térmico incorpora una central de generación de calor basada en combustión, ya sea con biomasa, gas natural u otros combustibles de respaldo. En estos casos, el proyecto puede requerir permisos ambientales asociados a emisiones atmosféricas de fuente fija, vertimientos, concesiones de agua, manejo de residuos o aprovechamiento de recursos naturales, según su configuración y localización. Además, en zonas industriales con antecedentes de carga ambiental, como Yumbo y el sector de Acopi, donde se han documentado niveles relevantes de contaminantes locales como NO₂, SO₂ y PM₁₀, la estructuración del proyecto debería considerar desde etapas tempranas estándares robustos de combustión, abatimiento, monitoreo y control ambiental, incluso por encima del cumplimiento mínimo regulatorio [68].

En consecuencia, la brecha regulatoria e institucional no solo se expresa en la multiplicidad de entidades y permisos aplicables, sino también en la necesidad de anticipar criterios ambientales, urbanos y operativos desde la fase de prefactibilidad. Para reducir incertidumbre, un distrito térmico requeriría una ruta coordinada con la autoridad ambiental competente, el municipio, curadurías urbanas, operadores de servicios públicos y, cuando aplique, entidades del sector eléctrico o de gas.

Tabla 10. Normativa relevante para un distrito térmico

Campo regulado	Normas relevantes	Implicancias para un distrito térmico
Política energética y eficiencia	Ley 697 de 2001, Ley 1715 de 2014 y Ley 2099 de 2021	Dan sustento a FNCER y a la modernización de la transición energética; sirven de base para estructurar proyectos con biomasa, solar térmica, cogeneración y almacenamiento energético.
Sector energía y autogeneración/cogeneración	Decreto 1073 de 2015 y Decreto 1403 de 2024	Si la red térmica se combina con cogeneración o exportación eléctrica, entra el régimen sectorial de electricidad/gas y la figura de autogeneración o producción marginal.
Reglas de cogeneración y conexión	Resoluciones CREG 134 de 2008, 047 de 2011 y 174 de 2021	Aplican si hay cogeneración y/o inyección al SIN o esquemas de autogeneración a pequeña escala;

		definen requisitos técnicos, medición y condiciones de conexión/comercialización.
Seguridad de instalaciones térmicas	RETSIT, Resolución 40773 de 2023	Es la referencia técnica más directa: cubre diseño, construcción, operación, mantenimiento e inspección de instalaciones térmicas y reconoce la “calefacción en los sistemas de distrito térmico”.
Licenciamiento y permisos ambientales	Ley 99 de 1993, Decreto 1076 de 2015 y Decreto 852 de 2024	El proyecto puede requerir permisos por emisiones atmosféricas, vertimientos, concesión de aguas, ocupación de cauce, manejo forestal y residuos.
Emisiones y vertimientos	Resolución 909 de 2008 y Resolución 631 de 2015	Fijan el marco base para emisiones de fuentes fijas y parámetros de vertimiento; son críticas para calderas, cogeneración, purgas de caldera y tratamiento de aguas.
Ordenamiento territorial y espacio público	Ley 388 de 1997 y Decreto 1077 de 2015	Toda red enterrada necesita compatibilidad con POT, licencias urbanísticas y, en muchos casos, licencia o permiso de intervención/ocupación del espacio público.
Seguridad industrial y estructural	Decreto 1072 de 2015, Resolución 0312 de 2019, Ley 1575 de 2012 y NSR-10	Obliga protección contra incendio, procedimientos de trabajo seguro y revisión estructural/sismorresistente de salas de máquinas, soportes y obras civiles.
Planeación y registro sectorial	Registro/planeación UPME y lineamientos de proyecto	Si el proyecto incorpora componente eléctrico relevante, la coordinación con UPME para planeación y registro se vuelve necesaria.

Fuente: Elaboración propia

E. Brechas comerciales y financieras

Finalmente, se identifica una brecha asociada a la bancabilidad del modelo de negocio. Aunque Colombia cuenta con avances relevantes para el desarrollo de distritos térmicos, incluyendo el RETSIT como marco técnico, incentivos generales asociados a transición energética y eficiencia, y referencias regulatorias donde la CREG reconoce la figura de distrito térmico en ciertos análisis del mercado de gas, el ecosistema comercial aún presenta un menor nivel de madurez frente a los aspectos técnicos y de seguridad.

En particular, persisten vacíos o baja estandarización en elementos clave para financiar y operar este tipo de proyectos, tales como la venta de energía térmica a múltiples usuarios, la medición y facturación del calor útil, los contratos de suministro térmico de largo plazo, los esquemas tipo take-or-pay, el reparto de pérdidas, la asignación de riesgos entre operador y usuarios, y la definición de incentivos fiscales o tarifarios específicos. Esta situación no impide el desarrollo de un distrito térmico, pero sí aumenta los costos de estructuración, negociación y cierre financiero, especialmente cuando el proyecto depende de varios usuarios con perfiles de demanda diferentes.

Esta lectura es consistente con los análisis de barreras para distritos térmicos en Colombia, que identifican obstáculos técnicos, financieros, institucionales, comerciales y normativos para su promoción e implementación, y señalan la necesidad de fortalecer las condiciones que permitan escalar estos proyectos como modelos de negocio replicables [76].

En consecuencia, para mejorar la bancabilidad de un distrito térmico en el Valle del Cauca sería necesario avanzar en modelos contractuales estandarizados, mecanismos de medición y verificación térmica, garantías de demanda mínima, esquemas de reparto de riesgos e instrumentos que faciliten o incentiven fiscalmente la inversión en infraestructura térmica compartida.

A manera de resumen, se presenta la Tabla 11 que incorpora de manera general las brechas, riesgos y condiciones habilitantes identificadas para un distrito térmico en el Valle del Cauca.

Tabla 11. Brechas, riesgos y medidas habilitantes para un distrito térmico

Dimensión	Brecha identificada	Riesgo asociado	Medida de materialización
Infraestructura común	No existen redes térmicas compartidas consolidadas en el Valle del Cauca.	El proyecto debe asumir inversiones iniciales elevadas en central térmica, tuberías, subestaciones y control.	Diseñar un piloto modular en un clúster industrial con alta concentración de demanda.
Usuarios ancla	No se cuenta con demanda térmica agregada ni contratos previos.	Riesgo de subutilización o sobredimensionamiento de la red.	Identificar hospitales, hoteles, industrias o parques empresariales con demanda estable y contratos de largo plazo.
Planificación territorial	Las redes térmicas requieren zanjas, servidumbres y coordinación con otras redes urbanas.	Mayores costos, retrasos y complejidad de permisos.	Coordinar desde prefactibilidad con municipio, curadurías, operadores de servicios públicos y autoridad ambiental.
Abastecimiento energético	El bagazo y otros residuos no están automáticamente disponibles para terceros.	Incertidumbre en continuidad del suministro térmico.	Firmar contratos de abastecimiento con generadores, ingenios o proveedores de biomasa; evaluar mezclas con residuos forestales o agrícolas.
Gobernanza y operación	No existe una ruta institucional única para aprobar y operar distritos térmicos.	Incertidumbre regulatoria y contractual.	Crear una hoja de ruta institucional con permisos, responsabilidades, modelo de negocio y esquema tarifario térmico.

Fuente: Elaboración propia

10. Costos indicativos y capacidad de desarrollo para un distrito térmico en el Valle del Cauca

Los distritos térmicos son sistemas centralizados que producen o recuperan energía térmica en una o varias fuentes y la transportan mediante una red de tuberías aisladas hasta distintos usuarios. Habitualmente, el calor se desplaza en forma de agua caliente o sobrecalentada a presión. Al llegar a cada edificio o instalación industrial, una estación de transferencia con intercambiadores entrega la energía al sistema interno del usuario, sin mezclar los fluidos de ambas redes. Una vez cedido el calor, el agua retorna a la fuente para ser calentada nuevamente, conformando un circuito cerrado.

Desde el punto de vista técnico, estos sistemas comprenden tres componentes: la fuente térmica —por ejemplo, biomasa, calor residual industrial, incineración de residuos o cogeneración—; la infraestructura de transmisión e integración, que incluye tuberías troncales, bombas y estaciones de intercambio; y la red de distribución y consumo correspondiente a los usuarios finales. Esta diferenciación es importante porque los costos analizados a continuación corresponden principalmente al transporte e integración del calor y no al costo total de producirlo ni al precio final pagado por el usuario.

La potencia térmica se expresa en MWth y representa la cantidad máxima de calor que el sistema puede entregar en un momento determinado. La información disponible no reporta de manera homogénea la energía anual suministrada en GWh térmicos; por ello, la comparación de los casos se realiza principalmente a partir de su capacidad térmica instalada o transferida.

10.1. Costos indicativos

La inversión de un distrito térmico está determinada principalmente por la extensión y las características de la red. En los casos analizados, el costo de transmisión se sitúa aproximadamente entre **650 y 2.090 euros por metro de red**, aunque el intervalo más representativo para líneas troncales consolidadas se encuentra entre **800 y 1.300 euros por metro**. La obra civil constituye normalmente el principal componente del CAPEX, incluyendo actividades de excavación, instalación y reposición que pueden representar cerca del 68 % de la inversión, frente a aproximadamente 19 % correspondiente a tuberías y aislamiento. Los costos fijos de operación y mantenimiento se aproximan al 1 % del CAPEX anual, mientras que la electricidad utilizada para bombeo equivale generalmente al 1–2 % de la energía térmica entregada [69].

El costo nivelado (costo por cada unidad de energía) de transportar e integrar el calor en los seis casos estudiados se encuentra entre **10,6 y 15,5 €/MWth**. Este valor puede interpretarse como un “peaje térmico”: representa el costo de trasladar el calor desde la fuente hasta la red o hasta un usuario agregado, sin incluir necesariamente la producción térmica ni la distribución interna de cada consumidor. Los mejores resultados se presentan cuando la red opera durante muchas horas al año y abastece usuarios concentrados, estables y con una demanda previsible.

A continuación, se detallan los casos analizados.

A. Sistemas de escala pequeña: entre 18 y 20 MWth

Arnoldstein-Villach, Austria – 19 MWth: Este sistema recupera calor de una planta incineradora de residuos y lo transporta durante 16 km hasta la red urbana de Villach. Sus usuarios son principalmente viviendas y edificios del sector terciario. El calor se entrega a través de una estación de transferencia con capacidad de 19 MWth, utilizando agua caliente presurizada a una temperatura aproximada de 130 °C en impulsión y 70 °C en retorno. La inversión se estima en 17 millones de euros, con un costo de transmisión de 11,6 €/MWth y pérdidas térmicas cercanas al 5 % en todo el recorrido. Es un ejemplo de cómo una fuente municipal relativamente estable puede abastecer conjuntamente usuarios residenciales y comerciales [70].

