

Estudio de factibilidad de reducción de costos de operación mediante el uso de una fuente no convencional de energía renovable (FNCER) de origen solar en el proceso de transporte de gas natural por gasoductos en Colombia

Mario Torres López

**Trabajo de Grado para optar por el título de
Magíster en Ingeniería del Petróleo y Gas**

Director

Erik Giovany Montes Páez

Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Maestría en Ingeniería del Petróleo y Gas

Bucaramanga

2023

Dedicatoria

Para toda mi familia incluida mi familia UIS.

Agradecimientos

A Dios, la UIS y la EIP por las oportunidades brindadas

A mis hijos por la paciencia

A mis amigos y amigas en la UIS por el impulso

Tabla de contenido

| | |
|---|----|
| Introducción | 18 |
| Objetivos | 21 |
| 1 Acerca del gas natural en Colombia | 22 |
| 1.1 Reservas y producción | 22 |
| 1.2 Suministro | 30 |
| 1.3 Consumo | 37 |
| 1.4 Cobertura | 42 |
| 1.5 Características del gas natural transportado en Colombia | 44 |
| 2 Aspectos del transporte de gas natural y la energía eléctrica en Colombia | 47 |
| 2.1 Acerca de un Gasoducto | 47 |
| 2.2 Acerca de una estación de compresión | 53 |
| 2.3 Configuración típica de una estación de compresión de gas natural | 54 |
| 2.4 Selección de una estación de compresión como objeto de estudio | 57 |
| 2.5 Distribución geográfica de redes de gasoductos y redes eléctricas en Colombia | 58 |
| 2.5.1 Infraestructura de gasoductos en Colombia | 58 |
| 2.5.2 Infraestructura eléctrica en Colombia | 64 |
| 2.6 Confiabilidad eléctrica | 69 |
| 3 Descripción de las tecnologías para aprovechamiento de las FNCER propuestas | 79 |
| 3.1 Tipos de FNCER | 83 |
| 3.2 Energía Solar | 84 |

| | |
|---|-----|
| 3.2.1 Irradiancia solar | 85 |
| 3.2.2 Ángulo solar..... | 89 |
| 3.2.3 Tipos de aprovechamiento de energía solar..... | 95 |
| 3.2.4 Generación por tecnología de energía solar fotovoltaica..... | 97 |
| 3.2.4.1 Principio de funcionamiento..... | 97 |
| 3.2.4.2 Generación de electricidad..... | 100 |
| 3.2.4.3 Sistemas on grid y off grid..... | 101 |
| 3.2.5 Generación por tecnología de energía solar térmica..... | 102 |
| 3.2.5.1 Principio de funcionamiento de los sistemas CSP..... | 103 |
| 3.2.5.1.1 Sistema directo de dos tanques..... | 106 |
| 3.2.5.1.2 Sistema indirecto de dos tanques..... | 107 |
| 3.2.5.1.3 Sistema termoclina de un solo tanque..... | 108 |
| 3.2.5.2 Generación de energía eléctrica..... | 108 |
| 3.2.5.2.1 Concentrador tipo torre solar..... | 110 |
| 3.2.5.2.2 Concentrador tipo plato/motor..... | 110 |
| 3.2.5.2.3 Concentradores lineales..... | 111 |
| 3.3 Comparación entre energía solar fotovoltaica y energía solar térmica..... | 114 |
| 3.4 Compromisos de Colombia en reducción de emisiones contaminantes | 116 |
| 4 Análisis de dimensionamiento usando el software SAM..... | 120 |
| 4.1 Descripción del System Advisor Model | 120 |
| 4.2 Datos de entrada al simulador | 121 |
| 5 Estudio económico y análisis de resultados | 129 |
| 5.1 Factibilidad económica referida al simulador..... | 129 |

| | |
|--|-----|
| 5.2 Factibilidad económica por Energía requerida Vs energía obtenida | 132 |
| 5.3 Emisiones de CO ₂ | 146 |
| 6 Conclusiones | 148 |
| 7 Recomendaciones..... | 152 |
| Referencias Bibliográficas | 154 |

Lista de tablas

| | |
|--|-----|
| Tabla 1 Usuarios de gas natural por regiones | 44 |
| Tabla 2 Especificaciones de calidad del gas natural | 45 |
| Tabla 3 Especificaciones de estación de compresión de gas natural para estudio..... | 57 |
| Tabla 4 Comparación entre las tecnologías de generación de energía eléctrica a partir de la energía solar | 114 |
| Tabla 5 Datos introducidos al simulador para un proyecto fotovoltaico comercial de un solo dueño..... | 126 |
| Tabla 6 Configuración de potencia nominal de DC (nameplate) a potencia total en AC..... | 129 |
| Tabla 7 Resultados de simulaciones con tres proyectos diferentes para un mínimo de 2750 KWh | 130 |
| Tabla 8 Datos de consumo anual de energía en la estación de compresión estudio | 133 |
| Tabla 9 Inversiones iniciales, costos unitarios..... | 134 |
| Tabla 10 Características de los seis escenarios de estudio..... | 137 |
| Tabla 11 Flujo de caja para escenario 1 | 138 |
| Tabla 12 Flujo de caja para escenario 2..... | 139 |
| Tabla 13 Flujo de caja para escenario 3..... | 140 |
| Tabla 14 Flujo de caja para escenario 4..... | 141 |
| Tabla 15 Flujo de caja para escenario 5..... | 142 |
| Tabla 16 Flujo de caja para escenario 6..... | 143 |
| Tabla 17 Consolidado de criterios financieros por escenario | 144 |

Tabla 18 Emisiones de CO2 generadas en la estación de compresión con el sistema actual comparado con un sistema completamente eléctrico..... 147

Lista de figuras

| | |
|--|----|
| Figura 1 Departamentos con reservas probadas de gas natural a 31 de diciembre de 2019 | 23 |
| Figura 2 Departamentos con reservas probadas de gas natural a 31 de diciembre de 2020 | 24 |
| Figura 3 Reservas probadas de gas natural, Producción comercializada y R/P entre 2007 y 2020 | 25 |
| Figura 4 Detalle de incorporación anual de reservas 2019-2020 Gpc | 26 |
| Figura 5 En Colombia también hay gas para rato..... | 27 |
| Figura 6 Producción fiscalizada de gas natural por departamentos..... | 28 |
| Figura 7 Producción de gas natural por cuenca 2020 | 29 |
| Figura 8 Producción de gas natural por empresa 2020 | 29 |
| Figura 9 Infraestructura de gas natural en Colombia 2019 y 2020..... | 31 |
| Figura 10 Suministro de gas natural 2016 y 2020 | 31 |
| Figura 11 Producción de gas natural por empresa - 2020..... | 32 |
| Figura 12 Infraestructura de gas natural en Colombia 2019 y 2020..... | 33 |
| Figura 13 Red de transporte de gas natural en Colombia 2020 | 34 |
| Figura 14 Estaciones compresoras de gas natural ECG en Colombia 2020 | 35 |
| Figura 15 Proyecto Gasoducto Jobo-Antioquia: interconexión estratégica de los mercados de gas natural costa-Interior | 37 |
| Figura 16 Seguimiento a la demanda mensual de gas natural 2019 - 2022..... | 38 |
| Figura 17 Índice de la demanda no regulada por sectores | 39 |
| Figura 18 Proyección de demanda mensual sectores integrados..... | 40 |
| Figura 19 Proyección anual de demanda de gas natural en sectores integrados..... | 41 |

| | |
|--|----|
| Figura 20 Proyecciones de demanda anual por sectores integrados | 42 |
| Figura 21 Cobertura de gas natural por regiones | 43 |
| Figura 22 Construcción de un gasoducto..... | 48 |
| Figura 23 Configuración general de la cadena del gas natural | 50 |
| Figura 24 Estación de compresión de gas natural Saipurú, YPFB, Bolivia | 54 |
| Figura 25 Configuración de una estación de compresión de gas natural típica..... | 56 |
| Figura 26 Infraestructura del gas natural en Colombia..... | 59 |
| Figura 27 Infraestructura de Promigas..... | 60 |
| Figura 28 Infraestructura de TGI..... | 61 |
| Figura 29 Infraestructura de Promioriente..... | 62 |
| Figura 30 Infraestructura de Transmetano..... | 63 |
| Figura 31 Infraestructura de Progasur | 64 |
| Figura 32 Sistema de transmisión nacional (STN) actual..... | 66 |
| Figura 33 Sistema de transmisión nacional (STN) y sistema de transmisión regional (STR) actual | 67 |
| Figura 34 Capacidad de generación eléctrica del SIN | 68 |
| Figura 35 Capacidad efectiva del SIN y demanda máxima de potencia 2010-2018 | 73 |
| Figura 36 Cantidad de proyectos presentados con corte a marzo de 2023 | 74 |
| Figura 37 Número de proyectos vigentes con corte a marzo de 2023 | 75 |
| Figura 38 Proyectos vigentes por potencia con corte a marzo de 2023..... | 76 |
| Figura 39 Principales proyectos solares vigentes con corte a marzo de 2023 | 77 |
| Figura 40 Principales proyectos eólicos vigentes con corte a marzo de 2023..... | 77 |
| Figura 41 Principales proyectos hidráulicos vigentes con corte a marzo de 2023 | 78 |

Figura 42 Principales proyectos térmicos vigentes con corte a marzo de 2023 78

Figura 43 Divergencia de energía entre el sol y la tierra 86

Figura 44 Energía incidente sobre la superficie terrestre 88

Figura 45 Variación de la distancia entre el sol y la tierra a lo largo del año..... 90

Figura 46 Variación del ángulo horario 91

Figura 47 Ángulos de altitud solar Zenit y Azimut 94

Figura 48 Clasificación de tecnologías de aprovechamiento de energía solar para generación de energía..... 95

Figura 49 Principio de funcionamiento de una celda solar..... 99

Figura 50 Sistemas de generación de energía con paneles solares fotovoltaicos 100

Figura 51 Partes de un panel solar fotovoltaico..... 101

Figura 52 Sistemas fotovoltaicos on grid de tipo reversible y no reversible 102

Figura 53 Sistema de generación de energía por concentración de luz solar tipo torre central. 103

Figura 54 Sistema concentrador de tipo CSP 104

Figura 55 Sistema de almacenamiento de energía térmica tipo directo de dos tanques 106

Figura 56 Sistema de almacenamiento de energía térmica tipo Indirecto de dos tanques..... 107

Figura 57 Sistema de almacenamiento de energía térmica tipo Termoclina Indirecta 108

Figura 58 Sistemas de tipo CSP..... 109

Figura 59 Sistema de generación de energía por concentración de luz solar tipo torre central. 110

Figura 60 Sistema de generación de energía por concentración de luz solar tipo plato/motor . 111

Figura 61 Sistema de generación de energía por concentración de luz solar tipo lineal cilindro parabólico..... 112

Figura 62 Sistema de generación de energía por concentración de luz solar tipo lineal Fresnel 113

Figura 63 Ubicación hipotética de la estación de compresión Estudio 122

Figura 64 Radiación solar en el área de ubicación de la Estación Estudio..... 123

Figura 65 Interfase de inicio de SAM..... 124

Figura 66 Ruta de inicio de proyecto..... 124

Figura 67 Ingreso de datos de localización en forma de coordenadas..... 125

Figura 68 Portada de informe del simulador SAM..... 128

Glosario

Costos de operación: son los gastos que están relacionados con la operación de un negocio, o con la operación de un dispositivo, componente, equipo o instalación. Son el costo de los recursos utilizados por una organización solo para mantener su existencia (Wikipedia, 2023).

Estación compresora de gas: instalación que consta de varios compresores, equipo de tratamiento auxiliar e instalaciones de tuberías para bombear gas natural bajo presión a grandes distancias. Se pueden utilizar varias estaciones compresoras para represar el gas en líneas de conducción de gas interestatales grandes o para unir campos de gas marinos a sus terminales finales (Schlumberger, 2023).

Energía solar fotovoltaica: es una fuente de energía que produce electricidad de origen renovable, obtenida directamente de la radiación solar mediante un dispositivo semiconductor denominado célula fotovoltaica, o bien mediante una deposición de metales sobre un sustrato denominada célula solar de película fina (Wikipedia, 2023).

Energía solar térmica: o energía termosolar consiste en el aprovechamiento de la energía del Sol para producir calor que puede aprovecharse para cocinar alimentos o para la producción de agua caliente destinada al consumo de agua doméstico, ya sea agua caliente sanitaria, calefacción o para producción de energía mecánica y, a partir de ella, de energía eléctrica. Adicionalmente, puede emplearse para alimentar una máquina de refrigeración por absorción, que emplea calor en lugar de electricidad para producir frío, con el que se puede acondicionar el aire de los locales (Wikipedia, 2023).

Fuentes no convencionales de energía renovable o FNCER: aquellos recursos de energía renovable disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleados o son utilizados de manera marginal y no se comercializan ampliamente. Se consideran FNCER la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos (PCH), la eólica, la geotérmica, la solar y los mares. Además, la Ley de Transición Energética estableció como FNCE a otras fuentes como el hidrogeno verde y el hidrogeno azul (Ministerio de minas y energía, s.f.).

Gas natural: una mezcla natural de hidrocarburos gaseosos, que es altamente compresible y expansible. El metano [CH₄] es el componente principal de la mayor parte del gas natural (constituye un 85% de algunos gases naturales), con cantidades menores de etano [C₂H₆], propano [C₃H₈], butano [C₄H₁₀] y pentano [C₅H₁₂]. Además, pueden existir impurezas presentes en grandes proporciones, incluyendo dióxido de carbono, helio, nitrógeno y ácido sulfhídrico (Schlumberger, 2023).

Gasoducto: consiste en una conducción de tuberías por las que gases combustibles, principalmente el gas natural, circulan a alta presión y generalmente a gran escala, desde un punto de origen hasta un centro de distribución. Se construyen enterrados en zanjas a una profundidad habitual de un metro y hasta dos metros, dependiendo del terreno y la seguridad. Excepcionalmente, se construyen en superficie (Wikipedia, 2023).

Red de distribución de energía eléctrica: es la parte del sistema de suministro eléctrico cuya función es el suministro de energía desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales (medidor o contador del cliente). Se lleva a cabo por los Operadores del Sistema de Distribución (Distribution System Operator o DSO en inglés), también denominados distribuidores de electricidad (Wikipedia, 2023).

Sistema interconectado nacional o SIN: sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios, según lo previsto por el artículo 11 de la Ley 143 de 1994" Fuente: R. CREG-042-1999; Art. 1 (CREG, 2023).

Transporte de gas: operación en la cual el gas natural, una vez extraído del subsuelo, es transportado a aquellos lugares donde se aprovecha su potencial calorífico, y que a menudo se encuentran a miles de kilómetros de distancia. El transporte se realiza a través de gasoductos terrestres y marinos de centenares de kilómetros de longitud, cuando el yacimiento y el lugar de destino están conectados mediante esta red de conductos, o de grandes barcos metaneros que lo transportan, en forma líquida, en el caso de que no haya conducciones que comuniquen ambos puntos. Algunos gasoductos marinos incluso conectan continentes como, por ejemplo, los que unen África y Europa cruzando el estrecho de Messina –desde Argelia a Italia–, el estrecho de Sicilia, –entre Túnez y Sicilia–, y el de Gibraltar, –entre Marruecos y España (Rinconeducativo, 2023).

Transición energética: o transformación del sistema energético, es un cambio estructural significativo en un sistema energético con respecto al suministro y el consumo . Actualmente, se está llevando a cabo una transición hacia la energía sostenible (principalmente energía renovable) para limitar el cambio climático (Wikipedia, 2023).

RESUMEN

TÍTULO: ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE REDUCCIÓN DE COSTOS DE OPERACIÓN MEDIANTE EL USO DE UNA FUENTE NO CONVENCIONAL DE ENERGÍA RENOVABLE (FNCER) DE ORIGEN SOLAR EN EL PROCESO DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR GASODUCTOS EN COLOMBIA.*

AUTOR: ING. MARIO TORRES LÓPEZ**

PALABRAS CLAVES: Gas natural, energía renovable, fuentes no convencionales, distribución de energía eléctrica, transporte de gas natural, estación de compresión, energía solar fotovoltaica, energía solar térmica.

DESCRIPCIÓN:

Mediante este estudio se espera contribuir al conocimiento técnico en lo que tiene que ver con la comprensión y aplicación de las nuevas tecnologías en aprovechamiento de FNCER, y en este mismo sentido se pretende que este trabajo sea un buen insumo de consulta para toma de decisiones en cuanto a la factibilidad de implementar proyectos aplicados en el renglón del transporte de gas natural por gasoductos. De acuerdo con lo anterior, los dos primeros capítulos muestran detalles sobre la cadena de suministro del gas natural y la energía eléctrica en Colombia, se describen los gasoductos y su funcionamiento y se habla de la distribución de la energía eléctrica en nuestro país. El capítulo tres se dedica a describir en detalle las FNCER que se propone estudiar como lo es la energía solar fotovoltaica o PV (por sus siglas en inglés) y la CSP o energía solar de concentración. Posteriormente, el capítulo cuatro se dedica a realizar un dimensionamiento de un proyecto de estación de compresión operado con FNCER en territorio colombiano, contando con el apoyo del software especializado en el uso de fuentes no convencionales de energías renovables System Advisor Model o SAM, para finalmente llevar a cabo un estudio económico en base a los resultados obtenidos con el mencionado dimensionamiento en el capítulo cinco.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de petróleos. Director: Erik Giovany Montes Páez, M.Sc.

ABSTRACT

TITLE: FEASIBILITY STUDY FOR THE REDUCTION OF OPERATION COSTS THROUGH THE USE OF A NON-CONVENTIONAL SOURCE OF RENEWABLE ENERGY (FNCER) OF SOLAR ORIGIN IN THE TRANSPORTATION PROCESS OF NATURAL GAS THROUGH GAS PIPELINES IN COLOMBIA.*

AUTHOR: ING. MARIO TORRES LÓPEZ**

KEY WORDS: Natural gas, renewable energy, unconventional sources, electricity distribution, natural gas transportation, compression station, photovoltaic solar energy, solar thermal energy.

DESCRIPTION:

Through this study, it is expected to contribute to technical knowledge in what has to do with the understanding and application of new technologies in the use of FNCER, and in this same sense it is intended that this work be a good input for consultation for decision-making in regarding the feasibility of implementing projects applied in the field of natural gas transportation through pipelines. In accordance with the above, the first two chapters show details about the supply chain of natural gas and electricity in Colombia, gas pipelines and their operation are described, and electricity distribution in our country is discussed. Chapter three is dedicated to describing in detail the FNCERs that are proposed to be studied, such as photovoltaic solar energy or PV (for its acronym in English) and CSP or concentrated solar power. Subsequently, chapter four is dedicated to sizing a compression station project operated with FNCER in Colombian territory, with the support of software specialized in the use of non-conventional sources of renewable energy System Advisor Model or SAM, to finally carry out an economic study based on the results obtained with the dimensioning mentioned in chapter five.

* Bachelor Thesis

** Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: Erik Giovany Montes Páez, M.Sc.

Introducción

Los costos asociados al transporte del gas natural en Colombia representan una fuente de generación de incrementos a la canasta familiar del país por cuanto el gas natural es hoy día un servicio de primera necesidad para todos los usuarios. Una de las actividades enmarcadas entre las más susceptibles es el transporte de gas por gasoductos, lo que lleva a pensar que se debe estudiar la forma de generar alivios en cuanto a costos de operación se refiere ya que estos impactan toda la cadena de suministro. Es por esto que en este trabajo se plantea buscar una forma de disminuir costos en el transporte de gas natural usando fuentes no convencionales de energía renovable o FNCER para alimentar con ellas una estación de compresión y suplir el uso de energía convencional al reemplazar las turbinas de gas por motores eléctricos que sean capaces de mover los compresores, lo que a su vez traería otro beneficio adicional como la disminución de emisión de gases de efecto invernadero al usar combustibles fósiles en el proceso o parte de él.

El estudio de la factibilidad de apoyar el transporte de gas natural haciendo uso de las FNCER inicia con una revisión detallada de la cadena de suministro de gas natural en Colombia en el capítulo 1 revisando aspectos como el suministro, el consumo y la cobertura del servicio de gas natural en el país, así como las características del gas natural transportado.

Se realizó un análisis del transporte del gas natural y la energía eléctrica en el país en el capítulo 2 abordando aspectos como el funcionamiento y configuración típica de una estación de compresión, se usaron datos recolectados de diferentes fuentes para establecer y seleccionar un modelo adecuado de una estación de compresión como objeto de estudio tratando de contemplar todos los datos relevantes que sirvieran como insumo para llevar a cabo un estudio veraz. Así

mismo se determinó una ubicación geográfica donde pudiera funcionar dicha estación de estudio teniendo en cuenta el área de influencia de un gasoducto y una red eléctrica existentes, por lo que fue necesario a su vez aportar datos sobre la ubicación geográfica de gasoductos nacionales y de redes eléctricas pertenecientes al sistema interconectado nacional o SIN.

Para el capítulo 3 se hizo una descripción detallada de las FNCER de origen solar, haciendo énfasis en las tecnologías fotovoltaicas o PV por sus siglas en inglés y las llamadas fuentes de concentración de energía solar o CSP. Se atendieron los aspectos básicos de la energía solar y sus componentes, los principios de funcionamiento de las tecnologías enunciadas anteriormente, así como también se realizó una comparación entre los diferentes tipos de estas tecnologías para luego abordar el tema de los compromisos asumidos por el gobierno colombiano ante organismos internacionales en el sentido de lograr una disminución de emisiones de gases de efecto invernadero.

Con el fin de alcanzar una mejor perspectiva para el proyecto que se propone, en el capítulo 4 se muestra el dimensionamiento realizado haciendo uso de un simulador especializado en FNCER como lo es el System Advisor Model o SAM que sirvió para calcular valores aproximados de energía generada en las condiciones de estudio y probar diferentes configuraciones y escenarios con el fin de refinar un diseño básico a partir del cual se desarrollaran las simulaciones requeridas, además de una descripción del mencionado simulador.

Para el estudio económico y análisis de resultados que constituyen el capítulo 5, se usaron los datos recolectados a lo largo del trabajo, resultados de simulaciones, cálculos de flujos de caja proyectados y cálculos financieros como el valor presente neto o VPN, la tasa interna de retorno TIR y el tiempo de retorno de la inversión o PAYBACK. Fue necesario hacer uso de una calculadora de emisiones gestionada por la UPME para dimensionar el impacto ambiental que se

puede generar al implementar un proyecto de esta naturaleza. Todo lo anterior como insumo para poder analizar la viabilidad del proyecto y tener una idea general que permita pensar en soluciones de este tipo en otros ámbitos del negocio de los hidrocarburos en Colombia.

Finalmente, las conclusiones mostrarán que a pesar de que las tecnologías de aprovechamiento de FNCER garantizan una disminución importante en las emisiones de gases de efecto invernadero y que además cuentan con un apoyo del gobierno nacional a través de incentivos tributarios establecidos en la ley 1715 de 2014, el hecho de que la totalidad de los equipos requeridos no se fabrican en el país y por ende se deban importar, adicionalmente a que los costos se deben asumir en dólares (USD), la viabilidad de estos proyectos dependerá de su escala, pues como se podrá ver, solo en el evento en que se incremente la generación de energía por encima de los niveles requeridos se podrán ver ahorros significativos que son en fin de cuentas la fuente de ingresos de este tipo de proyectos donde la venta de energía no es la actividad central sino más bien una fuente adicional de recursos en caso de que se disponga de la suficiencia energética que permita vender excedentes al sistema interconectado nacional. Esto significa que en presente estado de madurez tecnológica y económica de las tecnologías de aprovechamiento de FNCER en Colombia sería necesario realizar grandes inversiones para lograr un ahorro significativo que permita garantizar la disminución en los costos de operación de una estación de compresión y por ende que estos no impacten el precio al consumidor final. Así las cosas, la principal recomendación que se deriva del trabajo realizado sería la de esperar mayor madurez del mercado tecnológico mientras que se plantean proyectos denominados híbridos, es decir que cuenten con al menos una FNCER en combinación con otras o con fuentes convencionales para que, aunque de manera lenta, se garantice un crecimiento de la oferta que presione la baja en los precios de cada tecnología.

Objetivos

Objetivo general

Realizar un estudio de la factibilidad de reducir los costos de operación en un gasoducto colombiano por medio del uso de una de las energías renovables de fuentes no convencionales o FNCER de origen solar disponibles en Colombia.

Objetivos específicos

Determinar la demanda energética de una estación de compresión típica de un gasoducto en Colombia que permita obtener datos acerca del consumo energético en el que se debe incurrir para el transporte del gas natural por gasoductos.

Proponer el uso de una de las fuentes no convencionales de energía renovable o FNCER de origen solar que se pueden implementar en Colombia, para suplir la demanda energética del proceso de compresión en las estaciones de un gasoducto en el país, apoyándose en un software especializado como el SAM (System Advisor Model).

Evaluar el impacto económico y ambiental que puede tener el uso de la FNCER seleccionada en la operación de un gasoducto frente al uso de la fuente convencional empleada hasta hoy en día.

1 Acerca del gas natural en Colombia

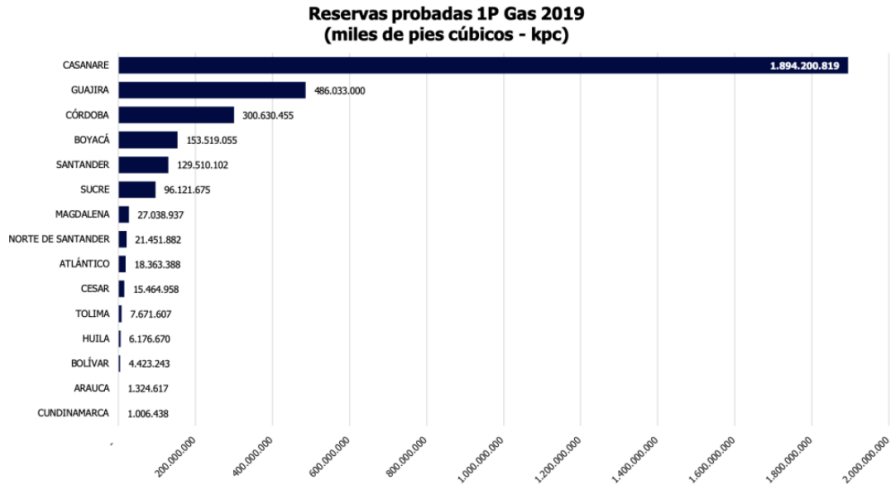
En la actualidad, Colombia produce gas natural principalmente de yacimientos ubicados en La Guajira, Magdalena (valle medio, superior e inferior), Catatumbo y los Llanos orientales, siendo esta última, la cuenca que presenta el mayor aporte a las reservas del país en los últimos años. Existen otras zonas productoras que se encuentran ubicadas en diferentes departamentos que cuentan con reservas probadas pero cuya participación en el mercado es menor. Para ilustrar esto, se muestran datos publicados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y reproducidos por empresas como Promigas y asociaciones como Naturgas en sus informes del sector con cifras de 2020 y 2021.

1.1 Reservas y producción

En la figura 1 se puede observar que la cuenca de los Llanos Orientales seguida por La Guajira, Córdoba, Boyacá, Santander, Sucre, Magdalena, Norte de Santander (Catatumbo), Atlántico y Cesar se cuentan entre las mayores poseedoras de las reservas nacionales con más de 15 Mpc.

Figura 1

Departamentos con reservas probadas de gas natural a 31 de diciembre de 2019

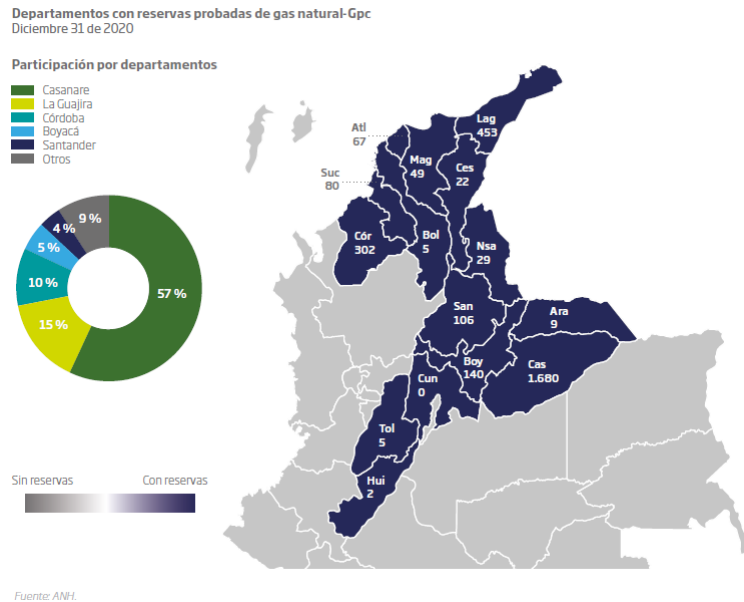


Adaptado de <https://www.anh.gov.co/es/operaciones-y-regal%C3%ADas/datos-y-estadisticas/#>

Siguiendo la tendencia mostrada anteriormente, para 2020 el panorama nacional luce como se muestra en la figura 2.

Figura 2

Departamentos con reservas probadas de gas natural a 31 de diciembre de 2020

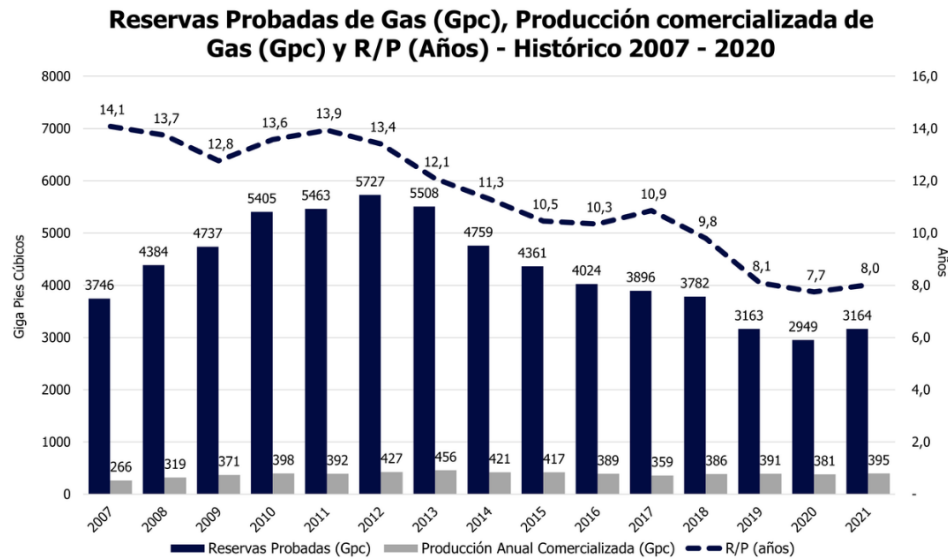


Adaptado de Informe del sector gas natural, cifras 2020, Promigas 2021.

Para el año 2021 se observó un incremento en las reservas probadas de 2949 a 3164 Gpc, a su vez se evidenció incremento en la producción anual comercializada que pasó de 381 a 395 Gpc y un incremento de la relación reservas – producción (R/P), que se elevó de 7,7 a 8 años, tal y como se puede apreciar en la figura 3.

Figura 3

Reservas probadas de gas natural, Producción comercializada y R/P entre 2007 y 2020

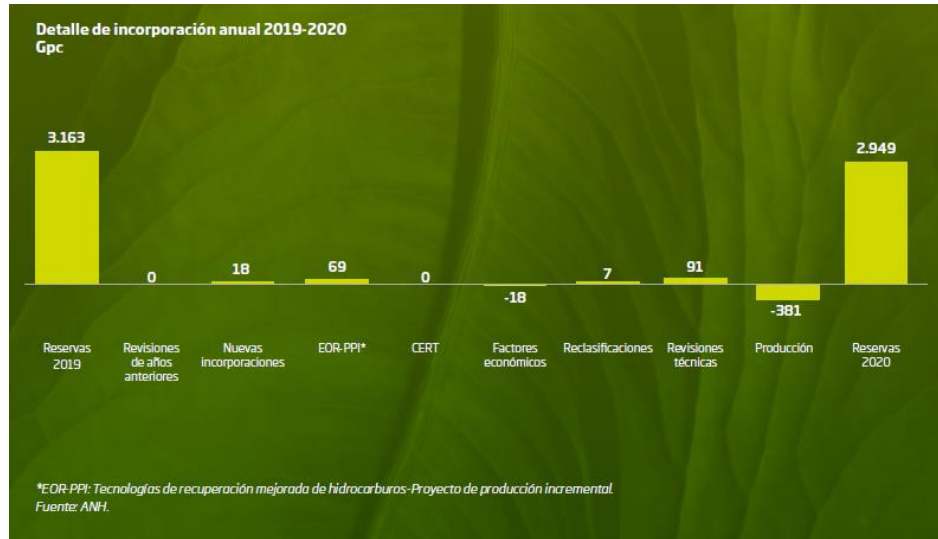


Adaptado de <https://www.anh.gov.co/es/operaciones-y-regal%C3%ADas/datos-y-estadisticas/#>

Al respecto de la disminución de las reservas a diciembre de 2020, Promigas concluía en su informe que: Por octavo año consecutivo, la cifra de reservas probadas de gas natural de Colombia presentó una disminución con respecto al año anterior. Esta tendencia de decrecimiento se podría revertir con la aprobación de la técnica del *fracking* en nuestro país, con lo que se accedería a un gran volumen de reservas que se podrían habilitar con los YNC (39,6 Tpc, aproximadamente, según cálculos UPME) y que en la actualidad no son tenidas en cuenta al momento de realizar estas cuantificaciones (Promigas, 2021). Lo anterior se basa en los datos mostrados en la figura 4.

Figura 4

Detalle de incorporación anual de reservas 2019-2020 Gpc

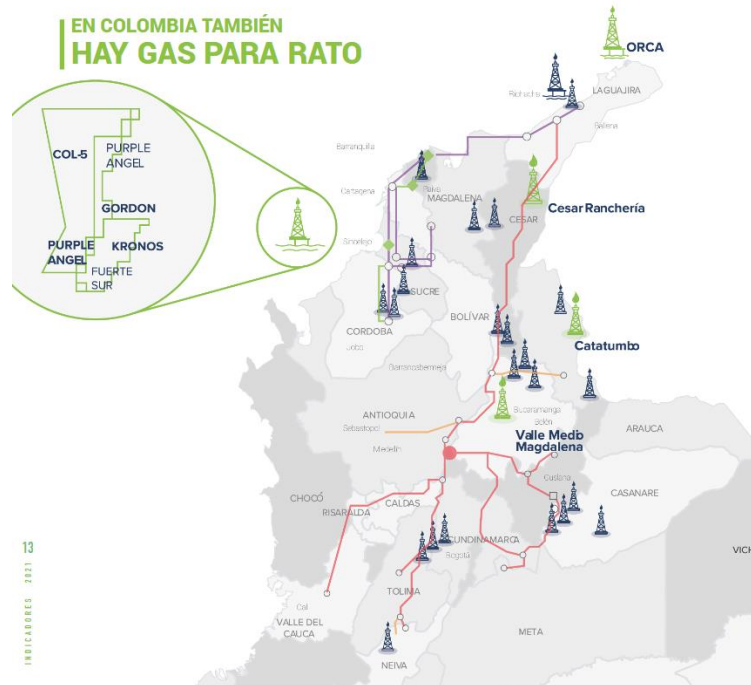


Tomado de Informe del sector gas natural, cifras 2020, Promigas 2021.

No obstante, el incremento registrado entre 2020 y 2021 no fue producto de la implementación de la mencionada técnica del fracking ya que en nuestro país aún no hay viabilidad jurídica para ello. En este sentido, Naturgas asegura: En Colombia el abastecimiento de gas natural también está garantizado en el mediano plazo. Para tener mayor tranquilidad debemos materializar el gran potencial que tenemos, ampliando la frontera hacia el mar Caribe, avanzando en los proyectos piloto en yacimientos no convencionales, y mejorando la seguridad jurídica (NATURGAS, 2021). En este sentido, la figura 5 es un claro indicio de las fronteras mencionadas, mostrando como ejemplo las prospectivas en La Guajira con Orca, en el Catatumbo, Cesar, Valle medio del Magdalena y en el Caribe con Purple Angel, Gorgon y Kronos.

Figura 5

En Colombia también hay gas para rato

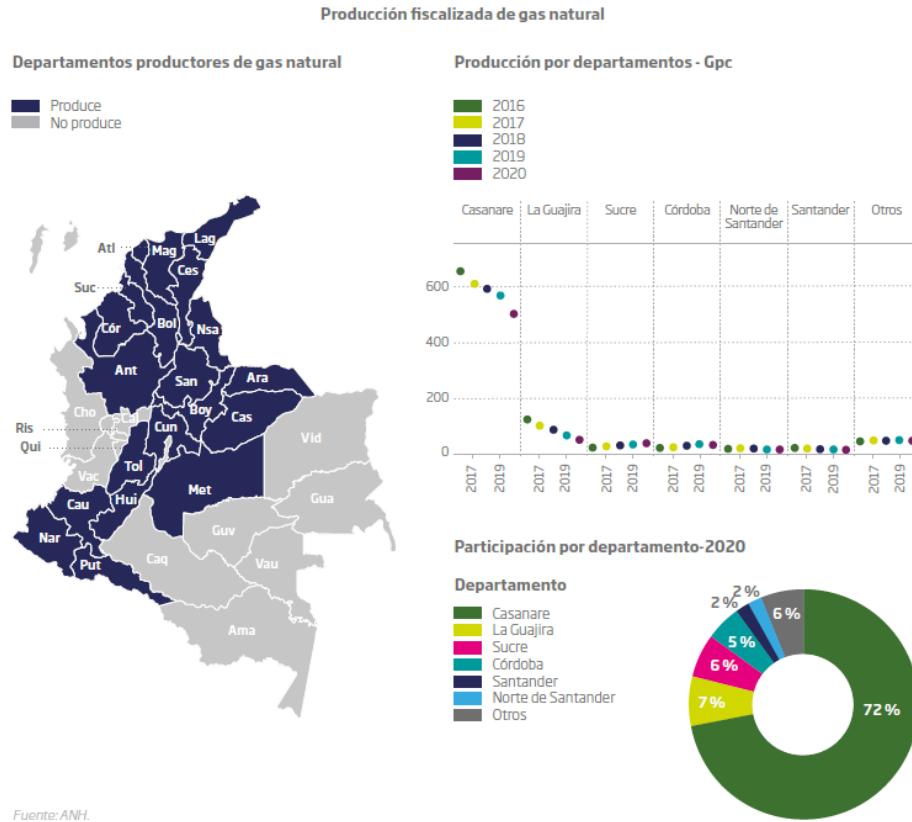


Adaptado de <https://naturgas.com.co/indicadores-naturgas-2021/#page=13>

Bajo este escenario, la producción de gas natural por departamentos desde 2016 hasta 2020 se puede visualizar en la figura 6. Es apreciable que el departamento con la mayor participación nacional es el Casanare con el 72% en 2020 está muy por encima del segundo departamento en producción que es La Guajira con el 7%. Se observa que la producción en estos dos departamentos va en declive mientras que, en el resto de los departamentos con participación minoritaria, esta se mantiene, aunque en sus respectivos niveles bajos.

