

Plan De Negocio
Desarrollo De Un Modelo De Suministro Ambiental Y Financieramente Eficiente De Gas
Natural A San Andrés Y Providencia

Aldo Moscarella Acosta y Cristian F. Noriega Saltarín

Facultad De Ciencias Económicas Y Administrativas,

Pontificia Universidad Javeriana Cali

Maestría En Administración De Empresas

Director: Jorge David Aponte Vasilescu

Santiago De Cali, Colombia

2022

Plan De Negocio
Desarrollo De Un Modelo De Suministro Ambiental Y Financieramente Eficiente De Gas
Natural A San Andrés Y Providencia

Aldo Moscarella Acosta y Cristian F. Noriega Saltarín

Director del trabajo de grado: Jorge David Aponte Vasilescu

Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar por el título
de Magíster en Administración de Empresas

Pontificia Universidad Javeriana

Santiago de Cali, 2022

Santiago de Cali, 9 de diciembre de 2022

Doctor

Fabian Osorio Tinoco

Decano

Facultad De Ciencias Económicas y Administrativas

Pontificia Universidad Javeriana

Santiago de Cali

Por medio de la presente estamos entregando a usted el Trabajo de Grado cuyo título es **“DESARROLLO DE UN MODELO DE SUMINISTRO AMBIENTAL Y FINANCIERAMENTE EFICIENTE DE GAS NATURAL A SAN ANDRÉS Y PROVIDENCIA”**.

Esperamos que este Trabajo cumpla con los requisitos académicos exigidos y que alcance el propósito para el cual fue elaborado.

Atentamente

Aldo Moscarella Acosta

CC: 72.302.771

Cristian Noriega Saltarín

CC: 72.210.884

Santiago de Cali, 9 de diciembre de 2022

Doctor

Fabián Osorio Tinoco

Facultad de Ciencias Económicas y Administrativas

Pontificia Universidad Javeriana

La Ciudad

Por medio de la presente me permito comunicarle, que en mi calidad de director de trabajo de grado he leído detenidamente el informe final del estudio titulado “DESARROLLO DE UN MODELO DE SUMINISTRO AMBIENTAL Y FINANCIERAMENTE EFICIENTE DE GAS NATURAL A SAN ANDRÉS Y PROVIDENCIA”, realizado por los estudiantes de la Facultad de Ciencias Económicas y Administrativas de la Pontificia Universidad Javeriana: ALDO MOSCARELLA ACOSTA, cédula: 72.302.771 y CRISTIAN NORIEGA SALTARÍN, cédula: 72.210.884, y considero que cumple con todos los requisitos requeridos para ser presentado a evaluación.

Atentamente

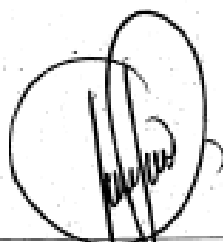
Jorge David Aponte Vasilescu

Director del Trabajo de Grado

ARTÍCULO 23 de la resolución N° 13 de julio 6 de 1946

“La Universidad no se hace responsable por los conceptos emitidos por sus alumnos en sus trabajos de Tesis. Sólo velará porque no se publique nada contrario al dogma y a la moral católica y porque la Tesis no contenga ataques o polémicas puramente personales; antes bien, se vea en ellas al anhelo de buscar la Verdad y la Justicia”.

“Desarrollo De Un Modelo De Suministro Ambiental Y Financieramente Eficiente De Gas Natural A San Andrés Y Providencia” Aprobado por el Comité de Trabajos de Grado en cumplimiento de los requisitos exigidos por la Pontificia Universidad Javeriana para optar por el título de Magíster en **Administración de Empresas**



Fabian Fernando Osorio Tinoco
Decano
Facultad de Ciencias Económicas y Administrativas



Monica Cecilia Tobon G
Director Maestría



Fabian Fernando Osorio Tinoco
Jurado



Jorge David Aponte Vasilescu
Director del Trabajo de Grado

Santiago de Cali, marzo de 2023

CONTENIDO

Introducción	13
Glosario de términos	16
1 Descripción de la oportunidad	20
1.1 Justificación	21
1.2 Metodología	22
1.2.1 Fuentes de información	22
1.3 Objetivos del plan de negocio	23
1.3.1 Objetivo general	23
1.3.2 Objetivos específicos	23
1.4 Marco teórico	23
1.4.1 Tecnologías para generación con mejor desempeño ambiental vs diésel	23
1.4.2 Combustión de diésel con hidrógeno	25
1.4.3 Combustión de diésel con gas natural	28
2 Antecedentes	32
3 Estudio de mercado.	34
3.1 Tamaño del mercado en San Andrés y Providencia.	34
3.2 SOPESA S.A. E.S.P., cliente de Energía + Verde	37
4 Análisis de inteligencia competitiva	40
4.1 Principales actores del mercado	40
4.1.1 Genser Power	40
4.1.2 CoPower	41
4.1.3 MGM Innova Services.	41
4.1.4 E2 Energía eficiente.	41

4.1.5	EON	42
4.2	Propuesta base	42
5	Propuesta de la estrategia del negocio	43
5.1	Resumen ejecutivo	43
5.2	Conformación equipo emprendedor	44
5.3	Breve descripción de la actividad empresarial	44
5.4	Misión, visión y valores de la empresa	45
5.4.1	Misión	45
5.4.2	Visión	45
5.4.3	Valores Corporativos	45
5.5	Estrategia empresarial Energía + Verde.	46
5.5.1	Estrategias FO (Fortalezas y Oportunidades)	46
5.5.2	Estrategias DO (Debilidades y Oportunidades)	46
5.5.3	Estrategias FA (Fortalezas y Amenazas)	46
5.5.4	Estrategias DA (Debilidades y Amenazas)	47
6	Diseño técnico u operativo	49
6.1	Diseño de los procesos claves	49
6.2	Reconocimiento de los recursos claves del negocio	50
6.2.1	Recursos o activos tangibles	50
7	Diseño organizacional y forma legal	57
7.1	Cargos y responsabilidades	58
7.1.1	Gerente general:	58
7.1.2	Director de operaciones y mantenimiento:	58
7.1.3	Director financiero y administrativo:	59
7.1.4	Profesional de operación y mantenimiento:	59
7.1.5	Profesional de proyectos	60

7.1.6	Profesional HSEQ:	60
7.1.7	Profesional de contabilidad y de facturación:	61
7.1.8	Profesional de talento humano:	61
7.1.9	Profesional de asuntos legales:	62
7.1.10	Coordinador de logística y compras:	62
7.1.11	Profesional de compras:	63
7.1.12	Profesional de servicios generales:	63
7.1.13	Auxiliar administrativa:	63
7.1.14	Instrumentistas (2)	64
7.1.15	Técnico ayudante (2)	64
7.1.16	Inspector HSEQ (2):	64
7.1.17	Almacenista:	65
7.2	Referencia salarial y gastos de operación	65
7.3	Estrategia de Mercadeo	70
7.3.1	Objetivo de mercadeo	71
7.3.2	Los productos y servicios	72
7.3.3	Marca	72
7.3.4	Estrategia de comunicaciones de mercadeo	73
7.3.5	Brand foundations	73
7.3.6	Return On Investment (ROI) de la comunicación	74
8	Análisis de la viabilidad financiera	76
8.1.1	Sustitución parcial con hidrógeno verde	77
8.1.2	Sustitución parcial por hidrógeno azul	78
8.1.3	Sustitución total por gas natural	80

	10
9 Análisis modelo de riesgo	95
9.1 WACC	95
9.2 TIR	97
9.3 Inversión de equipos	98
9.4 Precio del combustible GNL	100
10 Conclusiones y recomendaciones	102
Anexos	105
Referencias	106

LISTA DE TABLA

Tabla 1 Suministro de Energía Eléctrica	35
Tabla 2 Unidades de Generación - SOPESA S.A E.S.P.....	36
Tabla 3 Estimación de demanda potencial de energía proyectada de la empresa Energía+verde	36
Tabla 4 Matriz TOWS	47
Tabla 5 Recursos tangibles necesarios para el suministro de gas en San Andrés.....	50
Tabla 6 Clasificación de la Estimación de Costos	53
Tabla 7 Inversión a realizar por energía + verde para proyecto sustitución diésel San Andrés ...	56
Tabla 8 Costos Mensual Salarios.....	65
Tabla 9 Gastos de Nómina.....	67
Tabla 10 Requerimiento de combustibles para una sustitución energética 2 generadores MAN.	76
Tabla 11 Costos de Inversión para la Producción, Almacenamiento y Transporte de Hidrógeno Verde.....	77
Tabla 12 Costos y Gasto Asociados a Sustitución con Hidrógeno Verde	78
Tabla 13 Características de la planta de regasificación de GNL en Cartagena	79
Tabla 14 Costos de Inversión para la Producción, Almacenamiento y Transporte de Hidrógeno Azul.....	79
Tabla 15 Otros Costos.....	80
Tabla 16 CAPEX de inversión para la producción, almacenamiento y transporte de GNL.....	81
Tabla 17 Otros Costos (Operación, Mantenimiento, Costos Indirectos) para la Sustitución con Gas	81
Tabla 18 Cálculo Ahorros por sustitución Diesel a GNL - MAN	82
Tabla 19 Alternativas para la Sustitución de diésel inversión directa SOPESA	83
Tabla 20 Flujo de efectivo del negocio.....	86
Tabla 21 Datos entrada modelo Damoradan.....	88
Tabla 22 Datos costo de patrimonio y WACC-100% aportes	88
Tabla 23 Proyección de precios de diésel y gas natural 2023 - 2032	90
Tabla 24 Consumo de gas natural proyectado y energía eléctrica producida por generadores MAN 1 y 2	90
Tabla 25 Cálculo de costos de operación.....	91
Tabla 26 Estado de pérdidas y ganancias, energía + verde generadores MAN San Andrés	92

LISTA DE FIGURA

Figura 1 Emisiones de CO ₂ por unidad de energia	24
Figura 2 Proceso de producción de hidrógeno verde a partir de la energia	26
Figura 3 Proceso de Producción de hidrógeno azul a partir de Gas natural	27
Figura 4 Representación Buque Metanero.....	30
Figura 5 Simplificación del proceso de transporte	30
Figura 6 Cadena de valor energía + verde	49
Figura 7 Ubicación de planta de regasificación en San Andrés.....	51
Figura 8 Ubicación de planta de generación de Punta Evans	51
Figura 9 Esquema de recorrido GNL cargue hasta consumo para generación	52
Figura 10 Motor Dual - fuel.....	55
Figura 11 Organización energía + verde.....	57
Figura 12 Marca de Energía + verde	73
Figura 13 Ejercicio de simulación para el WACC.....	96
Figura 14 Gráfica de tornado para el WACC	96
Figura 15 Ejercicio de simulación para el TIR.....	97
Figura 16 Gráfica de tornado para la TIR.....	98
Figura 17 Ejercicio de simulación para la inversión de equipos	99
Figura 18 Gráfica de tornado para la inversión de equipos	99
Figura 19 Ejercicio de simulación para el precio del combustible GNL.....	100
Figura 20 Gráfica de tornado para el precio del combustible GNL.....	101

Introducción

El presente plan de negocio se enmarca en los pasos para la creación de una empresa partiendo de una idea o una posibilidad de negocio. El objetivo principal es realizar el estudio de viabilidad para la toma de decisión de emprender o, por el contrario, si los resultados no son favorables a las expectativas simplemente desistir de avanzar en el desarrollo de la nueva empresa. Adicionalmente en la estructuración del documento se busca recorrer los pasos necesarios de un plan de negocios el cual comprende un análisis desde el punto de vista de mercado, legal, técnico, administrativo, financiero y de riesgos, de poner la molécula de gas u otro combustible ambientalmente amigable, como por ejemplo el hidrógeno verde y azul, en San Andrés, partiendo de la información pública disponible y la cual será la base para hacer los análisis y previsiones de comportamiento de la nueva empresa a mediano y largo plazo.

El plan de negocio es un documento que también sirve para dar confianza a los inversionistas de requerirse, ya que pueden de primera mano identificar el planteamiento de la oportunidad y entender rápidamente en un resumen ejecutivo las fortalezas y debilidades del negocio en estudio.

El presente plan de negocios se divide en capítulos con el fin de facilitar la comprensión del tema, donde se pretende ir ubicando al lector paso a paso en cada uno de los temas desarrollados.

Capítulo 1. Descripción de la oportunidad: Pretende contextualizar al lector para que rápidamente entre en contexto de la oportunidad y de la propuesta de negocio planteada. Se presentan los objetivos generales y específicos y la metodología implementada.

Capítulo 2. Antecedentes: Se entrega información al lector de proyectos similares y estudios previos realizados, que sirvieron de base para el desarrollo del documento y se entrega información relevante del plan de negocio.

Capítulo 3. Estudio de mercado: En este capítulo se puede encontrar el tamaño del mercado estimado en San Andrés y Providencia, así como, el número de unidades disponibles en el momento para cumplir con esa demanda. Se hace una breve descripción de la empresa actual que presta el servicio de generación eléctrica en la isla.

Capítulo 4. Análisis de inteligencia competitiva: En este capítulo podemos encontrar un listado y descripción de las empresas del sector con características similares a nuestra propuesta.

Capítulo 5. Propuesta de la estrategia del negocio: Se hace una breve descripción de la actividad empresarial, misión, visión y valores de la empresa. Se definen fortalezas y debilidades claves y se define el equipo mínimo del emprendimiento.

Capítulo 6. Diseño técnico u operativo: En este capítulo se indica el diseño de los procesos claves, los recursos físicos y tecnológicos requeridos y se hace una breve descripción técnica de los equipos principales (planta regasificadora, kit de conversión de motores).

Capítulo 7. Diseño organizacional y forma legal: En este capítulo se presentará la estructura organizacional propuesta y se describen los cargos mínimos requeridos para la operación de la empresa. Adicionalmente en este capítulo se resumen la investigación realizada sobre la debida diligencia legal aplicable a nuestro plan de negocio.

Capítulo 8. Análisis de viabilidad financiera: Se detalla el requerimiento de combustible para una sustitución energética por gas natural, hidrógeno verde y azul. Se describe los costos de inversión y las características para la producción, almacenamiento y transporte de los combustibles. Se entrega el estado de pérdidas y ganancias y flujo de caja de la empresa.

Capítulo 9. Análisis modelo de riesgo: En este capítulo se hace un análisis con un modelo cuantitativo de riesgos, el cual nos permite asociar un rango de valores posibles para los principales indicadores.

Capítulo 10. Conclusiones y recomendaciones: Con toda la información recopilada hacemos un análisis en el que buscamos definir la viabilidad de los diferentes escenarios propuestos. Por último, y no menos importante el impacto social y ambiental del proyecto, que, al fin y al cabo, es lo que origina el interés de evaluar la posibilidad de llevar un combustible más económico y menos contaminante que el usado actualmente en la isla para la generación eléctrica.

Glosario de términos

Boil-off gas: Proceso llamado a la evaporación del gas natural licuado (GNL) durante el almacenamiento en planta, así como en la carga, transporte y descarga donde el gas líquido es sometido a ligeros cambios de temperatura y/o presión los cuales pueden provocar que el GNL se evapore generándose el denominado 'Boil-off gas' o BOG.

Distribuidor de gas combustible por redes (distribuidor): Persona encargada de la administración, la gestión comercial, la planeación, la expansión, la operación y el mantenimiento de todo o parte de la capacidad de un sistema de distribución. Los activos utilizados pueden ser de su propiedad o de terceros. (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2003).

Empresas de servicios públicos: Las que regula el Capítulo II, Artículo 14 de la Ley 142 de 1994. (Ley 142, 1994).

Entidades prestadoras de servicios públicos: Son las personas autorizadas por el Capítulo II, Título I, Artículo 15 de la Ley 142 de 1994, para prestar los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible definidos en dicha ley. (Ley 142, 1994).

Flujo de caja libre descontado: Técnica utilizada para estimar la viabilidad de una empresa o actividad, básicamente consiste en una técnica de presupuesto de capital que se utiliza para establecer el valor presente de una empresa, teniendo como base el dinero que puede generar futuramente.

Fórmulas generales para determinar el costo de prestación del servicio: Son las ecuaciones que permiten calcular el costo de prestación del servicio, en función de la estructura de costos económicos, independientemente de los subsidios o contribuciones. (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1997).

Gas combustible: “Es cualquier gas que pertenezca a una de las tres familias de gases combustibles (gases manufacturados, gas natural y gas licuado de petróleo) y cuyas características permiten su empleo en artefactos a gas”. (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2003).

Gas Licuado de Petróleo - GLP: “Es una mezcla de hidrocarburos livianos constituidos principalmente por propano y butano, extraídos del procesamiento del gas natural y refinamiento del petróleo, gaseosos en condiciones atmosféricas, que se licúan fácilmente por enfriamiento o compresión.” (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2008).

Gas natural: Es una mezcla de gases entre los cuales se encuentra en mayor proporción el metano (aproximadamente entre el 75% al 95%), seguido de otros gases como el etano, el dióxido de carbono y el vapor de agua, en pequeñas cantidades. Tiene un gran poder calorífico, su combustión es regulable y produce escasa contaminación. (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2003).

Gas natural asociado: “Es todo gas o vapor, innatos en la formación y producidos en un yacimiento clasificado como de petróleo. Igualmente lo es todo gas que se extraiga de la capa de gas de un yacimiento de petróleo”. (Comisión de regulación de Energía y Gas, 2000).

Gas Natural Comprimido (GNC): “Gas natural cuya presión se aumenta a través de un proceso de compresión y se almacena en recipientes de alta resistencia” (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2003).

Gas Natural Comprimido Vehicular - GNCV: Es una mezcla de hidrocarburos, principalmente metano, conocido como gas natural, cuya presión se aumenta a través de un proceso de compresión y se almacena en recipientes cilíndricos de alta resistencia, para ser utilizado como combustible en vehículos automotores. (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1998).

Gas Natural Licuado - GNL: “Es una mezcla de hidrocarburos, principalmente metano, cuya temperatura se reduce a través de un proceso de criogenia y se almacena térmicamente en fase líquida, para facilitar su transporte. Ocupa aproximadamente 600 veces menos espacio que el gas natural en estado gaseoso”.

Gas natural no asociado o gas natural libre: “Es aquel gas natural que es producido en yacimientos donde no se encuentra conjuntamente con el petróleo”. (Comisión de regulación de Energía y Gas, 2000).

Gasoducto dedicado: Conjunto de tuberías y accesorios de propiedad de una persona natural o jurídica que permite la conducción del gas de manera independiente y exclusiva, y que no se utiliza para prestar servicios de transporte a terceros. (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1999).

Heel: Se refiere a la pequeña cantidad de gas natural licuado (GNL) que queda remanente en los tanques de almacenamiento, con el fin de mantener las temperaturas criogénicas.

Odorización: Operación que consiste en mezclar con los gases inodoros productos de olor especial para permitir su detección. Para ello, se utilizan los odorizantes: Compuesto químico con olor característico que se añade al gas natural para permitir su detección.

Principio de libre acceso a la red nacional de interconexión: Principio legal, por el cual los propietarios de la Red Nacional de Interconexión, deben permitir la libre conexión y el uso de las mismas, por parte de cualquier agente habilitado legalmente para ello, en condiciones de igualdad y neutralidad, y cumpliendo las exigencias técnicas y económicas respectivas. (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2003).

Vehículos convertidos: Aquellos vehículos de combustibles líquidos que son convertidos para funcionar a base de gas combustible. (Ley 2128, 2021)

Vehículos dedicados: Aquellos vehículos cuyo motor ha sido diseñado y fabricado para operar exclusivamente con gas combustible. (Ley 2128, 2021)

Viabilidad empresarial: Se entiende por viabilidad empresarial la capacidad que tiene una empresa para cumplir con sus obligaciones actuales y para generar los recursos que permitan realizar las inversiones que se necesitan para garantizar un nivel adecuado de servicio a los usuarios finales, al mismo tiempo que se genera la rentabilidad adecuada para remunerar las inversiones realizadas. (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1996)

1 Descripción de la oportunidad

De los 32 departamentos de Colombia sólo hay uno sin territorio continental: El Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, conformado por un conjunto de islas, cayos e islotes, es el único departamento insular de Colombia y su capital es San Andrés. Según la Encuesta de hábitat y usos socioeconómicos realizada por el DANE en el año 2019 (DANE, 2020), en el Archipiélago se encuentran 18.821 unidades residenciales distribuidas entre unidades de vivienda, mixtas (servicios, comercio, industria, otros) y no residenciales (lotes, servicio, comercio, institucional, parque, industria, agropecuaria, aún en construcción y otros) las cuales hacen uso de la energía eléctrica que es generada por motores que usan combustibles fósiles, más específicamente el diésel. El abastecimiento y combustión de esta fuente de energía representa un reto medioambiental, por la contaminación que se genera y por los gases efecto invernadero que aumentan el calentamiento global, y un reto financiero por el costo del mismo, el cual debe ser subsidiado en gran parte por el gobierno colombiano.

Adicional a lo anteriormente mencionado, Colombia en la reunión de la conferencia de las partes (COP26) de la Convención marco de Naciones unidas sobre cambio climático (CMNUCC) se comprometió a reducir las emisiones de gases efecto invernadero con el fin de prevenir un aumento de la temperatura global del mundo por encima de 2°C por medio de la implementación de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER), es decir, todas aquellas fuentes que utilizan recursos naturales que se renuevan continuamente, tales como: eólica, solar, hidráulica, biomasa, biogás, energía del mar, energía geotérmica; mientras que las fuentes de energía convencional están ligadas a los recursos naturales no renovables; dentro de estas últimas encontramos el gas como fuente de energía y aunque se encuentra clasificada dentro de las fuentes de energía convencional por ser un recurso no renovable es mucho menos contaminante en

comparación del carbón o de los combustibles líquidos. Al producirse la combustión del gas natural se produce CO₂, pero por tener una proporción de hidrógeno/carbono la cual es considerada alta se estiman emisiones menores entre el 40-50% en comparación del carbón y se estima un 25-30% menor que las emisiones de los combustibles líquidos, adicionalmente se considera con cero presencias de partículas sólidas como residuos o impurezas, lo cual representa un beneficio ambiental adicional repercutiendo en la calidad de vida de las personas del archipiélago.

Con base en lo expuesto anteriormente, los objetivos principales del presente trabajo de grado son resolver las siguientes inquietudes:

- Determinar la viabilidad técnica de llevar la molécula de gas natural u otro combustible ambientalmente amigable, a la isla de San Andrés.
- ¿Es viable financieramente el cambio de combustible para la generación de energía en el archipiélago?
- ¿Es rentable el suministro del servicio de gas natural a la población del archipiélago?