Leoben-Trofaiaich, Austria – 18 MWth: En este caso, el calor residual generado por la siderúrgica Donawitz se conduce mediante una línea de 8,2 km hasta la red municipal de Trofaiaich. El sistema proporciona hasta 18 MWth, destinados principalmente a usuarios residenciales. La inversión reportada es de 7,5 millones de euros y las pérdidas se estiman en aproximadamente 4,5 %. Aunque la línea es más corta y menos costosa que otras de la muestra, su costo nivelado alcanza 15,5 €/MWth debido a que transporta un menor volumen anual de energía. El caso demuestra que una inversión reducida no garantiza necesariamente un bajo costo unitario si la red no mantiene una utilización suficientemente alta [70].

Red de calor de la Universidad de Valladolid, España — 19,1 MWth : En 2014 se puso en marcha la red de calor de la Universidad de Valladolid mediante un convenio de la universidad con SOMACYL, convirtiéndose en aquel momento en el mayor proyecto de estas características en España. Esta instalación térmica centralizada, alimentada con biomasa forestal, atiende la demanda de calefacción y agua caliente sanitaria de los campus Miguel Delibes y Río Esgueva de la UVA y de otros edificios públicos vinculados (en total 32 edificios hasta la fecha). La planta de generación, situada en el campus Miguel Delibes, alberga cuatro calderas de biomasa con una potencia nominal combinada de 19.100 kW térmicos ($\approx 19,1$ MW).

La red dispone de cerca de 12 km de tuberías enterradas de acero preaislado para el transporte eficiente del fluido, que en este caso es agua caliente. El sistema fue diseñado para un salto térmico de unos 20 °C entre la ida (≈ 90 °C) y el retorno (≈ 70 °C) del fluido calefactor. Según las autoridades, la instalación ha requerido una inversión acumulada de unos 7,9 millones de euros hasta la fecha.

En resumen, la red de calor de la UVA es un proyecto institucional de biomasa que centraliza la producción térmica para varios edificios universitarios y de la administración regional. Su gran escala (19,1 MW) y uso de usuarios principalmente institucionales con consumos relativamente estables facilitan su planificación y operación [71].

B. Sistemas de escala media: entre 40 y 50 MWth

Gratkorn – Graz, Austria – 45 MWth: La red aprovecha calor residual de la planta papelera Sappi y lo transporta aproximadamente 11 km hasta la red urbana de Graz. Puede transferir hasta 45 MWth para atender usuarios residenciales y comerciales. El sistema opera con agua caliente presurizada, con temperaturas aproximadas de 120 °C en impulsión y 60 °C en retorno. Su CAPEX asciende a 23 millones de euros y presenta un costo de transmisión de 10,6 €/MWth, el más bajo de los casos comparados. Este desempeño se explica por la combinación de una fuente industrial constante, una capacidad térmica elevada y una red urbana con demanda significativa y estable [70].

Dürnrohr–St. Pölten, Austria — 50 MWth. Dürnrohr-St. Pölten, Austria – 50 MWth: Este sistema integra varias fuentes, una central térmica, una planta incineradora y biomasa, y transporta el calor durante 31 km hasta la ciudad de St. Pölten. Dispone de dos estaciones de transferencia de 25 MWth cada una, para una capacidad conjunta de 50 MWth. Abastece viviendas, edificios terciarios y un hospital, constituyendo un sistema diversificado tanto por el lado de la oferta como de la demanda. Opera con agua sobrecalentada a alta presión y presenta pérdidas equivalentes de solo 2,5 % en todo el recorrido, favorecidas por su gran escala y utilización. La inversión estimada es de 31 millones de euros y el costo nivelado de transporte alcanza 10,7 €/MWth. Este caso evidencia que una línea larga puede ser competitiva cuando moviliza grandes cantidades de energía durante buena parte del año [70].

C. Sistema de gran escala: más de 50 MWth

REFUNA–Beznau, Suiza — 75 MWth: REFUNA es una red regional que utiliza calor proveniente de la central nuclear de Beznau y abastece usuarios

residenciales, comerciales e industriales ligeros. Su red principal alcanza aproximadamente 31 km y puede suministrar hasta 75 MWth, siendo el sistema de mayor capacidad de la muestra. Opera mediante agua caliente presurizada, con una temperatura de impulsión cercana a 125 °C y retornos inferiores a 50 °C durante el invierno. La inversión estimada para la red principal es de 38 millones de euros y el costo nivelado de transmisión asciende a 14,8 €/MWth. Aunque presenta una capacidad elevada, su configuración regional y la extensión de la red incrementan los costos y las pérdidas totales frente a sistemas urbanos más compactos [72].

En conjunto, los casos muestran que la escala por sí sola no determina la competitividad. Los sistemas de 45–50 MWth presentan algunos de los menores costos unitarios porque combinan una alta utilización con usuarios urbanos diversos. En contraste, una red de menor tamaño puede presentar costos más altos si la demanda anual es limitada o estacional. Por ello, la métrica relevante no es únicamente el costo por metro, sino también la cantidad de energía térmica transportada por cada metro de red y por año.

10.2. Capacidad de desarrollo

Para efectos de planificación en el Valle del Cauca, los casos estudiados permiten distinguir tres configuraciones indicativas:

Tabla 12. Configuraciones indicativas para la implementación de distritos térmicos

Escala	Capacidad térmica	Usuarios potenciales	Configuración común
Compacta	Hasta 20MWth	Hospitales, universidades, centros logísticos, complejos institucionales y parques industriales pequeños	Fuente única y usuarios próximos, con una red corta y demanda estable
Intermedia	20-50MWth	Agrupaciones industriales, agroindustrias, instalaciones alimentarias, comerciales e institucionales	Una o varias fuentes integradas y una combinación de consumidores con diferentes perfiles horarios
Gran escala	+50MWth	Grandes corredores industriales o varios polos de consumo conectados	Red troncal de alta capacidad, múltiples fuentes y contratos de suministro de largo plazo

Fuente: Elaboración propia en base a [69], [70], [71], [72]

En el contexto climático y productivo del Valle del Cauca, la oportunidad más clara no sería replicar directamente un distrito europeo orientado a calefacción residencial. El mayor potencial se encontraría en distritos térmicos industriales o agroindustriales, capaces de suministrar vapor, agua caliente o eventualmente integrar producción de frío para procesos, almacenamiento, climatización y conservación de alimentos.

Los ingenios azucareros representan fuentes potenciales relevantes por su disponibilidad de bagazo, vapor y sistemas de cogeneración. Sin embargo, la investigación muestra que estos establecimientos suelen utilizar internamente gran parte de su energía térmica y que sus excedentes están condicionados por la estacionalidad de la zafra. Por este motivo, no aparecen habitualmente como fuentes de redes urbanas permanentes comparables con las siderúrgicas, papeleras o incineradoras.

La alternativa más apropiada para el departamento sería evaluar un distrito térmico de proceso o un parque ecoindustrial, en el cual un ingenio, una planta de biomasa u otra instalación industrial actúe como fuente principal y suministre energía a consumidores cercanos con demandas complementarias. Estos podrían incluir industrias de alimentos y bebidas, secado de productos, producción química, procesamiento agrícola, hospitales, centros logísticos o instalaciones que requieran simultáneamente calor y refrigeración. Una red híbrida de calor, vapor y frío reduciría la dependencia de la demanda residencial y permitiría aprovechar la energía durante una mayor cantidad de horas al año.

Antes de dimensionar una solución para el Valle del Cauca, será necesario determinar, para cada fuente y usuario potencial, la potencia disponible en MWth, la energía anual en GWhth, las temperaturas de entrega y retorno, la distancia entre instalaciones y la coincidencia horaria entre oferta y demanda. También deberá verificarse si el calor puede transferirse directamente mediante intercambiadores o si se requieren bombas de calor, almacenamiento o sistemas de respaldo.

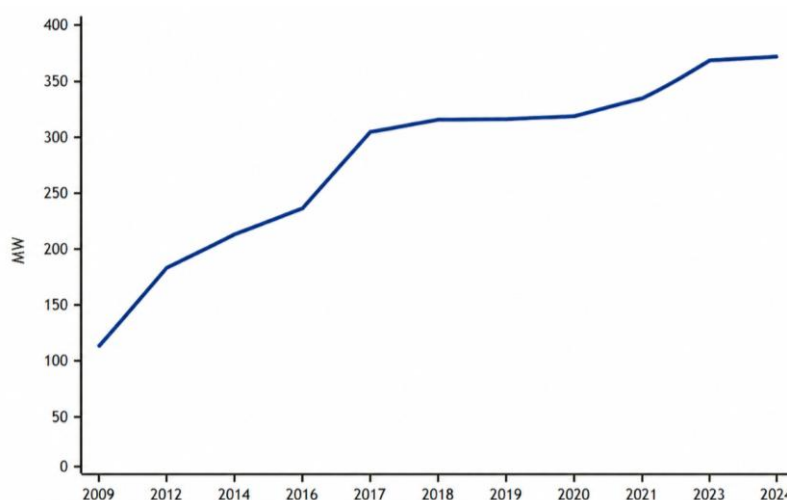
En conclusión, la capacidad técnicamente razonable para una primera iniciativa en el Valle del Cauca podría situarse en una configuración compacta o intermedia, de aproximadamente 10 a 50 MWth, articulada alrededor de uno o varios usuarios industriales próximos. Una red superior a 50 MWth sería viable únicamente si se identifican varias fuentes estables, consumidores ancla con contratos de largo plazo y un volumen anual de demanda suficiente para amortizar la infraestructura. La viabilidad dependerá menos de que exista calor residual barato y más de que este pueda ser utilizado de manera continua, a corta distancia y por usuarios con perfiles de consumo compatibles. La evidencia revisada confirma que la fuente estable, la demanda densa, la distancia razonable y una adecuada temperatura de retorno son las condiciones habilitantes más relevantes para la implementación de un distrito térmico, tal como se detalla más arriba en la sección 8.2.

11. Impacto de políticas energéticas en la cogeneración

El impacto de las políticas energéticas sobre la cogeneración debe entenderse principalmente como un proceso de habilitación regulatoria, económica y técnica. En Colombia, la política pública no ha operado como un determinante único del crecimiento de la cogeneración, pero sí ha creado condiciones para su formalización, bancabilidad y participación en el mercado eléctrico, particularmente a través de la definición legal de la actividad, la posibilidad de vender excedentes, el acceso a incentivos tributarios y la incorporación de la cogeneración dentro de los instrumentos de eficiencia energética y transición energética.