Figura 6

Producción fiscalizada de gas natural por departamentos

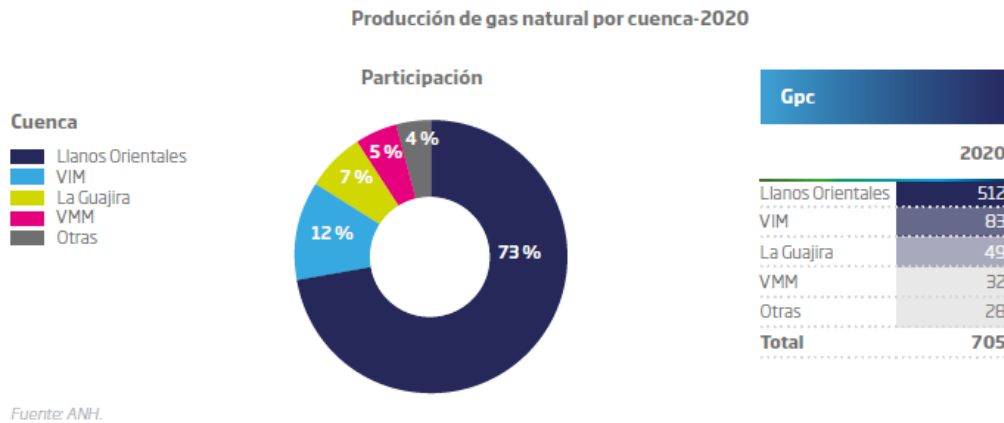


Adaptado de Informe del sector gas natural, cifras 2020, Promigas 2021.

En la figura 7 se puede verificar la producción de gas natural por cuenca, donde se evidencia que la cuenca más productora es la de Llanos Orientales, sin embargo, el segundo lugar no corresponde a La Guajira sino al Valle Inferior del Magdalena.

Figura 7

Producción de gas natural por cuenca 2020

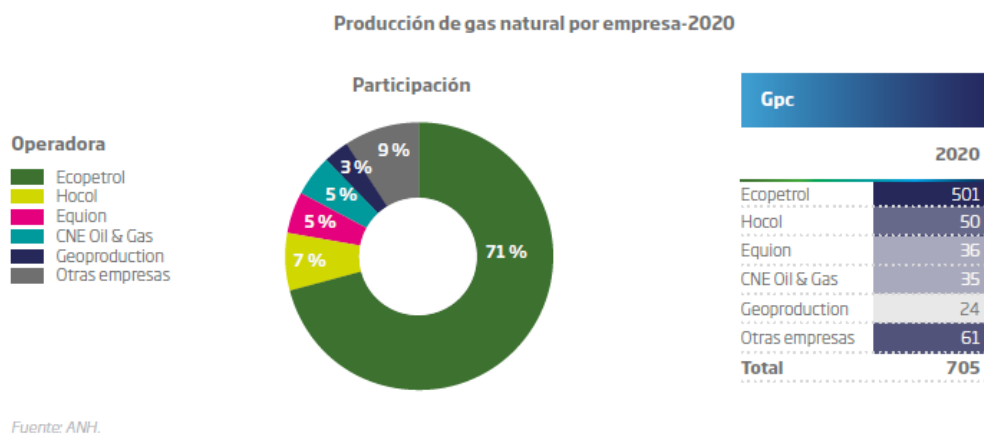


Adaptado de Informe del sector gas natural, cifras 2020, Promigas 2021.

Desde el punto de vista de empresas, la producción mayoritaria la tiene Ecopetrol con el 71% y el restante 29% se reparte entre empresas como Hocol (7%), Equion (5%), CNE Oil & Gas (5%), Geoproduction (3%) y otras con el 9%. Esto se observa en la figura 8.

Figura 8

Producción de gas natural por empresa 2020



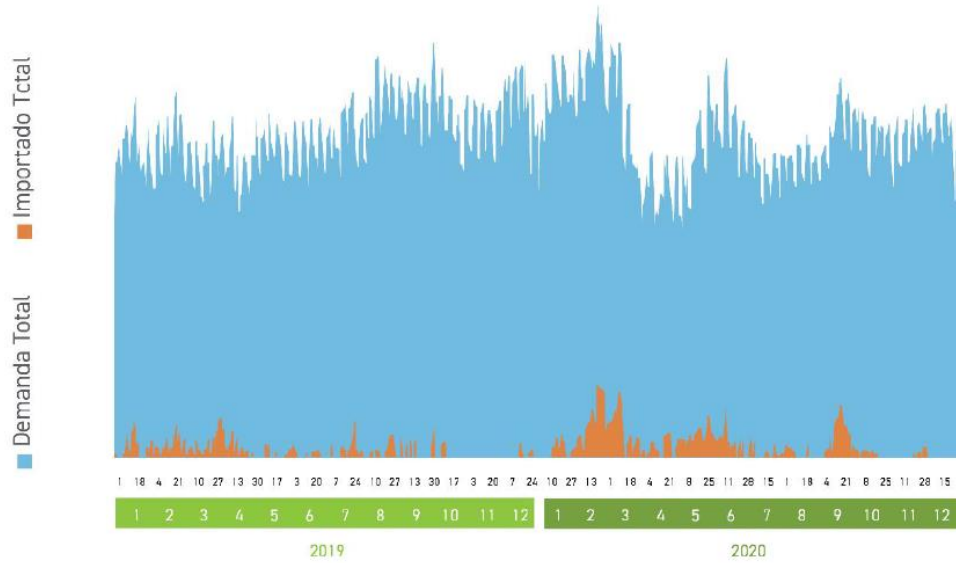
Adaptado de Informe del sector gas natural, cifras 2020, Promigas 2021.

1.2 Suministro

Frente a este tema, vale la pena tener en cuenta que en los últimos años se ha hecho necesario incorporar gas natural importando GNL usando la planta marítima de regasificación SPEC en Cartagena con el fin de suplir necesidades energéticas de las termoeléctricas del país (figura 9), así como el aumento de la participación de la cuenca de los llanos orientales tal y como se lee en la siguiente cita: En este último quinquenio, nuestro país solventó la fuerte declinación de los campos de La Guajira (-200 Mpcd) con el incremento del suministro de los campos del piedemonte llanero (249 Mpcd) y de los valles inferior y superior del Magdalena (151 Mpcd). El buen comportamiento de los campos de estas cuencas y la incorporación de las importaciones de GNL re gasificadas en la planta de SPEC LNG, conllevó incrementos cercanos a los 200 Mpcd, en el total de suministro de gas del país en los dos últimos años, cuando se comparan con las cifras de 2016 en los inicios del lustro (Promigas, 2021), ver figura 10.

Figura 9

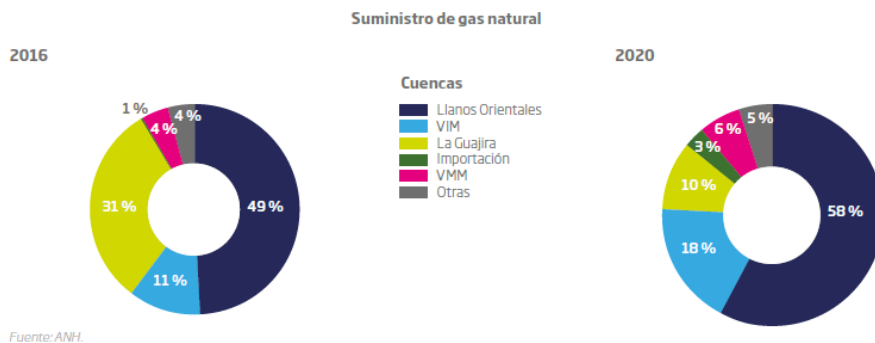
Infraestructura de gas natural en Colombia 2019 y 2020



Nota. Se observan incrementos en la demanda de gas natural y la importación de GNL período de 2019 y 2020. Adaptado de <https://naturgas.com.co/indicadores-naturgas-2021/#page=21>

Figura 10

Suministro de gas natural 2016 y 2020



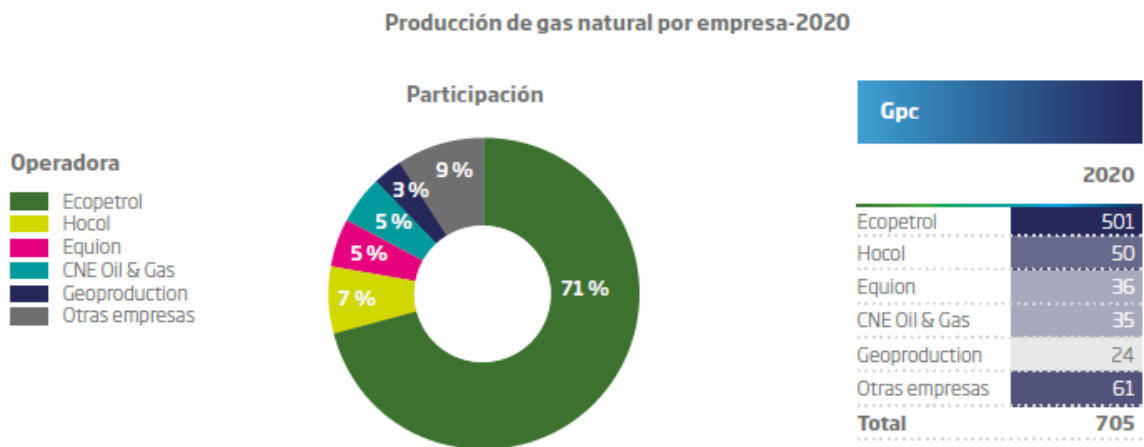
Adaptado de Informe del sector gas natural, cifras 2020, Promigas 2021.

A cierre de 2020, con las cuencas de los Llanos Orientales y del valle inferior del Magdalena se soporta 76 % del suministro nacional de gas natural. En los Llanos Orientales (58 %) se encuentran los cuatro grandes campos del piedemonte: Cupiagua, Cusiana, Pauto y Floreña. Mientras que en el valle inferior del Magdalena (18 %) se destacan campos de menor tamaño, como Clarinete, Nelson, Mamey, Pandereta y otros más, que, en conjunto, hacen un aporte significativo al suministro, mientras se sigue a la espera del gran hallazgo con el que se logre reemplazar en definitiva a los campos de La Guajira (Promigas, 2021).

En cuanto a las empresas productoras, en la figura 11 resulta claro que en Colombia es la estatal petrolera Ecopetrol quien tiene la mayor participación con el 71% del total de la producción, seguida en su orden por Hocol (7%), Equion (5%), CNE Oil & Gas (5%), Geoproduction (3%) y otras empresas que agrupadas poseen el 9%.

Figura 11

Producción de gas natural por empresa - 2020



Fuente: ANH.

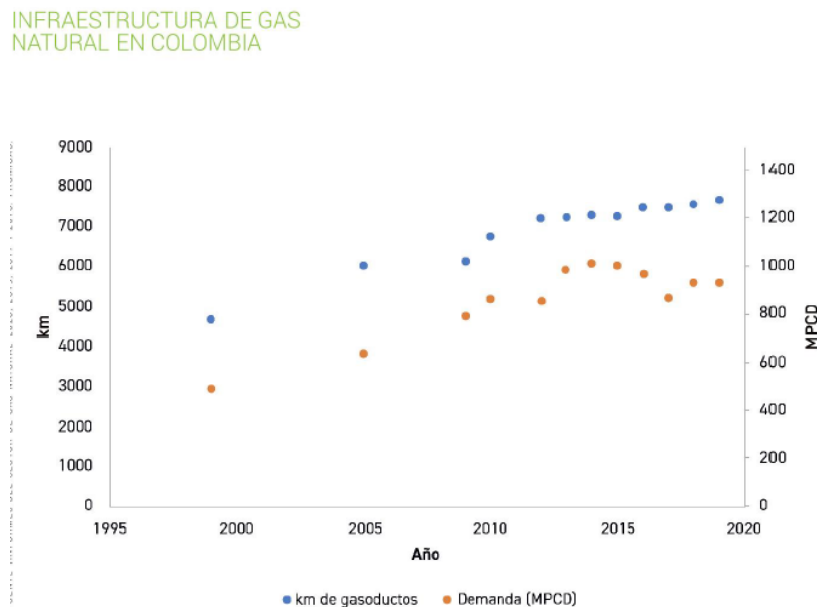
Adaptado de Informe del sector gas natural, cifras 2020, Promigas 2021.

La pluralidad de empresas en un solo mercado es una buena señal de la solidez de este y de que las perspectivas de negocio a largo plazo brindan oportunidades para que el sector crezca adecuadamente con las necesidades del país.

En lo que tiene que ver con la infraestructura de gasoductos, se puede entrever en la figura 12 que, si se comparan los kilómetros de gasoductos con la demanda creciente de gas natural en el país, resulta en un balance positivo ya que los incrementos en unos y otros han sido sostenidos en el tiempo, mostrando que el sistema de transporte nacional es bastante robusto y crece a la par junto con las necesidades el sector garantizando un suministro continuo y eficaz. En este sentido, podemos ver en la figura 13 la red de gasoductos que da soporte al sistema nacional de transporte SNT.

Figura 12

Infraestructura de gas natural en Colombia 2019 y 2020

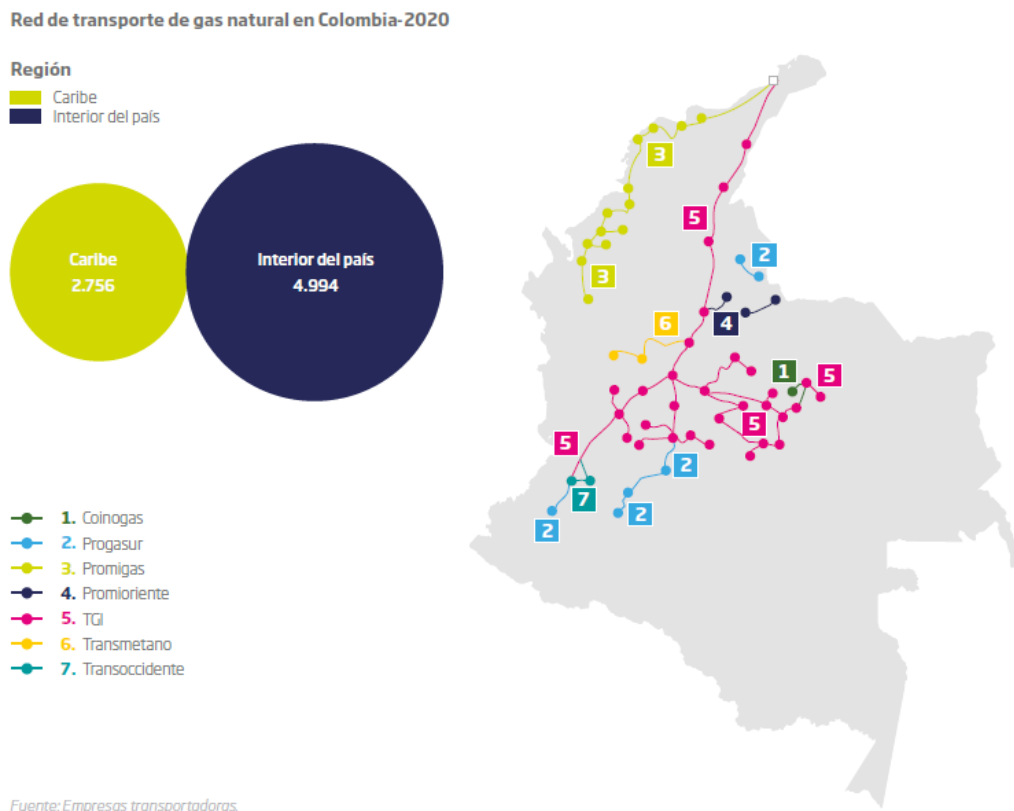


Adaptado de <https://naturgas.com.co/indicadores-naturgas-2021/#page=20>

Durante 2019 y 2020, se incorporaron 218 km de gasoductos al SNT, de los cuales 195 km pertenecen a proyectos puestos en marcha por Promigas. Entre estos figuran el gasoducto Jobo-Majaguas, con 85 km de tuberías de 24” en acero de carbón que, junto con la Estación Compresora de Gas Filadelfia, permitió la incorporación de nuevas reservas de gas natural de los campos del VIM; la construcción de dos gasoductos paralelos Mamonal-Paiva de 20” y 24”, y el gasoducto Paiva-Barranquilla de 20”, que se utiliza para llevar 50 Mpcd de gas adicional a Barranquilla (Promigas, 2021).

Figura 13

Red de transporte de gas natural en Colombia 2020

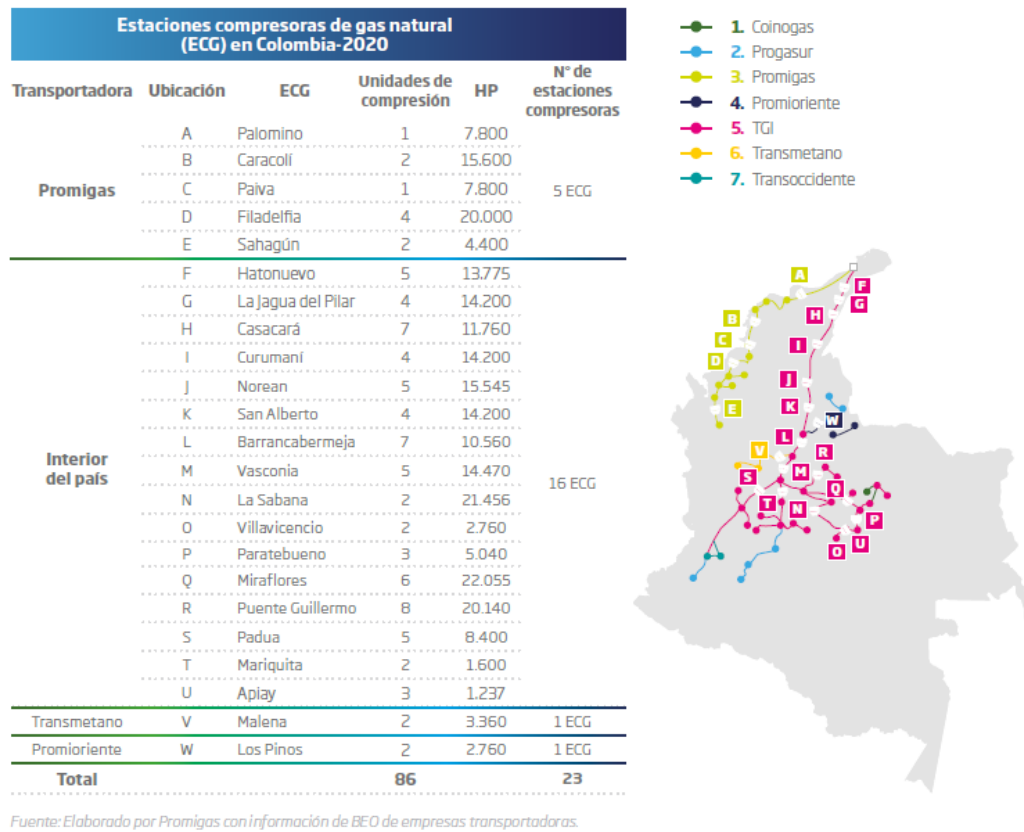


Adaptado de Informe del sector gas natural, cifras 2020, Promigas 2021.

En la figura 14 se muestra la ubicación de las 23 estaciones compresoras que están operando en el territorio nacional, el número de sus respectivas unidades de compresión y la potencia en HP requerida por cada una de ellas.

Figura 14

Estaciones compresoras de gas natural ECG en Colombia 2020



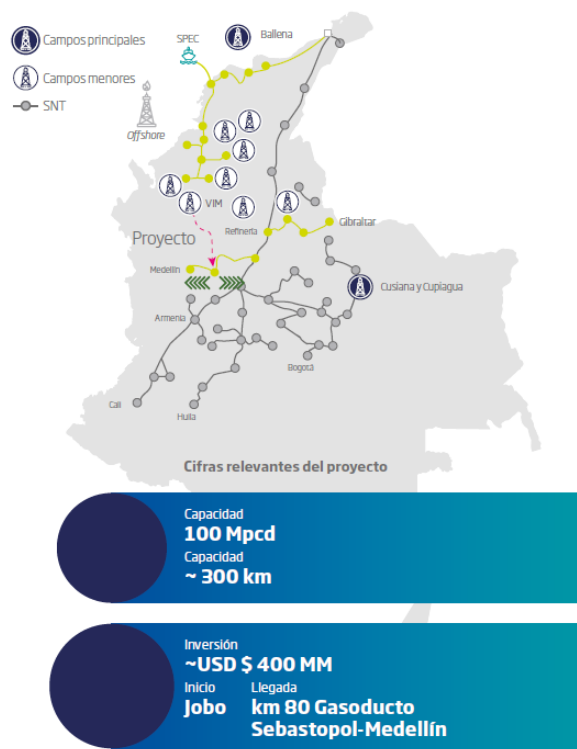
Adaptado de Informe del sector gas natural, cifras 2020, Promigas 2021.

Con el ánimo de mantener satisfecha la demanda de gas en todo el territorio nacional, se han planteado proyectos que requieren de interconectar las líneas que abastecen la costa atlántica con el interior y de esta manera tener la capacidad de mejorar las condiciones operativas de las empresas productoras, aliviando los costos de operación y transporte. Lo anterior se proyecta

lograr teniendo en cuenta que los campos de producción en los llanos orientales y el interior están en declive, mientras que en el Caribe aumentan las perspectivas de producción con los nuevos descubrimientos en esta cuenca. Uno de los mencionados proyectos es el del Gasoducto Jobo-Antioquia (figura 15), que tal y como se lee a renglón seguido, “el gasoducto Jobo-Antioquia asegurará el abastecimiento de la demanda de Antioquia y el interior del país frente a la pronunciada declinación de Cusiana y Cupiagua, según la declaración de producción 2021.” (Promigas, 2021) y representa uno de los proyectos de integración más importantes y de mayor relevancia estratégica en la actualidad del país. De esta manera se podrá apoyar el suministro del interior con gas proveniente de la costa Caribe, incluido un escenario donde se requiera usar las capacidades de la planta de regasificación SPEC de Cartagena para introducir al STN gas importado como GNL. De igual forma, sería posible apoyar adicionalmente al STN ante un eventual escenario de importación de gas GNL, con la incorporación de la Planta de regasificación del Pacífico, que es un proyecto que aún no tiene un plan de ejecución, pero que se estudia y tiene posibilidad real de materializarse.

Figura 15

Proyecto Gasoducto Jobo-Antioquia: interconexión estratégica de los mercados de gas natural costa-Interior



Adaptado de Informe del sector gas natural, cifras 2020, Promigas 2021.

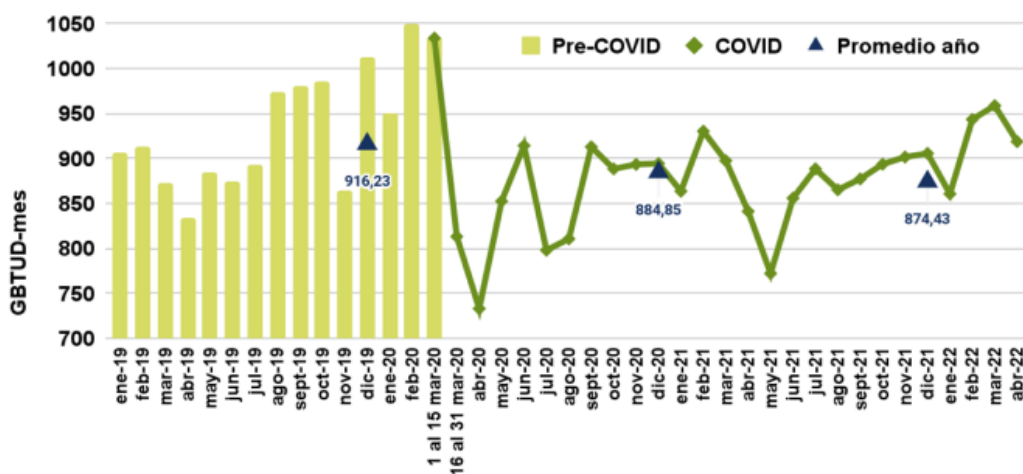
1.3 Consumo

En cuanto al consumo, se presenta un escenario complejo en los últimos años debido a que no todos los sectores se comportan de igual manera. Por ejemplo, el sector Termoeléctrico tiene picos de consumo en épocas de sequía y por el contrario en épocas invernales este se reduce, el sector Industrial ha sufrido contingencias como la pandemia de covid-19 en 2020 debido a las restricciones y cuarentenas, que a su vez generaron un incremento en el consumo residencial, entre otros. Se puede leer en un documento de la Unidad de Planeación Minero Energética: En 2021, la demanda anual de gas natural fue 319.021 GBTU-año, lo cual representó una disminución en el

consumo de 1,42%, con respecto al registrado en 2020 (323.610 GBTU)⁸. Esta situación ratifica la desaceleración del consumo de gas natural en el país, que en los últimos 5 años ha disminuido en promedio cada año 2,4%. El consumo promedio diario de gas natural en Colombia fue 874 GBTUD durante 2021, cifra que fue 10,15 GBTUD menor a la registrada en 2020 (UPME, 2022). Esta afirmación se aprecia y corrobora en la figura 16.

Figura 16

Seguimiento a la demanda mensual de gas natural 2019 - 2022



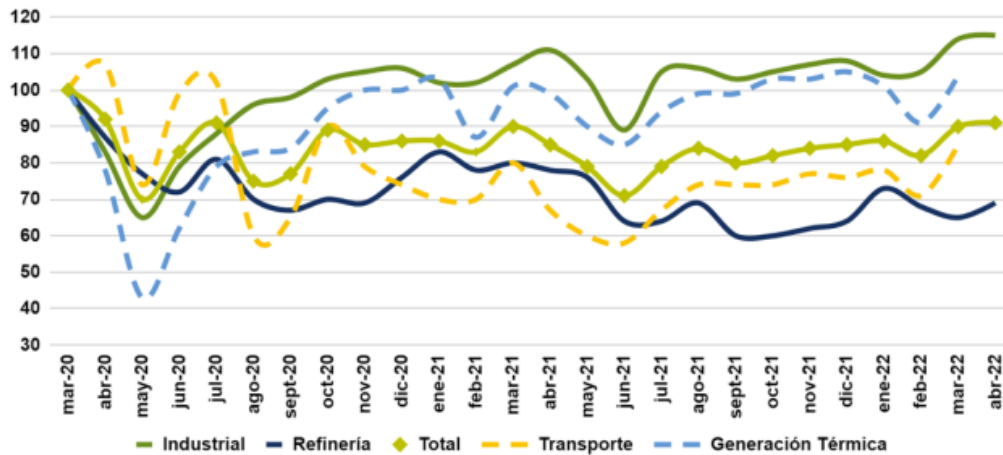
Nota. Se observa una disminución del consumo de gas natural en el país de un 2.4% en promedio durante los últimos 5 años. Adaptado de

https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Informe_proyeccion_demanda_energeticos.pdf

En el país, según la UPME el mercado no regulado representa el 73% de la demanda total de gas natural, y se compone por los sectores Industrial, Refinería, Transporte y Termoeléctrico. Lo anterior es precisamente la causa de que cualquier freno en las actividades productivas del país repercute negativamente en los índices de consumo.

Figura 17

Índice de la demanda no regulada por sectores



Adaptado

de

https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Informe_proyeccion_demanda_energeticos.pdf

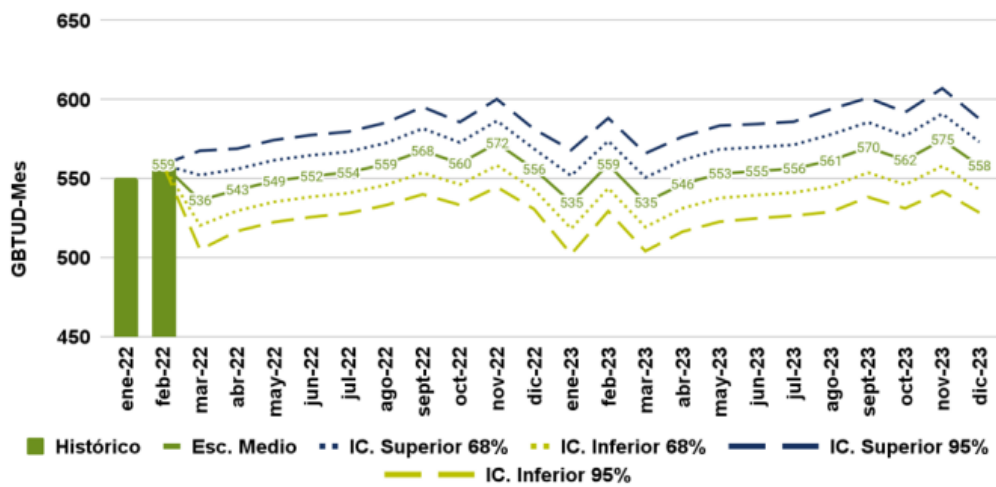
En la figura 17 se ve que la tendencia total en cuanto al consumo en el mercado no regulado está al alza, no obstante, se nota un rezago a partir de marzo del 2020 cuando inició la pandemia, lo que generó un retraso en el crecimiento que ha vuelto a activarse conforme cesan los efectos de la pandemia en todos los sectores productivos del país.

Por otro lado, las proyecciones de consumo que ha realizado la UPME y cuya gráfica se ve en la figura 18, contemplan escenarios básicos respecto del Índice de consumo IC a saber: escenario IC superior e inferior al 95% y escenario IC superior e inferior al 68% en comparación con el escenario medio histórico. En la mencionada figura y según la UPME: se presenta el consumo promedio mensual estimado del ejercicio de proyección para el periodo 2022-2023. Se estima que en el corto plazo (próximos 2 años) con un nivel de confianza al 95%, la demanda de

gas natural se encuentre entre 502 a 607 GBTUD y entre 518 a 591 GBTUD con una confianza de 68%. Lo anterior, implicaría un crecimiento en el escenario medio del 1,17% entre el promedio del consumo diario observado en 2021 y el proyectado para 2023. Se espera que la demanda mantenga un comportamiento estacional histórico caracterizado por una disminución del consumo los primeros meses del año y aumento de este hacia los últimos meses, en línea con el comportamiento general de la economía (UPME, 2022).

Figura 18

Proyección de demanda mensual sectores integrados



Adaptado

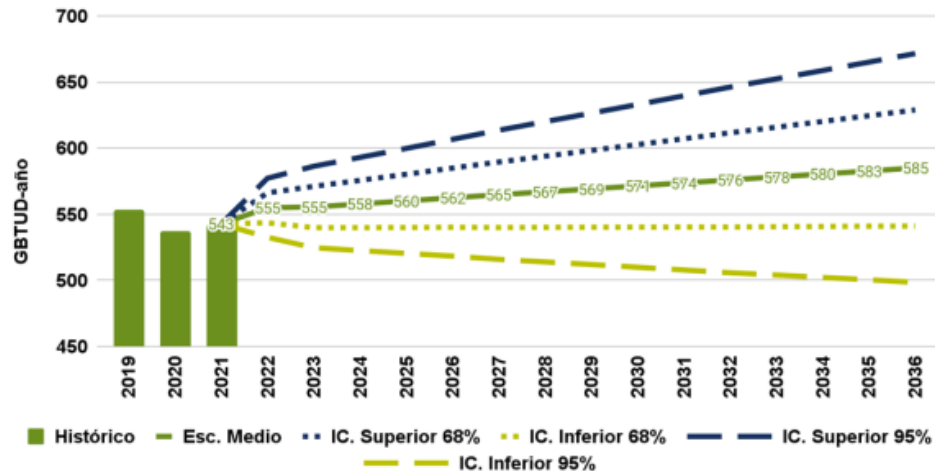
de

https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Informe_proyeccion_demanda_energeticos.pdf

En lo que tiene que ver con la proyección anual de la demanda, la figura 19 muestra que esta se incrementará moderadamente a un ritmo del 0,05% mensual entre marzo de 2022 y diciembre de 2036, esperando que las condiciones de recuperación económica sean favorables con un incremento del consumo de aproximadamente el 0,5% anual.

Figura 19

Proyección anual de demanda de gas natural en sectores integrados



Adaptado

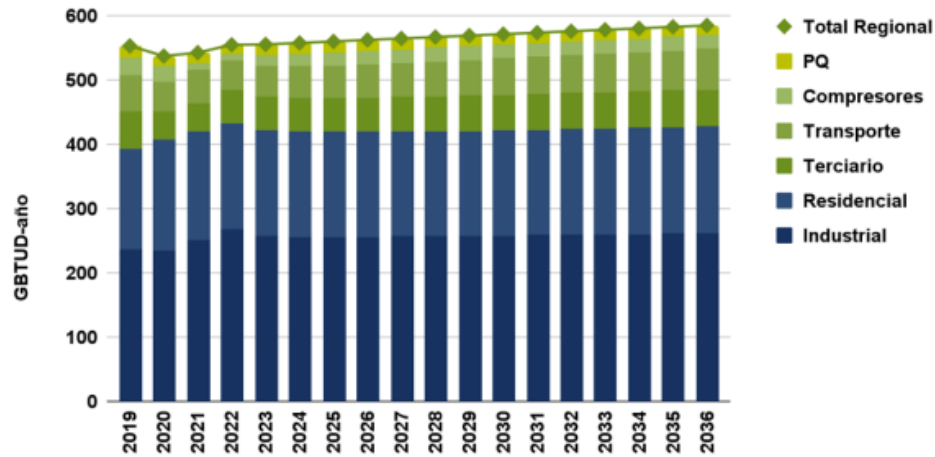
de

https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Informe_proyeccion_demanda_energeticos.pdf

Teniendo en cuenta que la recuperación económica post pandemia tendría como premisa llegar a niveles de 2019 y luego mostrar un incremento sostenido, en la figura 20 se presenta una proyección en este sentido, mostrando que los principales renglones industriales que son capaces de generar cambios apreciables en este indicador son el de transporte, terciario y petroquímico. Concluye la UPME que el sector que más tardará en lograr una recuperación será el Terciario, pues este sufrió una caída en 2020 del 25% y su recuperación tardará en llegar hacia el 2032.

Figura 20

Proyecciones de demanda anual por sectores integrados



Adaptado

de

https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Informe_proyeccion_demanda_energeticos.pdf

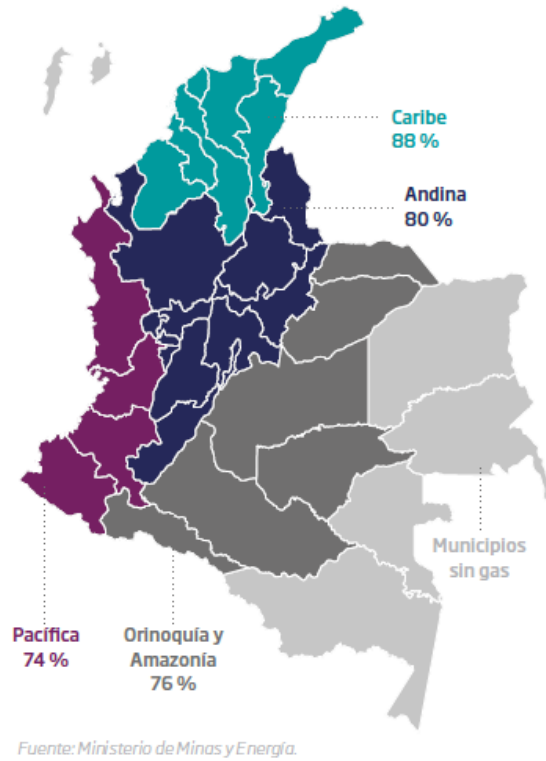
1.4 Cobertura

Según datos de la UPME, en Colombia el servicio de gas natural conecta al 64.5% de los hogares, seis departamentos cuentan con una cobertura superior al 70% (Bogotá (90.4%), Atlántico (87.7%), Valle (79.4%), Quindío (77.5%), Casanare (74.3%) y Risaralda (71.3%)), los cuatro departamentos con la menor cobertura son Chocó (1.2%), Arauca (5.1%), Nariño (5.8%) y Putumayo (14.2%) y los departamentos sin cobertura son cinco: Vichada, Vaupés, Guainía, Amazonas y San Andrés.

En relación a lo anterior, se observa en la figura 21 el mapa del país discriminado por regiones donde se puede ver que las regiones de mayor cobertura son las Caribe y Andina que es donde se concentra la mayor población.

Figura 21

Cobertura de gas natural por regiones



Adaptado de Informe del sector gas natural, cifras 2020, Promigas 2021.