1.1 Justificación

Aunque existe la tendencia a nivel mundial de enfocarse en las fuentes de energía renovables, consideramos que se requiere más tiempo e investigación para su implementación masiva en Colombia, adicionalmente, a pesar de que siguen cayendo las reservas probadas de gas natural en el país (se estiman reservas equivalentes a 7,7 años aproximadamente) estamos proponiendo el gas natural como combustible para los motores de generación eléctrica que satisfacen la demanda en San Andrés y Providencia. Las razones principales de nuestra escogencia son las siguientes: la posibilidad de hacer una línea directa desde la estación en superficie en la isla hasta los motores de generación, facilitando el aprovisionamiento del mismo en el equipo,

reduciendo las pérdidas y contaminación por derrames; el costo del gas natural en Colombia, históricamente bajo en comparación de otros combustibles y, por último, mucho menos emisiones de CO₂ al medio ambiente durante la combustión. Debemos decir que nuestra propuesta tiene también unas desventajas importantes, las cuales serán tenidas en cuenta en nuestro análisis del plan de negocio, estas desventajas son: se requiere una inversión inicial alta correspondiente a la intervención mayor de los motores existentes actualmente en la isla y es probable por la disminución de las reservas, que se requiera importar gas, el cual es más costoso que el producido en el país.

1.2 Metodología

1.2.1 Fuentes de información

Para la elaboración del plan de negocio, nos apoyaremos principalmente en las fuentes primarias mientras la información sea asequible, como segunda medida se consultará las fuentes secundarias que recopilen información relacionada con nuestra materia de investigación.

Nos referimos a la información que podemos encontrar en los documentos emitidos por entes gubernamentales, tales como: Gobernación, Alcaldías, Ministerios, Institutos, Unidad de planeación minero energética (UPME), y de organismos privados, tales como: Sociedad productora de energía para el archipiélago, empresas que presten el servicio de construcción, transporte, distribución del gas natural. También se consultarán investigaciones, trabajos de grado, etc., relacionados con las soluciones energéticas de las zonas no interconectadas.

1.3 Objetivos del plan de negocio

1.3.1 Objetivo general

Determinar la viabilidad del suministro de gas como combustible para los motores de generación eléctrica en el archipiélago de San Andrés.

1.3.2 Objetivos específicos

- Hacer la debida diligencia legal en el marco de la regulación colombiana aplicable al sector.
- Realizar una exploración del mercado de consumidores de energía eléctrica en el archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina y sus principales actores.
- Estimar las curvas de los consumos energéticos de la isla y su capacidad de generación eléctrica actuales.
- Proyectar los costos de construcción de estaciones, tubería y de transporte del gas natural hasta la isla.
- Estimar los costos del CAPEX y OPEX de la nueva infraestructura necesaria para el transporte del gas natural
- Elaborar un análisis comparativo de diferentes escenarios financieros (flujos de caja descontados), para estimar una valoración del proyecto.
- Evaluar la viabilidad técnica y financiera del cambio de combustible a gas natural.

1.4 Marco teórico

1.4.1 Tecnologías para generación con mejor desempeño ambiental vs diésel

La generación de energía en Colombia está dominada por las hidroeléctricas seguida de termoeléctricas basadas en gas natural o carbón, debido a factores geográficos y del sistema de transmisión de energía no es posible abastecer ciertos lugares apartados llamados zonas no interconectadas. El Archipiélago de San Andrés es una de estas zonas donde la alta afluencia de

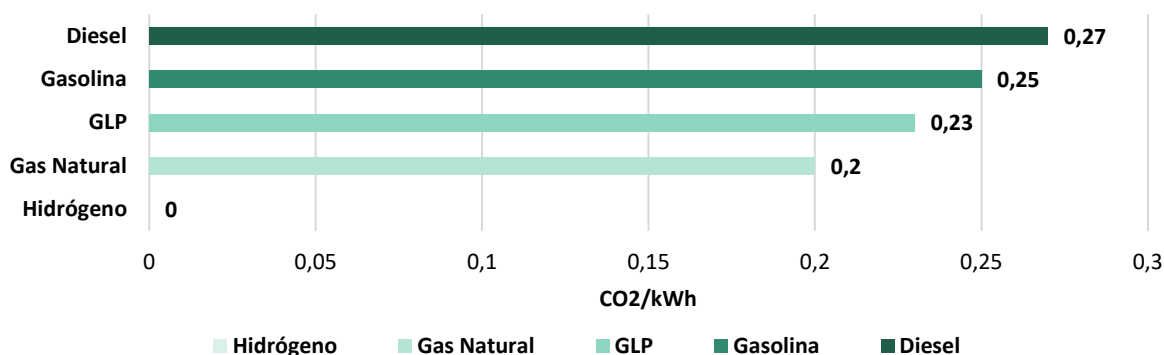
turistas conlleva un alto flujo de nacionales y extranjeros, lo que, a su vez genera un alto consumo de energía eléctrica aparte del consumo normal que necesitan los habitantes de la isla. La demanda eléctrica se centra en los sectores del turismo, el comercio, la industria y los estratos mayores a 3 y es suplido usando motores diésel los cuales generan altas cantidades de gases de efecto invernadero.

A través de los distintos sectores consumidores de combustible fósil, el diésel es de los que más emite gases efecto invernadero y otros contaminantes como el material particulado. En la *¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.* se presenta un comparativo de los combustibles fósiles más conocidos, siendo el diésel el de mayor emisión específica por unidad de energía. Por otro lado, se aprecia también que el hidrógeno tiene cero emisiones durante su combustión debido a que solo produce agua en forma de vapor siguiendo la **R (1)**.



Figura 1

Emisiones de CO2 por unidad de energía



Nota. La figura muestra el comparativo de las emisiones de CO₂ por unidad de energía de los combustibles fósiles más conocidos. Fuente: (Volker Quaschnig, 2021).

Una alternativa para la disminución de los contaminantes generados por un motor basado en diésel es la sustitución parcial o total de éste por otros combustibles gaseosos. En su estudio sobre los efectos de la combustión dual en motores diésel, (Wagemakers & Leermakers, 2012) propone que la combustión dual es una buena estrategia para obtener mejoras en el desempeño ambiental y económico, ya sea para aplicaciones estacionarias, marítimas o de automoción. Por lo anterior, se propone la combustión dual de diésel con hidrógeno y gas natural como alternativas, los dos combustibles con menor emisión de CO₂.

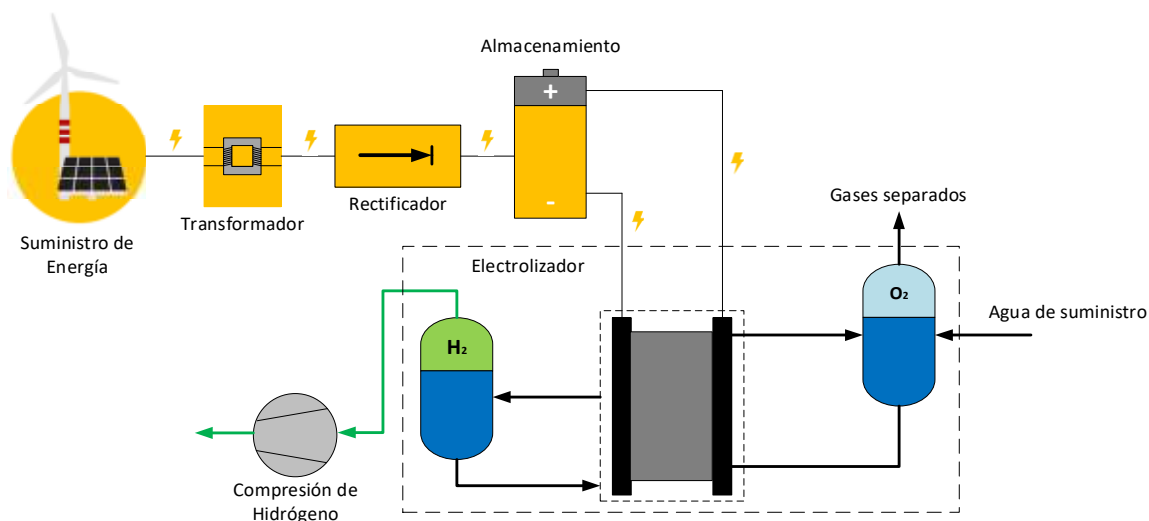
1.4.2 Combustión de diésel con hidrógeno

Ya mencionamos que la combustión del hidrógeno no emite contaminantes por lo que se tendría una disminución directa de la emisión de gases efecto invernadero en función del porcentaje de mezcla de los combustibles. Sin embargo, dependiendo del proceso utilizado para producir este gas combustible, se podría generar contaminantes atmosféricos. Se contemplan entonces dos alternativas para la producción de hidrógeno:

1.4.2.1 Producción de hidrógeno “verde” a partir de la energía solar. El hidrógeno se categoriza como verde cuando es producido a partir de fuentes renovables de energía como lo son la solar, la eólica o la biomasa. Usando un sistema fotovoltaico y a través de la electrólisis del agua se puede producir hidrógeno con emisiones de gases efecto invernadero iguales a cero siguiendo el esquema simplificado de la Figura 2.

Figura 2

Proceso de producción de hidrógeno verde a partir de la energía solar.

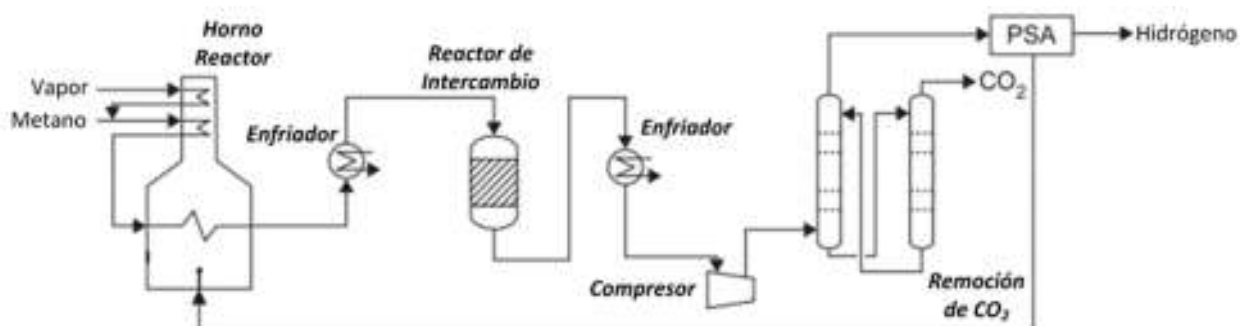


Nota. La figura indica un esquema simplificado del proceso de producción de hidrógeno verde a partir de la energía solar exactamente con el uso de sistemas fotovoltaicos. *Fuente: (Volker Quaschnig, 2021)*

1.4.2.2 Producción de hidrógeno “azul” a partir de gas natural. El hidrógeno azul se obtiene a partir del procesamiento de combustibles fósiles añadiendo un sistema de captura y almacenamiento de carbono con el objetivo de disminuir las emisiones generadas en el proceso productivo. El proceso industrial más utilizado para producir hidrógeno es el reformado de metano con vapor (Figura 3).

Figura 3

Proceso de Producción de Hidrógeno Azul a partir de Gas Natural.



Nota. La figura indica un diagrama de flujo del proceso de reformado con vapor para la producción de hidrógeno azul. Fuente: (Towler & Sinnott, *Chemical Engineering Design: Principles, Practice and Economics of Plant and Process Design*, 2021).

En la mayoría de los casos, el proceso suele ser alimentado con gas natural, sin embargo, puede adaptarse a las necesidades del usuario en cuanto al tipo de gas combustible y calidad del vapor disponible (Gulf Publishing Company, 2004). En una planta típica, el hidrocarburo es desulfurizado y alimentado al reformador en donde se mezcla con vapor y se precalienta en la zona convectiva para luego pasar a través de los tubos del reactor en la zona radiante, en donde tiene lugar la siguiente reacción química (Towler & Sinnott, *Chemical Engineering Design: Principles, Practice and Economics of Plant and Process Design*, 2021):



Posteriormente, los gases de proceso son enviados a un reactor de intercambio, en donde el porcentaje de hidrógeno en el producto se incrementa a través de la siguiente reacción (Towler & Sinnott, *Chemical Engineering Design: Principles, Practice and Economics of Plant and Process Design*, 2021):



Por último, los gases son purificados en una unidad PSA para obtener un producto con alto contenido de hidrógeno, obteniendo también gases residuales que son usados como combustible en el reformador. El exceso de calor es usado de manera eficiente para otros procesos de calentamiento o la generación de vapor (Gulf Publishing Company, 2004). Las plantas típicas de reformado de metano con vapor tienen capacidades entre 5.000 – 200.000 Nm³/h, obteniendo hidrógeno con una pureza entre el 99,5 y el 99,99% con una eficiencia energética mínima de 12,38 MJ/Nm³ usando gas natural como suministro (Gulf Publishing Company, 2004).

Como se mencionó antes, para que el hidrógeno obtenido del proceso de reformado de metano sea considerado “azul” deberá incluir un sistema de captura y almacenamiento de carbono producido. Según (Stern & Berghout, 2021), el costo normalizado de la captura de CO₂ para el proceso en cuestión está entre 50-80 USD por tonelada de CO₂ (año de referencia 2019). Para este estudio, se tomará un sistema de CSC con CAPEX equivalente al 10% del CAPEX del sistema de reformado.

1.4.3 Combustión de diésel con gas natural

Colombia cuenta con tres fuentes principales de gas natural conectadas al sistema de gaseoductos en el país, los campos de Ballena en la Guajira, los campos de Cusiana y Cupiagua en el Casanare y los campos existentes en Córdoba y Sucre. Dentro del territorio colombiano el transporte de gas natural se hace por medio de gaseoductos donde se lleva el gas a altas presiones a través de estos ductos desde los centros de producción hasta las estaciones que generalmente se encuentran ubicadas a las cercanías de los pueblos o ciudades (CREG, 2016). Se pueden encontrar dos principales distribuidores de gas natural en el país, PROMIGAS en la costa caribe y TGI en el interior del país. Estos gasoductos se dividen en tramos, en el cual cada uno conlleva una tarifa, es

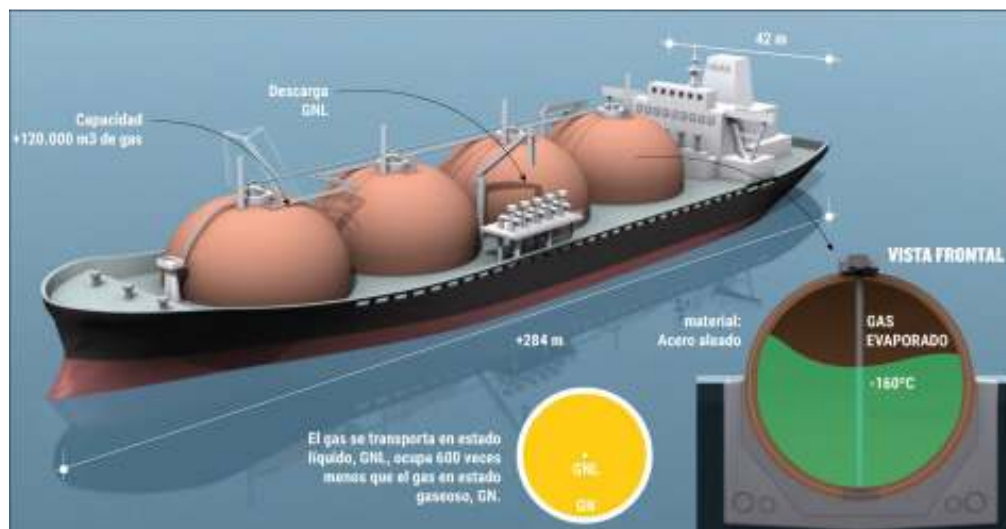
decir, entre más lejos de la fuente de producción esté el usuario final, más costoso será el precio de transporte (Tibaquirá, 2018). Si se quisiera abastecer a la isla de San Andrés con gas natural, sería necesario la construcción de un gasoducto por medio del mar proveniente de la costa caribe a una distancia de más de 700 Km.

El gas natural por muchos años no era utilizado a un nivel masivo, esto debido a que su estado principal es el gaseoso, lo que lo hace difícil de transportar debido a las condiciones a las que debe ser transportado y el espacio que ocupa para cierta cantidad de energía. Gracias a la tecnología de licuefacción, el gas natural por medio de varias etapas (Compresión, condensación y expansión) debe llegar hasta los $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$ para poder convertirse en GNL, reduciendo su volumen aproximadamente 600 veces y ya de esta manera se abrió la posibilidad de que el gas natural fuera transportado por barcos, denominados buques metaneros (Figura 4). Estos barcos hoy en día pueden transportar la cantidad de GNL que consume un país como España en un día (El Mundo, 2021).

El gas natural llega a una planta de licuefacción para ser convertido en líquido y de esta manera cargar el buque, al momento de llegar el GNL a su lugar de destino, en este debe ser construido una terminal para la recepción del gas de gran capacidad para almacenamiento con una regasificación, para convertir el GNL en gas natural nuevamente para ser inyectado a los gasoductos o a los centros de consumo como se puede ver en la Figura 5.

Figura 4

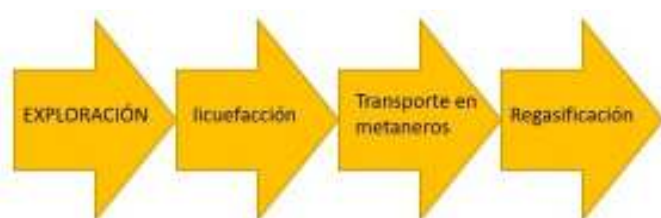
Representación Buque Metanero.



Nota. La figura indica la representación de barcos metaneros utilizados para el transporte de GNL. Fuente: *(El Mundo, 2021)*.

Figura 5

Simplificación del Proceso de Transporte.



Nota. Simplificación del proceso de transporte del gas natural cuando llega a una planta de licuefacción. Fuente: *(Energía y Sociedad, s.f.)*.

Para el transporte marítimo del GNL se puede encontrar una gran diferencia en los precios debido a varios factores importantes o imprevistos que se pueden presentar tanto en los buques metaneros o al momento de transportarse. Estos factores pueden ser la longevidad del buque

metanero, la capacidad del buque teniendo en cuenta que se puede encontrar buques metaneros de hasta 200.000 m³ de GNL de capacidad. Por otro lado, también se tiene en cuenta la velocidad promedio del buque que usualmente oscila entre 18 a 24 nudos en mar abierto. También se debe considerar la diferencia económica del producto, ya que, el GNL al momento de transportarse se evapora. Por otra parte, el Boil-Off y el Heel deben ser tenidos en cuenta, ya que, los buques deben ser reposicionados después de haber hecho la entrega del (Ministerio de Fomento, 2014).

Se puede definir un costo unitario de transporte marítimo para un buque metanero con el promedio de capacidad existente que es de 138.000 m³ de GNL que cuente con una velocidad promedio en mar abierto entre 18 a 20 nudos donde cubriría aproximadamente 700 Km/día, se puede estimar un coeficiente de 0,11 USD/MMBtu por cada 1.000 Km de recorrido (UPME, 2018).

2 Antecedentes

Desde el 2015, en revisiones y análisis realizados por la UPME se había identificado el reemplazo del diésel por gas natural, como una medida que ayuda a la sostenibilidad de la región. Esta alternativa toma relevancia debido a que se estima en la actualidad que la generación eléctrica en la isla no se podría efectuar con fuentes renovables en su totalidad, por lo tanto, se debe tener una parte del sistema con fuentes convencionales.

Adicionalmente, en el marco de la transición energética que viene adelantando Colombia, el GNL se ha convertido en el combustible de respaldo clave para el sector eléctrico. Eventos como los del “Fenómeno del Niño” ocurrido en Colombia entre los años 2009, 2010, 2015 y 2016 han obligado al Gobierno a revisar las fuentes de suministro de gas natural para los próximos años con el fin de evitar que exista un déficit en algún momento. Esto puede conllevar a que se presente un eventual racionamiento en el sector eléctrico, pues actualmente el 30% de la energía producida en el país es generada por plantas térmicas, las cuales tienen el gas natural como principal combustible. (BID Mejorando vidas, 2019).

En la actualidad, Colombia es uno de los eslabones activos de la cadena comercial de GNL en el mundo mediante la importación de este recurso proveniente principalmente de Louisiana - EE.UU y Trinidad y Tobago en la Unidad Flotante de Regasificación y Almacenamiento (FSRU), la cual está instalado en la terminal del puerto del área metropolitana de Cartagena bajo el contrato a largo plazo con Sociedad Portuaria El Cayao S.A. E.S.P. (SPEC). Esta FSRU es una planta de regasificación de GNL que atiende la demanda de gas solicitada por las termoeléctricas ubicadas en el norte del país (Termobarranquilla, Termocandelaria y Zona Franca Celsia), y tiene una producción de 400 MPCD y una capacidad de almacenamiento de GNL de 171.000 m³. (UTP, 2021). Gracias a la terminal de regasificación de GNL de SPEC LNG, Colombia está conectada

con los mercados internacionales de gas natural licuado y es a través de esta infraestructura que opera hace casi cinco años que el país ha avanzado en su seguridad energética e incluso, ofrece ventajas competitivas para atender las necesidades de gas de otros sectores. Desde el inicio de su operación, en diciembre de 2016, esta infraestructura ha contribuido a lograr ahorros por cerca de USD \$1.845 millones en la generación de electricidad por vía térmica, gracias al uso eficiente y responsable del gas natural en reemplazo de otros combustibles.

Los gasoductos virtuales no son nuevos en el mundo, existen muchos casos de éxito como lo es la entrada en operación reciente de un gasoducto virtual para transportar gas en pequeños metaneros que son abastecidos por plantas españolas, ubicadas principalmente en Barcelona. Sin irnos muy lejos, desde el 2013 la comunidad de Palenque, en el Bolívar, con la unión entre la empresa privada y la gobernación recibe gas natural a través de un sistema de gasoductos virtuales por vía terrestre.

Otros casos de éxito son los primeros municipios beneficiados por el suministro con gasoductos virtuales, los cuales fueron: Santander de Quilichao, en el año 2009, posteriormente tenemos a Villarrica y Puerto Tejada, alimentados de la estación principal ubicada en Buga.

3 Estudio de mercado.

3.1 Tamaño del mercado en San Andrés y Providencia.

De los treinta y dos departamentos que conforman el territorio colombiano, el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina es el único departamento insular el cual se encuentra ubicado en Centroamérica a 775 km al noroeste de la costa atlántica del territorio continental del país y a 220 km de las costas orientales de Nicaragua. Su territorio presenta una extensión de 52 km² con una población aproximada de 61.280 habitantes según el Censo nacional de población y vivienda del 2018 (CNPV2018). La isla de San Andrés cuenta con la mayor extensión en el archipiélago con 27km².

