



Unidad de Planeación
Minero Energética



20
25

Documento Proyección de **Precios** de los **Energéticos**

2024-2050





Unidad de Planeación Minero Energética

© UPME

Av. Calle 26 # 69 D-91 Torre 1 - Piso 9

Bogotá - Colombia

Tel.: +57 6012220601

upme.gov.co

EDWIN PALMA EGEA

Ministro de Minas y Energía

KAREN SCHUTT ESMERAL

Viceministra de Energía

MANUEL PEÑA SUAREZ

Director General UPME (E)

INGRID FERNANDA VÁSQUEZ MÉNDEZ

Subdirectora de Hidrocarburos

GERMAN TIBERIO OJEDA PEDRAZA

Subdirector de Minería

Profesionales UPME:

SANDRA MILENA ALZATE OCAMPO

LINA CASTELLANOS URIBE

ELIANA RODRÍGUEZ PARDO

CÉSAR AUGUSTO PINEDA GÓMEZ

GRIGORY IBRAHIM MASSY

NASHLA GONZÁLEZ CLEVES

LINA MARCELA GÓMEZ ÁVILA

SERGIO FERNANDO SÁNCHEZ

CARLOS DARÍO CRISTIANO BOTIA

ANGIE CAROLINA PIÑEROS

ELISA CARRASCO RINCÓN

Comunicaciones:

JEIMMY POSOS RAMÍREZ

Profesional Especializado

DIEGO PEÑARANDA JUYÓ

Diseño y Diagramación



TABLA DE CONTENIDO

1. CONTEXTO INTERNACIONAL	15
1.1 Crudo y Refinados.....	15
1.2 Biocombustibles.....	19
1.3. Gases Combustibles.....	22
1.3.1. Gas Natural	22
1.3.2. Gas Licuado de Petróleo	26
1.4. Carbón.....	27
2. CONTEXTO NACIONAL	29
2.1. Gases Combustibles.....	29
2.1.1. Gas Natural	29
2.1.2. Gas Licuado de Petróleo	33
2.2. Refinados (Gasolina, Diésel, Jet Fuel y Fuel Oil).....	35
2.3. Biocombustibles	37
2.4. Carbón	41
3. METODOLOGÍA PROYECCIÓN DE PRECIOS POR ENERGÉTICO	45
3.1. Gas Natural	48
3.1.1. Gas Natural de Origen Nacional	48
3.1.1.1 Metodología para la proyección de precios de referencia de suministro	49
3.1.1.1.1 Modelo matemático de proyección de precios.....	49
3.1.1.1.2. Modelo econométrico de ecuaciones simultaneas para estimar la elasticidad del precio de la oferta inversa y la elasticidad del precio de la demanda inversa de gas natural de origen nacional	51
3.1.1.2. Metodología para la proyección del precio de referencia de transporte de gas natural por gasoducto	53
3.1.1.3. Información	54
3.1.1.4. Consideraciones relevantes	55
3.1.1.5. Supuestos.....	56
3.1.1.6. Escenarios de proyección de precios:	56
3.1.1.7. Horizonte de proyección	56
3.1.2. Gas Natural Importado	57
3.1.2.1 Metodología del valor anual proyectado por la EIA ajustada	58
3.1.2.2. Metodología de proyección mensual de las series.....	58
3.1.2.3 Metodología de armonización de series.....	58
3.1.2.4. Metodología para la proyección del precio de referencia de transporte de gas natural por gasoducto	60
3.1.2.5 Información	60
3.1.2.6. Consideraciones relevantes	61
3.1.2.7. Supuestos	61
3.1.2.8. Escenarios de proyección	61
3.2. Gas licuado de petróleo	61
3.2.1. Gas licuado de petróleo nacional	61

3.2.1.1. Metodología de proyección de precios del GLP de origen nacional	62
3.2.1.2. Información	63
3.2.1.3. Consideraciones relevantes	63
3.2.1.4. Supuestos	63
3.2.1.5. Escenarios de proyección	63
3.2.2. Gas Licuado de Petróleo Importado.....	63
3.2.2.1. Metodología del valor anual proyectado por la EIA ajustada	64
3.2.2.2. Metodología de proyección mensual de las series.....	65
3.2.2.3. Metodología de armonización de series.....	65
3.2.2.4. Información	66
3.2.2.5. Consideraciones relevantes	67
3.2.2.6. Supuestos	67
3.2.2.7. Escenarios de proyección	67
3.3. Combustibles Líquidos	68
3.3.1. Gasolina Motor Corriente.....	71
3.3.1.1. Metodología de proyección mensual de las series.....	72
3.3.1.2. Metodología de armonización de series	72
3.3.1.3. Metodología de armonización de series.....	73
3.3.1.4. Metodología de agregación de costos de transporte marítimo y seguros	74
3.3.1.5. Metodología del valor anual proyectado por la EIA ajustada	75
3.3.1.6. Metodología de proyección de componentes de la estructura de precios de combustibles líquidos diferentes al ingreso al productor	75
3.3.1.7. Información	76
3.3.1.8. Consideraciones relevantes	77
3.3.1.9. Supuestos	78
3.3.1.10. Escenarios de proyección	78
3.3.2. Diésel	78
3.3.2.1. Metodología de proyección mensual de las series.....	79
3.3.2.2. Metodología de armonización de series.....	80
3.3.2.3. Metodología de agregación de costos de transporte marítimo y seguros	81
3.3.2.4. Metodología del valor anual proyectado por la EIA ajustada	81
3.3.2.5. Metodología de proyección de componentes de la estructura de precios de combustibles líquidos diferentes al ingreso al productor	82
3.3.2.6. Información	83
3.3.2.7. Consideraciones relevantes	84
3.3.2.8. Supuestos	84
3.3.2.9. Escenarios de proyección	84
3.3.3. Fuel Oil	85
3.3.3.1. Metodología de proyección mensual de las series.....	85
3.3.3.2. Metodología de armonización de series.....	86

3.3.3.3. Metodología de agregación de costos de transporte marítimo y seguros	87
3.3.3.4. Metodología del valor anual proyectado por la EIA ajustada	87
3.3.3.5. Metodología de proyección del IVA e impuesto al carbón	88
3.3.3.6. Información	88
3.3.3.7. Consideraciones relevantes	89
3.3.3.8. Supuestos	89
3.3.3.9. Escenarios de proyección	90
3.3.4. Jet Fuel	90
3.3.4.1. Metodología de proyección mensual de las series.....	91
3.3.4.2. Metodología de armonización de series.....	91
3.3.4.3. Metodología de agregación de costos de transporte marítimo y seguros	93
3.3.4.4. Metodología del valor anual proyectado por la EIA ajustada	93
3.3.4.5. Metodología de proyección del IVA e impuesto al carbón	93
3.3.4.6. Información	94
3.3.4.7. Consideraciones relevantes	95
3.3.4.8. Supuestos	95
3.3.4.9. Escenarios de proyección	95
3.4. Biocombustibles.....	96
3.4.1. Etanol	96
3.4.1.1. Metodología de proyección mensual de las series.....	97
3.4.1.2. Metodología de armonización de series.....	98
3.4.1.3. Metodología de proyección del precio del energético a partir de la proyección mensualizada de la variable proxy de PLATTS.....	99
3.4.1.4. Metodología de proyección de componentes de la estructura de precios del Etanol diferentes al ingreso al productor.....	100
3.4.1.5. Metodología de fijación del Ingreso al Productor – IP	100
3.4.2. Biodiesel.....	101
3.4.2.1. Metodología de proyección mensual de las series.....	102
3.4.2.2. Metodología de armonización de series.....	102
3.4.2.3. Metodología de proyección del precio del energético a partir de la proyección mensualizada de la variable proxy de PLATTS.....	104
3.4.2.4. Metodología de proyección de componentes de la estructura de precios del Biodiésel diferentes al ingreso al productor	104
3.5. Carbón	105
3.5.1. Metodología de proyección de precios del Carbón.....	105
3.5.1.1. Extensión de la serie de precios a nivel nacional.....	105
3.5.1.2. Proyección de precios de carbón térmico a nivel nacional	106
3.5.2. Información	107
3.5.3. Consideraciones relevantes	107
3.5.4. Supuestos	108
3.5.5. Escenarios de proyección	108

4. APLICACIÓN Y RESULTADOS	109
4.1. Gas natural	109
4.1.1. Gas natural nacional	109
4.1.2. Proyección de precios de suministro de gas natural de origen nacional para la generación térmica	109
4.1.2.1. Información	110
4.1.2.2. Consideraciones relevantes	111
4.1.2.3. Supuestos.....	112
4.1.2.4. Escenarios de proyección	113
4.1.2.5. Horizonte de proyección	113
4.1.2.6. Resultados del modelo de estimación de elasticidades	114
4.1.2.7. Resultados de proyección precios de referencia del suministro	114
4.1.3. Proyección de precios de gas natural de origen nacional para el sector Industrial	116
4.1.3.1. Información	117
4.1.3.2. Consideraciones relevantes	117
4.1.3.3. Supuestos.....	119
4.1.3.4. Escenarios de proyección	119
4.1.3.5. Horizonte de proyección	119
4.1.3.6. Resultados del modelo de estimación de elasticidades	120
4.1.3.7. Resultados de proyección precios de referencia del suministro para el sector industrial	121
4.1.4. Gas Natural Importado.....	121
4.1.4.1. Información	121
4.1.4.2. Consideraciones relevantes	122
4.1.4.3. Supuestos.....	123
4.1.4.4. Escenarios de proyección	124
4.1.4.5. Resultados de proyección precios de GNL.....	124
4.2. Gas licuado de petróleo	127
4.2.1. Gas Licuado de petróleo nacional	128
4.2.1.1. Información	128
4.2.1.2. Supuestos.....	129
4.2.1.3. Resultados de proyección precios de GLP	129
4.2.2. Gas Licuado de petróleo Importado	130
4.2.2.1. Información	130
4.2.2.2. Consideraciones relevantes	130
4.2.2.1.1. Análisis de información para la proyección de los precios de GLP - Referencia Mont Belvieu.....	130
4.2.2.3. Supuestos.....	131
4.2.2.4. Escenarios de proyección	132
4.2.2.5. Resultados de proyección precios de GLP	133
4.3. Combustibles líquidos	134

4.3.1. Gasolina Motor Corriente.....	134
4.3.1.1. Información	134
4.3.1.2. Consideraciones relevantes	135
4.3.1.3. Supuestos.....	136
4.3.1.4. Escenarios de proyección	137
4.3.1.5. Resultados de proyección precios de gasolina	137
4.3.2. Diésel	140
4.3.2.1. Información	140
4.3.2.2. Consideraciones relevantes	140
4.3.2.3. Supuestos.....	141
4.3.2.4. Escenarios de proyección	141
4.3.2.5. Resultados de proyección precios de diésel	142
4.3.3. Fuel Oil.....	144
4.3.3.1. Información	144
4.3.3.2. Consideraciones relevantes	145
4.3.3.3. Supuestos.....	146
4.3.3.4. Escenarios de proyección	146
4.3.3.5. Resultados de proyección precios de Fuel Oil.....	147
4.3.4. Jet Fuel.....	148
4.3.4.1. Información	148
4.3.4.2. Supuestos.....	149
4.3.4.3. Escenarios de proyección	149
4.3.4.4. Resultados de proyección precios de Jet Fuel.....	150
4.4. Biocombustibles.....	151
4.4.1. Etanol	151
4.4.1.1. Información	151
4.4.1.2. Supuestos.....	152
4.4.1.3. Escenario de proyección	153
4.4.1.4. Resultados de proyección del precio del Etanol	153
4.4.2. Biodiésel.....	155
4.4.2.1. Información	156
4.4.2.2. Supuestos.....	156
4.4.2.3. Escenario de proyección	157
4.4.2.4. Resultados de proyección del precio del Biodiésel.....	157
4.5. Carbón	157
4.4.1. Información	158
4.4.2. Resultados de proyección precios de Carbón	158
CONCLUSIONES	162

SIGLAS

AEO:	Annual Energy Outlook)
AIE:	Agencia Internacional de Energía
BCF/D:	Miles de millones de pies cúbicos por día (Billón)
BRENT:	Petróleo de referencia europea
CREG:	Comisión de Regulación de Energía y Gas
DANE:	Departamento Administrativo Nacional de Estadística
EDS:	Estaciones de servicio
ETPAGN:	Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural
FED:	Reserva Federal
FMI:	Fondo Monetario Internacional
FPO:	Fecha de Entrada en Operación
GBTU:	Giga BTU (unidad térmica británica)
GEI:	Gases de efecto invernadero
GLP:	Gas Licuado de Petróleo
GNC:	Gas Natural Comprimido
GNI:	Gas Natural Importado
GNL:	Gas Natural Licuado
GPCD:	Giga pie cúbico día
GWH:	Gigavatio hora
IP:	Ingreso al productor
JKM:	Japan Korean Marker
KWH:	Kilovatio hora
MBTU:	Millón de BTU (unidad térmica británica)
MME:	Ministerio de Minas y Energía
MWH:	Megavatio hora
OPEP:	Organización de Países Exportadores de Petróleo
PIB:	Producto Interno Bruto
SIN:	Sistema Interconectado Nacional
SNT:	Sistema Nacional de Transporte
STEO:	Short Term Energy Outlook)
TTF:	Title Transfer Facility)
UPME:	Unidad de Planeación Minero-Energética
WTI:	West Texas Intermediate

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1-1 Línea de tiempo con los principales choques (endógenos y exógenos) en los precios pico de cotización del petróleo 1973 -2022.....	15
Tabla 1-2 Principales Hubs de GNL	24
Tabla 2-1 Estructura de precios GMC Oxigenada y Diésel con mezcla	35
Tabla 3-1 Comparativo de los conceptos de precio de referencia, costo unitario y tarifa.....	46
Tabla 3-2 Aspectos claves de las metodologías de proyección precios	47
Tabla 3-5 Información de base para el modelo de proyección de precios de gas natural de origen nacional.....	54
Tabla 3-6 Información de base para el modelo de proyección de precios del GNL	61
Tabla 3-7 Información de base para el modelo de proyección de precios de GLP nacional.....	63
Tabla 3-8 Información de base para el modelo de proyección de precios de energéticos con libertad vigilada basada en referentes internacionales.....	67
Tabla 3-9 Estructura de precios ACPM para generación de energía eléctrica en ZNI.....	70
Tabla 3-11 Actualización de componentes en el periodo base de la estructura de precios de los combustibles líquidos.....	76
Tabla 3-12 Información de base para el modelo de proyección de precios de la GMC	77
Tabla 3-13 Actualización de componentes en el periodo base de la estructura de precios de los combustibles líquidos.....	82
Tabla 3-14 Información de base para el modelo de proyección de precios de Diésel.....	83
Tabla 3-15 Actualización de componentes en el periodo base de la estructura de precios de los combustibles líquidos (Fuel Oil y Jet Fuel)	88
Tabla 3- 16 Información de base para el modelo de proyección de precios de energéticos con libertad vigilada basada en referentes internacionales	89
Tabla 3-17 Actualización de componentes en el periodo base de la estructura de precios de los combustibles líquidos (Fuel Oil y Jet Fuel)	94
Tabla 3-18 Información de base para el modelo de proyección de precios del Jet Fuel	94
Tabla 3-19 Actualización de componentes en el periodo base de la estructura de precios de los combustibles líquidos.....	100
Tabla 3-20 Actualización de componentes en el periodo base de la estructura de precios de los combustibles líquidos.....	105
Tabla 3-21 Información de base para el modelo de proyección de precios del Carbón	107
Tabla 4-1 Información de base para el modelo de proyección de precios de gas natural de origen nacional para el sector térmico	110
Tabla 4-2 Escenarios de oferta basados del ET PAGN 2023-2038	112
Tabla 4-3 Estimación de elasticidades inversas para el precio del sector térmico	114

Tabla 4-4 Información de base para el modelo de proyección de precios de gas natural de origen nacional.....	117
Tabla 4-5 Estimación de elasticidades inversas para el precio del sector industrial.....	120
Tabla 4-6 Información de base para el modelo de proyección de precios de GNL.....	122
Tabla 4-7 Devaluación observada y proyectada de la TRM	124
Tabla 4-9 Estadísticas de costos de proyectos representativos de GNL – Precios base de 2021.....	125
Tabla 4-10 Precio máximo regulado GLP Nacional refinería de Barrancabermeja y campo Apiay	127
Tabla 4-12 Información de base para el modelo de proyección de precios de GLP	128
Tabla 4-13 Devaluación observada y proyectada de la TRM.....	129
Tabla 4-14 Información de base para el modelo de proyección de precios de GLP	130
Tabla 4-15 Devaluación observada y proyectada de la TRM.....	132
Tabla 4-16 Información de base para el modelo de proyección de precios de gasolina	135
Tabla 4-17 Información de base para el modelo de proyección de precios de diésel	140
Tabla 4-18 Información de base para el modelo de proyección de precios de Fuel Oil.....	145
Tabla 4-19 Información de base para el modelo de proyección de precios de Jet Fuel.....	148
Tabla 4-20 Información de base para el modelo de proyección de precios de Etanol	152
Tabla 4-21 Devaluación observada y proyectada de la TRM.....	153
Tabla 4-22 Información de base para el modelo de proyección de precios de Biodiésel	156
Tabla 4-23 Devaluación observada y proyectada de la TRM.....	157
Tabla 4-24 Información de base para el modelo de proyección de precios de carbón	158

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1-1 Evolución del precio del petróleo – Nov 2018 a May 2024	17
Gráfica 1-2 Precios Históricos Etanol Estados Unidos y Brasil	21
Gráfica 1-3 Precios Históricos Biodiésel Estados Unidos y Sudeste Asiático	22
Gráfica 1-4 Evolución de los Precios del GNL en los principales mercados globales.....	24
Gráfica 1-5 Proyección IEA de consumo mundial de carbón - 2025.....	28
Gráfica 2-1 Comparativo del potencial de producción entre 2019 y 2024	30
Gráfica 2-2 Escenarios de oferta para balance.....	31
Gráfica 2-3 Contratos de suministro y precios del mercado primario de gas natural	32
Gráfica 2-4 Precios de importación GNL en Colombia.....	33
Gráfica 2-5 Precios de GLP en Colombia	34
Gráfica 2-6 Precio Promedio histórico de referencia gasolina motor corriente y diésel	36
Gráfica 2-7 Ingreso al Productor Biodiésel	38
Gráfica 2-8 Histórico porcentaje de mezcla biodiésel con diésel fósil.....	39
Gráfica 2-9 Participación Producto Nacional vs Importado en Abastecimiento de Etanol.....	39
Gráfica 2-10 Histórico porcentaje de mezcla etanol con GMC.....	40
Gráfica 2-11 Indicadores para fijación IP Etanol a nivel Nacional.....	40
Gráfica 2-12 Exportaciones de carbón térmico colombiano	42
Gráfica 2-13 Precios de compra reportados por generadores térmicos y FOB de exportación de carbón colombiano en Puerto Bolívar.....	42
Gráfica 2-14 Plantas térmicas de generación de energía eléctrica	43
Gráfica 2-15 Demanda de carbón térmico transportado por mar.....	44
Gráfica 3-1 Metodología de proyección de precios Gas natural de origen nacional.....	45
Gráfica 3-2 Metodología de proyección de precios de gas natural nacional.....	49
Tabla 3-10 Estructura de precios ACPM para generación de energía eléctrica en zonas interconectadas.....	70
Gráfica 4-1 Resultados de proyección de precios de los energéticos	109
Gráfica 4-2 Mapa de las centrales térmicas y el SNT de gas natural	110
Gráfica 4-3 Precios históricos reales de los contratos vigentes del mercado primario para el sector térmico con corte a junio de 2024.....	111
Gráfica 4-4 Contratación, cobertura y demanda del mercado primario vigente del sector térmico con corte a junio de 2024	112

Gráfica 4-5 Proyección de precios de referencia de suministro de gas natural para la generación térmica 2024 - 2050	115
Gráfica 4-6 Proyección de precios de gas natural de origen nacional puesto en nodo de demanda en los departamentos de Atlántico y Magdalena	116
Gráfica 4-8 Precios históricos reales de los contratos vigentes del mercado primario para el sector industrial con corte a junio de 2024	118
Gráfica 4-9 Contratación, cobertura y demanda del mercado primario vigente del sector industrial con corte a junio de 2024	118
Gráfica 4-10 Proyección de precios de referencia de suministro de gas natural para el sector industrial 2024 - 2050	121
Gráfica 4-11 Correlación móvil de 12 meses entre TTF y Brent.....	122
Gráfica 4-12 Comparación de precios de importación con hubs de referencia	123
Gráfica 4-13 Variaciones mensuales precios de GNL y Brent	123
Gráfica 4-15 Proyección precios de importación CIF de GNL Periodo julio de 2024 a diciembre de 2050	126
Gráfica 4-16 Proyección de precios de GNL puesto en nodo de demanda en los departamentos de Atlántico y Magdalena	126
Gráfica 4-17 Proyección de precios de GLP por campo nacional.....	129
Gráfica 4-18 Precios históricos de referencia Mont Belvieu.....	130
Gráfica 4-19 Variaciones precios Brent y Propano	131
Gráfica 4-20 Precios de GLP por campo nacional.....	131
Gráfica 4-21 Proyección de precios anuales ajustados a partir de AEO2023	133
Gráfica 4-22 Proyección de precio de GLP de referencia internacional – precios de dic de 2024.....	133
Gráfica 4-23 Precios internacionales de los combustibles líquidos – Histórico y proyección de corto plazo EIA	134
Gráfica 4-24 Referencia de precio Gasoline Unl 87 USGC y Nafta USGC.....	136
Gráfica 4-25 Precio internacional e ingreso al productor GMC	136
Gráfica 4-26 Proyección de precios de la gasolina anuales nominales ajustados a partir de AEO2025.....	138
Gráfica 4-27 Referencia de precio Gasoline Unl 87 USGC y Nafta USGC.....	138
Gráfica 4-28 Proyección de precio internacional de la gasolina para Colombia – Puesto en puerto.....	139
Gráfica 4-29 Proyección del precio de la gasolina motor corriente para la referencia Bogotá Precios de diciembre de 2024.....	139
Gráfica 4-30 Precio internacional e ingreso al productor Diésel.....	141
Gráfica 4-31 Proyección de precios del diésel anuales nominales ajustados a partir de AEO2023	142
Gráfica 4-32 Proyección de precio internacional del diésel para Colombia – Puesto en puerto.....	143

Gráfica 4-33 Proyección del precio del diésel para la referencia Bogotá – Precios de diciembre de 2024	143
Gráfica 4-34 Escenarios de incremento en IP diésel para cerrar brecha - Escenario de referencia.....	144
Gráfica 4-35 Precios de Fuel Oil referencia Platts HSFO	145
Gráfica 4-36 Proyección de precios del fuel oil anuales nominales ajustados a partir de AEO	147
Gráfica 4-37 Proyección de precio internacional del fuel oil para Colombia – Puesto en puerto	147
Gráfica 4-38 Proyección del precio del fuel oil de referencia con Iva e impuesto al carbón Precios constantes.....	148
Gráfica 4-39 Proyección de los precios constantes a 2050	150
Gráfica 4-40 Proyección precio internacional del jet fuel para Colombia – Puesto en puerto.....	150
Gráfica 4-41 Variación histórica del precio del azúcar de Londres y del etanol de Brasil.....	151
Gráfica 4-43 Proyección de IP Etanol anual en USD/Galón y variables asociadas al cálculo (precios 2024).....	154
Gráfica 4-44 Proyección de la TRM.....	154
Gráfica 4-45 Proyección de IP Etanol anual en COP/Galón y variables asociadas al cálculo (precios 2024).....	155
Gráfica 4-46 Histórico IP Biodiésel, indicador del aceite de palma en Malasia y precio biodiésel en sudeste asiático.....	155
Gráfica 4-47 Proyección IP Biodiésel y Precio Biodiésel en Sudeste Asiático (precios 2024)	158
Gráfica 4-48 Precio de referencia del carbón para empresas térmicas en términos de poder calorífico	158
Gráfica 4-49 Precio de referencia del carbón compilado para las cinco empresas térmicas en términos de poder calorífico.....	162

Introducción

El sector minero-energético desempeña un papel fundamental en el desarrollo, funcionamiento y estabilidad económica de los países. En Colombia, por ejemplo, las actividades de extracción de carbón, petróleo y gas representaron el 3,18 %¹ del PIB en el tercer trimestre de 2024, lo que resalta su importancia dentro de la estructura económica nacional.

Los precios de los energéticos, determinados por la interacción entre la oferta y la demanda, constituyen un eje crítico para las economías, particularmente en países productores de hidrocarburos. Las fluctuaciones en este equilibrio no solo influyen directamente en los precios, sino que también actúan como un canal que amplifica el impacto de diversos factores externos. Entre estos factores, se destacan elementos geopolíticos, como sanciones económicas, conflictos internacionales o cambios en las políticas de exportación; factores ambientales tales como iniciativas impulsadas por la transición energética o fenómenos climáticos extremos; y variables tecnológicas o regulatorias. La combinación de estas fuerzas convierte a los mercados energéticos en un reflejo de las dinámicas globales más complejas.

En este contexto, analizar las variables clave del sector — oferta, demanda y precios — se vuelve indispensable para la planificación y la toma de decisiones en política pública y en inversiones estratégicas. Por esta razón, la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) en cumplimiento de sus funciones², proyecta y analiza los precios de los energéticos, con el propósito de contribuir al desarrollo de una visión integral y prospectiva del sector a corto, mediano y largo plazo.

El “**Documento proyección de precios de los energéticos 2024 – 2050**”, busca principalmente, fortalecer las proyecciones de precios a través de una actualización metodológica. Este nuevo método introduce un enfoque integral que incorpora las expectativas del mercado energético nacional e internacional, con énfasis en el análisis de la oferta y la demanda como factores clave en la determinación de los precios.

No obstante, resulta necesario indicar que las proyecciones planteadas corresponden a estimaciones sujetas a la complejidad y dinámica del sector, lo que implica un componente inherente de incertidumbre, su robustez depende de la disponibilidad y calidad de los datos utilizados, así como de factores impredecibles, cuyos choques pueden alterar las sendas proyectadas. En particular, los modelos y análisis presentados en este documento emplean información con corte a junio de 2024, incluyendo referencias a datos más recientes en algunos casos particulares, las cuales son detalladas en el documento.