En la Tabla 1 presentada por Promigas, se muestra el número de usuarios conectados al servicio de gas natural por regiones y que llegaron en 2020 a más de 10 millones en el territorio nacional que cuenta con el servicio.

Tabla1*Usuarios de gas natural por regiones*

| USUARIOS DE GAS NATURAL | | | | | | | | |
|-------------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|-------------------|-------------------------|-------------------|------------------------|
| Región | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | Región | TACC 2016-2020 | Variación 2019-2020 |
| Andina | 5.402.307 | 5.671.426 | 5.943.722 | 6.223.726 | 6.416.437 | Orinoquia y Amazonia | 6 % | 4 % |
| Caribe | 1.759.875 | 1.827.596 | 1.928.968 | 2.017.642 | 2.079.418 | Andina | 4 % | 3 % |
| Pacífica | 1.134.219 | 1.191.266 | 1.247.187 | 1.303.243 | 1.338.166 | Caribe | 4 % | 3 % |
| Orinoquia y Amazonia | 331.548 | 356.658 | 377.926 | 404.776 | 419.678 | Pacífica | 4 % | 3 % |
| Total | 8.627.949 | 9.046.946 | 9.497.803 | 9.949.387 | 10.253.699 | Total | 4 % | 3 % |

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

Nota. Informe del sector gas natural, cifras 2020. Adaptado de Promigas 2021.

Concluye además Promigas que en la región Andina restan por conectarse 148 municipios repartidos entre los 10 departamentos que la conforman; adicionalmente, la región Caribe es la más cercana a tener un cubrimiento del 100% pues de los ocho departamentos que la conforman, cuatro tienen el total de sus municipios cubiertos (Atlántico, Córdoba, Magdalena y La Guajira), en Bolívar, Sucre y Cesar aún falta por cubrir 10 municipios y finalmente San Andrés y Providencia que por su ubicación geográfica aún deben superarse los respectivos y complejos obstáculos.

1.5 Características del gas natural transportado en Colombia

En el país existe una regulación expedida por la Comisión Reguladora de Energía y Gas CREG que establece pautas mínimas que debe cumplir cualquier gas que se ingrese al sistema nacional de transporte SNT. Esta regulación recibe el nombre de Reglamento Único de Transporte RUT e indica en su sección 6.3 Calidad del gas, las especificaciones (ver tabla 2) con que debe cumplir el gas natural para ser transportado entre el punto de entrada al SNT garantizadas por el remitente o productor y que resultan las mismas que deberá poseer en el punto de salida del

sistema, esta vez garantizadas por el transportador. El documento en mención se denomina: Especificaciones de calidad del gas natural en el punto de entrada del sistema de transporte.

Tabla 2

Especificaciones de calidad del gas natural

| Especificaciones | Sistema Internacional | Sistema Inglés |
|--|------------------------|---------------------------|
| Máximo poder calorífico bruto (GHV) (Nota 1) | 42.8 MJ/m ³ | 1.150 BTU/ft ³ |
| Mínimo poder calorífico bruto (GHV) (Nota 1) | 35.4 MJ/m ³ | 950 BTU/ft ³ |
| Contenido de Líquido (Nota 2) | Libre de líquidos | Libre de líquidos |
| Contenido total de H₂S máximo | 6 mg/m ³ | 0.25 grano/100PCS |
| Contenido total de azufre máximo | 23 mg/m ³ | 1.0 grano/100PCS |
| Contenido CO₂, máximo en % volumen | 2% | 2% |
| Contenido de N₂, máximo en % volumen | 3 | 3 |

Contenido de 5% 5%
inertes máximo en %
volumen (Nota 3)

| | | |
|---|------|------|
| Contenido de oxígeno máximo en % volumen | 0.1% | 0.1% |
|---|------|------|

Contenido máximo 97 mg/m³ 6.0 Lb/MPCS
de vapor de agua

| | | |
|--------------------------------------|-------|--------|
| Temperatura de entrega máximo | 49 °C | 120 °F |
|--------------------------------------|-------|--------|

Temperatura de 7.2 °C 45 °F
entrega mínimo

| | | |
|---|-----------------------|-------------------|
| Contenido máximo de polvos y material en suspensión (Nota 4) | 1.6 mg/m ³ | 0.7 grano/1000 pc |
|---|-----------------------|-------------------|

Notas:

1. Todos los datos sobre metro o pie cúbicos de gas están referidos a Condiciones Estándar.
2. Los líquidos pueden ser: hidrocarburos, agua y otros contaminantes en estado líquido.
3. Se considera como contenido de inertes la suma de los contenidos de CO₂, nitrógeno y oxígeno.
4. El máximo tamaño de las partículas debe ser de 15 micrones.

Adaptado de (CREG, 2007), RESOLUCIÓN 054 DE 2007.

2 Aspectos del transporte de gas natural y la energía eléctrica en Colombia

2.1 Acerca de un Gasoducto

Al momento de transportar un fluido como el gas por medio de una tubería se requiere de imprimir una fuerza capaz de mover dicho fluido a través de kilómetros de distancia sin que el gas sufra cambios significativos en sus propiedades o características por efecto, por ejemplo, de los cambios en las temperaturas ambientales que se presentan a lo largo de los territorios que son atravesados por el tendido del sistema de transporte. Es por esto que se hace necesario usar estaciones de compresión ubicadas estratégicamente a lo largo de la línea de suministro, dichas estaciones deben ser operadas con máquinas compresoras que realizan la función de mantener la presión a lo largo de la tubería y que de esta forma se contrarresten las pérdidas debido a la fricción que tienen lugar en la superficie interior de la misma.

Entonces, para dar una idea de la aparente complejidad de un sistema de este tipo, se podría dar una definición más precisa de “Gasoducto” con la siguiente cita: Se entiende como gasoducto todas las partes de la instalación física a través de las cuales se mueve el gas, incluyendo tuberías, válvulas, accesorios, bridas (incluyendo espárragos y empaques), reguladores, recipientes a presión, amortiguadores de pulsación, válvulas de alivio, u otros accesorios unidos a la tubería, unidades compresoras, estaciones de medición y ensamblajes fabricados instaladas con el objeto de transportar el gas desde una o más fuentes de suministro a uno o más centros de distribución, o

a uno o varios grandes consumidores o para interconectar varias fuentes de suministro. (Camargo Sarmiento, 2016).

Figura 22

Construcción de un gasoducto



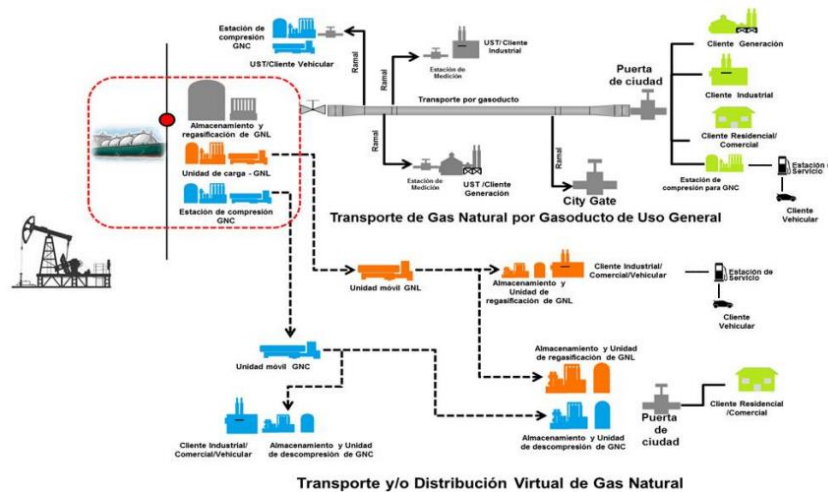
Adaptado de <https://www.eisenberg.com.mx/infraestructura/gasoductos/>

En cuanto a las tuberías usadas para construir gasoductos, estas y todos los componentes de este, deben cumplir con suficiente confiabilidad y resistencia o integridad pues el manejo de un gas a alta presión y velocidad así lo exige. Es por esto por lo que su diseño y manufactura se rigen por normas muy exigentes dictadas por organismos como el American Petroleum Institute (API) y el American Society of Mechanical Engineers (ASME). En lo que tiene que ver con las tuberías de gasoducto principal o troncal, estas suelen tener diámetros entre las 16 y las 48 pulgadas, las tuberías de derivación que entregan el gas hacia o desde la línea principal, tienen diámetros de entre 6 y 16 pulgadas y la mayoría de las tuberías que conforman redes entre países tienen diámetros de entre 24 y 36 pulgadas, todas fabricadas en acero al carbono de alta resistencia. Las tuberías de distribución a los usuarios se fabrican en plástico de alta calidad debido a que en esta etapa se requiere de flexibilidad, versatilidad y facilidad de mantenimiento (Paliwal & Yadab, 2019).

En cuanto a la clasificación de los gasoductos, estos se pueden clasificar de varias maneras. Por ejemplo, dependiendo de la naturaleza del medio de transporte se pueden nombrar los gasoductos convencionales como los gasoductos que unen las zonas de producción con estaciones de distribución y que están compuestos de tuberías, por otro lado, los gasoductos virtuales que usan camiones con tanques diseñados para transportar gas natural comprimido por carretera y a los que pueden añadirse los buques y camiones que transportan gas natural licuado (GNL) entre plantas de licuefacción y plantas de regasificación cruzando océanos y carreteras. Se puede observar en la figura 23 que los gasoductos convencionales, se pueden dividir a su vez en gasoductos troncales que se componen de tuberías de mayor diámetro y capacidad, gasoductos ramales o derivados que conectan las tuberías troncales con las llamadas City Gate o estaciones de recibo y distribución a ciudades cuyos diámetros y capacidades suelen ser menores a los troncales, y finalmente a partir de dichas city gate, están los gasoductos o redes de distribución a usuarios finales como los residenciales o vehiculares que suelen ser los de menor diámetro y capacidad de todos, así como también se diferencian en el material del que están fabricadas las tuberías, pues usualmente son tuberías de plástico de alta resistencia y ductilidad.

Figura 23

Configuración general de la cadena del gas natural



Adaptado

de

<https://boletinmineroenergetico.uexternado.edu.co/wpcontent/uploads/sites/14/2018/08/Modelos-de-Regulaci%C3%B3n-de-Gas-Natural-.pdf>

Otros tipos de gasoductos dependen de por donde se conduzca la tubería, por ejemplo, existen tuberías enterradas o subterráneas, tuberías sumergidas de tipo marino o agua dulce y tendidos de tubería superficiales, además un mismo gasoducto puede tener etapas de cada uno de los mencionados medios.

En cuanto a la presión de operación, esta es determinada por múltiples factores como el tipo y composición del gas a transportar, espaciamiento entre estaciones de compresión, longitud total del gasoducto, etc, pero en todo caso no debe exceder la presión de diseño establecida en base al tipo de material de la tubería. Esto último está regido por normas técnicas aplicables en cada región o país, en Colombia se aplican las normas Icontec NTC 3728 sobre gasoductos, líneas de

transporte y redes de distribución de gas y la norma NTC 3838 sobre gasoductos y presiones de operación entre otras.

Generalmente las líneas que conectan un centro de producción con una estación de recibo se llaman Líneas Primarias y operan a presiones altas, en contraste con las Líneas Secundarias que son las que conectan la salida de una City Gate con el usuario final y que operan a presiones más bajas que las primarias.

En resumen, un gasoducto está compuesto de:

- Tuberías de transmisión, o tramos de tubería que se interconectan y conforman una sola vía de transporte para el gas natural y cuya construcción requiere de un proceso complejo que incluye tener en cuenta aspectos como tipo de gas, presiones de operación, distancias a cubrir, capacidades volumétricas, etc. que son indispensables para el diseño del proyecto. Como se vio anteriormente, el material del que se fabrican estos tramos de tubería es acero y plástico especial, ambos de alta resistencia.
- Estaciones de compresión, que son necesarias para garantizar que el gas natural que fluye a través del gasoducto permanezca presurizado de manera homogénea a lo largo de toda su extensión. Para lograr lo anterior, es preciso comprimir el gas natural a lo largo de la tubería por cada tanta distancia como sea necesario mediante estaciones compresoras generalmente ubicadas a intervalos de 40 a 100 millas a lo largo de la tubería (NaturalGas.org, 2013).
- Estaciones de medición, requeridas porque estas estaciones permiten a las empresas de gasoductos monitorear el gas natural en sus tuberías. Esencialmente, estas estaciones de medición miden el flujo de gas a lo largo de la tubería y permiten a

las compañías de tuberías 'rastrear' el gas natural a medida que fluye a lo largo de la tubería. Estas estaciones de medición emplean medidores especializados para medir el gas natural a medida que fluye a través de la tubería, sin impedir su movimiento (NaturalGas.org, 2013).

- Válvulas y otros accesorios, que funcionan como puertas de enlace; por lo general, están abiertos y permiten que el gas natural fluya libremente, o se pueden usar para detener el flujo de gas a lo largo de una determinada sección de la tubería. Hay muchas razones por las que una tubería puede necesitar restringir el flujo de gas en ciertas áreas. Por ejemplo, si una sección de tubería requiere reemplazo o mantenimiento, las válvulas en cualquiera de los extremos de esa sección de tubería pueden cerrarse para permitir el acceso seguro de ingenieros y equipos de trabajo. Estas válvulas grandes se pueden colocar cada 5 a 20 millas a lo largo de la tubería y están sujetas a la regulación de los códigos de seguridad (NaturalGas.org, 2013).
- Estaciones de control con sistemas de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA), son estaciones que se requieren para monitorear y controlar los parámetros de funcionamiento del sistema. El gas natural es transportado a través del gasoducto desde un cliente productor hasta un cliente consumidor y es imperativo que esta transacción se haga de manera que cumpla a satisfacción los requerimientos de los mencionados clientes. Para lograr lo anterior, es necesario que se cuente con datos operativos provenientes de estaciones de monitoreo que permitan ejercer un control adecuado sobre el proceso de transporte del gas a lo largo de toda la tubería; los mencionados datos y las operaciones de control se

deben adquirir y ejercer respectivamente en forma ágil y oportuna usando herramientas de alta tecnología conocidas como sistemas SCADA.

Los datos se transmiten a una estación de control centralizada, lo que permite a los ingenieros de tuberías saber exactamente lo que sucede a lo largo de la tubería en todo momento. Esto permite reacciones rápidas ante fallas en el equipo, fugas o cualquier otra actividad inusual a lo largo de la tubería. Algunos sistemas SCADA también incorporan la capacidad de operar de forma remota ciertos equipos a lo largo de la tubería, incluidas las estaciones de compresores, lo que permite a los ingenieros en un centro de control centralizado ajustar de manera inmediata y sencilla las tasas de flujo en la tubería (NaturalGas.org, 2013).

2.2 Acerca de una estación de compresión

En líneas generales, las estaciones de compresión que forman parte de una red de gasoductos no siempre presentan la misma estructura. Esto es debido a que cada estación se diseña con criterios de operatividad de acuerdo con la necesidad planteada en cada escenario. Sin embargo, es posible señalar que existen puntos en común a todas las estaciones como por ejemplo el hecho de que requieran de compresores y estaciones de control y medición como mínimo.

Figura 24

Estación de compresión de gas natural Saipurú, YPFB, Bolivia



Adaptado de <https://www.yxfbtransporte.com.bo/nuestras-operaciones/sistemas-de-transporte-de-gas/saipuru/>

2.3 Configuración típica de una estación de compresión de gas natural

Teniendo en cuenta la función que una estación de compresión debe cumplir dentro de un gasoducto, se nombran a continuación los componentes más comunes que debe tener una estación típica (ver figura 25):

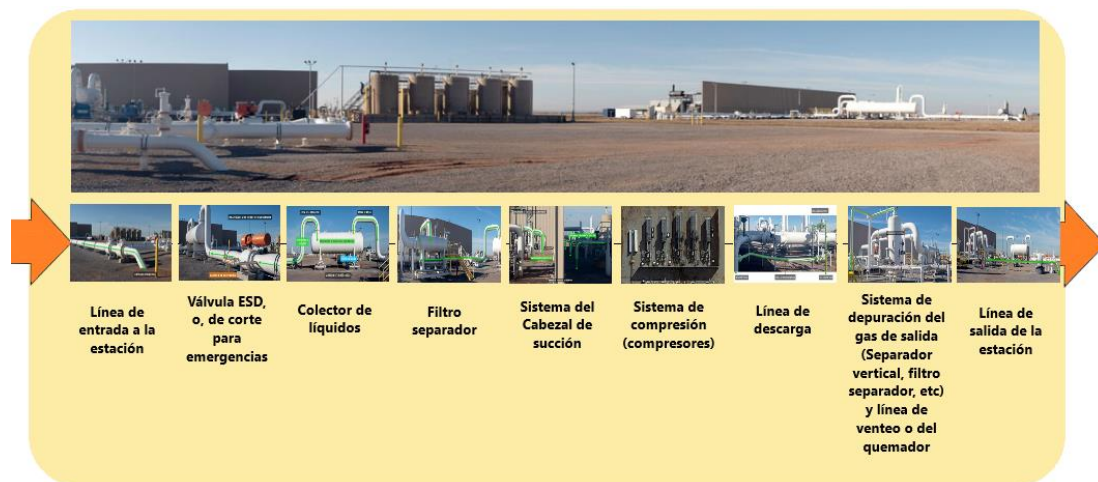
- Tubería o línea de entrada.
- ESD o Emergency Shut Down, por su sigla en inglés, es un sistema de parada de emergencia que opera una válvula de cierre en la tubería de entrada a la estación.
- Colector de líquidos que retiene los fluidos que se puedan haber condensado en la tubería.
- Filtro separador que retiene partículas, líquidos e impurezas remanentes.

- Cabezal de succión, que es un juego de tuberías, válvulas y dispositivos para operar las mismas, cuyo fin es garantizar que la presión de succión del compresor se mantenga estable. Este sistema evita que el compresor se apague ante un incremento o una caída en la presión de succión.
- Compresores reciprocantes o centrífugos movidos por motores eléctricos o por turbinas de gas generalmente.
- Línea de descarga para evacuar el gas comprimido y enfriado hacia la siguiente etapa.
- Separador vertical que se encarga de retirar los líquidos que se hayan podido condensar como producto del enfriamiento del gas tras la compresión. Además de comprimir gas natural, las estaciones compresoras también suelen contener algún tipo de separador de líquido, muy parecido a los que se utilizan para deshidratar el gas natural durante su procesamiento. Por lo general, estos separadores consisten en depuradores y filtros que capturan cualquier líquido u otras partículas no deseadas del gas natural en la tubería. Aunque el gas natural en las tuberías se considera gas 'seco', no es raro que una cierta cantidad de agua e hidrocarburos se condense fuera de la corriente de gas durante el tránsito. Los separadores de líquido en las estaciones de compresión aseguran que el gas natural en la tubería sea lo más puro posible y, por lo general, filtran el gas antes de la compresión (NaturalGas.org, 2013).
- Filtro de separación que, como el filtro ya relacionado en la entrada, removerá partículas, líquidos e impurezas.

- Quemador de gas que se requiere para eliminar excesos de gas durante procesos de arranque, apagado o por sobrepresiones en la línea.
- Tubería de salida de la estación.
- Sistemas de apoyo y seguridad como sistemas contra incendios, sistemas de seguridad perimetral, iluminación, vigilancia, etc.
- Sistema de control con capacidad de manejo remoto como los sistemas SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition).

Figura 25

Configuración de una estación de compresión de gas natural típica



Adaptado de <https://kimray.com/training/descripcion-general-del-equipo-de-una-estacion-de-compresion-de-gas-natural>

En síntesis, y teniendo en cuenta la función principal que debe cumplir una estación de compresión, toda su configuración está diseñada para mantener la presurización de un gasoducto a lo largo de su recorrido brindando la mayor seguridad en la operación. La presión de operación es uno de los parámetros más importantes en la hidráulica de un gasoducto. Este es un número

finito que varía entre la Máximo presión de operación permisible y una mínima requerida, pero está restringida por factores como el esfuerzo de cedencia del material de la tubería, el diámetro, el espesor de pared y por la clasificación de la localidad (Camargo Sarmiento, 2016).

En Colombia, los gasoductos operan regidos por regulaciones contempladas en la resolución Creg 163 de 2017 que establece el protocolo a seguir por los transportadores y los remitentes del Sistema Nacional de Transporte (SNT) para asegurar la estabilidad operativa de los gasoductos.

2.4 Selección de una estación de compresión como objeto de estudio

Como objeto de estudio, se optó por establecer un modelo de estación de compresión que cumpla con condiciones típicas para su funcionamiento haciendo acopio de datos que, aunque son extraídos de estaciones de compresión que realmente operan en el país, no comprometen la confidencialidad exigida por las empresas operadoras de estas. En este sentido, se optó por escoger una estación de compresión con las siguientes características:

Tabla 3

Especificaciones de estación de compresión de gas natural para estudio

| Especificaciones generales EDC para estudio | |
|--|------------------------------------|
| Capacidad | 83000 KPCD |
| Unidades compresoras | (2 X 1680 HP) = 3360 HP = 2506 KWH |
| Presión succión | 600 – 800 PSI |
| Presión de descarga | Máximo 1200 PSI |
| Consumo de gas combustible | 276 KPCD |

| | |
|---|--|
| Carga eléctrica instalada | 240 KWH |
| (sistemas auxiliares de apoyo y control) | |
| Ubicación geográfica | Valle medio del Magdalena |
| Coordenadas geográficas de un lote hipotético en la zona del Valle medio del Magdalena | Latitud: 6°29'12.27'' N Longitud: 74°25'34.45'' O |
| Total, Potencia requerida = 2750 KWH | |

Nota: Datos tomados como referencia a partir de datos reales de estaciones de compresión de similares características de operación.

2.5 Distribución geográfica de redes de gasoductos y redes eléctricas en Colombia

2.5.1 Infraestructura de gasoductos en Colombia

Las redes de gasoductos con sus estaciones de compresión, además de los principales campos de gas natural en Colombia se pueden observar de manera general en el mapa de la figura 26 publicado por la empresa colombiana de petróleos Ecopetrol.

Figura 26

Infraestructura del gas natural en Colombia



Adaptado de https://www.ecopetrol.com.co/multimedias_gas/Mapa_gasoductos_campos_gas.pdf

No obstante, cada gasoducto es operado por empresas distintas que cubren una región específica del país y esto también se puede mostrar según los mapas que se muestran y han sido publicados por algunas de las principales empresas que los operan y que se muestran a continuación así: en la figura 27 se observa la infraestructura de Promigas que opera en la zona norte del país.

Figura 27

Infraestructura de Promigas

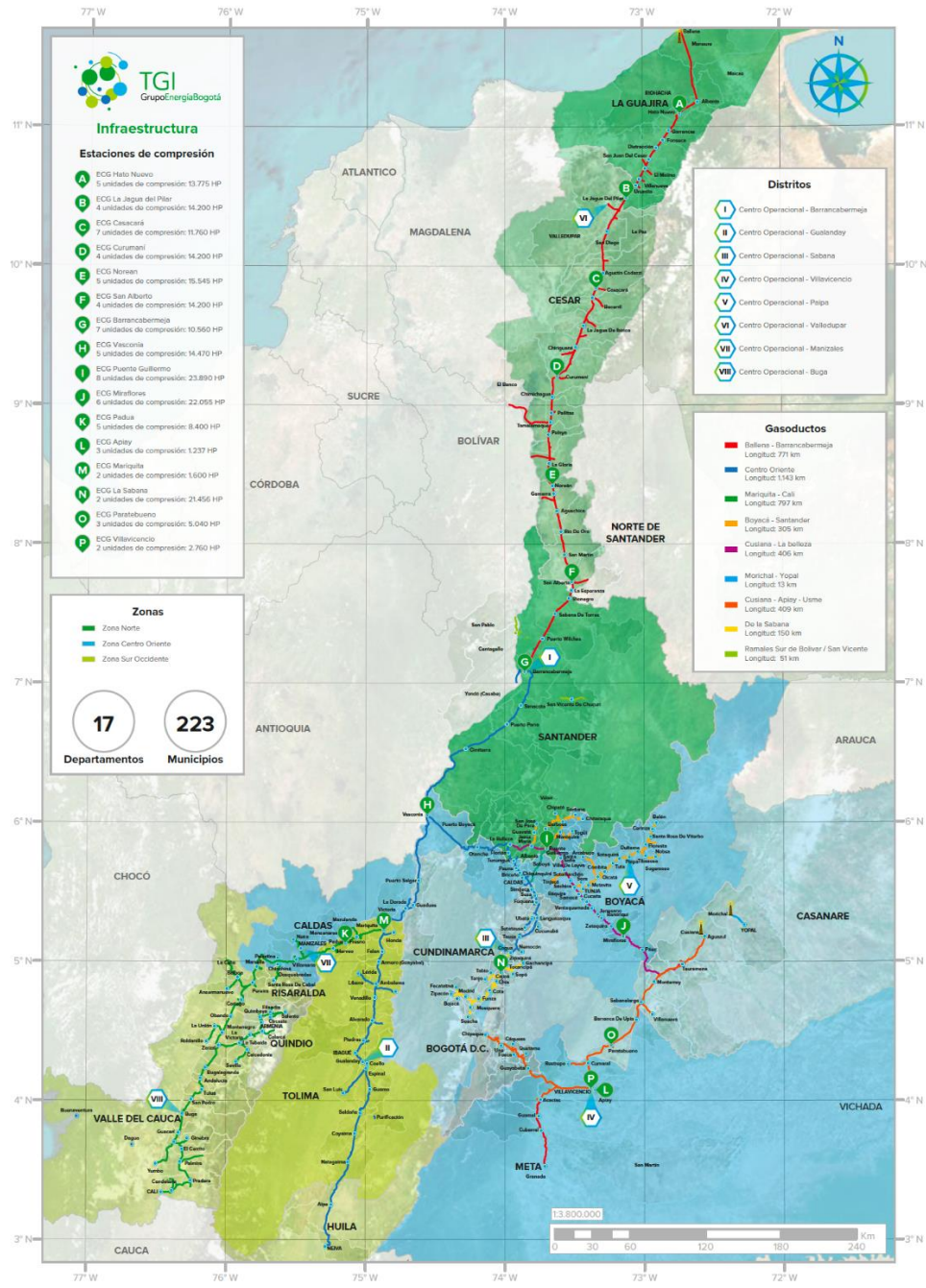


Adaptado de <https://www.promigas.com/BEO/Paginas/ProcedimientosOperacionales/Mapa-del-gasoducto.aspx>

En la figura 28 se observa la infraestructura de TGI que interconecta la zona central con la zona oriental y la zona sur.

Figura 28

Infraestructura de TGI



Adaptado de <https://www.tgi.com.co/nuestro-negocio/infraestructura>

En la figura 29 se observa la infraestructura de Promioriente que interconecta la zona central con la zona oriental.

Figura 29

Infraestructura de Promioriente

MAPA DEL GASODUCTO



Adaptado

de

<http://www.promioriente.com/Es/BEO/Paginas/ProcedimientosOperacionales/Mapa-del-gasoducto.aspx>

En la figura 30 se observa la infraestructura de Transmetano que opera en la zona occidental.

Figura 30

Infraestructura de Transmetano

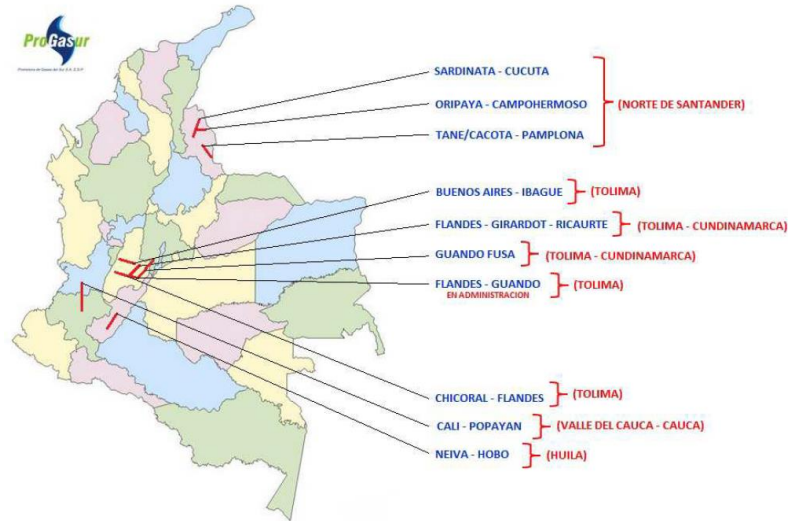


Adaptado de <http://www.transmetano.co/Es/BEO/Paginas/ProcedimientosOperacionales/Mapa-del-gasoducto.aspx>

En la figura 31 se observa la infraestructura de Progasur que opera la zona nor oriental y en la zona sur occidente.

Figura 31

Infraestructura de Progasur



Adaptado de <https://www.progasur.com.co/temas/1/17.pdf>

2.5.2 Infraestructura eléctrica en Colombia

Las redes de distribución de energía eléctrica en Colombia corresponden a dos tipos o sistemas: Sistema de Interconexión Nacional (SIN), y sistemas o Zonas No Interconectadas (ZNI). El STN o Sistema de Transmisión Nacional, es el sistema que está alimentando las zonas del país en donde se encuentra la mayor densidad poblacional como la zona centro, parte del oriente, parte del occidente y parte del sur junto a la zona norte o caribe tal y como se muestra en la figura 32. Dicho sistema de interconexión deriva en sistemas regionales o Sistemas de Transmisión Regional (STR) que se ven en la figura 33 y todos forman parte del SIN. Cabe anotar que es precisamente en estas zonas donde se encuentran también las grandes hidroeléctricas y termoeléctricas que abastecen el sistema.

En cuanto a las zonas no interconectadas o ZNI, es fácil ver en las figuras nombradas anteriormente que no existen redes de interconexión al SIN, pero esto no significa que no existan redes de abastecimiento en poblaciones y municipios. Sin embargo, sí existen muchas zonas que aún no cuentan con cobertura eléctrica. Frente a esto, existen planes gubernamentales de expansión que incluyen proyectos de generación, algunos de ellos basados en FNCER de acuerdo con las posibilidades de recursos existentes en cada zona y que se pueden observar en la figura 34.

Figura 32

Sistema de transmisión nacional (STN) actual



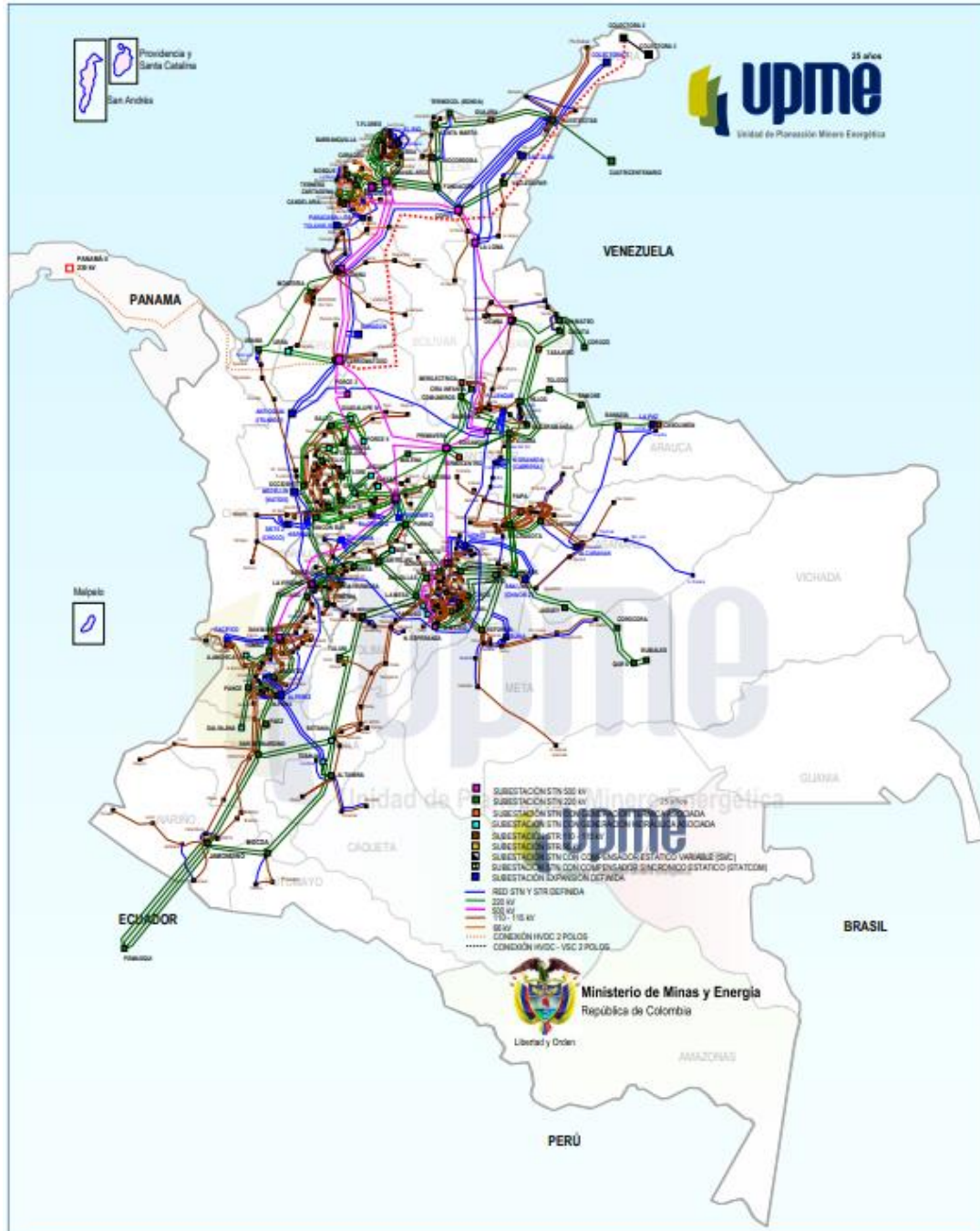
Adaptado

de

[http://sig.simec.gov.co/GeoPortal/images/pdf/UPME EN TRANSMISION PLAN ACTUAL_2019.pdf](http://sig.simec.gov.co/GeoPortal/images/pdf/UPME_EN_TRANSMISION_PLAN_ACTUAL_2019.pdf)

Figura 33

Sistema de transmisión nacional (STN) y sistema de transmisión regional (STR) actual



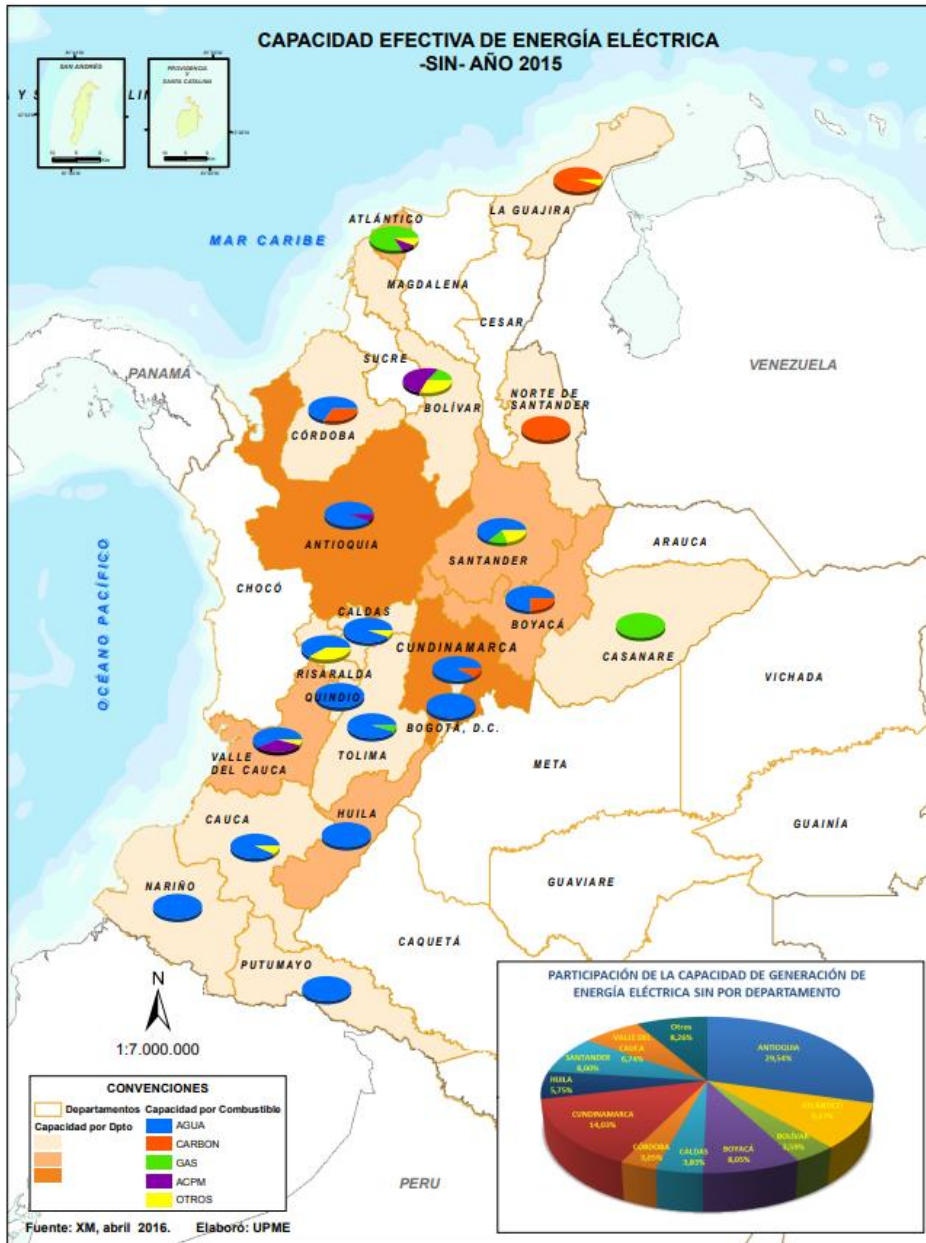
Adaptado

de

[http://sig.simec.gov.co/GeoPortal/images/pdf/UPME EN STN STR ACTUAL 2019.pdf](http://sig.simec.gov.co/GeoPortal/images/pdf/UPME_EN_STN_STR_ACTUAL_2019.pdf)

Figura 34

Capacidad de generación eléctrica del SIN



Adaptado

de

http://sig.simec.gov.co/GeoPortal/images/pdf/BOLETIN_2015/UPME_EN_Capacidad%20Efectivade%20EE_2015.pdf

2.6 Confiabilidad eléctrica

Se puede entender por confiabilidad eléctrica como el conjunto de políticas encaminadas a garantizar la prestación del servicio de manera ininterrumpida y con altos estándares de calidad en cualquier circunstancia de escasez o abundancia. Dicho esto, es fácil pensar en que para poder garantizar dicha confiabilidad se requiere comenzar por asegurar que existan las fuentes de energía necesarias, que exista una red adecuada de transporte de dicha energía que permita llegar hasta el usuario final y adicionalmente que exista un marco regulatorio que permita incentivar la inversión en proyectos energéticos que beneficien a toda la población del país entre otros.