Las principales ramas de actividad económica, de acuerdo con su participación en el PIB de San Andrés y Providencia, según el informe de perfiles económicos departamentales adelantado por el Ministerio de comercio, industria y turismo publicado en octubre de 2022, fueron el comercio, hoteles y reparación con un 57,9%, y la administración pública y defensa con un 15.5%.

Entre los meses de octubre y noviembre de 2019, fue realizada por parte del DANE la “Encuesta de Hábitat y Usos Socioeconómicos en el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina” - ENHAB, por medio de la cual se obtuvo información actualizada sobre las dimensiones geográfica, ambiental, poblacional, cultural y económica del departamento. A partir de esta encuesta se establece que el archipiélago cuenta con 18.821 unidades residenciales de vivienda y mixtas, de las cuales el 64% son casas, el 29.1% son apartamentos, 6% tipo cuarto, 0.4% son viviendas tradicionales raizales y 0.2% otro tipo de viviendas. En San Andrés, el 61.9% son casas, 31.3% apartamentos y 6.3% tipo cuarto. En Providencia y Santa Catalina, el 86.5% son casas, 9.6% apartamentos y 3.1% tipo cuarto.

En referente a servicios públicos la información muestra un 99.2% de las viviendas en el departamento con acceso a energía eléctrica, el 29.8% a acueducto, el 97.7% tiene acceso a recolección de basuras, el 15.7% tiene acceso a alcantarillado y el 32.9% tiene acceso a internet. En la Tabla 1 el suministro de energía eléctrica según estadísticas oficiales.

Tabla 1

Suministro de Energía Eléctrica

	Viviendas ocupadas	Con servicio	Sin servicio
Cabecera	10.834	10.784	50
Centro poblado	4.926	4.889	37
Rural disperso	437	429	8
Total departamental	16.197	16.102	95

Fuente: (DANE, 2020). *Nota.* Estadísticas según DANE 2018.

En San Andrés Islas la energía eléctrica se consigue a través del uso de combustibles fósiles (diésel) trayendo consigo una importante afectación ambiental por la emisión de gases efecto invernadero y la potencial contaminación por combustible, generando así riesgos sobre el ecosistema.

El servicio de generación y suministro de energía eléctrica es prestado a través de la Sociedad Productora de Energía de San Andrés y Providencia S.A. E.S.P. (SOPESA S.A. E.S.P.) el cual tiene sus inicios en el año de 1996 y cuenta con equipos cuyos motores de funcionamiento son a base de diésel como se evidencia en la Tabla 2.

Tabla 2*Unidades de Generación - SOPESA S.A E.S.P.*

Generadores	Capacidad	Cantidad
MAN Gensets	14.700 kW	2
Mirrlees Blackstone	9600 kW	2

Fuente: (UPME, 2015)

Tabla 3*Estimación de demanda potencial de energía proyectada de la empresa Energía+verde*

Concepto/año	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Consumo GN										
MAN (1 y 2)										
MBTU	1.028.521,3	1.051.148,7	1.074.274,0	1.097.908,0	1.122.062,0	1.146.747,4	1.171.975,8	1.197.759,3	1.224.110,0	1.251.040,4
MAN 1 y 2 (NM3/h)	3.610,9	3.690,3	3.771,5	3.854,5	3.939,3	4.025,9	4.114,5	4.205,0	4.297,5	4.392,1
Energía eléctrica producida kWh	139.701.557,0	1.028.521,3	1.051.148,7	1.074.274,0	1.097.908,0	1.122.062,0	1.146.747,4	1.171.975,8	1.197.759,3	1.224.110,0

Fuente: Elaboración propia

La demanda de energía eléctrica de San Andrés es de 33.000 KW diario refiriéndose a un consumo general aproximado y variable, pero se debe tener en cuenta que las variaciones de consumo difieren por épocas turísticas, zonas hoteleras, clima (lluvias) incluso horarios; por ejemplo, en las horas del 12:00 a.m. a 6:00 a.m. el consumo promedio es de 21.000 KW.

Con corte al 14 de noviembre de 2022, la empresa prestadora del servicio de energía (SOPESA S.A. E.S.P.) publicó las siguientes cifras de interés: 25.360 suscriptores y su consumo fue de 19.775.859 KW el mes, cubriendo el 94.2% de las viviendas ocupadas; costo unitario de la prestación del servicio para el nivel 1 \$1.137,95 y de \$997,99 para el nivel 2.

Para cubrir la demanda anual, se requieren aproximadamente 15 millones de galones de diésel para el funcionamiento de todos los equipos siendo así la generación de energía de forma constante. El combustible es transportado desde Cartagena hasta San Andrés, una vez llega a la

isla es transportado por camiones cisternas a la planta para ser almacenados en los tanques dispuestos para tal fin por 10 días aproximadamente y es distribuidos según un programa de despacho a las unidades generadoras que transforman la energía del combustible fósil en energía mecánica a través de unos motores, esa energía mecánica se trasmite a un generador eléctrico que se encarga de convertirla en energía en movimiento (energía eléctrica).

La afectación ambiental más destructiva es la producción de CO₂, según estudios del BID (página oficial) es de 142.492 toneladas y en términos de costos de producción y transporte desde Cartagena a San Andrés es de \$5.751 por galón.

Los costos de la energía suministrada en el departamento son cubiertos por el estado a través de subsidios a los estratos 1, 2, y 3 y por el consumidor.

3.2 SOPESA S.A. E.S.P., cliente de Energía + Verde

En el año de 1996 y ante las condiciones relevantes que se presentaban en el territorio del recién creado Departamento Archipiélago, nace la SOCIEDAD PRODUCTORA DE ENERGÍA DE SAN ANDRÉS Y PROVIDENCIA S.A. E.S.P. "SOPESA S.A. E.S.P.", como una iniciativa privada enfocada a la satisfacción de las necesidades básicas de los habitantes del territorio insular, particularmente en el aspecto social del cual forma parte indispensable el servicio de energía eléctrica, hasta ese entonces depositado en sus aspectos neurálgicos en empresas estatales como la hoy extinta Archipiélago's Power & Light S.A. E.S.P.

La CORPORACIÓN ELÉCTRICA DE LA COSTA ATLÁNTICA CORELCA S.A. E.S.P., en calidad de propietaria de la Infraestructura de generación, contrató en el año 1995 a SOPESA S.A. E.S.P., para efectuar el suministro de energía y disponibilidad de potencia para las Islas, lo cual tuvo inicio en el mes de mayo de 1996, con culminación que data del 30 de abril de 2010.

Para el año 2008, la Corporación CORELCA S.A. E.S.P., cedió el acuerdo a la Empresa de Energía del Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina S.A. E.S.P., manteniendo como contratista a SOPESA S.A. E.S.P., dadas las condiciones de cumplimiento, eficiencia y eficacia que hasta el momento había demostrado.

Para el año 1996, SOPESA S.A. E.S.P., instaló 19.374 KW por medio de dos (2) unidades MB Mirrlees Blackstone cada una con una capacidad aproximada de 9.687 KW, posteriormente se instalan 6 unidades más marca E.M.D. Electro-Motive diésel que generan 17.100 KW más para un total de 36.474 KW.

Realizados estudios de factibilidad, se proyectó centralizar la generación de energía eléctrica en la planta de Punta Evans para lo cual se trasladaron las ocho (8) unidades diésel de la central El Bight, que aportan 18.480 Kw más a los existentes para un total de 52.000 KW que en la actualidad se encuentran disponibles para cubrir la demanda, teniendo en cuenta el crecimiento poblacional y de la infraestructura de San Andrés.

Para la Central de Bahía Garret en Providencia existen tres unidades EMD que totalizan una capacidad instalada de 3.545 KW y una unidad Cummins de 1500 KW.

En el año 2009, SOPESA S.A. E.S.P., después de una convocatoria pública aperturada por el Ministerio de Minas y Energía, suscribió el CONTRATO DE CONCESIÓN No. 067 DE 2009 con exclusividad para la PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL AREA GEOGRÁFICA DE SAN ANDRÉS, PROVIDENCIA Y SANTA CATALINA, el cual lleva inmerso entre otros aspectos, el diseño y construcción de las siguientes obras:

- Planta de generación residuos sólidos;
- Parque de generación eólica;
- Plantas de generación con combustible fósil en el área y sistemas de distribución del área

En la actualidad SOPESA S.A. E.S.P. continúa con el excelente desempeño y en la búsqueda de mantener el posicionamiento empresarial productivo que la ha caracterizado de la mano con las fuentes humanas que en ella y por ella trabajan en bienestar de la comunidad isleña.

3.3 Estrategia de fijación de precios.

La estrategia de fijación de precios que mejor se adapta a nuestro plan de negocios, consideramos que es la estrategia basada en el precio de la competencia. (Kotler & Lane, 2016). El éxito de este plan de negocios se sustenta en ofrecer una opción energética más atractiva desde el punto de vista de precio para nuestro cliente, en comparación con el combustible actual en uso: diesel.

En la tabla 18, se puede observar el valor del precio unitario del gas y del diesel para los próximos 10 años (UPME, 2018), donde se estima que el valor en dólares por MBTU que Energía+verde suministraría al cliente, al incluir todos los costos y gastos, permitiría que el gas natural suministrado a SOPESA en el punto de entrega de los generadores se encuentre un 3% por debajo del precio unitario del diesel; adicionalmente la eficiencia energética de generación con gas sumaría un 5% a la reducción de costos, manteniendo un margen de precio de generación mínimo un 8% por debajo de la generación con diesel, todo esto sin tener en cuenta el beneficio ambiental que se produciría en la isla y todos sus habitantes.

4 Análisis de inteligencia competitiva

4.1 Principales actores del mercado

En esta parte analizaremos la información que corresponde a los principales actores del mercado que según, se ha establecido a partir de consultas con expertos para realizar el análisis externo:

4.1.1 *Genser Power*

Esta es una compañía dedicada a la generación de soluciones energéticas confiables, eficientes y amigables con el medio ambiente; partiendo del combustible que el cliente tenga disponible, ya sea de aprovechamiento de residuos de proceso o los combustibles disponibles en la zona del proyecto. Estos combustibles han incluido biomasa, energía solar, biogás, combustibles líquidos, carbón, gas de pozo y gas natural. Con base en la disponibilidad del combustible, eligen la tecnología o combinación de las mismas que hagan viable el proyecto como lo son paneles solares, ciclo Rankine/combinado, motores de combustión y turbinas. Luego de evaluada la viabilidad del proyecto, esta compañía realiza la inversión de instalación de equipos generadores de electricidad y energía térmica para vender a sus clientes estos productos a través del suministro de energía eléctrica en kwh o BTU térmicos.

En la historia de esta compañía, cuyo primer proyecto inició operaciones en 2006 ha instalado hasta la fecha más de 150 MW instalados en América Latina con un alcance que va desde el diseño, construcción, operación y mantenimiento de sus proyectos.

Genser Power forma parte del siguiente grupo de empresas relacionadas con el sector de Energía: las sociedades Proeléctrica & Cía. S.C.A. E.S.P., Termomorichal S.A.S., Genser Power Colombia y Genser Power S.A.S. E.S.P.

4.1.2 CoPower

Ofrece soluciones de suministro de energía de respaldo y operación continua para suplir las necesidades de energía de los procesos productivos de sus clientes. Su modelo de negocio se basa en garantizar el suministro de kilovatio-hora de consumo, mediante unidades de generación bajo esquemas de mantenimiento que maximizan su confiabilidad.

El suministro, instalación y puesta en servicio de los sistemas de generación y aprovechamiento de energía son cubiertos por CoPower y el cliente paga por prestación del servicio energético al precio kilovatio -hora contratado.

4.1.3 MGM Innova Services.

Entre otras líneas de negocio, MGM Innova Services cuenta con la llamada estructuración de proyectos e inversiones, la cual consiste en invertir en proyectos energéticos, integrando las soluciones técnica, financiera, contractual, ambiental y de mercado, poniendo a disposición de sus clientes sistemas energéticos de alta eficiencia a través de contrato con pagos flexibles en función del consumo, o mediante el arrendamiento operativo de los sistemas que cubren los costos de operación y mantenimiento de los mismos.

4.1.4 E2 Energía eficiente.

Ofrece tres servicios principales que incluyen gestión energética, comercialización de energéticos y proyectos energéticos. La línea de comercialización de energéticos a través de sistemas diversificados de precios ajustados al comportamiento de compra de sus clientes, operacionalizadas a través de una estructura operativa y comercial que permite monitorear y facturar los consumos y realizar mantenimiento a las redes internas de los clientes. Como valor agregado, se ofrece la asesoría para el entendimiento y aprovechamiento de las regulaciones vigentes.

En lo referente a proyectos energéticos, se ofrecen sistemas de generación a la medida de las necesidades del cliente, enfocadas en la mejora de su competitividad. El alcance cubre el desarrollo completo de la solución de generación bajo el esquema conocido como llave en mano con garantías de cumplimiento, calidad, tiempos de entrega y presupuestos. Por medio de este esquema se terceriza totalmente el proyecto, incluyendo inversión de capital, la operación y el mantenimiento de los activos. Con base en este modelo se facturan los servicios energéticos recibidos

4.1.5 EON

Esta compañía presta servicios en diferentes sectores y aspectos como son: industrial, edificaciones, movilidad sostenible, buenas prácticas operacionales cambio climático y estructuración financiera. Uno de los servicios que presta es la estructuración de proyectos de suministro energético a partir de modelo de inversión y sostenimiento de sistemas de operación y mantenimiento. Se especializa en hacer más atractivos los proyectos a través de la gestión de incentivos tributarios y bonos de carbono.

4.2 Propuesta base

Energía + Verde busca entrar al mercado ofreciendo a su potencial cliente de operación de suministro de energía eléctrica en la zona no interconectada del archipiélago de San Andrés y Providencia, una solución energética que radica en proveer un combustible más limpio en comparación del actualmente utilizado, esta solución se basa en integrar la cadena logística para llevar el combustible gaseoso desde un punto continental hasta el punto de entrega a nuestro cliente. El modelo a aplicar consiste en la facturación al cliente del combustible suministrado en unidades de energía MMBTU en forma gaseosa.

5 Propuesta de la estrategia del negocio

5.1 Resumen ejecutivo

Debido a que en la actualidad la generación de energía eléctrica en el Archipiélago de San Andrés y Providencia se da por medio del consumo de combustible diésel, lo cual genera un volumen de contaminantes que a lo largo de los años ha provocado que sea uno de los territorios de Colombia con mayor generación de contaminantes por unidad de kilovatio-hr consumido. El gas natural es el combustible llamado a actuar como energético de transición y el hidrógeno el energético del futuro. Por tanto, se propone un plan de negocios que mejore las condiciones de seguridad energética al Archipiélago, el cual se basa en el suministro de gas natural para, en combinación con el combustibles diésel, sirva como insumo para la generación de energía eléctrica con una menor producción de contaminantes. Bajo el modelo de negocio propuesto, la empresa Energía + Verde realiza toda la inversión de capital y asume gastos de operación para transportar y suministrar el gas natural en la admisión de los generadores de mayor tamaño (14 Mwatts).

Energía + Verde S.A.S está diseñada para brindar el servicio de suministro de gas natural a SOPESA S.A. E.S.P., la cual tiene un contrato de suministro y generación de energía hasta el año 2030.

Energía + Verde, a diferencia de la mayor parte de los participantes del sector, presenta un cubrimiento integral de la cadena de suministro del gas natural, la cual inicia en Cartagena, adquiriendo el gas natural, realizando su embarque en metaneros hasta la planta de regasificación en la isla, luego a través de un sistema de tubería se hace el transporte y posterior almacenamiento de gas para su uso en los generadores. Esta cadena está representada por varias empresas del sector, las cuales tendrían que aliarse a través de una figura temporal para ofrecer un servicio similar al entregado por Energía + Verde.

La forma en que vamos a establecerla con SOPESA S.A. E.S.P. es a través de la red de contactos establecida en el sector de los energéticos por uno de los miembros fundadores de Energía + Verde, y su reputación en el mercado. El negocio planteado es un modelo B2B (Business to Business).

5.2 Conformación equipo emprendedor

El equipo emprendedor está conformado por 31 personas que incluyen (perfiles):

- Gerente General: Representante legal de la compañía
- Auxiliar administrativa de Gerencia.
- Gerente de operaciones y mantenimiento: Encargado de toda la operación y mantenimiento de la infraestructura, así como de la logística de insumos, y del transporte del combustible.
- Coordinador de proyectos. Existente durante la construcción de la infraestructura. Haría parte del equipo del gerente de operaciones y mantenimiento.
- Gerencia de asuntos corporativos. Soporta las funciones administrativas, financieras, y comercial, así como los aspectos de riesgos, continuidad del negocio, y cumplimiento de las políticas.
- Coordinador de talento humano: funciones principalmente de gestión de los asuntos laborales, así como el pago de nómina, horas extras, atención al personal, etc.

5.3 Breve descripción de la actividad empresarial

Energía + Verde está orientada contribuir a la reducción de emisiones contaminantes al ambiente originados durante el proceso de generación de energía eléctrica en el Archipiélago de San Andrés y Providencia a través del suministro en el equipo consumidor de combustible

gaseosos como un servicio integrado que cubre la logística, operación y e inversiones para hacerlo posible.

5.4 Misión, visión y valores de la empresa

5.4.1 Misión

Proveer soluciones energéticas sostenibles ajustadas a las necesidades de SOPESA S.A. E.S.P. que favorezcan el cuidado medio ambiental del Archipiélago de San Andrés y Providencia.

5.4.2 Visión

A 2030 Energía + Verde es reconocida como una de las compañías pioneras líder en el uso y promoción de energéticos de transición e hidrógeno en las zonas no interconectadas de Colombia.

5.4.3 Valores Corporativos

- Sostenibilidad ambiental. Estamos comprometidos con la generación constante de soluciones que impacten positivamente a sus clientes directos y usuarios finales.
- Adaptabilidad. Trabajamos por entender a nuestro cliente y su entorno para entregar productos que le beneficien, al tiempo que se desarrolla nuestro modelo de negocio.
- Integridad. Generamos y sostenemos una relación de confianza con nuestros clientes internos, externos y accionistas, haciendo lo que decimos y diciendo lo que hacemos.
- Trabajo en equipo. La diversidad de nuestros miembros favorece el ambiente propicio para la creatividad que nos lleva a la innovación, generando crecimiento y desarrollo para los equipos y para Energía + Verde.
- Excelencia. Nos esforzamos por seguir el camino de la calidad en cada cosa que hacemos.

5.5 Estrategia empresarial Energía + Verde.

Se realiza el análisis de la estrategia empresarial con base en el análisis del perfil competitivo para identificar fortalezas y debilidades claves y la matriz DOFA ampliada, es decir, Matriz TOWS (Tabla 4), para luego establecer nuestros objetivos estratégicos.

Con base en los análisis de los factores favorables y desfavorables, tanto externos como internos, se establecieron las siguientes estrategias FO, FA, DO, DA.

5.5.1 Estrategias FO (Fortalezas y Oportunidades)

- FO1 Realizar difusión en medios de los beneficios ofrecidos por la compañía.
- FO2 Incluir en el portafolio generadores a gas.
- FO3 Ofrecer otros servicios como mantenimiento de los motores y redes.
- FO4 Crecimiento de la distribución de gas domiciliario en la isla

5.5.2 Estrategias DO (Debilidades y Oportunidades)

- DO1 Incluir en la estrategia de comunicación la mención a la alianza SOPESA S.A. E.S.P. - Energía + Verde.
- DO2 Presentar proyectos a los programas de incentivo tributario del gobierno.
- DO3 Búsqueda de alianzas con empresas extranjeras con experiencia en el sector

5.5.3 Estrategias FA (Fortalezas y Amenazas)

- FA1 Venta de generadores a gas para compensar la limitación del crecimiento por usuarios.
- FA2 Establecer un contrato de suministro de energéticos con tarifas mínimas de consumo.
- FA3 Establecer proyectos de recuperación de energía que permitan incrementar la eficiencia energética de los sistemas de generación.
- FA4 Subcontratación de servicios logísticos.

5.5.4 Estrategias DA (Debilidades y Amenazas)

- DA1 Realizar alianza con SOPESA S.A. E.S.P. de largo plazo.
- DA2 Establecer un plan de capitalización y exploración de mercado de mediano - largo plazo para incrementar la base de clientes de ZNI (Zonas No Interconectadas).
- DA3 Desarrollo de proyectos para el suministro de energía renovable.

Tabla 4

Matriz TOWS

	Fortalezas	Debilidades
	1. cubre toda la cadena de valor de suministro de combustible gaseoso a la empresa de generación eléctrica en la isla 2. Orientada a la reducción de emisiones ambientales en procesos de generación 3. Ofrece la opción al cliente de pagar la inversión por medio de la tarifa de distribución. 4. Conformación de equipo directivo con experiencia en la distribución de gas natural 5. Producto y servicio difícil de sustituir 6. Pocos competidores 7. Cadena de suministro de combustible novedosa a nivel nacional	1. Ingresos depende de un único cliente 2. Sin historia en el mercado 3. Alta inversión de CAPEX 4. Necesidad permanente de I&D
Oportunidades	Estrategias FO	Estrategias DO
1. Regulaciones de gobierno que incentivan la implementación de tecnologías más limpias para la generación de energía, incentivos para emprendedores en servicios públicos.	FO1 Realizar difusión en medios de los beneficios ofrecidos por la compañía	DO1 Incluir en la estrategia de comunicación la mención a la alianza SOPESA- energía + Verde
2. Tendencias mundiales a contar con soluciones energéticas ambientalmente más amigables.	FO2 Incluir en el portafolio generadores a gas.	DO2 Presentar proyectos a los programas de incentivo tributario del gobierno
3. Renovación de generadores en la isla podría proyectarse con tecnología de gas natural	FO3 Ofrecer otros servicios como mantenimiento de los motores y redes.	DO3 búsqueda de alianzas con empresas extranjeras con experiencia en el sector
4. Compromisos de Colombia en la cop26	FO4 Crecimiento a la distribución de gas domiciliario en la isla	

Amenazas	Estrategias FA	Estrategias DA
1. No se proyecta crecimiento de consumo energético en San Andrés y Providencia.	FA1 Ventas de generadores a gas para compensar limitación crecimiento por usuarios	DA1 Realizar alianza con SOPESA ESP de largo plazo,
2. Hábito de pago de usuarios finales.	FA2 Establecer en contrato de suministro de energéticos con tarifas mínimas de consumo.	DA2 Establecer un plan de capitalización y exploración de mercado de mediano - largo plazo para incrementar la base de clientes de ZNI (Zonas No Interconectadas)
3. Incrementos en los precios de gas natural a nivel global	FA3 Establecer proyectos de recuperación de energía que permitan incrementar la eficiencia energética de los sistemas de generación.	DA3 Desarrollo de proyectos para el suministro de energía renovable
4. Inestabilidad social en San Andrés y Providencia.	FA4 Subcontratación de servicios logísticos	
5. Desarrollo de un combustible con cero emisiones de carbono a la atmósfera		
6. Altos costos fijos		

Fuente: Elaboración propia. *Nota.* Matriz DOFA ampliada o Matriz TOWS.