Ahora bien, es de capital importancia precisar que los resultados presentados en este documento no corresponden a proyecciones relacionadas con el Costo Unitario de Prestación del Servicio - CU, ni a proyecciones de los componentes que lo conforman y tampoco corresponden a proyecciones de

1 DANE: PIB a precios constantes – III trimestre de 2024.

2 Decreto 2121 de 2023, Artículo 17, numeral 6: “Estimar los precios de los combustibles líquidos, gas combustible y biocombustibles para los análisis de prospectiva y toma de decisiones de inversión.”

tarifas. Lo anterior, se explica principalmente en el marco normativo que soporta el cálculo de los conceptos antes mencionados y finalmente su traslado al usuario final.

Las proyecciones de precios presentadas en este documento para los gases combustibles, específicamente, gas natural (GN) nacional e importado (GNL) y el gas licuado del petróleo (GLP), se basan exclusivamente en los precios de referencia del suministro, calculados en el nodo de demanda para lo cual se adiciona el respectivo precio de referencia de transporte.

Por su parte, para los combustibles líquidos, gasolina motor corriente, diésel, fuel oil y jet fuel se realizó una proyección de cada uno de los rubros de la estructura de precios de cada energético, considerando tanto las variaciones proyectadas en el mercado internacional del refinado, así como las condiciones de actualización periódicas dadas en la regulación de estos combustibles.

El documento se encuentra estructurado en cuatro capítulos principales. Estos capítulos presentan un contexto general de los energéticos, describen la metodología de proyección utilizada y los resultados obtenidos con su aplicación.

El capítulo inicial proporciona una perspectiva global del panorama energético internacional, destacando las tendencias mundiales y los factores clave que influyen en los mercados energéticos. Se presta especial atención al papel del petróleo como factor determinante en la fijación de los precios de otras fuentes de energía. Posteriormente, en el segundo capítulo, se examina el contexto nacional de las diversas fuentes de energía.

El capítulo 3 se enfoca en presentar las metodologías para la proyección de precios de los energéticos, en este capítulo se encuentra la descripción de los modelos matemáticos, detalla los factores que determinan los precios de cada energético, las variables, fuentes de información y escenarios de análisis.

El capítulo 4 presenta una especificación de las variables empleadas, así como los resultados obtenidos de la aplicación de la metodología propuesta y, finalmente, se presentan las principales conclusiones de los análisis desarrollados a lo largo del documento.

1. CONTEXTO INTERNACIONAL

El contexto internacional de los precios de los energéticos es crucial para la formulación de proyecciones y estrategias de planificación a nivel nacional. Las dinámicas globales de oferta y demanda de crudo, refinados, gas natural, biocombustibles y otras fuentes energéticas están fuertemente influenciadas por factores como la geopolítica, los cambios en las políticas ambientales, las tendencias en la transición energética y las fluctuaciones en la economía mundial.

En los últimos años, los mercados energéticos han experimentado una notable volatilidad debido a factores como la pandemia de COVID-19, el conflicto entre Rusia y Ucrania, las disrupciones en la cadena de suministro de la industria energética y el avance de las energías renovables en respuesta a los esfuerzos globales por reducir las emisiones de carbono, entre otros.

Comprender estas dinámicas internacionales es clave para interpretar cómo las tendencias globales afectan los mercados locales. Por ello, esta sección analiza los principales factores que han influido en los precios de los energéticos a nivel global, así como sus perspectivas a mediano y largo plazo.

A continuación, se presenta un análisis de los distintos energéticos con el propósito de brindar al lector una visión del mercado que sirva como punto de partida en el análisis de la proyección de precios de los principales combustibles utilizados en Colombia.

1.1 Crudo y Refinados

Los precios del petróleo han experimentado importantes fluctuaciones a lo largo de los años, principalmente debido a conflictos geopolíticos entre países productores, los cuales afectan la oferta, así como las crisis económicas que impactan la demanda. Estos desequilibrios se transmiten rápidamente en el nivel de precios generando alta volatilidad en los mismos. La Tabla 1-1 presenta una síntesis histórica con los principales choques en el mercado de crudo, junto con sus respectivos efectos sobre los precios. Específicamente, estos choques se tratan de efectos intradía, es decir, precios pico de cotización que se lograron en un día de negociación.

Tabla 1-1 Línea de tiempo con los principales choques (endógenos y exógenos) en los precios pico de cotización del petróleo 1973 -2022.

Año	Evento	Causa	Precios pico de cotización WTI (USD/bbl)	Precios pico de cotización Brent (USD/bbl)
1973-74	Primera Crisis del Petróleo (embargo OPEP)	El embargo de la OPEP, en respuesta a la guerra de Yom Kippur y el apoyo occidental a Israel, redujo la oferta de petróleo.	\$3 → \$12	\$3 → \$12
1979	Segunda Crisis del Petróleo (Revolución en Irán)	La Revolución Islámica en Irán y la posterior guerra Irán-Irak afectaron gravemente la producción de petróleo. Crisis del Petróleo (Revolución en Irán)	\$14 → \$39	\$14 → \$39

Año	Evento	Causa	Precios pico de cotización WTI (USD/bbl)	Precios pico de cotización Brent (USD/bbl)
1990-91	Guerra del Golfo	La invasión de Kuwait por parte de Irak, que amenazaba con interrumpir el suministro de petróleo de la región del Golfo Pérsico.	\$19 → \$30	\$22 → \$35
1997-98	Crisis financiera asiática	La crisis financiera asiática redujo drásticamente la demanda de petróleo, mientras que la oferta de la OPEP seguía alta.	\$22 → \$11	\$24 → \$12
2008	Gran Recesión	Los precios del petróleo alcanzaron niveles récord debido a la especulación financiera, mientras que la economía global estaba en expansión antes de la crisis financiera. Esto, seguido por una fuerte caída del precio tras el colapso de Lehman Brothers y la crisis.	\$147 → \$33	\$147 → \$40
2014-16	Caída por sobreoferta (fracking y OPEP)	La expansión de la producción de petróleo en EE. UU. (principalmente gracias al fracking) y la decisión de la OPEP de no reducir la producción.	\$105 → \$30	\$115 → \$35
2020	Pandemia de COVID-19	La crisis sanitaria global redujo drásticamente la demanda de petróleo debido a confinamientos y restricciones de movilidad, lo que produjo a su vez una crisis de almacenamiento por exceso de inventarios, que conllevó a precios de cotización negativos. A su vez, la guerra de precios entre Arabia Saudita y Rusia exacerbó la caída.	\$40-50 → -\$37.63 (abril)	\$45 → \$19
2022	Crisis energética por la invasión rusa a Ucrania	Las sanciones occidentales a Rusia por la invasión a Ucrania causaron una reducción de los suministros de gas natural y petróleo desde Rusia, al tiempo que repuntaba la demanda por recuperación económica tras la pandemia.	\$80-90 → \$120	\$85 → \$120

Fuente: Elaboración UPME con datos de la EIA y S&P Global Platts

En la anterior tabla se evidencian hitos importantes en términos de eventos históricos que han generado impactos significativos en el mercado energético.

Recientemente, el desarrollo de la pandemia del COVID-19 provocó una caída en la demanda agregada³ debido a las estrictas restricciones de movilidad, lo que paralizó prácticamente la economía global, esto se tradujo en una disminución significativa de la demanda de hidrocarburos

³ La demanda agregada hace referencia al valor total de los bienes y servicios consumidos por las familias, empresas, el gobierno y el sector externo.

y un incremento en los inventarios. Como consecuencia, los precios del petróleo y sus derivados sufrieron una fuerte caída, alcanzando niveles históricamente bajos.

El incremento de los inventarios produjo una sobreoferta que fue intensificada por las consecuencias de la guerra de precios entre Arabia Saudita y Rusia en marzo de 2020, cuando ambos países incrementaron su producción para ganar participación en el mercado, lo que restó capacidad a la Organización de Países Exportadores de Petróleo -OPEP para ajustar rápidamente la oferta y estabilizar los precios.

En este contexto, los precios del crudo en el mercado de futuros de *West Texas Intermediate* (WTI), cuyos contratos exigen entrega física al vencimiento, llegaron incluso a ser negativos el 20 de abril de 2020, alcanzando un precio de cotización intradía histórico de -37,63 dólares por barril, esta caída se debió a la crisis de almacenamiento, ya que los compradores físicos de petróleo no tenían capacidad para almacenar el crudo adquirido, lo que llevó a que el costo de almacenar el petróleo superara el valor mismo del crudo (*The Economist*, 2020).

La situación, sin embargo, fue revertida en la postpandemia. La reactivación económica impulsó un fuerte repunte en la demanda de energía, que la producción de petróleo y gas no equiparó en la misma medida. Como resultado, se produjo un desequilibrio significativo entre la oferta y la demanda, lo que originó un aumento acelerado de los precios.

A todo esto, se sumó la crisis geopolítica en Europa Oriental, el conflicto entre Rusia y Ucrania, que comenzó en 2022, provocó sanciones comerciales por parte de los países occidentales contra Rusia, uno de los mayores exportadores de petróleo y gas del mundo. El corte del suministro de gas ruso a través del gasoducto *Nord Stream 1*, en un contexto ya complicado por la menor oferta debido a la pandemia, desató una crisis de abastecimiento en Europa sin precedentes. Esto intensificó el incremento de los precios del petróleo, a mediados de 2022 cuando el Brent alcanzó los 120 USD/bbl⁴, así como se ve en la Gráfica 1-1 Evolución de los Precios del petróleo.

Gráfica 1-1 Evolución del precio del petróleo – Nov 2018 a May 2024



Fuente: Elaboración UPME con datos de PLATTS

Todos los efectos mencionados desencadenaron lo que se denominó la crisis energética global de 2022. Esta, marca un hito en la historia económica debido a la creciente integración de los mercados y la diversificación de la matriz energética. A diferencia de la crisis de los años 70, cuyo impacto se centró en el petróleo, la actual crisis ha afectado de manera más amplia a todos los energéticos, desde el gas natural y los refinados, hasta la electricidad y los biocombustibles. Esto se debe a la interconexión de las cadenas de suministro y a la menor dependencia exclusiva del petróleo en la economía mundial⁵.

4 <https://www.dw.com/es/sabotaje-del-nord-stream-gas-pol%C3%ADtica-y-guerra/a-69964557>

5 <https://www.iea.org/topics/global-energy-crisis?language=es>

No obstante, los precios de los derivados del petróleo continúan estando estrechamente ligados al comportamiento del crudo, para lo cual es fundamental comprender los principales factores que determinan su precio. En este contexto, la interacción entre la oferta y la demanda mundial de petróleo juega un papel crucial en los precios.

En términos generales, un aumento en la demanda ejerce presión al alza sobre los precios, especialmente cuando la oferta es limitada o enfrenta restricciones para ajustarse rápidamente a las necesidades del mercado. Por su parte, la oferta tiene una relación inversa con los precios, cuando la disponibilidad de recursos energéticos aumenta, los precios tienden a disminuir, siempre que la demanda permanezca constante.

En términos de la oferta, los niveles de producción establecidos por la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) es uno de los factores clave que afectan los precios del petróleo. Actualmente, los 12 países miembros de la OPEP concentran aproximadamente el 79,1% de las reservas probadas de crudo a nivel mundial (OPEC, 2024), proporción que se incrementa al incluir a los países de la OPEP+ (una alianza que integra a otros 10 grandes productores, entre ellos Rusia). En este contexto, las decisiones de estas organizaciones, particularmente en relación con las cuotas de producción, tienen un impacto decisivo en la dinámica de los precios internacionales del petróleo.

Otro factor relevante en términos de oferta está relacionado con la producción de petróleo y gas de lutita (shale oil y shale gas) en Estados Unidos, que ha transformado significativamente el panorama energético global, incrementando las reservas y desafiando el dominio de los grandes productores tradicionales. Desde su auge en la última década, EE. UU. ha pasado de ser un importador neto de energía a un líder en producción, alcanzando en 2023 un récord de más de 12 millones de barriles diarios de petróleo equivalente al 15% de la producción mundial (IEA, 2024).

Por otra parte, el crecimiento económico en las principales economías del mundo, así como en economías emergentes como China e India, tiene un impacto directo en la demanda de productos minero energéticos como el petróleo, el gas natural y el carbón. No obstante, las previsiones de crecimiento del Fondo Monetario Internacional para 2024 y 2025 plantean un crecimiento moderado para estas economías e incluso menor al de 2023 (IMF, 2024), lo cual podría limitar el aumento en la demanda energética en estos mercados debido a la estabilización del consumo y las mejoras en eficiencia energética.

La demanda de productos minero-energéticos es fundamental para comprender las dinámicas del mercado energético global. Dos informes clave que ofrecen proyecciones al respecto y que fueron actualizadas durante la elaboración de este documento son el World Oil Outlook 2050 de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y el World Energy Outlook 2024 de la Agencia Internacional de Energía (AIE).

La OPEP proyecta un incremento del 24% en la demanda de energía primaria, pasando de 301 millones de barriles de petróleo equivalente por día (Mboe/d) en 2023 a 374 mboe/d en 2050 (OPEP, 2024). Por su parte, según el AEO2025 de la EIA, el consumo total de energía primaria en Estados Unidos disminuirá durante varios años y no volverá a crecer hasta principios de la década de 2040⁶. En cuanto a la demanda de petróleo, mientras que la OPEP plantea un crecimiento continuo hasta 2050, la EIA sugiere que la demanda de petróleo podría estabilizarse o incluso disminuir en escenarios más ambiciosos de políticas climáticas.

La oferta y la demanda, como ya se mencionó, recogen los efectos de factores externos sobre los precios, no obstante, otros elementos como la inversión, las tasas de interés, así como el dólar y los asuntos de transición energética, son clave para realizar un análisis del contexto internacional de los energéticos.

6 <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=65004&utm>

Por su parte, históricamente las tasas de interés en Estados Unidos han tenido un impacto significativo en el valor del dólar y, por ende, en los precios del petróleo. Un aumento en las tasas de la Reserva Federal (FED) fortalece el dólar, lo que encarece el petróleo en monedas extranjeras, reduce la demanda internacional y a su vez, ejerce presión bajista sobre sus precios. En contraste, una reducción de tasas debilita el dólar, lo que abarata el petróleo en otras monedas, estimula la demanda internacional y genera presión alcista en los precios. No obstante, debido a la creciente participación de Estados Unidos en la oferta mundial de crudo, estas relaciones tradicionales se han ido desdibujando, por lo que resulta relevante mantener un seguimiento constante de su evolución.

Desde finales de 2022, la FED ha adoptado una postura monetaria restrictiva, incrementando las tasas de interés para combatir la inflación. Esto ha fortalecido al dólar, contribuyendo a la desaceleración en los precios del petróleo. Sin embargo, en la segunda mitad de 2024, se observa un cambio hacia una reducción de tasas, pasando de 5.25% a 4.75% en septiembre y a 4.5% en noviembre, lo que podría revertir parcialmente este efecto.

A nivel mundial, la creciente presión por descarbonizar las economías y el impulso hacia las energías renovables han transformado la planificación energética. La incorporación de energía más limpia al sistema avanza a un ritmo sin precedentes, como lo demuestra el aumento a nivel global de más de 560 GW en capacidad de generación renovable durante 2023, alcanzando un total de 4.250 GW, según la International Energy Agency (IEA).

Las inversiones en proyectos de energía limpia están alcanzando niveles cercanos a los 2 mil millones de dólares anuales, lo que es casi el doble de lo que se destina a nuevos suministros de petróleo, gas y carbón. Así mismo, se evidencia que los costos de la mayoría de las tecnologías limpias están volviendo a bajar después del incremento ocasionado por la pandemia de Covid-19, lo que seguiría favoreciendo el crecimiento de la capacidad renovable (IEA, 2024).

La mayor electrificación de las economías y la expansión en energías renovables, así como el interés renovado en la energía nuclear y en el uso de otras fuentes de bajas emisiones (como el hidrógeno verde) llevará a una mayor diversificación de la matriz energética hacia el futuro. Si la transición energética logra producir un cambio estructural en la matriz energética, podrá disminuir la dependencia de fuentes de energía fósiles. No obstante, son desafíos con un horizonte de tiempo incierto y entre tanto las fuentes de energías fósiles seguirán haciendo parte importante de la matriz energética.

Pese a las constantes fluctuaciones en los precios del petróleo y sus derivados y a los avances hacia la transición energética, estos recursos continúan desempeñando un papel central en la economía mundial, siendo la principal fuente de energía primaria a nivel global con una participación del 30,9% (BP, 2023). Su precio, influenciado en gran medida por el balance entre oferta y demanda, refleja su alta eficiencia energética, flexibilidad para diversos sectores de consumo, gran poder calorífico y costo relativamente bajo en comparación con otras fuentes de energía. Esto asegura que siga existiendo una dependencia considerable, especialmente en economías en desarrollo y que todos los sectores de la economía sigan siendo en gran medida, sensibles a las variaciones de precios de los hidrocarburos.

1.2 Biocombustibles

En el mercado internacional, la producción y el consumo de biocombustibles han mostrado una tendencia al alza impulsada por políticas de transición energética y mandatos de mezcla en diversas economías. Estados Unidos, Brasil y la Unión Europea continúan liderando la producción y el consumo de etanol y biodiésel, mientras que Asia ha incrementado su participación en los últimos años, especialmente con la demanda de biocombustibles para transporte terrestre y aviación.

En particular, de acuerdo con la información reportada en los documentos publicados por S&P Global Platts, *Fuel Ethanol Market Report* y *Biofuelscan*, en Estados Unidos, la producción de etanol ha mantenido niveles elevados, con una media de 1.062 millones de barriles diarios a corte de marzo de 2025. En comparación con el mismo periodo del año anterior, la producción aumentó un 3.71%, reflejando una recuperación en la demanda tras los ajustes de inventarios observados en 2024. Sin embargo, el mercado ha enfrentado fluctuaciones debido a variaciones en la producción de maíz y los cambios en las proyecciones agrícolas del Departamento de Agricultura de EE.UU. (USDA), que han mantenido estable la oferta y la demanda en su informe *World Agricultural Supply and Demand Estimates-WASDE*.

Además, en lo corrido del 2025, los inventarios de etanol han mostrado un aumento del 6,18 % respecto al año anterior, alcanzando 27,376 millones de barriles, lo que sugiere una capacidad de almacenamiento en expansión y una posible moderación de los precios en el corto plazo.

Por su parte, Brasil ha seguido consolidando su liderazgo en la producción de etanol derivado de la caña de azúcar, con ventas diarias récord en febrero de 2025. Sin embargo, los precios han mostrado caídas recientes, con el etanol descendiendo a niveles aproximados de 2,19 USD por galón, reflejando una estrategia de los productores para liquidar inventarios antes del cierre fiscal. Por su parte, en el ámbito regulatorio, el gobierno brasileño está considerando aumentar la mezcla de etanol anhidro en la gasolina del 27 % al 30 %, lo que incrementaría la demanda en aproximadamente 9,43 millones de barriles anuales, reduciendo la necesidad de este país por gasolina fósil.

En la Unión Europea, el mercado de etanol ha estado impulsado por políticas climáticas y objetivos de reducción de emisiones, lo que ha llevado a un aumento en el precio del etanol FOB Rotterdam, que se ubicó en 1,99 USD por galón (664 euros por metro cúbico) en marzo de 2025. La expectativa de una mayor demanda estacional ha contribuido a este incremento, junto con una menor oferta de biocombustibles provenientes de Estados Unidos debido a la falta de certificaciones ISCC en algunos productores.

En Asia, el precio del etanol grado combustible ha mostrado una tendencia al alza, con un incremento de 0,06 USD por galón (16,66 dólares por metro cúbico) en el mercado CIF Filipinas. A pesar de este aumento, el mercado sigue mostrando cautela debido a la aplicación de aranceles por parte de Canadá, lo que podría afectar el comercio global de biocombustibles.

En términos de precios, el etanol en Estados Unidos ha registrado valores de referencia de 1,78 USD por galón en Chicago Terminal y 1,905 USD por galón en Nueva York. En Brasil, los precios FOB Santos se ubicaron en 1,50 USD por galón, mientras que en la Unión Europea el etanol T2 FOB Rotterdam alcanzó los 1,78 USD por galón (675,50 euros por metro cúbico). Estos valores reflejan dinámicas de oferta y demanda específicas de cada región, influenciadas por políticas nacionales, costos de insumos y fluctuaciones en el comercio internacional.

El gráfico a continuación presenta los precios de cierre del etanol en Estados Unidos (Referencia en Houston y Chicago), y en Brasil (Referencia en el Puerto de Santos). Estos dos mercados se consideran como los más líquidos en el suministro de este biocombustible a nivel de Latinoamérica. En particular, se puede ver que, a nivel general, los precios del etanol presentaron un incremento acelerado a lo largo de la recuperación y reactivación económica posterior a la pandemia del COVID-19, alcanzando precios históricos a finales del 2021 e inicios del 2022.

Gráfica 1-2 Precios Históricos Etanol Estados Unidos y Brasil



Fuente: Elaboración UPME con datos S&P Platts.

Por su parte, el biodiésel ha adquirido una creciente relevancia en la matriz energética global como una alternativa renovable al diésel convencional. Su auge ha sido impulsado por el fortalecimiento de las políticas de descarbonización, la adopción de normativas ambientales más estrictas y el objetivo de reducir la dependencia de combustibles fósiles en diversas economías. Actualmente, la producción y el consumo de biodiésel están altamente concentrados en regiones como América del Norte, América del Sur, Europa y el Sudeste Asiático, con precios y dinámicas de mercado influenciados por factores como la disponibilidad de materias primas, los costos de producción, los incentivos fiscales y los mandatos regulatorios.

En Norteamérica, de acuerdo con las publicaciones de S&P Platts, el mercado del biodiésel está estrechamente vinculado a los bonos de carbono y a los programas de combustibles de bajo carbono. En marzo de 2025, el precio del biodiésel en Chicago, un punto de referencia clave para la región, se situó en 76.50 centavos por RIN (Renewable Identification Number). Por su parte, en California, el crédito de carbono bajo el programa Low Carbon Fuel Standard (LCFS) alcanzó los 60.50 dólares por tonelada métrica de CO₂. Estas cifras reflejan un incremento en la demanda de combustibles renovables con menor huella de carbono, incentivado por la regulación y el interés de los inversionistas en activos sostenibles. Además, el precio del biodiésel B99 en el mercado estadounidense rondó los 4.35 dólares por galón, equivalente a aproximadamente 1.15 dólares por litro.

En América del Sur, Brasil se mantiene como el principal productor y exportador de biodiésel, utilizando mayormente aceite de soya como materia prima. En marzo de 2025, el sebo bovino, una de las materias primas empleadas para la producción de biodiésel en el país, se cotizaba en 1.070 dólares por tonelada métrica en el puerto de Santos. Este insumo, no obstante, está sujeto a la volatilidad del mercado global de aceites vegetales, lo que influye directamente en los costos de producción de biodiésel brasileño. En el mercado interno, el precio promedio del biodiésel B100 en Brasil osciló entre 4.10 y 4.25 dólares por galón, dependiendo de la región y de la disponibilidad de insumos.

Europa sigue siendo uno de los mayores consumidores de biodiésel, con mandatos de mezcla cada vez más estrictos dentro del marco de su política de transición energética. En marzo de 2025, el precio del biodiésel FAME (Fatty Acid Methyl Ester) en el mercado de Ámsterdam-Rotterdam-Amberes se ubicó entre 1.292 y 1.297 dólares por tonelada métrica (aproximadamente 3.89 a 3.91 dólares por galón), mientras que el RME (Rapeseed Methyl Ester), considerado un

biocombustible de mayor calidad, alcanzó un precio de aproximadamente 1.337 dólares por tonelada (alrededor de 4.03 dólares por galón). La variación en los precios refleja la preferencia del mercado europeo por biocombustibles con mejor desempeño en climas fríos, así como la influencia de la disponibilidad de materias primas en la región.

En Asia, el biodiésel también ha experimentado un crecimiento significativo, con Indonesia y Malasia consolidándose como los principales productores debido a su abundante oferta de aceite de palma. En marzo de 2025, el precio del biodiésel FOB en el Sudeste Asiático se situó en 1.220 dólares por tonelada métrica (aproximadamente 3.67 dólares por galón), mientras que el UCOME (Used Cooking Oil Methyl Ester) alcanzó los 1.270 dólares por tonelada (alrededor de 3.82 dólares por galón) en Singapur. La creciente demanda de biocombustibles avanzados ha impulsado el aumento de la producción de biodiésel derivado de aceites reciclados y grasas residuales, en respuesta a los requisitos ambientales más estrictos de los principales importadores, como la Unión Europea y Estados Unidos.

Con esto presente, a continuación, se presentan las cotizaciones internacionales del precio del biodiesel en los mercados de Estados Unidos y el Sudeste Asiático.

Gráfica 1-3 Precios Históricos Biodiésel Estados Unidos y Sudeste Asiático



Fuente: Elaboración UPME con datos S&P Platts.

1.3. Gases Combustibles

1.3.1. Gas Natural

El mercado de gas natural ha experimentado transformaciones significativas en las últimas décadas. Según un blog del Fondo Monetario Internacional (2014), tres eventos principales han sido determinantes: la reducción del suministro de energía nuclear tras el desastre de Fukushima en Japón, la revolución del gas de lutita en Estados Unidos, y las tensiones geopolíticas entre Rusia y Ucrania.

El desastre nuclear de Fukushima de 2011 marcó un punto de inflexión en la política energética de Japón y en la demanda mundial de gas natural. Tras este suceso, Japón cerró sus plantas nucleares, lo que llevó a un aumento en las importaciones de gas natural licuado (GNL) y carbón para satisfacer la demanda de electricidad. Como consecuencia de lo anterior, Japón se convirtió en el principal importador mundial de GNL durante varios años. Esto incluyó la construcción de terminales de GNL en Asia y promovió cambios significativos en el mercado asiático, especialmente en la adopción de contratos de suministro más flexibles, que reflejan una demanda más dinámica y condiciones comerciales ajustadas a las necesidades de los compradores.

A pesar del crecimiento de las energías renovables y de las recientes políticas que priorizan su expansión, los combustibles fósiles continúan representando una parte importante de la matriz energética japonesa. En 2023, Japón inició la reapertura paulatina de sus plantas nucleares, una estrategia que busca equilibrar la seguridad energética, la reducción de emisiones de carbono y la necesidad de disminuir su dependencia del GNL importado. Entre tanto, el panorama energético global está cambiando rápidamente, y China ya ha superado a Japón como el mayor importador de GNL.