En Colombia, fue en 1994 cuando se emitió la Ley 142 de servicios públicos y la Ley 143 Eléctrica que comenzó a cambiar el esquema que hasta ese momento estaba íntegramente en cabeza del estado y que dividió el sector eléctrico en cuatro grandes actividades a saber: generación, comercialización, transporte y distribución. Todo ello dio origen al cambio de un esquema netamente estatal al sistema actual en donde la inversión es privada y la regulación corre por cuenta del estado.

Una matriz de generación confiable, eficiente y competitiva es uno de los grandes activos que posee una economía. Los avances en materia de capacidad instalada, calidad en el servicio y una estabilidad en los precios son esenciales para la productividad de las empresas, pues aportan a una menor estructura de costos de producción, y brindan certidumbre acerca de la provisión de bienes y la prestación de servicios (Consejo Privado de Competitividad, 2019).

En 1996 con la Resolución 116, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) había desarrollado el Cargo por Capacidad, que se aplicó durante diez (10) años. Sin embargo, se encontró conveniente ajustarlo, dado que las inversiones no se venían dando al ritmo esperado. Por eso en octubre de 2006 se expidió un esquema sobre la metodología para la remuneración del

Cargo por Confiabilidad en el MEM (Mercado de Energía Mayorista), que reemplazaría al anterior esquema de Cargo por Capacidad; este buscaba garantizarles a los usuarios el beneficio de confiabilidad para la atención de la demanda en situaciones de escasez. Este mecanismo garantizaba un ingreso fijo anual por megavatio instalado (en USD/MWh), definido mediante subasta y aseguraba que los generadores se mantuvieran disponibles cuando se presentaran situaciones de escasez en el sistema, evitando un nuevo y temido racionamiento. Una normatividad que sigue vigente. También, les permitió a los generadores contar con un ingreso de dinero fijo independientemente de la generación diaria en el mercado mayorista asignando el Cargo por Confiabilidad por un periodo de hasta 20 años a plantas nuevas. De esta forma, se reducía el riesgo de su inversión. En últimas, dicha confiabilidad se hacía recíproca y sentaría las bases de nuevos compromisos y el crecimiento del parque de generadores del país (CREG, 2019).

Al respecto de lo anterior, la CREG en su documento 038 de julio de 2004 titulado PROPUESTA PARA LA DETERMINACIÓN Y ASIGNACIÓN DEL CARGO POR CONFIABILIDAD EN EL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA argumentaba como propósitos que:

- Uno de los principales objetivos del regulador dentro de un mercado liberalizado de energía, es que exista la suficiente capacidad instalada de generación para abastecer la demanda futura.
- Es así como el regulador debe propender por garantizar una confiabilidad en el suministro, la cual no necesariamente se garantiza a través del mercado, dadas las imperfecciones que se presentan en su funcionamiento.
- La confiabilidad se puede desagregar en dos condiciones:

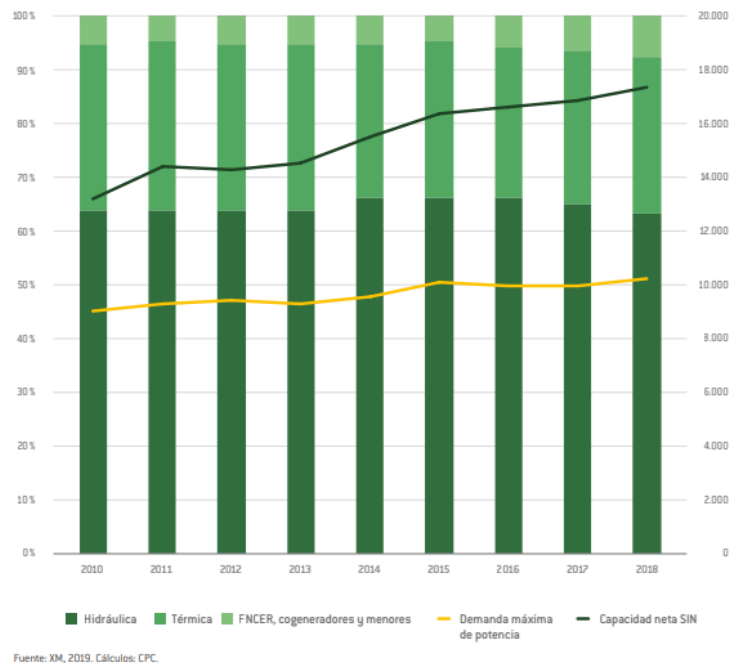
La primera una condición relacionada con la seguridad en la operación del sistema, esta condición es de corto plazo y en esencia se refiere a la capacidad de respuesta del sistema ante eventualidades en la demanda o en la oferta. La segunda condición está relacionada con la suficiencia en el abastecimiento, que corresponde a un concepto de mediano y largo plazo, y se refiere a la capacidad del sistema de atender la demanda futura de energía de este. En este sentido es claro que lo que se requiere es: i) motivar la inversión en generación de punta, logrando la estabilización de los ingresos de los generadores. En general, esta generación resulta más costosa comparada con la generación que se requiere en la operación normal del sistema, y ii) otorgar señales de inversión para que nuevos proyectos entren a competir en el largo plazo y para que los existentes permanezcan en el mercado. En la mayoría de los casos los diseños de mecanismos de pago por confiabilidad consideran la condición de largo plazo.

- El inversionista, que en general es adverso al riesgo de no recuperar sus capitales, en un mercado real de energía se puede abstener de invertir. Como ya se dijo, el mercado real de energía tiene imperfecciones que conducen a que el precio del mercado no necesariamente refleje las condiciones de la oferta y la demanda.
- Por otra parte, dadas las altas volatilidades en los precios del mercado, se genera incertidumbre que el inversionista valora como un mayor nivel de riesgo en la inversión. Así mismo los usuarios prefieren no recibir una señal de precios volátil, con lo cual están dispuestos a asumir dicho costo. Es por esto que la reducción razonable de la volatilidad, tanto desde el punto de vista de los usuarios como de

los inversionistas, se constituye igualmente, en un elemento importante dentro de los propósitos del cargo.

Si bien el Cargo por Confiabilidad comenzó a operar desde diciembre de 2006, la primera asignación de OEF (Oferta de Energía Firme) mediante subastas se realizó en mayo de 2008 y solo tuvo vigencia a partir de diciembre de 2012. Desde su inicio, se han adelantado tres procesos de subastas: la primera en 2008, la segunda en 2011 y una tercera en 2019, cuya vigencia inicia en diciembre de 2022. Todos estos esfuerzos han permitido sortear con éxito los fenómenos de El Niño 2009-2010 y 2015-2016 sin ningún racionamiento de energía. Un logro digno de mención (CREG, 2019).

La figura 35 ilustra cómo la capacidad efectiva neta del SIN ha estado por encima de la demanda máxima de potencia en el país entre los años 2010 a 2018 y muestra también el crecimiento de la oferta de energía cuyo origen son las FNCER.

Figura 35*Capacidad efectiva del SIN y demanda máxima de potencia 2010-2018*

Adaptado de (Consejo Privado de Competitividad, 2019)

También es posible notar que la participación de la energía proveniente de hidroeléctricas es de más del 60% y las termoeléctricas aportan aproximadamente el 30% de la oferta energética en ese año. Todo lo anterior muestra claramente una tendencia al incremento de la oferta energética por cuenta de nuevas tecnologías como las FNCER y esto indicaría que las políticas establecidas por el gobierno nacional en este sentido han rendido sus frutos, augurando que la diversificación de la oferta responderá adecuadamente a la creciente demanda en el país. Al respecto, en la opinión del CPC se puede leer: En ese sentido, extender la capacidad instalada de las fuentes no convencionales de energías renovables (FNCER), asegurar la adecuada provisión de combustibles fósiles y optimizar la metodología de cálculo del caudal ambiental, podrían ayudar en este aspecto.

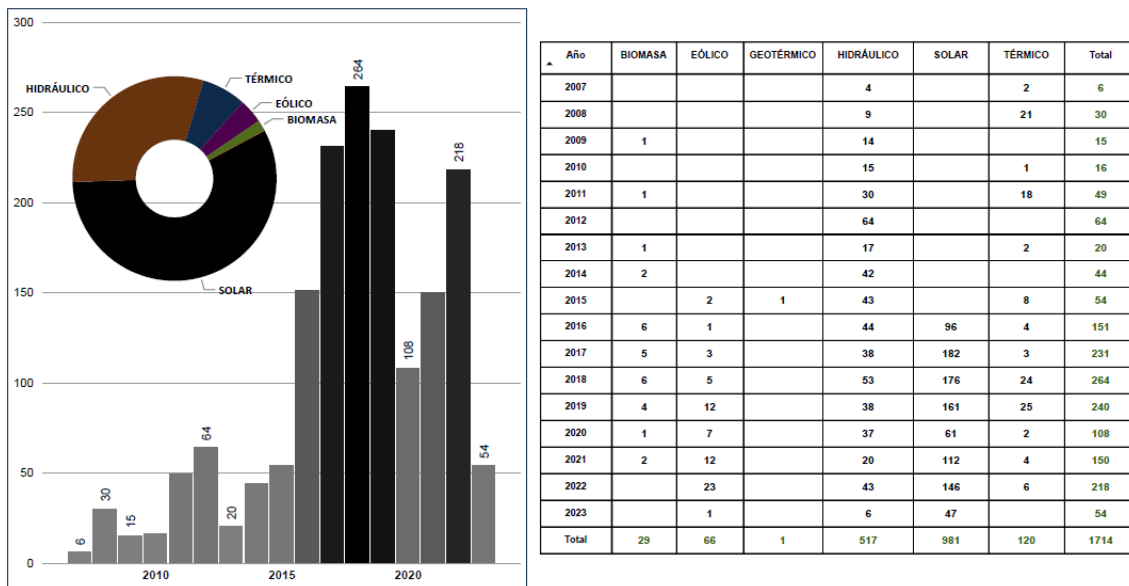
En línea con lo anterior, en el banco de proyectos de generación eléctrica con registro vigente ante la UPME, los proyectos solares representan la mayor participación en número.

Para ilustrar lo dicho por el CPC en su documento del año 2018, se realizó una consulta del informe de registro de proyectos de generación publicado por la UPME con corte a marzo 31 de 2023 en el que se puede corroborar la validez de dichas afirmaciones.

Para empezar, se puede ver en la figura 36 que a partir del año 2016 se inició un ritmo acelerado de inscripción de proyectos solares y que al año 2023 representa el mayor crecimiento de todas las fuentes de energía ofertadas en el país.

Figura 36

Cantidad de proyectos presentados con corte a marzo de 2023



Adaptado de (UPME, 2023)

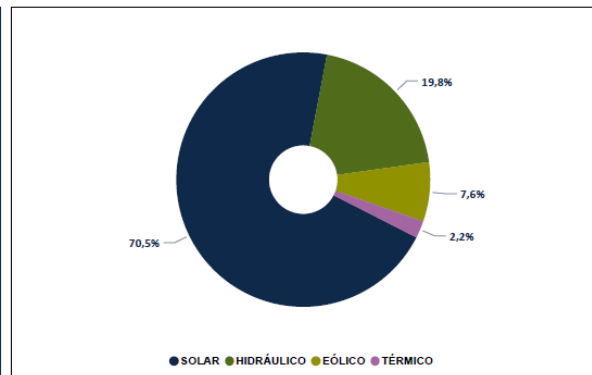
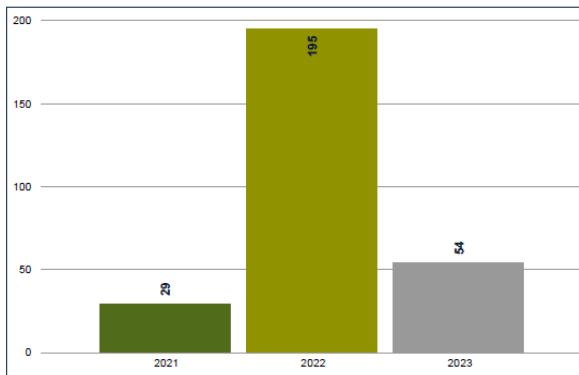
En la figura 37 es posible advertir que, en concordancia con la inscripción, los proyectos solares mantienen el más alto porcentaje de vigencia que es del 70.5%.

Figura 37

Número de proyectos vigentes con corte a marzo de 2023

| Año | EÓLICO | HIDRÁULICO | SOLAR | TÉRMICO | Total |
|-------|--------|------------|-------|---------|--------|
| 2021 | 1,1% | 2,2% | 7,2% | | 10,4% |
| 2022 | 6,1% | 15,5% | 46,4% | 2,2% | 70,1% |
| 2023 | 0,4% | 2,2% | 16,9% | | 19,4% |
| Total | 7,6% | 19,8% | 70,5% | 2,2% | 100,0% |

| Año | EÓLICO | HIDRÁULICO | SOLAR | TÉRMICO | Total |
|-------|--------|------------|-------|---------|-------|
| 2021 | 3 | 6 | 20 | | 29 |
| 2022 | 17 | 43 | 129 | 6 | 195 |
| 2023 | 1 | 6 | 47 | | 54 |
| Total | 21 | 55 | 196 | 6 | 278 |

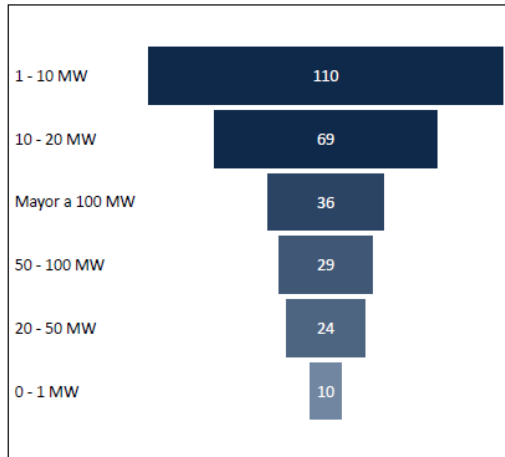


Adaptado de (UPME, 2023)

En cuanto a la potencia de los proyectos, se observa en la figura 38 que la gran mayoría están representados por proyectos de entre 1 – 10 MW y la minoría son los proyectos de entre 0 - 1 MW.

Figura 38

Proyectos vigentes por potencia con corte a marzo de 2023



| ▲ Rango | EÓLICO | HIDRÁULICO | SOLAR | TÉRMICO | Total |
|----------------|-----------|------------|------------|----------|------------|
| 0 - 1 MW | | 1 | 9 | | 10 |
| 1 - 10 MW | 2 | 25 | 83 | | 110 |
| 10 - 20 MW | | 20 | 49 | | 69 |
| 20 - 50 MW | 5 | 5 | 11 | 3 | 24 |
| 50 - 100 MW | | 1 | 28 | | 29 |
| Mayor a 100 MW | 14 | 3 | 16 | 3 | 36 |
| Total | 21 | 55 | 196 | 6 | 278 |

| ▲ Rango | EÓLICO | HIDRÁULICO | SOLAR | TÉRMICO | Total |
|----------------|-------------|--------------|--------------|-------------|---------------|
| 0 - 1 MW | | 0,4% | 3,2% | | 3,6% |
| 1 - 10 MW | 0,7% | 9,0% | 29,9% | | 39,6% |
| 10 - 20 MW | | 7,2% | 17,6% | | 24,8% |
| 20 - 50 MW | 1,8% | 1,8% | 4,0% | 1,1% | 8,6% |
| 50 - 100 MW | | 0,4% | 10,1% | | 10,4% |
| Mayor a 100 MW | 5,0% | 1,1% | 5,8% | 1,1% | 12,9% |
| Total | 7,6% | 19,8% | 70,5% | 2,2% | 100,0% |

Adaptado de (UPME, 2023)

Teniendo en cuenta, que aún existen en el país varias Zonas No Interconectadas o ZNI de las cuales muchas nunca han tenido acceso al recurso eléctrico por diferentes circunstancias, las FNCER se convierten en la opción más recomendable hoy por hoy. Al respecto, se puede observar en las figuras 39 a la 42, la oferta de proyectos vigentes por tecnología solar, eólica, hidráulica y térmica respectivamente.

Figura 39

Principales proyectos solares vigentes con corte a marzo de 2023

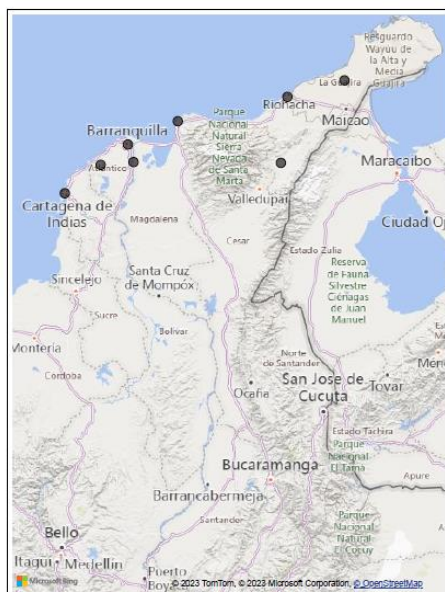


| Municipio-Departamento | Nombre Proyecto | Capacidad MW | Estado | Entrada Operacion |
|----------------------------------|---|--------------|--------|-------------------|
| ALBANIA, LA GUAJIRA | GRANJA SOLAR CHIVO MONO I | 750 | Fase 1 | 30/08/2025 |
| EL CERRITO, VALLÉ DEL CAUCA | HELIOS SAN MARCOS 300 MHWAC | 300 | Fase 1 | 30/12/2025 |
| RIO DE ORO, CESAR | PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO TURPIALES 278,6 MW | 279 | Fase 2 | 31/12/2024 |
| MANAURE, LA GUAJIRA | PARQUE EÓLICO LA SABANA | 250 | Fase 1 | 01/08/2027 |
| EL PASO, CESAR | SC SOLAR SAN MARTIN 300 MWP | 240 | Fase 2 | 01/06/2025 |
| EL COPEY, CESAR | PARQUE SOLAR SAN JOSÉ (200 MW) | 200 | Fase 1 | 31/12/2025 |
| EL COPEY, CESAR | PLANTA SOLAR LAS PALMERAS | 200 | Fase 2 | 01/12/2025 |
| PONEDERA, ATLANTICO | PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO GUAYEPO III 200 MW Y SU LINEA DE EVACUACIÓN DE 500 KV | 200 | Fase 2 | 30/12/2023 |
| SANTA ROSA, BOLIVAR | LA ORQUÍDEA | 200 | Fase 2 | 31/12/2025 |
| URIBIA, LA GUAJIRA | TOLOKOT | 200 | Fase 1 | 01/08/2027 |
| EL PASO, CESAR | CAÑAHUATE II | 190 | Fase 1 | 30/12/2024 |
| EL MOLINO, LA GUAJIRA | PLANTA FOTOVOLTAICA SOLAR GUARDIENTERA - PV | 181 | Fase 2 | 29/12/2025 |
| PUERTO BOYACA, BOYACA | PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO LOS PINOS 180 MW | 180 | Fase 2 | 31/12/2026 |
| IBAGUE, TOLIMA | SHANGRI-LA | 160 | Fase 2 | 31/12/2023 |
| MONTELIBANO, CORDOBA | SAN JORGE FOTOVOLTAICO | 135 | Fase 1 | 31/12/2025 |
| LA DORADA, CALDAS | PARQUE SOLAR PORTÓN DEL SOL | 102 | Fase 3 | 31/12/2023 |
| CAMPOLEGRE, HUILA | FRANK 100 MW | 100 | Fase 2 | 30/11/2025 |
| ESPINAL, TOLIMA | HELIOS TOLIMA ESPINAL I (100 MW) | 100 | Fase 1 | 30/12/2025 |
| IBAGUE, TOLIMA | TWIN 1 | 100 | Fase 2 | 30/11/2024 |
| IBAGUE, TOLIMA | TWIN 2 | 100 | Fase 2 | 30/11/2024 |
| NARIÑO, CUNDINAMARCA | BARZALOSA 100 MW | 100 | Fase 2 | 30/12/2025 |
| TOLLUVIEJO, SUCRE | ANDRÓMEDA | 100 | Fase 2 | 31/12/2023 |
| CHINU, CORDOBA | PARQUE SOLAR EL CAMPANO | 100 | Fase 2 | 30/06/2023 |
| MONTERIA, CORDOBA | PV LA UNIÓN | 100 | Fase 2 | 31/12/2023 |
| RIO DE ORO, CESAR | PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO AZUCENOS 99.9 MW | 100 | Fase 2 | 31/01/2024 |
| TURBO, ANTIOQUIA | PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO MANGLARES 99.9 MW | 100 | Fase 2 | 01/01/2024 |
| VILLAVICENCIO, META | BOSQUES SOLARES DE LOS LLANOS 7 | 100 | Fase 2 | 31/12/2023 |
| BOLIVAR, CAUCA | LAS MARÍAS | 100 | Fase 2 | 31/12/2024 |
| PUEBLO NUEVO, CORDOBA | PROYECTO EFIGEN C04 x 99 | 99 | Fase 1 | 31/12/2025 |
| SAN ANDRÉS DE SOTAVENTO, CORDOBA | PROYECTO EFIGEN C03 x 99 | 99 | Fase 1 | 31/12/2025 |
| SITIONUEVO, MAGDALENA | PARQUE EÓLICO OFFSHORE DEL ATLÁNTICO | 99 | Fase 1 | 31/12/2025 |

Adaptado de (UPME, 2023)

Figura 40

Principales proyectos eólicos vigentes con corte a marzo de 2023



| Municipio-Departamento | Nombre Proyecto | Capacidad MW | Estado | Entrada Operacion |
|--------------------------------|---|--------------|--------|-------------------|
| BARRANQUILLA, ATLANTICO | OWF GALEON | 825 | Fase 1 | 08/06/2032 |
| CARTAGENA, BOLIVAR | OWF BITÁCORA | 510 | Fase 1 | 08/06/2032 |
| PIOJÓ, ATLANTICO | SAN MARTIN ENERGY GREEN | 300 | Fase 2 | 01/01/2025 |
| RIOHACHA, LA GUAJIRA | PARQUE EÓLICO EL AHUMADO | 50 | Fase 2 | 31/12/2023 |
| SAN JUAN DEL CESAR, LA GUAJIRA | PARQUE EÓLICO SIRIUS | 150 | Fase 1 | 31/12/2025 |
| SAN JUAN DEL CESAR, LA GUAJIRA | PARQUE EÓLICO NEPTUNO | 150 | Fase 1 | 31/12/2026 |
| SANTA CATALINA, BOLIVAR | PARQUE EÓLICO OFFSHORE VIENTOS ALISIOS | 200 | Fase 1 | 08/12/2025 |
| SANTA CATALINA, BOLIVAR | PARQUE EÓLICO VIENTOS DE BOLÍVAR | 150 | Fase 2 | 31/12/2025 |
| SANTA MARTA, MAGDALENA | OWF GOLETA | 825 | Fase 1 | 08/02/2032 |
| SANTA MARTA, MAGDALENA | OWF BERGANTIN | 825 | Fase 1 | 08/06/2032 |
| SITIONUEVO, MAGDALENA | CÉFIRO I | 1 | Fase 1 | 01/11/2024 |
| SITIONUEVO, MAGDALENA | CÉFIRO II | 7 | Fase 1 | 01/11/2024 |
| URIBIA, LA GUAJIRA | JOUTTALEIN SAS | 150 | Fase 1 | 01/07/2026 |
| URIBIA, LA GUAJIRA | PARQUE EÓLICO MOTOSIRA | 300 | Fase 1 | 01/12/2026 |
| URIBIA, LA GUAJIRA | OWF ASTROLABIO | 825 | Fase 1 | 08/02/2032 |
| URIBIA, LA GUAJIRA | OWF BARLOVENTO | 825 | Fase 1 | 08/02/2032 |
| URIBIA, LA GUAJIRA | OWF BARLOVENTO I | 50 | Fase 1 | 31/12/2034 |
| URIBIA, LA GUAJIRA | OWF BARLOVENTO II | 50 | Fase 1 | 31/12/2034 |
| URIBIA, LA GUAJIRA | OWF BARLOVENTO III | 50 | Fase 1 | 31/12/2034 |
| URIBIA, LA GUAJIRA | OWF BARLOVENTO IV | 50 | Fase 1 | 31/12/2034 |
| URIBIA, LA GUAJIRA | PARQUE EÓLICO CERRITO (ANTES ANDREA JUSAYU) | 378 | Fase 2 | 30/06/2025 |

Adaptado de (UPME, 2023)

Figura 41

Principales proyectos hidráulicos vigentes con corte a marzo de 2023



| Municipio-Departamento | Nombre Proyecto | Capacidad MW | Estado | Entrada Operacion |
|----------------------------|---|--------------|--------|-------------------|
| EL TAMBO, CAUCA | PROYECTO HIDROELECTRICO MICAY | 800 | Fase 1 | 20/03/2029 |
| CHAPARRAL, TOLIMA | PROYECTO HIDRO ELECTRICO HIDRO IRCO | 200 | Fase 1 | 01/02/2026 |
| SAMANA, CALDAS | PROYECTO HIDROELECTRICO SAMANÁ MEDIO | 183 | Fase 1 | 01/01/2030 |
| URRAO, ANTIOQUIA | CH SABANAS | 90 | Fase 1 | 01/12/2028 |
| CHAPARRAL, TOLIMA | PROYECTO HIDROELECTRICO DEL RÍO AMBEIMA | 45 | Fase 2 | 01/11/2026 |
| ANDES, ANTIOQUIA | CENTRAL HIDROELECTRICA (CH) EL LIMÓN | 39 | Fase 2 | 01/12/2026 |
| GUEPSA, SANTANDER | PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA EL RINCÓN | 39 | Fase 1 | 01/11/2026 |
| GUEPSA, SANTANDER | PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA GÜEPSA | 36 | Fase 1 | 01/03/2026 |
| SUAITA, SANTANDER | PROYECTO HIDROELÉCTRICO ALTAMIRA | 21 | Fase 2 | 31/03/2026 |
| DABEIBA, ANTIOQUIA | PCH LA GEMA | 20 | Fase 1 | 01/01/2026 |
| PUEBLO RICO, RISARALDA | PRTB | 20 | Fase 2 | 30/11/2028 |
| PUEBLO RICO, RISARALDA | PRTF | 20 | Fase 2 | 30/11/2028 |
| PUENTE NACIONAL, SANTANDER | PCH PLANADA | 20 | Fase 2 | 15/12/2025 |
| SAMANA, CALDAS | PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA RÍO HONDO | 20 | Fase 2 | 01/12/2026 |
| SAN ANDRES, ANTIOQUIA | PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA CHORRERITAS | 20 | Fase 3 | 30/01/2025 |
| SUAITA, SANTANDER | SANTA ROSA | 20 | Fase 2 | 30/08/2025 |
| YOLOMBO, ANTIOQUIA | PROYECTO HIDROELÉCTRICO CAMILO C. RESTREPO | 20 | Fase 1 | 01/05/2026 |
| ALEJANDRIA, ANTIOQUIA | PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA NARE | 20 | Fase 2 | 30/06/2025 |
| EL COLEGIO, CUNDINAMARCA | PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA PCH ANAPOIMA | 18 | Fase 1 | 20/06/2025 |
| PUENTE NACIONAL, SANTANDER | PCH SALITRE | 16 | Fase 2 | 15/12/2025 |

Adaptado de (UPME, 2023)

Figura 42

Principales proyectos térmicos vigentes con corte a marzo de 2023



| Municipio-Departamento | Nombre Proyecto | Capacidad MW | Estado | Entrada Operacion |
|-------------------------------|-----------------|--------------|--------|-------------------|
| BARRANQUILLA, ATLANTICO | FLORES V | 50 | Fase 2 | 01/12/2025 |
| BARRANQUILLA, ATLANTICO | FLORES VI | 50 | Fase 2 | 01/12/2025 |
| BARRANQUILLA, ATLANTICO | FLORES VII | 50 | Fase 2 | 01/12/2025 |
| SOLEDAD, ATLANTICO | TB05 | 320 | Fase 2 | 01/12/2025 |
| BUENAVENTURA, VALLE DEL CAUCA | TERMOANDES | 270 | Fase 1 | 02/03/2026 |
| CARTAGENA, BOLIVAR | TERMOPALMERO 2 | 270 | Fase 2 | 01/12/2027 |

Adaptado de (UPME, 2023)

Además de la confiabilidad, el precio de la energía también es un componente fundamental para garantizar la competitividad de una economía y el bienestar de sus ciudadanos. En ese sentido, se hace necesario la adopción de instrumentos que garanticen la estabilidad en los precios. Entre estos se encuentran asegurar una oferta de energía en firme eficiente competitiva en el largo plazo, continuar impulsando la autogeneración y la respuesta de la demanda, desarrollar una estrategia de abastecimiento de gas natural a precios competitivos e impedir el aumento de las Transferencias del Sector Eléctrico (TSE). Finalmente, en lo que respecta a la calidad del servicio y a la eficiencia en el uso del recurso, el país presenta amplias brechas a nivel regional en cuanto a la duración y la frecuencia con la que se da la interrupción del servicio. De manera que los esfuerzos encaminados a mejorar las herramientas de medición, monitoreo y control son fundamentales para que los ciudadanos tengan un acceso oportuno y confiable al suministro eléctrico (Consejo Privado de Competitividad, 2019).

3 Descripción de las tecnologías para aprovechamiento de las FNCER propuestas

Para hablar de las fuentes no convencionales de energía renovable o FNCER, es necesario en primer lugar, establecer el contexto adecuado que mostrará de qué se habla a la hora de mencionarlas.

La clasificación de los tipos de energía obedece a varios criterios que se han establecido a nivel mundial y que muchos autores de literatura especializada utilizan con este fin. Criterios como si la fuente de la energía es primaria o secundaria, si es una fuente convencional o no y si se trata

de una fuente de energía renovable o lo contrario. A continuación, se explicará brevemente en qué consiste cada criterio.

- Según la relación entre su obtención y el uso, se pueden clasificar en energías primarias aquellas que se obtienen directamente de la naturaleza y que pueden emplearse de la misma forma como el carbón y los hidrocarburos; y, por otro lado, las energías secundarias que son aquellas obtenidas a partir de la transformación de las energías primarias como la electricidad y los combustibles derivados de los hidrocarburos.
- Según la forma en que se encuentran en la naturaleza, es decir si la fuente es convencional (o lo que es lo mismo desarrollada técnicamente) o no convencional (alternativa) y cuya obtención está actualmente sujeta al avance en el desarrollo tecnológico de la industria energética.
- Según la abundancia en la disponibilidad del recurso, se habla de energías renovables cuando el origen de dichas energías es considerado inagotable como por ejemplo la luz solar, el viento y las mareas. Entonces se conocen como energías no renovables a aquellas cuya obtención depende de recursos finitos. Las fuentes de energías no renovables son aquellas que existen en una cantidad limitada en la naturaleza. La demanda mundial de energía en la actualidad se satisface en un 94% con este tipo de fuentes: carbón, petróleo, gas natural y uranio (Nuclear, 2022).
- Según su impacto ambiental, (Structuralia, 2022) cita: En este sentido, es importante resaltar que el término “renovable” solo hace referencia a la capacidad de renovación del recurso natural utilizado. Por tanto, no es necesariamente lo mismo una energía renovable a una energía limpia o ecológica, ya que dentro de las

renovables también hay energías contaminantes. Por esta razón, las renovables se clasifican en 2 categorías en función de su impacto ambiental: no contaminantes y contaminantes.

El presente escrito se centrará entonces en tratar con las energías renovables cuya fuente es no convencional y que en la actualidad tecnológica del mundo están en estado de pleno desarrollo, como la energía solar, eólica y mareomotriz, por ejemplo.

Es importante precisar que las energías renovables no son un concepto que debe aplicarse indistintamente frente al concepto de energías alternativas, por cuanto tienen sus diferencias. A menudo se suele confundir el concepto de energías alternativas frente a las energías renovables, pero tal confusión obedece a la misma concepción que se tiene frente a los combustibles fósiles. Se debe precisar que, se han trabajado estos conceptos de manera indistinta, pero solo para efectos prácticos, resaltando que las energías tanto renovables como alternativas son conceptos distintos (Pereira Blanco, 2015).

Según lo anterior, se infiere que las energías alternativas suelen confundirse con energías renovables, a pesar de que una energía alternativa no necesariamente es renovable como, por ejemplo, la energía obtenida de la biomasa. De acuerdo con esto, se puede decir que energía renovable es cualquier tipo de energía que se obtiene de fuentes naturales de duración considerada infinita (o que se regeneran de forma natural) y que no emiten gases de efecto invernadero.

Debido a que los términos utilizados para nombrar las diferentes fuentes de energía tienden a generar alguna confusión a la luz de las interpretaciones técnicas y jurídicas, es necesario aclarar que en el presente trabajo se ha acuñado el término correspondiente con la sigla FNCER, atendiendo principalmente las orientaciones que jurídicamente se han emitido por parte de

organismos gubernamentales colombianos en tal sentido como por ejemplo la Ley 697 de 2001 que dice por ejemplo: Fuentes No Convencionales: Para efectos de la presente ley son fuentes no convencionales de energía, aquellas fuentes de energía disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleadas o son utilizadas de manera marginal y no se comercializan ampliamente.

Adicionalmente, la Ley 1715 de 2014 (y cuyo objeto es: promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía sistemas de almacenamiento de tales fuentes y uso eficiente de la energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las zonas no interconectadas, en la prestación de servicios públicos domiciliarios, en la prestación del servicio de alumbrado público y en otros usos energéticos como medio necesario para el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad de abastecimiento energético), presenta en su inciso 16 la siguiente definición de las FNCE: Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE). Son aquellos recursos de energía disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleados o son utilizados de manera marginal y no se comercializan ampliamente. Se consideran FNCE la energía nuclear o atómica y las FNCER. Otras fuentes podrán ser consideradas como FNCE según lo determine la UPME.

Ya en el inciso 17 de esta misma Ley se definen las FNCER: Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER). Son aquellos recursos de energía renovable disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleados o son utilizados de manera marginal y no se comercializan ampliamente. Se consideran FNCER la biomasa, los

pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, la geotérmica, la solar y los mares. Otras fuentes podrán ser consideradas como FNCER según lo determine la UPME.

3.1 Tipos de FNCER

Se consideran de este tipo las siguientes fuentes de energía:

- Energía Solar, que se divide en: Energía solar fotovoltaica que aprovecha la radiación solar para generar electricidad valiéndose de paneles solares o placas fotovoltaicas y la energía solar térmica o termo solar que aprovecha la radiación solar para generar calor que producirá vapor y este a su vez genera electricidad por medio del accionamiento de un generador.
- Energía Eólica que aprovecha los vientos y corrientes de aire para generar electricidad accionando un generador.
- Energía Mareomotriz que usa la energía cinética que producen las mareas al subir o bajar para mover un generador y generar electricidad.
- Energía Udimotriz que al igual que la mareomotriz aprovecha el mar, pero en este tipo de energía se acciona un convertidor udimotriz para convertir la energía mecánica del oleaje en electricidad.
- Energía Geotérmica que se basa en transportar calor desde el interior de la tierra usando aguas subterráneas o conducción a través de las rocas con el fin de calentar agua para generar vapor y finalmente accionar un generador eléctrico o tuberías de calefacción.
- Energía por Biomasa que consiste en usar materia orgánica como combustible para aprovechar el calor en la generación de energía eléctrica.

- Energía Hidroeléctrica que aprovecha la energía cinética y potencial de reservas de agua para mover generadores de energía eléctrica. Según la ley 1715 de 2014, en su artículo 17, se considera este tipo de energía como FNCER solo en el caso de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos.
- Energía a partir del Hidrógeno verde, que consiste en usar el hidrógeno como combustible para generar otras energías como la eléctrica o mecánica y que además es producido mediante procesos que no generen emisiones contaminantes hacia el medio ambiente usando energías renovables para ello.
- Energía a partir de Biocarburantes, usando residuos para generar biogás o como combustibles para a su vez, mover dispositivos generadores de electricidad.

Debido a que el objetivo del presente estudio se basa en el estudio de la energía solar aprovechada como FNCER y por este motivo se le prestará mayor importancia y se describe detalladamente a continuación.

3.2 Energía Solar

La energía solar es considerada como una energía FNCER no contaminante en el caso de que su aprovechamiento no genere gases de efecto invernadero o sustancias que puedan dañar el medioambiente. En este sentido, (Structuralia, 2022) plantea: Las energías renovables no contaminantes, también llamadas limpias, verdes o ecológicas, son aquellas que no producen dióxido de carbono ni otros gases de efecto invernadero. Sin embargo, sí suelen generar, de una u otra manera, algún tipo de contaminación, aunque a niveles muy bajos en comparación a las energías consideradas como contaminantes (ya sean fósiles o renovables).