En el caso del sector azucarero, donde se concentra la cogeneración con bagazo en el Valle del Cauca, la evolución histórica muestra dos periodos diferenciados. Entre 2009 y 2017 se observa una etapa de expansión acelerada de la capacidad instalada, que pasó de 114 MW en 2009 a 306,2 MW en 2017, equivalente a un crecimiento promedio anual cercano al 13,4%. Posteriormente, entre 2017 y 2024, la capacidad continuó creciendo, pero a un ritmo más moderado, pasando de 306,2 MW a 372,1 MW, con una tasa promedio anual aproximada de 2,75%. La generación neta de energía eléctrica del sector azucarero presenta una dinámica similar, al pasar de 1.487 GWh en 2017 a 1.876 GWh en 2024, equivalente a un crecimiento anual cercano al 3,43% [58], [73], [74], [75], [76], [77], [78], [79], [80], [81], [82], [83], [84], [85], [86].

Figura 19. Capacidad instalada de cogeneración del sector azucarero



Fuente: Elaboración propia en base a [58], [73], [74], [75], [76], [77], [78], [79], [80], [81], [82], [83], [84], [85], [86]

Esta trayectoria sugiere que las políticas energéticas tuvieron un papel especialmente relevante en la primera etapa de expansión. La Ley 1215 de 2008 constituye el principal hito normativo para la cogeneración, en la medida en que incorporó su definición legal y habilitó expresamente la venta de excedentes eléctricos a empresas comercializadoras [61]. Esta habilitación generó una señal económica relevante para los cogeneradores, al permitir que la energía no consumida internamente pudiera monetizarse en el mercado, mejorando la rentabilidad potencial de las inversiones en calderas, turbinas, sistemas de vapor y equipos de generación eléctrica.

A partir de este primer hito, la política pública posterior fue consolidando un marco habilitante. La Ley 697 de 2001 y el desarrollo del PROURE habían establecido previamente la eficiencia energética como un objetivo de política pública, incluyendo la cogeneración como una alternativa para mejorar el uso racional de la energía. Posteriormente, la Resolución CREG 005 de 2010 y la Resolución CREG 047 de 2011 precisaron condiciones técnicas, pruebas, auditorías y verificaciones aplicables a la actividad de cogeneración. Más adelante, la Ley 1715 de 2014 amplió el marco de promoción de fuentes no convencionales de energía, autogeneración y gestión eficiente de la energía, mientras que el Decreto 2143 de 2015 reglamentó incentivos tributarios asociados a este tipo de inversiones [60]. Finalmente, la Ley 2099 de 2021, el PAI-PROURE 2022-2030 y los procedimientos de

certificación de la UPME fortalecieron el marco de beneficios para proyectos de gestión eficiente de energía y transición energética.

Tabla 13. Normas aplicables a la cogeneración en Colombia

Norma	Descripción
Ley 697 de 2001	Creó el PROURE y ordenó fomentar el uso racional y eficiente de la energía, incluyendo la cogeneración como mecanismo de eficiencia energética.
Ley 1215 de 2008	Incorporó la definición legal de cogeneración y habilitó la venta de excedentes energéticos a comercializadores
Resolución CREG 005 de 2010	Estableció requisitos y condiciones técnicas para la actividad de cogeneración en el mercado eléctrico.
Resolución CREG 047 de 2011	Reguló las pruebas, auditorías y verificaciones técnicas para cogeneradores
Ley 1715 de 2014	Estableció el marco de integración de las FNCE (fuentes no convencionales de energía) y definió legalmente la cogeneración y autogeneración.
Decreto 2143 de 2015	Reglamentó los incentivos previstos en la Ley 1715 para cogeneración y otras FNCE.
Ley 2099 de 2021	Amplió y modernizó los incentivos tributarios, incorporando explícitamente la gestión eficiente de la energía, bajo certificación de la UPME.
Resolución 40156 de 2022 (MinMinas)	Adoptó el PAI-PROURE 2022–2030, el Plan de Acción para el uso racional y eficiente de la energía que incluye cogeneración.
Resolución UPME 139 de 2022	Formalizó el procedimiento para certificar proyectos GEE (Gestión Eficiente de la Energía) que acceden a beneficios tributarios.

Fuente: Elaboración propia

En conjunto, estas normas han incidido sobre la cogeneración mediante cuatro mecanismos principales.

1. Formalización de la actividad, al reconocer la cogeneración como una modalidad específica de producción simultánea de energía térmica y eléctrica.
2. Monetización de excedentes, al permitir que los cogeneradores vendan la energía eléctrica no consumida internamente.
3. Mejora de la bancabilidad, al permitir que ciertos proyectos accedan a incentivos tributarios, beneficios arancelarios o depreciación acelerada, siempre que cumplan los requisitos aplicables.
4. La señal de eficiencia energética, al ubicar la cogeneración dentro de una agenda más amplia de uso racional de la energía, reducción de emisiones y sustitución progresiva de combustibles convencionales.

No obstante, la desaceleración observada después de 2017 indica que la existencia de un marco normativo habilitante no es suficiente para sostener una expansión acelerada de la cogeneración. Una vez materializadas las inversiones más evidentes en el sector azucarero, el crecimiento adicional comenzó a depender de factores más específicos: disponibilidad de biomasa, eficiencia del uso interno del vapor, capacidad de conexión y evacuación de excedentes, condiciones contractuales de venta de energía, precios de bolsa, costos financieros y necesidades de modernización tecnológica [61]. En otras palabras, la política energética permitió habilitar el mercado, pero no eliminó todas las restricciones técnicas, comerciales y de infraestructura que limitan la expansión posterior.

Esta lectura también debe interpretarse a la luz de condiciones recientes del mercado eléctrico y financiero. En 2024 se observaron meses con precios de bolsa elevados, como marzo y agosto, mientras que en 2025 se registraron valores sensiblemente menores [87]. Al mismo tiempo, la tasa de política monetaria se mantuvo elevada durante 2024 y 2025 [88], [89]. Esta combinación es compatible con un contexto en el que la generación

de excedentes pudo mejorar por señales temporales de precio, pero la inversión en nueva capacidad siguió enfrentando altos costos financieros. En consecuencia, el marco habilitante y los precios de mercado pueden incentivar la operación y venta de excedentes, pero no necesariamente destraban inversiones nuevas si persisten restricciones de financiamiento, conexión e infraestructura.

En este sentido, el impacto de la política energética sobre la cogeneración puede interpretarse como una condición necesaria pero no suficiente. Fue necesaria porque permitió que la cogeneración pasara de ser una solución principalmente interna de los ingenios a una actividad con posibilidad de interacción con el mercado eléctrico. Sin embargo, no ha sido suficiente para crear un esquema plenamente estandarizado de remuneración, conexión y expansión de excedentes. Aunque existen reglas para autogeneración, generación distribuida y entrega de excedentes, estas no constituyen un mecanismo específico de compensación simplificada para cogeneración industrial de pequeña o mediana escala. Asimismo, la monetización de excedentes continúa dependiendo de la estructuración contractual, la viabilidad de conexión y la capacidad efectiva de evacuación en cada caso.

Desde el punto de vista tributario y tarifario, los proyectos de cogeneración pueden acceder a beneficios generales asociados a fuentes no convencionales de energía y gestión eficiente de la energía, de acuerdo con la Ley 1715, la Ley 2099 y sus reglamentaciones [60]. Sin embargo, no se identifica un esquema específico de prima o tarifa diferenciada que remunere de manera explícita los atributos particulares de la cogeneración eficiente, tales como el uso simultáneo de calor y electricidad, la reducción de pérdidas, la disminución de consumo de combustibles externos o el posible aporte de respaldo local al sistema. Por tanto, la viabilidad financiera de nuevos proyectos continúa dependiendo principalmente de los ahorros por autoconsumo, la venta negociada de excedentes, el acceso a incentivos generales y las condiciones particulares de conexión y uso de red.

Para el Valle del Cauca, estas conclusiones tienen una implicación directa. La cogeneración con bagazo cuenta con una base madura y con un marco normativo que permitió su desarrollo inicial; sin embargo, el crecimiento futuro dependerá menos de la existencia formal de incentivos generales y más de la capacidad de resolver condiciones habilitantes específicas. Entre ellas se encuentran la validación de capacidad de conexión, la modernización de redes para evacuar excedentes, la estructuración de contratos de venta de energía, la certificación de proyectos de gestión eficiente de energía, la disponibilidad contractual de biomasa y la reducción de incertidumbre ambiental y regulatoria para proyectos de ampliación o modernización.

Asimismo, la política energética puede tener un efecto relevante sobre los escenarios alternativos analizados en este estudio. En el escenario de aprovechamiento ampliado de biomasa residual, las políticas de transición energética, economía circular y bioenergía pueden facilitar inversiones en acopio, transporte, acondicionamiento y valorización de residuos agrícolas y forestales. En el escenario de eficiencia térmica de proceso, los instrumentos de gestión eficiente de la energía pueden incentivar inversiones en modernización de sistemas de vapor, recuperación de calor, optimización térmica y reducción del consumo específico de vapor. En este último caso, la política energética no solo reduce consumo interno de calor útil, sino que puede liberar mayor excedente eléctrico para autoconsumo o venta a la red, siempre que existan condiciones de conexión y comercialización adecuadas.

En síntesis, el análisis muestra que las políticas energéticas han tenido un impacto positivo en la cogeneración al crear el marco legal, técnico y tributario que permitió su expansión, especialmente en el periodo posterior a la Ley 1215 de 2008. Sin embargo, la desaceleración reciente evidencia que la siguiente etapa de crecimiento no dependerá únicamente de nuevas normas generales, sino de instrumentos más específicos que reduzcan barreras de conexión, mejoren la monetización de excedentes, reconozcan los atributos de eficiencia de la cogeneración, faciliten el uso de biomasa residual y aumenten la certidumbre para inversiones de modernización. Para el Valle del Cauca, esto significa que la política energética debe entenderse como un habilitador de competitividad industrial que no solo permite generar energía renovable a partir de bagazo, sino que puede convertir la cogeneración en una plataforma para eficiencia térmica, economía circular, excedentes eléctricos y transición energética agroindustrial.