6 Diseño técnico u operativo

En esta sección se describen los aspectos técnicos y operativos del plan de negocio de Energía + Verde.

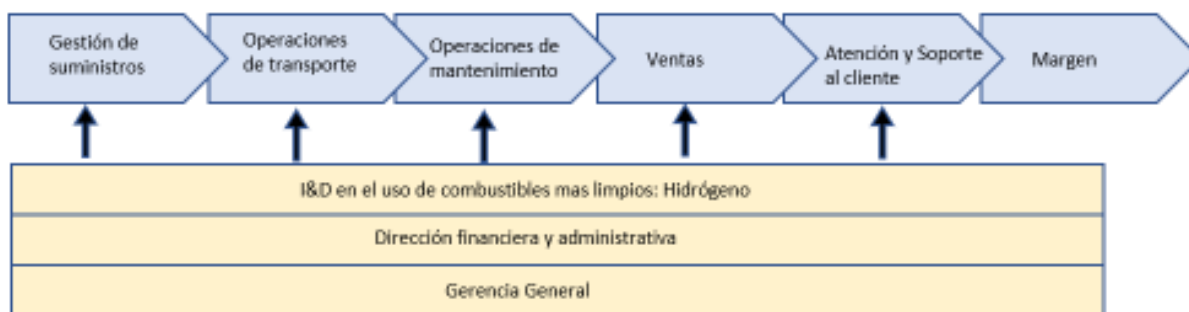
6.1 Diseño de los procesos claves

Para describir los procesos claves de la compañía se han dividido en primarios y de apoyo, como se presenta en la Figura 6. Dentro de los primarios se tienen en cuenta las actividades de gestión de suministros que incluye equipos, componentes, gas combustible, el transporte en barcos metaneros, proceso de regasificación, transporte por camiones y almacenamiento; el mantenimiento de las instalaciones para almacenamiento y suministro, y los sistemas de registro y control para la facturación y atención al cliente.

Los procesos de apoyo que contribuyen a que los procesos primarios sean llevados a cabo incluyen las funciones de investigación y desarrollo que se enfoca en generar las capacidades futuras para mantener la ventaja competitiva de la compañía, a través de procesos de suministro de energéticos más eficientes y ambientalmente amigables. Adicionalmente, se incluyen los procesos financieros y administrativos compuestos por área legal y talento humano.

Figura 6

Cadena de valor energía + verde



Nota. La imagen representa los procesos claves de Energía + Verde. Fuente: Elaboración propia.

6.2 Reconocimiento de los recursos claves del negocio

A continuación, se describen los recursos claves para el desarrollo de las actividades empresariales de Energía + Verde.

6.2.1 Recursos o activos tangibles

Los recursos requeridos por Energía + Verde comprenden una gran variedad de recursos físicos y tecnológicos (Tabla 5) para el desarrollo de la actividad integral de suministro de combustible gaseoso las plantas generadoras del Archipiélago de San Andrés y Providencia operado por SOPESA S.A. E.S.P.

Tabla 5

Recursos tangibles necesarios para el suministro de gas en San Andrés

item	Recursos	Unidades											
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	
1	Edificacion oficinas	(m2)	434	434	434	434	434	434	434	434	434	434	434
2	Regasificadora San Andres (incluido sistema tanques almacenamiento)	unidad	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
3	Sistema tuberías transporte Gas (sistema transporte interno en la isla)	unidad	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
4	Tanques almacenamiento auxiliar GNL	unidad	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
5	Centro de información y control de sistema de gas	unidad	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	Kits conversion motor liberados por fabricante generadores	unidad	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
7	Barcos metaneros (600000 Nm ³ /h)	unidad	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
8	Equipos de computo	unidad	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31

Fuente: Elaboración propia. Nota: se listan los recursos necesarios para desarrollo de Energía + Verde.

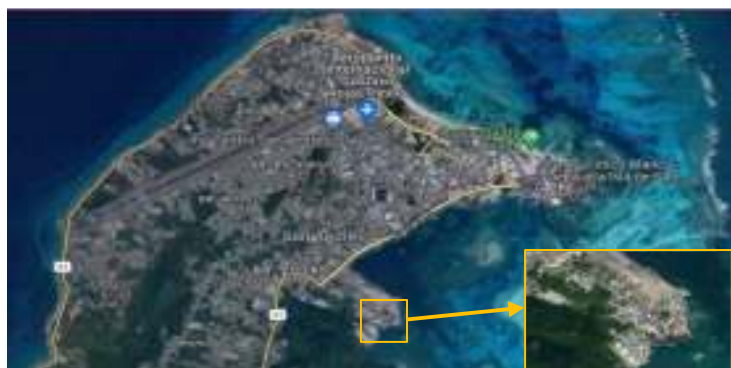
6.2.1.1 Planta regasificadora:

El sistema de suministro de gas natural licuado a San Andrés inicia en el punto de suministro, con el cargue de una embarcación metanera como la mostrada en la Figura 4, la cual para este caso de una capacidad de almacenamiento de 267.000Nm³(Bai & Jin, 2015), suficiente para un tercio de semana de abastecimiento para consumo proyectado de la isla. Este barco

transportará el gas natural licuado (GNL) hasta la isla para ser descargado en una estación que se planea ubicar en el actual puerto el arenal de Chevron que se muestra en la Figura 7.

Figura 7

Ubicación de planta de regasificación en San Andrés



Nota. Imagen de la ubicación de estación Puerto El Arenal de Chevron para el descargue de gas natural licuado en el Archipiélago de San Andrés. Fuente: Google Maps.

Una vez allí, el barco metanero descargará en una estación de regasificación de GNL, para posteriormente ser transportado por tuberías hasta las plantas generadoras de Punta Evans como se indica en la Figura 8.

Figura 8

Ubicación de planta de generación de Punta Evans



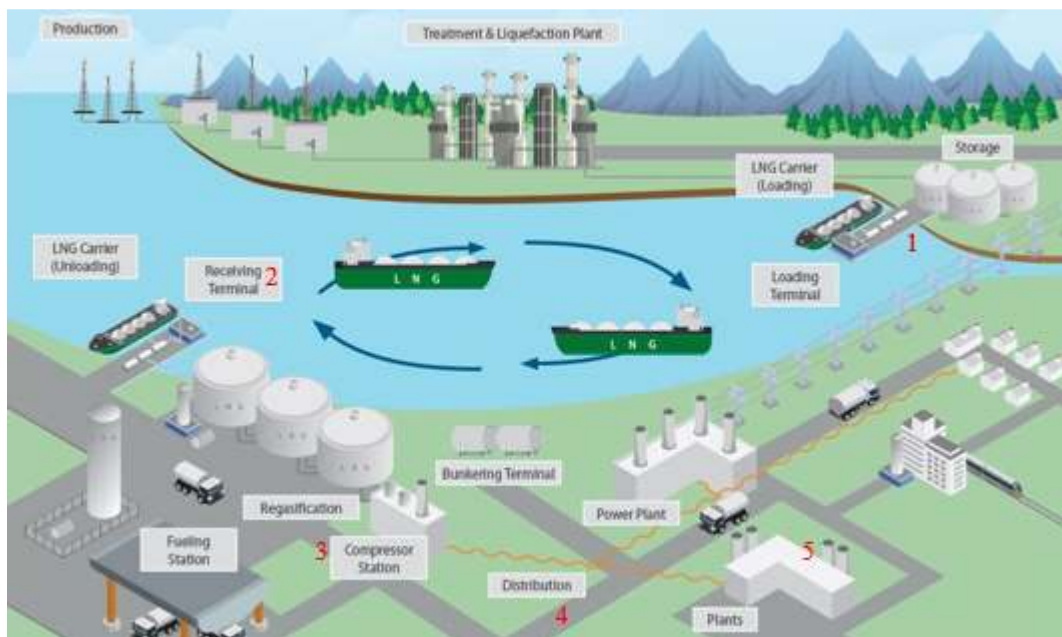
Nota. Imagen de ubicación de planta de generación de Punta Evans. Fuente: Google Maps.

Una vez regasificado, el gas natural comprimido será almacenado en tanques temporales que, dependiendo del consumo lo entregarán a los generadores para ser quemado en sus cámaras de combustión.

Este proceso se esquematiza en la Figura 9, en donde el barco metanero es cargado con GNL (Gas Natural Licuado) en el Puerto de carga (1) ubicado en Cartagena, realiza un viaje de 700 km hasta la isla San Andrés en donde es entregado en el Puerto de carga (2) para ser almacenado (3) en tanques criogénicos para posteriormente ser regasificado usando agua de mar, transformarlo de estado líquido a gaseoso, para posteriormente pasar por la Planta compresora (4) que lo presurizará de manera que tenga la energía suficiente para viajar a través de la tubería a la Planta de generación de energía (5) para alimentar a 2 generadores fabricados por MAN con una capacidad de 14.7 MW.

Figura 9

Esquema de recorrido GNL desde carga hasta consumo para generación.



Nota. Descripción de proceso de GNL. Fuente: (minesafetyappliances, s.f.).

6.2.1.2 Estimación de Costos de Capital de la planta regasificadora:

En esta etapa temprana del proyecto, es necesario estimar los costos de inversión de capital en la planta regasificadora con una precisión que depende de la cantidad de información detallada disponible. La Asociación Internacional para el Desarrollo de la Estimación de Costos (AACE International) clasifica las estimaciones de capital en cinco tipos de acuerdo con su propósito (Towler & Sinnott, 2021). Teniendo en cuenta lo anterior, se establece también un marco de referencia y alcances para la estimación de los costos, siguiendo los lineamientos de la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.6.**

Tabla 6

Clasificación de la Estimación de Costos

Clase	Rango de Aproximación	Detalles
CLASE 5 - Estimaciones de órdenes de magnitud	+/- 30-50%	Basado en costos de procesos similares y no requiere información de diseño esencial. Usado en estudios de factibilidad.
CLASE 4 - Estimaciones preliminares	+/- 30%	Usado para tomar decisiones “gruesas” entre alternativas de diseño.
CLASE 3 - Estimaciones definitivas	+/- 10-15%	Usados para solicitar autorizaciones de financiación de actividades de diseño detallado
CLASE 2 - Estimaciones detalladas	+/- 5-10%	Usados para el control de costos del proyecto y la estimación de contratos a precio fijo. Diseño detallado casi completo.
CLASE 1 - Evaluación de estimaciones	+/- 5-10%	Basado en un diseño detallado completo y la negociación de los equipos terminada.

Fuente: Elaboración propia.

Para este análisis, se realizaron estimaciones de capital **CLASE 5** debido a la baja disponibilidad de información detallada, con un porcentaje de precisión de +/- 50%. Para el cálculo

de la inversión fija se utilizó el método de la curva de costos (Towler & Sinnott, 2021), el cual escala los costos a partir de información conocida de plantas de la misma tecnología instaladas con anterioridad o de información publicada. Usando la ecuación (1). (Towler & Sinnott, 2021) establece valores de **a** y **n** para distintas tecnologías en un rango de capacidades de producción.

$$C_2 = C_1 * \left(\frac{S_2}{S_1}\right)^n = a * S_2^n \quad \text{Ec. 1}$$

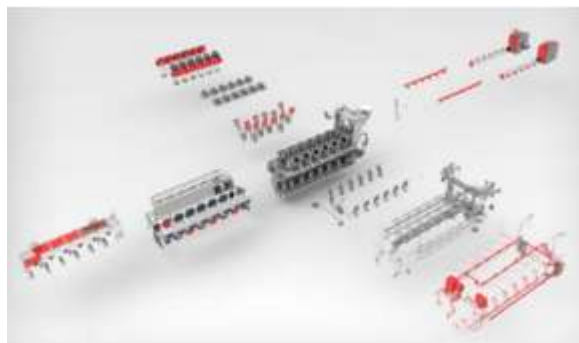
Para la estimación se utilizó como base la inversión de capital realizada en la planta de regasificación de Cartagena, la cual tiene una capacidad de $557.950 \text{ Nm}^3/\text{h}$ (S1), con una inversión total de capital de \$ 447.000.000 USD (C1). La capacidad propuesta en nuestro modelo de negocio de la planta regasificadora que supliría el consumo proyectado de la isla para el año 2033 es $4489 \text{ Nm}^3/\text{h}$ (S2), siendo n igual a un factor 0,9 aplicable a la industria petroquímica (Towler & Sinnott, 2021). Aplicando la ecuación 1 (Ec.1) tenemos como resultado que la inversión de nuestra planta es: \$ 5.824.806,16 USD (C2).

6.2.1.3 Kits de conversión de motores de generadores fabricados por MAN.

Los kits de conversión suministrados por el fabricante de los generadores permiten utilizar sus motores en la llamada modalidad dual - fuel, pudiendo generar energía a partir del consumo de gas o diésel, brindando una mayor disponibilidad de la planta y mayor seguridad energética a la isla en caso de la ocurrencia de fenómenos naturales, escasez o variación de precio de los combustibles (PrimeServ, 2022). En la Figura 10 se muestran los diferentes sistemas que se modifican para que el motor 51/60 DF opere en dual - fuel, los cuales incluyen sistema de inyección de combustible, admisión de aire, enfriamiento y sus componentes base como pistones, cabezas de pistón y turbocargadores.

Figura 10

Motor Dual-fuel



Nota. Modificaciones Realizadas al Motor del Generador para Trabajar en Dual-fuel. Fuente: MAN PrimeServ.

En la Tabla 7 se muestra la lista valorizada de los activos necesarios para hacer posible el proyecto de suministro de gas a SOPESA S.A. E.S.P, divididos en activos para desarrollar la operación de manera directa que incluyen la planta de regasificación, el sistema de tuberías que conducen el gas natural hacia las plantas generadoras y los kits de conversión de las mismas. En el caso de los activos para el desarrollo del aspecto administrativo, se incluye lo referente a espacios de oficina, sala de control y dotación de equipos de cómputo y respaldo, al igual que muebles y enseres para un equipo de 31 personas en total como se puede ver en la Tabla 7.

Tabla 7

Inversión a realizar por energía + verde para proyecto sustitución diésel San Andrés.

Concepto	Periodo depreciación (años)	inversión (USD)
Planta regasificadora		5.824.806,16 USD
Sistema transporte GNL		
Gestión de ingeniería		14.400,00 USD
Gestión social y ambiental		72.000,00 USD
Gestión de tierras		57.600,00 USD
Gestión de materiales y equipos		532.800,00 USD
Gestión de construcción		604.800,00 USD
Seguros		14.400,00 USD
Contingencias		100.800,00 USD
Gerencia de proyecto		43.200,00 USD
Kit inyección motor		8.843.985,92 USD
Inversión equipos	25	16.108.792,08 USD
Instalación eléctrica y mecánica	25	1.610.879,21 USD
Cimientos y soportes	25	80.543,96 USD
Tubería y ductos	25	161.087,92 USD
Computadoras (15 unidades)	5	8.522,73 USD
Inversión total operación		17.969.825,90 USD
Inversión en edificación San Andrés	20	954.545,45 USD
Computadoras	5	9.090,91 USD
Muebles y enseres	10	14.444,44 USD
Inversión total administración		978.080,81 USD
Inversión total proyecto		18.947.906,71 USD

Fuente: Elaboración propia.

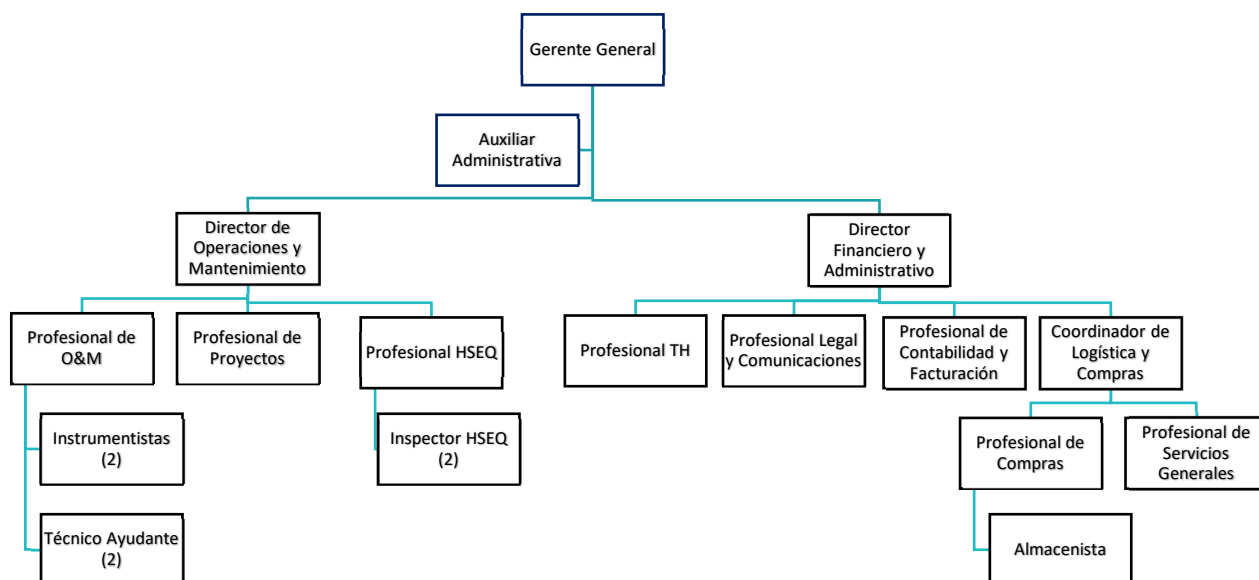
7 Diseño organizacional y forma legal

En este capítulo se presentará la estructura organizacional propuesta, así como las funciones principales de cada uno de los cargos que hemos considerado necesarios desde el inicio de la operación para cumplir con el objeto de Energía + Verde.

El tipo de estructura diseñado corresponde a una funcional y es la más común para las empresas prestadoras de servicios donde se clasifica por grupos de especialización dentro de las áreas funcionales de la compañía (Figura 11). Se identifican las siguientes ventajas: Reportes y cadena de mando bien definidos, se puede centralizar los recursos con tareas similares, facilita la especialización en la ejecución de las tareas asignadas. Como desventaja podemos identificar que si no hay un buen gobierno: ralentización de los trabajos por tener que esperar aprobaciones de varios superiores, burocracia, y conflictos entre áreas.

Figura 11

Organización energía + verde



Nota. Estructura organizacional de tipo funcional propuesto para Energía + Verde.

Fuente: Elaboración propia.

7.1 Cargos y responsabilidades

7.1.1 Gerente general:

Requisitos del perfil, educación y experiencia: Título profesional en administración de empresas, ingeniería, economía, con especialización o maestría en administración de empresas. Experiencia de doce años en cargos similares.

Planificar los objetivos generales y específicos de la empresa a corto y largo plazo. Controlar las actividades planificadas comparándolas con lo realizado y detectar las desviaciones o diferencias. Dirigir, acompañar, diseñar estrategias y actividades de mercadeo y comercialización, garantizando el cumplimiento de las metas de ventas de la organización. Administrar estratégicamente la organización proporcionando los recursos que garanticen el cumplimiento de la política y los objetivos de la compañía.

7.1.2 Director de operaciones y mantenimiento:

Requisitos del perfil, educación y experiencia: Título profesional en ingeniería química, industrial, mecánica o eléctrica, y especialización o maestría en administración de empresas. Experiencia de diez años en cargos similares.

Planear, dirigir y controlar los procesos nominación, recibo, operación y entrega, balance de gas, con base en los objetivos estratégicos y la política corporativa a fin de garantizar la prestación de un servicio de transporte confiable, continuo y seguro, y la generación de la información necesaria para el correcto cobro a los remitentes. Planear, dirigir y controlar el proceso mantenimiento de sistemas de transporte y distribución de gas natural de Energía + verde, con base en los objetivos estratégicos y política corporativa, a fin de garantizar la eficiencia e integridad de los sistemas.

7.1.3 Director financiero y administrativo:

Requisitos del perfil, educación y experiencia: Título profesional en administración de empresas, ingeniería industrial o economía. Experiencia de doce años en cargos y empresas similares.

Liderar los procesos de las áreas financieras y administrativas con base en la política corporativa, lineamientos del gerente general y normatividad vigente, a fin de garantizar el crecimiento y la solidez financiera de Energía + verde y empresas relacionadas. Liderar los procesos planeación estratégica corporativa, planeación operacional, administración de los sistemas de gestión, gestión integral de procesos, gestión de riesgos, recursos humanos, gestión de seguros y los relacionados con gestión de información y tecnología y gestión administrativa.

Adicionalmente, tendrás asignaciones comerciales donde sus funciones principales son: Planear, dirigir, coordinar y controlar los procesos comercialización (mercadeo y proyecciones de demanda, atención de solicitudes y administración de contratos u ofertas con clientes, facturación y gestión comercial de mantenimiento de instalaciones), servicio al cliente (medición de la satisfacción del cliente externo, medición de la satisfacción del cliente interno, atención y análisis de peticiones, quejas y reclamos) y la gestión de cartera en mora de clientes de transporte (incluyendo otros servicios), con base en los objetivos estratégicos de la empresa y lineamientos de la gerencia, a fin de garantizar la maximización de los ingresos de Energía + verde.

7.1.4 Profesional de operación y mantenimiento:

Requisitos del perfil, educación y experiencia: Título profesional en ingeniería mecánica, química o industrial. Experiencia de ocho años en cargos similares en empresas de transporte de hidrocarburos.

Coordinar el transporte de gas natural cumpliendo lo establecido en los contratos y la regulación, a través de la operación de la infraestructura de gas, en concordancia con las especificaciones técnicas, procedimientos internos y las mejores prácticas aplicables, a fin de garantizar la prestación de un servicio confiable, seguro y eficiente.

7.1.5 Profesional de proyectos

Requisitos del perfil, educación y experiencia: Título profesional en ingeniería civil, química, mecánica o de petróleos, preferiblemente con postgrado en gerencia de proyectos. Experiencia de ocho años en cargos similares.

Planear, programar, coordinar y controlar proyectos de infraestructura de gas natural, con base en los objetivos estratégicos, política corporativa, lineamientos del director y normas y procedimientos establecidos por la industria, a fin de garantizar que los proyectos cumplan con el alcance, plazo y costo presupuestados y que la infraestructura construida sea funcional y segura.

7.1.6 Profesional HSEQ:

Requisitos del perfil, educación y experiencia: Título profesional ingeniero industrial, Ambiental, administrador en salud ocupacional o afines. Especialista en seguridad y salud en el trabajo. Experiencia de ocho años en cargos y empresas similares.

Ejecutar los diferentes programas del sistema de seguridad, salud ocupacional, ambiente y calidad y sus actividades asociadas para asegurar el cumplimiento en esta materia de las obligaciones estipuladas en el contrato de prestación de servicio de mantenimiento a la infraestructura de Energía + verde, con seguridad en las instalaciones, los equipos, la comunidad, el cliente, el ambiente y los trabajadores y lograr la máxima efectividad.