El uso de la energía solar plantea ventajas y desventajas en diferentes sentidos, por ejemplo, una ventaja de la energía solar es que representa una energía limpia y no contaminante, aunque en

la práctica sí puede generar impactos ambientales negativos a consecuencia de los residuos remanentes como consecuencia del uso de la tecnología aplicada. Otra ventaja puede ser el hecho de que esta energía está disponible de manera gratuita, sin embargo, la necesidad de usar tecnología para su recolección y posterior uso ya generan un costo que puede resultar elevado dependiendo de la disponibilidad de dicha tecnología. No obstante, y debido a la masificación de la mencionada tecnología disponible, los costos tenderán a disminuir con el tiempo.

La energía solar se puede definir como una radiación de naturaleza electromagnética que es producida y generada en el interior del sol por procesos de fusión nuclear de la materia que lo compone o combustible solar. Esta energía está compuesta por diferentes radiaciones que tienen diferentes longitudes de onda que van desde el infrarrojo hasta el ultravioleta y que se pueden transportar en el vacío del espacio debido a su naturaleza electromagnética. Sin embargo, no todas las radiaciones mencionadas llegan a la superficie de la tierra, pues algunas, como la radiación ultravioleta de longitud de onda muy corta, entre 0.15 micrómetros ($1 \mu\text{m} = 1 \times 10^{-6}\text{m}$) o 150 nanómetros ($1\text{nm} = 1 \times 10^{-9}\text{m}$) y 0.29 micrómetros o 290 nanómetros son absorbidas en la atmósfera del planeta compuesto por gases como el ozono y el oxígeno. La luz visible se encuentra en el rango entre los 380 y 830 nm.

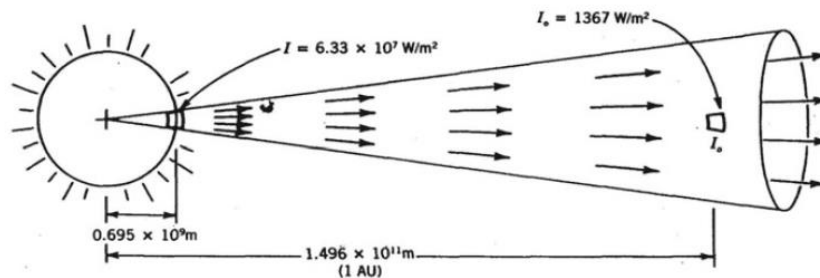
3.2.1 Irradiancia solar

Para dar dimensiones a la radiación solar, se utiliza la llamada Irradiancia solar que es la representación de una medida instantánea de la potencia solar por unidad de superficie en vatios por metro cuadrado (W/m^2) y que puede variar con el tiempo, razón por la cual, al relacionarse con este se denomina Irradiación, Insolación o exposición solar (Zhao & Ma, 2019).

Debido a que la distancia entre la tierra y el sol ($1,496 \times 10^{11}$ metros en promedio, o, 1 unidad astronómica AU por sus siglas en inglés) no es igual a lo largo de su órbita, pues el planeta presenta una órbita elíptica a lo largo del año, la irradiancia que emite el sol no llega en su totalidad a la superficie de nuestro planeta a pesar de ser casi constante al dejar la superficie solar ($I = 6,33 \times 10^7 \text{ W/m}^2$). Adicionalmente, por el camino hacia la tierra los rayos de energía solar sufren una divergencia a causa de la forma de disco del sol y por ende la irradiancia que llega hasta antes de ingresar a nuestra atmósfera superior disminuye. Una vez allí, esta energía debe superar toda la mencionada atmósfera y llegar a la superficie del planeta, lo que atenúa aún más su intensidad. Finalmente, la cantidad de energía que llega a 1 m^2 de superficie terrestre se denomina $I_0 = 1367 \text{ W/m}^2$ como se puede apreciar en la figura 43.

Figura 43

Divergencia de energía entre el sol y la tierra



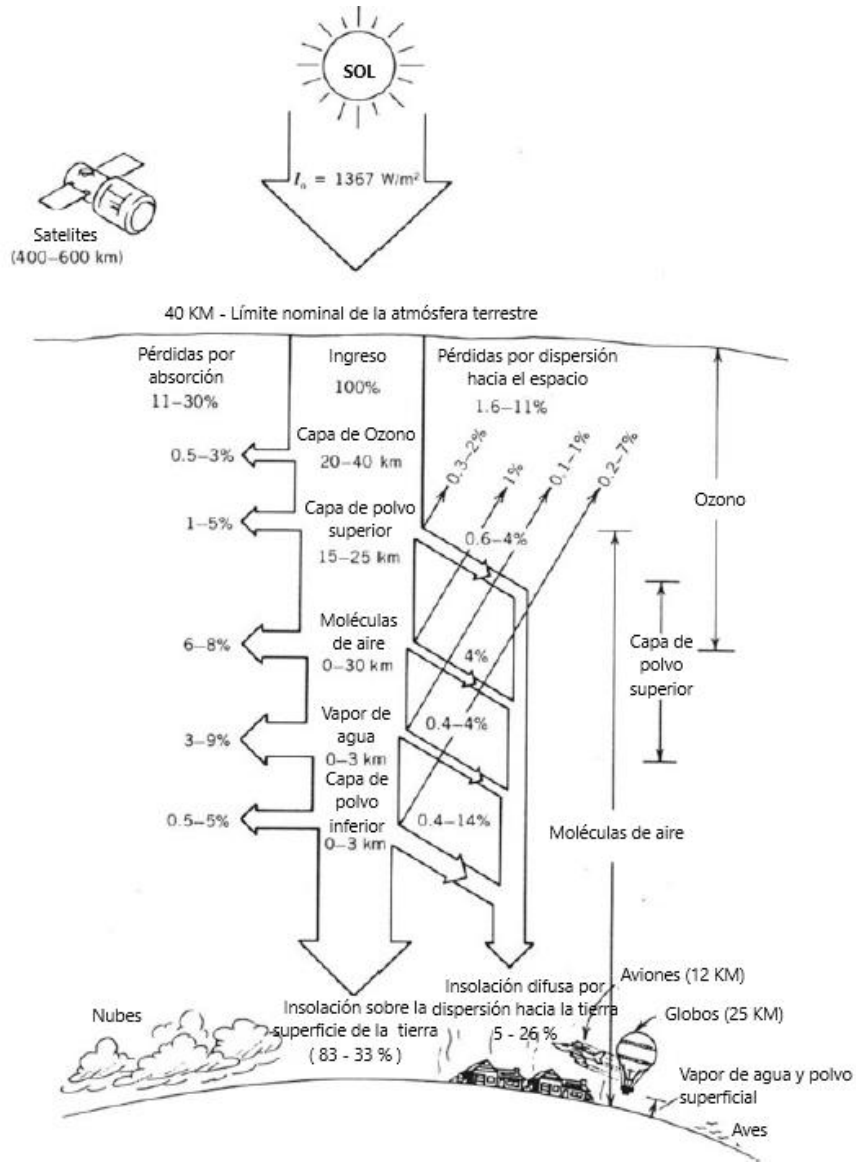
Adaptado de (Zhao & Ma, 2019)

Se puede decir entonces, que la intensidad solar en la superficie terrestre es muy baja comparada con la intensidad recibida por la atmósfera superior, debido al efecto atenuador de la suma de muchos factores relacionados con la presencia de diferentes elementos como gases, polvo y vapor de agua. Algunos de los mencionados absorben la intensidad solar, otros la reflejan hacia

el espacio y otros la dispersan hacia la superficie del planeta como se muestra en la figura 44. Por esto, se observa que la irradiancia tiene un componente directo (insolación directa) que puede proyectar sombras en presencia de un elemento bloqueador (cuerpos, nubes, polvo, etc) y un componente difuso (insolación difusa) que nos permite ver en las sombras, ya que es el resultado del efecto de la presencia los mencionados elementos bloqueadores en la atmósfera, que reflejan la energía hacia la tierra y hacia el espacio y no proyecta sombras. Este componente difuso hace que el cielo se vea azul y que las estrellas no se observen a la luz del día.

Figura 44

Energía incidente sobre la superficie terrestre



Adaptado de (Zhao & Ma, 2019)

Se puede apreciar en la figura anterior que la atmósfera terrestre puede causar una disminución en la irradiancia que llega al suelo de cerca de 30% en días claros y cerca del 90 % en días oscuros o nublados, todo debido a la suma de todos los efectos sombra que genera la

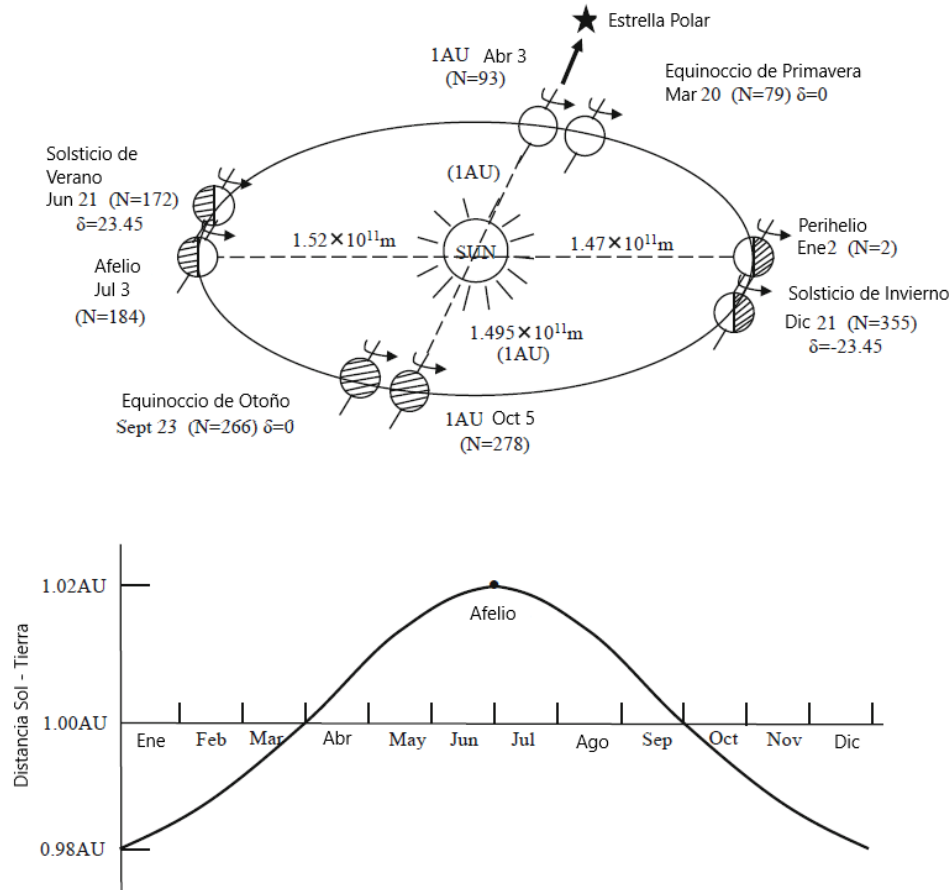
presencia desde aves, aviones y globos hasta la nubosidad, el polvo y los gases atmosféricos. El componente directo de la irradiancia es el que reviste especial interés en el diseño de sistemas de aprovechamiento de la energía solar en forma de calor, ya que es posible concentrarse en áreas muy pequeñas por medio del uso de lentes y espejos; en cambio, el componente difuso no se puede concentrar y resulta difícil captarlo, aunque es posible hacerlo con algunas placas solares tipo plato plano y otros dispositivos como concentradores de baja temperatura que tengan grandes ángulos de captación de luz incidente.

3.2.2 Ángulo solar

Debido a que la tierra gira alrededor del sol en una órbita elíptica durante el año, y que mientras lo hace, el planeta rota sobre su propio eje con un ángulo de inclinación respecto del mismo eje durante 24 horas, la posición del sol respecto a la superficie del planeta varía consecuentemente junto con la intensidad de la energía solar que llega, tal cual se observa en la figura 45.

Figura 45

Variación de la distancia entre el sol y la tierra a lo largo del año



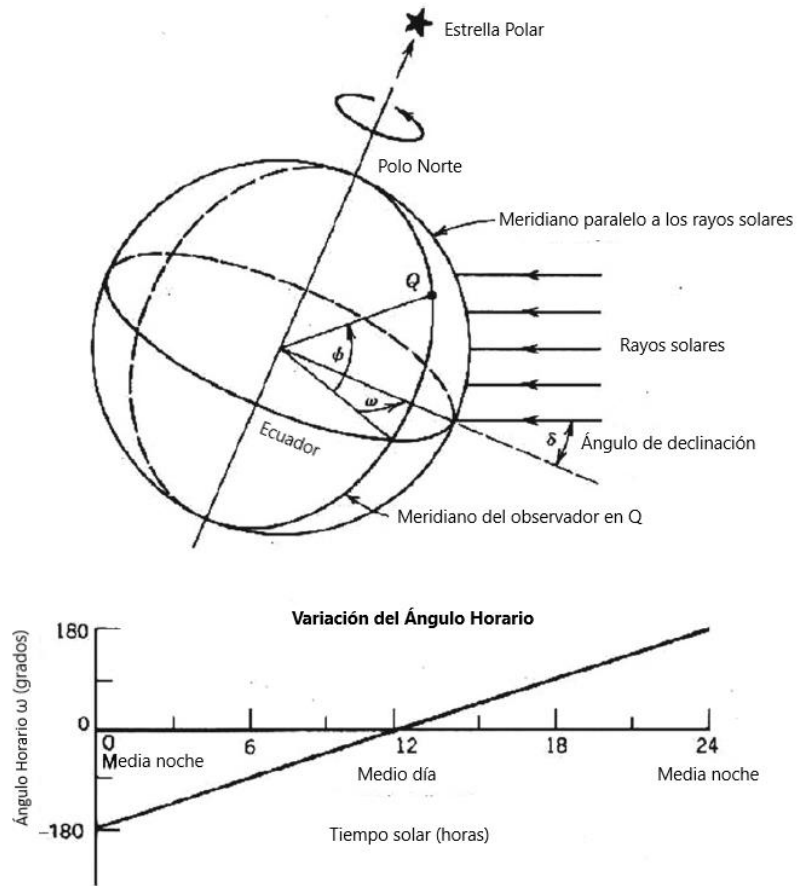
Adaptado de (Zhao & Ma, 2019)

Al considerar el plano elíptico que se forma tras la rotación de la tierra alrededor del sol, se aprecia que existen dos distancias críticas: el Perihelio que es la menor distancia alcanzada entre el sol y la tierra ($1,47 \times 10^{11} \text{ m}$) que se presenta alrededor del 2 de enero, y el Afelio que es la mayor distancia ($1,52 \times 10^{11} \text{ m}$) que se presenta alrededor del 3 de julio. La rotación del planeta alrededor del sol dura 365,25 días y su rotación sobre su propio eje dura 24 horas. El eje de la tierra se encuentra inclinado sobre el plano elíptico unos $23,45^\circ$ aproximadamente (figura 46), su dirección es fija en el espacio y se alinea con la estrella del Norte o estrella Polar dentro de unos

45 minutos de arco. Es la inclinación del eje de la tierra sobre el plano elíptico la que produce las estaciones a medida que el planeta orbita el sol.

Figura 46

Variación del ángulo horario



Adaptado de (Zhao & Ma, 2019)

De acuerdo con lo dicho anteriormente y con lo que se puede observar en la figura 46, es de esta forma como se definen los siguientes ángulos:

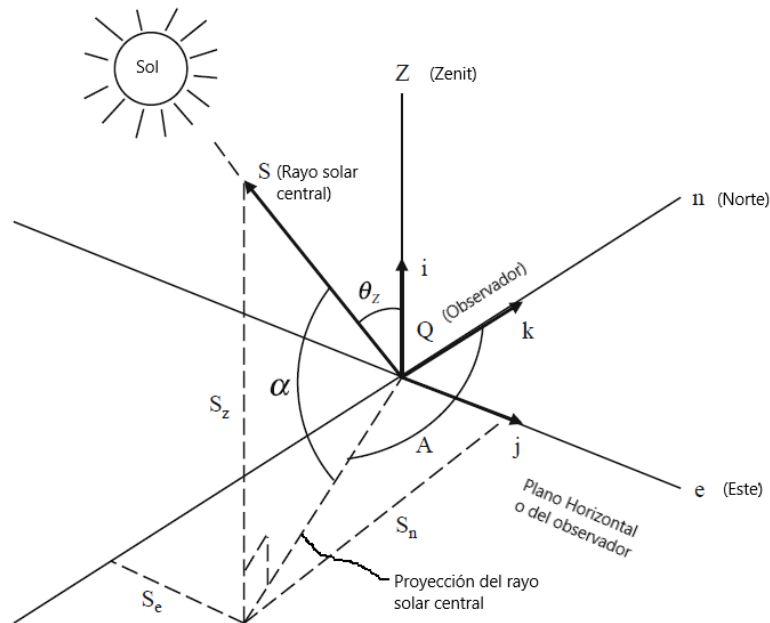
- Ángulo Tierra – Sol, que varía por la posición de la tierra respecto al sol en el plano elíptico.

- Ángulo Horario (ω), que tiene que ver con la rotación del planeta sobre su eje y mide la variación en la posición o distancia angular (longitud) entre el meridiano en cuyo plano se encuentra un observador ubicado en la superficie de la tierra y el meridiano cuyo plano contiene al sol en un momento dado de un día y puede ser Este (Oriente) u Oeste (Occidente). Su valor será cero, justo cuando el sol alcance su punto más alto en el cielo que es alrededor del mediodía solar coincidiendo con el Meridiano de Greenwich y aumenta a razón de 15° cada hora. Es un dato muy útil en el diseño de sistemas de seguimiento del sol sobre la bóveda celeste para mantener correctamente apuntados hacia él dispositivos de captación de energía como paneles tipo plato y lentes solares.
- Ángulo de declinación (δ), que se forma entre el plano ecuatorial de la tierra y el sol tal como se ilustra en la figura 46. Este ángulo varía entre los $+23,45^\circ$ (que se presenta el 21 de junio como el solsticio de verano) y los $-23,45^\circ$ (que se presenta el 22 de diciembre como el solsticio de invierno). Como se trata de un movimiento rotacional de la tierra sobre su eje, existen ciclos que incluyen el paso de la tierra por un ángulo de valor cero y se dan tres meses después de cada uno de los mencionados solsticios y son los llamados equinoccios (23 de septiembre equinoccio de otoño y marzo 22 equinoccio de primavera), que son los puntos donde el sol alcanza la posición más alta justo al mediodía y por ende la duración del día y de la noche es de 12 horas cada uno. Este ángulo es de gran importancia en navegación y astronomía, para diseño solar se usa una aproximación de 1° como adecuada en ecuaciones determinadas para estos fines.

- Ángulo de latitud (\varnothing), que se forma por la intersección de una recta dibujada entre el centro de la tierra y un punto sobre la superficie de la tierra con el plano ecuatorial como se observa en la figura 46. El ecuador se forma en la intersección del plano ecuatorial con la superficie de la tierra donde se define como latitud 0° , el Polo Norte estará entonces a $+90^\circ$ (latitud norte) y el Polo Sur a -90° (latitud sur) con respecto al eje de rotación del planeta. De acuerdo con lo anterior, cualquier punto sobre la superficie del planeta se puede ubicar con coordenadas de latitud y longitud, es decir la intersección de ángulos horarios (ω) con ángulos de latitud.
- Ángulos de altitud solar Zenit (θ_z) y Azimut (A), que son un sistema de posicionamiento del sol con respecto a un sistema de coordenadas basado en el punto de vista del observador que puede estar en cualquier punto sobre la superficie del planeta y no con respecto al centro de la tierra. Convencionalmente, este sistema es un sistema tridimensional que incluye el plano superficial con líneas de norte a sur y de este a oeste formando una perpendicular con una línea vertical. En este sistema de coordenadas, se ubica la posición del sol mediante los mencionados ángulos de Zenit y Azimut. Adicionalmente, se puede considerar la altitud solar o ángulo de altitud solar (α), que se define como la inclinación de la línea formada entre el centro del sol (o rayo solar central) y el observador con respecto al plano horizontal que contiene al mencionado observador, como el complemento del ángulo Zenit, así como se puede ver en la figura 47. En cuanto al Azimut, este es el ángulo formado en sentido horario entre el norte del eje coordenado del plano horizontal, con respecto a la proyección sobre este plano del llamado rayo solar central.

Figura 47

Ángulos de altitud solar Zenit y Azimut



Adaptado de (Zhao & Ma, 2019)

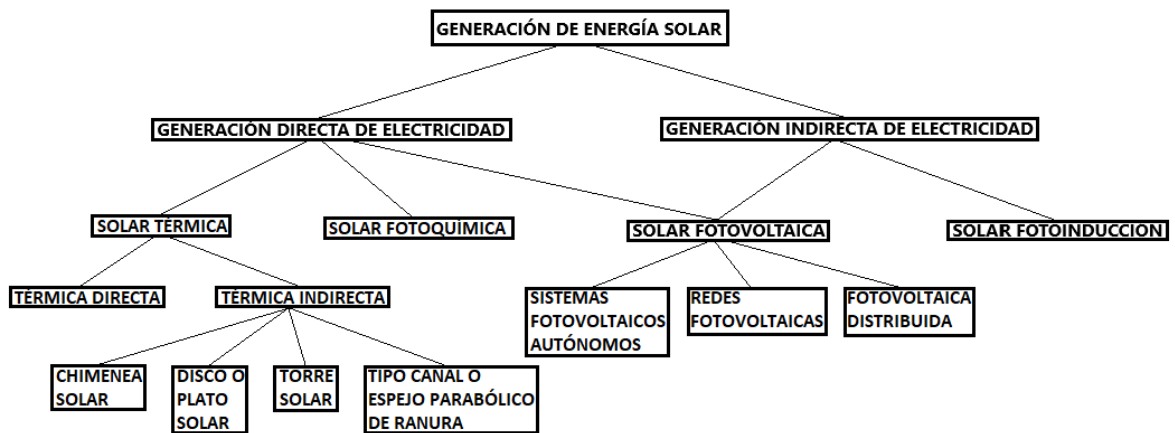
Es importante anotar que existen otras convenciones para medir el Azimut, como por ejemplo tomando el ángulo desde la coordenada que apunta al sur en lugar de la que apunta al norte, también, tomando como positiva la dirección contraria a las manecillas del reloj o antihoraria.

En síntesis, para el diseño de sistemas de aprovechamiento de energía solar es de suma importancia poder determinar la posición del sol en cualquier momento y para cualquier punto sobre la tierra, razón por la cual es muy útil calcular los ángulos de altitud solar (α), zenit (θ_z) y azimut (A), que significa medir en ángulos desde el punto de vista del observador. También puede lograrse el mismo cometido usando los ángulos de latitud (\varnothing), horario (ω) y de declinación (δ), lo que significa medir en ángulos desde el punto de vista sol – tierra.

3.2.3 Tipos de aprovechamiento de energía solar

Figura 48

Clasificación de tecnologías de aprovechamiento de energía solar para generación de energía



Adaptado de (Zhao & Ma, 2019)

El aprovechamiento de la energía solar se basa en usarla directamente o usarla para transformarla en otro tipo de energía. En la actualidad, el uso y aprovechamiento de la energía solar ha tenido grandes avances desde lo comercial hasta lo tecnológico, lo que la convierte en una de las fuentes de energía renovable más versátiles y con mayor desarrollo a nivel mundial.

Entre las diferentes formas de aprovechamiento de energía solar que podemos nombrar están:

- Calentamiento solar, que consiste en aprovechar la energía solar para elevar la temperatura de un fluido como el agua o el aire y usar ese calor con un fin específico. Para poder llevar a cabo este propósito en sistemas de calentamiento

solar, se requiere de un dispositivo llamado colector solar que puede ser tipo concentrado o no concentrado. Estos últimos a su vez se clasifican en colectores tipo placa plana y colectores tipo tubo de vacío. Los sistemas de calentamiento solar se pueden clasificar en sistemas con colector de baja temperatura ($< 200\text{ }^{\circ}\text{C}$), sistemas con colector de media temperatura ($200 - 800\text{ }^{\circ}\text{C}$) y sistemas con colector de alta temperatura ($> 800\text{ }^{\circ}\text{C}$). Los usos que se le dan a los sistemas de baja temperatura pueden ser para calefacción en edificaciones, calentamiento de agua, secado en agricultura y refrigeración; los sistemas de media temperatura se usan en cocinas y calentamiento de nivel industrial; y los sistemas de alta temperatura en hornos industriales de alta temperatura y generación de energía entre otros.

- Refrigeración solar, que significa convertir el calor solar en un proceso de generación de agua fría o de aire acondicionado para edificaciones o procesos industriales. Las tecnologías de refrigeración solar han demostrado ser una alternativa prometedora a los sistemas convencionales de refrigeración porque la carga de refrigeración de un edificio típico alcanza un máximo de 2 o 3 horas justo sobre la hora de máxima irradiación solar (Zhao & Ma, 2019).
- Generación de energía, que es en realidad uno de los objetivos más perseguidos de la industria energética actual. Por tratarse de una energía limpia y de carácter renovable, además de infinita, ha recibido especial impulso en la actualidad y se presenta como la energía más promocionada y mayormente estudiada a nivel mundial. La generación de energía a partir del sol se divide en dos tipos principales que se pueden ver expresados por medio de la figura 48: de tipo directo que incluye la energía solar fotovoltaica, fotoquímica y energía solar térmica por ejemplo, y

que consiste en aprovechar la energía solar captada por los llamados Paneles solares para convertirla por medio del material semiconductor del que están hechos (celdas fotovoltaicas) en energía eléctrica de manera instantánea o para calentar un fluido que circula por tubos que yacen dentro de la estructura del panel (solar térmica); y la de tipo Indirecto como la energía solar térmica, que consiste en aprovechar la energía que llega del sol para concentrar los rayos solares en un punto específico del sistema donde se usa el calor captado para calentar un fluido como el agua y convertirla en vapor con el que luego se transforma ese calor en energía mecánica al mover una turbina que finalmente acciona un generador que a su vez entrega electricidad. Como se puede observar, las tecnologías de generación de energía solar térmica y la de energía solar fotovoltaica pueden ser clasificadas dentro de la generación de tipo directo como del tipo indirecto. Es precisamente de dos de estos tipos de generación de energía en los que se basa el presente estudio por ser parte de los objetivos de este, y los que se tratarán a continuación.

3.2.4 Generación por tecnología de energía solar fotovoltaica

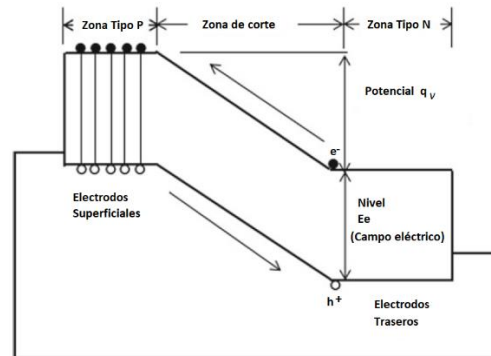
Este tipo de generación de energía eléctrica se lleva a cabo a partir del uso de las llamadas celdas fotovoltaicas que como se dijo anteriormente, son las que componen los paneles solares de este tipo y además están fabricadas de un material semiconductor. Para entender este sistema de generación, es necesario comprender el principio de funcionamiento de las mencionadas celdas solares o celdas fotovoltaicas.

3.2.4.1 Principio de funcionamiento. La tecnología fotovoltaica o (PV) por sus siglas en inglés, convierte la energía solar incidente en energía eléctrica de manera directa valiéndose del llamado efecto fotoeléctrico. Este usa componentes difusos de la luz solar incidente, por lo que

esta tecnología es adecuada para zonas tanto de alta como de baja irradiancia solar (Khan & Arsalan, 2015).

Cuando la energía solar o sus componentes irradian la junta P-N se genera un voltaje llamado voltaje fotoeléctrico (PV) en sus terminales y al ser conectados y cerrar un circuito se genera la corriente. La junta P-N está compuesta por átomos de silicio monocristalino organizados bajo algunas reglas. Las capas exteriores el átomo de silicio tienen 4 electrones y están ligados al núcleo en órbitas fijas, pero al recibir la energía externa de un fotón son removidos de su sitio dejando un espacio vacío llamado hueco es decir se crea un par electrón – hueco con sus respectivas cargas negativa para el electrón y positiva para el hueco. Estas son las cargas que se pueden mover dentro de un cristal de silicio y son iguales en número cuando este cristal es puro; sin embargo, si existen impurezas que son agregadas a propósito (dopaje) y son de Boro, Galio, Aluminio o Indio, estas capturan electrones y se forma un material llamado semiconductor de tipo P. Si las impurezas agregadas son de Fósforo, Arsénico o Antimonio que pueden liberar electrones, entonces el material se convierte en un semiconductor tipo N.

Cuando se combinan ambos semiconductores se forma una unión o junta P-N en la superficie de esta debido a la difusión de electrones y huecos por el material, lo que da como resultado un campo eléctrico a ambos lados de la unión conocido como barrera de campo eléctrico que consecuentemente le da el nombre de capa de bloqueo.

Figura 49*Principio de funcionamiento de una celda solar*

Adaptado de (Zhao & Ma, 2019)

En la figura 49 se puede observar la estructura básica de una celda solar de silicio monocristalino del tipo unión P-N. Cuando un componente de la luz toca la superficie de la unión P-N, se liberan electrones del material semiconductor que ganan energía y se produce un llamado par electrón - hueco ($e^- - h^+$), estos son dirigidos hacia la zona tipo P y hacia la zona tipo N respectivamente bajo el efecto del campo eléctrico E_e , generado por la llamada barrera de potencial q_v , es decir en la junta o la unión entre los materiales tipo p y N. De esta forma, habrá un exceso de electrones en la zona P y un exceso de huecos en la zona N junto a una oposición en la zona de junta o unión (barrera del campo eléctrico) a la dirección del campo eléctrico de la luz incidente (efecto fotoeléctrico). Al existir un campo eléctrico fotoeléctrico en oposición al campo eléctrico de barrera, existe una compensación entre dichas fuerzas, pero sus remanentes causan una acumulación de carga positiva en la zona tipo P y negativa en la zona tipo N, lo que da como resultado una fuerza electromotriz en la zona de junta o unión P-N. Esta fuerza estará disponible al cerrar el circuito por medio de los electrodos.

Figura 50

Sistemas de generación de energía con paneles solares fotovoltaicos

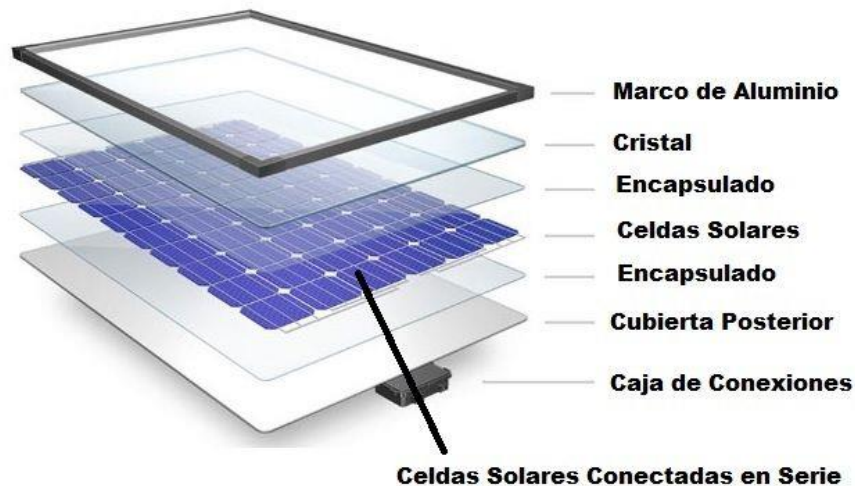


Adaptado de (Zhao & Ma, 2019)

3.2.4.2 Generación de electricidad. Los materiales más comunes que se usan en la fabricación de celdas para paneles solares incluyen Silicio monocristalino y policristalino, Arsénico y Galio (GaAs), Cadmio y Telurio (CdTe) o unión triple compuesta de Indio, Galio y Fósforo (InGaP). Cada celda solar es un dispositivo de generación de electricidad de tamaño muy pequeño, así que para generar cada vez mayores niveles de electricidad es necesario fabricar arreglos que incluyan tantas celdas solares como sea necesario para cada necesidad (ver panel solar figura 51). Es por esto por lo que los arreglos que incluyen todas estas celdas solares reciben el nombre de paneles solares PV y pueden alcanzar longitudes de varios metros tal y como se puede ver en la figura 50.

Figura 51

Partes de un panel solar fotovoltaico



Adaptado de <https://www.areatecnologia.com/electricidad/paneles-solares.html>

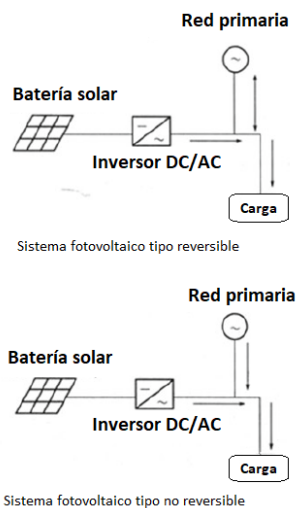
Estos sistemas fotovoltaicos se pueden conectar a redes existentes (on grid) o pueden funcionar como unidades independientes (off grid), también se pueden usar en arreglos fijos orientados de sur a norte o de oriente a occidente y viceversa, y en arreglos móviles que siguen o se mueven buscando recibir la luz solar durante el día. Los sistemas móviles de seguimiento de luz solar son más eficientes que los sistemas fijos porque reciben la luz de manera más directa al estar siguiéndola durante el día, pero también requieren de usar parte de la energía recolectada en sistemas de seguimiento y además ocupan mayor área superficial que los sistemas fijos.

3.2.4.3 Sistemas on grid y off grid. Los sistemas fotovoltaicos denominados on grid, son sistemas que generan corriente directa o DC por medio del dispositivo fotovoltaico o panel solar y puede convertir dicha corriente directa en corriente alterna o AC por medio de un dispositivo inversor o un regulador para que pueda ser inyectada a una red primaria tal y como se puede constatar por medio de la figura 52. Estos sistemas pueden ser reversibles cuando están en

capacidad de entregar y recibir corriente de la red primaria, y no reversibles que es cuando solo pueden recibir corriente de la red primaria en caso de que la demanda de corriente supere la generación fotovoltaica.

Figura 52

Sistemas fotovoltaicos on grid de tipo reversible y no reversible



Adaptado de (Zhao & Ma, 2019)

Por otro lado, los sistemas fotovoltaicos off grid son aquellos que funcionan completamente aislados de una red primaria y generalmente requerirán de poseer un sistema de almacenamiento tipo batería y además pueden requerir inversores para suministrar corriente AC en aplicaciones que así lo necesiten.

3.2.5 Generación por tecnología de energía solar térmica

Figura 53

Sistema de generación de energía por concentración de luz solar tipo torre central



Adaptado de <https://www.energy.gov/eere/solar/concentrating-solar-thermal-power-basics>

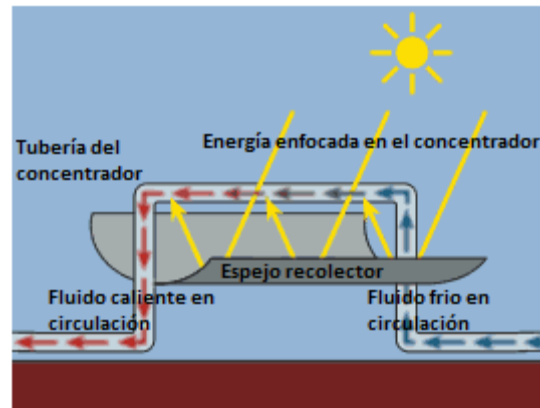
Este tipo de generación de energía se basa en el uso de la energía incidente del sol concentrada en un dispositivo que calienta o eleva la temperatura de un fluido con el cuál directa o indirectamente se hará mover una turbina que acciona un generador de corriente eléctrica, que es el caso de las tecnologías llamadas de concentración (Concentrating Solar Power) o CSP por sus siglas en inglés como el que se observa en la figura 53. Existe otro tipo de tecnología de tipo solar térmico llamada Solar Heating and Cooling o SHC que siguiendo el mismo principio se usa para dar calor o generar enfriamiento a edificaciones o industrias y puede clasificarse como de tipo activo cuando se calienta aire o agua para luego usarlos en un dispositivo de acondicionamiento, o de tipo pasivo que absorbe la energía solar a través de un diseño adecuado de los techos, paredes y pisos de una edificación.

3.2.5.1 Principio de funcionamiento de los sistemas CSP. Este tipo de tecnología se vale del uso de espejos y lentes para concentrar una gran área de energía solar incidente en una más pequeña y así generar calor de alta temperatura que se puede usar sin tener grandes pérdidas lo que

puede asegurar una justa eficiencia al momento de convertir ese calor en electricidad por medio de un generador de energía eléctrica (International Energy Agency, 2019).