12. Estimación de la reducción de emisiones GEI

Para la generación solar térmica industrial, se considera que cada GWh térmico generado mediante energía solar desplaza un GWh térmico equivalente que, en ausencia del proyecto, habría sido producido con gas natural. Esta aproximación es consistente con el enfoque adoptado en el estudio, donde el gas natural industrial representa el principal energético de referencia para la demanda térmica del Valle del Cauca.

A continuación, se muestran los resultados del potencial de mitigación asociado a solar térmica.

Tabla 14. Estimación de las emisiones GEI evitas por la generación solar térmica

Hito	Energía solar térmica aprovechable (GWh/año)	Emisiones evitadas (ktCO ₂ /año)	Variación frente a 2025
2025	1.208	245	—
2030	1.584	321	+76 ktCO ₂ / +31,1%
2050	2.263	459	+214 ktCO ₂ / +87,3%

Fuente: Elaboración propia

Este resultado confirma que la generación solar térmica puede representar una alternativa relevante para reducir emisiones en usos industriales de baja y media temperatura, especialmente en aplicaciones como precalentamiento de agua, lavado, secado, agua caliente sanitaria y procesos térmicos compatibles. No obstante, el valor estimado debe entenderse como potencial técnico-teórico, sujeto a la disponibilidad real de área, integración con procesos existentes, almacenamiento térmico, perfil horario de demanda y condiciones económicas de adopción.

Para la cogeneración con biomasa, se consideran dos fuentes de mitigación. La primera corresponde al calor útil generado con bagazo, que desplaza calor que podría ser producido con gas natural. La segunda corresponde a la energía eléctrica cogenerada, que desplaza electricidad del SIN. Esta diferenciación es importante porque la cogeneración no produce únicamente electricidad, sino una combinación de vapor/calor útil y energía eléctrica, donde el componente térmico sigue siendo dominante en los ingenios azucareros.

A continuación, se presenta la estimación del potencial de mitigación de la cogeneración. Estos valores son consistentes con la trayectoria de cogeneración estimada en el modelo BAU, donde la electricidad permanece subordinada a la demanda térmica del proceso productivo.

Tabla 15. Estimación de las emisiones evitadas por cogeneración

Hito	Calor útil cogenerado (GWh/año)	Energía eléctrica cogenerada (GWh/año)	Emisiones evitadas por calor (ktCO ₂ eq/año)	Emisiones evitadas por electricidad (ktCO ₂ eq/año)	Total estimado (ktCO ₂ eq/año)
2025	3.789,02	1.290,11	769	284	1.052
2030	4.085,71	1.403,44	829	309	1.137
2050	5.589,88	1.965,42	1.134	432	1.566

Fuente: Elaboración propia

Frente a 2025, el escenario BAU de cogeneración incrementaría las emisiones evitadas en aproximadamente 85 ktCO₂eq/año hacia 2030, equivalente a un aumento de 8,1%, y en aproximadamente 514 ktCO₂eq/año hacia 2050, equivalente a un aumento de 48,8%. Esta trayectoria refleja que, incluso bajo un escenario conservador sin incorporación masiva de nuevas biomásas, la cogeneración con bagazo mantiene un aporte relevante a la descarbonización industrial del Valle del Cauca.

Sin embargo, esta estimación debe interpretarse con cautela. En el caso del calor útil cogenerado, una parte importante de la mitigación corresponde a la permanencia de una matriz térmica basada en biomasa frente a un

contrafactual fósil, no a una reducción nueva generada respecto a la operación histórica actual. En cambio, el componente eléctrico sí puede entenderse como una reducción frente a electricidad del SIN, especialmente cuando la energía cogenerada desplaza compras de red o genera excedentes para autoconsumo ampliado o venta. Por ello, el valor de mitigación de la cogeneración debe leerse como emisiones fósiles evitadas frente a un escenario convencional de suministro térmico y eléctrico, más que como reducción incremental certificable sin análisis adicional.

En conjunto, los resultados muestran que la cogeneración con biomasa presenta el mayor volumen de emisiones evitadas por su escala actual y por la magnitud del calor útil aprovechado en los ingenios. Sin embargo, ambas soluciones cumplen roles complementarios. La cogeneración sostiene una base madura de mitigación asociada a la agroindustria cañera y al uso energético del bagazo, mientras que la solar térmica puede ampliar la reducción de emisiones en sectores industriales y comerciales con demanda de calor de baja y media temperatura. Por tanto, la descarbonización térmica del departamento no depende de una única tecnología, sino de combinar cogeneración, eficiencia térmica, solar térmica, biomasa residual y mejoras en integración energética industrial.

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

La eventual llegada de centros de datos al Valle del Cauca refuerza la relevancia estratégica de la cogeneración con biomasa, especialmente como fuente complementaria de energía firme, renovable y gestionable [90]. A diferencia de otras cargas industriales, los data centers requieren suministro eléctrico continuo, alta confiabilidad, respaldo, calidad de energía y baja tolerancia a interrupciones. Bajo referencias internacionales, un data center tradicional puede demandar entre 10 MW y 25 MW, mientras que instalaciones hyperscale asociadas a inteligencia artificial pueden superar los 100 MW de capacidad requerida [91], [92], [93]. En términos energéticos, un data center de 20 MW operando 24/7 consumiría cerca de 175 GWh/año, mientras que uno de 100 MW consumiría aproximadamente 876 GWh/año.

Al comparar estas magnitudes con los resultados del modelo de cogeneración, se observa que la electricidad cogenerada bajo el BAU pasaría de aproximadamente 1.290 GWh/año en 2025 a 1.965 GWh/año en 2050. Esta escala equivale, en términos puramente energéticos, al consumo anual de cerca de 11 data centers tradicionales de 20 MW o poco más de dos instalaciones hyperscale de 100 MW.

Tabla 16. Equivalencia energética entre electricidad cogenerada y demanda anual de centros de datos

Hito	Electricidad cogenerada BAU	Equivalente en data centers tradicionales de 20 MW	Equivalente en data centers hyperscale de 100 MW
2025	1.290 GWh/año	~7,4 data centers	~1,5 hyperscale
2030	1.403 GWh/año	~8,0 data centers	~1,6 hyperscale
2050	1.965 GWh/año	~11,2 data centers	~2,2 hyperscale

Fuente: Elaboración propia con base en [93], [92], [92]

No obstante, esta equivalencia debe interpretarse con cautela, ya que no toda la energía cogenerada se encuentra disponible para terceros puesto que una parte relevante atiende necesidades propias de los ingenios y su aprovechamiento externo dependería de excedentes efectivos, capacidad de conexión, condiciones de operación y esquemas contractuales. En este sentido, los contratos bilaterales de suministro o PPAs renovables podrían convertirse en un mecanismo relevante para vincular parte de los excedentes de cogeneración con nuevas cargas críticas, siempre que se garantice trazabilidad, firmeza contractual, condiciones de entrega y compatibilidad con los requerimientos de confiabilidad del usuario.

La oportunidad más relevante se encuentra en el escenario de eficiencia térmica de procesos. Bajo este escenario, la reducción del consumo interno de vapor en los ingenios permitiría liberar energía para aumentar la generación eléctrica, alcanzando cerca de 2.336 GWh/año en 2050. Esto representa aproximadamente 371 GWh/año adicionales frente al BAU, equivalentes al consumo de más de dos data centers tradicionales de 20 MW. En este sentido, la eficiencia térmica en la agroindustria de la caña puede convertirse en un habilitador indirecto para nuevas cargas eléctricas críticas, como infraestructura digital, siempre que se acompañe de mejoras en conexión, evacuación de excedentes y estructuración de PPAs u otros acuerdos de suministro que permitan monetizar la energía adicional bajo condiciones competitivas.

Adicionalmente, los data centers abren una oportunidad para analizar soluciones de trigeneración o distritos energéticos orientados a frío. Aunque estos usuarios no demandan calor de proceso, sí requieren refrigeración continua. Por tanto, en zonas industriales con cercanía entre cogeneradores, usuarios intensivos en electricidad y cargas de enfriamiento, podría evaluarse el uso de calor residual o vapor para producir agua helada mediante chillers de absorción. Esta alternativa no sustituye la necesidad de suministro eléctrico firme, pero podría mejorar la eficiencia energética integral del sistema y reducir parte de la demanda eléctrica asociada a refrigeración.

14. Conclusiones

La estimación del potencial de cogeneración y generación solar térmica en el Valle del Cauca permite concluir que el departamento cuenta con una base energética favorable para avanzar en soluciones de descarbonización térmica industrial, aunque con distintos niveles de madurez según la tecnología. La cogeneración con biomasa parte de una base operativa consolidada, principalmente asociada a la agroindustria cañera y al aprovechamiento del bagazo. La generación solar térmica, por su parte, presenta un potencial más transversal para sectores con demanda de calor de baja y media temperatura, pero requiere mayor información por proceso para pasar de una estimación preliminar a proyectos concretos.

El análisis de perfiles energéticos confirma que la aptitud para cogeneración y generación solar térmica no depende únicamente del sector económico, sino del comportamiento operativo de cada instalación. Las industrias con operación continua, alta simultaneidad entre demanda térmica y eléctrica, y altos requerimientos de vapor o calor de proceso presentan mejores condiciones para cogeneración. En contraste, las industrias con demanda térmica relevante pero más intermitente pueden ser más compatibles con solar térmica, sistemas híbridos, almacenamiento térmico o soluciones de precalentamiento. Esta distinción es importante para orientar la identificación de oportunidades de inversión.

En el caso de la cogeneración, el escenario BAU confirma que el Valle del Cauca cuenta con una base operativa madura, asociada principalmente al aprovechamiento del bagazo en ingenios azucareros. Esta proyección no representa el máximo potencial bioenergético del departamento, sino la continuidad esperada del sistema actual bajo condiciones similares de operación, infraestructura, eficiencia global y uso del bagazo como combustible principal. Por tanto, debe interpretarse como una línea base realista y conservadora, útil para entender hasta dónde podría evolucionar la cogeneración si se mantienen las condiciones actuales del sector.

La trayectoria BAU muestra un crecimiento sostenido hacia 2050, pero sin asumir expansión significativa de la frontera agrícola ni incorporación masiva de nuevas biomásas. Además, se mantiene dentro de límites compatibles con la disponibilidad técnica de biomasa identificada para el Valle del Cauca, lo que sugiere que no habría una restricción inmediata de recurso bajo este escenario. Sin embargo, el BAU también evidencia que el mayor valor futuro no vendrá solo de mantener la operación actual, sino de habilitar mejoras en eficiencia térmica, evacuación de excedentes eléctricos, aprovechamiento de biomasa residual y condiciones comerciales que permitan escalar la cogeneración como plataforma de descarbonización industrial.