Este desplazamiento refleja la creciente demanda energética de China y la reconfiguración del mercado global de GNL, aspectos que requieren un monitoreo constante para evaluar su impacto en los flujos comerciales y las decisiones de inversión en infraestructura.

En cuanto a la oferta de gas natural, se evidencia que ha experimentado un crecimiento significativo en los últimos años, impulsado principalmente por países como Qatar, Australia y, especialmente, Estados Unidos, que, gracias al uso de tecnologías como la fracturación hidráulica, se ha posicionado como el mayor productor mundial de gas natural, pasando de ser importador a un exportador neto de GNL, fortaleciendo su influencia en los mercados internacionales de energía. Este cambio no solo ha diversificado las fuentes de suministro global, sino que también ha reducido la dependencia del gas ruso y ha ejercido presión a la baja sobre los precios. Además, ha puesto en la mira al GNL como un energético clave en la transición, al ser una opción más limpia frente al carbón y los combustibles líquidos para la generación eléctrica hasta que las FNCER logren una producción consistente para satisfacer la demanda global (GNL Global, 2024).

Esta expansión de la oferta de GNL fue crucial en la reciente crisis energética desencadenada por el conflicto entre Rusia y Ucrania. La capacidad de Estados Unidos como exportador neto de GNL, resultado de su explotación masiva del gas de esquisto, permitió diversificar los flujos de suministro y mitigar parcialmente la dependencia europea del gas ruso. Este soporte resultó vital para estabilizar los mercados, no obstante, la creciente demanda de GNL durante la crisis presionó los precios al alza, como consecuencia, los países asiáticos, tradicionalmente los mayores compradores de GNL enfrentaron un alza en los precios al competir con Europa por un suministro limitado.⁷

El mercado de GNL se mueve en torno a precios de referencia establecidos por los principales hubs internacionales, que actúan como indicadores clave para las transacciones comerciales de este recurso energético (Ver Tabla 1-2). Estos indicadores proporcionan puntos de referencia fundamentales que reflejan las condiciones de oferta y demanda tanto a nivel local como global. Su importancia radica en que proporcionan transparencia y estabilidad al mercado, facilitando la negociación de contratos de GNL tanto a corto como a largo plazo. Además, su influencia se extiende más allá de sus regiones, impactando los precios globales y las decisiones de importación y exportación en otros mercados.

⁷ <https://gnlglobal.com/giignl-importaciones-de-gnl-en-2022-aumentaron-45-impulsadas-por-una-mayor-demanda-de-gnl-en-europa>

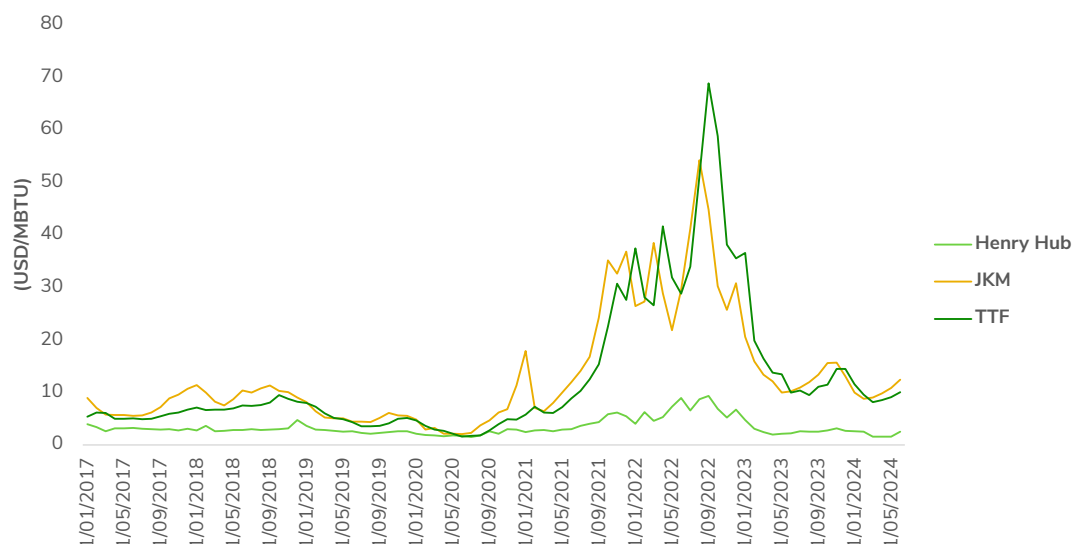
Tabla 1-2 Principales Hubs de GNL

Referencia	Región Principal	Influencia Global
TTF	Europa	Principal mercado de gas natural en Europa, ubicado en los Países Bajos, y actúa como un punto de referencia clave para los precios del gas natural en la región. Afecta precios globales del GNL, especialmente tras la crisis energética del año 2022.
Henry Hub	Estados Unidos	Se encuentra ubicado en Erath, Luisiana, y conecta con una vasta red de gasoductos en el país. Impacta exportaciones de GNL desde EE. UU. y precios en mercados globales.
JKM	Asia	Es el índice de referencia para los precios spot de gas natural licuado (GNL) en Asia, específicamente para los mercados de Japón y Corea del Sur, aunque también se utiliza ampliamente en otros mercados asiáticos.

Fuente: Elaboración UPME

El comportamiento de los precios de referencia en los principales mercados globales se detalla a continuación.

Gráfica 1-4 Evolución de los Precios del GNL en los principales mercados globales



Fuente: Elaboración UPME con datos de S&P Global PLATTS

La Gráfica 1-4 Evolución de los Precios del GNL en los principales mercados globales muestra el histórico de precios del GNL. Se observa como la recuperación económica tras la pandemia del COVID 19 marcó el inicio de una tendencia alcista en los precios y como esta se intensificó significativamente durante la reciente crisis energética, cuando el TTF superó los 60 USD/MBtu.

Entre tanto, diversos eventos contribuyeron a la volatilidad del mercado, como el sabotaje al gasoducto Nord Stream, que puso en riesgo la infraestructura energética europea en un verano

de alta demanda. Posteriormente, la huelga en instalaciones de GNL en Australia en 2023 y la escalada del conflicto entre Israel y Hamás añadieron nuevas presiones sobre los precios. (IGU, 2024). Así mismo, el mercado empieza a buscar una senda de precios más moderados. De acuerdo con información del GIIGNL⁸ 2024 Annual Report tomada de LNG Global⁹ el mercado de GNL en 2023 reportó un crecimiento moderado del 2.1% con respecto al 2022 cuando fue del 5.6%.

Sin embargo, el aumento de la demanda derivado del déficit hídrico provocado por el Fenómeno de El Niño en la segunda mitad de 2023 y los primeros meses de 2024 generó nuevas presiones hacia el incremento en los precios del GNL. La reducción en la disponibilidad de energía hidroeléctrica obligó a varios países a recurrir al gas natural para suplir sus necesidades energéticas, intensificando la competencia por el suministro. En este contexto, el GIIGNL reportó que Colombia registró el mayor aumento de la demanda de GNL en el continente, impulsado por la necesidad de garantizar el abastecimiento eléctrico durante el fenómeno climático.

Contratos de GNL

El precio del GNL varía según el tipo de contrato bajo el cual se comercializa, lo que influye en su estabilidad y exposición a la volatilidad del mercado. Existen tres categorías principales de contratos: spot, de corto plazo y de largo plazo, cada uno con características particulares en cuanto a duración, flexibilidad y mecanismos de fijación de precios. La elección entre estos contratos depende de factores como las condiciones de oferta y demanda, la coyuntura geopolítica y los costos asociados a la producción, licuefacción y transporte marítimo.

Contratos spot, Los contratos spot corresponden a transacciones de corto plazo, en las que el precio del GNL se determina en función de la oferta y demanda al momento de la operación. Estos precios son altamente volátiles, ya que responden rápidamente a cambios en el mercado, como eventos climáticos, conflictos geopolíticos o interrupciones en el suministro.

El GNL negociado bajo este esquema se transa en mercados clave que sirven como referencia global, entre ellos, el JKM (Japan Korea Marker) en Asia, el TTF (Title Transfer Facility) en Europa y Henry Hub en EE.UU.

Los contratos spot ofrecen mayor flexibilidad, siendo particularmente útiles para compradores que necesitan cubrir déficits inesperados o asegurar acceso inmediato al suministro. En el caso de Colombia, de acuerdo con el análisis de los precios de importación revisado más adelante, hasta el momento todas las transacciones se han realizado bajo este esquema.

Contratos de corto plazo, Los contratos de corto plazo tienen una duración variable que, según diferentes fuentes consultadas, oscila entre 3 y 5 años, aunque algunos pueden extenderse hasta 10 años. Estos acuerdos pueden estar vinculados a precios spot, pero con descuentos o ajustes dependiendo del volumen negociado y las condiciones del mercado. En ciertos casos, incluyen precios fijos o fórmulas híbridas que combinan referencias spot con precios de largo plazo.

En términos de volatilidad, estos contratos son menos sensibles a cambios en el mercado en comparación con los contratos spot, pero ofrecen mayor flexibilidad que los contratos de largo plazo. No obstante, dependiendo de la coyuntura del mercado, pueden resultar más costosos que los contratos de largo plazo y no brindan la misma estabilidad en los costos del suministro.

Contratos de largo plazo, Los contratos de largo plazo tienen una duración de entre 10 y 20 años y están diseñados para garantizar el suministro sostenido de GNL, facilitando además la viabilidad financiera de las infraestructuras de producción y exportación.

Si bien no existe una estructura de precios estándar debido a la confidencialidad de los acuerdos, en general incluyen dos componentes:

- Parte fija: cargo por licuefacción, transporte, impuestos y costos de exportación.

⁸ International Group of Liquefied Natural Gas Importer

⁹ https://gnlglobal.com/giignl-importaciones-netas-de-gnl-en-2023-alcanzaron-las-401-mt-un-crecimiento-del-21-con-respecto-a-2022/?utm_source=chatgpt.com

- Parte indexada: porcentaje vinculado a un precio de referencia, como el TTF, JKM o Henry Hub.

En los últimos años, estos contratos han evolucionado, separándose gradualmente de su vinculación con los precios del petróleo y adoptando estructuras más alineadas con los hubs de referencia del gas natural.

Los contratos de largo plazo suelen ser denominados LNG SPAs (Sale and Purchase Agreements for GNL). Según la literatura disponible y la experiencia de actores del sector, el margen aplicado en estos contratos puede situarse entre el 8% y el 20%.

La gran diversidad en los mecanismos de precios ha llevado a mayores coberturas sobre la volatilidad del mercado afectando los costos asumidos por compradores y vendedores. La duración de largo plazo o las cantidades de volúmenes contratadas, han estado sujetas en mayor medida a garantizar la amortización de las inversiones¹⁰.

Finalmente, pese a la complejidad del mercado, se proyecta un aumento cercano al 50 % en la capacidad mundial de exportación de GNL (IEA, 2024) y por otro lado, según el World LNG Report de 2024, la capacidad instalada en 2023 alcanzó los 483,3 millones de toneladas por año (MTPA), con una proyección de expansión, respaldada por acuerdos de pre-cierre financiero, que llevaría esta capacidad a 1.046 MTPA entre 2027 y 2030. Esta expansión, respaldada por acuerdos de pre-cierre financiero, refuerza la consolidación del mercado global de GNL, generando expectativas de mayor flexibilidad y precios más competitivos en el mediano plazo.

1.3.2. Gas Licuado de Petróleo

El GLP, compuesto principalmente por propano y butano, es un combustible clave en sectores como el residencial, industrial, petroquímico y transporte, y su comercio depende de dinámicas geopolíticas, precios del crudo y estrategias de abastecimiento. En este contexto, la creciente producción de GLP en regiones como Estados Unidos, Medio Oriente y Asia-Pacífico, junto con la evolución de los patrones de consumo en economías emergentes, ha redefinido su papel en la matriz energética global. Este apartado analiza los principales factores que determinan la oferta, la demanda y la estructura de precios del GLP en el mercado internacional.

La oferta global del GLP está influenciada por factores como la capacidad de procesamiento de gas natural, la calidad y composición del gas húmedo destinado a procesamiento, y las inversiones en proyectos de exploración y producción de petróleo a largo plazo que proyectan futuras reservas.

De acuerdo con datos de (World LPG Association (WLPGA), 2023), entre 2010 y 2019, la demanda global de GLP creció a una tasa promedio del 3% anual mostrando un crecimiento sostenido. En 2022, la demanda global de GLP creció un 3,5%, alcanzando un nivel récord de 342 millones de toneladas. Este aumento se atribuye en gran medida al incremento del consumo en Asia, especialmente en países como India y China, impulsado por el crecimiento de los sectores agrícola, industrial y de transporte.

Durante la pandemia, el GLP mantuvo su relevancia, especialmente en los sectores residencial y petroquímico, donde su demanda creció debido al aumento en la producción de empaques y equipos médicos. En 2022, el consumo petroquímico superó los 90 millones de toneladas, consolidándose como uno de los principales usos del GLP a nivel global. (World LPG Association (WLPGA), 2023).

En cuanto a la oferta, en 2020, la producción mundial de GLP cayó un 1,3% con respecto a 2019, alcanzando 327 millones de toneladas, con una composición del 65% proveniente del procesamiento de gas natural y el 35% de refinerías. Sin embargo, en 2021, la producción global aumentó un 2%, situándose en 333 millones de toneladas, y en 2022, creció un 3,6%, llegando

¹⁰ https://www.youtube.com/watch?v=_cSqjxoek9c

a 346 millones de toneladas. (World LPG Association (WLPGA), 2023).

De acuerdo con el Informe Anual del Sector GLP 2023-2024, Estados Unidos lidera la producción global, con 97 millones de toneladas en 2022 (equivalente al 30% de la producción mundial) y un crecimiento a 104,7 millones de toneladas en 2023, impulsado por la expansión de hidrocarburos no convencionales y el desarrollo de infraestructura exportadora. Aproximadamente el 90% de su producción proviene del procesamiento de gas natural, lo que lo consolida como el mayor exportador mundial de GLP.

En términos de producción global, China ocupa el segundo lugar, con 51 millones de toneladas en 2023, representando un incremento del 7,2% respecto al año anterior. Este crecimiento se ha apoyado en operaciones de refinería y en importaciones de GLP desde Estados Unidos. Arabia Saudita, el tercer mayor productor, registró 27 millones de toneladas en 2022, aunque redujo su producción a 25,5 millones en 2023. Canadá, en cuarto lugar, produjo 16,5 millones de toneladas en el mismo período.

1.4. Carbón

El carbón a nivel mundial se ha presentado como una fuente clave de energía primaria considerando su rol dentro de la industrialización y desarrollo de economías emergentes¹¹. Su uso más significativo se encuentra en la generación de electricidad (Carbón térmico), así como en las industrias, donde se emplea en procesos de producción (Carbón metalúrgico).

En particular, respecto de su producción a nivel mundial, Wood Mackenzie, en su informe “Global thermal coal: 5 things to look for in 2024” publicado en enero de 2024, anticipa un aumento en las exportaciones de carbón térmico por parte de los dos principales proveedores, Indonesia y Australia, como respuesta a un incremento proyectado en la demanda (descrito más adelante). Adicionalmente, el documento planteó la posibilidad de que se registre un incremento en las exportaciones provenientes de Rusia, resaltando que este escenario presenta un nivel de incertidumbre sujeto al desarrollo de la crisis geopolítica entre esta país y Ucrania. Adicionalmente, de acuerdo con la información contenida en el documento, los analistas indican que las exportaciones de Estados Unidos y Colombia podrían mantenerse estables o disminuir ligeramente.

Por otra parte, la demanda global de carbón ha mostrado una tendencia creciente en los últimos años, alcanzando niveles récord a pesar de los esfuerzos globales por la transición energética. Tras la abrupta caída en el consumo de este combustible debido a los efectos de la pandemia de COVID-19, la demanda mundial de carbón se recuperó rápidamente, registrando un máximo histórico de 8.415 millones de toneladas en 2022. Este aumento fue impulsado por el consumo de economías emergentes como China e India, que mantienen una fuerte dependencia del carbón. Además, los precios del gas natural se dispararon a niveles históricos como consecuencia de la crisis energética global, agravada por la invasión de Ucrania por parte de Rusia, lo que llevó a un mayor uso del carbón para la generación eléctrica.

Según el informe “Coal 2024” de la Agencia Internacional de Energía (AIE), esta tendencia continuó en 2024, cuando la demanda global de carbón alcanzó un nuevo récord de 8.7 mil millones de toneladas. China, en particular, sigue desempeñando un papel central en el mercado mundial, consumiendo un 30% más de carbón que el resto del mundo combinado. En contraste, en economías desarrolladas como Estados Unidos y la Unión Europea, el uso de carbón para la generación de electricidad ha disminuido significativamente, en gran parte debido a la adopción de energías renovables y políticas de descarbonización (*The Guardian*).

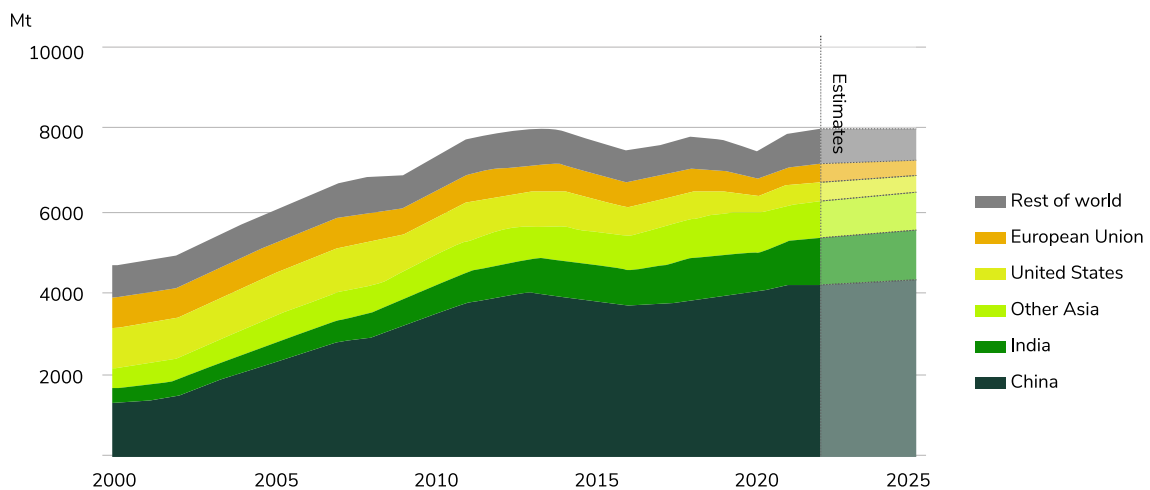
Las proyecciones de la AIE indican que la demanda mundial de carbón alcanzará su punto máximo en esta década, bajo las políticas actuales. Este fenómeno se explica por la reducción estructural del

11 BP Energy Outlook 2018, La demanda de energía crece a medida que el mix energético continúa diversificándose

consumo en las economías avanzadas y las perspectivas económicas menos favorables para China. Sin embargo, persiste la incertidumbre respecto a cuándo exactamente se producirá este pico, a qué nivel se alcanzará y con qué rapidez disminuirá el consumo después de ese punto (IEA, 2023).

A pesar de estas perspectivas, la AIE prevé que la demanda mundial de carbón se mantendrá en niveles cercanos a su récord durante los próximos años, con una posible estabilización hasta 2027. Este comportamiento estaría influenciado por la creciente adopción de energías renovables, que podrían absorber el crecimiento de la demanda energética global. No obstante, factores como las condiciones climáticas, la evolución de la demanda eléctrica y la política energética en las principales economías seguirán desempeñando un papel clave en la configuración del mercado mundial del carbón en los próximos años.

Gráfica 1-5 Proyección IEA de consumo mundial de carbón - 2025



Fuente: (IEA, 2023)

Por otro lado, Wood Mackenzie en su informe “Global thermal coal: 5 things to look for in 2024” publicado el pasado enero de 2024, prevé un aumento de las exportaciones de carbón térmico de los dos principales proveedores, Indonesia y Australia, en el año que viene. También es probable que aumenten las exportaciones rusas, pero no se sabe en qué medida. Adicionalmente, menciona que las exportaciones de Estados Unidos y Colombia pueden permanecer estables o disminuir ligeramente; pero, en conclusión, la demanda de china y la oferta de Indonesia serán los principales factores que determinarán si 2024 puede superar a 2023.

Adicionalmente, se evidencia según lo mencionado por Wood Mackenzie que el riesgo de una recesión mundial ha disminuido considerablemente en 2024, y se prevé que el crecimiento del PIB mundial sea del 2,6% en 2024, que es el mismo que en 2023. Sin embargo, a pesar de una pequeña disminución del crecimiento en China hasta el 4,58% en 2024 desde el 5,21% en 2023, se espera que otras economías asiáticas crezcan más del 5% (Wood Mackenzie, 2024).

2. CONTEXTO NACIONAL

De acuerdo con el “PEN 2022 -2052”, los gases combustibles siguen teniendo una participación representativa en los diferentes sectores, por ejemplo, para la generación de energía eléctrica, el gas natural continúa siendo esencial y, en el sector residencial, los gases combustibles siguen siendo la opción más económica para usos como la cocción y calentamiento de agua, superando a la electricidad en términos de costo por kilovatio/hora. De igual manera, en el sector terciario, los gases combustibles siguen siendo la mejor opción para equipos como hornos y calderas, ya que su mayor poder calorífico y menor costo los consolidan como la opción más viable a corto plazo.

En el sector industrial, los gases combustibles mantienen su liderazgo en aplicaciones de calor directo e indirecto. Por otro lado, en el transporte, el gas natural y el GLP se presentan como alternativas al diésel y la gasolina, junto a los vehículos eléctricos ligeros que han logrado avances significativos en eficiencia. Sin embargo, los altos costos iniciales de estos vehículos siguen limitando su adopción masiva, manteniendo a los combustibles fósiles como la opción predominante en muchas categorías de transporte.

En línea con lo anterior, el análisis de los precios de los distintos energéticos en Colombia revela un panorama dinámico, influenciado por factores internos y externos. Recursos como el gas natural, el Gas Natural Licuado (GNL) importado y el Gas Licuado de Petróleo (GLP), los combustibles líquidos (gasolina, diésel y combustible de aviación, Jet A-1) y el carbón térmico, desempeñan roles fundamentales en el desarrollo energético y económico del país.

Este capítulo se centra en el contexto nacional explorando las variables que determinan los precios de estos energéticos, las dinámicas de oferta y demanda, y los desafíos específicos que enfrenta cada sector. Cada tipo de energético tiene particularidades que condicionan su comportamiento en el mercado.

El precio del petróleo emerge como un factor clave, afectando de manera directa a los combustibles líquidos e indirectamente a los gases combustibles y al carbón. Sin embargo, la influencia de la oferta y la demanda varía considerablemente entre ellos. Por ejemplo, el mercado del gas natural en Colombia, al ser aun predominantemente local, está más condicionado por la disponibilidad del recurso y la infraestructura de transporte. En contraste, el precio del carbón térmico, debido a las significativas reservas globales y el perfil exportador del país, está determinado en mayor medida por la demanda internacional.

Además, se consideran las presiones asociadas a la transición energética global y los cambios en las tendencias de consumo. Estos factores están transformando sectores estratégicos del país y plantean retos y oportunidades para garantizar la sostenibilidad y la competitividad del sector energético colombiano.

2.1. Gases Combustibles

2.1.1. Gas Natural

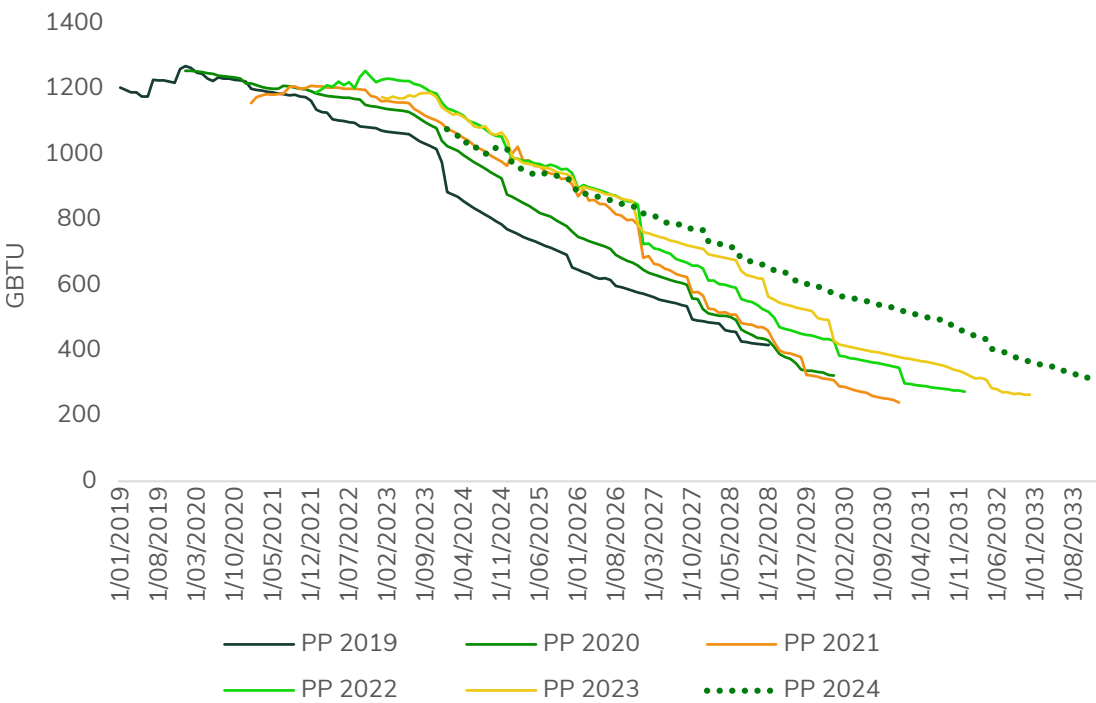
Las últimas proyecciones de demanda realizadas por la UPME en el documento “Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica, Potencia Máxima y Gas Natural 2023-2037”, permiten valorar los efectos de diferentes tendencias de crecimiento de los sectores de consumo no térmico, aunado

con diversas exigencias térmicas por efecto de variaciones estacionales asociadas a la intensidad y duración del Fenómeno de El Niño.