7.1.7 Profesional de contabilidad y de facturación:

Requisitos del perfil, educación y experiencia: Título profesional en ingeniería industrial, administración de empresas o afines preferiblemente con especialización en mercadeo o finanzas. Experiencia de ocho años en cargos similares.

Programar, organizar, coordinar, ejecutar y hacer seguimiento a las actividades relacionadas con el proceso de gestión de clientes y mercados de Energía + verde, participar en las negociaciones con los clientes sobre el servicio de transporte de gas natural, el desarrollo y mantenimiento de los contratos de transporte, la facturación del servicio de transporte y otros servicios, la identificación de nuevos servicios y las actividades de apoyo relacionadas con la negociación de la capacidad de transporte, y la cartera en mora de clientes de transporte, con base en lineamientos de la dirección, procedimientos establecidos y normatividad vigente, a fin de contribuir a la optimización y la maximización de los ingresos de la compañía.

Adicionalmente tiene las siguientes funciones: Planear, programar, organizar, coordinar y controlar las actividades concernientes de los subprocesos gestión contable y conversión y consolidación de los estados financieros, bajo normas colombianas, americanas e internacionales de contabilidad, de Energía + verde y sus empresas subsidiarias y relacionadas, y el suministro de información con base en estos, de acuerdo con lineamientos de la dirección.

7.1.8 Profesional de talento humano:

Requisitos del perfil, educación y experiencia: Título profesional en ingeniería industrial, administración de empresas, psicología con formación en derecho laboral o profesional en derecho, preferiblemente con especialización en gerencia de recursos humanos o alta gerencia. Experiencia de ocho años en cargos similares.

Planear, dirigir y controlar los procesos de gestión humana, soporte administrativo, gestión de protección física, con base en los objetivos estratégicos, política corporativa y lineamientos de la dirección, a fin de propiciar altos niveles de desempeño del personal y un ambiente laboral positivo. Asesorar, orientar y apoyar a los directivos y demás niveles de jefatura de Energía + verde y entidades a las que se les presta soporte administrativo y/o técnico, en la administración y el desarrollo integral del talento humano a cargo y coordinar la atención de situaciones y procesos jurídico-laborales en que se vean involucradas las empresas.

7.1.9 Profesional de asuntos legales:

Requisitos del perfil, educación y experiencia: Título profesional en derecho, preferiblemente con postgrado en alta gerencia o en áreas administrativas. Experiencia mínima de ocho años en cargos y empresas similares.

Planear, dirigir y controlar el proceso asesoría jurídica de Energía + verde, a fin de facilitar el desarrollo de la gestión de las dependencias dentro de los marcos legales y normativos establecidos, contribuir al logro de los objetivos corporativos y en caso de que se generen situaciones, defender los intereses de la organización.

7.1.10 Coordinador de logística y compras:

Requisitos del perfil, educación y experiencia: Título profesional en ingeniería, administración de empresas, o carreras afines, preferiblemente con especialización en logística. Experiencia ocho años en gestión de inventarios o compras.

Planear, dirigir y controlar los procesos gestión de inventarios y comercio exterior de Energía + verde y entidades a las que se les presta soporte administrativo y/o técnico, de acuerdo con normas, políticas y procedimientos vigentes, a fin de garantizar la disponibilidad de los bienes necesarios para el normal desarrollo de las operaciones. Adicionalmente hacer seguimiento de

actividades relacionadas con el subproceso gestión de compra de servicios, de acuerdo con políticas y procedimientos establecidos y normatividad vigente, a fin de garantizar la disponibilidad de los servicios requeridos por las diferentes dependencias de Energía + verde y entidades a las que se les presta soporte administrativo o técnico para el normal desarrollo de las operaciones.

7.1.11 Profesional de compras:

Requisitos del perfil, educación y experiencia: Título profesional en ingeniería (preferiblemente mecánica, civil o industrial). Experiencia mínima de cinco años en cargos similares preferiblemente con conocimientos en compra de servicios. Manejo de procesos licitatorios e invitaciones a cotizar, pliego de condiciones, ofertas técnico-económicas, aspectos comerciales y legales asociados a contratación de servicios, análisis de precios unitarios, pólizas de seguros, evaluación de ofertas, relacionamiento con proveedores.

7.1.12 Profesional de servicios generales:

Requisitos del perfil, educación y experiencia: Título profesional en ingeniería civil. Experiencia mínima de cinco años en cargos.

Hacer seguimiento al estado de la infraestructura locativa de las oficinas administrativas, planear y ejecutar su mejora, modificación o reparación, de acuerdo con las solicitudes de los clientes internos y/o a las iniciativas de la coordinación.

7.1.13 Auxiliar administrativa:

Requisitos del perfil, educación y experiencia: Título técnico en administración o afines. Experiencia de tres años en cargos similares.

El perfil de un Auxiliar administrativo es el responsable de llevar a cabo de manera eficiente las tareas administrativas y de oficina. Este cargo debe servir de apoyo al Gerente y

directores y empleados administrativos, así como asistir en las tareas diarias de oficina y gestionar las actividades administrativas.

7.1.14 Instrumentistas (2)

Requisitos del perfil, educación y experiencia: Título técnico o tecnólogo en trabajos mecánicos en instrumentación y control de procesos industriales o similares. Experiencia de tres años en cargos similares.

Realizar las actividades de captura de información, toma de lectura de contadores, mantenimiento y comprobación de todos los instrumentos de la infraestructura de clientes y de Energía + verde, de acuerdo con lineamientos del coordinador y profesional, procedimientos y normas técnicas y de calidad establecidos, a fin de garantizar la operación segura y confiable de los mismos y la correcta cuantificación del gas medido.

7.1.15 Técnico ayudante (2)

Requisitos del perfil, educación y experiencia: Título técnico o tecnólogo en trabajos mecánicos o instrumentación y control de procesos industriales o similares. Experiencia de un año en actividades similares.

Apoyo a las actividades manuales de instalación, desmonte, ajustes de equipos y accesorios de la infraestructura, de acuerdo con lineamientos del profesional.

7.1.16 Inspector HSEQ (2):

Requisitos del perfil, educación y experiencia: Título técnico o tecnólogo en salud ocupacional. Experiencia mínima de tres años en cargos similares.

Aplicar los procesos de salud en el trabajo con base en la misión, los objetivos estratégicos y la política corporativa, a fin de garantizar la salud y la seguridad individual y colectiva de los

trabajadores, contratistas y comunidad en general, durante el desarrollo de las diferentes actividades.

7.1.17 Almacenista:

Requisitos del perfil, educación y experiencia: Título técnico o tecnólogo. Experiencia mínima de dos años en cargos similares.

Recibir, organizar, resguardar y suministrar los materiales, equipo, herramienta y producto terminado del corporativo. Colabora en la clasificación, codificación y rotulación de las mercancías que ingresan a los almacenes. Control de ingresos y egresos de los materiales y equipos.

7.2 Referencia salarial y gastos de operación

Se tomó como referencia salariales empresas de sector energético, al cual pertenece nuestra propuesta. En la tabla 8 se describe los cálculos realizados para las prestaciones sociales, Aportes de seguridad social y parafiscales.

Tabla 8

Costos Mensual Salarios

Cargos	Salario mensual estimado 2022 (COP)	Base gravable	Prestaciones sociales			
			Cesantías (8,33%)	Intereses sobre cesantías (12% anual)	Primas (8,33%)	Vacaciones (4,17%)
Gerente general	\$ 24.000.000	\$ 16.800.000				\$ 1.000.800
Director de operaciones y mantenimiento	\$ 16.000.000	\$ 11.200.000				\$ 667.200
Director financiero y administrativo	\$ 16.000.000	\$ 11.200.000				\$ 667.200
Coordinador de logística y compras	\$ 13.000.000	\$ 9.100.000				\$ 542.100
Profesional de O&M	\$ 5.600.000	\$ 5.600.000	\$ 466.480	\$ 56.000	\$ 466.480	\$ 233.520
Profesional de proyectos	\$ 5.600.000	\$ 5.600.000	\$ 466.480	\$ 56.000	\$ 466.480	\$ 233.520

Profesional HSEQ	\$ 5.600.000	\$ 5.600.000	\$ 466.480	\$ 56.000	\$ 466.480	\$ 233.520
Profesional TH	\$ 5.600.000	\$ 5.600.000	\$ 466.480	\$ 56.000	\$ 466.480	\$ 233.520
Profesional legal y comunicaciones	\$ 5.600.000	\$ 5.600.000	\$ 466.480	\$ 56.000	\$ 466.480	\$ 233.520
Profesional de contabilidad y facturación	\$ 5.600.000	\$ 5.600.000	\$ 466.480	\$ 56.000	\$ 466.480	\$ 233.520
Profesional de compras	\$ 5.600.000	\$ 5.600.000	\$ 466.480	\$ 56.000	\$ 466.480	\$ 233.520
Profesional de servicios generales	\$ 5.600.000	\$ 5.600.000	\$ 466.480	\$ 56.000	\$ 466.480	\$ 233.520
Auxiliar administrativa	\$ 2.400.000	\$ 2.400.000	\$ 199.920	\$ 24.000	\$ 199.920	\$ 100.080
Instrumentista (2)	\$ 2.100.000	\$ 2.100.000	\$ 174.930	\$ 21.000	\$ 174.930	\$ 87.570
Técnico ayudante (2)	\$ 1.825.000	\$ 1.825.000	\$ 152.023	\$ 18.250	\$ 152.023	\$ 76.103
Inspector HSEQ (2)	\$ 1.500.000	\$ 1.500.000	\$ 124.950	\$ 15.000	\$ 124.950	\$ 62.550
Almacenista	\$ 1.500.000	\$ 1.500.000	\$ 124.950	\$ 15.000	\$ 124.950	\$ 62.550

Cargos	Salario mensual estimado 2022 (COP)	Base gravable	Aporte seguridad social		
			Pensiones AFP (12%)	Salud EPS (8,5%)	Riesgo Laboral IV (4,35%)
Gerente general	\$ 24.000.000	\$ 16.800.000	\$ 2.016.000	\$ 1.428.000	\$ 730.800
Director de operaciones y mantenimiento	\$ 16.000.000	\$ 11.200.000	\$ 1.344.000	\$ 952.000	\$ 487.200
Director financiero y administrativo	\$ 16.000.000	\$ 11.200.000	\$ 1.344.000	\$ 952.000	\$ 487.200
Coordinador de logística y compras	\$ 13.000.000	\$ 9.100.000	\$ 1.092.000	\$ 773.500	\$ 395.850
Profesional de O&M	\$ 5.600.000	\$ 5.600.000	\$ 672.000	\$ 476.000	\$ 243.600
Profesional de proyectos	\$ 5.600.000	\$ 5.600.000	\$ 672.000	\$ 476.000	\$ 243.600
Profesional HSEQ	\$ 5.600.000	\$ 5.600.000	\$ 672.000	\$ 476.000	\$ 243.600
Profesional TH	\$ 5.600.000	\$ 5.600.000	\$ 672.000	\$ 476.000	\$ 243.600
Profesional legal y comunicaciones	\$ 5.600.000	\$ 5.600.000	\$ 672.000	\$ 476.000	\$ 243.600
Profesional de contabilidad y facturación	\$ 5.600.000	\$ 5.600.000	\$ 672.000	\$ 476.000	\$ 243.600
Profesional de compras	\$ 5.600.000	\$ 5.600.000	\$ 672.000	\$ 476.000	\$ 243.600
Profesional de servicios generales	\$ 5.600.000	\$ 5.600.000	\$ 672.000	\$ 476.000	\$ 243.600
Auxiliar administrativa	\$ 2.400.000	\$ 2.400.000	\$ 288.000	\$ 204.000	\$ 104.400
Instrumentista (2)	\$ 2.100.000	\$ 2.100.000	\$ 252.000	\$ 178.500	\$ 91.350
Técnico ayudante (2)	\$ 1.825.000	\$ 1.825.000	\$ 219.000	\$ 155.125	\$ 79.388
Inspector HSEQ (2)	\$ 1.500.000	\$ 1.500.000	\$ 180.000	\$ 127.500	\$ 65.250
Almacenista	\$ 1.500.000	\$ 1.500.000	\$ 180.000	\$ 127.500	\$ 65.250

Cargos	Salario mensual estimado 2022 (COP)	Base gravable	Parafiscales		
			Caja de compensación (4%)	ICBF (3%)	SENA (2%)
Gerente general	\$ 24.000.000	\$ 16.800.000	\$ 672.000	\$ 504.000	\$ 336.000
Director de operaciones y mantenimiento	\$ 16.000.000	\$ 11.200.000	\$ 448.000	\$ 336.000	\$ 224.000
Director financiero y administrativo	\$ 16.000.000	\$ 11.200.000	\$ 448.000	\$ 336.000	\$ 224.000
Coordinador de logística y compras	\$ 13.000.000	\$ 9.100.000	\$ 364.000	\$ 273.000	\$ 182.000
Profesional de O&M	\$ 5.600.000	\$ 5.600.000	\$ 224.000	\$ 168.000	\$ 112.000
Profesional de proyectos	\$ 5.600.000	\$ 5.600.000	\$ 224.000	\$ 168.000	\$ 112.000
Profesional HSEQ	\$ 5.600.000	\$ 5.600.000	\$ 224.000	\$ 168.000	\$ 112.000
Profesional TH	\$ 5.600.000	\$ 5.600.000	\$ 224.000	\$ 168.000	\$ 112.000
Profesional legal y comunicaciones	\$ 5.600.000	\$ 5.600.000	\$ 224.000	\$ 168.000	\$ 112.000
Profesional de contabilidad y facturación	\$ 5.600.000	\$ 5.600.000	\$ 224.000	\$ 168.000	\$ 112.000
Profesional de compras	\$ 5.600.000	\$ 5.600.000	\$ 224.000	\$ 168.000	\$ 112.000
Profesional de servicios generales	\$ 5.600.000	\$ 5.600.000	\$ 224.000	\$ 168.000	\$ 112.000
Auxiliar administrativa	\$ 2.400.000	\$ 2.400.000	\$ 96.000	\$ 72.000	\$ 48.000
Instrumentista (2)	\$ 2.100.000	\$ 2.100.000	\$ 84.000	\$ 63.000	\$ 42.000
Técnico ayudante (2)	\$ 1.825.000	\$ 1.825.000	\$ 73.000	\$ 54.750	\$ 36.500
Inspector HSEQ (2)	\$ 1.500.000	\$ 1.500.000	\$ 60.000	\$ 45.000	\$ 30.000
Almacenista	\$ 1.500.000	\$ 1.500.000	\$ 60.000	\$ 45.000	\$ 30.000

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 9

Gastos de Nómina

Descripción	Costo Mensual COP	Costo Anual COP
Gastos de operación	\$ 180.000.000	\$ 2.160.000.000

Fuente: Elaboración propia.

Con el fin de hacer la debida diligencia, se ha realizado una investigación del marco legal aplicable para el plan de negocio propuesto; se logró concretar que la ley 142 de 1994 con la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios es la que nos aplica para el desarrollo de la actividad de suministro de un combustible para los motores de generación eléctrica en el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina.

Siguiendo el orden de la ley, podemos encontrar información valiosa que describimos continuación:

- Se estimula la participación de particulares por medio de inversión en los servicios públicos (numeral 3.8). En el numeral 8.3 nos indica que es competencia de la nación para la prestación de los servicios públicos asegurar que se realicen en el país, ya sea por medio de la constitución de empresas privadas, mixtas u oficiales, las actividades de comercialización, construcción y operación de gasoductos y de redes para otros servicios.
- En el Artículo 10. LIBERTAD DE EMPRESA. La ley 142 de 1994 expresa que es un derecho de todas las personas organizar y operar empresas cuyo objeto principal es la prestación de los servicios públicos.
- Con el numeral 14.11, se da libertad para establecer las tarifas de venta para medianos y pequeños consumidores, lo cual se conoce como régimen de tarifas dentro de una libertad vigilada, ya que se debe informar por escrito a las comisiones de regulación, sobre cambio y/o decisiones tomadas en este sentido.
- Artículo 15, referente a las personas que pueden prestar los servicios públicos, y en el numeral 15.2 se define que puede ser cualquier personal natural o jurídica que produzcan para su propio beneficio, o como consecuencia o complemento de su objeto comercial.

- Artículo 22. Régimen de funcionamiento. Las empresas cuyo objeto sea la prestación de un servicio público y que se encuentren legalmente constituidas, no requerirán de permisos para desarrollar su objeto social. Para la construcción y operación de la infraestructura si se deberá tener en cuenta las concesiones, permisos ambientales, sanitarios y permisos municipales, tales como normas generales sobre la planeación urbana, uso de espacio público, etc.
- Artículo 23. Referente al ámbito territorial de operación, las empresas de servicios públicos podrán operar en cualquier zona del país en igualdad de condición.
- Artículo 56. Por medio de la cual se declara utilidad pública e interés social la realización de obras que presten servicios públicos y la adquisición de los espacios necesarios para la construcción y operación de la infraestructura. Con estos propósitos se podrá expropiar bienes inmuebles.
- Artículo 175. Estímulos a los usuarios de gas combustible. Por medio de la cual se estimula la utilización de fuentes alternativas de energía como el gas natural y con el fin de desarrollar el empleo productivo, el gobierno nacional creará estímulos para favorecer a los usuarios que consuman gas combustible. Estos estímulos se orientarán, principalmente, a facilitar la adquisición de equipos industriales.

Sumado a lo anterior, el 4 de agosto de 2021, el gobierno nacional de Colombia sancionó la ley 2128 de 2021 “Por medio de la cual se promueve el abastecimiento, continuidad, confiabilidad y cobertura del gas combustible en el País”. Con esta ley se incentiva el consumo de gas natural como un energético que aporta calidad de vida para los usuarios, así como muchos beneficios para los usuarios industriales especialmente para la generación de energía. El artículo 8 GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON GAS COMBUSTIBLE, decreta que el

gobierno nacional priorizará los proyectos sustitución de diésel por gas combustible para la generación de energía eléctrica. El instituto de planificación y promoción de soluciones energéticas para las zonas no interconectadas (IPSE) deberá iniciar un plan de implementación para los proyectos de sustitución de diésel por gas combustible. Con la ley 2128 se declara de interés nacional y estratégico la masificación del uso del gas natural, favoreciendo a las industrias que, para ganar competitividad y reducir emisiones, autogeneren y cogeneren energía a base de gas natural podrán hacerlo sin importar la cantidad usada.

Con la ley 2099 de 2021, más exactamente en el artículo 7, se crea el fondo de energías no convencionales y gestión eficiente de energía (FENOGE), con el cual se pretende financiar parcial o totalmente los planes, programas y proyectos en las zonas no interconectadas, que promueven el desarrollo de fuentes no convencionales de energía y su gestión eficiente (FNCER). Adicionalmente, con la ley No. 1715 del 13 de mayo de 2014 en el artículo 9° llamado: Sustitución de generación con diésel en las zonas no interconectadas, se pretende implementar proyectos destinados sustituir progresivamente la generación con diésel con el objetivo de minimizar los costos de operación y prestación del servicio en las zonas no interconectadas, así como la reducción de gases contaminantes. A través del ministerio de minas y energía se desarrollarán esquemas de incentivos para los prestadores del servicio de energía eléctrica que reemplacen parcial o totalmente la generación con diésel por fuentes no convencionales de energía.

7.3 Estrategia de Mercadeo

Como estrategia de mercadeo, primero hay que definir el modelo de negocio con el que se realizan transacciones comerciales entre empresas, en nuestro caso el modelo aplicable es el B2B (Business to Business).

El marketing B2B, busca principalmente crear, entregar y comunicar el valor de un producto o servicio a un cliente, en este caso una empresa la cual no es el consumidor final. Esto es muy importante definirlo desde el inicio ya que este cambio en el cliente final modifica totalmente el tipo de estrategia, el lenguaje y acciones a tomar para lograr el objetivo estratégico de la compañía.

Nuestra estrategia de negocio B2B, está enfocada en brindar al cliente un suministro garantizado acorde con la necesidad de generación de energía, lo cual se puede hacer a través de un tipo de convenio o contrato del tipo take or pay o compra garantizada, el cual consiste en que el suministrador garantiza la disponibilidad del gas en las cantidades acordadas mensualmente y el cliente pagará esta cantidad asegurada aun cuando no sea consumida durante el periodo. La operacionalización de esta estrategia se realizaría a través de la asignación de la figura de gerente de cuenta clave (funciones dentro del director financiero y administrativo), cuya principal misión es la de mantener una comunicación constante y eficiente con el cliente para la satisfacción de sus necesidad haciendo énfasis en la reducción de impacto ambiental generado al utilizar gas natural para la producción de energía en lugar del diesel.

En los siguientes párrafos, describiremos la estrategia de mercadeo sugerida, con la cual se pretende afianzar la relación con nuestro cliente y lograr las metas propuesta por la compañía:

7.3.1 Objetivo de mercadeo

Nuestro principal esfuerzo debe estar direccionado en focalizar las ventajas ambientales que se obtienen de implementar nuestra tecnología en los procesos de nuestro cliente, mientras se consigue la confianza y se reduce la percepción del riesgo en aplicar la nueva tecnología.

7.3.2 Los productos y servicios

A continuación, describimos los productos y servicios principales que se ofrecerían por nuestra empresa:

7.3.2.1 Etapa 1 Suministro de combustibles. Con este servicio se busca suministrar parte, la cantidad dependerá de las corridas de diferentes escenarios que arrojen como resultado el óptimo desde el punto de vista económico, del combustible usado por los motores para la generación eléctrica de la isla.

7.3.2.2 Etapa 2 Suministro de gas natural a la comunidad del archipiélago. En etapa posterior y partiendo de un resultado positivo del análisis de los diferentes escenarios y de materializarse el suministro a un cliente ancla, como lo es la empresa de generación eléctrica de la isla, se puede ampliar el portafolio de servicios a suministrar gas natural en las viviendas de la isla, lo cual tendría un aumento considerable en la calidad de vida de los habitantes. Esta etapa 2 no forma parte del alcance del presente plan de negocios.

7.3.3 Marca

Al ser una empresa nueva en el mercado, dentro del presente plan de negocios debemos desarrollar la marca de la compañía. Del análisis realizado se espera que la marca represente como se evidencia en la Figura 12, el cambio en la cultura de cómo se realizan los procesos actualmente versus cómo hacer las mismas actividades, pero de una forma más limpia y que aporte en la solución del cambio climático con el que es considerado el combustible de la transición hasta producir masivamente combustibles más limpios. Se pretende cumplir con el pacto realizado por muchos países como fecha límite el 2050. Con base en lo anterior, somos energía + Verde.