Los escenarios alternativos muestran que el mayor margen de expansión de la cogeneración no proviene únicamente del bagazo ya utilizado, sino de la posibilidad de movilizar biomasa residual agrícola y forestal adicional, mejorar la eficiencia térmica de los procesos industriales y fortalecer la infraestructura necesaria para valorizar excedentes eléctricos. En este sentido, el escenario de aprovechamiento ampliado evidencia que la bioenergía puede seguir siendo una ventaja regional si se logra convertir la biomasa no utilizada en un recurso energético movilizable. Esto requiere inversiones en acopio, transporte, acondicionamiento, secado, almacenamiento y contratos de suministro, además de condiciones de seguridad jurídica y estabilidad institucional que reduzcan el riesgo percibido por los inversionistas.

El escenario de estrés climático-productivo permite concluir que la disponibilidad de bagazo y biomasa no debe analizarse únicamente como un asunto de recurso físico promedio. La cogeneración está expuesta a variaciones en productividad agrícola, humedad del residuo, continuidad de cosecha, logística y efectos asociados a fenómenos climáticos como ENSO. Por tanto, la resiliencia de la cogeneración dependerá no solo de la capacidad instalada de los ingenios, sino también de la diversificación de fuentes de biomasa, la gestión de inventarios, la flexibilidad operativa y la capacidad de responder a shocks temporales en la disponibilidad del recurso.

El escenario de eficiencia térmica muestra que la mejora en el uso interno del calor útil no necesariamente incrementa la energía total cogenerada, pero sí puede modificar su distribución entre calor de proceso y electricidad. Al reducir el consumo específico de vapor en evaporación, cocimiento, calentamiento, secado u

otros usos térmicos, se libera energía que puede destinarse a mayor generación eléctrica o a excedentes disponibles para la red. Esta oportunidad refuerza la necesidad de evaluar conjuntamente la eficiencia térmica de procesos, la capacidad de conexión, la evacuación de excedentes y las condiciones comerciales para venta de energía.

En cuanto a la generación solar térmica, el análisis permite concluir que esta tecnología debe plantearse como una solución complementaria para usos térmicos específicos. Su mayor aplicabilidad se encuentra en procesos de baja y media temperatura, como precalentamiento de agua, lavado, secado, agua caliente sanitaria, pasteurización, cocción o apoyo a procesos industriales con demanda diurna. En estos casos, la solar térmica puede reducir parcialmente el consumo de combustibles convencionales, disminuir presión sobre calderas y mejorar la diversificación energética de usuarios industriales, comerciales o institucionales.

Sin embargo, el potencial solar térmico identificado debe interpretarse como una aproximación preliminar y no como una capacidad instalable definitiva. La principal limitación es la falta de información desagregada por instalación industrial sobre temperatura requerida, perfil horario de demanda, área disponible, configuración de procesos, necesidad de almacenamiento, costos de integración y condiciones estructurales de cubiertas o suelo. Por ello, la solar térmica requiere una siguiente etapa de levantamiento de información a nivel de planta, especialmente en sectores con alta compatibilidad térmica como alimentos y bebidas, agroindustria, salud, hotelería, textiles y química liviana.

Un distrito térmico debe entenderse como una oportunidad de mediano-largo plazo para integrar fuentes térmicas y usuarios cercanos bajo un esquema compartido de suministro de calor. Para el Valle del Cauca, la configuración más razonable no sería una red térmica extensa a escala departamental, sino soluciones localizadas en clústeres industriales o institucionales con demanda térmica concentrada. La opción técnicamente más defendible identificada a nivel preliminar consiste en una red modular de agua caliente de temperatura media, con posibilidad de vapor únicamente en clústeres industriales con usuarios ancla, altas horas equivalentes y requerimientos compatibles. Esta aproximación permitiría integrar biomasa, cogeneración, solar térmica, calor residual y respaldo con gas natural u otras fuentes, reduciendo riesgos de sobredimensionamiento.

Las brechas identificadas muestran que el principal desafío no es la ausencia de potencial energético, sino la falta de condiciones habilitantes para convertir ese potencial en proyectos bancables. En cogeneración, las brechas se concentran en capacidad de conexión, evacuación de excedentes, infraestructura logística de biomasa, regulación comercial e incentivos específicos. En solar térmica, las brechas se asocian a información térmica por proceso, integración técnica, almacenamiento, proveedores especializados, medición de energía útil e instrumentos de incentivo más claros para calor renovable. En distrito térmico, las brechas son más complejas e incluyen ausencia de redes térmicas compartidas, falta de datos por usuario para planificación, alta inversión inicial, coordinación urbana, disponibilidad contractual de combustible, dispersión normativa y baja madurez de modelos comerciales para venta colectiva de calor.

El análisis de políticas energéticas permite concluir que la regulación colombiana ha tenido un impacto positivo en la cogeneración al habilitar su formalización, la venta de excedentes, el acceso a incentivos generales y su reconocimiento dentro de la agenda de eficiencia energética y transición energética. Sin embargo, la política pública ha sido una condición necesaria, pero no suficiente. El crecimiento futuro de la cogeneración dependerá menos de la existencia de normas generales y más de instrumentos específicos que faciliten conexión, remuneración de excedentes, certificación de proyectos, bancabilidad, aprovechamiento de biomasa residual y actualización de reglas para cogeneración eficiente.

Adicionalmente, el análisis de emisiones evidencia que la cogeneración con biomasa y la generación solar térmica pueden aportar de manera relevante a la descarbonización térmica e industrial del Valle del Cauca. La cogeneración presenta el mayor impacto potencial por su escala actual y por la sustitución simultánea de calor fósil y electricidad de red, alcanzando cerca de 1,56 MtCO₂eq/año evitadas en 2050 bajo el escenario BAU. Por

su parte, la solar térmica muestra un aporte menor en magnitud, pero estratégico para diversificar soluciones de calor renovable, con un potencial cercano a 0,46 MtCO₂eq/año evitadas en 2050.

Finalmente, la posible llegada de data centers al Valle del Cauca refuerza la importancia estratégica de contar con energía firme, confiable y baja en carbono. La cogeneración con bagazo no debe interpretarse como sustituto completo del suministro de red para este tipo de cargas, pero sí como un activo complementario relevante. Sus excedentes eléctricos, especialmente bajo escenarios de eficiencia térmica, podrían respaldar parcialmente consumos críticos mediante PPAs renovables o acuerdos bilaterales, siempre que existan excedentes reales, capacidad de conexión, trazabilidad y condiciones contractuales compatibles con requerimientos 24/7.

En síntesis, la Fase 2 confirma que el Valle del Cauca tiene una oportunidad real para posicionar la cogeneración y el calor renovable como parte de su propuesta de valor industrial. No obstante, esta oportunidad debe gestionarse de forma diferenciada considerando que la cogeneración es una solución madura con potencial de optimización y ampliación condicionada, la solar térmica es una solución emergente que requiere pilotos y mayor información por proceso y un distrito térmico es una alternativa integradora de mediano-largo plazo, viable solo si se estructura alrededor de clústeres con usuarios ancla, densidad térmica y contratos de largo plazo.

15. Recomendaciones

Se recomienda utilizar los resultados de la Fase 2 como una herramienta de inteligencia energética para la atracción de inversión industrial. El análisis realizado no solo permite identificar el potencial de cogeneración o solar térmica, sino también diferenciar qué sectores, clústeres y perfiles de usuario tienen mejores condiciones para adoptar soluciones de calor renovable, eficiencia térmica, autogeneración o suministro colectivo de energía térmica.

Se recomienda priorizar la cogeneración con biomasa como una ventaja competitiva departamental, pero evitando comunicarla como un recurso ilimitado. La narrativa debe enfocarse en la madurez del sector, la experiencia operativa de los ingenios, el potencial de optimización térmica y la posibilidad de ampliar el aprovechamiento de biomasa residual bajo condiciones adecuadas de logística, contratos, infraestructura e inversión. Esto permite presentar al Valle del Cauca como un territorio con capacidades bioenergéticas consolidadas, pero con una agenda clara de habilitadores pendientes.

Se recomienda avanzar en una agenda específica de conexión y evacuación de excedentes eléctricos para cogeneradores. Dado que una mayor eficiencia térmica o ampliación de biomasa puede traducirse en excedentes eléctricos adicionales, resulta prioritario identificar restricciones por nodo, capacidad disponible de subestaciones, necesidad de refuerzos, condiciones de medición bidireccional y tiempos de conexión. Esta información es clave para que los proyectos de cogeneración puedan pasar de potencial técnico a oportunidades efectivas de venta o autoconsumo ampliado.

Se recomienda estructurar un portafolio de oportunidades de eficiencia térmica en ingenios y grandes usuarios industriales. Las medidas de reducción de consumo específico de vapor, recuperación de calor, optimización de evaporación, secado, calentamiento y sistemas de vapor pueden liberar energía útil y aumentar el excedente eléctrico sin requerir necesariamente más biomasa primaria. Este tipo de proyectos puede presentarse como una línea de inversión industrial con beneficios energéticos, ambientales y de competitividad.

Se recomienda desarrollar una hoja de ruta para el aprovechamiento de biomasa residual no utilizada. Esta hoja de ruta debería incluir identificación de residuos disponibles, condiciones de humedad, costos de acopio, distancias de transporte, necesidades de secado o trituración, contratos de suministro, trazabilidad, riesgos ambientales y posibles usuarios energéticos.

Se recomienda evaluar pilotos de generación solar térmica industrial en sectores con demanda de baja y media temperatura. Los sectores más adecuados para una primera aproximación serían alimentos y bebidas, agroindustria, salud, hotelería, lavanderías industriales, textiles y química liviana. Esto permitiría generar evidencia local de costos, desempeño, horas equivalentes de uso, integración con calderas existentes, almacenamiento y reducción de combustibles convencionales.

Además, se recomienda consolidar un levantamiento de demanda térmica por planta en usuarios industriales estratégicos. Para avanzar en solar térmica y un posible distrito térmico, se requiere información que actualmente no está sistematizada: temperatura requerida, horarios de consumo, combustible utilizado, costos energéticos, continuidad de operación, disponibilidad de cubiertas o suelo, espacio para almacenamiento, restricciones estructurales y disposición contractual. Esta información permitiría pasar de una lectura preliminar de potencial a una cartera priorizada de proyectos.