Se destaca particularmente el escenario de Demanda 2 (Media), el cual estima una tasa de crecimiento promedio anual para la década 2022-2032 del orden de 0,4% y para el período 2032-2038 de 1,5%. Hacia diciembre de 2038 la demanda media nacional alcanzaría valores de 1.223 GBTUD.

En lo que respecta a la oferta, el “Documento ETPAGN 2023 -2038”, presenta la información consolidada de la declaración de producción 2023- 2032 publicada inicialmente por el MME a través de la Resolución No. 00478 del 30 de mayo de 2023, modificada posteriormente mediante la Resolución No. 00943 del 05 de septiembre de 2023 y finalmente por la Resolución 01743 del 28 de diciembre de 2023.

Gráfica 2-1 Comparativo del potencial de producción entre 2019 y 2024

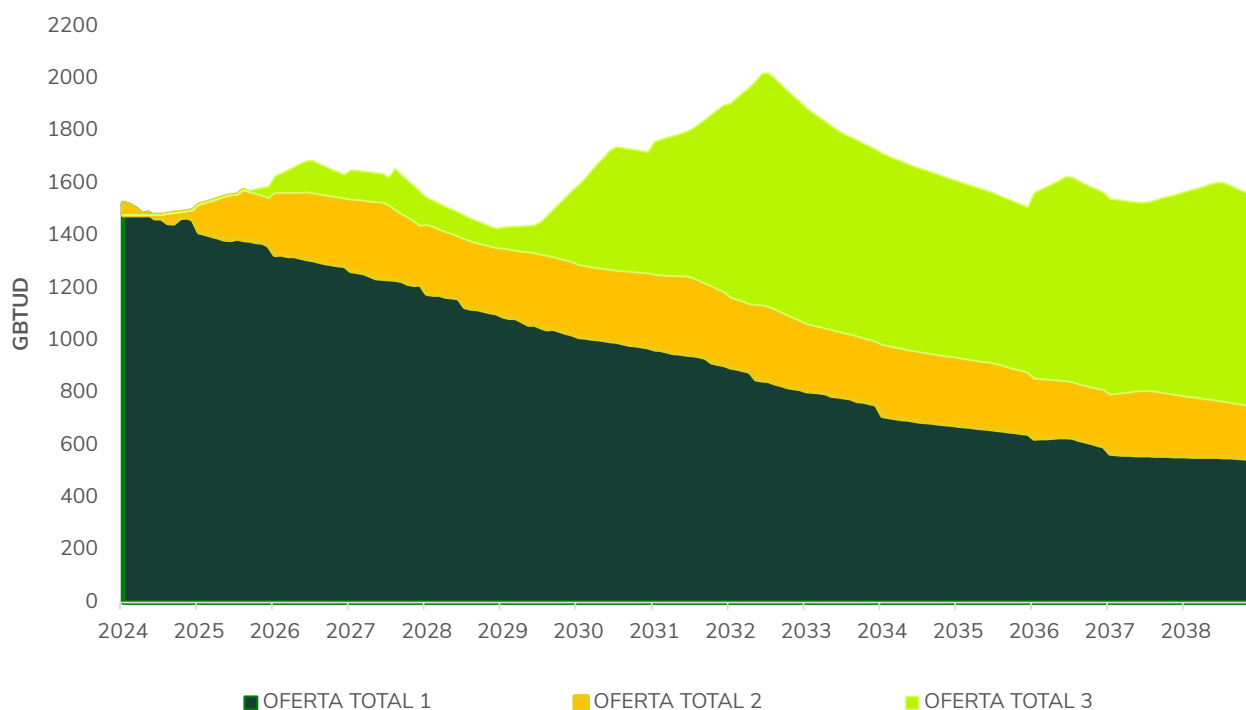


Fuente: Documento ETPAGN 2023 - 2038

El cambio de la última actualización sobre el potencial de producción agregado fue inferior al 0,01%, en términos generales y, de acuerdo con el ETPAGN 2023 - 2038 se evidencia una disminución a lo largo del tiempo que se debe principalmente a la explotación de las reservas de gas natural declaradas. Esta explotación conduce a una reducción en los volúmenes remanentes de proyectos comerciales debido a la declinación natural de los campos, lo que afecta la disponibilidad de la oferta. Por ejemplo, si se comparan las cantidades agregadas reportadas en 2019 respecto a 2023, se presenta una reducción superior al 20%, al pasar de 3.251 a 2.567 TBTU reportados.

Por otro lado, el documento presenta un análisis de escenarios de oferta basado en la información institucional de la ANH y el MME publicada en 2024, y las perspectivas del operador de infraestructura de importación sobre la ampliación de capacidad y el potencial disponible de gas natural. Este análisis evalúa alternativas de crecimiento progresivo de la oferta de gas natural a partir de diversas fuentes nacionales e importadas. A nivel nacional, se consideran cantidades asociadas a reservas y recursos contingentes, excluyendo los recursos prospectivos por su incertidumbre.

Gráfica 2-2 Escenarios de oferta para balance



Fuente: Documento ETPAGN 2023 – 2038

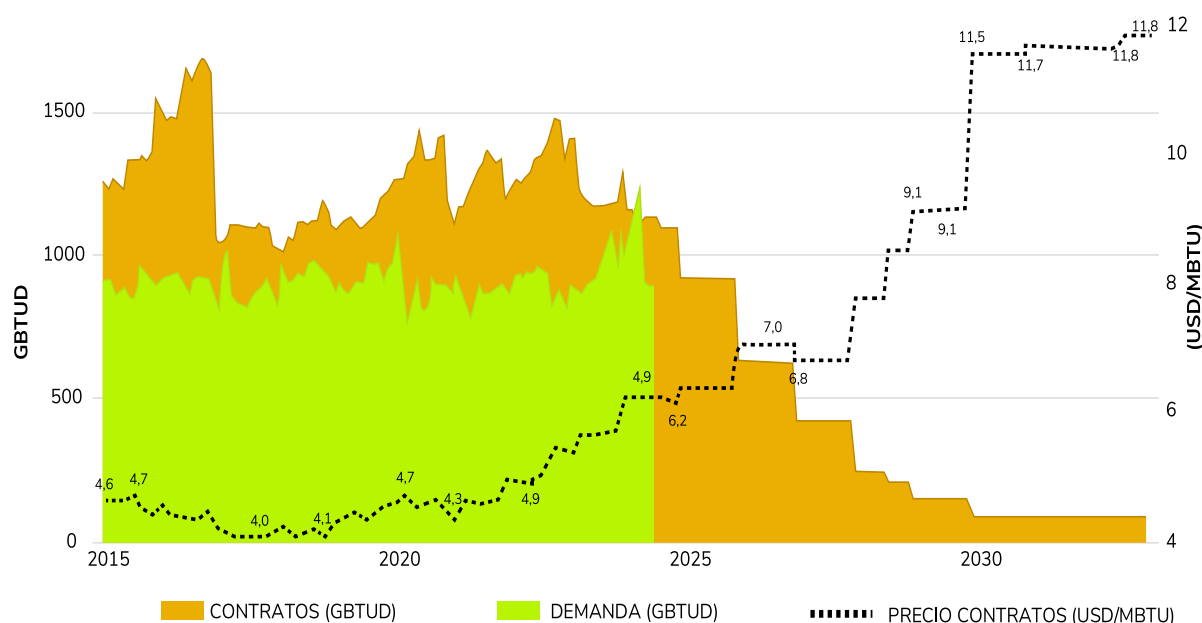
En términos generales, el primer escenario de oferta se basa en las cantidades estimadas con menor incertidumbre. Los escenarios posteriores consideran la incorporación de oferta adicional mediante la ampliación del potencial de recuperación de proyectos existentes, la entrada de recursos ya descubiertos que requieren diferentes niveles de inversión y desarrollo de infraestructura para su comercialización, y la implementación de alternativas de importación para garantizar el suministro a corto, mediano y largo plazo.

De acuerdo con lo anterior, el ETPAG 2023 – 20238 presenta un análisis de las proyecciones de oferta adicional necesaria para satisfacer la demanda media. Este análisis concluye que los riesgos de abastecimiento continuarán durante esta década y aumentarán progresivamente a partir del inicio de la próxima. Esto como consecuencia del no aumento la oferta nacional y la garantía del suministro de gas importado con las capacidades de referencia proyectadas, incluyendo el acceso libre a todos los sectores de demanda cuando las condiciones del mercado lo permitan.

Contratos Gas Natural

A continuación, se realiza una breve presentación de los precios alcanzados en la contratación vigente del mercado primario hasta junio de 2024, tanto para todo el mercado, como para los sectores más representativos de la demanda. La Gráfica 2-3 contiene las cantidades totales de gas natural contratadas en el país, la demanda total y los precios ponderados por las cantidades contratadas de todas las modalidades de contrato de gas natural.

Gráfica 2-3 Contratos de suministro y precios del mercado primario de gas natural¹²



Fuente: Elaboración UPME con información del Gestor de Mercado de Gas Natural – Corte a junio de 2024

Como se observa en la Gráfica 2-3 los precios de contratación presentan una senda escalonada ya que se mantienen fijos por diferentes periodos de tiempo, dado que se pactan precios con actualizaciones periódicas. Así mismo, se observa que la demanda se ha mantenido constante, ya que sus variaciones se mantienen sobre su media excepto por el último periodo observado que puede estar influenciado por el mayor consumo para generación térmica dadas las condiciones climáticas producidas por el fenómeno de El Niño. Finalmente, se observa por primera vez que en el quinquenio 2020 - 2025 la demanda sobrepasó los contratos del mercado primario, de igual forma se evidencia que los contratos van con tendencia a la baja, mientras la demanda fluctúa en sus históricos.

Así mismo, la gráfica permite observar que durante el quinquenio 2015 - 2020 los precios no superaron 4,7 USD/MBTU; en contraste con lo corrido del quinquenio 2020 – 2025 donde se llegó a un nivel de 6,3 USD/MBTU. Sin embargo, se puede advertir que, hasta julio de 2022 los precios ponderados estuvieron por debajo de los 5 (USD/Mbtu), fecha desde la cual se observa un incremento sostenido para los periodos posteriores de contratación. Lo anterior, puede ser ocasionado por la percepción de una menor oferta nacional en el corto y mediano plazo. La Gráfica 2-3 muestra las declaraciones de producción entre 2020 y 2024, evidenciando que, en la primera declaración publicada en 2024, el nivel del potencial de producción proyectado para el periodo hasta 2027 se encuentra por debajo de los reportes realizados en años anteriores.

Finalmente, y como consecuencia de todo lo anterior, el país ha experimentado una evolución significativa en su dinámica de importación de gas natural, influenciada principalmente por factores como, la disminución de las reservas disponibles y la evolución normativa.

La Gráfica 2-4 presenta el histórico de precios de importación de GNL correspondientes a los periodos en los que sí se realizaron estas operaciones. Los precios se muestran en dos modalidades: FOB (Free on Board) y CIF (Cost, Insurance, and Freight).

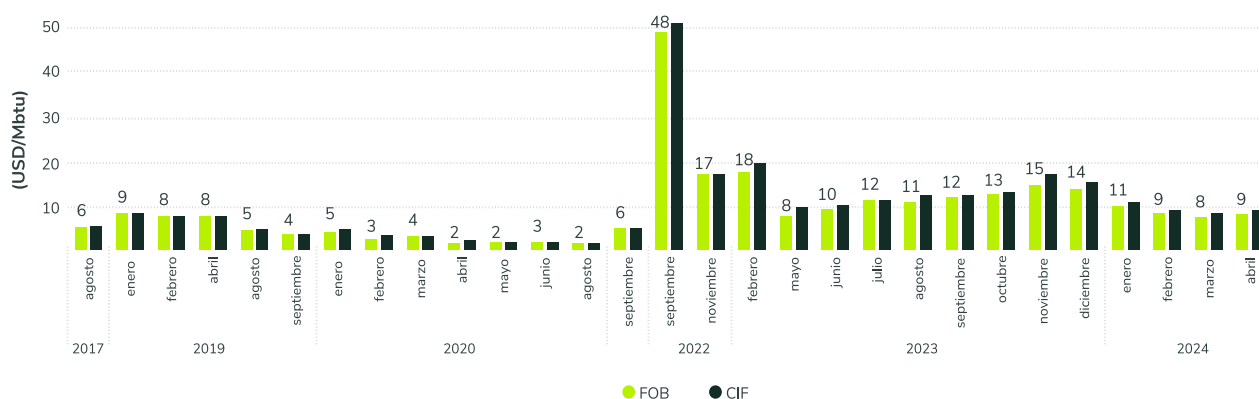
El precio FOB representa el valor pagado por el importador al vendedor, incluyendo el costo del producto y los gastos asociados hasta que la mercancía es entregada en el terminal de

¹² Para tener una mejor visualización y mayor disposición de la información, puede consultar los tableros BI del Gestor del Mercado de Gas Natural:

exportación. Por su parte, el precio CIF refleja el valor total pagado por la mercancía puesta en el puerto de destino (o terminal de importación), e incluye el precio FOB más los costos de transporte y seguro marítimo, que cubre la mercancía durante su tránsito.

Analizando las diferencias entre ambos precios, se puede inferir que estos valores incorporan no solo el costo del gas, sino también los gastos relacionados con la licuefacción, el almacenamiento y otros procesos hasta su carga en los buques de transporte.

Gráfica 2-4 Precios de importación GNL en Colombia



Fuente: Elaboración UPME Estadísticas de importación - DIAN

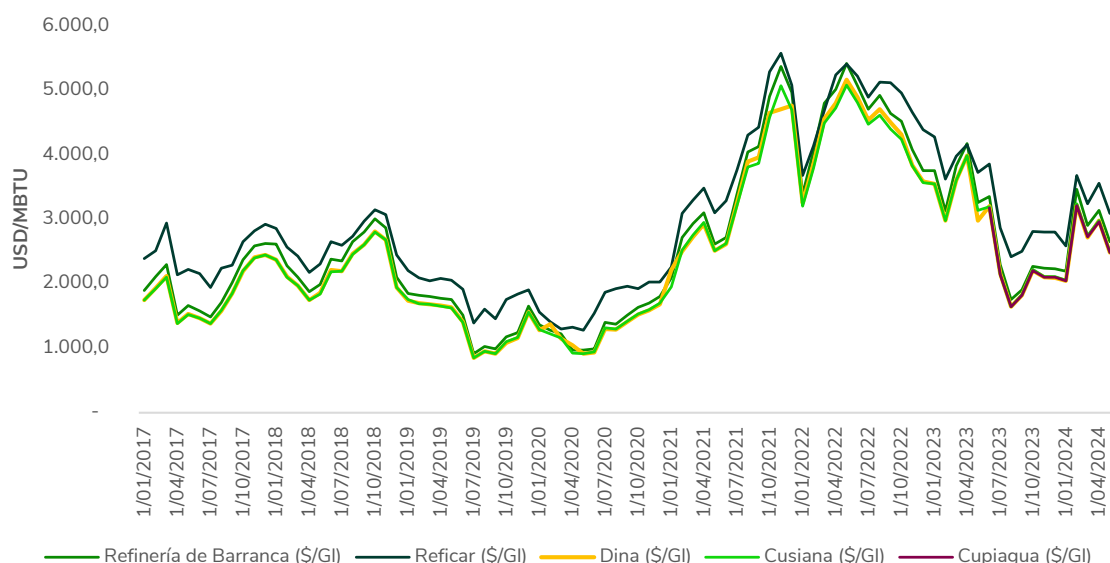
Ahora bien, si antes de 2023, en Colombia no se registraron importaciones de GNL de manera regular, lo cierto es que dada la necesidad identificada en los análisis de oferta y demanda analizada en el ETPAGN 2023 – 2038, es necesario diversificar las fuentes para la atención de las necesidades de abastecimiento. Sin embargo, es importante reconocer que los precios asociados a un posible incremento en las importaciones estarán influenciados por las dinámicas internacionales y la mayor disponibilidad de gas en el mercado global.

2.1.2. Gas Licuado de Petróleo

El GLP, por su parte, enfrenta desafíos relacionados con la logística y distribución en regiones apartadas. A pesar de ser un energético clave, utilizado principalmente en el sector residencial para cocinar, calentar agua y como fuente de energía en zonas rurales donde no llega el gas natural. También tiene aplicaciones industriales, en el transporte y recientemente ha ganado relevancia como combustible alternativo para sectores como el automotriz y el náutico.

La producción de GLP en Colombia proviene de dos fuentes, refinación del petróleo y procesamiento de gas natural. En 2023, de acuerdo con los informes de los productores a la SSPD, la mayor parte de la producción nacional de GLP se concentra en los llanos orientales, específicamente en el corredor conocido como el tren del piedemonte llanero, que incluye los campos Cusiana, Cupiagua y Floreña, ubicados en el departamento de Casanare y responsables del 68% del total. Esta concentración, junto con el aporte de las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, plantea un desafío crítico para el abastecimiento. Eventuales fallas operativas o problemas en las vías de acceso terrestres podrían ocasionar restricciones significativas en la oferta, difíciles de compensar con otras fuentes nacionales. Además, esta región enfrenta una reducción natural en los volúmenes de producción debido al agotamiento progresivo de los yacimientos.

Gráfica 2-5 Precios de GLP en Colombia



Fuente: Elaboración UPME con datos de Ecopetrol

El precio del GLP en el país está influenciado por los costos de producción, transporte y las fluctuaciones en los precios internacionales. La dependencia de las importaciones lo hace más vulnerable a la volatilidad del mercado global. La Gráfica 2-5 muestra los precios de los principales campos de producción de Colombia. Se observa durante el periodo de finales de 2021 la fuerte influencia del mercado internacional, en el contexto de la crisis energética, los precios internos superaron los 5.000 COP/Gal.

Actualmente, el mercado de GLP en Colombia presenta un desbalance entre la oferta nacional y la demanda, debido a la declinación natural de los campos de producción y la menor disponibilidad desde las refinerías. Este desajuste ha llevado a un aumento en las importaciones. Hasta el año 2016, las importaciones de GLP en Colombia, según los datos reportados en el SUI, eran ocasionales y realizadas exclusivamente por Ecopetrol, como respuesta a contingencias operativas, fallas en el proceso de las refinerías o campos productores. Sin embargo, en la medida en que la producción del campo Cusiana se redujo, seguido de la salida de operación del campo Floreña en el segundo semestre de 2016 y a medida que los aportes de las refinerías de Barrancabermeja y del campo Apiay se hicieron limitadas, un grupo privado de inversionistas denominado G5 y conformado por las organizaciones Almagas, Chilco, Colgas, Montagas y Vidagas¹³ a partir del año 2017, comenzó a realizar importaciones regulares de GLP a través del Puerto de Cartagena, operado por Okianus, con el objetivo de cubrir el déficit de la oferta nacional.

Posteriormente, en 2019 se incrementó la actividad de importación por parte del sector privado, mediante la apertura de una segunda terminal de importación, también ubicada en Cartagena, por parte del operador portuario Plexaport, dada la disminución continua de la producción nacional de GLP, de manera que las importaciones experimentaron un incremento significativo, superando las 100 mil toneladas anuales por primera vez, ese año. En los años siguientes, los agentes privados han mantenido su actividad importadora en el rango de entre 8.000 a 47.000 toneladas/año, mientras que Ecopetrol importó pequeñas cantidades en 2021 y en 2022, pero no reportó importaciones en 2020 ni en 2023.

En 2024, sin embargo, las cantidades importadas de GLP alcanzaron la cifra más alta de la historia; cerca de 163.000 toneladas fueron importadas solamente por el sector privado, siendo Ecopetrol el responsable de importar alrededor de 5.220 toneladas en el último año.

13 Gasnova, Informe GLP 2023

Con la proyección de una oferta nacional en declive, actualmente se están desarrollando nuevas capacidades de importación y terminales portuarias, lo que contribuirá a garantizar el abastecimiento del mercado.

2.2. Refinados (Gasolina, Diésel, Jet Fuel y Fuel Oil)

En Colombia, los precios de los combustibles líquidos como los de la gasolina motora corriente - GMC y el diésel, a nivel nacional, se encuentran regulados por los Ministerios de Hacienda y Crédito Público y de Minas y Energía, en línea con lo dispuesto en artículo 244 de la Ley 2294 de 2023, correspondiente al Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026.

En este mismo sentido, la Resolución 40193 del 21 de junio de 2021, que delega funciones de regulación del sector de combustibles líquidos en la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), asigna a esta entidad la responsabilidad de definir las tarifas y márgenes relacionados con la remuneración de las actividades de transporte, logística, comercialización y distribución en la cadena de suministro de los combustibles en el mercado regulado. Específicamente, la estructura de precio de venta al público de la gasolina corriente y el diésel a nivel nacional se encuentra definida en la Resolución 40112 de 2021, representada en la Tabla 2-1, donde se plantea la sumatoria simple de componentes que remuneren a todos los agentes de la cadena que intervinieron en la producción, distribución y comercialización de estos productos.

Tabla 2-1 Estructura de precios GMC Oxigenada y Diésel con mezcla

Estructura precio GMC oxigenada y Diésel con mezcla	Tipo de Componente
1. Proporción - Ingreso al Productor fósil	Fijado por Ministerio de Minas y Energía, y de Hacienda y Crédito Público
2. Proporción - Ingreso al Productor Biocombustible (Etanol para la GMC y Biodiésel para el ACPM)	Fijado por Ministerio de Minas y Energía, y de Hacienda y Crédito Público
3. Ingreso al productor	Subtotal
4. Impuesto Nacional IP Fósil	Impuesto
5. IVA sobre IP Fósil	Impuesto
6. Impuesto al Carbono IP Fósil	Impuesto
7. Tarifa de Marcación	Fijado por CREG
8. Tarifa de Transporte por poliductos	Fijado por CREG
9. Tarifa de Transporte del Biocombustible	Fijado por CREG
10. Precio Máximo de Venta al Distribuidor Mayorista	Subtotal
11. Sobretasa (sobre la proporción fósil en el caso del GMC y la mezcla para el Diésel)	Impuesto
12. IVA sobre el margen del distribuidor mayorista	Impuesto
13. Precio Máximo en Planta de Abastecimiento Mayorista	Subtotal
14. Margen del distribuidor minorista	Fijado por CREG
15. Pérdida por evaporación	Fijado por Gobierno Nacional
16. Transporte de la planta de abastecimiento mayorista a estación.	Fijado por MME o según disposición Alcaldía Municipal
17. Precio de Referencia de Venta por galón. \$/GAL	Total

Fuente: Elaboración UPME con información de Resolución 40112 del 2021

Ahora bien, los precios regulados de los combustibles gasolina motor corriente y diésel a nivel nacional, están vinculados al funcionamiento del Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC), cuya operación está regulada por el Decreto 1068 de 2015 y las Resoluciones 180522 de 2010 y 40736 de 2015. Este fondo tiene como objetivo mitigar las fluctuaciones de los precios internacionales de los refinados en el costo final para los consumidores en Colombia.

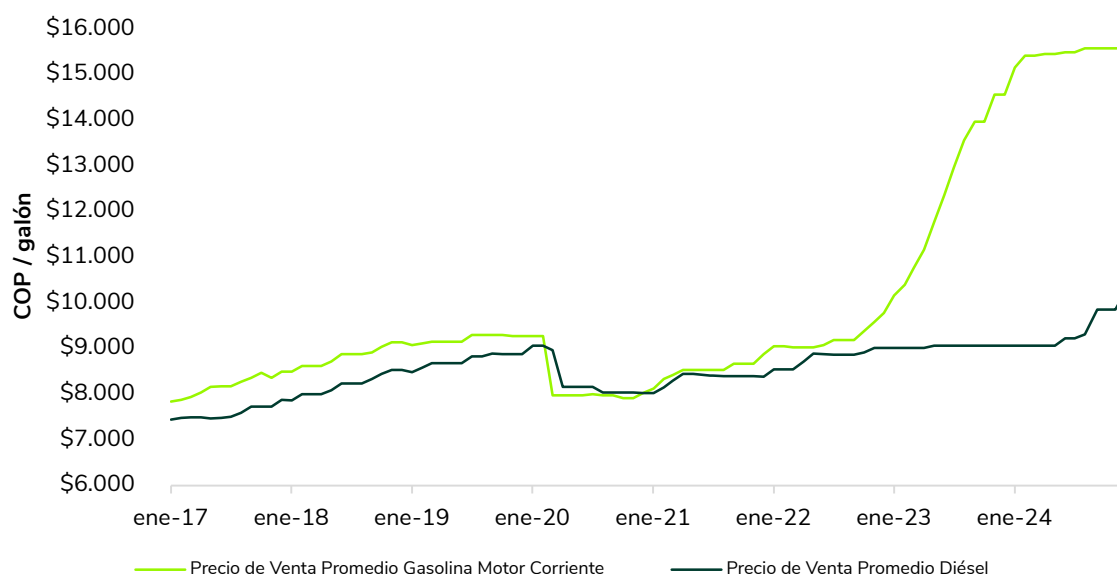
En particular, a partir de la Ley 1151 de 2007, (Plan Nacional de Desarrollo 2006-2010) se creó el Fondo de Estabilización de Precios de Combustibles (FEPC) como un fondo “... sin personería jurídica, adscrito y administrado por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público” destinado a “atenuar en el mercado interno, el impacto de las fluctuaciones de los precios de los combustibles en los mercados internacionales”. Siendo este un mecanismo destinado a mitigar el impacto de las fluctuaciones de los precios internacionales de combustibles en el mercado interno colombiano.

Con esto, ante el elevado costo fiscal derivado del funcionamiento del FEPC, que en 2022 fue de \$37 billones (2,5% del PIB), y con el fin de seguir asegurando el suministro de combustibles y promover a su vez avances en transición energética, en 2023 el Gobierno nacional continuó el desmonte gradual de la estabilización en precios a la gasolina motor corriente y mantuvo estable el precio del diésel.

Así, en el transcurso del 2023, los Ministerios de Hacienda y Energía efectuaron incrementos mensuales promedio de \$400 por galón en el precio de referencia (o máximo) de la gasolina corriente. Es decir, un incremento acumulado, respecto del vigente en diciembre de 2022, del 48% (\$4.850 por galón), cerrando diciembre de 2023 con un precio de referencia para Bogotá de \$14.973 por galón.