Figura 54

Sistema concentrador de tipo CSP



Adaptado de <https://co.pinterest.com/pin/631559547766238722/>

Como se ilustra en la figura 54, el calor que se capta por medio de espejos es usado para calentar un fluido que circula por una tubería expuesta a los rayos solares concentrados sobre ella, para que pueda ser convertido en vapor y así generar el movimiento de una turbina que acciona a su vez un generador eléctrico para producir electricidad. El excedente de calor en el proceso se almacena para usarlo en momentos de no incidencia de luz solar como la noche, por ejemplo. De este modo se advierte que es posible usar medios de almacenamiento de la energía solar en forma de calor y esta se realiza por tres medios:

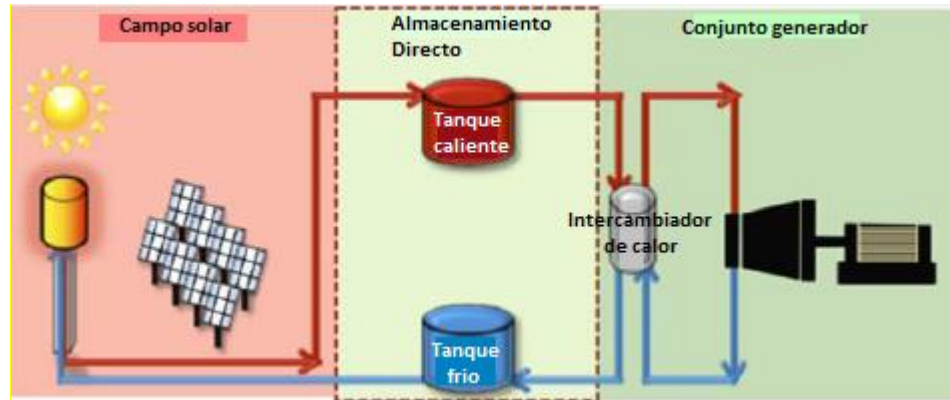
- Almacenamiento de calor sensible, que significa aumentar la temperatura de un material sólido o líquido sin que haya un cambio de fase.
- Almacenamiento de calor latente, en donde se eleva la temperatura de un material hasta lograr un cambio de fase por fusión o vaporización.

- Almacenamiento termoquímico que usa reacciones químicas endotérmicas reversibles usando calor para generar reacciones endotérmicas y crear productos cuya energía almacenada se puede recuperar invirtiendo la reacción en una reacción exotérmica.

No obstante, los sistemas CSP requieren de sistemas de almacenamiento de la energía en forma de calor sensible en fluidos como aceite mineral o algunas sales fundidas, que son sales compuestas por fluoruro, cloruro, y sales de nitrato. Las sales fundidas tienen la ventaja de una temperatura de funcionamiento de la fase líquida muy alta (1,000°F/538°C o más) con poca o ninguna presión de vapor. Las sales fundidas pueden reemplazar los aceites orgánicos o sintéticos en aplicaciones de transferencia de calor (SIGMA THERMAL, 2023). Este almacenamiento hace posible que el sistema pueda proveer energía aun cuando el sol no esté disponible por nubosidad o con la llegada de la noche, lo que hace de esta tecnología una opción flexible y gestionable en lo que tiene que ver con generar energía renovable. Según la EERE u oficina de eficiencia energética y energía renovable (Office of Energy Efficiency and Renewable Energy por sus siglas en inglés) para el almacenamiento de energía térmica se ha probado e implementado desde 1985 con varias tecnologías como el sistema directo de dos tanques, el sistema indirecto de dos tanques y el sistema de termoclina de un solo tanque que se pueden observar en las figuras 55, 56 y 57.

Figura 55

Sistema de almacenamiento de energía térmica tipo directo de dos tanques

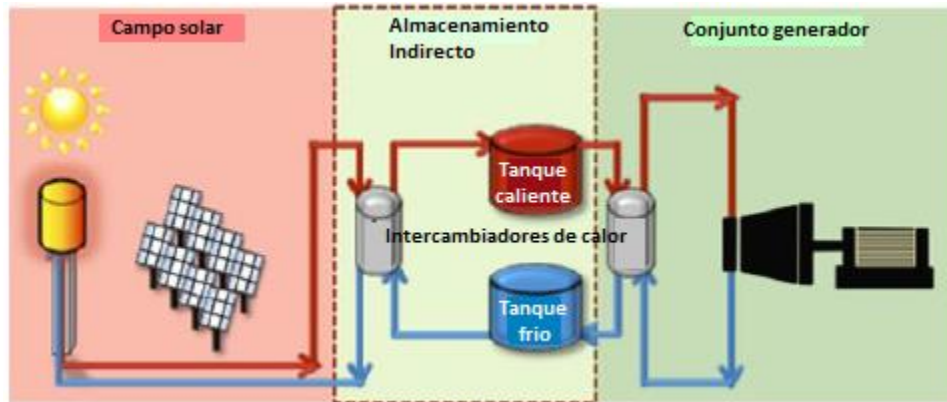


Adaptado de (Ruiz, 2016)

3.2.5.1.1 Sistema directo de dos tanques. La energía solar térmica en este sistema se almacena en el mismo fluido que se utiliza para captarla como se advierte en la figura 55. El fluido se almacena en dos tanques, uno a alta temperatura y otro a baja temperatura. El fluido del tanque de baja temperatura fluye a través del colector o receptor solar, donde la energía solar lo calienta a una temperatura alta y luego fluye al tanque de alta temperatura para su almacenamiento. El fluido del tanque de alta temperatura fluye a través de un intercambiador de calor, donde genera vapor para la producción de electricidad. El fluido sale del intercambiador de calor a baja temperatura y regresa al tanque de baja temperatura (Office of ENERGY EFFICIENCY & RENEWABLE ENERGY, 2023).

Figura 56

Sistema de almacenamiento de energía térmica tipo Indirecto de dos tanques

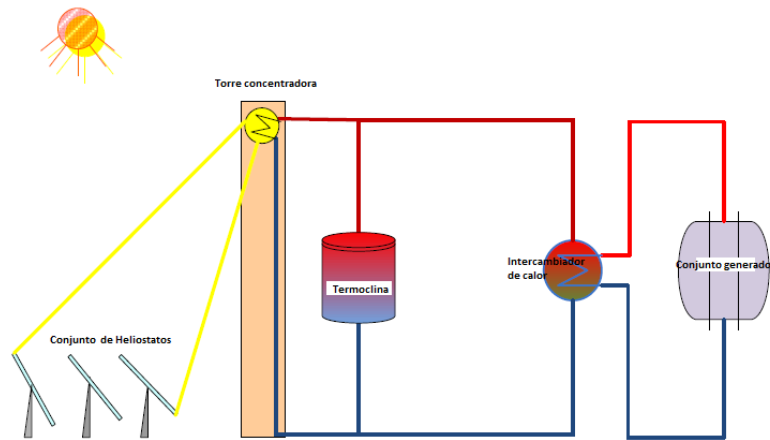


Adaptado de (Ruiz, 2016)

3.2.5.1.2 Sistema indirecto de dos tanques. En este sistema, a diferencia del anterior, se requiere del uso de dos fluidos diferentes. Uno de ellos se usa para la captura y almacenamiento de la energía y el otro para transferir la energía almacenada en forma de calor. En este caso, la presencia de dos fluidos diferentes conlleva la necesidad de usar un intercambiador de calor adicional, por lo demás su funcionamiento es igual al sistema directo (figura 56).

Figura 57

Sistema de almacenamiento de energía térmica tipo Termoclina Indirecta



Adaptado de (Ma, Glatzmaier, Wagner, & Neyses, 2012)

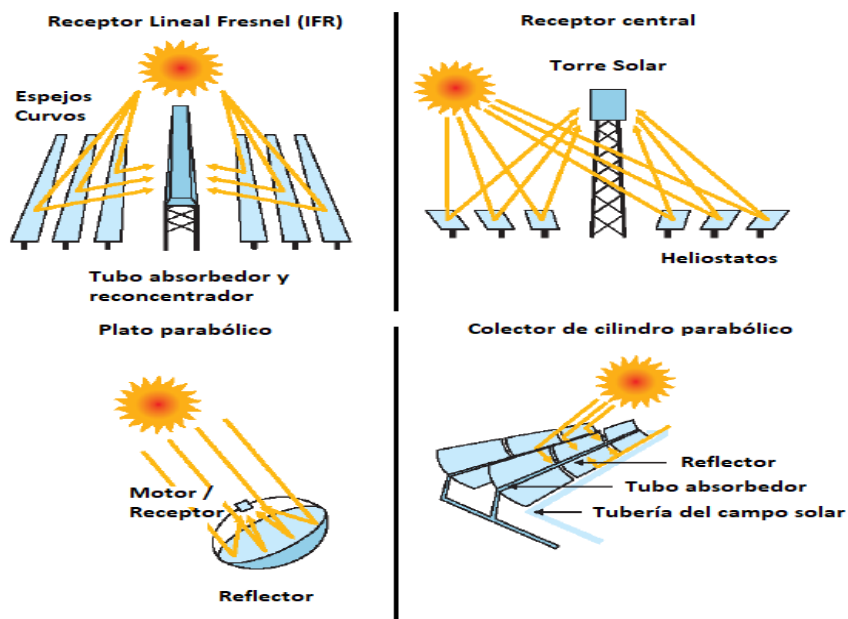
3.2.5.1.3 Sistema termoclina de un solo tanque. Este sistema se basa en usar un solo tanque para almacenar el calor tal y como lo muestra la figura 57. El líquido calentado por el colector solar entra por la parte superior del tanque y por ser menos denso que el resto del líquido permanecerá allí formando por convección natural (termoclina activa) un gradiente hacia el fondo del tanque donde estará el líquido frío. Se puede usar un material sólido como medio de almacenamiento de energía (termoclina pasiva), este material puede ser rocoso o puede ser arena almacenado en el tanque, ya que el material rocoso reduce la convección natural y ayuda a almacenar el calor que trae el líquido entrante. También es posible usar este sistema en configuraciones directas e indirectas ya que el proceso solo cambia en el número de tanques.

3.2.5.2 Generación de energía eléctrica. Según la IEA (International Energy Agency), las tecnologías predominantes en este campo son las del tipo concentrador o colector parabólico o parabolic troughs (PTs) y los concentradores tipo torre, más conocidos como sistemas de receptor

central o central receiver systems (CRSs). Otros conceptos son los llamados colectores lineales tipo Fresnel (IFR), discos parabólicos y discos Scheffler que pueden tener motores montados en sus focos. En la figura 58 es posible observar detalles de los mencionados sistemas CSP. Estas tecnologías difieren entre ellas en el diseño óptico, la forma del receptor, la naturaleza del fluido de transferencia y la capacidad de almacenar calor antes de convertirlo en electricidad.

Figura 58

Sistemas de tipo CSP



Adaptado de (International Energy Agency, 2019)

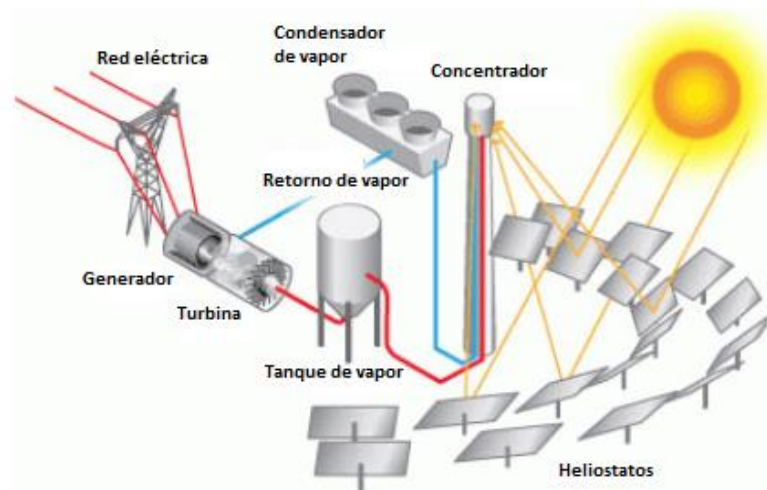
Este tipo de tecnología usa solo el componente directo de la energía solar que incide sobre el colector, es decir no usa el componente difuso ni reflejado de la misma, razón por la cual su uso está indicado solo a zonas geográficas donde la irradiancia sea alta y constante. No obstante, la IEA recomienda hacer seguimiento por medio de mediciones de la irradiancia por al menos 1 año en zonas donde se esté considerando un proyecto de este tipo. Teniendo en cuenta que una parte

fundamental de los sistemas de concentración de la energía solar son los colectores y que son estos los que distinguen un método de otro, a continuación, se mostrará cada tipo de concentrador, es decir cada tipo de tecnología de concentración.

3.2.5.2.1 Concentrador tipo torre solar. El tipo de concentración de energía solar mostrado en la figura 59, se lleva a cabo por medio del uso de espejos planos que siguen el sol y enfocan la energía recolectada en un punto fijo situado en lo alto de una torre. Los espejos planos se denominan heliostatos. Se emplea generalmente un fluido que recibe el calor colectado y se lo entrega a otro fluido que hará funcionar una turbina cuyo eje está mecánicamente conectado a un generador de electricidad. La pareja de fluidos puede variar desde agua/vapor hasta sales fundidas.

Figura 59

Sistema de generación de energía por concentración de luz solar tipo torre central



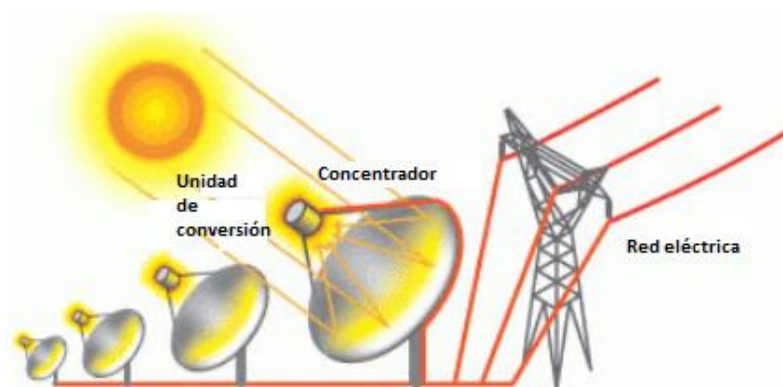
Adaptado de <https://www.energy.gov/eere/solar/concentrating-solar-thermal-power-basics>

3.2.5.2.2 Concentrador tipo plato/motor. Como se muestra en la figura 60, este sistema utiliza un colector de espejos en forma de plato parabólico, el cual sigue al sol y es el que se

encarga de dirigir o enfocar la radiación solar hacia el punto donde se encuentra ubicado el motor cuya finalidad es la de producir electricidad. Este denominado motor es llamado también unidad de conversión de energía y se compone de un receptor térmico que es un arreglo de tubos por los que puede circular un fluido como medio de transferencia de calor hacia otro fluido de trabajo de un motor generador que completa la otra parte del conjunto conversor. Este fluido de trabajo del motor generador toma el calor cedido por el receptor térmico para generar potencia mecánica y esta última se usa para convertirla en energía eléctrica al accionar el motor generador. Según datos de la oficina de eficiencia energética y energías renovables, con esta tecnología es posible generar entre 3 y 25 kilovatios, lo que es menor a lo generado con otras tecnologías CSP pero ofrece la ventaja de poder realizar arreglos modulares ya que la unidad entera ocupa mucho menor espacio que las otras tecnologías de este tipo.

Figura 60

Sistema de generación de energía por concentración de luz solar tipo plato/motor



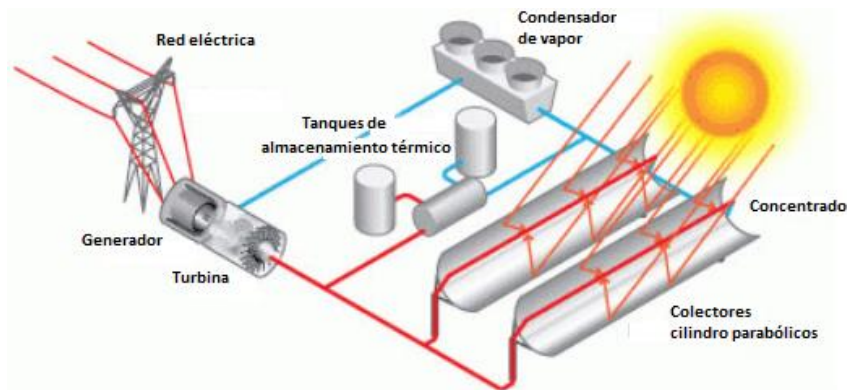
Adaptado de <https://www.energy.gov/eere/solar/concentrating-solar-thermal-power-basics>

3.2.5.2.3 Concentradores lineales. Tal y como se muestran en la figura 61 con el sistema denominado colector de cilindro parabólico, esta tecnología utiliza grandes espejos para recolectar

la energía solar y enfocar esta sobre una tubería centralizada o tubo receptor lineal montada en la estructura de seguimiento del sol y a través de la cual circula un fluido que se puede usar para intercambiar calor con otro fluido o para ser vaporizado y luego empleado en la conversión de energía térmica en mecánica para mover un generador eléctrico. Este tipo de plantas tiene la capacidad de incorporar un sistema de almacenamiento de calor para ser usado posteriormente en situaciones de baja o nula irradiación solar como por ejemplo tiempo nublado o la llegada de la noche. Según la oficina de eficiencia energética y energías renovables de USA, estas plantas también pueden diseñarse como híbridas, lo que significa que utilizan combustibles fósiles para complementar la producción solar durante los períodos de baja radiación solar. En tal diseño, se utiliza un calentador de gas natural o una caldera/recalentador de vapor de gas. En el futuro, los sistemas lineales pueden integrarse con plantas de ciclo combinado de gas natural y carbón existentes o nuevas.

Figura 61

Sistema de generación de energía por concentración de luz solar tipo lineal cilindro parabólico

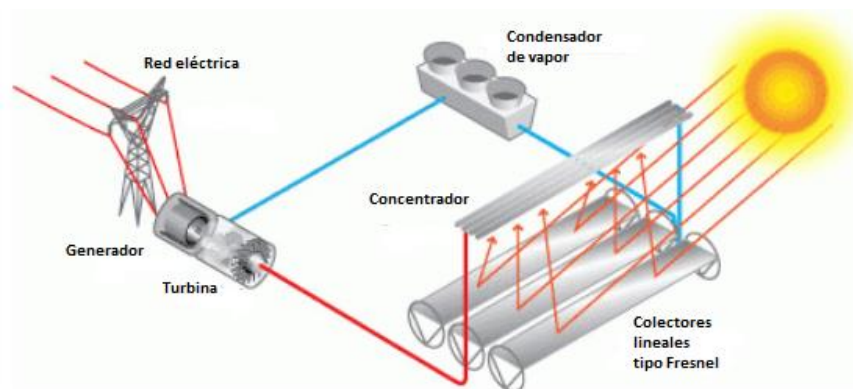


Adaptado de <https://www.energy.gov/eere/solar/concentrating-solar-thermal-power-basics>

Existe otro sistema que al igual que el de colector de cilindro parabólico emplea grandes espejos lineales para coleccionar y enfocar la energía solar hacia una sola tubería montada en el espacio sobre los espejos que pueden ser lineales o curvos y esto es lo que hace la diferencia entre el anterior sistema nombrado y el sistema de concentración solar tipo Fresnel mostrado en la figura 62. En ocasiones es agregado un espejo tipo parabólico en la parte superior de la tubería con el fin de concentrar aún más la energía solar enfocada en ella y así aumentar el calor capturado en el fluido circulante.

Figura 62

Sistema de generación de energía por concentración de luz solar tipo lineal Fresnel



Adaptado de <https://www.energy.gov/eere/solar/concentrating-solar-thermal-power-basics>

La capacidad para integrar almacenamiento térmico es una característica importante de las plantas de CSP y algunas de ellas tienen capacidad de energía de respaldo por combustible. Entonces, las CSP ofrecen capacidades de producción de energía eléctrica flexible para empresas de servicios públicos y los operadores de la red, al mismo tiempo que permite la gestión eficaz de una mayor proporción de energía variable a partir de otras fuentes renovables como eólica o fotovoltaica por ejemplo (International Energy Agency, 2019).

3.3 Comparación entre energía solar fotovoltaica y energía solar térmica.

En la tabla 3 se establece una comparación entre las tecnologías de aprovechamiento de energía solar que se estudian en el presente trabajo. Dicha comparación se basa en datos generales obtenidos de las diferentes fuentes consultadas para la elaboración de esta investigación y se usa como modelo el documento presentado por (Khan & Arsalan, 2015). Es de anotar que esta comparación se hace a nivel general sin discriminar entre las diferentes variaciones que cada tecnología presenta. Sin embargo, si se desea ahondar más en cuanto a esto último, resulta recomendable iniciar consultando el mencionado documento.

Tabla 4

Comparación entre las tecnologías de generación de energía eléctrica a partir de la energía solar

| | Solar fotovoltaica (PV) | Solar térmica (CSP) |
|--|---|--|
| Principio de funcionamiento | Transforma la energía solar en electricidad de manera directa por medio de celdas fotovoltaicas que usan el efecto fotoeléctrico. | Se basa en el uso de la energía incidente del sol concentrada en un dispositivo que calienta o eleva la temperatura de un fluido con el cuál directa o indirectamente se hará mover una turbina que acciona un generador de corriente eléctrica. |
| Capacidades registradas en el mundo | Hasta 2450 MW | hasta 300 MW |

| | | |
|--|--|---|
| Eficiencia de conversión | (14 – 22) % | (11 – 20) % |
| Áreas superficiales requeridas | Grandes extensiones, puede crecer de acuerdo con la capacidad de generación. | Extensiones menores comparadas con la energía fotovoltaica, las más grandes se dan con sistemas de torre central y los menores con el sistema de plato – motor. |
| ¿Existe sistema de almacenamiento? | Si, por baterías eléctricas. | Si, almacenamiento de calor por medio de tanques con sales fundidas, líquidos tipo aceite e inclusive sólidos como arenas. |
| Capacidad de proveer energía en ausencia de luz solar | Si, si cuenta con sistemas de almacenamiento de electricidad por medio de baterías eléctricas. | Si, si cuenta con sistema de almacenamiento de calor. |
| Aprovechamiento del espectro solar | Puede usar el componente directo y difuso de la irradiancia. | Puede usar solamente el componente directo de la irradiancia. |
| Madurez comercial | Adecuada y en crecimiento. | Adecuada y en crecimiento. |
| Inversiones iniciales | Menores que en CSP. | Mayores que en PV. |
| Incentivos y beneficios económicos | Menores que en CSP. | Mayores que en PV. |
| Costos de mantenimiento | 1 % de las inversiones iniciales. | 2 % de las inversiones iniciales. |

3.4 Compromisos de Colombia en reducción de emisiones contaminantes

En general, Colombia participa de manera activa en temas que son de interés global como la conservación del medio ambiente, la paz, la integración entre países a nivel regional y mundial. Este tipo de participación no es nuevo y viene siendo parte de la agenda legislativa desde antes de que se creara la Organización de las Naciones Unidas ONU y la Organización de los Estados Americanos OEA en los años 1945 y 1948 respectivamente y de los cuales Colombia figura como uno de los miembros fundadores.

Para posicionar de manera sólida el tema de cooperación en la agenda internacional se ha tenido que avanzar en gestiones internacionales, declaraciones, encuentros y reuniones de alto nivel, muchas de ellas dentro del marco de la Organización de las Naciones Unidas, con el fin de forjar la estructura de soporte de la cooperación técnica y financiera internacional orientada hacia países en desarrollo, mediante la realización de acuerdos y declaraciones en torno a mecanismos de coordinación y negociación, normas, procedimientos, instrumentos y recursos en esta materia (Ministerio de ambiente y desarrollo sostenible, 2023).

Como consecuencia de lo anterior Colombia ha suscrito acuerdos, convenciones o tratados, memorandos de entendimiento y protocolos a nivel internacional que conllevan responsabilidades en diversas materias como país cooperante. De acuerdo con el ministerio del medio ambiente, el país ha participado activamente en los siguientes convenios internacionales:

- Convenio de Diversidad Biológica CDB.
- Convenio de las Naciones Unidas de Lucha Contra la Desertificación y la Sequía UNCCD.

- Convenio de Basilea sobre el Movimiento Transfronterizo de Desechos Peligrosos.
- Convenio de Rotterdam Sobre consentimiento Informado Previo.
- Convenio de Estocolmo Sobre los Contaminantes Orgánicos Persistentes.
- Tratado de Cooperación Amazónica (TCA).
- Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC).
- Convenio de Cooperación para la Protección y el Desarrollo Sostenible de las Zonas Marinas y Costeras del Pacífico Nordeste.
- Acuerdo de Escazú.
- Convenio de Minamata sobre Mercurio.
- Comisión Ballenera Internacional (CBI).
- Conferencia Intergubernamental para la negociación de un instrumento jurídicamente vinculante bajo el Derecho del Mar (CONVEMAR) que regule la conservación y el uso sostenible de la biodiversidad marina en áreas más allá de las jurisdicciones nacionales (BBNJ).

En materia de cambio climático, Colombia ratificó el Convenio Marco de las Naciones Unidas sobre cambio climático CMNUCC mediante la Ley 164 de 1994. Sobre el alcance y los objetivos de este convenio, el Ministerio del Medio Ambiente dice: El Convenio Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC) tiene por objeto estabilizar las concentraciones de efecto invernadero en la atmósfera para la lucha contra el cambio climático. Este Convenio incorpora una línea muy importante de uno de los tratados multilaterales sobre medio ambiente que más éxito han tenido en toda la historia: el Protocolo de Montreal de 1987, en virtud de la cual los estados miembros están obligados a actuar en interés de la seguridad humana incluso a falta de certeza científica.

El CMNUCC fue puesto en funcionamiento con la implementación del Protocolo de Kyoto que se aprobó el 11 de diciembre de 1997 y entró en vigor el 16 de febrero de 2005. Dicho protocolo compromete a los países industrializados a limitar y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) de conformidad con las metas individuales acordadas. La propia Convención sólo pide a esos países que adopten políticas y medidas de mitigación y que informen periódicamente. En su Anexo B, el Protocolo de Kyoto establece objetivos vinculantes de reducción de las emisiones para 36 países industrializados y la Unión Europea. En conjunto, estos objetivos suponen una reducción media de las emisiones del 5 % en comparación con los niveles de 1990 en el quinquenio 2008-2012 (el primer período de compromiso) (United Nations Climate Change, 2023). En Doha (Qatar), el 8 de diciembre de 2012, se aprobó la Enmienda de Doha al Protocolo de Kyoto para un segundo período de compromiso, que comenzaría en 2013 y duraría hasta 2020.

El órgano decisorio que regula al CMNUCC se denomina CP o COP, que significa conferencia de las partes y también es llamada cumbre del clima. Este organismo se reúne anualmente desde 1995 cuya reunión COP 1 se dio en Berlín (Alemania) y cada año ha cambiado de sede por ofrecimiento de los estados anfitriones. En 2020 no se realizó la COP 26 debido a la pandemia de Covid-19 y resultó aplazada para el 2021 en Glasgow (Escocia), la última CP o COP 27 se dio en Sharm el-Sheij (Egipto) en 2022.

Colombia se ha comprometido en el marco del CMNUCC con la meta mundial de carbono neutralidad cero para el año 2050. En diciembre de 2015 se llevó a cabo la COP 21 en París y Colombia rubricó su participación ratificando el acuerdo en 2016 donde los 197 países firmantes se comprometen a *“mantener el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de 2 °C con respecto a los niveles preindustriales, y proseguir los esfuerzos para limitar ese aumento*

de la temperatura a 1,5 °C". Sobre lo anterior, el Acuerdo de París estableció que cada país debía plantear los compromisos en las llamadas NDC o Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (en español), las cuales contemplan las medidas para mitigar o reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) al mismo tiempo que adaptarse o prepararse para los impactos del cambio climático. En 2015, Colombia presentó su primera NDC y, en 2020, según lo estipulaba el Acuerdo, actualizó el documento estableciendo metas a 2030. Se comprometió a disminuir en un 51 por ciento las emisiones de GEI a 2030, reducir la deforestación neta de bosque natural a cero hectáreas por año a 2030, y lograr la carbono neutralidad a 2050, pese a no ser uno de los principales emisores del mundo, ya que emite solo el 0,5 por ciento del total a nivel global. Existen, además, 30 metas de adaptación en áreas como recurso hídrico, protección de ecosistemas terrestres y marinos costeros, restauración, áreas protegidas, gestión del riesgo, infraestructura, agricultura, vivienda, transporte, energía, salud y comercio.

En 2021, el congreso promulga la Ley 2169 o Ley de acción climática que reza: "POR MEDIO DE LA CUAL SE IMPULSA EL DESARROLLO BAJO EN CARBONO DEL PAÍS MEDIANTE EL ESTABLECIMIENTO DE METAS Y MEDIDAS MÍNIMAS EN MATERIA DE CARBONO NEUTRALIDAD y RESILIENCIA CLIMÁTICA y SE DICTAN OTRAS DISPOSICIONES". El conjunto de medidas y disposiciones establecidas en esta ley se refieren entre otras a:

- Reducción en 51% de las emisiones de gases de efecto invernadero a 2030 y carbono neutralidad a 2050.
- Metas particulares en sector: (i) Vivienda; (ii) Salud; (iii) Minas y energía; (iv) Industria, comercio y turismo; (v) Transporte; (vi) Agropecuario; y, (vii) Ambiental, entre otros.

- Se reglamentará la forma en la que todas las empresas deberán reportar sus emisiones de gases de efecto invernadero.
- Consagra el carácter de utilidad pública e interés social de los proyectos de hidrógeno verde.

4 Análisis de dimensionamiento usando el software SAM

4.1 Descripción del System Advisor Model

En cuanto al dimensionamiento que se tomará como objeto de estudio, este se llevará a cabo usando el software especializado System Advisor Model o SAM. Este software representa un modelo financiero y de rendimiento enfocado en las personas que de alguna manera tienen que ver con la industria de energías renovables y les facilita la toma de decisiones. Según el National Renewable Energy Laboratory o NREL de los Estados Unidos, este programa además de ser completamente gratuito puede modelar varios tipos de energía renovable (NREL, 2023). Por ejemplo:

- Sistemas fotovoltaicos, desde pequeños tejados residenciales hasta grandes sistemas a escala de servicios públicos.
- Almacenamiento de baterías con baterías de iones de litio, ácido de plomo o de flujo para aplicaciones delante o detrás del medidor.
- Sistemas de concentración de energía solar para la generación de energía eléctrica, incluidos cilindro parabólico, torre de energía y Fresnel lineal.
- Calor de proceso industrial de sistemas cilindro parabólicos y lineales Fresnel.
- Energía eólica, desde turbinas individuales hasta grandes parques eólicos.

- Sistemas de energía marina undimotriz y mareomotriz.
- Calentamiento solar de agua.
- Celdas de combustible.
- Generación de energía geotérmica.
- Combustión de biomasa para generación de energía.
- Sistemas fotovoltaicos de alta concentración.

Además del modelo técnico, se pueden obtener modelos financieros como:

- Proyectos residenciales y comerciales donde el sistema de energía renovable está del lado del cliente del medidor de servicios públicos (detrás del medidor), y la energía del sistema se usa para reducir la factura de electricidad del cliente.
- Proyectos de acuerdo de compra de energía (PPA) donde el sistema está conectado a la red en un punto de interconexión, y el proyecto obtiene ingresos a través de las ventas de energía. El proyecto puede ser propiedad y ser operado por un solo propietario o por una sociedad que involucre un acuerdo de inversión o arrendamiento posterior.
- Propiedad de terceros donde el sistema está instalado en la propiedad del cliente (anfitrión) y es propiedad de una entidad separada (desarrollador), y el anfitrión es compensado por la energía generada por el sistema a través de un PPA o un contrato de arrendamiento.

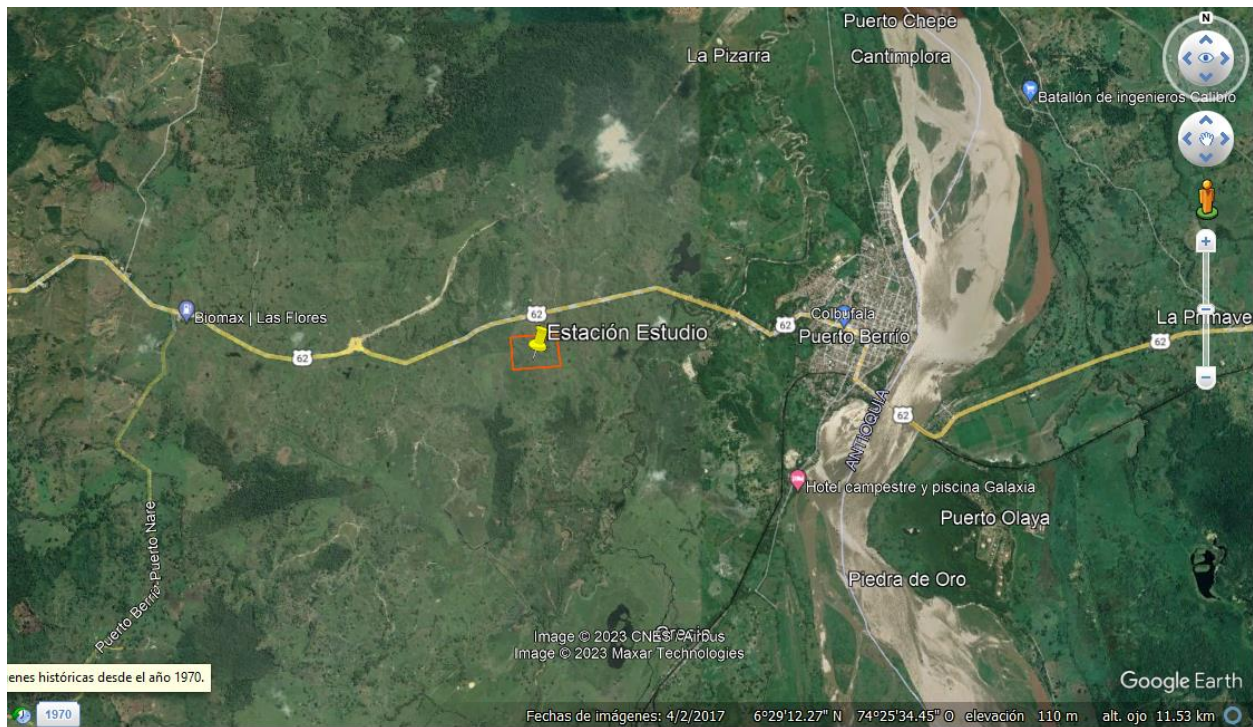
4.2 Datos de entrada al simulador

A continuación, se mostrará el paso a paso que se debe seguir para configurar el software antes de ejecutar una simulación. A manera de ejemplo se verá el cargue de datos en un proyecto de energía solar fotovoltaica en modelo PV detallado para comercial distribuido: Photovoltaic /

Detailed PV model / Distributed / Comercial Owner sin respaldo de baterías. Para plantear el modelo que se estudiará es necesario establecer los parámetros requeridos por el sistema comenzando con las coordenadas de la ubicación del proyecto. Esto con el objeto de que el mismo software descargue e instale en su base de datos los datos del clima de una ubicación específica al momento de iniciar la carga de parámetros de un proyecto cualquiera. Para este caso se tomó la ubicación (ficticia) que está establecida en la tabla *Especificaciones de estación de compresión de gas natural para estudio* o Tabla 3 y que se puede ver en la siguiente figura:

Figura 63

Ubicación hipotética de la estación de compresión Estudio



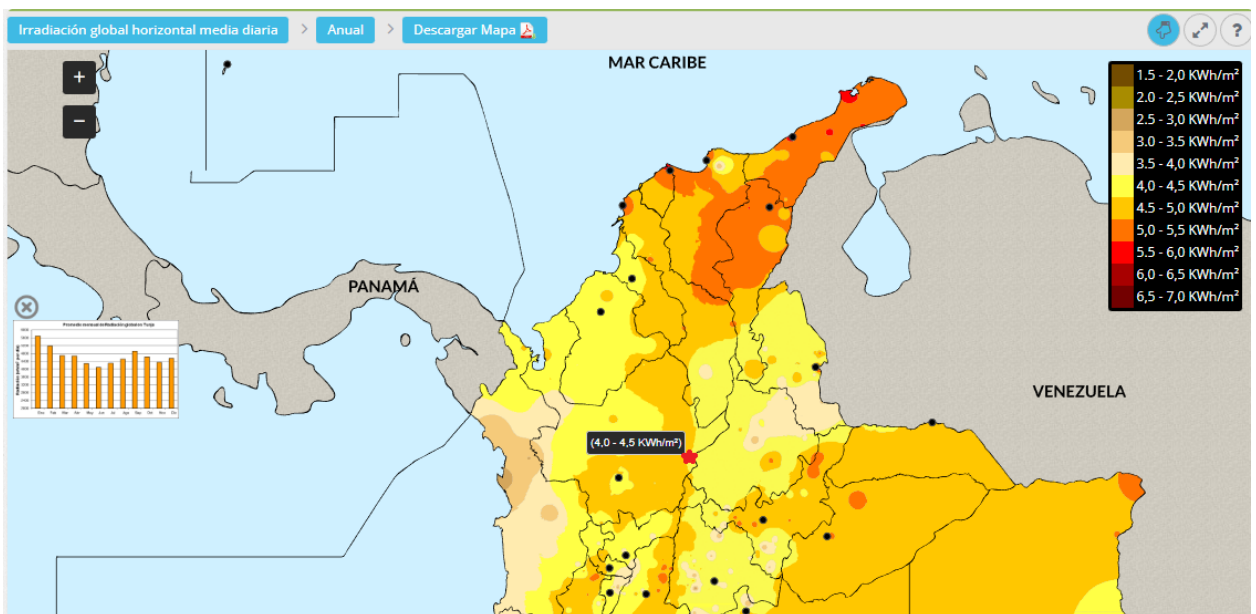
Adaptado de: Google Earth Pro

Como se puede apreciar en el mapa mostrado en la figura 63, se escogió una ubicación en cercanías de Puerto Berrío en el sector del valle medio del Magdalena con las coordenadas

6°29'12.27" N y 74°25'34.45" O. Este sector cuenta con una radiación solar de 4.0 – 4.5 KWh/m² según se puede observar en la figura 64 con datos obtenidos del IDEAM (Ideam, 2023). Es de aclarar que, si no existen datos de una ubicación específica, el sistema escogerá por defecto los datos de la ubicación conocida más cercana al área escogida.