Figura 12*Marca de Energía + Verde*

Fuente: Elaboración propia.

7.3.4 Estrategia de comunicaciones de mercadeo

Como contexto es claro para todos que todos los países del mundo han acelerado su carrera contra el cambio climático, por lo tanto, el calentamiento global es el mayor desafío al que nos enfrentamos en nuestros días. Uno de los principales objetivos es la reducción de gases efecto invernadero (GEI) los cuales retienen el calor en la atmósfera produciendo el calentamiento global.

Tendencias: ...

1. Energías limpias o menos contaminantes.
2. Mayor conciencia sobre los efectos que produce nuestro estilo de vida en el planeta.
3. Cálculo de la huella de carbono.
4. Acuerdos entre países para evitar un calentamiento global de más de 2°C.

Para desarrollar nuestra comunicación integrada de marketing (CIM), hemos tomado como referencia dos herramientas esenciales del modelo Springboard, las cuales son: Brand Foundation y ROI.

7.3.5 Brand foundations

P1: ¿De dónde vengo?: Se vislumbra una oportunidad de suministrar un combustible diferente al actualmente utilizado, a una de las zonas no interconectadas del país. Se unen el conocimiento de los integrantes en las diferentes tecnologías que aplican para el desarrollo del plan de negocio.

P2: ¿A qué me dedico?: A dar soluciones energéticas para nuestros clientes, ayudándolos a reducir su huella de carbono.

P3: ¿Qué es lo que me hace diferente?: Seríamos los primeros en poner en servicio un gasoducto virtual para poner la molécula de gas o hidrógeno en la isla de San Andrés.

P4: ¿Para quién existo?: Por lo pronto, sólo prestaríamos nuestros servicios a la empresa que genera energía eléctrica en la isla.

P5: ¿Cómo soy como persona/empresa?: Somos innovadores, dinámicos, con vocación de servicio. Somos cordiales con todo nuestro grupo de interés y nos gusta ser inspiración para nuestros clientes y colaboradores.

P6: ¿Por qué causa lucho?: Por mejorar los procesos y calidad de vida de nuestros clientes y en general de nuestro grupo de interés. Por ser reconocidos como una empresa que brinda soluciones acordes con las necesidades, respetando en todo momento el medio ambiente.

P7: ¿Qué es lo que valoro?: Valoramos nuestros clientes y su bienestar dentro y fuera de nuestras instalaciones. Valoramos también a todos nuestros empleados y la experiencia que tienen, así como la capacidad de transmitir las recomendaciones a lo largo de todo el proceso.

P8: Concepto estratégico: Soluciones energéticas que responden a los nuevos retos del planeta.

7.3.6 Return On Investment (ROI) de la comunicación

P1: ¿Cuál es el objetivo de esta comunicación? Afianzar la relación con nuestro cliente, para que el mismo nos recomiende con otras empresas del mismo sector. En el corto plazo dar a conocer la marca y a largo plazo ser reconocidos a nivel nacional.

P2: ¿A quiénes debemos influir? ¿Qué debemos saber de ellos que nos pueda ayudar? Principalmente a la empresa de suministro de energía en la isla, y posteriormente a los usuarios de

esta energía, para que reconozcan el servicio que prestamos y cómo los ayuda a mejorar su calidad de vida.

P3: ¿Qué acción exactamente queremos que hagan como resultados de estar expuestos a esta comunicación? Que contraten nuestros servicios y nos contacten para ayudarlos a diseñar soluciones energéticas acordes con sus necesidades.

P4: ¿Qué recompensa prometeremos, y con qué respaldaremos esa recompensa? Se busca contratar personal con una alta experiencia en el sector, debido a los riesgos presentes en el transporte y distribución de combustibles. Por lo tanto, ofrecemos seguridad en nuestros procesos, así como reducción en las emisiones de carbono a la atmósfera.

P5: ¿Cuál tono y estilo de comunicación calzará mejor con la personalidad de marca y con los objetivos? El tono de la conversación será formal, serio, informativo, sin dejar la cercanía con el cliente. El estilo será asertivo.

P6: ¿Cuándo y dónde estará la audiencia objetivo más receptiva hacia nuestra comunicación? Empresas del sector energético, cuyos representantes se pueden encontrar fácilmente en congresos, foros, etc, donde el tema principal se encuentre ligado al sector energético y nuevas tecnologías de producción.

P7: ¿Cuál es la idea clave en esta estrategia?

Dar a conocer a Energía + Verde en las empresas del sector y realizar alianzas valiosas que permitan ampliar los servicios en el mediano plazo.

8 Análisis de la viabilidad financiera

Buscando mejorar el desempeño ambiental de los motores de combustión de la isla, se consideran rutas de sustitución del combustible diésel por hidrógeno verde, hidrógeno azul y gas natural. Basándose en literatura especializada asociada a la combustión dual de estos combustibles gaseosos con el diésel al interior de un motor de encendido por compresión, se estableció 20% como el valor máximo de sustitución energética en el caso de la operación Bi fuel, y un 100% para gas natural para la operación dual, ya que el fabricante de los generadores cuenta con un kit de conversión para este fin. A partir de lo anterior, se establece el requerimiento de los combustibles gaseosos como se ve en la Tabla 10.

Tabla 10

Requerimiento de combustibles para una sustitución energética 2 generadores MAN.

Combustible	Sustitución (%)	Poder calorífico	Flujo requerido
Hidrógeno verde	20%	120 MJ/kg	438,20 kg/h (3.756,98 Nm ³ /h)
Hidrógeno azul	20%	120 MJ/kg	438,20 kg/h (3.756,98 Nm ³ /h)
Gas Natural	100%	48.6 MJ/kg	2493,87 kg/h (3.533,0 Nm ³ /h)

Fuente: Elaboración propia.

Con base en la descripción de las tecnologías de generación de los combustibles y las cantidades requeridas, se procede a realizar la estimación de costos de inversión y de operación asociadas a cada ruta tecnológica. La estimación de costos se realiza a partir de los siguientes conceptos:

Costos de Capital: Están conformados por la inversión de capital fija y el capital de trabajo. La inversión fija comprende el costo de los equipos y la planta en sí misma, adecuaciones de infraestructura, ingeniería, construcción y contingencia para imprevistos, mientras que el capital de trabajo incluye los costos de operación y mantenimiento de la planta.

8.1.1 Sustitución parcial con hidrógeno verde

Descripción de la instalación.

Un grupo de paneles fotovoltaicos capta la energía solar a lo largo del día durante 7 horas promedio y genera hidrógeno mediante un electrolizador alcalino, siendo luego comprimido y almacenado en recipientes a 200 atmósferas. Este hidrógeno es transportado al punto de consumo por tubería fabricada en acero inoxidable y con longitud supuesta de 300 metros.

En la Tabla 11 se establecen los costos de inversión para la producción, almacenamiento y transporte de hidrógeno verde.

Tabla 11

Costos de Inversión para la Producción, Almacenamiento y Transporte de Hidrógeno Verde.

Sistema	Costo (USD)
Sistema Fotovoltaico	9.840.536,91
Electrolizador	4.520.126,14
Sistema Purificador de Agua	3.312.000,00
Sistema de almacenamiento	373.840,00
Sistema de transporte	80.000,00
Sistema de inyección al motor	500.000,00
Instalación	2.142.047,85
Total	20.768.551,50

Fuente: Elaboración propia.

Los costos operacionales y de mantenimiento anuales y los costos indirectos del proyecto se resumen en la Tabla 12.

Tabla 12

Costos y Gasto Asociados a Sustitución con Hidrógeno Verde.

Rubro	Costo (USD)
Operación y Mantenimiento	2.421.445,39
Costos indirectos y gastos	931.325,15

Fuente: Elaboración propia.

8.1.2 Sustitución parcial por hidrógeno azul

Descripción de la instalación:

Para la producción de hidrógeno azul se requiere un suministro de gas natural licuado a la isla por barco, siendo el más pequeño de 145.000 Nm^3 y tomándole cerca de 24 horas descargar el combustible. Para el cálculo del costo de suministro de gas a la isla, se consideró el precio del gas natural licuado, que es aproximadamente 17,0 USD/MMBTU y un costo de transporte de 0.11 USD/MMBTU x 1,000 km (UPME, 2018). El gas deberá ser regasificado para luego ser comprimido y suministrado a los motores de generación. Usando la ecuación 1 y tomando como referencia el costo de la planta de regasificación de Cartagena (Tabla 13; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.**), se obtuvo el costo de inversión de la planta requerida.

Tabla 13*Características de la planta de regasificación de GNL en Cartagena*

Características	Valor
Flujo de gas regasificado	400 MSCFD
Almacenamiento de GNL	170.000 Nm3
Inversión	447 MUSD

Fuente: Elaboración propia. Nota. Características de la planta de regasificación de GNL en Cartagena, usadas para el cálculo del costo de capital de la planta requerida en San Andrés.

Se presenta en la Tabla 14 un resumen del CAPEX de los principales equipos requeridos para la producción de hidrógeno azul.

Tabla 14*Costos de Inversión para la Producción, Almacenamiento y Transporte de Hidrógeno Azul*

Sistema	Costo (USD)
Sistema de regasificación	2.553.498,00
Sistema de reformado de Metano	7.220.000,00
Sistema de CCU	722.000,00
Sistema de almacenamiento	373.840,00
Sistema de transporte interno	80.000,00
Sistema de inyección al motor	500.000,00
Instalación de todos los sistemas	2.748.022,00
Total	14.197.360,00

Fuente: Elaboración propia.

Los costos operacionales y de mantenimiento anuales, así como los costos indirectos del proyecto se resumen en la Tabla 15.

Tabla 15

Otros Costos

Rubro	USD/AÑO
Operación y Mantenimiento	3.106.459,00
Gas Natural	7.312.083,00
Costos indirectos y gastos.	1.194.792,00

Fuente: Elaboración propia. *Nota.* Se estiman los costos de operación, mantenimiento, costos indirectos y gastos para la sustitución con hidrógeno azul.

8.1.3 Sustitución total por gas natural

Descripción de la instalación:

Al igual que en la sustitución por hidrógeno azul, para la sustitución con gas natural se debe transportar el gas natural licuado a la isla y regasificarlo, por lo que la metodología usada para estos cálculos es igual a la de los anteriores.

Adicionalmente, se contemplaron costos asociados a la tubería para el transporte de gas natural regasificado hacia los generadores. Para el dimensionamiento del sistema de transporte de gas en la isla se partió del flujo volumétrico de los generadores, esto con el objetivo de garantizar un abastecimiento completo y a tiempo, para evitar una parada en el proceso de generación de energía.

Se presenta en la Tabla 16 un resumen del CAPEX de los principales equipos requeridos para el manejo de gas natural para generación (ver capítulo 6 Diseño técnico u operativo).

Tabla 16

CAPEX de inversión para la producción, almacenamiento y transporte de GNL

Sistema	Costo (USD)
Sistema de transporte interno	1.440.000,00
Sistema de regasificación	5.824.806,00
Sistema de inyección al motor	8.843.986,00
Instalación	1.852.511,00
Inversión en edificación San Andrés	954.545,45
Computadoras	9.090,91
Muebles y enseres	14.444,44
Total	18.947.906,71

Fuente: Elaboración propia.

Los costos operacionales y de mantenimiento anuales y los costos indirectos del proyecto se resumen en la Tabla 17.

Tabla 17

Otros Costos (Operación, Mantenimiento, Costos Indirectos) para la Sustitución con Gas Natural.

Rubro	USD/AÑO
Operación y Mantenimiento	161.540,00
Gas natural	17.747.134,41
Costos indirectos y gastos	412.045,00

Fuente: Elaboración propia.

8.1.3.1 Ahorro debido a la sustitución del combustible diésel por gas natural

El atractivo que representa Energía + Verde para el cliente SOPESA S.A. E.S.P. es el poder lograr ahorros en lo que representa la factura asumida por el consumo de combustible diésel para las actividades de generación de energía eléctrica. De otra parte, el contar con una solución como la ofrecida, tiene beneficios para el gobierno por cuanto el nivel de subsidios que debe aportar para esta ZNI (Zona No Interconectada).

El valor de venta por parte de Energía + verde a SOPESA S.A. E.S.P. por cada MBTU es de 22,7 USD, comparado con el valor de 23,4 USD/MBTU en el caso del consumo de combustible diésel. Esto sumado a la mayor eficiencia energética asociada al combustible gas natural representado en la tabla 18 por el volumen de MBTU consumidos por años genera ahorros que oscilan a lo largo del proyecto entre 8,72% y 10.86%.

Tabla 18

Cálculo Ahorros por sustitución Diesel a GNL - MAN.

AÑO	2023	2024	2025	2026	2027
Producción San Andres MAN (kWh)	142.774.991,25	145.916.041,06	149.126.193,96	152.406.970,23	155.759.923,58
Precio unitarios gas (USD/ MBTU)	22,70	23,04	23,47	23,82	24,17
Precio estimado de diesel SAI (USD/MBTU)	23,41	23,84	24,26	24,70	25,15
Diesel consumido generación MAN (MBTU/año)	1.092.668,51	1.116.707,22	1.141.274,78	1.166.382,82	1.192.043,24
GNL consumido generación MAN (MBTU/año)	1.028.521,26	1.051.148,73	1.074.274,00	1.097.908,03	1.122.062,01
Valor total combustible GNL MAN	23.351.696,01	24.221.734,10	25.210.817,36	26.150.178,39	27.124.565,35
Valor total combustible Diesel MAN	25.583.740,52	26.617.221,30	27.692.450,58	28.811.114,81	29.974.968,60
Ahorros por sustitución Diesel a GNL - MAN	8,72%	9,00%	8,96%	9,24%	9,51%

AÑO	2028	2029	2030	2031	2032
-----	------	------	------	------	------

Producción San Andres MAN (kWh)	159.186.641,90	162.688.748,02	166.267.900,47	169.925.794,28	173.664.161,76
Precio unitarios gas (USD/ MBTU)	24,53	24,90	25,27	25,65	26,03
Precio estimado de diesel SAI (USD/MBTU)	25,60	26,06	26,53	27,01	27,49
Diesel consumido generación MAN (MBTU/año)	1.218.268,20	1.245.070,10	1.272.461,64	1.300.455,79	1.329.065,82
GNL consumido generación MAN (MBTU/año)	1.146.747,37	1.171.975,82	1.197.759,28	1.224.109,99	1.251.040,41
Valor total combustible GNL MAN	28.135.284,80	29.183.692,07	30.271.193,03	31.399.246,03	32.569.363,82
Valor total combustible Diesel MAN	31.185.837,44	32.445.620,52	33.756.293,81	35.119.913,06	36.538.617,06
Ahorros por sustitución Diesel a GNL - MAN	9,78%	10,05%	10,32%	10,59%	10,86%

Fuente: Elaboración propia

Como resumen de las estimaciones realizadas se incluye la Tabla 19

Tabla 19

Alternativas para la Sustitución de diésel inversión directa SOPESA.

ESCENARIO BASE	Inversión (USD)	2023	2024	2025	2026	2027
Consumo actual de combustible diesel (MBTU)		1069147,3 MBTU	1092668,5 MBTU	1116707,2 MBTU	1141274,8 MBTU	1166382,8 MBTU
Precio diesel USD/MBTU		23,0 USD/MBTU	23,4 USD/MBTU	23,8 USD/MBTU	24,3 USD/MBTU	24,7 USD/MBTU
Estimado gasto SOPESA diesel (USD)		24.590.387,2 USD	25.583.740,5 USD	26.617.221,3 USD	27.692.450,6 USD	28.811.114,8 USD
ESCENARIO - HIDROGENO VERDE	Inversión (USD)	2023	2024	2025	2026	2027
Inversión (USD)						
Consumo proyectado de combustible diesel (MBTU)		855317,8 MBTU	874134,8 MBTU	893365,8 MBTU	913019,8 MBTU	933106,3 MBTU
Operación y Mantenimiento (USD)		2.421.445,4 USD	2.511.038,9 USD	2.603.947,3 USD	2.700.293,4 USD	2.800.204,2 USD
Costos indirectos y gastos (USD)		931.325,2 USD	965.784,2 USD	1.001.518,2 USD	1.038.574,4 USD	1.077.001,6 USD
Estimado gasto SOPESA diesel (USD)		19.672.309,8 USD	20.466.992,4 USD	21.293.777,0 USD	22.153.960,5 USD	23.048.891,8 USD
Ahorros anuales combustible	-20.768.551,5 USD	1.565.306,9 USD	1.639.925,1 USD	1.717.978,8 USD	1.799.622,4 USD	1.885.017,1 USD
TIR	-1,1% TIR					
ESCENARIO - HIDROGENO AZUL	Inversión (USD)	2023	2024	2025	2026	2027

Consumo proyectado de combustible diesel (MBTU)	855317,817	874134,809	893365,7748	913019,8219	933106,2579
Operación y Mantenimiento (USD)	3.106.459,0 USD	3.221.398,0 USD	3.340.589,7 USD	3.464.191,5 USD	3.592.366,6 USD
Costos por consumo de GNL (USD)	7.312.083,0 USD	7.582.630,1 USD	7.863.187,4 USD	8.154.125,3 USD	8.455.828,0 USD
Costos indirectos y gastos (USD)	1.194.792,0 USD	1.238.999,3 USD	1.284.842,3 USD	1.332.381,4 USD	1.381.679,6 USD
Estimado gasto SOPESA diesel (USD)	19.672.309,8 USD	20.466.992,4 USD	21.293.777,0 USD	22.153.960,5 USD	23.048.891,8 USD
Ahorros anuales combustible	-14.197.360,0 USD	-6.695.256,6 USD	-6.926.279,3 USD	-7.165.175,1 USD	-7.412.208,2 USD
TIR	N/A				

ESCENARIO - GAS NATURAL LICUADO (GNL)	Inversión (USD)	2023	2024	2025	2026	2027
Consumo proyectado de combustible GNL (MBTU)		1028521,3 MBTU	1051148,7 MBTU	1074274,0 MBTU	1097908,0 MBTU	1122062,0 MBTU
Precio GNL (USD/MBTU)		17,3 USD/MBTU	17,5 USD/MBTU	17,8 USD/MBTU	18,0 USD/MBTU	18,3 USD/MBTU
Costos por consumo de GNL (USD)		17.747.134,4 USD	18.409.634,9 USD	19.096.866,6 USD	19.809.752,6 USD	20.549.250,7 USD
Operación y Mantenimiento (USD)		161.540,7 USD	167.454,6 USD	192.337,4 USD	179.947,1 USD	186.542,0 USD
Costos indirectos y gastos (USD)		412.045,2 USD	433.425,4 USD	450.010,2 USD	466.699,3 USD	484.007,5 USD
Ahorros anuales combustible	-USD 18.947.906,71	6.269.666,9 USD	6.573.225,5 USD	6.878.007,1 USD	7.236.051,6 USD	7.591.314,6 USD
TIR	35,4% TIR					

ESCENARIO BASE	Inversión (USD)	2028	2029	2030	2031	2032
Consumo actual de combustible diesel (MBTU)		1192043,2 MBTU	1218268,2 MBTU	1245070,1 MBTU	1272461,6 MBTU	1300455,8 MBTU
Precio diesel USD/MBTU		25,1 USD/MBTU	25,6 USD/MBTU	26,1 USD/MBTU	26,5 USD/MBTU	27,0 USD/MBTU
Estimado gasto SOPESA diesel (USD)		29.974.968,6 USD	31.185.837,4 USD	32.445.620,5 USD	33.756.293,8 USD	35.119.913,1 USD

ESCENARIO - HIDROGENO VERDE	Inversión (USD)	2028	2029	2030	2031	2032
Inversión (USD)						
Consumo proyectado de combustible diesel (MBTU)		953634,6 MBTU	974614,6 MBTU	996056,1 MBTU	1017969,3 MBTU	1040364,6 MBTU
Operación y Mantenimiento (USD)		2.903.811,8 USD	3.011.252,8 USD	3.122.669,2 USD	3.238.207,9 USD	3.358.021,6 USD
Costos indirectos y gastos (USD)		1.116.850,7 USD	1.158.174,2 USD	1.201.026,6 USD	1.245.464,6 USD	1.291.546,8 USD
Estimado gasto SOPESA diesel (USD)		23.979.974,9 USD	24.948.669,9 USD	25.956.496,4 USD	27.005.035,0 USD	28.095.930,4 USD
Ahorros anuales combustible	-20.768.551,5 USD	1.974.331,3 USD	2.067.740,5 USD	2.165.428,3 USD	2.267.586,3 USD	2.374.414,2 USD

TIR		-1,1% TIR				
ESCENARIO - HIDROGENO AZUL						
	Inversión (USD)	2028	2029	2030	2031	2032
Consumo proyectado de combustible diesel (MBTU)		953634,5956	974614,5567	996056,077	1017969,311	1040364,635
Operación y Mantenimiento (USD)		3.725.284,2 USD	3.863.119,7 USD	4.006.055,1 USD	4.154.279,2 USD	4.307.987,5 USD
Costos por consumo de GNL (USD)		8.768.693,6 USD	9.093.135,3 USD	9.429.581,3 USD	9.778.475,8 USD	10.140.279,4 USD
Costos indirectos y gastos (USD)		1.432.801,7 USD	1.485.815,4 USD	1.540.790,5 USD	1.597.799,8 USD	1.656.918,4 USD
Estimado gasto SOPESA diesel (USD)		23.979.974,9 USD	24.948.669,9 USD	25.956.496,4 USD	27.005.035,0 USD	28.095.930,4 USD
Ahorros anuales combustible	-14.197.360,0 USD	-7.931.785,7 USD	-8.204.902,8 USD	-8.487.302,8 USD	-8.779.295,9 USD	-9.081.202,6 USD
TIR	N/A					
ESCENARIO - GAS NATURAL LICUADO (GNL)						
	Inversión (USD)	2028	2029	2030	2031	2032
Consumo proyectado de combustible GNL (MBTU)		1146747,4 MBTU	1171975,8 MBTU	1197759,3 MBTU	1224110,0 MBTU	1251040,4 MBTU
Precio GNL (USD/MBTU)		18,6 USD/MBTU	18,9 USD/MBTU	19,2 USD/MBTU	19,4 USD/MBTU	19,7 USD/MBTU
Costos por consumo de GNL (USD)		21.316.354,2 USD	22.112.093,7 USD	22.937.538,2 USD	23.793.796,5 USD	24.682.018,9 USD
Operación y Mantenimiento (USD)		193.381,0 USD	200.473,1 USD	207.827,5 USD	215.454,0 USD	223.362,8 USD
Costos indirectos y gastos (USD)		501.957,7 USD	520.573,8 USD	539.880,5 USD	559.903,4 USD	580.669,0 USD
Ahorros anuales combustible	-USD 18.947.906,71	7.963.275,7 USD	8.352.696,9 USD	8.760.374,4 USD	9.187.139,9 USD	9.633.862,3 USD
TIR	35,4% TIR					