Se recomienda evaluar el distrito térmico únicamente bajo una lógica de clúster y no como una solución departamental amplia. La siguiente etapa debería identificar zonas con usuarios ancla, demanda térmica concentrada, proximidad física, perfiles compatibles y fuente térmica competitiva. En principio, los corredores industriales o institucionales con mayor posibilidad de análisis serían zonas como Yumbo, Cali, Palmira, parques industriales, zonas francas, hospitales, hoteles y agroindustrias cercanas, siempre que exista densidad suficiente de demanda térmica.

Se recomienda impulsar una agenda institucional para reducir brechas normativas y comerciales de soluciones térmicas. Aunque Colombia cuenta con marcos generales como RETSIT, Ley 1715, Ley 2099 y regulación de cogeneración/autogeneración, aún persisten vacíos para calor renovable, venta colectiva de calor, contratos térmicos, incentivos fiscales específicos y esquemas de reparto de riesgos. Estos hallazgos son clave para articular conversaciones con instituciones como la UPME, CREG, Ministerio de Minas y Energía, autoridades ambientales, operadores de red, municipios y empresas de servicios públicos.

Se recomienda evaluar la cogeneración con biomasa como parte de una estrategia energética para atraer infraestructura digital, no como solución aislada. Esto implica identificar excedentes eléctricos efectivamente disponibles, nodos con capacidad de conexión, posibles PPAs renovables con cogeneradores, opciones de respaldo y almacenamiento, y oportunidades de trigeneración o frío eficiente para reducir la demanda eléctrica asociada a refrigeración.

Se recomienda vincular los resultados de la Fase 2 con una narrativa de competitividad industrial baja en carbono. La principal utilidad del análisis es demostrar que el Valle del Cauca puede ofrecer algo más que ubicación y suelo industrial, ofreciendo acceso a biomasa, experiencia en cogeneración, oportunidades de calor renovable, alternativas de eficiencia térmica y potencial de infraestructura energética compartida. Esta narrativa puede fortalecer la atracción de inversiones en agroindustria avanzada, alimentos y bebidas, química verde, bioetanol, logística de frío, manufactura sostenible y servicios industriales con metas de descarbonización.

Finalmente, se recomienda que la Fase 2 sea utilizada como base para una agenda de inversión verde y estructuración de proyectos. Las oportunidades identificadas (eficiencia térmica en ingenios, aprovechamiento de biomasa residual de otros rubros agrícolas, pilotos solares térmicos, estudios de conexión para cogeneración y prefactibilidad de distrito térmico) pueden traducirse en notas de concepto para cooperación internacional, banca de desarrollo, fondos climáticos, empresas de servicios energéticos, operadores industriales y potenciales inversionistas. De esta manera, el análisis deja de ser únicamente un diagnóstico técnico y se convierte en una hoja de ruta preliminar para movilizar proyectos energéticos que fortalezcan la competitividad sostenible del Valle del Cauca.

Referencias bibliográficas

- [1] XM, “Seguimiento a cogeneradores 2021-2025,” XM. Accessed: May 19, 2026. [Online]. Available: <https://sinergox.xm.com.co/infms/Paginas/Informe-de-seguimiento-a-cogeneradores.aspx>
- [2] Portal Agronet de la Unidad de Planificación Rural Agropecuaria, “Estadísticas de área, producción y rendimiento nacional agrícola.” Accessed: May 20, 2026. [Online]. Available: <https://agronet.gov.co/estadisticas/agricola#nacional>
- [3] Asocaña, “La agroindustria de la caña, un sector con propósito,” 2025. Accessed: May 19, 2026. [Online]. Available: <https://www.asocana.org/documentos/2362025-582E725C-00FF00,000A000,878787,C3C3C3,0F0F0F,B4B4B4,FF00FF,FFFFFF,2D2D2D,A3C4B5.pdf>
- [4] UPME, “Plan Indicativo de Bioenergía del Pacífico,” Bogotá D.C., 2025. Accessed: May 19, 2026. [Online]. Available: https://docs.upme.gov.co/SIMEC/Hidrocarburos/Publicaciones_SIPG/PIBE_Pacifico_2025_ver_def.pdf
- [5] UPME, “Plan Indicativo de Bioenergía del Pacífico,” Bogotá D.C., 2025. Accessed: May 19, 2026. [Online]. Available: https://docs.upme.gov.co/SIMEC/Hidrocarburos/Publicaciones_SIPG/PIBE_Pacifico_2025_ver_def.pdf
- [6] Portal GeoCVC, “GeoCVC - Información geográfica del Valle del Cauca a su alcance.”
- [7] IEA-ETSAP and IRENA, “Solar Heat for Industrial Processes.”
- [8] MTS, “Informe de Mercado - Parques Industriales Cali,” 2025.
- [9] V. Raksakulkarn, W. Wongsapai, C. Ritkrerkkrai, S. Daroon, and P. Yodchumpoo, “Greenhouse gas emissions mitigation potential from renewable energy development in Thailand’s industrial estates,” *Energy Reports*, vol. 9, pp. 168–173, Mar. 2023.
- [10] LONGVIE, “Colectores solares C-CGAS008 (QR-E).”
- [11] M. A. González-Valencia, A. Flores-Irigollen, and A. Bermúdez Contreras, “Caracterización térmica de colectores solares con base en la norma ASHRAE/ANSI 93-2010,” Nov. 2016.
- [12] K.-S. Yun *et al.*, “Increasing ENSO–rainfall variability due to changes in future tropical temperature–rainfall relationship,” *Commun. Earth Environ.*, Feb. 2021.
- [13] P. G. Wright, T. A. Silva, and K. Amador, “Improving the process steam economy in a cane sugar factory: A case history of a successful cogeneration project,” *International Sugar Journal*, vol. 107, no. 1279, Jul. 2005, Accessed: May 20, 2026. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/298527309_Improving_the_process_steam_economy_in_a_cane_sugar_factory_A_case_history_of_a_successful_cogeneration_project
- [14] B. Lavarack, J. J. Hodgson, R. Broadfoot, and S. Vigh, “Improving the energy efficiency of sugar factories: Case study for Pioneer Mill,” *International Sugar Journal*, vol. 106, no. 1266, Jun. 2004.
- [15] UPME, “Calculadora de Factores de Emisión de Combustibles (FECOC),” UPME. Accessed: May 20, 2026. [Online]. Available: https://app.upme.gov.co/Calculadora_Emisiones1/new/calculadora.html

- [16] UPME, “Cálculo del Factor de Emisión de Co2 del SIN,” SIMEC. Accessed: May 20, 2026. [Online]. Available: <https://www.upme.gov.co/simec/oferta-y-demanda/transicion-energetica-justa/cambioclimatico/calculo-del-factor-de-emision-de-co2-del-sin/>
- [17] M. Jiménez, “Protección Fitosanitaria en Caña de Azúcar,” 2023. Accessed: Feb. 04, 2026. [Online]. Available: <https://www.ica.gov.co/areas/agricola/direccion-tecnica-de-sanidad-vegetal/proteccion-fitosanitaria-en-cana-de-azucar>
- [18] D. Rodríguez, “La producción de caña se recupera en Colombia, pero enfrenta desafíos estructurales,” <https://www.msn.com/es-co/noticias/other/la-producci%C3%B3n-de-ca%C3%B1a-se-recupera-en-colombia-pero-enfrenta-desaf%C3%ADos-estructurales/ar-AA1JwdKi>, 2025.
- [19] “La agroindustria de la caña, un sector con propósito INFORME ANUAL 2024-2025,” Valle del Cauca, 2025.
- [20] Cenicaña, “Aprendizajes, logros y desafíos de la cogeneración de energía en la agroindustria colombiana de la caña de azúcar.,” <https://www.cenicana.org/energia-evolucion-de-una-apuesta-por-la-diversificacion-del-sector/>. Accessed: Feb. 03, 2026. [Online]. Available: <https://www.cenicana.org/energia-evolucion-de-una-apuesta-por-la-diversificacion-del-sector/>
- [21] Corrillos, “68% de la materia prima para fabricar papel en Colombia viene de fuentes sostenibles,” <https://www.corrillos.com.co/68-de-la-materia-prima-para-fabricar-papel-en-colombia-viene-de-fibras-sostenibles/>, May 02, 2023. Accessed: Feb. 04, 2026. [Online]. Available: <https://www.corrillos.com.co/68-de-la-materia-prima-para-fabricar-papel-en-colombia-viene-de-fibras-sostenibles/>
- [22] XM, “Seguimiento a cogeneradores 2021-2025,” XM. Accessed: May 19, 2026. [Online]. Available: <https://sinergox.xm.com.co/infms/Paginas/Informe-de-seguimiento-a-cogeneradores.aspx>
- [23] UPME, “Plan Indicativo de Bioenergía del Pacífico ,” Bogotá D.C., 2025. Accessed: May 12, 2026. [Online]. Available: https://docs.upme.gov.co/SIMEC/Hidrocarburos/Publicaciones_SIPG/PIBE_Pacifico_2025_ver_def.pdf
- [24] A. Carvajal, “Energía: La nueva agenda del sector azucarero,” Asocaña. Accessed: May 12, 2026. [Online]. Available: <https://www.asocana.org/StaticContentFull.aspx?SCid=167>
- [25] V. y D. T. Ministerio de Ambiente, *Resolución 909 de 2008 MMADS*. Bogotá D.C.: Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial , 2008. Accessed: May 12, 2026. [Online]. Available: Por la cual se establecen las normas y estándares de emisión admisibles de contaminantes a la atmósfera por fuentes fijas y se dictan otras disposiciones.
- [26] Fedepalma, “Palmicultura en la zona suroccidental,” 2025, *Fedepalma*. Accessed: May 12, 2026. [Online]. Available: <https://fedepalma.org/wp-content/uploads/2025/10/AEDIT-ZONA-SUROCCIDENTAL-N.pdf>
- [27] Spirax Sarco, “La industria láctea, sistemas de vapor y condensado,” *Spirax Sarco* , Madrid, 2007. Accessed: May 12, 2026. [Online]. Available: https://content.spiraxsarco.com/-/media/spiraxsarco/international/documents/es/sb/la_industria_lactea_sistemas_de_vapor_y_condensado-sb-gcm-10-es.ashx?rev=42c589d86c6340e6a5db1b3954736bb0
- [28] Biogás Colombia, “Mejor aire para Bogotá, energía limpia para el mundo,” Biogás Colombia. Accessed: May 12, 2026. [Online]. Available: <https://www.biogas.com.co/>