Figura 64

Radiación solar en el área de ubicación de la Estación Estudio

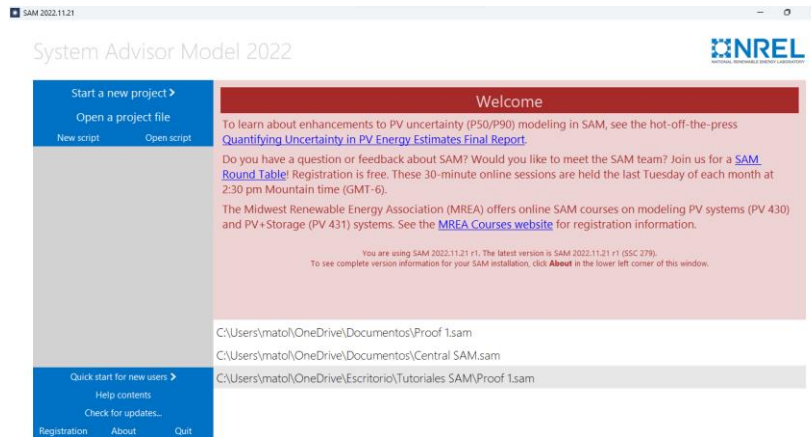


Adaptado de: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>

Una vez que se tienen los datos de ubicación del proyecto representados en coordenadas, se debe acceder al simulador y se verá la siguiente interfase:

Figura 65

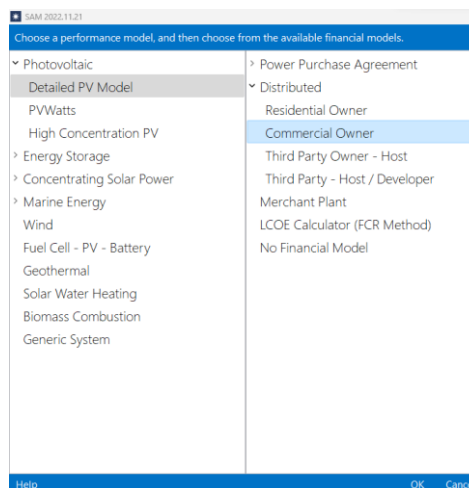
Interfase de inicio de SAM



Para iniciar cualquier proyecto es necesario escoger la ruta: Start a new Project / choose a performance model (photovoltaic, energy storage, concentrating solar power, marine energy, wind, etc) / and then choose from the available financial model. Para el presente estudio se inició seleccionando un modelo: Photovoltaic / Detailed PV model / Distributed / Comercial Owner / Ok.

Figura 66

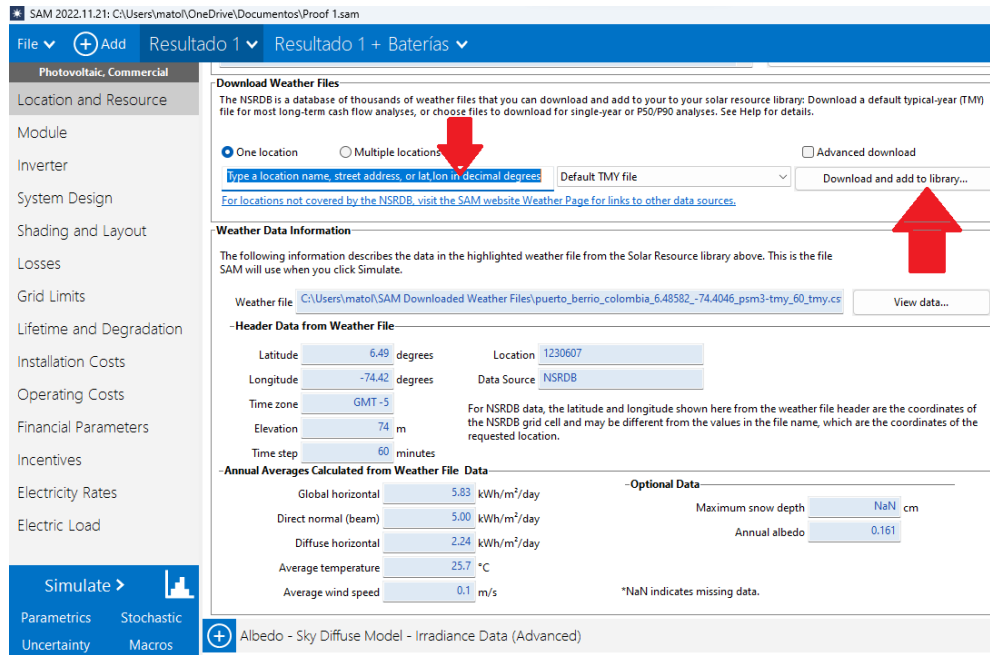
Ruta de inicio de proyecto



Una vez seleccionado lo anterior, el simulador solicita las coordenadas de la ubicación del proyecto para luego descargar los datos del clima de esta.

Figura 67

Ingreso de datos de localización en forma de coordenadas



Observando la figura 67, es posible ver que a la izquierda aparece el menú con todas las pestañas que se deben diligenciar. En la imagen Down se aprecia la ventana que se muestra al seleccionar la pestaña Location and Resource. Algunas de estas pestañas mostrarán casillas que tendrán valores por defecto que no pueden cambiarse manualmente y serán las casillas que tienen sombreado. Otras tendrán valores que el simulador permite manipular y estas casillas no tienen sombreado. En todo caso se debe leer muy bien el contenido de cada casilla para entender si es posible realizar algún cambio, lo que generalmente es posible al seleccionar alguna casilla de chequeo.

Para llevar a cabo el dimensionamiento de la potencia requerida o AC Sizing se utilizaron los datos de la tabla 3 y más específicamente los datos de la potencia de los 2 compresores (de 1680 Hp cada uno) de 3360 Hp equivalentes a 2505.54 KWh más la carga instalada de los sistemas de apoyo y control que es de 235,2 KWh, lo que suma 2740.74 KWh o 2.74 MWh aproximadamente en AC. Esta carga se debe dimensionar teniendo en cuenta que la energía se produce en DC y con un factor de conversión de 1.2 típico de los inversores seleccionados el simulador determina que se requieren 3282 KWh en DC para producir 2761 KWh en AC. Los datos que se introdujeron en cada pestaña se muestran en la tabla 5. En todos los casos, los fabricantes de sistemas fotovoltaicos recomiendan que se diseñe por encima de la potencia requerida, en este caso se observa que el valor de 2761 KWh es mayor que el requerimiento de 2750 KWh, sin embargo, podría ser mayor y eso influiría en el total de energía producida.

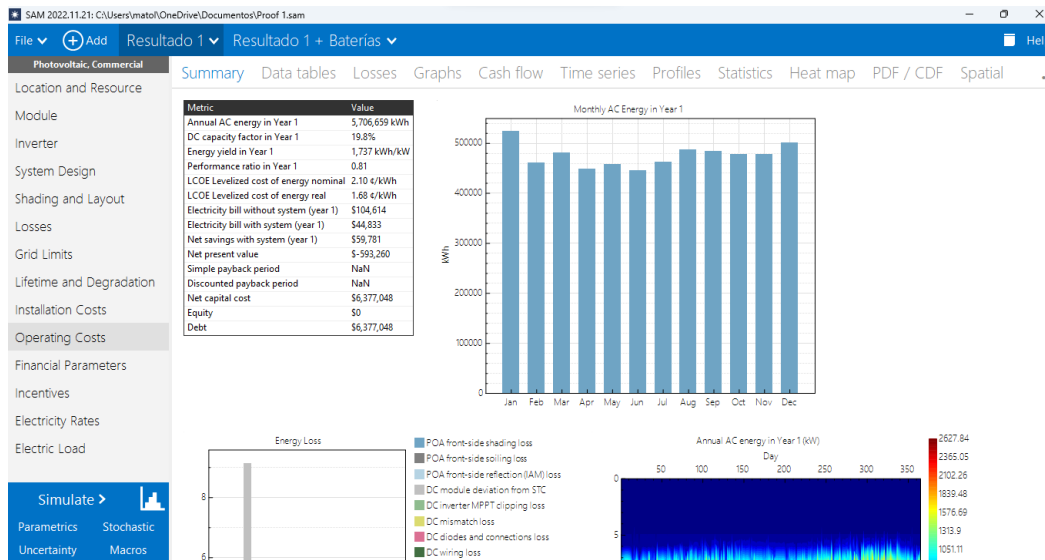
Tabla 5

Datos introducidos al simulador para un proyecto fotovoltaico comercial de un solo dueño

| <i>Parámetro</i> | | <i>Referencias y Valores</i> | |
|-----------------------------|-------------------|--------------------------------------|-----------------------------------|
| <i>Location</i> | <i>and</i> | Latitud: 6°29'12.27'' N | Longitud: 74°25'34.45'' O |
| <i>Resource</i> | | | |
| <i>Module</i> | | CSI Solar-CS7N-670MB-AG | Característica: Bifacial |
| | | Material: Mono-C-Si | |
| <i>Inverter</i> | | ABB: PVS-175TL-POWER- | |
| | | MODULE-2-US [800V] | |
| <i>System Desing</i> | | <i>Desired array size:</i> 3282 KWdc | <i>Ground Coverage ratio:</i> 0.4 |
| | | <i>Desired DC to AC Ratio:</i> 1.2 | Modules per string in subarray:26 |

| | | |
|---------------------------------|---|---------------------------------------|
| | <i>Tracking & Orientation: 2 axis</i> | Strings in parallel in subarray: 272 |
| Shading and Layout | <i>Module orientation: Portrait</i> | <i>Number of modules along bottom</i> |
| | <i>Number of modules along side of row: 2</i> | <i>of row: 17</i> |
| | | <i>Module aspect ratio: 1.7</i> |
| Losses | <i>DC Looses:</i> | <i>Calculate?: Check</i> |
| | <i>Module mismatch: 2 %</i> | <i>AC wiring: 1%</i> |
| | <i>Diodes and conexions: 0.5 %</i> | |
| | <i>DC wiring: 2%</i> | |
| Grid limits | Uncheck | |
| Lifetime and Degradation | <i>Annual DC degradation rate:</i> | |
| | 0.2 %/year | |
| Installation Cost | <i>Dejar por defecto</i> | |
| Operating Cost | <i>Dejar por defecto</i> | |
| Financial Parameters | <i>Dejar por defecto</i> | |
| Incentives | <i>Dejar por defecto</i> | |
| Electricity Rates | <i>Dejar por defecto</i> | |
| Electric Load | <i>Dejar por defecto</i> | |

Una vez fijados los parámetros de entrada, se está listo para simular. Hacer click sobre la pestaña *Simulate* ubicada en la parte inferior izquierda del menú y el simulador muestra los resultados después de una breve espera tal y como se pueden ver en la siguiente figura.

Figura 68*Portada de informe del simulador SAM*

En este punto se pueden visualizar los resultados de la simulación en una pantalla de forma general (pestaña Summary) o se pueden visualizar de forma separada valiéndose de las pestañas que se aprecian en la parte superior de la figura 68 como pueden ser: Data tables, Losses, Graphs, Cash Flow, Time series, Profiles, Statistics, Heat map, PDF/CDF y Spatial. En los tres puntos que se observan al final de la línea de pestañas nombradas anteriormente se puede revisar si la simulación presentó errores o alertas.

Dentro de los datos obtenidos se encuentran tablas que se pueden exportar a Excel, gráficas que el simulador realiza con los mencionados datos, gráficas como mapas de calor, energía producida en un año, gráfica de pérdidas, flujos de efectivo y más. Es de aquí en adelante que cada usuario usará los resultados de acuerdo con los requerimientos de información que tenga y así pueda tener elementos de juicio para determinar la viabilidad o no de un proyecto basado en energías renovables.

5 Estudio económico y análisis de resultados

5.1 Factibilidad económica referida al simulador

Los datos de configuración que corresponden a las necesidades de potencia requeridas, listadas en la Tabla 3 y que deben plantearse por encima de los valores reales (Requeridos 2750 KWh) se pueden ver en la Tabla 6.

Los resultados obtenidos y que se encuentran listados en la tabla 7, corresponden a la simulación con tres tipos de configuración distintos.

Tabla 6

Configuración de potencia nominal de DC (nameplate) a potencia total en AC

| | <i>Nameplate DC capacity</i> <i>(capacidad nominal en DC)</i> | <i>Total, AC capacity</i> <i>(capacidad total en AC)</i> |
|---------------------------------------|--|---|
| <i>PV o Fotovoltaica sin baterías</i> | 3,378.231 KWdc | 2805,143 KWac |
| <i>PV o Fotovoltaica con baterías</i> | 3,378.231 KWdc | 2805,143 KWac |
| <i>(CSP) o de concentración, tipo</i> | Design Gross Output | Estimated Net Output at |
| <i>Parabolic Trough</i> | 3100 KWe | Desing: 2800 KWe |

Se configuró un sistema solar fotovoltaico o PV sin almacenamiento para una potencia de 2805,143 KWac (2.8 MWac), además, un sistema como el mencionado PV con baterías de almacenamiento y adicionalmente un sistema CSP o solar de concentración tipo cilindro

parabólico (Parabolic Trough) de 2800 KWe (2.8 MWe), este último como referencia para explorar tecnología de concentración que aún no está desarrollada en Colombia.

Tabla 7

Resultados de simulaciones con tres proyectos diferentes para un mínimo de 2750 KWh

| <i>Tecnología</i> | <i>Área</i> | <i>Energía producida en el año 1</i> | <i>Costos netos de capital</i> | <i>Valor Presente Neto (VPN)</i> |
|--|--|--|------------------------------------|--------------------------------------|
| Fotovoltaica sin seguimiento solar | 7.736 Ha 77,360 m² | 5'636,604 KWh | 6'557,066 USD | -624,889 USD |
| Fotovoltaica con seguimiento solar | 5.802 Ha 58,020 m² | 7'367,913 KWh | 6'557,066 USD | -3'594,461 USD |
| Fotovoltaica con baterías y seguimiento solar | 5.802 Ha 58,020 m² | 7'356,613 KWh | 7'235,093 USD | -1'433,276 USD |
| (CSP) o de concentración, tipo Parabolic Trough | 360.17 Ha 3'601,700 m² | 5'954,586 KWh | 14'646,285 USD | -3'454,210 USD |

Al observar los resultados arrojados por el simulador, se encuentra con que los costos netos de capital resultan bastante elevados y esto hace que el VPN sea negativo, ya que los ingresos en un proyecto de este tipo donde la energía producida no se vende en su totalidad, sino que se consume, hace que se muestren retornos en un tiempo superior al de la vida útil del activo, que, en este caso es de 25 años. El simulador tampoco calculó la tasa interna de retorno TIR ni el retorno de la inversión o Payback ya que estos no tienen sentido en el caso de que la vida útil del activo no sea inferior al tiempo de recuperación de la inversión. Se puede ver que la energía producida al implementar un sistema con seguimiento solar se incrementa alrededor de un 30 % respecto a la obtenida sin este componente, sin embargo, el simulador no registra incremento en el costo inicial, cosa que en realidad si se debe considerar tal y como se verá más adelante.

En cuanto a los cálculos anteriores es necesario aclarar que el simulador toma datos relacionados con la realidad de Estados Unidos y que estos difieren de la realidad colombiana, por lo tanto, se procederá a realizar dichos cálculos aterrizados localmente en el siguiente apartado. No obstante, estos datos quedan como referencia con el fin de realizar posibles comparaciones que puedan ser traídas a colación más adelante.

Por otro lado, se observa que el área requerida para un proyecto de este tipo con tecnología de concentración CSP es muy elevada si se compara con el área requerida para un proyecto de fotovoltaica de similar o misma potencia. También se observa que el costo de este tipo de tecnología es muy superior comparado con los otros casos estudiados, aunque la eficiencia de esta se ubica en un 20% a un 40% que resulta superior a la de la PV con un 18% a 26%. En todo caso la energía solar de concentración resulta muy costosa aún en el contexto internacional además de que se recomienda para necesidades superiores a los 100 MWe y en regiones con una muy alta capacidad de irradiación (por encima de 2000 KWh/m² al año) ya que requiere de tiempos de

radiación muy prolongados para lograr su máxima eficiencia. Este sistema cuenta con su propio almacenamiento de calor con capacidad por entre 10 a 15 horas, lo que le da autonomía para desplegar y entregar energía garantizando las 24 horas de suministro en caso de necesidad, pero esto también influye en el área efectiva utilizada y por ende en el costo del terreno requerido y que en este caso no se tuvo en cuenta por considerar que el valor de la tierra tasado por el simulador no corresponde a la realidad colombiana.

En cuanto a esta última consideración respecto de no introducir en el modelo de simulación el costo del terreno, es necesario aclarar que se aplicó a todos los modelos estudiados, ya que dependiendo del tamaño del terreno propio que una estación real llegue a poseer y donde se pueda llegar a plantear uno cualquiera de los proyectos de estudio, es que se verá un impacto que se deberá tener en cuenta al momento de plantear el proyecto pues si es necesario adquirir más terreno del que se tiene disponible, en todo caso, este será un costo que se deberá agregar al cálculo financiero.

5.2 Factibilidad económica por Energía requerida Vs energía obtenida

En el aspecto de la energía requerida y la energía que realmente se obtiene al implementar un proyecto de energía solar, es importante revisar cuáles serían los beneficios a largo plazo que pueden llevar a tomar una decisión favorable a la utilización de una de las tecnologías estudiadas, ya que para implementar un proyecto de este tipo, donde la finalidad es el autoconsumo y no la venta de energía, los posibles flujos de caja a favor se obtienen por el ahorro en el costo de la energía requerida.

Es importante aclarar que aquí se trató de acopiar datos y criterios adaptados a la realidad del país y por ende lograr reflejar resultados más reales que los vistos anteriormente con el

simulador SAM. Sin embargo, los datos arrojados por el simulador en cuanto a la energía producida en un año, áreas requeridas y diseño del sistema en general si fueron tenidas en cuenta.

Para este apartado no se tuvo en cuenta la tecnología de concentración CSP, por considerar que tanto sus costos como la facilidad de su implementación en el país no se considera viable aún a nivel competitivo en el corto plazo.

Se hizo necesario acopiar datos de consumo de energía en estaciones de compresión de similar tamaño a la de estudio cuyos datos básicos se encuentran en la tabla 3. Estos datos se usaron para construir un modelo de operación de una estación de compresión con los siguientes datos de consumo energético (ver tabla 8):

Tabla 8

Datos de consumo anual de energía en la estación de compresión estudio

| <i>Tipo</i> | <i>Dato</i> | <i>Unidad</i> |
|---|---------------|---------------|
| <i>Horas en servicio/año</i> | 4015,2 | h |
| <i>Consumo eléctrico/año (sistemas de apoyo y control)</i> | 132,825 | KW/año |
| <i>Consumo eléctrico equivalente de compresores/año (2 x 1680 Hp)</i> | 10'060,244.21 | KW/año |

| | | |
|--|---------------|---------------|
| <i>Total, de consumo eléctrico/año</i> | 10'193,069.21 | KW/año |
| <i>Costos de personal</i> | 351,580.32 | USD |
| <i>Costos de mantenimiento</i> | 127,211.65 | USD |
| <i>Costo energía/año</i> | 599,450.78 | USD |
| <i>LCOE</i> | 0.105 | USD/KW |

Tomado de datos de operación de plantas reales en gasoductos de similares flujos.

En la tabla 9 se pueden ver los costos individuales que se deben asumir en Colombia en cuanto a costo de los paneles, inversores, mano de obra, herramientas y equipos necesarios para la instalación, gastos de mantenimiento anual, costos de terreno en la zona de influencia y los incentivos tributarios a los que se puede tener derecho.

Tabla 9

Inversiones iniciales, costos unitarios

| Costos unitarios de instalación | |
|---|---------------------------|
| Equipos y materiales | Costo unitario USD |
| Paneles Ref: CS7N-670MB-AG Marca: CSI Solar Co. Ltd | \$ 245.47 |
| Inversores Ref: CSI-255K- T800GLO3-U Marca: CSI Solar Co. Ltd | \$ 12,811.14 |
| Mano de obra por Instalación de cada Panel | \$ 4.52 |
| Mano de obra por Instalación de cada Inversores | \$ 11.28 |
| Equipo y herramientas para instalación de cada Panel | \$ 6.80 |
| Equipo y herramientas para instalación de cada Inversor | \$ 137.17 |
| Baterías: AGM de 3 Kw | \$ 103.99 |

| | | |
|--|---|----------|
| Sistema de seguimiento solar doble eje de 12 Kw Ref: SF-ST005 Marca: SUN TRACKER Precio por Kw | \$ | 160 |
| Hectárea de tierra en Antioquia | \$ | 7,225.40 |
| Pago requerido para solicitud de Incentivos tributarios Ley 1715 de 2014. Solicitudes UPME (Resolución 464 de 2021) y ANLA (Resolución 1283 de 2016) | Por calculadora de la UPME y dependiendo del monto de la inversión inicial total. Ejemplo: Inversión inicial de 1000'000.000 COP paga 2'309.333 COP o 554,33 USD | |
| Costos mantenimiento anual | 1.5 % de inversión inicial | |

Tomado de <https://www.csisolar.com>; https://www.alibaba.com/product-detail/Rechargeable-Batteries-Solar-AGM-12-Volts_1600484957732.html?spm=a2700.7735675.0.0.3181zABgzABgK2&s=p;
https://www.alibaba.com/product-detail/Manufacturers-Solar-Tracking-System-12KW-Dual_1600227605037.html?spm=a2700.pc_countrysearch.main07.49.546f37763ywreD;
<https://app.upme.gov.co/Calculadora/CalculadoraIT.html>

Los valores unitarios de mano de obra y manejo de herramientas especializadas para la instalación de los equipos que se observan en la tabla 9 se establecieron con respecto al panorama local del país teniendo en cuenta el valor de la hora de trabajo para técnicos y auxiliares de instalación y obteniendo el costo por unidad instalada en USD. En cuanto a las baterías se optó por emplear baterías tipo AGM que son altamente recomendadas para estos proyectos por sus prestaciones que incluyen cero mantenimientos, alto número de ciclos de carga y descarga lo que les da una durabilidad de entre 5 y 8 años y buen precio en cantidades grandes. Los seguidores o rastreadores solares se cotizan por KW y tienen capacidad de usar doble eje para el seguimiento del sol, su precio es competitivo y pueden albergar hasta 18 paneles del tipo bifacial con su gran tamaño y hasta 40 paneles de menores dimensiones por cada uno. En cuanto a la solicitud de

incentivos tributarios a la UPME, esta se establece en la Resolución 464 de 2021 y obedece a que es un requisito para acceder a los incentivos tributarios para esta clase de proyectos establecidos en la Ley 1715 de 2014.

Los incentivos tributarios establecidos en la Ley 1715 de 2014 tienen como objetivo promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía y principalmente las de origen renovable para que hagan parte del sistema eléctrico nacional. Los incentivos que se pueden obtener son: Deducción especial del Impuesto a la renta de hasta el 50% de la inversión inicial realizada; Depreciación acelerada de inversiones nuevas realizadas en maquinaria, equipos y obras civiles de hasta el 20% anual; Exclusión del IVA en la adquisición de bienes y servicios nacionales o importados y por último, la exención del pago de los Derechos Arancelarios de Importación de maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados exclusivamente para labores de pre inversión y de inversión de proyectos con fuentes no convencionales de energía.

Para poder discretizar adecuadamente este estudio, fue necesario considerar seis escenarios de operación mostrados en la tabla 10 y que llevan a plantear a su vez seis escenarios de estudio y que tienen que ver con el diseño del sistema fotovoltaico: En los dos primeros escenarios, el sistema está diseñado para cubrir la carga requerida de 2,8 MW sin seguimiento solar, sin y con almacenamiento en baterías; para los siguientes dos escenarios se añadirá seguimiento solar, sin y con almacenamiento por baterías y en los dos escenarios finalmente analizados se plantea cubrir la energía total requerida en un año de 10'193,069.21 KW en promedio para lo cual se debe incrementar la potencia instalada, con seguimiento solar, sin y con almacenamiento en baterías. Se listan los datos de energía producida en el primer año realizando ajustes a los modelos planteados

para garantizar como mínimo la cantidad de energía requerida, así como el área necesaria para el montaje de equipos y el valor de la inversión inicial en cada caso.

Tabla 10

Características de los seis escenarios de estudio

| <i>Escenario</i> | <i>Características</i> | <i>Potencia (KWac)</i> | <i>Área requerida (Ha)</i> | <i>Energía generada año 1 (KW/año)</i> | <i>Inversión Inicial (USD)</i> |
|------------------|---|----------------------------|------------------------------------|--|------------------------------------|
| | Potencia básica | | | | |
| 1 | Sin rastreo solar Sin baterías | 2805.143 | 7.736 | 5'636,604 | 1'495,481.85 |
| | Potencia básica | | | | |
| 2 | Sin rastreo solar Con baterías | 2805.143 | 7.736 | 5'621,111 | 1'592,816.49 |
| | Potencia básica | | | | |
| 3 | Con rastreo solar Sin baterías | 2805.143 | 5.802 | 7'367,880 | 1'930,330.81 |
| | Potencia básica | | | | |
| 4 | Con rastreo solar Con baterías | 2805.143 | 5.802 | 7'343,740 | 2'027,665.45 |
| | Potencia optimizada | | | | |
| 5 | Con rastreo solar Sin baterías | 4080.208 | 8.381 | 10'641,211 | 2'792,983.06 |

| | | | | | |
|----------------------------|--------------------------|----------|-------|------------|--------------|
| Potencia optimizada | | | | | |
| 6 | Con rastreo solar | 4080.208 | 8.381 | 10'609,615 | 2'934,513.45 |
| Con baterías | | | | | |

Nota: Se usaron ajustes en el total de potencia necesaria en AC hasta llegar a un valor superior al total de energía promedio requerida de 10'193,069.21 KW/año.

Con relación a la variación de la potencia requerida para los dos últimos escenarios, los ajustes se hicieron en el número de inversores, así como en la cantidad de módulos solares y por esto al final se impactan tanto los costos como el área total del proyecto.

El análisis económico se llevó a cabo estableciendo los flujos de caja anuales durante la vida útil del proyecto que es de 25 años, los flujos de caja correspondientes a cada escenario se pueden ver en las tablas 11 a la 16. El flujo de caja se establece calculando los ingresos, que para un proyecto de este tipo se dan inicialmente por los ahorros que se puedan lograr al no tener que comprar energía adicional a la autogenerada. Entonces, la energía generada representa el ahorro y la diferencia es un gasto, ya que esta se deberá comprar a la empresa correspondiente. La energía generada y la energía a comprar se llevan a valor monetario en USD usando como referencia el valor para usuarios no regulados alcanzado en febrero de 2023 en Colombia de 0.067 USD/KWh (273.43 COP/KWh). El costo de la energía a comprar para cada caso se estableció restando el valor de la energía generada al valor de la energía requerida (10'193,069.21 KW/año).

Tabla 11
Flujo de caja para escenario 1

| Año | Energía requerida (KW) | Energía generada/ahorrada (KW) | Valor Energía ahorrada (USD) | Costo Energía a comprar (USD) | Costos mantenimiento (USD) | Depreciación acelerada (20%) USD | Flujos de caja (USD) |
|----------|------------------------|--------------------------------|------------------------------|-------------------------------|----------------------------|----------------------------------|----------------------|
| 0 | | | | | | | -\$ 1,495,481.85 |
| 1 | 10193070 | 5636650.00 | \$ 370,609.74 | \$ 299,584.62 | \$ 22,390.09 | \$ 275,618.27 | -\$ 226,983.24 |

| | | | | | | | |
|----------------|----------|--------------|---------------|-----------------|---------------|-----------------|----------------|
| 2 | 10193070 | 5608560.00 | \$ 368,762.82 | \$ 301,431.53 | \$ 22,390.09 | \$ 275,618.27 | -\$ 230,677.07 |
| 3 | 10193070 | 5580460.00 | \$ 366,915.25 | \$ 303,279.11 | \$ 22,390.09 | \$ 275,618.27 | -\$ 234,372.22 |
| 4 | 10193070 | 5552360.00 | \$ 365,067.67 | \$ 305,126.68 | \$ 22,390.09 | \$ 275,618.27 | -\$ 238,067.37 |
| 5 | 10193070 | 5524260.00 | \$ 363,220.10 | \$ 306,974.26 | \$ 22,390.09 | \$ 275,618.27 | -\$ 241,762.52 |
| 6 | 10193070 | 5496160.00 | \$ 361,372.52 | \$ 308,821.83 | \$ 22,390.09 | | \$ 30,160.60 |
| 7 | 10193070 | 5468050.00 | \$ 359,524.29 | \$ 310,670.07 | \$ 22,390.09 | | \$ 26,464.13 |
| 8 | 10193070 | 5439950.00 | \$ 357,676.71 | \$ 312,517.64 | \$ 22,390.09 | | \$ 22,768.98 |
| 9 | 10193070 | 5411840.00 | \$ 355,828.48 | \$ 314,365.87 | \$ 22,390.09 | | \$ 19,072.52 |
| 10 | 10193070 | 5383730.00 | \$ 353,980.25 | \$ 316,214.11 | \$ 22,390.09 | | \$ 15,376.05 |
| 11 | 10193070 | 5355610.00 | \$ 352,131.36 | \$ 318,063.00 | \$ 22,390.09 | | \$ 11,678.27 |
| 12 | 10193070 | 5327500.00 | \$ 350,283.13 | \$ 319,911.23 | \$ 22,390.09 | | \$ 7,981.81 |
| 13 | 10193070 | 5299390.00 | \$ 348,434.89 | \$ 321,759.46 | \$ 22,390.09 | | \$ 4,285.34 |
| 14 | 10193070 | 5271270.00 | \$ 346,586.00 | \$ 323,608.35 | \$ 22,390.09 | | \$ 587.56 |
| 15 | 10193070 | 5243150.00 | \$ 344,737.11 | \$ 325,457.24 | \$ 22,390.09 | | -\$ 3,110.22 |
| 16 | 10193070 | 5215030.00 | \$ 342,888.22 | \$ 327,306.13 | \$ 22,390.09 | | -\$ 6,808.00 |
| 17 | 10193070 | 5186900.00 | \$ 341,038.68 | \$ 329,155.68 | \$ 22,390.09 | | -\$ 10,507.09 |
| 18 | 10193070 | 5158780.00 | \$ 339,189.79 | \$ 331,004.57 | \$ 22,390.09 | | -\$ 14,204.87 |
| 19 | 10193070 | 5130650.00 | \$ 337,340.24 | \$ 332,854.12 | \$ 22,390.09 | | -\$ 17,903.97 |
| 20 | 10193070 | 5102520.00 | \$ 335,490.69 | \$ 334,703.66 | \$ 22,390.09 | | -\$ 21,603.06 |
| 21 | 10193070 | 5074390.00 | \$ 333,641.14 | \$ 336,553.21 | \$ 22,390.09 | | -\$ 25,302.16 |
| 22 | 10193070 | 5046260.00 | \$ 331,791.60 | \$ 338,402.76 | \$ 22,390.09 | | -\$ 29,001.25 |
| 23 | 10193070 | 5018130.00 | \$ 329,942.05 | \$ 340,252.31 | \$ 22,390.09 | | -\$ 32,700.35 |
| 24 | 10193070 | 4989990.00 | \$ 328,091.84 | \$ 342,102.51 | \$ 22,390.09 | | -\$ 36,400.76 |
| 25 | 10193070 | 4961850.00 | \$ 326,241.64 | \$ 343,952.72 | \$ 22,390.09 | | -\$ 40,101.17 |
| Totales | | 132483440.00 | | \$ 8,044,072.63 | \$ 559,752.30 | \$ 1,378,091.34 | |

Nota. El costo de la energía a comprar para cada caso se estableció restando el valor de la energía generada al valor de la energía requerida (10'193,069.21 KW/año).

Tabla 12
Flujo de caja para escenario 2

| Año | Energía requerida (KW) | Energía generada/ahorrada (KW) | Valor Energía ahorrada (USD) | Costo Energía a comprar (USD) | Costos mantenimiento (USD) | Depreciación acelerada (20%) USD | Costo Reemplazo de baterías (USD) | Flujos de caja (USD) |
|-----|------------------------|--------------------------------|------------------------------|-------------------------------|----------------------------|----------------------------------|-----------------------------------|----------------------|
| 0 | | | | | | | | -\$ 1,592,816.49 |
| 1 | 10193070 | 5621270.00 | \$ 369,598.50 | \$ 300,595.85 | \$ 23,850.11 | \$ 275,618.27 | | -\$ 230,465.73 |
| 2 | 10193070 | 5595960.00 | \$ 367,934.37 | \$ 302,259.98 | \$ 23,850.11 | \$ 275,618.27 | | -\$ 233,793.99 |
| 3 | 10193070 | 5565340.00 | \$ 365,921.11 | \$ 304,273.25 | \$ 23,850.11 | \$ 275,618.27 | | -\$ 237,820.52 |
| 4 | 10193070 | 5539490.00 | \$ 364,221.47 | \$ 305,972.89 | \$ 23,850.11 | \$ 275,618.27 | | -\$ 241,219.80 |
| 5 | 10193070 | 5509440.00 | \$ 362,245.68 | \$ 307,948.67 | \$ 23,850.11 | \$ 275,618.27 | | -\$ 245,171.37 |

| | | | | | | | |
|----------------|----------|--------------|---------------|-----------------|---------------|---------------|-----------------------|
| 6 | 10193070 | 5483010.00 | \$ 360,507.91 | \$ 309,686.45 | \$ 23,850.11 | \$ 97,334.64 | -\$ 70,363.29 |
| 7 | 10193070 | 5453510.00 | \$ 358,568.28 | \$ 311,626.07 | \$ 23,850.11 | | \$ 23,092.10 |
| 8 | 10193070 | 5426580.00 | \$ 356,797.64 | \$ 313,396.72 | \$ 23,850.11 | | \$ 19,550.81 |
| 9 | 10193070 | 5397540.00 | \$ 354,888.26 | \$ 315,306.10 | \$ 23,850.11 | | \$ 15,732.05 |
| 10 | 10193070 | 5370140.00 | \$ 353,086.71 | \$ 317,107.65 | \$ 23,850.11 | | \$ 12,128.95 |
| 11 | 10193070 | 5341520.00 | \$ 351,204.94 | \$ 318,989.41 | \$ 23,850.11 | | \$ 8,365.42 |
| 12 | 10193070 | 5313740.00 | \$ 349,378.41 | \$ 320,815.95 | \$ 23,850.11 | \$ 97,334.64 | -\$ 92,622.29 |
| 13 | 10193070 | 5285490.00 | \$ 347,520.97 | \$ 322,673.39 | \$ 23,850.11 | | \$ 997.47 |
| 14 | 10193070 | 5257320.00 | \$ 345,668.79 | \$ 324,525.56 | \$ 23,850.11 | | -\$ 2,706.88 |
| 15 | 10193070 | 5229430.00 | \$ 343,835.02 | \$ 326,359.33 | \$ 23,850.11 | | -\$ 6,374.42 |
| 16 | 10193070 | 5200900.00 | \$ 341,959.18 | \$ 328,235.18 | \$ 23,850.11 | | -\$ 10,126.11 |
| 17 | 10193070 | 5173360.00 | \$ 340,148.42 | \$ 330,045.93 | \$ 23,850.11 | | -\$ 13,747.62 |
| 18 | 10193070 | 5144490.00 | \$ 338,250.22 | \$ 331,944.14 | \$ 23,850.11 | \$ 97,334.64 | -\$ 114,878.67 |
| 19 | 10193070 | 5117260.00 | \$ 336,459.85 | \$ 333,734.51 | \$ 23,850.11 | | -\$ 21,124.77 |
| 20 | 10193070 | 5088090.00 | \$ 334,541.92 | \$ 335,652.44 | \$ 23,850.11 | | -\$ 24,960.63 |
| 21 | 10193070 | 5061150.00 | \$ 332,770.61 | \$ 337,423.74 | \$ 23,850.11 | | -\$ 28,503.24 |
| 22 | 10193070 | 5031690.00 | \$ 330,833.62 | \$ 339,360.74 | \$ 23,850.11 | | -\$ 32,377.23 |
| 23 | 10193070 | 5005020.00 | \$ 329,080.07 | \$ 341,114.29 | \$ 23,850.11 | | -\$ 35,884.33 |
| 24 | 10193070 | 4975300.00 | \$ 327,125.98 | \$ 343,068.38 | \$ 23,850.11 | \$ 97,334.64 | -\$ 137,127.15 |
| 25 | 10193070 | 4948880.00 | \$ 325,388.86 | \$ 344,805.49 | \$ 23,850.11 | | -\$ 43,266.74 |
| Totales | | 132135920.00 | | \$ 8,066,922.07 | \$ 596,252.78 | \$ 389,338.56 | |