Nota. Se aplica cálculo de TIR sobre la inversión a realizar en equipos vs los retornos generados por la sustitución parcial o total de diésel. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 20

Flujo de efectivo del negocio

Concepto/Año	2022	2023	2024	2025	2026	2027
EBIT	0,00	1.411.310,16	1.514.875,95	1.626.797,67	1.761.258,29	1.892.123,38
Depreciación		769.782,94	769.782,94	769.782,94	769.782,94	769.782,94
EBITDA	0,00	2.181.093,10	2.284.658,88	2.396.580,60	2.531.041,22	2.661.906,31
ACTIVIDADES DE OPERACIÓN						
Clientes	0,00	-1.952.806,49	-72.757,72	-82.712,97	-78.554,91	-81.483,98
Proveedores	0,00	1.581.773,26	58.933,75	66.997,51	63.629,48	66.002,03
Inventario	0,00	-333.944,27	-338.953,44	-344.037,74	-349.198,30	-354.436,28
Impuestos	0,00	759.936,24	815.702,43	875.967,98	948.369,85	1.018.835,67
SUBTOTAL	0,00	2.236.051,83	2.747.583,91	2.912.795,38	3.115.287,33	3.310.823,74
ACTIVIDADES DE INVERSIÓN						
Aportes de socios	15.158.325,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CAPEX	-18.947.906,71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SUBTOTAL	-3.789.581,34	2.236.051,83	2.747.583,91	2.912.795,38	3.115.287,33	3.310.823,74
ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN						
Obligaciones financieras	3.789.581,34	-154.812,48	-183.932,71	-218.530,45	-259.636,03	-308.473,56
SUBTOTAL movimiento efectivo del periodo	0,00	2.081.239,35	2.563.651,20	2.694.264,93	2.855.651,30	3.002.350,18
TIR del negocio	9,12%					

Concepto/Año	2028	2029	2030	2031	2032
EBIT	2.032.658,95	2.184.126,31	2.348.003,17	2.526.023,61	2.720.225,51
Depreciación	769.782,94	769.782,94	769.782,94	769.782,94	769.782,94
EBITDA	2.802.441,89	2.953.909,24	3.117.786,10	3.295.806,55	3.490.008,44
ACTIVIDADES DE OPERACIÓN					
Clientes	-84.522,32	-87.674,00	-90.943,24	-94.334,44	-97.852,15
Proveedores	68.463,08	71.015,94	73.664,03	76.410,90	79.260,24
Inventario	-359.752,82	-365.149,12	-370.626,35	-376.185,75	-381.828,53
Impuestos	1.094.508,67	1.176.068,01	1.264.309,40	1.360.166,56	1.464.736,81

SUBTOTAL	3.521.138,49	3.748.170,08	3.994.189,93	4.261.863,82	4.554.324,81
ACTIVIDADES DE INVERSION					
Aportes de socios	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CAPEX	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SUBTOTAL	3.521.138,49	3.748.170,08	3.994.189,93	4.261.863,82	4.554.324,81
ACTIVIDADES DE FINANCIACION					
Obligaciones financieras	-308.473,56	-366.497,44	-435.435,61	-517.341,05	-614.652,90
SUBTOTAL Movimiento efectivo del periodo	3.212.664,93	3.381.672,64	3.558.754,32	3.744.522,77	3.939.671,91
TIR del negocio	9,12%				

Con el fin de establecer la conveniencia para los inversionistas al realizar sus aportes en Energía + Verde, se realizará el cálculo del WACC (Weighted Average Cost Capital/Costo Promedio Ponderado del Capital), el cual se calcula de la siguiente forma.

$$WACC = \left[(1 - Tasa\ impuestos) * (interes\ promedio\ de\ Deuda) * \left(\frac{Deuda}{Deuda + Equity} \right) \right] + \left[\left((Costo\ promedio\ del\ Equity) * \left(\frac{Equity}{Deuda + Equity} \right) \right) \right]$$

Ec. 2

El WACC contempla las dos partes que se usan para financiar a Energía + Verde: el costo del patrimonio y el costo de la deuda. El cálculo de cada uno de los términos para obtener el WACC se desarrolló a continuación, para posteriormente obtener su valor:

- La **Tasa de impuestos** que actualmente se aplica sobre la renta de la compañía es del **35%** (Funcion pública República de Colombia, 2021).
- Interés promedio de la deuda, se toma como 18,81% EA. (Berdugo, 2022).

- El costo promedio del patrimonio se calcula a partir de los datos de Damodaran, tomando como referencia los datos del sector de distribución de gasolina y gas para los países emergentes, generados por Aswath Damoradan, (Damodaran, 2022). La aplicación del modelo involucra los siguientes datos:

Tabla 21

Datos entrada modelo Damoradan.

Variable	Valor
Bonos del tesoro de los Estados Unidos 10 años	3,53%
Prima de riesgo de mercado	6,07%
Tasa esperada de inflación Colombia	12,20%
Tasa esperada de inflación USA	7,8%

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 22

Datos costo de patrimonio y WACC-100% aportes

Industria	Muestra (Nro empresas)	β	Costo patrimonio CAPM	WACC-100% aportes. Actualizando moneda
Oil/Gas distribution	105	1,21	10,89%	15,41%

Fuente: (Damodaran, 2022).

Con base en los datos anteriores aplicados sobre la Ec. 2.

Fuente	Valor (USD)	Peso %	Costo pre BF	Costo pos BF	Ponderado
Deuda	3,789,581	20%	18,81%	12,23%	2,45%

Aportes	15,158,325	80%	15,41%	15,41%	12,33%
Total	18,947,907	100%		WACC	14,78%

Fuente: Elaboración propia.

Al comparar la TIR del negocio de Energía + Verde para el período 2023-2032, la cual se calculó en el 9,12%, vs el WACC de casi 15%, no se obtiene viabilidad para el negocio. De otra parte, al comparar TIR obtenida para el usuario final (TIR inversión directa) a partir de la tabla 19 en el escenario de gas natural con un 35%, con el WACC se puede observar que, con ese enfoque de negocio, si habría conveniencia en la inversión.

Con base en el resumen presentado en la Tabla 19, se puede concluir que, con los precios actuales de los activos necesarios y los costos y gastos asociados a la operación y mantenimiento de esas plantas para la sustitución parcial con hidrógeno, no es viable respecto al uso de opciones de combustibles de transición como el gas natural, considerado hoy como combustible de transición, mientras se dan las economías de escala para llegar a implementar opciones ambientalmente más amigables. Por tanto, los análisis financieros a realizar a continuación se centran en el proyecto de sustitución 100% de combustible diésel por gas natural.

Para realizar la estimación del estado de resultados y el flujo de caja del proyecto, se toma como base la información precios de mercado publicada por UPME en sus documentos (UPME, 2015) y (UPME, 2018) para obtener la proyección de precios que se muestra a continuación en la Tabla 23.

Tabla 23

Proyección de precios de diésel y gas natural 2023 - 2032

AÑO	2023	2024	2025	2026	2027
Precio GN (USD/MBTU)	17,26	17,51	17,78	18,04	18,31
Precio DIESEL (USD/MBTU)	23,41	23,84	24,26	24,70	25,15

AÑO	2028	2029	2030	2031	2032
Precio GN (USD/MBTU)	18,59	18,87	19,15	19,44	19,73
Precio DIESEL (USD/MBTU)	25,60	26,06	26,53	27,01	27,49

Fuente: Elaboración propia.

La Tabla 24 muestra el consumo proyectado de gas natural de Millones de BTU (MBTU) construido con base en los parámetros de desempeño de los dos generadores MAN (1 y 2) presentados en la Tabla 2 y el consumo de energía registrado en la operación realizada por SOPESA S.A. E.S.P. en SAI (UPME, 2015).

Tabla 24

Consumo de gas natural proyectado y energía eléctrica producida por generadores MAN 1 y 2

CONCEPTO / AÑO	2023	2024	2025	2026	2027
Consumo GN MAN (1 y 2)	1.028.521,3 MBTU	1.051.148,7 MBTU	1.074.274,0 MBTU	1.097.908,0 MBTU	1.122.062,0 MBTU
Energía eléctrica producida kWh	139.701.557,0 kWh	1.028.521,3 kWh	1.051.148,7 kWh	1.074.274,0 kWh	1.097.908,0 kWh

CONCEPTO / AÑO	2028	2029	2030	2031	2032
Consumo GN MAN (1 y 2)	1.146.747,4 MBTU	1.171.975,8 MBTU	1.197.759,3 MBTU	1.224.110,0 MBTU	1.251.040,4 MBTU
Energía eléctrica producida kWh	1.122.062,0 kWh	1.146.747,4 kWh	1.171.975,8 kWh	1.197.759,3 kWh	1.224.110,0 kWh

Fuente: Elaboración propia.

En la siguiente tabla 25, se describen los costos de operación donde el costo del gas se obtiene de multiplicar la proyección de consumo de combustible que la podemos tomar de la tabla 24 por el costo unitario de gas que se encuentra en la tabla 23.

El costo del transporte se calcula a partir de utilizar el indicador de 0,11 por cada MBTU y por cada 1000 Km, tomando en cuenta que la distancia entre Cartagena y San Andrés es de 700 km aproximadamente.

La nómina de operación se obtiene de la tabla 8, donde se toman los costos de nómina asociados al personal operativo.

El consumo de energía eléctrica se calcula como el 5% de los costos directos de operación, (Towler & Sinnott, 2021).

Tabla 25

Cálculo de costos de operación

AÑO	2023 (USD)	2024 (USD)	2025 (USD)	2026 (USD)	2027 (USD)	2028 (USD)	2029 (USD)	2030 (USD)	2031 (USD)	2032 (USD)
Costo de gas	17.747.134	18.409.634	19.163.910	19.879.299	20.621.393	21.391.190	22.189.723	23.018.066	23.877.330	24.768.671
Transporte de gas - metaneros	79.474,2	81.222,6	83.009,5	84.835,7	86.702,1	88.609,5	90.559,0	92.551,3	94.587,4	96.668,3
Nómina operaciones	250.800,1	260.079,7	269.702,7	279.681,7	290.029,9	300.761,0	311.889,1	323.429,0	335.395,9	347.805,6
Consumo de energía eléctrica (utilities)	903.870,4	937.546,9	975.831,2	1.012.190	1.049.906	1.089.028	1.129.608	1.171.702	1.215.365	1.260.657
Costos totales	18.981.279	19.688.484	20.492.454	21.256.007	22.048.032	22.869.589	23.721.780	24.605.748	25.522.679	26.473.802
Costo unitario por MBTU	18,4	18,7	19,0	19,3	19,6	19,9	20,2	20,5	20,8	21,1

Los valores correspondientes a los otros rubros incluidos en el estado de resultados fueron revisados en la sección de reconocimiento de los recursos clave del negocio según la Tabla 26.

Tabla 26*Estado de pérdidas y ganancias, energía + verde generadores MAN San Andrés*

Concepto/Año	2023(USD)	2024 (USD)	2025 (USD)	2026 (USD)	2027 (USD)
Ingresos	23.433.678	24.306.771	25.299.326	26.241.985	27.219.793
Costo de ventas	18.981.279	19.688.484	20.492.454	21.256.008	22.048.032
Margen bruto	4.452.399	4.618.286	4.806.872	4.985.977	5.171.761
Margen bruto%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%
Depreciación (CIF)	718.793	718.793	718.793	718.793	718.793
Arriendo terreno (planta industrial)	81.167	84.170	87.284	90.514	93.863
Arriendo terreno puerto	78.669	81.580	84.599	87.729	90.975
Leasing vehículos operación (3 unidades)	1.705	1.705	20.455	1.705	1.705
Utilidad bruta	3.572.065	3.732.039	3.895.742	4.087.237	4.266.426
utilidad bruta %	15,2%	15,4%	15,4%	15,6%	15,7%
Gastos operacionales	278.040	289.328	300.033	311.135	322.647
Leasing vehículos administrativos (2 unidades)	1.136	1.178	1.222	1.267	1.314
Servicios públicos oficinas administrativas	132.869	142.919	148.755	154.297	160.047
Depreciación (gto. op.)	50.990	50.990	50.990	50.990	50.990
Impuestos (ICA)	224.963	233.345	242.874	251.923	261.310
Utilidad operacional	2.884.067	3.014.278	3.151.868	3.317.625	3.470.118
Utilidad operacional %	12,3%	12,4%	12,5%	12,6%	12,7%
Gastos intereses	712.820	683.700	649.102	607.997	559.159
Util. antes de impuestos.	2.171.246	2.330.578	2.502.766	2.709.628	2.910.959
Impuesto de renta (35%)	759.936	815.702	875.968	948.370	1.018.836
Utilidad del ejercicio	1.411.310	1.514.876	1.626.798	1.761.258	1.892.123
Utilidad del ejercicio%	6%	6%	6%	7%	7%
Concepto/Año	2028 (USD)	2029 (USD)	2030 (USD)	2031 (USD)	2032 (USD)

Ingresos	28.234.061	29.286.149	30.377.468	31.509.481	32.683.707
Costo de ventas	22.869.589	23.721.780	24.605.749	25.522.680	26.473.802
Margen bruto	5.364.472	5.564.368	5.771.719	5.986.801	6.209.904
Margen bruto%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%
Depreciación (CIF)	718.793	718.793	718.793	718.793	718.793
Arriendo terreno (planta industrial)	97.336	100.937	104.672	108.545	112.561
Arriendo terreno puerto	94.341	97.831	101.451	105.205	109.097
Leasing vehículos operación (3 unidades)	1.705	1.705	1.705	1.705	1.705
Utilidad bruta	4.452.297	4.645.102	4.845.098	5.052.554	5.267.748
utilidad bruta %	15,8%	15,9%	15,9%	16,0%	16,1%
Gastos operacionales	334.585	346.964	359.802	373.115	386.920
Leasing vehículos administrativos (2 unidades)	1.363	1.413	1.465	1.520	1.576
Servicios públicos oficinas admin.	166.010	172.196	178.613	185.269	192.173
Depreciación (gto. op.)	50.990	50.990	50.990	50.990	50.990
Impuestos (ICA)	271.047	281.147	291.624	302.491	313.764
Utilidad operacional	3.628.303	3.792.391	3.962.604	4.139.170	4.322.326
Utilidad operacional %	12,9%	12,9%	13,0%	13,1%	13,2%
Gastos intereses	501.135	432.197	350.292	252.980	137.364
Util. antes de imptos.	3.127.168	3.360.194	3.612.313	3.886.190	4.184.962
Impuesto de renta (35%)	1.094.509	1.176.068	1.264.309	1.360.167	1.464.737
Utilidad del ejercicio	2.032.659	2.184.126	2.348.003	2.526.024	2.720.226
Utilidad del ejercicio%	7%	7%	8%	8%	8%

Nota. Se incluyen los datos de simulación para sustitución 100% de diésel por gas natural para 2 generadores MAN. Fuente: Elaboración propia.

Los factores que limitan el desarrollo de este plan negocios se encuentra en el volumen de gas que puede venderse al cliente SOPESA S.A. E.S.P., a través del consumo de generadores MAN, ya que para los generadores Mirlees Blackstone y otras unidades menores no cuentan con

kits de conversión suministrados por el fabricante y su consumo de combustible es menor. De otra parte, la rentabilidad de la empresa debe estar alineada con la generación de ahorros para El Gobierno o SOPESA S.A. E.S.P. respecto al consumo de combustible diésel para la generación de energía.

En la tabla 26 se puede observar que uno de los factores que más influyen el resultado de la utilidad bruta es la absorción de la depreciación de los activos necesarios para el desarrollo del negocio directo. De igual manera, en el cubrimiento de costos indirectos y gastos se ven influenciadas por los salarios administrativos, servicios públicos y la carga impositiva.

En el flujo de efectivo del negocio de la empresa Energía + verde a lo largo de los años, mostrado en la tabla 20, que se espera del contrato con SOPESA S.A. E.S.P., se puede observar que siempre ha sido positivo a través del proyecto generando una tasa de retorno de inversión TIR de 9,12%.

9 Análisis modelo de riesgo

Como se ha podido evidenciar, hasta el momento hemos utilizado un modelo determinista para la generación los datos de salida que nos permitan generar las conclusiones sobre el plan de negocios propuesto. Queremos introducir en este capítulo un modelo cuantitativo de riesgos el cual permite asociar una probabilidad y su correspondiente distribución del rango de datos de salida numéricos, lo que permitiría tomar decisiones en caso de incertidumbre de algunas de las variables vistas en el capítulo anterior.

Hemos tomado como entradas las variables principales de nuestro modelo para correrlas en la aplicación @risk. Las principales entradas analizadas son las siguientes:

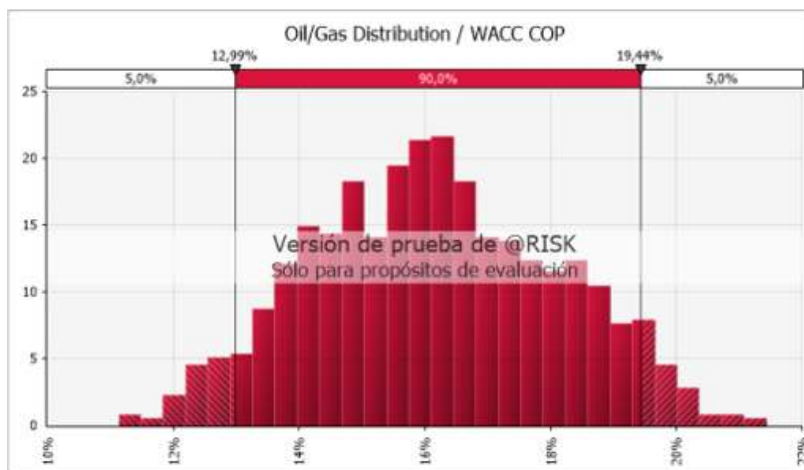
9.1 WACC

Se tiene como resultado de la simulación un rango de valor del WACC comprendido entre el 12,99% y 19,44% (ver figura 13); es decir, el 90% de los escenarios simulados están dentro de ese rango. El valor del WACC indicado en el capítulo anterior es un valor determinístico equivalente a 17,41%.

Para el cálculo del rango se tomaron una serie de atributos que tienen dependencia directa con el WACC, en el análisis tornado (ver figura 14) los dos atributos más críticos son la tasa de inflación esperada en dólares y en moneda local. El análisis de tornado permite priorizar y entender dónde están las variables de más peso para poder concentrarse en ellas.

Figura 13

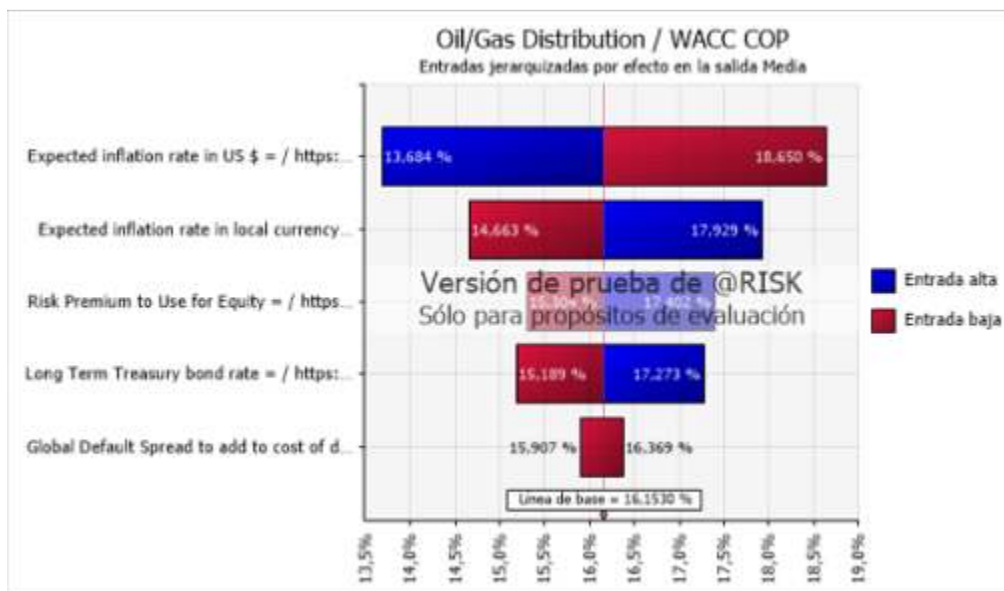
Ejercicio de simulación para el WACC



Fuente: Elaboración propia. Reporte de gráfico de salida @Risk.

Figura 14

Gráfica de tornado para el WACC



Fuente: Elaboración propia. Reporte de gráfico de salida @Risk

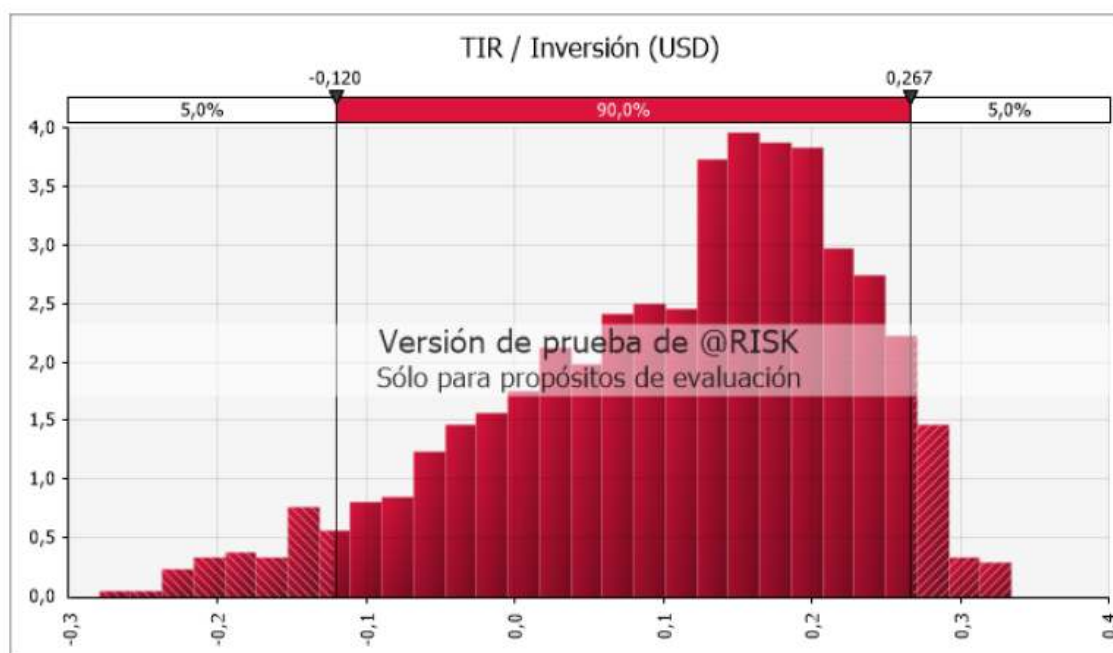
9.2 TIR

Se tiene como resultado de la simulación un rango de valor de la TIR comprendido entre el -12% y 26,7% (ver figura 15); es decir, el 90% de los escenarios simulados están dentro de ese rango. El valor de la TIR indicado en el capítulo anterior es un valor determinístico equivalente a 23,1%.