- [29] D. Khong Tan, D. A. Davis Jr, D. A. Miller, R. O. Williams III, and A. Nokhodchi, "Innovations in Thermal Processing: Hot-Melt Extrusion and KinetiSol® Dispersing," *AAPS PharmSciTech*, vol. 21, no. 8, p. 312, Nov. 2020, Accessed: May 12, 2026. [Online]. Available: <https://pmc.ncbi.nlm.nih.gov/articles/PMC7649167/>
- [30] M. González Torrente, "Sistema de gestión de energía en la industria farmacéutica," Tesis de Grado, UNAM, Ciudad de México, 2011. Accessed: May 12, 2026. [Online]. Available: <https://ru.dgb.unam.mx/items/8839b510-2f9f-4eb3-a181-cc97019bb732>
- [31] Revista Semana, "El Valle del Cauca endulza al mundo: estos son los principales países a los que llega este producto." Accessed: Jul. 06, 2026. [Online]. Available: <https://www.semana.com/mejor-colombia/articulo/el-valle-del-cauca-endulza-al-mundo-estos-son-los-principales-paises-a-los-que-llega-este-producto/202547/>
- [32] Invest Pacific, "Alimentos y Bebidas en el Valle del Cauca." Accessed: Jul. 06, 2026. [Online]. Available: <https://investpacific.org/es/sectores/alimentos-y-bebidas-en-el-valle-del-cauca>
- [33] Invest Pacific, "Químicos y ciencias de la vida." Accessed: Jul. 06, 2026. [Online]. Available: <https://investpacific.org/es/sectores/quimicos-y-ciencias-de-la-vida>
- [34] Cámara de Comercio de Cali, "Cluster de Macrosnacks Cali-Valle del Cauca." Accessed: Jul. 06, 2026. [Online]. Available: <https://www.ccc.org.co/plataformacluster/macrosnacks/>
- [35] Cámara de Comercio de Cali, "Cluster de Excelencia Clínica Cali - Valle del Cauca." Accessed: Jul. 06, 2026. [Online]. Available: <https://www.ccc.org.co/plataformacluster/excelencia-clinica/>
- [36] H. Benavides, O. Simbaqueva, and H. Zapata, "Atlas de radiación solar, ultravioleta y ozono de Colombia," Bogotá D.C., 2017.
- [37] S. Betancur, N. Ortega-Avila, and E. C. López-Vidaña, "Strengths, Weaknesses, Opportunities, and Threats Analysis for the Strengthening of Solar Thermal Energy in Colombia," *Resources*, vol. 13, no. 1, Jan. 2024, doi: 10.3390/resources13010003.
- [38] Unidad de Planeación Minero Energética, "Balance Energetico Colombiano 'BECO' Revisión 2023 - Preliminar 2024." Accessed: Feb. 05, 2026. [Online]. Available: https://docs.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Beco/Presentacion_BECO_2024.pdf
- [39] U.S Department of Energy, "Combined Heat and Power Basics." Accessed: Feb. 23, 2026. [Online]. Available: <https://www.energy.gov/eere/ito/combined-heat-and-power-basics>
- [40] International Energy Agency, "Combined heat and power: Evaluating the benefits of greater global investment," 2008. Accessed: Feb. 23, 2026. [Online]. Available: https://energiatalgud.ee/sites/default/files/images_sala/5/5a/IEA._Combined_Heat_and_Power._2008.pdf
- [41] MTS, "Informe de Mercado - Parques Industriales Cali," 2025.
- [42] 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>.
- [43] P. Bertinat and L. C. Navntoft, "El aporte solar térmico a la transición energética en Colombia," Feb. 2024.
- [44] L. Beurskens, N. van der Veer, and L. Emberger, "Solar District Heating: Measures to Reduce Costs," Sep. 2025.

- [45] COCHILCO, “Consumo energético de la minería del cobre al año 2024,” Nov. 2025. Accessed: Aug. 02, 2026. [Online]. Available: <https://www.cochilco.cl/web/informe-consumo-de-energia-en-la-mineria-del-cobre-actualizacion-2024/>
- [46] Heli SCSP, “Irena: Entre 2010 y 2021, el coste de la electricidad de la termosolar (CSP) se redujo un 68%.”
- [47] Solar Heating and Cooling Programme, “Price Reduction of Solar Thermal Systems TASK 54.”
- [48] D. Mazo, “El gas natural en riesgo: Asoenergía predice déficit masivo y precios disparados del combustible para 2026,” *Infobae*, Jan. 09, 2025. Accessed: May 19, 2026. [Online]. Available: <https://www.infobae.com/colombia/2025/01/09/el-gas-natural-en-riesgo-asoenergia-predice-deficit-masivo-y-precios-disparados-del-combustible-para-2026/>
- [49] J. Sánchez Romero, “Aumento de tarifas del gas en Colombia desde enero de 2026: estas serían las regiones más golpeadas, según Naturgas,” *Infobae*, Dec. 04, 2025. Accessed: May 19, 2026. [Online]. Available: <https://www.infobae.com/colombia/2025/12/04/ante-aumento-de-tarifas-del-gas-en-colombia-desde-enero-de-2026-estas-serian-las-regiones-mas-golpeadas-segun-naturgas/>
- [50] S. Cifuentes Quintero, “Ecopetrol y Petrobras inician fase de desarrollo de Sirius, la mayor reserva de gas en Colombia,” *Infobae*. Accessed: May 20, 2026. [Online]. Available: <https://www.infobae.com/colombia/2024/12/05/ecopetrol-y-petrobras-inician-fase-de-desarrollo-de-sirius-la-mayor-reserva-de-gas-del-pais/>
- [51] L. Quiroga Rubio, “Ecopetrol y Petrobras afrontan varios desafíos en Sirius que generan serias dudas sobre el inicio de su producción de gas natural en 2030,” *El Tiempo*, Nov. 02, 2025. Accessed: May 20, 2026. [Online]. Available: <https://www.eltiempo.com/amp/economia/sectores/ecopetrol-y-petrobras-afrontan-varios-desafios-en-sirius-que-generan-serias-dudas-sobre-el-inicio-de-su-produccion-de-gas-natural-en-2030-3505539>
- [52] Cámara de Comercio de Cali, “Narrativa Estratégica de Competitividad del Valle del Cauca ‘Un Valle que se Atreve,’” Cali, Jan. 2020. Accessed: May 12, 2026. [Online]. Available: https://www.ccc.org.co/file/2020/01/Informe-Narrativa-2019_V4.pdf
- [53] EBP, “Manual de Desarrollo de proyectos de Energía Distrital,” Santiago de Chile, Dec. 2018.
- [54] The World Bank, “Europe and Central Asia: Toward a Framework for the Sustainable Heating Transition,” Washington DC, Jun. 2023. Accessed: May 12, 2026. [Online]. Available: <https://documents1.worldbank.org/curated/en/099092023140527206/pdf/P1777440fed3230ce089060ff8ce59c9f5e.pdf>
- [55] Incauca, “Incauca inauguró su nueva planta de cogeneración de energía: aportará 32 millones de KW al sistema nacional,” Boletines Incauca. Accessed: May 18, 2026. [Online]. Available: <https://fedebiocombustibles.com/incauca-inauguro-su-nueva-planta-de-cogeneracion-de-energia-aportara-32-millones-de-kw-al-sistema-nacional/#:~:text=centr%C3%B3%20en%20la%20adquisici%C3%B3n%20de,%E2%80%9CEstas%20contingencias%20derivaron%20en>
- [56] G. A. Cruz, “Distrito Térmico ALDOR – PLASTICE,” 2021. Accessed: May 18, 2026. [Online]. Available: <https://www.distritoenergetico.com/wp-content/uploads/2021/06/PPT-ALDOR.pdf#:~:text=Distrito%20T%C3%A9rmico%20ALDOR%20E2%80%93%20PLASTICE,S>
- [57] UPME, “CAPACIDAD INSTALADA DE AUTOGENERACIÓN Y COGENERACIÓN EN SECTOR DE INDUSTRIA, PETRÓLEO, COMERCIO Y PÚBLICO DEL PAÍS,” Bogotá D.C., Dec. 2014. Accessed: May 18, 2026. [Online]. Available: https://docs.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Doc_Hemeroteca/1_Informe_final_auto_cogeneracion.

- pdf#:~:text=%EF%82%B7%20La%20capacidad%20de%20autogeneraci%C3%B3n,industrias%20de%20intensidad%20energ%C3%A9tica%20alta
- [58] Asocaña, “65 años Cultivando esperanza y cosechando progreso para Colombia,” 2024. Accessed: May 12, 2026. [Online]. Available: <https://www.asocana.org/documentos/2562024-B8F8FBCE-00FF00,000A000,878787,C3C3C3,0F0F0F,B4B4B4,FF00FF,FFFFFF,2D2D2D,A3C4B5.pdf>
 - [59] Celsia, “Con una inversión de \$21 mil millones, Celsia construye primera subestación digital de energía en el Valle del Cauca,” Noticias Celsia. Accessed: May 05, 2026. [Online]. Available: <https://www.celsia.com/es/noticias/con-una-inversion-de-21-mil-millones-celsia-construye-primera-subestacion-digital-de-energia-en-el-valle-del-cauca/>
 - [60] J. Hernández Vidal, “LA COGENERACIÓN Y VENTA DE EXCEDENTES EN COLOMBIA,” Estudio Legal Hernández. Accessed: May 18, 2026. [Online]. Available: <https://estudiolegalhernandez.com/la-cogeneracion-y-venta-de-excedentes-en-colombia/#:~:text=Finalmente%2C%2%A0%2%A0es%20importante%20tener%20en%20cuenta,importaci%C3%B3n%2C%20depreciaci%C3%B3n%20acelerada%20de%20activos>
 - [61] Congreso de Colombia, *LEY 1215 DE 2008*. Bogotá D.C.: Congreso de Colombia, 2008. Accessed: May 18, 2026. [Online]. Available: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=31427#:~:text=89,de%20su%20proceso%20de%20cogeneraci%C3%B3n>
 - [62] J. Ríos, “Cogeneración: una opción para incentivar la eficiencia energética,” CAF. Accessed: May 20, 2026. [Online]. Available: <https://www.caf.com/es/blog/cogeneracion-una-opcion-para-incentivar-la-eficiencia-energetica/>
 - [63] ANLA, “A partir de octubre la ANLA asume la competencia de proyectos de generación de energía renovable desde los 50 megavatios,” Noticias ANLA. Accessed: May 18, 2026. [Online]. Available: <https://www.anla.gov.co/noticias-anla/a-partir-de-octubre-la-anla-asume-la-competencia-de-proyectos-de-generacion-de-energia-renovable-desde-los-50-megavatios#:~:text=Anteriormente%2C%20las%20Corporaciones%20Aut%C3%B3nomas%20Regionales,las%20prioridades%20del%20Gobierno%20Nacional>
 - [64] UPME, “Geovisor Generación en Colombia,” Geovisor UPME. Accessed: May 20, 2026. [Online]. Available: <https://sig.upme.gov.co/portal/apps/experiencebuilder/experience/?id=4d4a81c194a64780a51d3ab557f4c51d>
 - [65] L. A. Iturralde Carrera *et al.*, “An Engineering Methodology for Solar Thermal System Design in Buildings Aligned with the ISO 50001 Planning Framework,” *Interdisciplinary Insights in Engineering Research*, vol. 7, no. 2, Feb. 2026, doi: <https://doi.org/10.3390/eng7020090>.
 - [66] 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, Oct. 2025, doi: <https://doi.org/10.3390/solar5040046>.
 - [67] Minenergía, “Energía eléctrica con paneles solares en negocios del país: así funciona el programa Colombia Solar para la economía popular,” Sala de Prensa Minenergía. Accessed: May 18, 2026. [Online]. Available: <https://www.minenergia.gov.co/es/sala-de-prensa/noticias-index/energia-electrica-con-paneles-solares-negocios-pais-asi-functiona-programa-colombia-solar-para-economia-popular/>
 - [68] Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, “Permiso de Emisiones Atmosféricas para Fuentes Fijas,” Transparencia ANLA. Accessed: May 12, 2026. [Online]. Available: https://www.anla.gov.co/01_anla/permiso-y-autorizacion-emisiones-atmosfericas-fuentes-fijas