A continuación, se presenta la variación en precio de venta al público de referencia históricos desde 2017 para estos refinados.

Gráfica 2-6 Precio Promedio histórico de referencia gasolina motor corriente y diésel



Fuente: Elaboración UPME con datos propios

Ahora bien, en relación con el precio del jet fuel, este cuenta con lineamientos según lo dispuesto en la ley 681 de 2001 y la ley 1450 de 2011, donde el IP tiende a un precio internacional.

Por otro lado, el precio del fuel oil no cuentan con un mecanismo regulatorio que defina su valor a nivel nacional, y, por lo tanto, su remuneración y márgenes son fijados en el mercado.

2.3. Biocombustibles

En Colombia, los biocombustibles, específicamente el etanol (alcohol carburante) y el biodiésel, han desempeñado un papel crucial en la diversificación de la matriz energética, la promoción del desarrollo rural y la protección del medio ambiente. A continuación, se presenta un análisis de la oferta, demanda y precios de estos combustibles, basado en estadísticas de Fedepalma, Fedebiocombustibles y el Ministerio de Minas y Energía.

El biodiésel en Colombia, el cual es mezclado con el diésel fósil con un mandato obligatorio¹⁴ dado por los Ministerios de Minas y Energía, de Ambiente y Desarrollo Sostenible, de Agricultura y de Hacienda y Crédito Público, detallado más adelante, se produce principalmente a partir del aceite de palma, lo que ha impulsado significativamente la agroindustria palmera. Según datos de Fedebiocombustibles, la producción nacional de biodiésel (la cual abastece 100% de la demanda nacional por este producto) ha mostrado un crecimiento constante en los últimos años. Durante el primer semestre de 2022, la demanda de biodiésel aumentó un 13% en comparación con el mismo periodo del año anterior, alcanzando un consumo promedio mensual de 17 millones de galones, lo que representa el 5% de la demanda total de diésel fósil mezclado (183 millones de galones de Diésel).

Este incremento en la demanda se atribuye a la reactivación económica y al aumento en las mezclas obligatorias de biodiésel en el diésel convencional. En cuanto a la oferta, la capacidad instalada de producción de biodiésel en el país es suficiente para satisfacer la demanda interna, permitiendo mezclas superiores al 10%. Sin embargo, factores como la disponibilidad de materia prima y las políticas gubernamentales influyen en los porcentajes de mezcla establecidos.

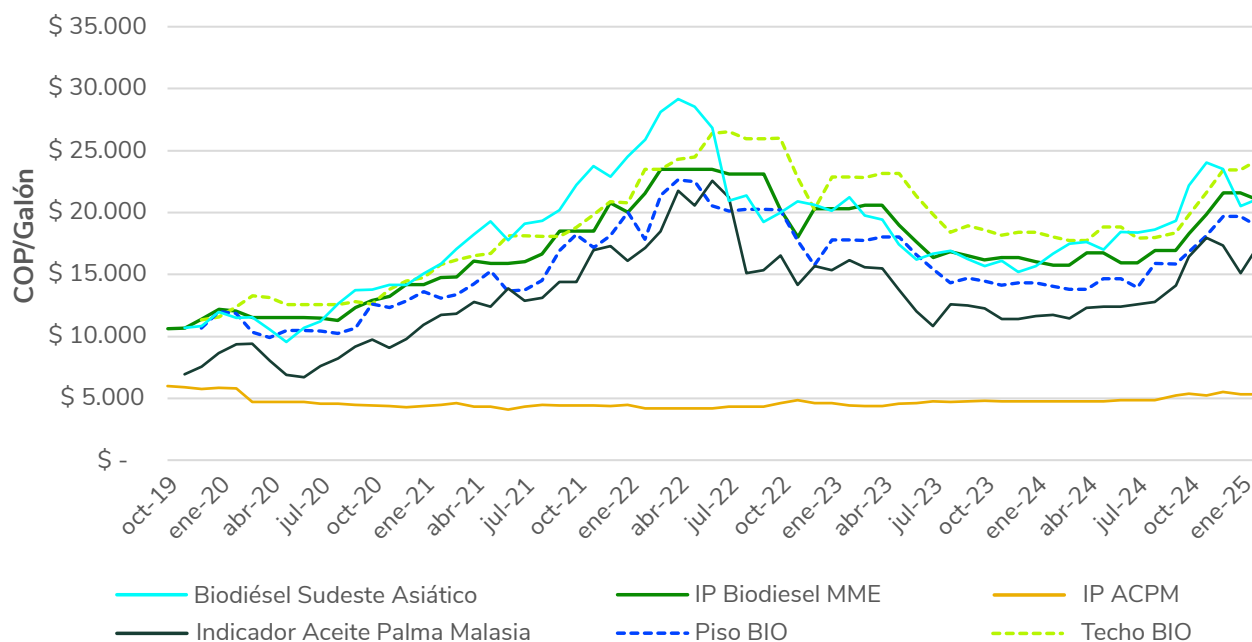
En términos de precios, a nivel nacional el mismo se encuentra regulado bajo las disposiciones del Ministerio de Minas y Energía y de Hacienda y Crédito Público. En particular, para el biodiésel se establece un procedimiento de cálculo de remuneración¹⁵ (Ingreso al Productor) que considera el costo de oportunidad al que se ve enfrentado el productor del biodiésel si, en lugar de producir el biocombustible, hubiese comercializado el aceite de palma como materia prima considerando las cotizaciones de este producto en el mercado más líquido a nivel global que es el de Malasia. Luego, la metodología incorpora una canasta de insumos sustitutos utilizados en la producción de biodiésel en la región, como la estearina, la soya y el sebo. Este enfoque permite determinar un precio de paridad internacional competitivo y eficiente para la remuneración del biodiésel en el mercado nacional. Finalmente, el proceso de cálculo incorpora unas bandas de crecimiento o decrecimiento del precio del biodiésel a nivel nacional considerando el percentil 90 en el histórico de variaciones registrados para las cotizaciones de la materia prima en Malasia.

A continuación, se presenta la estimación del precio del biodiésel a nivel nacional bajo la aplicación de la metodología ya descrita con sus respectivas bandas de ajuste. Adicionalmente, se presenta el Ingreso al Productor del diésel fósil considerando el beneficio FEPC histórico a nivel nacional (Ver Sección 2.2), mostrando así que el incentivar el uso de biocombustibles enfrenta un reto significativo al contar un sustituto fósil contaminante, pero de menor valor económico.

¹⁴ Artículo 244 Ley 2294 del 2023.

¹⁵ Resolución MME 40400 del 2019.

Gráfica 2-7 Ingreso al Productor Biodiésel



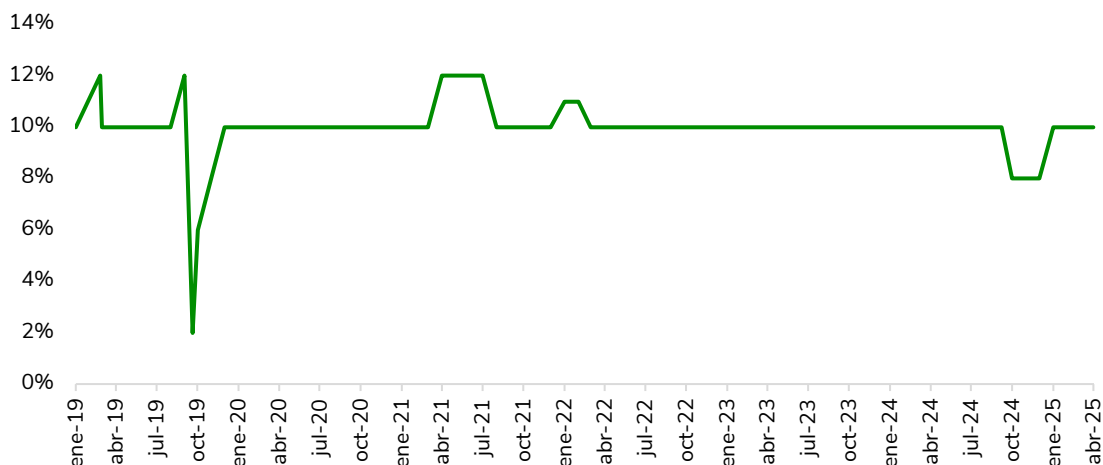
Fuente: Elaboración UPME con datos MME

De acuerdo con los datos de Fedebiocombustibles, considerando la remuneración del biodiésel, el valor de las ventas sectoriales de biodiésel durante el primer semestre de 2022 creció un 64% respecto al mismo periodo de 2021, alcanzando cerca de 3 billones de pesos. Este aumento se explica por la devaluación del peso colombiano, el incremento en los precios de las materias primas y la reactivación económica.

Finalmente, es importante destacar que la regulación de precios a nivel nacional influye directamente en la oferta de biodiésel. Si la señal de precio establecida por el regulador no refleja de manera coherente las condiciones del mercado internacional, tanto en las cotizaciones del producto como en el costo de sus materias primas, los productores nacionales podrían no tener incentivos para mantener su producción y, en consecuencia, reducirla para minimizar pérdidas. Por el contrario, una remuneración eficiente y competitiva puede incentivar un aumento en la oferta, lo que permitiría al gobierno nacional evaluar la posibilidad de incrementar el uso de biodiésel en el país.

En este contexto, la mezcla de biodiésel con diésel fósil en Colombia se ha mantenido relativamente estable en los últimos años, con un porcentaje actual del 10% en cada galón distribuido a nivel nacional. Sin embargo, como se observa en la siguiente gráfica, antes de 2022 la mezcla alcanzó temporalmente el 12% por galón. Este incremento no fue sostenible en el tiempo debido a las limitaciones en la producción nacional de biodiésel. En esos períodos, la insuficiencia de oferta para mantener el nivel del 12% obligó a reducir la mezcla por debajo del 10%, implementando un ajuste gradual que permitiera regresar al 10% en función de los inventarios disponibles.

Gráfica 2-8 Histórico porcentaje de mezcla biodiésel con diésel fósil



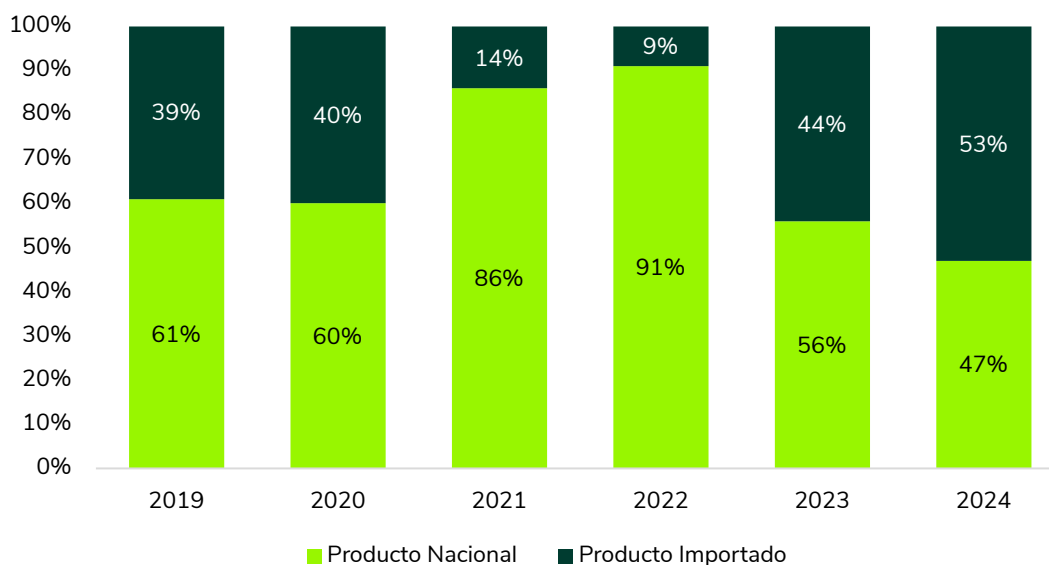
Fuente: Elaboración UPME con datos MME

Por su parte, en Colombia, el etanol, al igual que el biodiésel, se rige por un mandato de mezcla y se produce a partir de caña de azúcar. Durante el primer semestre de 2022, la demanda de etanol experimentó un aumento del 9% en comparación con el mismo período del año anterior. El consumo mensual promedio alcanzó los 9 millones de galones, representando el 5% de la demanda de gasolina fósil mezclada, que fue de 191 millones de galones de gasolina motor corriente.

La producción nacional de etanol también creció un 8,9% en el primer semestre de 2022, en comparación con el mismo período de 2021. Este incremento se atribuye a la recuperación de la industria azucarera, la política de mezcla nacional y la necesidad de un mayor suministro de biocombustible, impulsada por el aumento en el consumo nacional de gasolina motor corriente debido a la reactivación económica tras la pandemia de COVID-19.

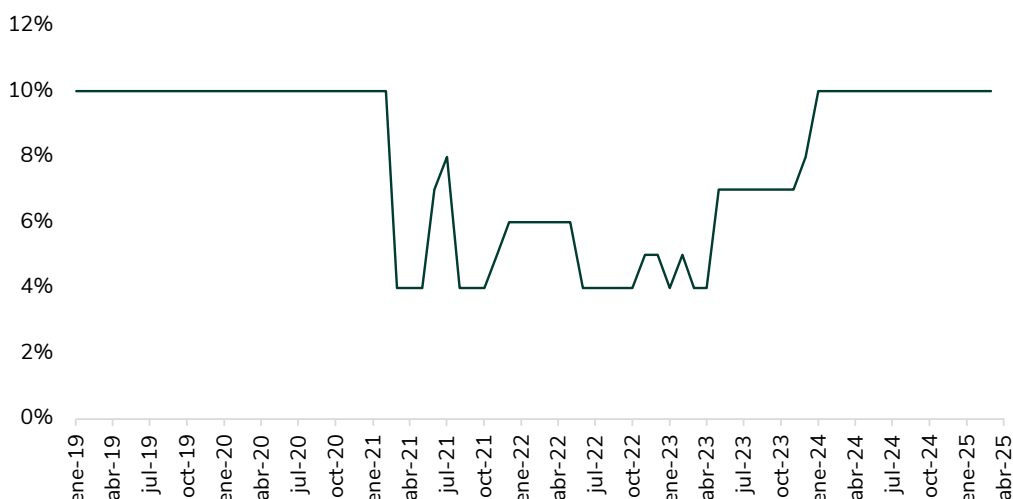
A diferencia del biodiésel, el abastecimiento de etanol en Colombia ha dependido históricamente de importaciones, principalmente de Estados Unidos. A continuación, se presenta la participación anual de la producción nacional e importada en el suministro de este biocombustible, así como las variaciones en el mandato de mezcla con la gasolina fósil.

Gráfica 2-9 Participación Producto Nacional vs Importado en Abastecimiento de Etanol



Fuente: Elaboración UPME con datos MME

Gráfica 2-10 Histórico porcentaje de mezcla etanol con GMC

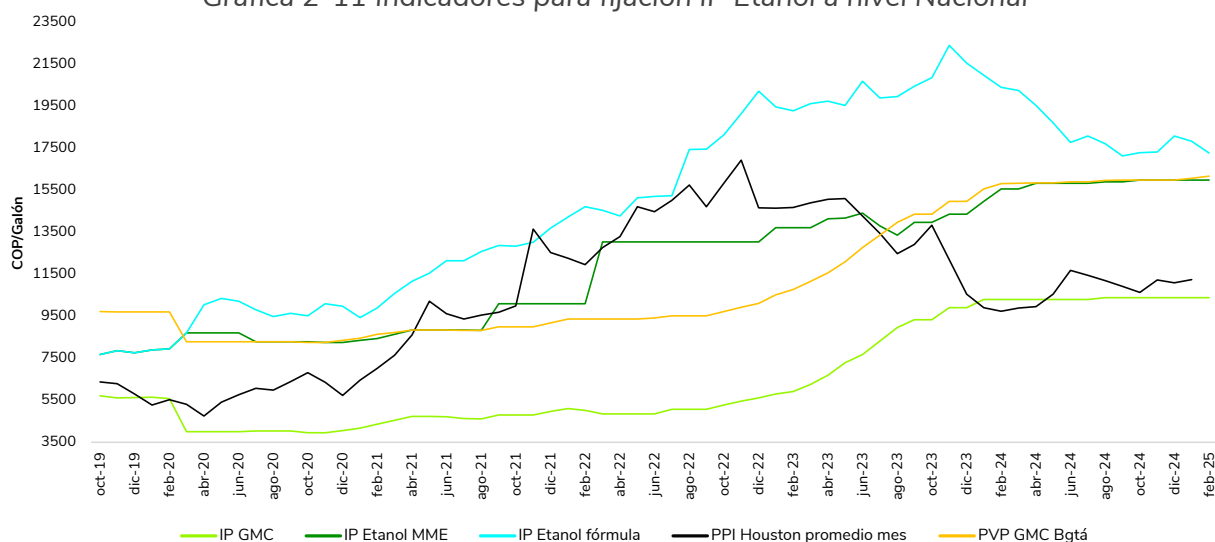


Fuente: Elaboración UPME con datos MME

Ahora bien, como se observa en la gráfica superior, el porcentaje de mezcla de etanol a nivel nacional ha mostrado cierta volatilidad, especialmente entre mediados de 2021 y 2023. Durante este período, la importación de etanol para satisfacer el abastecimiento nacional alcanzó su nivel más bajo en los últimos dos años. Estas fluctuaciones se explican por la dinámica de la remuneración (ingreso al productor) del etanol en ese lapso.

La Gráfica 2-11 detalla el comportamiento del ingreso al productor del etanol, establecido a nivel nacional, junto con las variables que determinan su fijación por parte del Ministerio de Minas y Energía y del Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

Gráfica 2-11 Indicadores para fijación IP Etanol a nivel Nacional



Fuente: Elaboración UPME con datos MME y Fedebiocombustibles

Específicamente, la metodología vigente¹⁶ para fijar el Ingreso al Productor del Etanol (IP Etanol MME+MHCP) busca compensar al productor de este biocombustible considerando su costo de oportunidad. En Colombia, este costo se refleja en las ventas potenciales de azúcar para consumo, en lugar de etanol. Con base en esto, la metodología establece, en una primera etapa, la estimación del precio de paridad de exportación del azúcar (Azúcar en Londres) calculando su equivalente de etanol en pesos/galón (véase en la Gráfica 2-11 como el valor “IP Etanol formula”, tomando como referencia el mercado mundial del azúcar en Londres. Una vez obtenido este valor,

¹⁶ Resolución MME 180643 del 2012

se compara con el precio de venta al público de un galón de gasolina motor corriente oxigenada en Bogotá, del mes inmediatamente anterior (PVP GMC Bogotá). El Ingreso al Productor del Etanol será el menor de estos dos componentes.

La Gráfica 2-11 presentada ilustra cómo el regulador fijó el IP del Etanol siguiendo las particularidades descritas hasta agosto de 2021. En ese momento, que coincide con la reducción de las importaciones de etanol (Gráfica 2-9), el precio internacional del etanol en Estados Unidos superaba el IP Etanol fijado a nivel nacional. Esto significa que el IP Etanol nacional no era suficiente para adquirir producto importado (debido a su mayor precio), lo que llevó a la necesidad de reducir el porcentaje de mezcla nacional al no contar con la oferta suficiente para garantizar una mezcla del 10%. Según la información de la Gráfica 2-11 y las resoluciones del Ministerio de Minas y Energía y del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, se suspendió la aplicación de la metodología de la Resolución MME 180643 del 2012, y el ministerio estableció una remuneración equivalente al precio de paridad internacional del etanol para asegurar el abastecimiento nacional con una mezcla del 10%.

Cuando el precio internacional del etanol descendió por debajo del resultado de la aplicación de la metodología de la Resolución MME 180643 del 2012, se retomó la fijación del IP según las disposiciones de la norma, regulando nuevamente el volumen importado y la mezcla al 10%.

2.4. Carbón

En Colombia, el carbón es la única fuente de energía completamente desregulada, y coexisten dos mercados diferenciados: el internacional y el nacional. El precio del carbón destinado a la exportación se ha visto influenciado por el precio del petróleo en el mercado internacional, mientras que el precio en el mercado nacional está asociado en gran medida al comportamiento en precio de sus sustitutos.

Dicho esto, de acuerdo con los datos de la Federación Nacional de Productores de Carbón – Fenalcarbón y de la Agencia Nacional de Minería – ANM, Colombia es uno de los mayores exportadores de carbón térmico a nivel mundial¹⁷ y los precios de este recurso han estado marcados por las dinámicas de la demanda internacional, especialmente en Europa y Asia. Sin embargo, la transición energética global ha comenzado a reducir el consumo de carbón en mercados clave, lo que podría afectar los ingresos nacionales por exportaciones. A nivel local, el carbón sigue siendo una fuente importante para la generación de energía en zonas no interconectadas y para algunos sectores industriales. No obstante, los precios internos están influenciados por los costos de transporte, dado que las principales minas se encuentran alejadas de los centros de consumo. En este contexto, el sector enfrenta el desafío de adaptarse a un mercado global que avanza hacia la descarbonización.

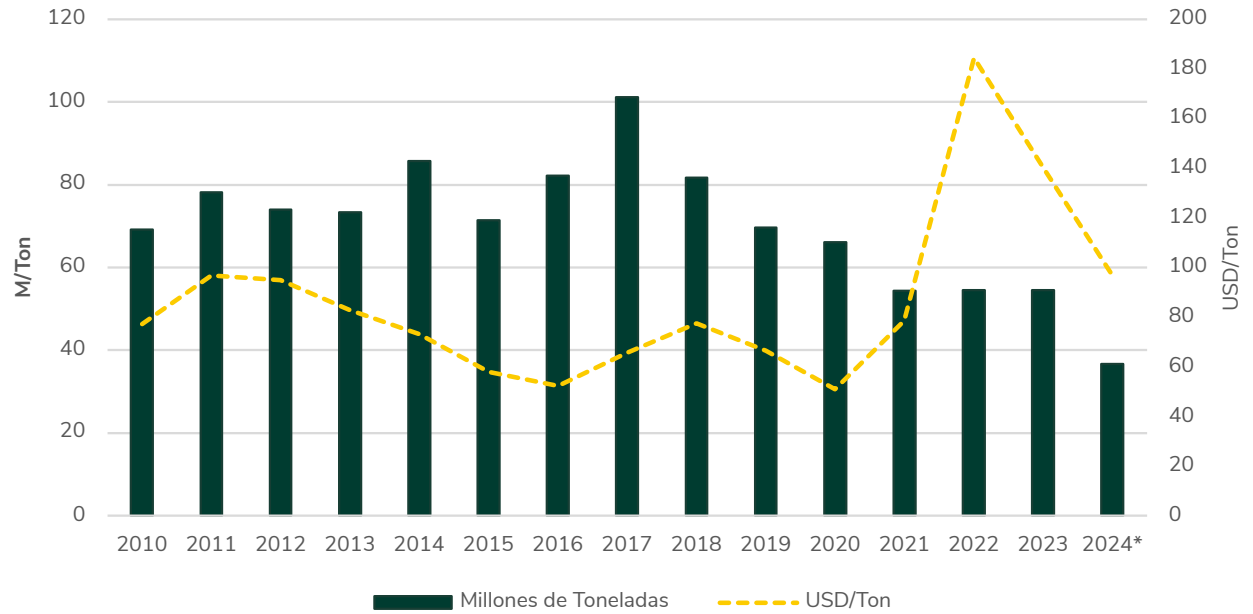
En cuanto a la disponibilidad de reservas de carbón Mineral en el país, el DANE publicó en su Boletín técnico, el pasado mes de julio, que, con el stock de cierre registrado en el año 2023 y manteniendo los mismos niveles de extracción, se proyecta una disponibilidad para 84 años (DANE, 2024).

De acuerdo con cifras del DANE, las exportaciones de carbón térmico colombiano provienen principalmente de los departamentos de César, La Guajira y Norte de Santander; lo anterior, basado en datos recopilados desde el año 2010 hasta mediados de 2024. En los últimos cuatro años, los países que más han consumido este carbón son Turquía, los Países Bajos y Chile.