Tabla 13
Flujo de caja para escenario 3

| Año | Energía requerida (KW) | Energía generada/ahorrada (KW) | Valor Energía ahorrada (USD) | Costo Energía a comprar (USD) | Costos mantenimiento (USD) | Depreciación acelerada (20%) USD | Flujos de caja (USD) |
|-----|------------------------|--------------------------------|------------------------------|-------------------------------|----------------------------|----------------------------------|-------------------------|
| 0 | | | | | | | -\$ 1,930,330.81 |
| 1 | 10193070 | 7367880 | \$ 484,438.11 | \$ 185,756.24 | \$ 23,850.11 | \$ 365,382.84 | -\$ 90,551.09 |
| 2 | 10193070 | 7353220 | \$ 483,474.22 | \$ 186,720.14 | \$ 23,850.11 | \$ 365,382.84 | -\$ 92,478.88 |
| 3 | 10193070 | 7338560 | \$ 482,510.32 | \$ 187,684.03 | \$ 23,850.11 | \$ 365,382.84 | -\$ 94,406.67 |
| 4 | 10193070 | 7323900 | \$ 481,546.43 | \$ 188,647.93 | \$ 23,850.11 | \$ 365,382.84 | -\$ 96,334.46 |
| 5 | 10193070 | 7309230 | \$ 480,581.87 | \$ 189,612.48 | \$ 23,850.11 | \$ 365,382.84 | -\$ 98,263.56 |
| 6 | 10193070 | 7294570 | \$ 479,617.98 | \$ 190,576.38 | \$ 23,850.11 | | \$ 265,191.49 |
| 7 | 10193070 | 7279910 | \$ 478,654.08 | \$ 191,540.27 | \$ 23,850.11 | | \$ 263,263.70 |
| 8 | 10193070 | 7265240 | \$ 477,689.53 | \$ 192,504.82 | \$ 23,850.11 | | \$ 261,334.60 |
| 9 | 10193070 | 7250580 | \$ 476,725.64 | \$ 193,468.72 | \$ 23,850.11 | | \$ 259,406.81 |
| 10 | 10193070 | 7235910 | \$ 475,761.08 | \$ 194,433.27 | \$ 23,850.11 | | \$ 257,477.70 |

| | | | | | | |
|----------------|----------|-----------|---------------|-----------------|---------------|---------------|
| 11 | 10193070 | 7221250 | \$ 474,797.19 | \$ 195,397.17 | \$ 23,850.11 | \$ 255,549.91 |
| 12 | 10193070 | 7206580 | \$ 473,832.64 | \$ 196,361.72 | \$ 23,850.11 | \$ 253,620.81 |
| 13 | 10193070 | 7191910 | \$ 472,868.08 | \$ 197,326.27 | \$ 23,850.11 | \$ 251,691.70 |
| 14 | 10193070 | 7177250 | \$ 471,904.19 | \$ 198,290.17 | \$ 23,850.11 | \$ 249,763.91 |
| 15 | 10193070 | 7162580 | \$ 470,939.64 | \$ 199,254.72 | \$ 23,850.11 | \$ 247,834.81 |
| 16 | 10193070 | 7147910 | \$ 469,975.08 | \$ 200,219.27 | \$ 23,850.11 | \$ 245,905.70 |
| 17 | 10193070 | 7133240 | \$ 469,010.53 | \$ 201,183.82 | \$ 23,850.11 | \$ 243,976.60 |
| 18 | 10193070 | 7118580 | \$ 468,046.64 | \$ 202,147.72 | \$ 23,850.11 | \$ 242,048.81 |
| 19 | 10193070 | 7103910 | \$ 467,082.08 | \$ 203,112.27 | \$ 23,850.11 | \$ 240,119.70 |
| 20 | 10193070 | 7089240 | \$ 466,117.53 | \$ 204,076.82 | \$ 23,850.11 | \$ 238,190.60 |
| 21 | 10193070 | 7074570 | \$ 465,152.98 | \$ 205,041.38 | \$ 23,850.11 | \$ 236,261.49 |
| 22 | 10193070 | 7059900 | \$ 464,188.43 | \$ 206,005.93 | \$ 23,850.11 | \$ 234,332.39 |
| 23 | 10193070 | 7045230 | \$ 463,223.87 | \$ 206,970.48 | \$ 23,850.11 | \$ 232,403.28 |
| 24 | 10193070 | 7030550 | \$ 462,258.66 | \$ 207,935.69 | \$ 23,850.11 | \$ 230,472.86 |
| 25 | 10193070 | 7015880 | \$ 461,294.11 | \$ 208,900.24 | \$ 23,850.11 | \$ 228,543.76 |
| Totales | | 179797580 | | \$ 4,933,167.93 | \$ 596,252.78 | |

Tabla 14
Flujo de caja para escenario 4

| Año | Energía requerida (KW) | Energía generada/ahorrada (KW) | Valor Energía ahorrada (USD) | Costo Energía a comprar (USD) | Costos mantenimiento (USD) | Depreciación acelerada (20%) USD | Costo Reemplazo de baterías (USD) | Flujos de caja (USD) |
|-----|------------------------|--------------------------------|------------------------------|-------------------------------|----------------------------|----------------------------------|-----------------------------------|-------------------------|
| 0 | | | | | | | | -\$ 2,027,665.45 |
| 1 | 10193070 | 7343740 | \$ 482,850.91 | \$ 187,343.45 | \$ 23,850.11 | \$ 365,382.84 | | -\$ 93,725.50 |
| 2 | 10193070 | 7309370 | \$ 480,591.08 | \$ 189,603.28 | \$ 23,850.11 | \$ 365,382.84 | | -\$ 98,245.15 |
| 3 | 10193070 | 7271260 | \$ 478,085.35 | \$ 192,109.01 | \$ 23,850.11 | \$ 365,382.84 | | -\$ 103,256.62 |
| 4 | 10193070 | 7235330 | \$ 475,722.95 | \$ 194,471.41 | \$ 23,850.11 | \$ 365,382.84 | | -\$ 107,981.41 |
| 5 | 10193070 | 7198600 | \$ 473,307.95 | \$ 196,886.40 | \$ 23,850.11 | \$ 365,382.84 | | -\$ 112,811.41 |
| 6 | 10193070 | 7161450 | \$ 470,865.34 | \$ 199,329.02 | \$ 23,850.11 | | \$ 97,334.64 | \$ 150,351.57 |
| 7 | 10193070 | 7125650 | \$ 468,511.49 | \$ 201,682.87 | \$ 23,850.11 | | | \$ 242,978.51 |
| 8 | 10193070 | 7087750 | \$ 466,019.56 | \$ 204,174.79 | \$ 23,850.11 | | | \$ 237,994.66 |
| 9 | 10193070 | 7052690 | \$ 463,714.37 | \$ 206,479.99 | \$ 23,850.11 | | | \$ 233,384.27 |
| 10 | 10193070 | 7014190 | \$ 461,182.99 | \$ 209,011.36 | \$ 23,850.11 | | | \$ 228,321.52 |
| 11 | 10193070 | 6979740 | \$ 458,917.91 | \$ 211,276.45 | \$ 23,850.11 | | | \$ 223,791.35 |
| 12 | 10193070 | 6940700 | \$ 456,351.03 | \$ 213,843.33 | \$ 23,850.11 | | \$ 97,334.64 | \$ 121,322.95 |
| 13 | 10193070 | 6906610 | \$ 454,109.61 | \$ 216,084.75 | \$ 23,850.11 | | | \$ 214,174.75 |
| 14 | 10193070 | 6867230 | \$ 451,520.37 | \$ 218,673.98 | \$ 23,850.11 | | | \$ 208,996.28 |
| 15 | 10193070 | 6833190 | \$ 449,282.24 | \$ 220,912.11 | \$ 23,850.11 | | | \$ 204,520.02 |

| | | | | | | | |
|----------------|----------|-----------|---------------|-----------------|---------------|---------------|---------------|
| 16 | 10193070 | 6793800 | \$ 446,692.35 | \$ 223,502.00 | \$ 23,850.11 | | \$ 199,340.24 |
| 17 | 10193070 | 6759920 | \$ 444,464.74 | \$ 225,729.61 | \$ 23,850.11 | | \$ 194,885.02 |
| 18 | 10193070 | 6720380 | \$ 441,864.99 | \$ 228,329.37 | \$ 23,850.11 | \$ 97,334.64 | \$ 92,350.87 |
| 19 | 10193070 | 6686040 | \$ 439,607.13 | \$ 230,587.22 | \$ 23,850.11 | | \$ 185,169.80 |
| 20 | 10193070 | 6647290 | \$ 437,059.32 | \$ 233,135.04 | \$ 23,850.11 | | \$ 180,074.17 |
| 21 | 10193070 | 6611870 | \$ 434,730.45 | \$ 235,463.90 | \$ 23,850.11 | | \$ 175,416.44 |
| 22 | 10193070 | 6574560 | \$ 432,277.32 | \$ 237,917.03 | \$ 23,850.11 | | \$ 170,510.18 |
| 23 | 10193070 | 6537780 | \$ 429,859.04 | \$ 240,335.32 | \$ 23,850.11 | | \$ 165,673.61 |
| 24 | 10193070 | 6501670 | \$ 427,484.80 | \$ 242,709.55 | \$ 23,850.11 | \$ 97,334.64 | \$ 63,590.50 |
| 25 | 10193070 | 6463960 | \$ 425,005.37 | \$ 245,188.98 | \$ 23,850.11 | | \$ 155,966.28 |
| Totales | | 172624770 | | \$ 5,404,780.19 | \$ 596,252.78 | \$ 389,338.56 | |

Tabla 15
Flujo de caja para escenario 5

| Año | Energía requerida (KW) | Energía generada/ahorrada (KW) | Valor Energía ahorrada (USD) | Costo Energía a comprar (USD) | Costos mantenimiento (USD) | Depreciación acelerada (20%) USD | Flujos de caja (USD) |
|-----|------------------------|--------------------------------|------------------------------|-------------------------------|----------------------------|----------------------------------|-------------------------|
| 0 | | | | | | | -\$ 2,792,983.06 |
| 1 | 10193070 | 10641200 | \$ 699,658.90 | \$ - | \$ 23,850.11 | \$ 528,966.62 | \$ 146,842.17 |
| 2 | 10193070 | 10620000 | \$ 698,265.00 | \$ - | \$ 23,850.11 | \$ 528,966.62 | \$ 145,448.27 |
| 3 | 10193070 | 10598900 | \$ 696,877.68 | \$ - | \$ 23,850.11 | \$ 528,966.62 | \$ 144,060.94 |
| 4 | 10193070 | 10577700 | \$ 695,483.78 | \$ - | \$ 23,850.11 | \$ 528,966.62 | \$ 142,667.04 |
| 5 | 10193070 | 10556500 | \$ 694,089.88 | \$ - | \$ 23,850.11 | \$ 528,966.62 | \$ 141,273.14 |
| 6 | 10193070 | 10535300 | \$ 692,695.98 | \$ - | \$ 23,850.11 | | \$ 668,845.86 |
| 7 | 10193070 | 10514100 | \$ 691,302.08 | \$ - | \$ 23,850.11 | | \$ 667,451.96 |
| 8 | 10193070 | 10493000 | \$ 689,914.75 | \$ - | \$ 23,850.11 | | \$ 666,064.64 |
| 9 | 10193070 | 10471800 | \$ 688,520.85 | \$ - | \$ 23,850.11 | | \$ 664,670.74 |
| 10 | 10193070 | 10450600 | \$ 687,126.95 | \$ - | \$ 23,850.11 | | \$ 663,276.84 |
| 11 | 10193070 | 10429400 | \$ 685,733.05 | \$ - | \$ 23,850.11 | | \$ 661,882.94 |
| 12 | 10193070 | 10408200 | \$ 684,339.15 | \$ - | \$ 23,850.11 | | \$ 660,489.04 |
| 13 | 10193070 | 10387100 | \$ 682,951.83 | \$ - | \$ 23,850.11 | | \$ 659,101.71 |
| 14 | 10193070 | 10365900 | \$ 681,557.93 | \$ - | \$ 23,850.11 | | \$ 657,707.81 |
| 15 | 10193070 | 10344700 | \$ 680,164.03 | \$ - | \$ 23,850.11 | | \$ 656,313.91 |
| 16 | 10193070 | 10323500 | \$ 678,770.13 | \$ - | \$ 23,850.11 | | \$ 654,920.01 |
| 17 | 10193070 | 10302300 | \$ 677,376.23 | \$ - | \$ 23,850.11 | | \$ 653,526.11 |
| 18 | 10193070 | 10281100 | \$ 675,982.33 | \$ - | \$ 23,850.11 | | \$ 652,132.21 |
| 19 | 10193070 | 10259900 | \$ 674,588.43 | \$ - | \$ 23,850.11 | | \$ 650,738.31 |
| 20 | 10193070 | 10238700 | \$ 673,194.53 | \$ - | \$ 23,850.11 | | \$ 649,344.41 |
| 21 | 10193070 | 10217600 | \$ 671,807.20 | \$ - | \$ 23,850.11 | | \$ 647,957.09 |

| | | | | | | |
|----------------|----------|-----------|---------------|-------------|---------------|---------------|
| 22 | 10193070 | 10196400 | \$ 670,413.30 | \$ - | \$ 23,850.11 | \$ 646,563.19 |
| 23 | 10193070 | 10175200 | \$ 669,019.40 | \$ 1,174.95 | \$ 23,850.11 | \$ 643,994.34 |
| 24 | 10193070 | 10154000 | \$ 667,625.50 | \$ 2,568.85 | \$ 23,850.11 | \$ 641,206.54 |
| 25 | 10193070 | 10132800 | \$ 666,231.60 | \$ 3,962.75 | \$ 23,850.11 | \$ 638,418.74 |
| Totales | | 259675900 | | \$ 7,706.56 | \$ 596,252.78 | |

Tabla 16
Flujo de caja para escenario 6

| Año | Energía requerida (KW) | Energía generada/ahorrada (KW) | Valor Energía ahorrada (USD) | Costo Energía a comprar (USD) | Costos mantenimiento (USD) | Depreciación acelerada (20%) USD | Costo Reemplazo de baterías (USD) | Flujos de caja (USD) |
|----------------|------------------------|--------------------------------|------------------------------|-------------------------------|----------------------------|----------------------------------|-----------------------------------|--------------------------|
| 0 | | | | | | | | - \$ 2,934,513.45 |
| 1 | 10193070 | 10609600 | \$ 697,581.20 | \$ - | \$ 23,850.11 | \$ 528,966.62 | | \$ 144,764.47 |
| 2 | 10193070 | 10591300 | \$ 696,377.98 | \$ - | \$ 23,850.11 | \$ 528,966.62 | | \$ 143,561.24 |
| 3 | 10193070 | 10568600 | \$ 694,885.45 | \$ - | \$ 23,850.11 | \$ 528,966.62 | | \$ 142,068.72 |
| 4 | 10193070 | 10547900 | \$ 693,524.43 | \$ - | \$ 23,850.11 | \$ 528,966.62 | | \$ 140,707.69 |
| 5 | 10193070 | 10527200 | \$ 692,163.40 | \$ - | \$ 23,850.11 | \$ 528,966.62 | | \$ 139,346.67 |
| 6 | 10193070 | 10504700 | \$ 690,684.03 | \$ - | \$ 23,850.11 | | \$ 141,530.39 | \$ 525,303.52 |
| 7 | 10193070 | 10485400 | \$ 689,415.05 | \$ - | \$ 23,850.11 | | | \$ 665,564.94 |
| 8 | 10193070 | 10462000 | \$ 687,876.50 | \$ - | \$ 23,850.11 | | | \$ 664,026.39 |
| 9 | 10193070 | 10443800 | \$ 686,679.85 | \$ - | \$ 23,850.11 | | | \$ 662,829.74 |
| 10 | 10193070 | 10419400 | \$ 685,075.55 | \$ - | \$ 23,850.11 | | | \$ 661,225.44 |
| 11 | 10193070 | 10401800 | \$ 683,918.35 | \$ - | \$ 23,850.11 | | | \$ 660,068.24 |
| 12 | 10193070 | 10376900 | \$ 682,281.18 | \$ - | \$ 23,850.11 | | \$ 141,530.39 | \$ 516,900.67 |
| 13 | 10193070 | 10359500 | \$ 681,137.13 | \$ - | \$ 23,850.11 | | | \$ 657,287.01 |
| 14 | 10193070 | 10334500 | \$ 679,493.38 | \$ - | \$ 23,850.11 | | | \$ 655,643.26 |
| 15 | 10193070 | 10317200 | \$ 678,355.90 | \$ - | \$ 23,850.11 | | | \$ 654,505.79 |
| 16 | 10193070 | 10292100 | \$ 676,705.58 | \$ - | \$ 23,850.11 | | | \$ 652,855.46 |
| 17 | 10193070 | 10274000 | \$ 675,515.50 | \$ - | \$ 23,850.11 | | | \$ 651,665.39 |
| 18 | 10193070 | 10250300 | \$ 673,957.23 | \$ - | \$ 23,850.11 | | \$ 141,530.39 | \$ 508,576.72 |
| 19 | 10193070 | 10230400 | \$ 672,648.80 | \$ - | \$ 23,850.11 | | | \$ 648,798.69 |
| 20 | 10193070 | 10209100 | \$ 671,248.33 | \$ - | \$ 23,850.11 | | | \$ 647,398.21 |
| 21 | 10193070 | 10187200 | \$ 669,808.40 | \$ 385.95 | \$ 23,850.11 | | | \$ 645,572.34 |
| 22 | 10193070 | 10167400 | \$ 668,506.55 | \$ 1,687.80 | \$ 23,850.11 | | | \$ 642,968.64 |
| 23 | 10193070 | 10144300 | \$ 666,987.73 | \$ 3,206.63 | \$ 23,850.11 | | | \$ 639,930.99 |
| 24 | 10193070 | 10125600 | \$ 665,758.20 | \$ 4,436.15 | \$ 23,850.11 | | \$ 141,530.39 | \$ 495,941.55 |
| 25 | 10193070 | 10101600 | \$ 664,180.20 | \$ 6,014.15 | \$ 23,850.11 | | | \$ 634,315.94 |
| Totales | | 258931800 | | \$ 15,730.69 | \$ 596,252.78 | | \$ 566,121.56 | |

A cada ahorro, se resta entonces el costo de la energía que se deba comprar, el costo operacional y el costo de la depreciación que para este caso es del 20 % anual con valor de salvamento cero y que corresponde a una depreciación acelerada en cinco años que es uno de los beneficios tributarios establecidos en el país para este tipo de proyectos.

Se calcularon los índices VPN o valor presente neto usando una tasa de descuento K del 9,6%, TIR o tasa interna de retorno y el PAYBACK además del LCOE usando las funciones financieras de Excel que a su vez responden a los cálculos financieros planteados en las siguientes ecuaciones:

$$VPN = \left(\sum + \dots + \frac{\text{Flujo de efectivo neto}}{(1+\text{Tasa de descuento } K)^{\text{número del período } n}} \right) - \text{Inversión Inicial} \quad (1)$$

$$TIR = 0 = -Inv Inicial + \left(\sum + \dots + \frac{\text{Flujo de efectivo neto por período}}{(1+\text{Tasa de descuento } K)^{\text{número del período}}} \right) \quad (2)$$

$$PAYBACK = 0 = -Inv Inicial + \dots + \text{flujo de caja neto por período } n \quad (3)$$

$$LCOE = \frac{\sum \text{Costos de operación a lo largo de la vida útil de 25 años en USD}}{\text{Energía generada a lo largo de la vida útil de 25 años en KW}} \quad (4)$$

Tabla 17
Consolidado de criterios financieros por escenario

| Escenario | VPN (USD) | TIR (%) | Payback (Años) | LCOE (USD/KW) |
|-----------|------------------|---------------|----------------|---------------|
| 1 | -\$ 2,358,847.69 | Indeterminado | Indeterminado | 0.076 |
| 2 | -\$ 2,605,094.15 | Indeterminado | Indeterminado | 0.081 |
| 3 | -\$ 893,595.81 | 5 | 14.343 | 0.041 |
| 4 | -\$ 1,343,141.45 | 3 | 17.905 | 0.049 |
| 5 | \$ 1,409,157.33 | 14 | 8.105 | 0.013 |
| 6 | \$ 1,076,697.91 | 13 | 8.556 | 0.016 |

Los resultados se muestran en la tabla 17 donde se puede apreciar que, en los 2 primeros escenarios aparte de presentar un VPN negativo, no se puede calcular una TIR debido a que durante la vida útil de 25 años nunca se encontraría un VPN de cero ya que los ahorros no superan a los costos durante la mayor parte del tiempo y tampoco se lograría un PAYBACK, lo que muestra claramente que bajo estos criterios no sería rentable ninguno de estos escenarios. Para los escenarios 3 y 4 se observa que el VPN continúa siendo negativo, aunque ya los ahorros representan mayores ingresos que en los escenarios anteriores, esto hace que se logre calcular una TIR que en ambos casos no supera la tasa de descuento del 9,6% por un gran margen, el PAYBACK se alcanzaría entre los 14 y 17 años. Aunque el LCOE es menor en todos los casos al LCOE de 0.105 USD/KW que muestra actualmente una instalación convencional y mostrado en la tabla 8, el tener un VPN negativo y una TIR inferior a la tasa de descuento sumado a la incertidumbre que se esperaría debido a factores como la inflación que no se han tenido en cuenta haría inviable estos dos escenarios.

Finalmente se aprecia que para los escenarios 5 y 6 la situación cambia drásticamente pues en ambos casos se obtiene un VPN positivo de \$1,409,157.33 y \$ 1,076,697.91 respectivamente, una TIR superior a la tasa de descuento de 14% y 13% respectivamente, un PAYBACK de entre 8.105 y 8.556 años respectivamente y el LCOE de 0.013 y 0.016 USD/KW, que son los más bajos de todos los escenarios analizados. En principio se puede concluir que estos dos últimos escenarios serían ampliamente favorables pues todos los criterios cumplen para hacer viable el proyecto. No obstante, se puede ver que, si se comparan los dos escenarios, el más favorable sería el que no presenta almacenamiento con baterías, es decir el escenario 5 ya que muestra los mejores indicadores de cara al cumplimiento de los criterios analizados. Esto se debe a que el almacenamiento con baterías resulta costoso de adquirir y de mantener ya que la vida útil de las

mismas es bastante reducida en el escenario analizado y aunque existen opciones de baterías con mayor vida útil, los costos de estas tecnologías aún incipientes disminuirían en gran medida la rentabilidad del proyecto. Cabe decir, que el almacenamiento con baterías siempre mostrará una disminución en el total de energía generada debido a que este sistema aumenta la carga total e incrementa las pérdidas por corrientes parásitas, lo que se pudo apreciar al observar las cifras en los tres escenarios donde se usaron.

5.3 Emisiones de CO₂

Una de las razones que se esgrime siempre que se piensa en realizar un proyecto de energía renovable es que se mejorará la producción de energía eléctrica de una manera amigable con el medio ambiente limitando el volumen de emisiones de gases de efecto invernadero como el CO₂ que se produce al usar un combustible convencional del tipo hidrocarburo como el diesel para mover un motor de un generador, por ejemplo. Sin embargo, el uso de electricidad proveniente de la red de distribución convencional también presenta una huella de carbono que, aunque pequeña, también contribuye de alguna manera al calentamiento global y por esto esta energía también aparece listada en la calculadora de CO₂ que se usará para la estimación correspondiente.

Para calcular las emisiones de CO₂ que se dejarían de producir si se implementara el proyecto, se usará la calculadora de emisiones que se encuentra en la página web de la UPME (UPME, 2016). Los resultados se encuentran en la Tabla 18.

En dicha calculadora se debe introducir la cantidad de combustible usado para la generación en metros cúbicos si es gas natural y en KW si se trata de electricidad tomada de la red de distribución. La lectura arrojada estará en Kilogramos de CO₂ y en la tabla mencionada se llevó a Toneladas de CO₂.

Tabla 18

Emisiones de CO₂ generadas en la estación de compresión con el sistema actual comparado con un sistema completamente eléctrico.

| Sistema actual | (Combustible/Consumo) /año | Emisiones KgCO ₂ |
|---|---------------------------------|---|
| <i>Gas natural en compresores</i> | 1'307,525 m ³ | 2'589,017 |
| <i>Electricidad en sistemas de apoyo y control</i> | 132,825 KW | 16,735 |
| Total, de emisiones de CO ₂ con sistema actual | | |
| 2'605,753 KgCO₂ | | |
| 2,605.753 TonCO₂ | | |
| <i>Sistema completamente eléctrico</i> | 10'193,069.21 KW consumidos/año | 1'284,326.72 KgCO₂ 1,284.32 TonCO₂ |

De acuerdo a los resultados vistos en la tabla anterior, se observa una disminución de emisiones del 49.3 % representado en 1'321,426.3 Kg de CO₂ o 1321.42 TonCO₂, lo cual indica que es mucho más beneficioso, ambientalmente hablando, el uso de energía eléctrica por encima de los combustibles convencionales como el gas natural, aunque este último es el que más bajas emisiones presenta de los combustibles hidrocarburos.

En Colombia, se usa como referencia el factor de emisión de CO₂ por generación eléctrica para el sistema interconectado nacional SIN que es de 0.126 Kilo gramos de CO₂ por KWh. Este factor es usado por las empresas del país para calcular su huella de carbono e incorpora los lineamientos definidos por la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático CMNUCC. Está contemplado en la resolución UPME 000320 del 5 de agosto de 2022.

6 Conclusiones

En concordancia con el primer objetivo de este estudio, se pudo determinar la demanda energética de una estación de compresión de gas natural típica para la región andina colombiana mediante el acopio de datos de operación reales en plantas similares a la que fue objeto de análisis y que se llevaron a energía eléctrica equivalente. El resultado, que se puede ver en la tabla 8, arrojó un promedio anual de trabajo de los compresores de 4015.2 horas, cada compresor es de 1680 Hp lo que suma 10'060,244.21 KW/año de consumo de energía eléctrica equivalente. Además, se requiere de electricidad para los sistemas auxiliares, de seguridad, apoyo y control con un promedio de 132.825 KW/año, lo que suma 10'193,069.21 KW/año de consumo eléctrico en total lo que muestra que la operación de una planta de compresión depende del consumo de gas natural por parte de los usuarios conectados al gasoducto respectivo, es decir, la planta no comprime más de lo necesario para mantener la presión de operación del gasoducto.

En lo que tiene que ver con el segundo objetivo propuesto, una vez descrito el principio de operación tanto de una estación de compresión como de las tecnologías de aprovechamiento de energía solar fotovoltaica y de concentración, así como al haberlas comparado entre sí como se puede evidenciar en la tabla 4, se determinó que para Colombia en este momento la tecnología más extendida y con mayor madurez comercial es la fotovoltaica, para lo cual se analizaron diferentes configuraciones de montaje de la misma usando un simulador especializado en tecnologías para aprovechamiento de las FNCER como lo es el System Advisor Model o SAM. No obstante, también se simuló una configuración muy básica de la tecnología de concentración lineal tipo cilindro parabólico con almacenamiento de calor, aunque esta tecnología aún dista mucho de llegar a su madurez comercial en el país. Los resultados de estas simulaciones se

muestran en la tabla 7 teniendo como base una carga de 2750 KWh y advierten el gran costo que representa actualmente cada una de ellas. Sin embargo, teniendo en cuenta las limitaciones del simulador en cuanto a la parte económica ya que este usa datos económicos foráneos, solo se tuvieron en cuenta las proyecciones de energía generada por cada configuración ya que estas se calculan con base en datos reales de nuestra región pues el SAM carga datos meteorológicos de satélites y estaciones climatológicas más cercanas a la ubicación escogida.

Para abordar el tercer objetivo, se realizó un estudio económico para lo cual fue necesario construir los flujos de caja proyectados a 25 años que es la vida útil tasada para este tipo de proyectos y así calcular los criterios económicos más usados al momento de analizar proyectos de inversión como lo son el VPN, TIR, PAYBACK y el índice LCOE para cada uno de seis escenarios de operación a saber: Escenario 1, 3 y 5 configurados para abastecer la planta con energía desde la necesaria para satisfacer la carga de 2750 KWh (escenario 1), una mejora de la misma usando seguidores solares que incrementan los costos (escenario 3) y una configuración que se optimizó para generar la energía total requerida anualmente de 10'193,069.21 KW/año (escenario 5). También se tuvieron en cuenta las configuraciones mencionadas anteriormente en el mismo orden, pero agregando almacenamiento por baterías para completar así las opciones 2, 4 y 6. Según los datos recogidos en la tabla 17, donde se pueden observar los criterios económicos para cada escenario, la mejor opción para ayudar a que un proyecto de este tipo sea viable económicamente sería que funcionara como un sistema híbrido, es decir, que no tenga almacenamiento y que esté conectado a la red de distribución (sistema ongrid) con un contrato de compra y venta de energía para asegurar ingresos no solo por lo que se dejaría de pagar al no tener que emplear el sistema energético convencional, sino también por ventas de energía a la red en momentos donde la producción solar sea grande y los compresores no sean exigidos, lo que mejoraría el flujo de caja

y podría llevar a lograr un equilibrio económico dentro de la vida útil del activo. Esto a la luz de que para los escenarios 5 y 6, el $VPN > 0$, $TIR >$ tasa de descuento del 9,6%, PAYBACK de 8 años y el LCOE entre 0.013 y 0.016 USD/KW inferior al actual con energía convencional de 0.105 USD/KW resultaron ser las únicas alternativas viables con una inclinación hacia el escenario 5 que no usa almacenamiento por baterías y cuyos, $VPN=1,409,157.33$ USD, $TIR=14\%$, $PAYBACK=8.105$ años y $LCOE= 0.013$ USD/KW resultaron los mejores indicadores a pesar de que la inversión inicial es la más alta (2'792,983.06 USD) genera también la mayor cantidad de energía igual a 10'641,211 KW/año. Significa además que, en este momento, el almacenamiento con baterías resulta costoso e innecesario pues este genera carga adicional al sistema lo que reduce la cantidad de energía generada. Esto, sin perder de vista que, aunque los costos actuales de estas tecnologías aún resultan altos para este tipo de necesidades, la masificación de estas muy probablemente hará que en un horizonte cercano se encuentren en disposición económica más favorable. En otras palabras, en este momento, la mejor manera de disminuir costos de operación en una planta de compresión por la vía de implementar FNCER en su funcionamiento es realizando inversiones altas y proyectadas a un plazo amplio como lo es el de 25 años con especificaciones bien definidas.

En cuanto a las emisiones de gases de efecto invernadero que se dejarían de emitir a la atmósfera, es claro que se nota una enorme disminución si se usa energía eléctrica en reemplazo de cualquier combustible fósil, pues, aunque el gas natural es el combustible hidrocarburo que menor cantidad de emisiones genera, también resulta mucho más contaminante respecto de lo que se genera con consumos equivalentes de electricidad proveniente de la red eléctrica nacional. En este sentido, son claras e innegables las bondades del uso de las FNCER al apoyar la operación de

cualquier actividad que hoy se realice a partir de cualquier otro tipo de fuente de energía ya sea eléctrica convencional o a base de combustibles hidrocarburos.

7 Recomendaciones

Una vez que se ha realizado este trabajo, se ha observado que el universo de posibilidades que se abren cuando se analiza a detalle la posibilidad de implementar tecnologías para el aprovechamiento de las FNCER es muy amplio y que se puede profundizar un poco más en lo que tiene que ver con el diseño y optimización de proyectos base para cada una de las tecnologías objeto de estudio. Por esto, se podría estudiar el aporte de cada una en actividades de reemplazo de fuentes convencionales por separado, aunque no resulten económicamente viables en este momento, ya que se trata de aprovechar que la dinámica del mercado está acelerando su expansión a nivel mundial y esto facilita ubicar múltiples fuentes de información, así como herramientas cada vez más especializadas.

Al tenor de lo anterior y como una manera de mantener la dinámica de implementación e integración paulatina de las tecnologías de aprovechamiento de FNCER al ámbito nacional a pesar de que sus costos no resulten atractivos en el presente, sugeriría que se continuara con el estudio de formas de integración entre tecnologías para lograr plantear sistemas complementarios o híbridos que aprovechen las fortalezas de una tecnología frente a las falencias de otra y una forma de operación que resulte beneficiosa y atractiva técnica y económicamente a fin de contribuir no solo con la transición energética por sí misma, sino que también se contribuya de manera efectiva con el propósito mundial de lograr una mejor convivencia entre las actividades industriales y el cuidado del medio ambiente logrando la sostenibilidad que mitigue el impacto que las actividades humanas sobre nuestro planeta.

En cuanto a una recomendación que signifique continuar con un trabajo de investigación actual, sería bueno extender los alcances de este trabajo para apoyar el estudio de implementación

de las tecnologías de aprovechamiento de las FNCER en otras actividades referentes a la cadena del gas natural como por ejemplo usar el mismo principio en plantas de producción y refinamiento del mismo donde también es necesario contar con motores para compresores y bombas de diferentes tamaños y que muchas veces usan generadores de electricidad por medio de motores de combustión con combustibles hidrocarburos. Esto daría pie a generar un mayor interés en contemplar este tipo de proyectos, lo que también contribuye de alguna manera a lograr la madurez técnica y comercial de las diferentes tecnologías de aprovechamiento de las FNCER.

Referencias Bibliográficas

Camargo Sarmiento, F. (Mayo de 2016). DISEÑO Y OPERACIÓN DE GASODUCTOS. *MODULO DISEÑO Y OPERACIÓN DE GASODUCTOS*. Bucaramanga, Santander, Colombia: UIS.

Consejo Privado de Competitividad. (2019). *INFORME NACIONAL DE COMPETITIVIDAD 2019-2020*. Bogotá: Panamericana Formas e Impresos S.A.

CREG. (2004). *PROPUESTA PARA LA DETERMINACIÓN Y ASIGNACIÓN DEL CARGO POR CONFIABILIDAD EN EL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA*. CREG.

CREG. (2019). *25 AÑOS DE REGULACIÓN EN EL SECTOR ENERGÉTICO*. Bogotá: EL TIEMPO.

CREG. (2023). *apologreg.gov.co*. Obtenido de <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1999-CREG042-99>

CREG, C. R. (08 de Marzo de 2007). *ESPECIFICACIONES DE CALIDAD DEL GAS NATURAL EN EL PUNTO DE ENTRADA DEL SISTEMA DE TRANSPORTE*. Obtenido de [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/7b4ee1f9a7c1a73d0525785a007a6e58/\\$FILE/D-017%20CALIDAD%20EN%20TRANSPORTE%20DE%20GAS.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/7b4ee1f9a7c1a73d0525785a007a6e58/$FILE/D-017%20CALIDAD%20EN%20TRANSPORTE%20DE%20GAS.pdf)

Ideam. (2023). *atlas.ideam.gov.co*. Obtenido de <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>

International Energy Agency. (Octubre de 2019). Solar Energy Mapping the road ahead. International Solar Alliance.

Khan, J., & Arsalan, M. H. (2015). Solar power technologies for sustainable electricity generation - A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 414 - 425.

Ma, Z., Glatzmaier, G. C., Wagner, M., & Neyses, T. (2012). *General Performance Metrics and Applications to Evaluate Various Thermal Energy Storage Technologies*. Golden: ASME.

Ministerio de ambiente y desarrollo sostenible. (2023). *Minambiente.gov.co*. Obtenido de <https://www.minambiente.gov.co>

Ministerio de minas y energía. (s.f.). *minenergía.gov*. Obtenido de <https://www.minenergia.gov.co/es/misional/fuentes-no-convencionales-de-energ%C3%ADa-renovable-fncr/>

NaturalGas.org. (20 de 09 de 2013). *NaturalGas.org*. Obtenido de <http://naturalgas.org/naturalgas/transport/>

NATURGAS. (2021). *NATURGAS ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE GAS NATURAL*. Obtenido de <https://naturgas.com.co/indicadores-naturgas-2021/#page=1>

NREL. (2023). *sam.nrel.gov*. Obtenido de <https://sam.nrel.gov/>

Nuclear, F. (2022). *Foro Nuclear.org*. Obtenido de www.foronuclear.org

Office of ENERGY EFFICIENCY & RENEWABLE ENERGY. (2023). *ENERGY.GOV*. Obtenido de <https://www.energy.gov/eere/solar/thermal-storage-system-concentrating-solar-thermal-power-basics>

Paliwal, P., & Yadav, S. (2019). *Natural Gas Transmission and Distribution Business*. Boca Raton: Taylor & Francis Group, LLC.

Pereira Blanco, M. J. (2015). Las energías renovables: ¿Es posible hablar de un derecho energético ambiental? Elementos para una discusión. *Jurídicas CUC*, 233-254.

Promigas. (2021). *INFORME DEL SECTOR GAS NATURAL Cifras 2020*. Bogotá: Promigas.

Rinconeducativo. (2023). *rinconeducativo.org*. Obtenido de <https://rinconeducativo.org/es/recursos-educativos/transporte-y-almacenaje-del-gas-natural/>

Ruiz, A. G. (2016). Estado del arte de sistemas de almacenamiento de energía térmica mediante cambio de fase, a media y alta temperatura. Sevilla, España: Universidad de Sevilla.

Schlumberger. (2023). *Glossary.slb.com*. Obtenido de https://glossary.slb.com/es/terms/c/compressor_plant

Schlumberger. (2023). *Glossary.slb.com*. Obtenido de https://glossary.slb.com/es/terms/n/natural_gas

SIGMA THERMAL. (2023). *SIGMA THERMAL*. Obtenido de <https://www.sigmathermal.com/es/sales-fundidas/>

Structuralia. (2022). ¿Cómo y por qué se aplican hoy en día las energías renovables en América latina y Europa? Usos reales en edificación, industria 4.0, smart cities y transporte. . Colombia: Structuralia.

United Nations Climate Change. (2023). *unfccc.int*. Obtenido de https://unfccc.int/es/kyoto_protocol

UPME. (2016). *www.upme.gov.co/Calculadora_Emisiones*. Obtenido de http://www.upme.gov.co/Calculadora_Emisiones/aplicacion/calculadora.html?

UPME. (2022). *UPME Unidad de Planeación Minero Energética*. Obtenido de https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Informe_proyeccion_demanda_energeticos.pdf

UPME. (2023). *Informe de Registro de Proyectos de Generación*. Bogotá: UPME.

Wikipedia. (2023). *Wikipedia.org*. Obtenido de https://en.wikipedia.org/wiki/Operating_cost

Wikipedia. (2023). *Wikipedia.org*. Obtenido de https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_solar_fotovoltaica

Wikipedia. (2023). *Wikipedia.org*. Obtenido de https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_solar_t%C3%A9rmica

Wikipedia. (2023). *Wikipedia.org*. Obtenido de <https://es.wikipedia.org/wiki/Gasoducto>

Wikipedia. (2023). *Wikipedia.org*. Obtenido de https://es.wikipedia.org/wiki/Red_de_distribuci%C3%B3n_de_energ%C3%ADa_el%C3%A9ctrica

Wikipedia. (2023). *Wikipedia.org*. Obtenido de https://en.wikipedia.org/wiki/Energy_transition

Zhao, X., & Ma, X. (2019). *Advanced Energy Efficiency Technologies for Solar Heating, Cooling and Power Generation*. Cham: Springer Nature Switzerland.