- [69] Danish Energy Agency and Ramboll, "COST DRIVERS IN DISTRICT HEATING: COMPARISON OF CAPEX COSTS BETWEEN THE NETHERLANDS AND DENMARK," Edinburgh, Dec. 2022. Accessed: Jul. 29, 2026. [Online]. Available: <https://publications.tno.nl/publication/34640471/rVMnP1/tno-2022-cost.pdf>
- [70] R. Dimmler, S. Puschnigg, E. S. Dávila Méndez, and S. Moser, "Task 3.6 Lean long-distance network technology & prototype D3.3: Overview paper on optimal choice & combination of DH pipeline technologies ," Jun. 2024. Accessed: Jul. 29, 2026. [Online]. Available: <https://energieinstitut-linz.at/wp-content/uploads/2024/12/Heat-Highway-DH-pipeline-technologies.pdf>
- [71] M. Alejandro, "La red de calor llegará a Los Viveros con una inversión de un millón de euros," *Radio Valladolid*, Valladolid, Jul. 06, 2025. Accessed: Jul. 29, 2026. [Online]. Available: <https://cadenaser.com/castillayleon/2025/07/06/la-red-de-calor-llegara-a-los-viveros-con-una-inversion-de-un-millon-de-euros-radio-valladolid/>
- [72] K. H. Handl, "75 MW HEAT EXTRACTION FROM BEZNAU NUCLEAR POWER PLANT (SWITZERLAND)," *International Atomic Energy Agency*, vol. 1, 1998, Accessed: Jul. 29, 2026. [Online]. Available: <https://www.osti.gov/etdweb/servlets/purl/298145>
- [73] Asocaña, "Informe anual de Asocaña 2009-2010," 2010. Accessed: May 12, 2026. [Online]. Available: <https://www.asocana.org/documentos/862010-02E4783D-00FF00,000A000,878787,C3C3C3,0F0F0F,B4B4B4,FF00FF,2D2D2D,B9B9B9.pdf>
- [74] Asocaña, "Informe anual Asocaña 2010-2011," 2011. Accessed: May 12, 2026. [Online]. Available: <https://www.asocana.org/documentos/2552011-A0BBEE3D-00FF00,000A000,878787,C3C3C3,0F0F0F,B4B4B4,FF00FF,2D2D2D,B9B9B9.pdf>
- [75] Asocaña, "Informe anual Asocaña 2011-2012," 2012. Accessed: May 12, 2026. [Online]. Available: <https://www.asocana.org/documentos/1962012-412DCE6C-00FF00,000A000,878787,C3C3C3,0F0F0F,B4B4B4,FF00FF,2D2D2D,B9B9B9.pdf>
- [76] Asocaña, "Aspectos Generales del Sector Azucarero 2012-2013," 2013. Accessed: May 12, 2026. [Online]. Available: <https://www.asocana.org/documentos/1552013-F14FE82C-00FF00,000A000,878787,C3C3C3,0F0F0F,B4B4B4,FF00FF,FFFFFF,2D2D2D,B9B9B9,D2D2D2.pdf>
- [77] Asocaña, "Aspectos Generales del Sector Azucarero 2013-2014," 2014. Accessed: May 12, 2026. [Online]. Available: <https://www.asocana.org/documentos/1452014-8D114629-00FF00,000A000,878787,C3C3C3,0F0F0F,B4B4B4,FF00FF,FFFFFF,2D2D2D,B9B9B9,D2D2D2.pdf>
- [78] Asocaña, "Aspectos Generales del Sector Azucarero 2014-2015," 2015. Accessed: May 12, 2026. [Online]. Available: <https://www.asocana.org/documentos/28122015-13F0AAAD-00FF00,000A000,878787,C3C3C3,0F0F0F,B4B4B4,FF00FF,FFFFFF,2D2D2D,A3C4B5,D2D2D2.pdf>
- [79] Asocaña, "Aspectos Generales del Sector Azucarero Colombiano 2015-2016," Cali, 2016. Accessed: May 12, 2026. [Online]. Available: <https://www.asocana.org/documentos/2942016-24037160-00FF00,000A000,878787,C3C3C3,0F0F0F,B4B4B4,FF00FF,FFFFFF,2D2D2D,A3C4B5,D2D2D2.pdf>
- [80] Asocaña, "Informe anual Asocaña 2016-2017," Cali, May 2017. Accessed: May 12, 2026. [Online]. Available: <https://www.asocana.org/documentos/2252017-AC412FF9-00FF00,000A000,878787,C3C3C3,0F0F0F,B4B4B4,FF00FF,FFFFFF,2D2D2D,A3C4B5,D2D2D2.pdf>
- [81] Asocaña, "Aspectos Generales del Sector Agroindustrial de la caña 2017-2018," Cali, Jun. 2018. Accessed: May 12, 2026. [Online]. Available: <https://www.asocana.org/documentos/862018-E148DE81-00FF00,000A000,878787,C3C3C3,0F0F0F,B4B4B4,FF00FF,2D2D2D,A3C4B5.pdf>
- [82] Asocaña, "Aspectos Generales del Sector Agroindustrial de la caña 2018-2019," 2019. Accessed: May 12, 2026. [Online]. Available: <https://www.asocana.org/documentos/2352019-D0CA1EED-00FF00,000A000,878787,C3C3C3,0F0F0F,B4B4B4,FF00FF,2D2D2D,A3C4B5.pdf>

- [83] Asocaña, “Aspectos generales del Sector agroindustrial de la caña. Informe anual 2019-2020,” 2020. Accessed: May 12, 2026. [Online]. Available: <https://www.asocana.org/documentos/2972020-1D778F48-00FF00,000A000,878787,C3C3C3,0F0F0F,FF00FF,2D2D2D,A3C4B5.pdf>
- [84] Asocaña, “Informe anual 2020-2021 Asocaña,” 2021. Accessed: May 12, 2026. [Online]. Available: <https://www.asocana.org/documentos/1782021-3772D9B2-00FF00,000A000,878787,C3C3C3,FF00FF,2D2D2D,A3C4B5.pdf>
- [85] Asocaña, “Un dulce sabor que se transforma. Informe anual 2021-2022.,” 2022. Accessed: May 12, 2026. [Online]. Available: <https://www.asocana.org/documentos/672022-B663EF18-00FF00,000A000,878787,C3C3C3,0F0F0F,B4B4B4,FF00FF,FFFFFF,2D2D2D,A3C4B5.pdf>
- [86] Asocaña, “Endulzando el futuro de Colombia,” 2023. Accessed: May 12, 2026. [Online]. Available: <https://www.asocana.org/documentos/2762023-1BF3626D-00FF00,000A000,878787,C3C3C3,0F0F0F,B4B4B4,FF00FF,FFFFFF,2D2D2D,A3C4B5.pdf>
- [87] XM, “Informe de XM sobre las variables del mercado de energía en agosto de 2025,” XM Comunicados. Accessed: May 12, 2026. [Online]. Available: <https://www.xm.com.co/noticias/8184-informe-de-xm-sobre-las-variables-del-mercado-de-energia-en-agosto-de-2025>
- [88] A. Reyes González, “Colombia | El BanRep redujo por mayoría su tasa de política en 25 pb a 9,50%,” BBVA Research. Accessed: May 12, 2026. [Online]. Available: <https://www.bbvarresearch.com/publicaciones/colombia-el-banrep-redujo-por-mayoria-su-tasa-de-politica-en-25-pb-a-950/>
- [89] J. Téllez and M. C. Llanes, “Colombia | Tasa BanRep estable en 9,25%. Gobierno anuncia medidas para financiar el 2026,” *BBVA Research*, Dec. 19, 2025. Accessed: May 12, 2026. [Online]. Available: <https://www.bbvarresearch.com/publicaciones/colombia-tasa-banrep-estable-en-925-gobierno-anuncia-medidas-para-financiar-el-2026/>
- [90] A. del Pilar Barrero, “Etix Cali #1, first Tier IV data center outside of Bogotá,” Invest Pacific Global Services. Accessed: May 20, 2026. [Online]. Available: <https://www.investpacific.org/en/information-center/global-services/etix-cali-1-first-tier-iv-data-center-outside-of-bogota>
- [91] Research and Markets, “Colombia Data Center Market Investment Analysis Report 2025-2030 | Bogota Emerges as a Central Hub with 23 Tier III Colocation Facilities,” Global Newswire. Accessed: May 20, 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>
- [92] 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*. Accessed: May 20, 2026. [Online]. Available: <https://www.globalefficiencyintel.com/data-centers-in-the-ai-era-energy-and-emissions-impacts-in-the-us-and-key-states>
- [93] C. Idrovo, “Balancing Growth and Sustainability: Navigating Colombia’s AI-Driven Data Centre Boom,” IIPP Student Ideas. Accessed: May 20, 2026. [Online]. Available: <https://medium.com/iipp-mpa-blog/balancing-growth-and-sustainability-navigating-colombias-ai-driven-data-centre-boom-4c8625521ec7>



www.deuman.com