17 <https://www.anm.gov.co/rueda-de-negocios-carbon-termico-en-colombia> & <https://fenalcarbon.org.co/2024/02/14/la-demanda-mundial-de-carbon-llego-a-sus-maximos-niveles-en-2023/#:~:text=LA%20DEMANDA%20MUNDIAL%20DE%20CARB%C3%93N%20LLEG%C3%93%20A%20SUS%20M%C3%81XIMOS%20NIVELES%20EN%202023,-Colombia%20se%20mantiene&text=FENALCARB%C3%93N.,%2C%20Australia%2C%20Sud%C3%A1frica%20y%20Rusia.>

En cuanto al comportamiento de los precios de exportación en los últimos catorce años (2010-2024), el promedio de compra del carbón colombiano para Chile, Países Bajos y Turquía ha sido de US\$103/tonelada, US\$97/tonelada y US\$82/tonelada, respectivamente. En 2022, se observó un notable repunte en los precios, siendo ese año el de mayores valores, con promedios de US\$221/tonelada para Chile, US\$188/tonelada para Países Bajos y US\$171/tonelada para Turquía. A continuación, se muestra la relación histórica de las exportaciones de carbón térmico colombiano, expresadas en millones de toneladas y el promedio en dólares por tonelada año:

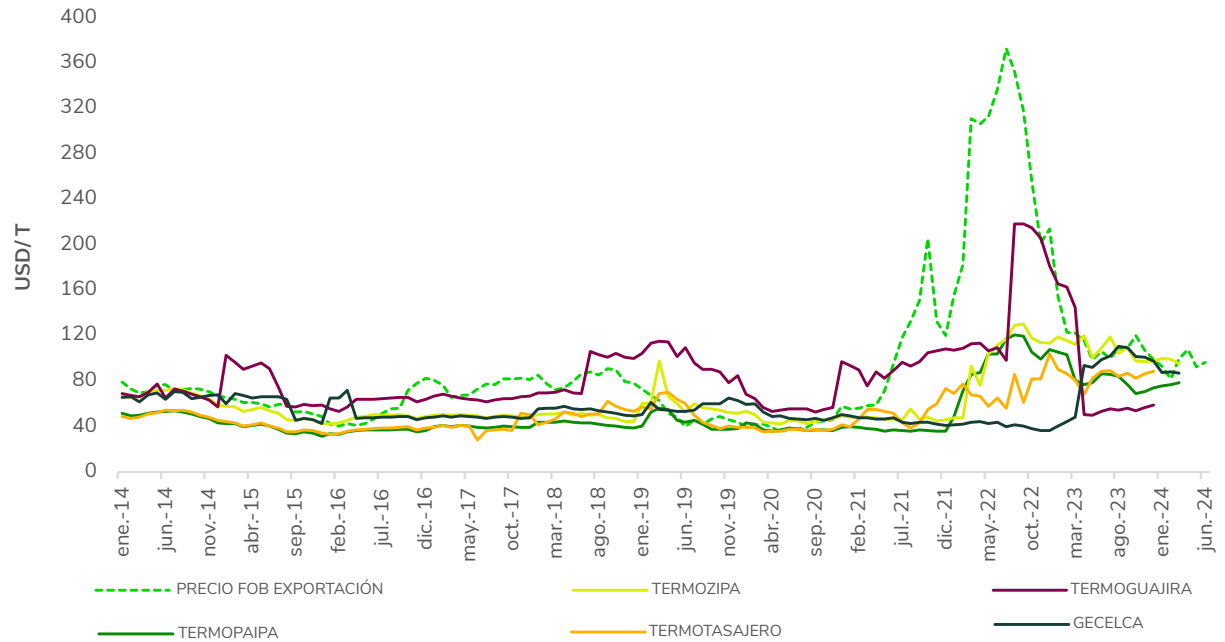
Gráfica 2-12 Exportaciones de carbón térmico colombiano



Fuente: Elaboración UPME con datos DANE

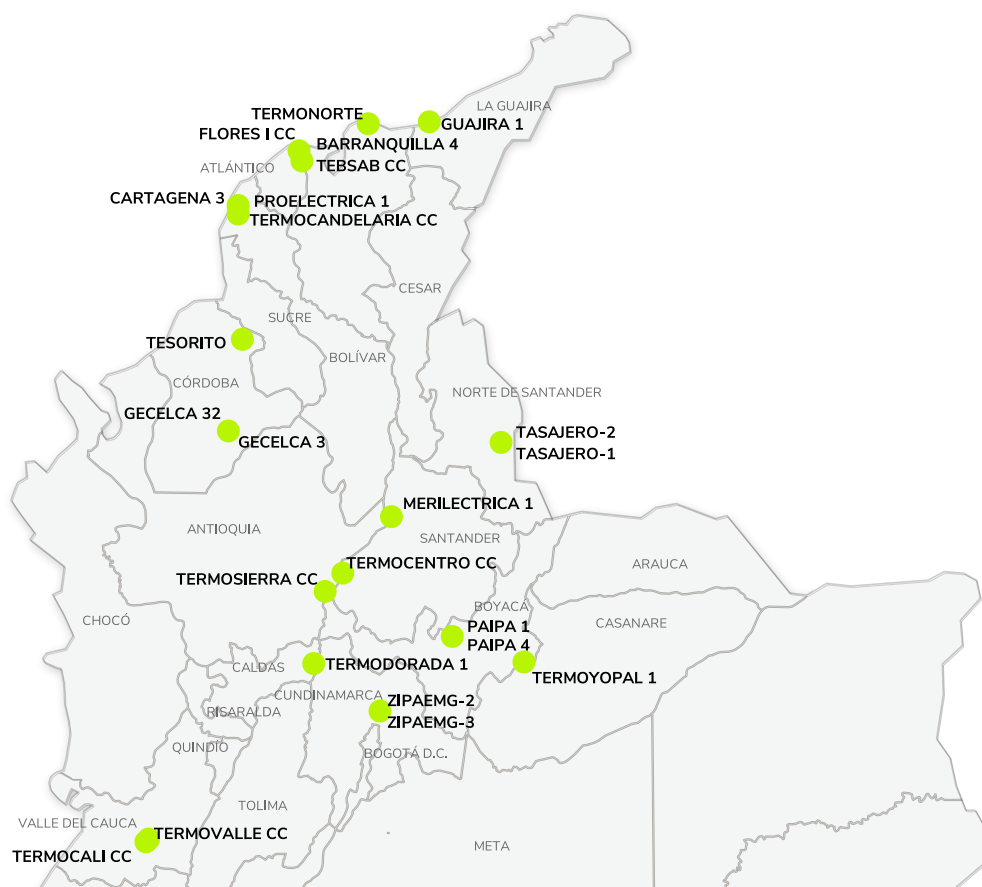
Respecto a los precios internos de carbón térmico, se consideraron los precios de compra reportados a la UPME por parte de los generadores térmicos, y se compararon con la serie de precios FOB de exportación presentada por Wood Mackenzie, cuya referencia es Puerto Bolívar.

Gráfica 2-13 Precios de compra reportados por generadores térmicos y FOB de exportación de carbón colombiano en Puerto Bolívar



Fuente: Elaboración UPME con datos Generadores Térmicos y Wood Mackenzie, UPME

Gráfica 2-14 Plantas térmicas de generación de energía eléctrica



Fuente: Elaboración UPME

Entre 2014 y finales de 2021, los precios del carbón para Termopaipa, Termozipa, Termotasajero y Gecelca se mantuvieron sin mayores variaciones, con un promedio inferior a los US50/tonelada. Sin embargo, desde 2022 hasta el primer semestre de 2024, el precio promedio para estas plantas térmicas aumentó acercándose a los US90/tonelada.

En contraste, el comportamiento del precio del carbón para Termoguajira ha sido más elevado y ha presentado mayores fluctuaciones en comparación con las demás plantas térmicas. Esto se debe, en gran parte, al costo elevado del transporte, ya que el carbón que provee esta planta proviene principalmente de Córdoba y Norte de Santander, implicando trayectos largos.

En el primer semestre de 2015, Termoguajira alcanzó un precio máximo de compra de US103/tonelada, superando el precio FOB de exportación. Posteriormente, entre julio de 2018 y julio de 2019, el precio promedio alcanzó los US106/tonelada. Sin embargo, entre agosto de 2022 y marzo de 2023, los precios se dispararon nuevamente, alcanzando niveles históricos. A partir del segundo semestre de 2023 y durante el primer trimestre de 2024, los precios comenzaron a descender, registrando un promedio de US55/tonelada.

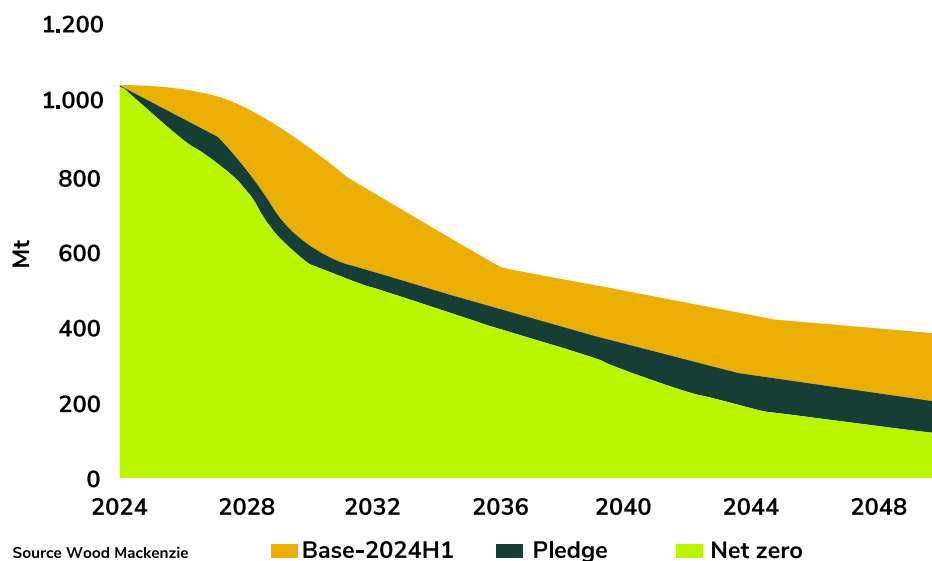
El precio FOB de exportación de Puerto Bolívar se mantuvo constante, con ligeras fluctuaciones, entre 2014 y mediados de 2021. Sin embargo, a partir de este periodo, el precio incrementó abruptamente, alcanzando un máximo de US373/tonelada en julio de 2022. Este incremento fue impulsado por la guerra entre Rusia y Ucrania, profundizando la situación de escasez de suministro, por mayor demanda para la generación de electricidad en Europa, debido a la

insuficiencia de gas natural. En promedio, el precio para el 2022 fue de US232/tonelada. Para el segundo semestre de 2023 y el primer semestre de 2024, el precio ha mostrado una tendencia a la baja, alcanzando un promedio de US102/tonelada.

La transición energética es un proceso crucial que implica un cambio en la producción, distribución y consumo de energía, con el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y combatir el cambio climático, en este sentido la gran mayoría de países, industrias y consumidores a nivel mundial vienen gestionando cambios estructurales en sus comportamientos de tal manera que se logre alcanzar el objetivo planteado en el Acuerdo de París del carbono neutralidad.

Debido a los esfuerzos que se vienen realizando por lograr la transición energética se espera que el carbón presente una fuerte tendencia a decrecer cada vez más en su participación total de la canasta minera. En efecto, según estimaciones de Wood Mackenzie a 2050 tanto la oferta como la demanda caerán por debajo de los 3.000 millones de toneladas al año y en el escenario de carbono neutralidad podría caer hasta por debajo de los 1.000 millones de toneladas y en particular la demanda y oferta de carbón térmico comercializado por medios de transporte marítimo caerán por debajo de los 120 Mt.

Gráfica 2-15 Demanda de carbón térmico transportado por mar



Fuente: Wood Mackenzie

3. METODOLOGÍA PROYECCIÓN DE PRECIOS POR ENERGÉTICO

En particular, a lo largo de este capítulo se presenta la metodología con la cual se realiza la proyección de precios de referencia propuesta por esta entidad para cada uno de los energéticos: i) gas natural nacional e importado; ii) GLP nacional e importado; iii) Combustibles Líquidos; iv) Biocombustibles y; v) Carbón. Las metodologías propuestas por esta entidad, se dividen en tres grupos:

1. Gas Natural de origen nacional.
2. Precios basados en referentes internacionales.
3. Carbón.

En la Gráfica 3-1, Gráfica 3-2 y Gráfica 3-3 se realiza un breve resumen de estas metodologías de proyección de precios, los cuales serán ampliamente explicados para cada energético.

Se aclara que las proyecciones aquí planteadas no están relacionadas con el Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU), ni a proyecciones de los componentes que lo conforman y tampoco corresponden a proyecciones de tarifas para gas natural.

En la Tabla 3-1 se presenta un comparativo de los conceptos de precio de referencia, el cual es objeto de este documento, así como del costo unitario y la tarifa con el objetivo de tener una mejor interpretación de los resultados presentados.

Gráfica 3-1 Metodología de proyección de precios Gas natural de origen nacional



Fuente: Elaboración UPME

Tabla 3-1 Comparativo de los conceptos de precio de referencia, costo unitario y tarifa

Precio de Referencia	Costo Unitario de Prestación del Servicio	Tarifa
Es el valor de referencia del suministro a nivel nacional por cada MBTU de la molécula de gas y de transporte por cada pie cúbico transportado mediante el Sistema Nacional de Transporte.	Es el costo económico eficiente de prestación del servicio al usuario final. Se calcula de acuerdo con las metodologías tarifarias definidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG para cada uno de los componentes que lo conforman y es responsabilidad del prestador su cálculo. En casos específicos, el usuario tiene poder de negociación. Utilizado para la liquidación de la factura a los usuarios.	Es la afectación del Costo Unitario de Prestación del Servicio con el subsidio o la contribución dependiendo del tipo de usuario y de acuerdo con la metodología definida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG. Utilizado para la liquidación de la factura a los usuarios.

Fuente: Elaboración UPME

En línea con los conceptos mencionados y particularmente con el de precio de referencia de Gas Natural nacional, las proyecciones realizadas corresponden a la formación de precios de contratación del suministro de gas natural en el mercado primario y como precio de referencia nacional de los diferentes campos existentes en el país, de acuerdo con el sector de consumo. Este precio de referencia se presenta como un precio puesto en el destino a través de la incorporación de los respectivos precios de referencia de transporte. Asimismo, los resultados presentados para la proyección de precios del gas natural importado (GNL) y el Gas Licuado de Petróleo (GLP) corresponden exclusivamente a precios de referencia del suministro calculados en el nodo de demanda, en este sentido se tiene en cuenta el respectivo precio de referencia de transporte.

En cuanto a los precios de los combustibles líquidos, la Resolución MME 40112 de 2021 establece la estructura de precio de venta al público de la gasolina corriente y el diésel a nivel nacional. Esta resolución contempla la suma de componentes que remuneran a todos los agentes involucrados en la cadena de producción, distribución y comercialización de estos productos. Adicionalmente, el precio de venta al público de estos combustibles incluye el impuesto al carbón (fijado por la DIAN según el factor de emisión de cada combustible), el IVA y un impuesto nacional.

Por otro lado, como ya se mencionó anteriormente, el precio del jet fuel cuenta con lineamientos según lo dispuesto en la ley 681 de 2001 y la ley 1450 de 2011, donde el IP tiende a un precio internacional, mientras el precio del fuel oil no está sujeto a un mecanismo regulatorio que defina su valor a nivel nacional. Por lo que su remuneración y margen se establecen en el mercado.

Finalmente, en la Tabla 3-2 se compilan los aspectos claves de las metodologías de proyección de precios de los energéticos las cuales son desarrolladas a lo largo de este capítulo.

Tabla 3-2 Aspectos claves de las metodologías de proyección precios

Energético	Supuestos clave	Consideraciones relevantes	Información
GN (Origen Nacional)	Precio del gas varía principalmente en función de la disponibilidad del recurso y su demanda.	- No se considera el impacto de los precios internacionales (Históricamente pocas importaciones). - Sí se incorpora mayor disponibilidad por capacidad de importación. - Las proyecciones de precios que incluyen recursos provenientes de nuevos desarrollos offshore no consideran los mayores costos asociados a su explotación.	- Gestor del Mercado de Gas Natural (precios y demanda) - MME (Oferta) - CREG (cargos de transporte) - UPME (proyecciones de oferta y demanda)
GNL	Fuerte relación entre los indicadores TTF y Henry Hub.	Se realiza la proyección para dos escenarios: - Referencia TTF: Precios spot - Referencia Henry Hub: Precios de contrato	- Platts - DIAN - Papers de referencia - Proyecciones EIA
GLP	Basados en perspectivas de la EIA: Escenario precios bajos: Reducción oferta-Brent a la baja 48 USD/Bbl en 2050.	Principales referencias Propano y Butano Mont Belvieu 60% y 40% respectivamente.	- Platts - DIAN - Referencia de precios regulados - Proyecciones EIA
Combustibles Líquidos	- Escenario Referencia: Tendencial-Brent 91 USD/Bbl en 2050. - Escenario precios altos: Incremento importante de la oferta hasta 2030- Brent 155 USD/Bbl en 2050.	- Mezcla gasolina UNL 87 USGC y Nafta USGC 70% y 30% respectivamente. - Gasolina sin subsidio. - Proyecciones del diésel a partir de su PVP, es decir, cada actualización va teniendo en cuenta los posibles desmontes de subsidio.	- Platts - DIAN - Resoluciones sobre tasas e impuestos - Publicación de precios UPME - Proyecciones EIA
Basados en perspectivas de Platts:			
Bio-combustibles	Biodiésel: fuerte relación con los precios del Biodiésel en el sudeste asiático.	Se toma como valor base a proyectar los valores del IP calculados por el MME, siguiendo la tendencia de las proyecciones Platts del Biodiésel Sudeste Asiático generado con aceite de Palma (el mercado más líquido del aceite de Palma es Malasia)	- Platts (proyecciones y datos históricos) - Publicaciones de precios UPME - Ley sobretasas - Resolución tarifas de transporte terrestre - Indicador Aceite de Palma Fedebios
	Etanol: fuerte relación entre la variación de los precios azúcar contrato 5 de Londres (variable principal para el cálculo del precio nacional) con la variación de los precios del Etanol de Brasil (elaborado principalmente con azúcar de caña).	- Para la formula del equivalente del azúcar contrato 5 Londres en Etanol Colombia, se proyectó el indicador del azúcar siguiendo la tendencia de las proyecciones Platts del Etanol en Brasil. - Para realizar la validación del PPI Etanol Estados Unidos con respecto al IP Etanol, se proyectó el precio del Etanol en la costa del golfo de Estados Unidos.	- Platts (proyecciones y datos históricos) - Estadísticas de costos de importación (PPI) del MME - Publicaciones de precios UPME - Resolución tarifas de transporte terrestre - Indicador azúcar contrato 5 en Londres Fedebios
Carbón	- Escenario base: aumento de temperatura global >2,5°C a 2100. Precios de carbón >120 USD/Ton. - Escenario de compromisos nacionales (Pledge): aumento de temperatura global ~2°C a 2100. Precios de carbón 75 a 85 USD/Ton. - Escenario de cero emisiones netas (Zero): aumento de temperatura global <1,5°C. Precios de carbón ~70 USD/Ton.	- Extensión o complemento de serie histórica de precios nacionales. - Proyección de precios nacionales a partir de los precios internacionales. - Escenarios de Wood Mackenzie.	- Argus Media (Precios de venta de - Carbón Colombiano FOB Puerto Bolívar) - Wood Mackenzie (Precio venta referencia del carbón internacional Newcastle) - Precios de venta de carbón (empresas térmicas)

Fuente: Elaboración UPME

3.1. Gas Natural

3.1.1. Gas Natural de Origen Nacional

En el ámbito de la teoría económica, un mercado competitivo se define por la presencia de numerosos oferentes y demandantes, la libertad de entrada y salida, precios determinados por la dinámica de la oferta y la demanda, y una intervención del Estado mínima o nula. Sin embargo, el mercado de gas natural en Colombia presenta una naturaleza mixta, combinando elementos de competencia e intervención por parte del regulador. A pesar de la existencia de diversos productores, una porción considerable de la oferta se concentra en unos pocos campos. En consecuencia, situaciones de escasez o disminuciones en la producción pueden provocar aumentos significativos en el precio.

Adicionalmente, el precio del gas natural en Colombia no se determina principalmente en un mercado spot, sino a través de contratos bilaterales de mediano y largo plazo, en los cuales las condiciones (volumen, precio, duración) se negocian directamente entre las partes. Aunque existen mecanismos institucionales como las subastas y el Mercado Primario de Gas para promover la competencia y la transparencia, no todos los agentes participan activamente en estos espacios, lo que limita el acceso a la información de precios.

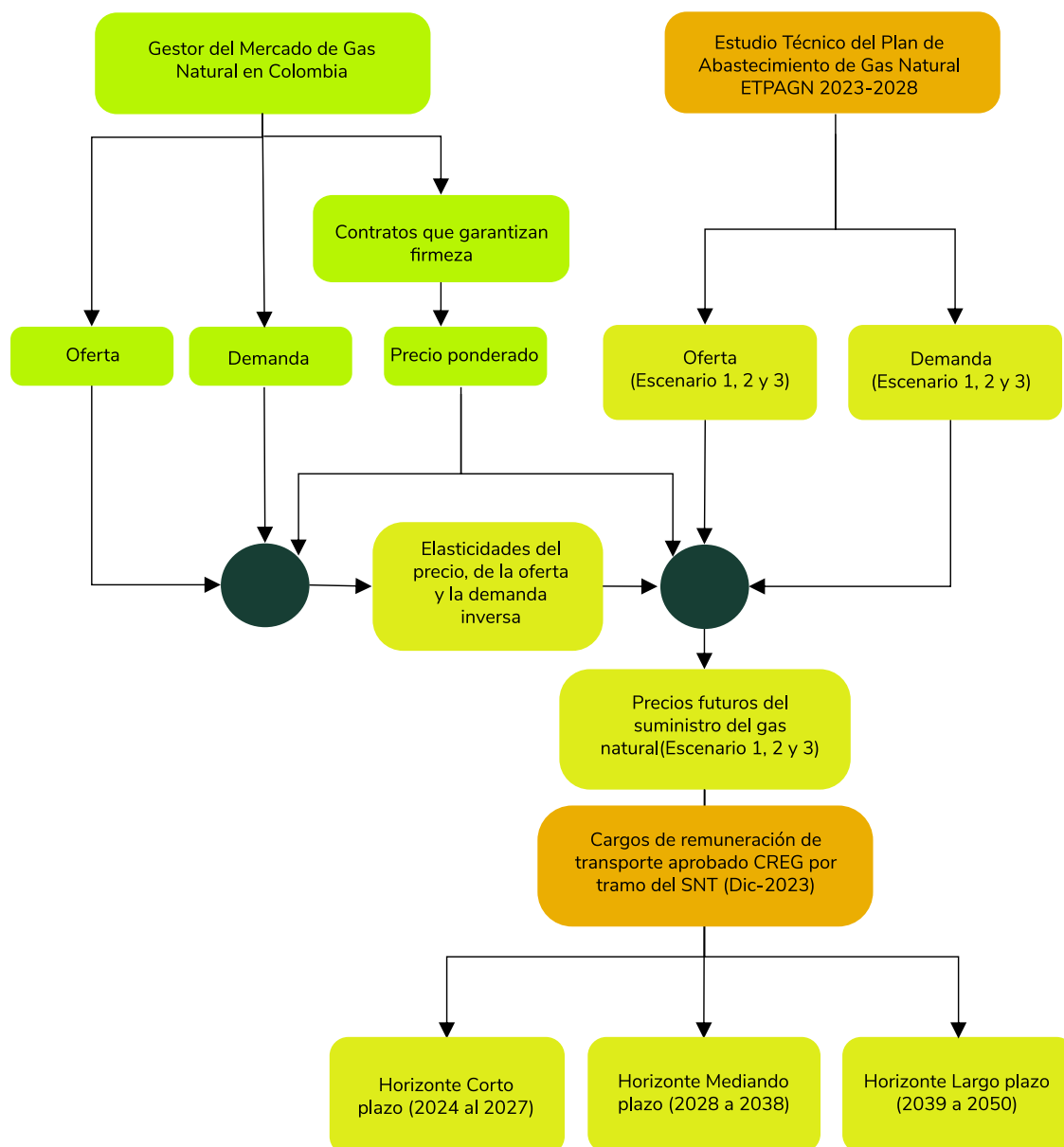
En este contexto, y como parte del ejercicio de proyección de precios del gas natural de origen nacional, se exploraron diferentes alternativas metodológicas. Finalmente, se optó por emplear un modelo de oferta y demanda, dada la fuerte influencia identificada del lado de la oferta sobre el precio. En efecto, el análisis realizado reveló una relación asimétrica, en la que las variaciones en la oferta generan efectos más pronunciados y persistentes sobre el precio, en comparación con las fluctuaciones en la demanda.

La metodología empleada se desarrolló en el marco del modelo matemático de oferta y demanda que puede ser empleada para cualquiera de los sectores de demanda teniendo en cuenta los escenarios de oferta del ETPAGN y las proyecciones de demanda publicadas por la Unidad de Planeación Minero Energética.

El modelo matemático incluye los efectos sobre el precio de la oferta y la demanda. Estos efectos fueron estimados como la elasticidad precio de la demanda inversa y la elasticidad precio de la oferta inversa.

A continuación, se detallan los modelos planteados para la proyección del precio de suministro de gas, así como algunos desafíos, principalmente de la estimación de elasticidades. También se describe la forma de estimación del precio de referencia del transporte de gas.

Gráfica 3-2 Metodología de proyección de precios de gas natural nacional



Fuente: Elaboración UPME

3.1.1.1 Metodología para la proyección de precios de referencia de suministro

3.1.1.1.1 Modelo matemático de proyección de precios

A partir de los niveles reales de precios de los contratos de suministro del sector de análisis observados en el periodo de corte, se estiman los precios futuros de gas para cada sector en función de:

- La demanda real y proyectada por la UPME y su respectiva elasticidad inversa o sensibilidad del precio respecto a su comportamiento.
- La oferta declarada del potencial de producción y la oferta proyectada por la UPME y su respectiva elasticidad inversa.

El nivel de precios real de los contratos del sector de análisis j en el periodo de corte se estima ponderando los valores totales de los contratos de sector de consumo a analizar, por las cantidades contratadas, de esta manera se obtiene un precio ponderado en (USD/MBTU).

Ecuación 1 – Precio ponderado de gas natural

$$P_{t_0j} = \frac{\sum \text{Valor total de la cantidad contratada (USD)}_{t_0j}}{\sum \text{cantidad contratada (MBTU)}_{t_0j}}$$

Donde,

$\sum \text{Valor total de la cantidad contratada (USD)}_{t_0j}$ = Sumatoria de los valores de todos los contratos celebrados en el periodo de corte t_0 del sector de consumo j

$\sum \text{cantidad contratada (MBTU)}_{t_0j}$ = Sumatoria de las cantidades contratadas en MBTU en el periodo de corte t_0 del sector de consumo j

A continuación, se describe el modelo matemático de proyección de precios para el gas natural de origen nacional,

Ecuación 2 – Modelo de proyección de precio de contratación de gas natural

$$P_{(tj)} = P_{t_0j} + (Q_{o_{kt}} - Q_{o_{t_0}}) * \gamma_o + (Q_{D_{ktj}} - Q_{o_{t_0j}}) * \gamma_{Dj}$$

Donde,

$P_{(tj)}$ = Precio proyectado para el periodo (t) en el cual se está realizando la proyección para el sector de consumo j.

P_{t_0j} = Precio del periodo inicial (t_0) para el sector de consumo j – Nivel de precios de contratación al corte del periodo de análisis¹⁸.

$Q_{o_{kt}}$ = Cantidades ofertadas de proyección en GBTUD el escenario (k) en el periodo (t) en el cual se está realizando la proyección.

$Q_{o_{t_0}}$ = Cantidades ofertadas en GBTUD para la oferta declarada del potencial de producción en el periodo inicial (t_0) (A corte del periodo de análisis).

γ_o = Sensibilidad del precio ante variaciones en la oferta. Elasticidad precio de la oferta inversa.

$Q_{D_{ktj}}$ = Cantidades demandadas de proyección en GBTUD para la demanda del escenario (k) en el periodo (t) en el cual se está realizando la proyección para el sector de consumo j.

$Q_{o_{t_0j}}$ = Cantidades demandadas reales en GBTUD para la demanda del escenario (k) en el periodo inicial (t_0) para el sector de consumo j- Al corte del periodo de análisis.