Para el cálculo del rango se tomaron una serie de atributos que tienen dependencia directa con la TIR, en el análisis tornado (ver figura 16) el atributo más crítico es el precio del combustible.

Figura 15

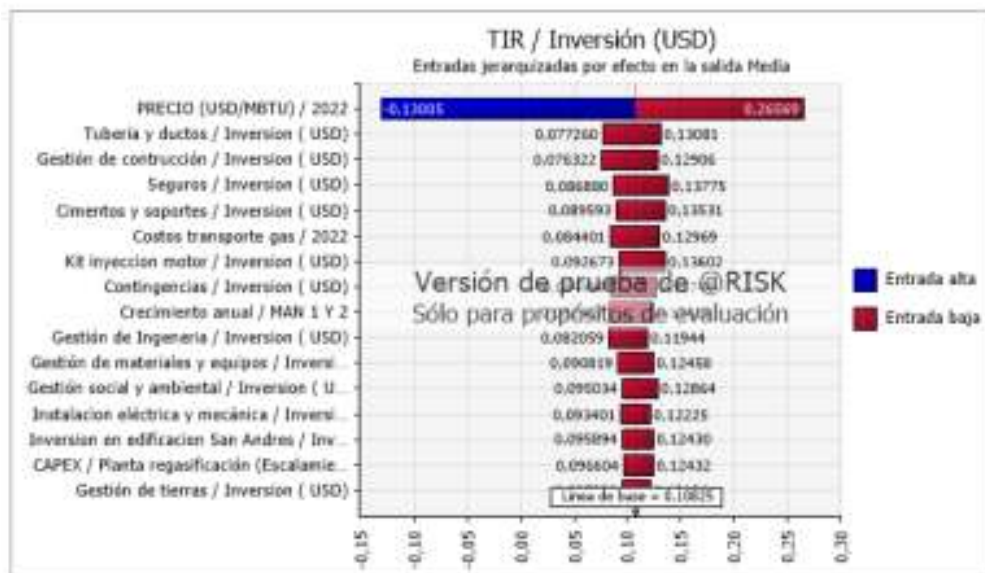
Ejercicio de simulación para el TIR



Fuente: Elaboración propia. Reporte de gráfico de salida @Risk

Figura 16

Gráfica de tornado para la TIR



Fuente: Elaboración propia. Reporte de gráfico de salida @Risk

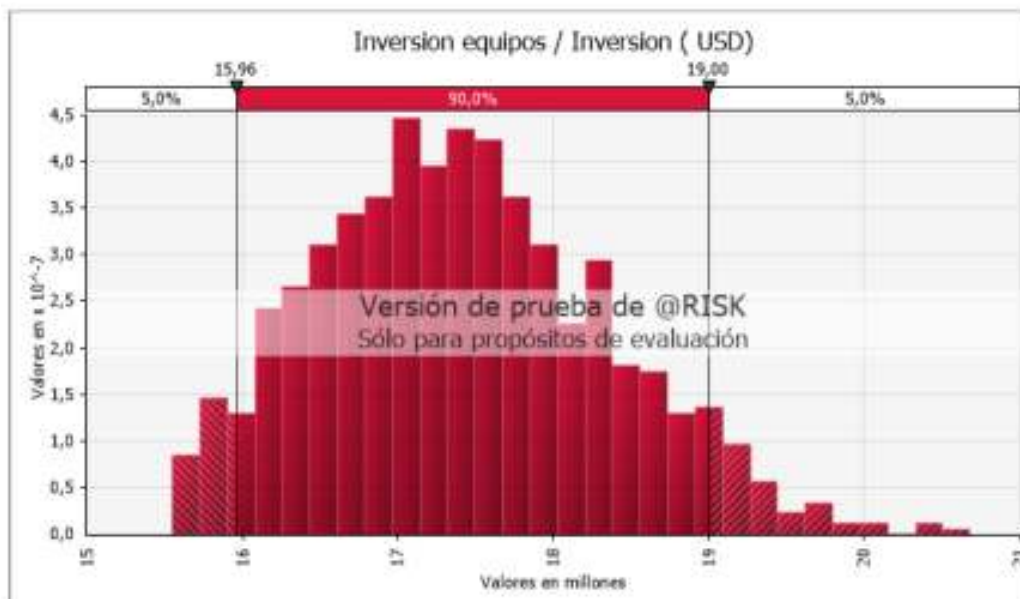
9.3 Inversión de equipos

Se tiene como resultado de la simulación un rango de valor de la inversión de equipos comprendido entre 15,96 y 19 millones de dólares (ver figura 17); es decir, el 90% de los escenarios simulados están dentro de ese rango. El valor de la inversión de equipos indicado en el capítulo anterior es un valor determinístico equivalente a 16,1 millones de dólares.

Para el cálculo del rango se tomaron una serie de atributos que tienen dependencia directa con la inversión de equipos, en el análisis tornado (ver figura 18) los atributos más críticos son el kit de inyección motor, la planta regasificadora y el crecimiento del consumo anual de los motores MAN 1 y 2.

Figura 17

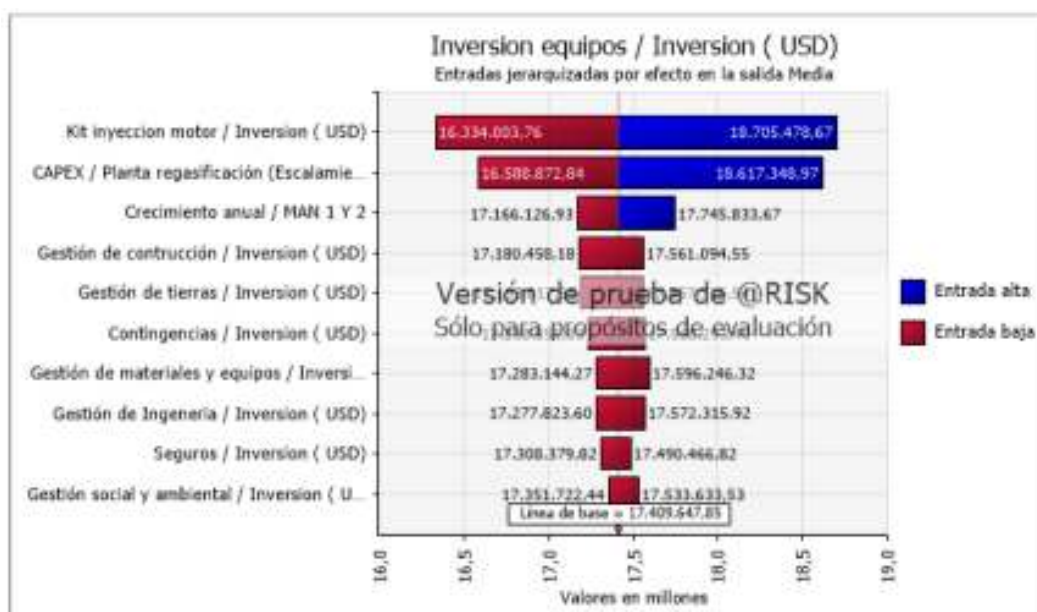
Ejercicio de simulación para la inversión de equipos



Fuente: Elaboración propia. Reporte de gráfico de salida @Risk

Figura 18

Gráfica de tornado para la inversión de equipos



Fuente: Elaboración propia. Reporte de gráfico de salida @Risk

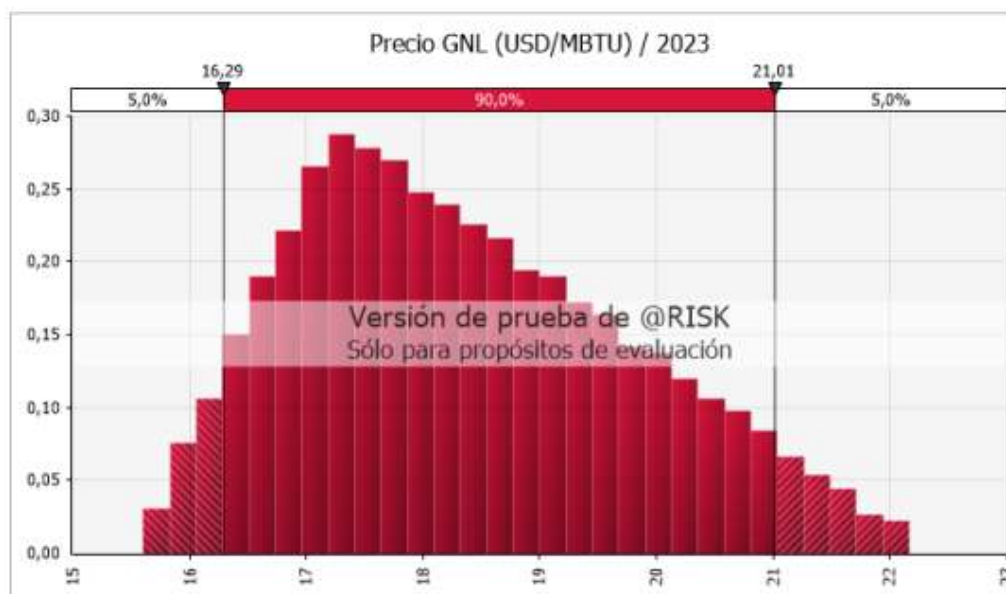
9.4 Precio del combustible GNL

Se tiene como resultado de la simulación un rango de valor del precio del combustible comprendido entre el 16,29 usd/MBTU y 21,01 usd/MBTU (ver figura 19); es decir, el 90% de los escenarios simulados están dentro de ese rango. El valor del precio del combustible indicado en el capítulo anterior es un valor determinístico equivalente a 17,3 usd/MBTU, para el 2023.

En la figura 20, se muestra la gráfica de tornado, pero se observa que el modelo solo toma un atributo crítico sobre el cual se debe enfocar los esfuerzos para mitigar el riesgo.

Figura 19

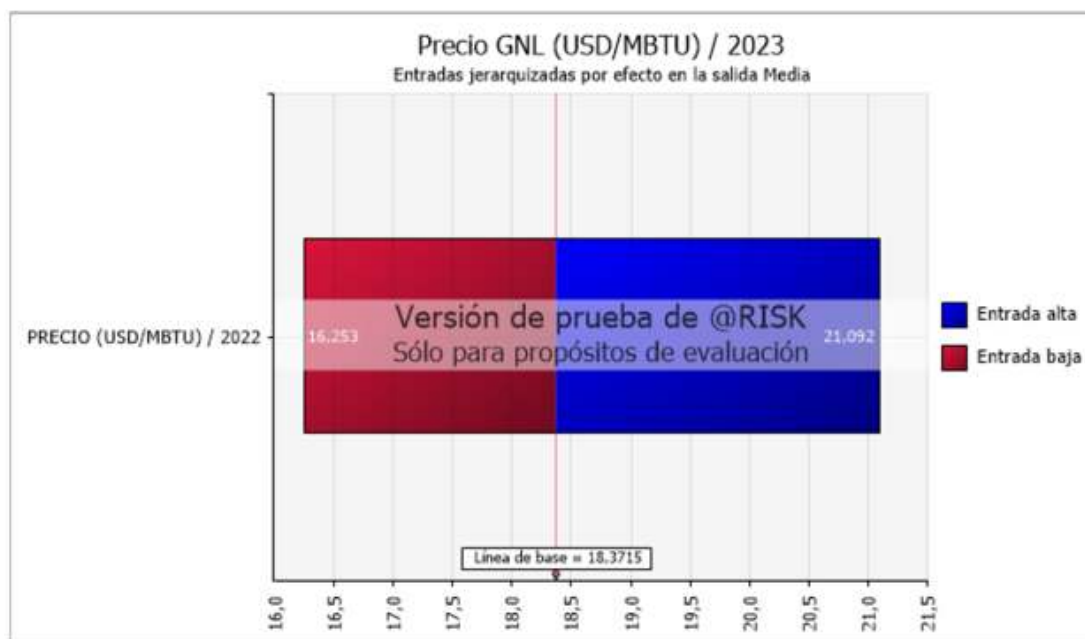
Ejercicio de simulación para el precio del combustible GNL



Fuente: Elaboración propia. Reporte de gráfico de salida @Risk

Figura 20

Gráfica de tornado para el precio del combustible GNL



Fuente: Elaboración propia. Reporte de gráfico de salida @Risk

10 Conclusiones y recomendaciones

Teniendo en cuenta la actual coyuntura mundial en temas de transición energética, donde el gas sin duda es considerado el combustible de la transición, propuestas como la presentada permiten vislumbrar alternativas innovadoras que se pueden considerar amigables ambientalmente.

- Como conclusión inicial podemos indicar que el modelo de negocio de Energía + verde, se puede replicar en otras zonas no interconectadas teniendo en cuenta el cambio de la infraestructura si el transporte es por mar o por tierra, aunque parte de la infraestructura es la misma, independiente del método de transporte del combustible.
- Se puede aprovechar los motores actuales para la generación de energía eléctrica en la isla, con el fin de reducir la inversión inicial, haciendo una sustitución parcial o total del diésel por otros combustibles gaseosos como el gas (sustitución total) o hidrógeno (sustitución parcial). El gas y el hidrógeno son los combustibles con menor emisión de CO₂.
- En la actualidad la generación energía eléctrica en el Archipiélago de San Andrés y Providencia se da por medio del consumo de combustible diésel, lo cual genera un volumen de contaminantes que a lo largo de los años ha provocado que sea uno de los territorios de Colombia con mayor generación de contaminantes por unidad de kilovatio-hr consumido, es allí donde resulta conveniente pensar en otro combustible que no impacte la calidad de vida de los habitantes de la isla.

- Del análisis de la debida diligencia legal, se encuentra apoyo del estado para la prestación de servicios públicos, ya sea por medio de la constitución de empresas privadas, mixtas u oficiales.
- La solución propuesta tiene implícita un ahorro en dos vías, una es el menor costo del gas natural versus el diesel, y la segunda es la mayor eficiencia energética asociada al gas natural, lo cual implica menor necesidad de combustible para la generación de la misma cantidad de energía eléctrica para suplir la demanda en la isla.
- El plan de negocio se debe ver también en dos vías, es decir teniendo en cuenta los ahorros del cliente en el valor de unidad energética de lo que produce con diesel, se tomó como indicador un margen bruto constante del 19% y un precio del GNL por debajo del diesel en 3%, lo que nos permite un margen de seguridad en el ejercicio como atractivo para el cliente final, teniendo en cuenta la variación de precios de los combustibles.
- Una vez realizada la viabilidad en los diferentes campos antes mencionados, pudimos determinar, que hay viabilidad desde el punto de vista legal, de mercado, administrativo y técnico, pero desde el punto de vista financiero tenemos como resultado lo siguiente: Al comparar la TIR del negocio de Energía + Verde para el período 2023-2032, la cual se calculó en el 9,12%, (tabla 20) vs el WACC de casi 15%, no se obtiene viabilidad para el negocio. De otra parte, al comparar TIR obtenida para el usuario final (TIR de inversión directa) a partir de la tabla 19 en el escenario de gas natural con un 35%, con el WACC se puede observar que, con ese enfoque de negocio, si hay conveniencia en la inversión. Es decir, si la

inversión es realizada directamente por el operador de energía eléctrica en la isla se tiene viabilidad financiera.

Anexos

Anexo 1. Datos nominales de potencia motores MAN.

POTENCIA NOMINAL MAN (Diesel)		
Heat Rate	7600	kJ/kWh
Generación	14321	kWe
Energía requerida	108839600	kJ/h
Diesel LHV	42700	kJ/kg
Combustible requerido	2549	kg/h
Consumo específico	178	g/kWh
Motores	2	
Specific fuel consumption	178	g/kWh
Diesel LHV	42700	kJ/kg
Potencia generada	28642	kWe
Energía del combustible	60,47	MWt
Gas Natural	48,6	MJ/kg
Sustitución Gas (kg/h)	4479,00	kg/h
Sustitución Gas (Nm³/h)	6028,26	Nm³/h

Fuente: MAN Technical specification

Referencias

- Bai, Y., & Jin, W.-L. (2015). *Marine structural design* (Segunda ed.). Elsevier Ltd. Recuperado el 28 de 09 de 2022
- Berdugo, L. (Septiembre de 2022). *Linkedin* . Obtenido de https://www.linkedin.com/posts/libardo-berdugo-tordecilla_costo-de-invertir-en-principales-econom%C3%ADas-activity-6983194789684903936-rgbi?utm_source=share&utm_medium=member_desktop
- BID Mejorando vidas. (26 de Marzo de 2019). *La matriz energética de Colombia se renueva*. Obtenido de <https://blogs.iadb.org/energia/es/la-matriz-energetica-de-colombia-se-renueva/>
- Calamarí LNG. (s.f.). *Modelo de Negocio*. Obtenido de <https://www.calamarilng.com/services>
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (21 de Mayo de 1996). *Resolución 38 de 1996 CREG*. Obtenido de https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0038_1996.htm
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (4 de Abril de 1997). *Resolución 31 de 1997 CREG*. Obtenido de https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0031_1997.htm
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (10 de Febrero de 1998). *Resolución 8 de 1998 CREG*. Obtenido de https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0008_1998.htm
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (3 de Diciembre de 1999). *Resolución 71 de 1999 CREG*. Obtenido de https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0071_1999.htm
- Comisión de regulación de Energía y Gas. (11 de Abril de 2000). *Resolución 23 de 2000 CREG*. Recuperado el 08 de 2022, de https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0023_2000.htm
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (12 de Febrero de 2003). *Resolución 11 de 2003 CREG*. Obtenido de https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0011_2003.htm
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (12 de Febrero de 2003). *Resolución 4 de 2003 CREG*. Obtenido de https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0004_2003.htm
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (5 de Marzo de 2008). *Resolución 23 de 2008 CREG*. Obtenido de https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0023_2008.htm

- CREG. (4 de Junio de 2016). *Nueva propuesta de transporte de Gas Natural*. Bogotá. D.C.: CREG. Obtenido de https://www.creg.gov.co/sites/default/files/nueva_propuesta_de_transporte_de_gas_natural.pdf
- Damodaran, A. (15 de Noviembre de 2022). *Resultados para empresas de Paises emergentes*. Obtenido de <https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/waccemerg.xls>
- DANE. (Diciembre de 2020). *Encuesta de hábitat y usos socioeconómicos, 2019*. Obtenido de <https://www.dane.gov.co/files/investigaciones/socioeconomicos-san-andres/documentos/29-dic-2020-ENHAB-presentacion.pdf>
- DANE. (2020). *La información del DANE en la toma de decisiones de los departamentos, San Andrés, Providencia y. San Andrés*.
- El Mundo. (2021). *Así son los buques metaneros que calentarán España este invierno con el gas en precios récord | Medio Ambiente*. Obtenido de <https://www.elmundo.es/ciencia-y-salud/medio-ambiente/2021/12/17/61b34d0be4d4d890798b45c4.html>
- Energía y Sociedad. (s.f.). *3.4. Transporte de GNL*. Obtenido de Energía y Sociedad: <https://www.energiaysociedad.es/manual-de-la-energia/3-4-transporte-de-gnl/>
- Funcion pública República de Colombia. (14 de Septiembre de 2021). *Funcion pública*. Obtenido de Ley 2155 de 2021: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=170902#:~:text=C%C3%A9ase%20para%20el%20a%C3%B1o%202022,activos%20omitidos%20o%20pasivos%20inexistentes.>
- Gas Energy Latin America. (Junio de 2021). *Regional Gas Price Report*.
- Gulf Publishing Company. (2004). *Gas Processes Handbook*.
- Instituto Argentino del Petroleo y del Gas IAPG. (s.f.). *ECONOMÍA DEL GNL*. Obtenido de <https://www.iapg.org.ar/docgas/4.pdf>
- Kotler, P., & Lane, K. K. (2016). *Dirección de marketing*. México: Pearson.
- Ley 142*. (11 de Julio de 1994). Obtenido de <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=2752>
- Ley 2128*. (4 de Agosto de 2021). Obtenido de <https://dapre.presidencia.gov.co/normativa/normativa/LEY%202128%20DEL%204%20DE%20AGOSTO%20DE%202021.pdf>
- minesafetyappliances*. (s.f.). Obtenido de <https://s7d9.scene7.com/is/image/minesafetyappliances/LNG-Graphic?wid=950>

- Ministerio de Fomento. (2014). *ESTUDIO SOBRE EL DUMINISTRO DE GNL A BUQUES MEDIANTE CAMIÓN*. Gobierno de España. Obtenido de https://www.puertos.es/es-es/BibliotecaV2/documento_v_10_docx_jdlc-_entregado_para_difusion.pdf
- PrimeServ, M. (20 de 05 de 2022). *MAN PrimeServ*. Obtenido de www.man-es.com
- ROJAS JARAMILLO, C. G. (2015). *ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO DE UN NUEVO*. Quito.
- Stern, A., & Berghout, N. (17 de February de 2021). *Is carbon capture too expensive? – Analysis*. Recuperado el 22 de June de 2022, de IEA: <https://www.iea.org/commentaries/is-carbon-capture-too-expensive>
- Tibaquirá, J. (2018). *PROPUESTA PARA DESARROLLAR UNA HERRAMIENTA DE MODELAMIENTO Y/O OPTIMIZACIÓN PARA LA INTRODUCCIÓN DE GAS NATURAL A PEQUEÑA ESCALA EN DISTINTOS SECTORES DE CONSUMO FINAL DE ENERGÍA EN COLOMBIA*. Obtenido de <https://utp.edu.co/vicerrectoria/investigaciones/investigaciones/DetallesProyecto/2207>
- Towler, G., & Sinnott, R. (2021). *Chemical Engineering Design: Principles, Practice and Economics of Plant and Process Design* (3 ed.). Reino Unido: Elsevier Science.
- UPME. (2015). *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*. Bogotá: Editores S.A.
- UPME. (2018). *Proyección de los Precios Energéticos para Generación Eléctrica 2018-2040*. 98.
- UTP. (2021). *Gas Natural Licuado: una opción para la transición energética de Colombia*. Obtenido de <https://repositorio.utp.edu.co/server/api/core/bitstreams/afa45925-f5bc-4a84-8ba2-bfc297ec0afc/content>
- Volker Quaschnig. (Mayo de 2021). *volker-quaschnig.de*. Recuperado el 1 de Julio de 2022, de https://www.volker-quaschnig.de/datserv/CO2-spez/index_e.php
- Wagemakers, A., & Leermakers, C. (2012). Review on the effects of dual-fuel operation, using diesel and gaseous fuels, on emissions and performance. *SAE International*.