γ_{Dj} = Sensibilidad del precio ante variaciones en la demanda del sector j - Elasticidad precio de la demanda inversa.

En el siguiente apartado se describe el modelo econométrico de la estimación de las elasticidades precio de la oferta y la demanda inversa.

18 Como se ha mencionado en diferentes apartes, las proyecciones presentadas en este documento se realizan con corte a junio de 2024.

Para la proyección del precio de corto plazo, se realiza la ponderación entre los precios de los contratos vigentes y los precios proyectados, como sigue.

Esta ponderación se basa en la cobertura de los contratos firmados hasta la fecha de corte de la información real disponible, así como en la cobertura estimada para los 3.5 años posteriores, La Ecuación 3 describe la proyección de los precios para el corto plazo.

Ecuación 3 - Proyección de precio de contrato de gas natural para el corto plazo

$$P_{cp,tj} = P_{tj} * (1 - \rho_t) + P_{(Contrato\ j)_{(t)}} * \rho_t$$

Donde,

$P_{cp,tj}$ = Precio proyectado de corto plazo (cp) en el periodo t para el sector de consumo j.

P_{tj} = Precio proyectado para el periodo t del sector de consumo j.

$P_{(Contrato\ j)_{(t)}}$ = precio de contrato del periodo t para el sector j

ρ_{tj} = Cobertura estimada de los contratos vigentes para el periodo t de proyección, del sector j.

Donde,

Ecuación 4 - Cobertura estimada de los contratos vigentes para el periodo t de proyección

$$\rho_{tj} = \frac{\sum cantidad\ contratada(MBTU)_{tj}}{Demanda\ Me_j}$$

$Demanda\ Me_j$ = La demanda promedio del sector j de análisis que se estima a partir de un promedio simple de la demanda del sector j de los últimos 10 años.

3.1.1.1.2. Modelo econométrico de ecuaciones simultaneas para estimar la elasticidad del precio de la oferta inversa y la elasticidad del precio de la demanda inversa de gas natural de origen nacional

El modelo de estimación de elasticidades se basa en el principio clásico de oferta y demanda, ampliamente documentado en la literatura económica. Sin embargo, este enfoque enfrenta un desafío clave: el problema de endogeneidad, que ocurre cuando existe una relación de doble influencia entre las variables analizadas.

En términos sencillos, esto significa que no solo la oferta y la demanda afectan el precio del gas natural, sino que, al mismo tiempo, el precio también influye en la cantidad que se produce y se consume. Esta interdependencia genera una conexión entre las variables explicativas y el término de error en el modelo, lo que puede distorsionar los resultados y hacer que las estimaciones sean poco confiables. (Wooldridge, 2020).

En los modelos tradicionales, una variable dependiente se estima en función de una o varias variables explicativas. No obstante, en el caso de oferta y demanda, como se mencionó, estas variables no solo influyen en el precio, sino que el precio también afecta simultáneamente tanto la oferta como la demanda, generando una interacción compleja que el modelo clásico no puede resolver de manera directa.

Uno de los modelos frecuentemente utilizados para abordar problemas de endogeneidad y realizar predicciones en series de tiempo es el modelo VAR (Vectores Autorregresivos). Estos modelos son herramientas estadísticas que analizan múltiples variables interrelacionadas, tratando cada una como una función dependiente de sus valores pasados y de los valores pasados de las demás variables del sistema. Los modelos VAR son ampliamente empleados para capturar dinámicas temporales complejas y proyectar el comportamiento de variables como los precios en horizontes de tiempo definidos.

Empero lo anterior, los precios de los contratos de gas presentan características que dificultan la aplicación de un modelo de series de tiempo VAR. Al estar determinados por contratos con precios fijos durante periodos prolongados¹⁹, los precios no exhiben la variabilidad temporal necesaria para cumplir con las condiciones de estacionariedad requeridas por este tipo de modelos. En términos técnicos, la estacionariedad implica que las propiedades estadísticas de la serie (media, varianza, autocorrelación) deben ser constantes a lo largo del tiempo.

Para abordar estos problemas de bidireccionalidad entre las variables y la no estacionariedad de los precios de los contratos de gas, se empleó un modelo de ecuaciones simultaneas. Estos modelos son herramientas útiles para resolver el problema de endogeneidad, descomponen el sistema en ecuaciones estructurales, que describen las relaciones fundamentales entre las variables, y a partir de ellas estiman ecuaciones reducidas, que simplifican estas relaciones para estimar el sistema completo.

Esto permite identificar y separar los efectos mutuos entre oferta, demanda y precio, haciendo posible analizar cómo cambios en la oferta y/o la demanda afectan directamente al precio.

La **Tabla 3-2** contiene la forma de las Ecuaciones estructurales o teóricas de la oferta y la demanda. Estos modelos pueden incluir variables adicionales como los factores de producción para la ecuación de oferta o ingresos y precios de los sustitutos para la ecuación de demanda, no obstante, para simplificar el ejercicio empírico, este solo se modeló con las variables de oferta, demanda y precio de los contratos que garantizan firmeza.

La **Tabla 3-3** presenta las ecuaciones de oferta y demanda, ambas expresadas en función de los precios, reflejando la interrelación entre estas variables. Debido a esta interdependencia, se emplean ecuaciones de forma reducida, donde las ecuaciones de oferta y demanda se igualan para despejar el precio.

A partir de la Ecuación 9 y la Ecuación 10 se calculan tanto los estimadores en su forma reducida como los errores asociados. De esta manera, los estimadores de la forma reducida eliminan el problema de endogeneidad, lo que permite capturar las dinámicas entre oferta, demanda y precios en un marco consistente.

Cabe resaltar que para las variables descritas en el modelo se emplea información de las series reales en el rango de tiempo seleccionado. Para los resultados expuestos esa versión del documento, el periodo seleccionado es de 2020 a primer semestre de 2024.

Tabla 3-3 Ecuaciones estructurales de oferta y demanda de gas natural

Ecuación 5 - Función de demanda de gas natural $Q_d = \beta_0 + \beta_1 P_1 + U_d$ Ecuación 6 - Función de oferta de gas natural $Q_o = \alpha_1 P_{1j} + U_o$
--

¹⁹ Debido a la naturaleza propia de los contratos, donde se pactan precios por intervalos de tiempo determinados y/o con actualizaciones generalmente anuales, los precios del gas permanecen invariables en ciertos periodos.

Q_d – Vector de las cantidades de gas demandadas del sector j de análisis. β_1 – Estimador del efecto del precio sobre la oferta. P_1 – Precio promedio ponderado del gas natural de los contratos que garantizan firmeza del sector j de análisis. β_2 – Estimador del efecto del vector X sobre demanda. X_1 – vector de variables que pueden incidir sobre la demanda de gas natural ²⁰ .	U_d – Termino de error de la ecuación de demanda. Q_o – Cantidades ofertadas de la declaración de producción. α_1 – Estimador del efecto del precio sobre la oferta. U_o – Termino de error de la ecuación de oferta.
---	---

Fuente: Elaboración UPME

Tabla 3-4 Equilibrio de la forma reducida

Ecuación 7 – Condición de equilibrio oferta y demanda de gas $Q_o = Q_d$ $\beta_1 P_1 + \beta_2 X_1 + U_o = \alpha_1 P_1 + U_d$	Ecuación 8 – Precio de gas para estimación de ecuaciones de forma reducida $P_1 = \frac{\beta_0 + \alpha_1}{(\alpha_1 - \beta_1)} + \frac{U_d + U_o}{(\alpha_1 - \beta_1)}$
Ecuación 9- Estimador de la forma deducida – multiplicadores de impacto $\gamma_1 = \frac{\beta_0 + \alpha_1}{(\alpha_1 - \beta_1)}$ γ_1 – Vector que recoge los efectos de los parámetros estructurales	Ecuación 10 – Errores de la forma reducida $v_1 = \frac{U_d + U_o}{(\alpha_1 - \beta_1)}$ v_1 – Término de error de la forma reducida de la ecuación.

Fuente: Elaboración UPME

Ecuación 11 - Estimación de los precios de contratos de gas natural

$$P = \gamma_1 + v_1$$

La Ecuación 11 sintetiza el modelo de ecuaciones simultáneas al expresar el precio del gas como la suma del efecto de los parámetros estructurales y el componente de error. Esta formulación permite capturar las interacciones complejas entre oferta, demanda y precios, proporcionando una herramienta confiable para la estimación de precios en un contexto de interdependencia.

3.1.1.2. Metodología para la proyección del precio de referencia de transporte de gas natural por gasoducto

Para contar con un precio proyectado de gas natural puesto en el respectivo nodo de demanda, se incorporó el precio de referencia de transporte estimado en esta metodología para cada uno

²⁰ Una de las variables determinantes en la demanda de cualquier bien o servicio son los ingresos de los consumidores. Sin embargo, aunque en la formulación teórica se incluye el vector X, que representa otras variables explicativas, en la estimación empírica del modelo de gas no se incorporan variables distintas al precio, la demanda y la oferta.

de los tramos que compone el recorrido del gas desde su nodo de oferta a su nodo de demanda. La metodología empleada para estimar este precio de referencia de transporte, toma los cargos aprobados por la CREG mediante resolución de los diferentes tramos requeridos de acuerdo con su origen-destino. Dado que estos cargos, para cada tramo, fueron aprobados en diferentes momentos del tiempo, se estandarizaron a partir de la indexación con el IPP al periodo base empleado en este documento el cual corresponde a diciembre de 2023.

En los anexos se encuentran, para los principales nodos de demanda de cada sector, los cargos de cada tramo que se debería contratar para el transporte del gas según la fuente de oferta a partir de la sumatoria de los cargos de cada tramo. El precio de referencia de transporte, como se mencionó al inicio de este capítulo, es un cargo regulado aprobado por la CREG en diferentes momentos del tiempo, de acuerdo con cada infraestructura, según su origen y destino.

Dado que los precios que se trabajaron en estas metodologías de proyecciones de precios de referencia son precios constantes, el precio de referencia del transporte proyectado a partir del año base (diciembre de 2023) es igual a cada uno de los años de los diferentes horizontes de tiempo de proyección del precio de referencia de transporte.

Dado lo anterior, la formula aplicada para estimar el precio de referencia de transporte en el año base (diciembre 2023) corresponde a:

$$P_{tb} = P_t \times \frac{IPP_b}{IPP_t}$$

Siendo,

P_{tb} = Precio llevado al año base (diciembre 2023)

P_t = Precio del año en el cual fue aprobado el cargo

IPP_b = IPP del año base (diciembre 2023)

IPP_t = IPP del año base en el cual fue aprobado el cargo

3.1.1.3. Información

La siguiente tabla presenta el detalle de las variables consideradas en el análisis, especificando su periodicidad, unidades de medida y fuente de información:

Tabla 3-5 Información de base para el modelo de proyección de precios de gas natural de origen nacional

VARIABLE		PERIODICIDAD	UNIDADES	FUENTE
Contratos de suministro del mercado primario	Cantidad contratada	Mensual	MBTUD	Gestor del mercado de Gas Natural en Colombia
	Valor total de la cantidad contratada	Mensual	USD	
	Modalidad de contratos	Mensual	Contratos que garantizan firmeza: a) Firme b) Firme al 95% c) Firmeza condicionada d) Take or pay - Contratos sin garantía de firmeza.	
Demanda real gas natural por sectores		Mensual	MBTUD	

VARIABLE	PERIODICIDAD	UNIDADES	FUENTE
Oferta de gas natural (potencial de producción)	Mensual	GBTUD	Ministerio de Minas y Energía
Proyecciones de los escenarios de oferta total y demanda por sector.	Mensual	GBTUD	Estudio Técnico para la adopción del Plan de Abastecimiento de Gas Natural de la UPME
Proyecciones de los escenarios demanda por sector.	Mensual	GBTUD	Documento proyección de demanda de la UPME
Cargos de transporte del SNT	Único valor de referencia	(USD/KPCD)	CREG

Fuente: Elaboración UPME

3.1.1.4. Consideraciones relevantes

No se considera el impacto de los precios internacionales en el gas natural nacional

El comportamiento de los precios del gas natural en Colombia ha estado históricamente determinado por factores locales, como la producción nacional y la infraestructura de suministro y transporte existente. Sin embargo, en escenarios futuros de mayor integración con los mercados internacionales, especialmente a través de un aumento en la importación de gas natural licuado (GNL), el mercado interno podría volverse más sensible a las fluctuaciones de los precios globales, particularmente cuando estos resulten más competitivos.

De acuerdo con lo descrito, es importante señalar que este documento presenta de manera diferenciada metodologías para las proyecciones de precios para el gas natural producido localmente y las proyecciones de gas natural importado, considerando que, a la fecha, no se observa una relación directa entre los precios internacionales y los locales.

Si bien en el mediano y largo plazo los precios internacionales podrían tener influencia en los precios locales del gas natural, este efecto requiere un análisis más profundo que no será abordado dentro del alcance del documento. Sin embargo, los modelos desarrollados sí consideran, para algunos escenarios, una mayor disponibilidad del recurso proveniente de fuentes de importación.

Las proyecciones de precios que incluyen recursos provenientes de nuevos desarrollos offshore no consideran los mayores costos asociados a su explotación.

Cuando el escenario de oferta incluya la incorporación de volúmenes de gas provenientes de proyectos offshore, los valores proyectados reflejan únicamente la dinámica de oferta y demanda, sin considerar los costos específicos de producción asociados a este tipo de desarrollos. En consecuencia, los precios resultantes podrían estar subestimados respecto al precio real de mercado, dado que la producción offshore generalmente implica mayores niveles de inversión y, por tanto, precios más elevados. Es importante señalar que el perfeccionamiento de este escenario —incluyendo la incorporación de supuestos más detallados sobre costos y precios de entrada al mercado— se encuentra en estudio y será abordado en próximas actualizaciones del documento.

Periodo base y fecha de corte de la información real

La metodología presenta los resultados de la proyección de precios de suministro son presentados en este documento a precios nominales y a precios comparables con un periodo base.

3.1.1.5. Supuestos

Precio del gas varía principalmente en función de la disponibilidad del recurso y su demanda

Dado que el precio del gas natural de origen nacional está determinado principalmente por factores internos, su proyección se fundamenta en un análisis del balance entre oferta y demanda nacional. En este contexto, se parte de un supuesto empírico clave: el precio del gas natural varía en función de la disponibilidad del recurso, definida como oferta total, que incluye tanto el potencial de producción nacional, y la demanda, representada por el consumo en cada sector.

Si bien se reconoce que otros factores, como los costos de producción, pueden influir en la formación de precios, se asume que, el principal determinante de estos es la dinámica entre oferta y demanda.

3.1.1.6. Escenarios de proyección de precios:

Los escenarios de proyección de precios, serán los escenarios de oferta utilizados presentados ETPAGN. En lo que respecta a demanda, será el escenario de demanda media por sector publicado en el documento de proyección de demanda de la UPME.

3.1.1.7. Horizonte de proyección

Las proyecciones fueron realizadas considerando tres horizontes temporales definidos por la metodología de proyección utilizada en cada uno de ellos. Los horizontes temporales se definen como:

Horizonte de Corto plazo – 3.5 años después del periodo de corte

Dado que la contratación de gas natural suele realizarse a mediano y largo plazo, se definió un horizonte de 3.5 años para capturar la incidencia de los contratos vigentes en la formación de precios. En este periodo, la contratación en algunos sectores alcanza más del 20% de la demanda media, lo que tiene un impacto significativo en el precio.

Por ello, la proyección en este horizonte combina un componente real y un componente proyectado. El componente real se basa en los precios de los contratos vigentes, considerando su cobertura en cada sector, mientras que el componente proyectado sigue la metodología descrita más adelante.

Así, los precios de suministro se determinan ponderando los valores reales de los contratos vigentes con los precios de suministro proyectados, en función de las cantidades efectivamente contratadas y la demanda promedio.

Horizonte de Mediano plazo – 10 años después del horizonte de corto plazo

En el ejercicio de proyección de precios, el mediano plazo se define alineado con el horizonte de las proyecciones de oferta y demanda del ETPAGN, consideradas como largo plazo en dicho estudio.

Para este periodo, la metodología de estimación de precios se aplica en su totalidad, sin incorporar valores de contratación reales, permitiendo una proyección basada exclusivamente en los supuestos y modelos desarrollados.

Horizonte de Largo plazo – Posterior al horizonte de mediano plazo

Para este horizonte, se asume una tasa constante de agotamiento del recurso para simplificar el ejercicio. En la práctica, los ritmos de agotamiento de muy largo plazo dependerán de factores impredecibles, como descubrimientos de nuevos yacimientos, avances tecnológicos en la extracción, o la transición hacia energías renovables. Por lo tanto, si bien este escenario resulta útil e indicativo, su grado de certeza es menor debido a la incertidumbre asociada a estos factores.

3.1.2. Gas Natural Importado

Para la proyección de precios de los energéticos cuyo valor está determinado por referentes internacionales, se toman como base las proyecciones publicadas por la Energy Information Administration (EIA).

No obstante, en casos en los cuales exista un rezago significativo en la publicación de las proyecciones de la EIA, es decir, cuando la última proyección disponible tenga más de un año de antigüedad y se tenga información real disponible, debe realizarse un ajuste a la serie proyectada a partir de los datos observados disponibles mediante un empalme entre los datos reales y la serie de proyección de la EIA. Para efectos de la descripción de esta metodología, la serie empalmada en los casos que sea necesario realizar este ajuste, se denominará serie EIA ajustada.

Este empalme permite conservar las tendencias y variaciones proyectadas por la EIA, así como la magnitud de los cambios anuales en los precios, pero ajustándolos, en algunos casos, a niveles más conservadores. De esta manera, la metodología incorpora las expectativas de largo plazo de la EIA con datos mejor ajustados a la realidad.

Partiendo de las series de proyección de la EIA (o de las series EIA ajustadas según se requiera), la metodología se complementa con la mensualización de estas proyecciones anuales, según corresponda. Esta mensualización de las series se surte a partir de dos procesos:

1. **Proyección mensual hasta el horizonte definido en el análisis**, para cada referencia de precio internacional, utilizando como base la proyección del precio del referente Henry Hub.
2. **Armonización de la serie proyectada**, proceso mediante el cual se ajusta la proyección mensual para que sea consistente con la proyección anualizada de la EIA. Esto se aplica a la serie original de la EIA o a la versión ajustada cuando se ha realizado el empalme descrito anteriormente. El objetivo de este proceso es obtener una proyección mensualizada que describa el comportamiento intraanual de los precios y, al mismo tiempo, mantenga los niveles proyectados por la EIA.

Después de surtida la proyección del precio de referencia se aplican los componentes de transporte, los cuales se estiman con base en los costos de transporte marítimo y seguros a partir de los datos de las estadísticas de importación de la DIAN, teniendo en cuenta para cada energético, la información dispuesta por subpartida arancelaria de cada energético.

Particularmente para el GNL se aplica un costo de licuefacción que incluye todos los costos asociados a la puesta del energético en la terminal de exportación. Este costo de referencia es tomado del documento titulado “Global LNG Market: Supply-Demand and Economic Analysis” (Zou, Yi, Wang, Yin, & Zhang, 2022).

Estos costos adicionales no presentan una metodología de proyección, debido a que están asociados principalmente a la remuneración de inversiones, son actualizados principalmente en función de indexadores que generalmente se basan en índices de precio al consumidor o al productor y no reflejan interacciones de mercado. Por tal la incorporación de estos cargos se realiza a partir de precios de referencia del periodo base para la presentación del precio de referencia de cada energético en términos de precios de ese periodo.

3.1.2.1 Metodología del valor anual proyectado por la EIA ajustada

Esta metodología permite conservar las tendencias y variaciones proyectadas por la EIA, así como la magnitud de los cambios anuales en los precios, pero ajustándolos a los niveles más moderados observados. De esta manera, la metodología incorpora las expectativas de largo plazo de la EIA sin sobreestimar los precios debido a la distorsión generada situaciones extraordinarias.

Cabe mencionar que este ajuste solo se aplica cuando existe un rezago significativo en las proyecciones de la EIA, es decir, cuando la última proyección disponible tiene más de un año de antigüedad, utilizando la siguiente formula:

$$y_A = y_t * (1 + \Delta y_{EIA})$$

Siendo:

y_A = Serie del valor anual proyectado por la EIA ajustado con valores reales

y_t = Valores reales del precio del energetico de analisis

Δy_{EIA} = Variaciones de la serie proyectada por la EIA

3.1.2.2. Metodología de proyección mensual de las series

La metodología de proyección sigue una estructura secuencial, donde la serie de referencia se basa en la proyección del Henry Hub, a partir de sus variaciones se proyecta la serie de TTF.

Las series obtenidas a partir de este proceso proporcionan la estructura mensual de las proyecciones, reflejando los comportamientos intraanuales de los precios. Sin embargo, estos valores no representan los precios finales proyectados en este documento, sino que sirven como una base intermedia para el ajuste final.

Para obtener la proyección definitiva de precios, se aplica el proceso de armonización de series, en el cual las series mensualizadas se ajustan a las proyecciones de la EIA, garantizando coherencia con las tendencias y niveles definidos ya sea en la proyección original o en su versión ajustada, según sea el caso. A continuación, se describe la metodología de armonización.

3.1.2.3 Metodología de armonización de series

La técnica de armonización de series fue desarrollada por Frank T. Denton en 1971 y tiene como objetivo ajustar una serie de tiempo preservando, en la medida de lo posible, la estructura o patrón de las fluctuaciones originales de los datos de alta frecuencia.

En este estudio, el método se aplica para la armonización temporal de la serie anual proyectada por la EIA para los precios del GNL en cada escenario (series de baja frecuencia), asegurando su coherencia con la proyección de referencia estimada (serie de alta frecuencia). El propósito es ajustar los valores proyectados sin alterar significativamente la variabilidad de la serie de referencia, permitiendo que la proyección mensualizada alcance los niveles definidos por la EIA.

Este enfoque permite obtener series mensuales alineadas con las proyecciones anuales de la EIA, preservando la dinámica intraanual de los precios. La técnica de armonización de series es ampliamente utilizada en la estimación de cuentas nacionales, especialmente en la contabilidad nacional (Dippelsman, Maehle, & Bloem, 2001). El método se basa en minimizar las diferencias relativas o absolutas entre los valores ajustados y los valores originales de alta frecuencia.

Siendo,

$Y_A = \text{Valor anual proyectado por la EIA}$

$y_m = \text{valores mensuales ajustados, donde } m \text{ varía de 1 a 12.}$

$y^*_m = \text{valores mensuales proyectados (sin ajustar).}$

La condición principal es que el promedio de los valores mensuales sea igual al valor anual:

$$\frac{1}{12} \sum_{m=1}^{12} y_m = Y_A$$

Se busca ajustar los valores mensuales minimizando la desviación cuadrática respecto a los valores originales, sujeto a la restricción de que el promedio sea igual al valor anual:

$$\min_{y_m} \sum_{m=1}^{12} (y_m - y^*_m)^2$$

Definiendo la función lagrangiana:

$$\mathcal{L} = \sum_{m=1}^{12} (y_m - y^*_m)^2 + \lambda \left(\frac{1}{12} \sum_{m=1}^{12} y_m - Y_A \right)$$

Se toman las derivadas parciales con respecto a y_m y λ :

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial y_m} = 2(y_m - y^*_m) + \frac{\lambda}{12} = 0 \quad \forall m$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \lambda} = \frac{1}{12} \sum_{m=1}^{12} y_m - Y_A = 0$$

Resolviendo para y_m ,

$$y_m = y^*_m - \frac{\lambda}{24}$$

Sustituyendo en la restricción para calcular λ , se tiene,

$$\lambda = 24 \left(\frac{1}{12} \sum_{m=1}^{12} y^*_m - Y_A \right)$$

Finalmente sustituyendo λ para obtener los valores ajustados

$$y_m = y^*_m - 2 \left(\frac{1}{12} \sum_{m=1}^{12} y^*_m - Y_A \right)$$

Así, este ajuste garantiza que el promedio de los 12 valores mensuales sea el valor anual y los valores ajustados y_m estarán lo más cercanos posible a los valores originales de y^*_m , minimizando la desviación cuadrática.

Estimación de precios de GNL basados en contratos de largo plazo

$$P_{ht} = (HH_t * (1 + Mg) + L_t + Tte\&Seg_t$$

3.1.2.4. Metodología para la proyección del precio de referencia de transporte de gas natural por gasoducto

Para contar con un precio proyectado de gas natural puesto en el respectivo nodo de demanda, se incorporó el precio de referencia de transporte estimado en esta metodología para cada uno de los tramos que compone el recorrido del gas desde su nodo de oferta a su nodo de demanda. La metodología empleada para estimar este precio de referencia de transporte, toma los cargos aprobados por la CREG mediante resolución de los diferentes tramos requeridos de acuerdo con su origen-destino. Dado que estos cargos, para cada tramo, fueron aprobados en diferentes momentos del tiempo, se estandarizaron a partir de la indexación con el IPP al periodo base empleado en este documento el cual corresponde a diciembre de 2023.

En los anexos se encuentran, para los principales nodos de demanda de cada sector, los cargos de cada tramo que se debería contratar para el transporte del gas según la fuente de oferta a partir de la sumatoria de los cargos de cada tramo. El precio de referencia de transporte, como se mencionó al inicio de este capítulo, es un cargo regulado aprobado por la CREG en diferentes momentos del tiempo, de acuerdo con cada infraestructura, según su origen y destino.

Dado que los precios que se trabajaron en estas metodologías de proyecciones de precios de referencia son precios constantes, el precio de referencia del transporte proyectado a partir del año base (diciembre de 2023) es igual a cada uno de los años de los diferentes horizontes de tiempo de proyección del precio de referencia de transporte.

Dado lo anterior, la formula aplicada para estimar el precio de referencia de transporte en el año base (diciembre 2023) corresponde a:

$$P_{tb} = P_t \times \frac{IPP_b}{IPP_t}$$

Siendo,

P_{tb} = Precio llevado al año base (diciembre 2023)

P_t = Precio del año en el cual fue aprobado el cargo

IPP_b = IPP del año base (diciembre 2023)

IPP_t = IPP del año base en el cual fue aprobado el cargo

3.1.2.5 Información

La siguiente tabla presenta el detalle de las variables consideradas en el análisis, especificando su periodicidad, unidades de medida y fuente de información:

Tabla 3-6 Información de base para el modelo de proyección de precios del GNL

ENERGÉTICO	VARIABLE	PERIODICIDAD	UNIDAD DE MEDIDA	FUENTE
GNL	Indicador TTF	Mensual	USD/MBTU	PLATTS
	Indicador Henry Hub			
	Tarifas de fletes y seguros	Mensual	USD/m3	DIAN
	Costo de referencia de licuefacción y regasificación	Único valor de referencia	USD/MBTU	(Zou, Yi, Wang, Yin, & Zhang, 2022)

Fuente: Elaboración UPME

3.1.2.6. Consideraciones relevantes

- Se estiman las proyecciones a precios constantes para lo cual se debe determinar un periodo base, esto permite poder hacer una comparación de precios de largo plazo con respecto a este periodo base.
- Perspectiva de TRM moderada: Una variable importante en la proyección de precios es la TRM ya que los energéticos objetos de esta sección tienen precios de referencia en dólares. Debido a lo mencionado, se empleó una proyección realizada a partir de un modelo de proyección de series de tiempo, manteniendo una perspectiva de devaluación muy moderada con respecto a la devaluación histórica, con el objetivo de no generar mayor ruido por efectos cambiarios.

3.1.2.7. Supuestos

La proyección de precios del GNL, se tiene en cuenta la proyección EIA del Henry Hub. Si bien el precio del gas importado en Colombia responde más a los niveles del TTF, el comportamiento de estos precios es similar cuando se observan las variaciones de ambas referencias. Estas proyecciones del Henry Hub se extrapolan a un precio de GNL basado en los niveles del TTF como escenario más probable. Adicionalmente se construye un escenario bajo el supuesto de precio de contrato de largo plazo basado en Henry Hub, cuyos niveles serían más bajos.

3.1.2.8. Escenarios de proyección

Las proyecciones del Henry Hub se extrapolan a un precio de GNL basado en los niveles del TTF como escenario más probable. Adicionalmente se construye un escenario bajo el supuesto de precio de contrato de largo plazo basado en Henry Hub, cuyos niveles serían más bajos.

3.2. Gas licuado de petróleo

3.2.1. Gas licuado de petróleo nacional

Las proyecciones de precios de GLP de origen nacional, aunque se basan en la misma metodología empleada para precios basados en referentes internacionales, son proyectados a partir de los

niveles de precios de cada campo nacional en función de las variaciones obtenidas de las proyecciones del precio internacional del propano y butano de referencia Mont Belvieu. Esto permite simplificar el modelo para GLP de origen nacional asumiendo que los niveles de los campos nacionales ya tienen descontados los costos asociados al transporte y logística necesarios para llevar el producto desde el punto de producción hasta el puerto de exportación de acuerdo con el régimen de precio máximo regulado del GLP de origen nacional basado en el precio de paridad de exportación.

Así, a partir del precio proyectado para cada periodo del GLP de origen internacional, el cual, para efectos prácticos es ponderado en sus componentes asumiendo una mezcla de propano y butano del 55% y el 45% respectivamente.

3.2.1.1. Metodología de proyección de precios del GLP de origen nacional

Empleando la serie del precio de referencia de GLP de origen internacional con las ponderaciones descritas en la Ecuación 12, la proyección de precios de fuentes nacionales se realizan a partir de los precios de referencia de cada fuente, tal como lo describe la Ecuación 13.

Ecuación 12 – Precio de referencia de GLP de origen internacional

$$P_{GLPm_t} \left(\frac{usd}{mbtu} \right) = 0.55 * PP_t \left(\frac{usd}{mbtu} \right) + 0.45 * PB_t \left(\frac{usd}{mbtu} \right)$$

Ecuación 13 – Proyección de precios de GLP de origen nacional

$$P_{GLPj_t} \left(\frac{usd}{mbtu} \right) = P_{GLPj_{(t-1)}} \left(\frac{usd}{mbtu} \right) * \Delta P_{GLPm_t} \left(\frac{usd}{mbtu} \right)$$

Donde,

$P_{GLPm_t} \left(\frac{usd}{mbtu} \right)$ = Precio del GLP importado en el periodo de proyección t expresado en (USD/MBTU)

$PP_t \left(\frac{usd}{mbtu} \right)$ = Precio del Propano de origen Mont Belvieu importado en el periodo de proyección t expresado en (USD/MBTU)

$PB_t \left(\frac{usd}{mbtu} \right)$ = Precio del Butano de origen Mont Belvieu importado en el periodo de proyección t expresado en (USD/MBTU)

$P_{GLPj_t} \left(\frac{usd}{mbtu} \right)$ = Precio del GLP de origen nacional en el periodo de proyección t, para el campo de producción j expresado en (USD/MBTU).

$P_{GLPj_{(t-1)}} \left(\frac{usd}{mbtu} \right)$ = Precio del GLP de origen nacional en el periodo inmediatamente anterior, para el campo de producción j expresado en (USD/MBTU).

$\Delta P_{GLPm_t} \left(\frac{usd}{mbtu} \right)$ = Variación porcentual mensual del precio del GLP importado en el periodo de proyección t

3.2.1.2. Información

La siguiente tabla presenta el detalle de las variables consideradas en el análisis, especificando su periodicidad, unidades de medida y fuente de información:

Tabla 3-7 Información de base para el modelo de proyección de precios de GLP nacional

ENERGÉTICO	VARIABLE	PERIODICIDAD	UNIDAD DE MEDIDA	FUENTE
GLP	Proyección de precios UPME del Propane non-LST Mt Belvieu	Mensual	USD/MBTU	UPME
	Proyección de precios UPME del Butane non-LST Mt Belvieu			
	Referencia de precios regulados de GLP	Único valor de referencia	USD/gal	ECOPETROL

Fuente: Elaboración UPME

3.2.1.3. Consideraciones relevantes

- Se estiman las proyecciones a precios constantes para lo cual se debe determinar un periodo base, esto permite poder hacer una comparación de precios de largo plazo con respecto a este periodo base.
- Se realiza la proyección de precios sobre los niveles de precios de campos regulados, la proyección de precios de campos no regulados requiere de análisis adicionales de mercado que no se tienen en cuenta en este documento.

3.2.1.4. Supuestos

- **Proyecciones de precios basadas en los precios internacionales.** Los precios del GLP nacional siguen una senda similar a la de los precios del propano y butano de referencia Mont Belvieu debido como está determinada su regulación, por tal los supuestos planteados se basan en los análisis de la EIA que toman como referencia principalmente el comportamiento de los precios del petróleo.

3.2.1.5. Escenarios de proyección

Para los precios de proyección de GLP de origen nacional solo se tuvo en cuenta el escenario de referencia del precio internacional.

3.2.2. Gas Licuado de Petróleo Importado

Para la proyección de precios de los energéticos cuyo valor está determinado por referentes internacionales, se toman como base las proyecciones publicadas por la Energy Information Administration (EIA).

Teniendo en cuenta que las proyecciones disponibles pueden estar influenciados por situaciones excepcionales, se implementó un ajuste metodológico para empalmar estas proyecciones con los valores reales observados, de ahora en adelante se referirá a esta serie como serie EIA ajustada.

Este empalme permite conservar las tendencias y variaciones proyectadas por la EIA, así como la magnitud de los cambios anuales en los precios, pero ajustándolos a los niveles más moderados. De esta manera, la metodología incorpora las expectativas de largo plazo de la EIA sin sobreestimar los precios debido a la distorsión generada por el contexto extraordinario de la crisis energética.

Cabe mencionar que este ajuste solo se aplica cuando existe un rezago significativo en las proyecciones de la EIA, es decir, cuando la última proyección disponible tiene más de un año de antigüedad.

Partiendo de las series ajustadas, la metodología se complementa con la mensualización de estas proyecciones anuales, según corresponda. Esta mensualización de las series se surte a partir de dos procesos:

Proyección mensual hasta el horizonte definido en el análisis, para cada referencia de precio internacional, se realiza una proyección mensualizada de la serie.

1. Armonización de la serie proyectada, proceso mediante el cual se ajusta la proyección mensual para que sea consistente con la proyección anualizada de la serie ajustada de la EIA. El objetivo de este proceso es obtener una proyección mensualizada que describa el comportamiento intraanual de los precios y, al mismo tiempo, mantenga los niveles proyectados por la EIA.

Después de surtida la proyección del precio de referencia se aplican los componentes de transporte, lo cuales se estiman con base en los costos de transporte marítimo y seguros a partir de los datos de las estadísticas de importación de la DIAN, teniendo en cuenta para cada energético, la información dispuesta por subpartida arancelaria de cada energético.

3.2.2.1. Metodología del valor anual proyectado por la EIA ajustada

Esta metodología permite conservar las tendencias y variaciones proyectadas por la EIA, así como la magnitud de los cambios anuales en los precios, pero ajustándolos a los niveles del precio del energético. De esta manera, la metodología incorpora las expectativas de largo plazo de la EIA sin sobreestimar los precios.

Cabe mencionar que este ajuste es útil además, cuando existe un rezago significativo en las proyecciones de la EIA, ya que se ajusta también a valores más actualizados de los precios. Se utiliza la siguiente formula:

$$y_A = y_t * (1 + \Delta y_{EIA})$$

Siendo:

y_A = Serie del valor anual proyectado por la EIA ajustado con valores reales

y_t = Valores reales del precio del energetico de analisis

$\Delta y_{EIA(t/(t-1))}$ = Variaciones de la serie proyectada por la EIA

3.2.2.2. Metodología de proyección mensual de las series

La metodología de proyección sigue una estructura secuencial, donde se proyecta en primer lugar la serie histórica del precio del energético. Esta serie, denominada serie de referencia.

Las series obtenidas a partir de este proceso proporcionan la estructura mensual de las proyecciones, reflejando los comportamientos intraanuales de los precios. Sin embargo, estos valores no representan los precios finales proyectados en este documento, sino que sirven como una base intermedia para el ajuste final.

Para obtener la proyección definitiva de precios, se aplica el proceso de armonización, en el cual las series mensualizadas se ajustan a las proyecciones ajustadas de la EIA, garantizando coherencia con las tendencias y niveles definidos por la EIA. A continuación, se describe la metodología de armonización.

3.2.2.3. Metodología de armonización de series

La técnica de armonización de series fue desarrollada por Frank T. Denton en 1971 y tiene como objetivo ajustar una serie de tiempo preservando, en la medida de lo posible, la estructura o patrón de las fluctuaciones originales de los datos de alta frecuencia.

En este estudio, el método se aplica para la armonización temporal de la serie anual proyectada por la EIA para los precios del GLP en cada escenario (series de baja frecuencia), asegurando su coherencia con la proyección de referencia estimada (serie de alta frecuencia). El propósito es ajustar los valores proyectados sin alterar significativamente la variabilidad de la serie de referencia, permitiendo que la proyección mensualizada alcance los niveles definidos por la EIA.

Este enfoque permite obtener series mensuales alineadas con las proyecciones anuales de la EIA, preservando la dinámica intraanual de los precios. La técnica de armonización de series es ampliamente utilizada en la estimación de cuentas nacionales, especialmente en la contabilidad nacional (Dippelsman, Maehle, & Bloem, 2001).

El método se basa en minimizar las diferencias relativas o absolutas entre los valores ajustados y los valores originales de alta frecuencia.

Siendo,

Y_A = Valor anual proyectado por la EIA

y_m = valores mensuales ajustados, donde m varía de 1 a 12.

$y * _m$ = valores mensuales proyectados (sin ajustar).

La condición principal es que el promedio de los valores mensuales sea igual al valor anual:

$$\frac{1}{12} \sum_{m=1}^{12} y_m = Y_A$$

Se busca ajustar los valores mensuales minimizando la desviación cuadrática respecto a los valores originales, sujeto a la restricción de que el promedio sea igual al valor anual:

$$\min_{y_m} \sum_{m=1}^{12} (y_m - y^*_m)^2$$

Definiendo la función lagrangiana:

$$\mathcal{L} = \sum_{m=1}^{12} (y_m - y^*_m)^2 + \lambda \left(\frac{1}{12} \sum_{m=1}^{12} y_m - Y_A \right)$$

Se toman las derivadas parciales con respecto a y_m y λ :

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial y_m} = 2(y_m - y^*_m) + \frac{\lambda}{12} = 0 \quad \forall m$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \lambda} = \frac{1}{12} \sum_{m=1}^{12} y_m - Y_A = 0$$

Resolviendo para y_m ,

$$y_m = y^*_m - \frac{\lambda}{24}$$

Sustituyendo en la restricción para calcular λ , se tiene,

$$\lambda = 24 \left(\frac{1}{12} \sum_{m=1}^{12} y^*_m - Y_A \right)$$

Finalmente sustituyendo λ para obtener los valores ajustados

$$y_m = y^*_m - 2 \left(\frac{1}{12} \sum_{m=1}^{12} y^*_m - Y_A \right)$$

Así, este ajuste garantiza que el promedio de los 12 valores mensuales sea el valor anual y los valores ajustados y_m estarán lo más cercanos posible a los valores originales de y^*_m , minimizando la desviación cuadrática.

3.2.2.4. Información

La siguiente tabla presenta el detalle de las variables consideradas en el análisis, especificando su periodicidad, unidades de medida y fuente de información:

Tabla 3-8 Información de base para el modelo de proyección de precios de energéticos con libertad vigilada basada en referentes internacionales

ENERGÉTICO	VARIABLE	PERIODICIDAD	UNIDAD DE MEDIDA	FUENTE
GLP	Propane non-LST Mt Belvieu	Mensual	USD/MBTU	PLATTS
	Butane non-LST Mt Belvieu			
	Tarifas de fletes y seguros	Mensual	USD/m3	DIAN
Proyecciones de la EIA para todos los combustibles líquidos y GLP		Anual	USD/MBTU	AEO – EIA

Fuente: Elaboración UPME

3.2.2.5. Consideraciones relevantes

- Se estiman las proyecciones a precios constantes para lo cual se debe determinar un periodo base, esto permite poder hacer una comparación de precios de largo plazo con respecto a este periodo base.
- Perspectiva de TRM moderada: Una variable importante en la proyección de precios es la TRM ya que los energéticos objetos de esta sección tienen precios de referencia en dólares. Debido a lo mencionado, se empleó una proyección realizada a partir de un modelo de proyección de series de tiempo, manteniendo una perspectiva de devaluación muy moderada con respecto a la devaluación histórica, con el objetivo de no generar mayor ruido por efectos cambiarios.

3.2.2.6. Supuestos

- **Proyecciones de precios para los energéticos basadas en los precios del petróleo.** Los supuestos planteados para la proyección, fundamentados en los análisis de la EIA se basan principalmente en los movimientos de los precios del petróleo.

3.2.2.7. Escenarios de proyección

Las estimaciones de proyección de precios, dada la alta correlación entre el precio del petróleo y los combustibles líquidos, así como del GLP, como ya se mencionó, se basan principalmente en el comportamiento del precio del petróleo. A partir de ello, se plantean tres escenarios de la EIA, el de precios bajos, el de referencia y el de precios altos, cada uno de estos escenarios plantea unos supuestos clave que determinan los niveles de los precios estimados²¹:

²¹ https://www.eia.gov/outlooks/aeo/tables_ref.php

3.3. Combustibles líquidos

Los precios de los combustibles líquidos refinados como la gasolina y el diésel se encuentran regulados bajo el precio máximo de venta al público en el marco del costo de oportunidad calculado según los precios internacionales en su componente de suministro. Adicionalmente la cadena de estos combustibles asociados a las actividades de transporte, logística, comercialización y distribución están reguladas con base en la remuneración de sus inversiones y los márgenes propios de mercado.

Por otro lado, el ingreso al productor y los demás márgenes del jet fuel, cuenta con lineamientos según lo dispuesto en la ley 681 de 2001 y la ley 1450 de 2011, donde el IP tiende a un precio internacional.

Por su parte, el ingreso al productor y los demás márgenes del fuel oil son fijados libremente por los agentes, dado que no cuentan con un mecanismo regulatorio que defina su valor a nivel nacional.

Adicionalmente, estos combustibles, en su precio de venta al público son sujetos del impuesto al carbón fijado por la DIAN de acuerdo con el factor de emisión de cada combustible y del IVA, además de un impuesto nacional para la gasolina y el diésel.

Como se mencionó en el contexto nacional, el Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC) sigue cumpliendo la función de mitigar la volatilidad de los precios internacionales para los consumidores finales en Colombia. En los últimos años, el país ha avanzado en un proceso de ajuste progresivo de los precios de los combustibles, en línea con la política nacional de acercar el ingreso al productor al precio internacional.

Este proceso ya se ha completado para la gasolina, cuyo precio ha sido corregido gradualmente para reflejar los precios internacionales. Actualmente, Colombia se encuentra en la fase de ajuste para el diésel, lo que implica incrementos escalonados en su precio, con el fin de reducir el déficit fiscal asociado al FEPC y garantizar la sostenibilidad del esquema. En este documento se realiza la proyección del precio del diésel y la gasolina a partir de sus precios referentes y sin tener en cuenta los beneficios otorgados por medio del mecanismo del FEPEC.

Es importante precisar que dentro de los consumidores de combustibles líquidos existen las siguientes clasificaciones:

- **Grandes consumidores de combustibles líquidos derivados del petróleo**

Ahora bien, dentro de los consumidores de combustibles líquidos derivados del petróleo para uso propio y exclusivo en sus actividades, existe la clasificación de Grandes Consumidores y Consumidores Finales establecido en el Decreto 1073 de 2015, los cuales consumen un promedio anual de más de 476 Barriles (20.000 galones).

Para estos grandes consumidores se establece como mínimo un valor de ingreso al productor igual al precio de paridad internacional establecido en el Decreto 0763 del 2024 y en la Resolución MME 40304 de 2024, en la estructura de precios de la gasolina motor corriente, la gasolina motor corriente oxigenada, del ACPM y del ACPM mezclado con biocombustibles para uso en motores diésel.

Esta clasificación no aplica a empresas generadoras de energía ubicadas en Zonas No Interconectadas (ZNI), definidas en el artículo 2.2.1 .1.2.2.1.4 del Decreto 1073 de 2015, ni a los Sistemas de Transporte Terrestre Masivos de Pasajeros.

- **Grandes Consumidores Individuales No Intermediarios (GCINI) de ACPM**

Por otra parte, para la aplicación del artículo 14 de la Ley 681 de 2001, el Decreto

1073 de 2015 define el “Gran Consumidor Individual No Intermediario de ACPM” como “aquel que tiene un consumo propio de ACPM, nacional o importado, igual o superior a 10.000 barriles mensuales (420.000 galones/mes). Los Sistemas de Transporte Terrestre Masivos de Pasajeros y las empresas generadoras de energía ubicadas en las Zonas Interconectadas del Territorio Nacional serán considerados como Grandes Consumidores Individuales No Intermediarios de ACPM, independientemente de su consumo”. Cabe aclarar que se exceptúa de esta clasificación el ACPM consumido por el servicio público de generación eléctrica en las Zonas No Interconectadas.

Para estos GCINI se establece como mínimo un valor de ingreso al productor en la estructura de precios del ACPM y del ACPM mezclado con biocombustibles para uso en motores diésel, el establecido en el Art. 2.2.1.1.2.2.3.72. del Decreto 1073 de 2015, así:

1. Producto nacional: Será como mínimo, el promedio de precios FOB del Diésel Oil exportado por Ecopetrol S.A. en los 30 días calendario precedentes a la fecha de facturación, o el precio internacional equivalente de las cotizaciones de los 30 días calendario precedentes a la fecha de facturación del índice No. 2 U. S. Gulf Coast Waterborne de la publicación PLATT's de Standard & Poor's, cuando no se hayan presentado exportaciones dentro de ese mismo período.

2. Importado: deberá como mínimo remunerar todos los costos en que incurra Ecopetrol S.A. para realizar estas actividades, sin que en ningún caso pueda ser inferior al precio de exportación del producto.

3. Sistemas de Transporte Terrestre Masivos de Pasajeros y las empresas generadoras de energía ubicadas en las Zonas Interconectadas: será el de paridad de precios de importación.

Además, en el marco de la normatividad existente, se define una estructura en el calcular del precio del ACPM consumido en la generación eléctrica denominado como electrocombustible, en las Zonas No Interconectadas (ZNI) y las Zonas Interconectadas, como se describe a continuación:

- **ACPM utilizado en la generación de energía eléctrica en Zonas No Interconectadas (ZNI)**

El artículo 1 de la Ley 855 de 2003 define las Zonas No Interconectadas (ZNI) como “(...) municipios, corregimientos, localidades y caseríos no conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN)”. Así mismo, se indica que las áreas geográficas que logren conectarse al SIN en condiciones sostenibles serán excluidas de las ZNI una vez se cumplan los trámites y términos establecidos por la CREG.

Por otra parte, El artículo 2.2.1.2.2.3 del Decreto 1073 de 2015, en concordancia con los artículos 2 y 3 de la Ley 681 de 2001 (que modifican el parágrafo primero del artículo 58 de la Ley 223 de 1995 y adicionan el artículo 118 de la Ley 488 de 1998), establece que el electrocombustible utilizado para la **generación eléctrica en las ZNI** está exento del impuesto nacional y la sobretasa al ACPM.

Además, el artículo 2.2.1.1.2.2.1.4. del Decreto 1073 de 2015, excluye de la categoría de GCINI a el ACPM consumido por el **servicio público** de generación eléctrica en las Zonas No Interconectadas. En consecuencia, el ingreso al productor del ACPM destinado al **servicio público** de generación eléctrica en las Zonas No Interconectadas está sujeto al Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC).

Adicionalmente, el combustible utilizado como electrocombustible en las ZNI tiene un nivel de mezcla de biocombustibles menor al exigido en el resto del país. Según el artículo 4 de la Resolución 40111 de 2021, este porcentaje puede ser del 0% o del 2%.

Ahora bien, El Ministerio de Minas y Energía, mediante la Resolución 181191 de 2002, definió la estructura de precios del electrocombustible utilizado para la generación eléctrica en las ZNI.

Tabla 3-9 Estructura de precios ACPM para generación de energía eléctrica en ZNI

Estructura precio del electrocombustible en ZNI	Tipo de Componente
1. Proporción - Ingreso al Productor del ACPM	Fijado por MME
2. Proporción - Ingreso al Productor del Biocombustible	Fijado por MME
Ingreso al productor de la mezcla ACPM – biocombustible	Subtotal
3. IVA sobre IP Fósil	Impuesto
4. Impuesto al Carbono	Impuesto
5. Tarifa de Marcación	Fijado por la CREG
6. Tarifa de Transporte por poliductos	Fijado por la CREG
Precio Máximo de Venta al Distribuidor Mayorista	Subtotal
7. Margen del distribuidor mayorista	Fijado por la CREG
8. Transporte de refinerías o plantas de abastecimiento al usuario final	fijado libremente por agentes de la cadena de distribución
Precio final por galón. \$/GAL	Total

Fuente: Elaboración UPME

● ACPM utilizado en la generación de energía eléctrica en Zonas Interconectadas

En cuanto al ACPM usado como electrocombustible en zonas interconectadas, el artículo 2.2.1.1.2.2.1.4 del Decreto 1073 de 2015 define a los Sistemas de Transporte Masivo de Pasajeros y empresas generadoras de energía en estas zonas como Grandes Consumidores Individuales No Intermediarios de ACPM, independientemente de su nivel de consumo.

El párrafo segundo del artículo 2.2.1.1.2.2.3.72 del mencionado decreto dispone que, para los grandes consumidores, el ingreso al productor de ACPM distribuido por ECOPETROL S.A. será determinado con base en la paridad de precios de importación, sin estar sujeto al FEPC. En términos específicos, establece lo siguiente:

“Para los Sistemas de Transporte Terrestre Masivos de Pasajeros y las empresas generadoras de energía ubicadas en las Zonas Interconectadas del Territorio Nacional consumidores de ACPM definidas en el artículo anterior, el Ingreso al Productor al cual ECOPETROL S. A podrá vender el ACPM distribuido de manera directa o a través de los Distribuidores Mayoristas, será el de paridad de precios de importación”. Es decir, que el ingreso al productor del ACPM para uso en electrocombustible en zonas interconectadas no estará sujeto al funcionamiento del FEPC.

Tabla 3-10 Estructura de precios ACPM para generación de energía eléctrica en zonas interconectadas

Estructura precio del electrocombustible en ZNI	Tipo de Componente
1. Proporción – Precio Paridad importación del ACPM	Precio Internacional
2. Proporción - Ingreso al Productor del Biocombustible	Fijado por MME
Ingreso al productor de la mezcla ACPM-biocombustible	Subtotal
3. Impuesto Nacional	Impuesto

4. IVA sobre IP Fósil	Impuesto
5. Impuesto al Carbono	Impuesto
6. Tarifa de Marcación	Fijado por CREG
7. Tarifa de Transporte por poliductos	Fijado por CREG
Precio Máximo de Venta al Distribuidor Mayorista	Subtotal
8. Sobretasa	Impuesto
9. Margen del distribuidor mayorista	Fijado por CREG
Precio final por galón. \$/GAL	Total

Fuente: Elaboración UPME

3.3.1. Gasolina Motor Corriente

Para la proyección de precios de los energéticos cuyo valor está determinado por referentes internacionales, como es el caso de la gasolina motor corriente – GMC, se toman como base las proyecciones publicadas por la Energy Information Administration - EIA.

No obstante, en casos en los cuales exista un rezago significativo en la publicación de las proyecciones de la EIA, es decir, cuando la última proyección disponible tenga más de un año de antigüedad y se tenga información real disponible, debe realizarse un ajuste a la serie proyectada a partir de los datos observados disponibles mediante un empalme entre los datos reales y la serie de proyección de la EIA.

Este empalme permite conservar las tendencias y variaciones proyectadas por la EIA, así como la magnitud de los cambios anuales en los precios, pero ajustándolos, en algunos casos, a niveles más conservadores. De esta manera, la metodología incorpora las expectativas de largo plazo de la EIA con datos mejor ajustados a la realidad.

En todos los casos, se toma como base el precio del energético de referencia, sobre el cual se aplican los movimientos relativos proyectados por la EIA. Esta aproximación permite capturar la trayectoria de largo plazo de los precios, sin incorporar componentes adicionales asociados a logística, transporte o márgenes sectoriales.

Cabe aclarar que, si bien la EIA publica proyecciones específicas para distintos sectores que incluyen costos adicionales, en este ejercicio se realiza un ajuste metodológico para aislar únicamente la variación esperada del precio del producto energético. En los casos que lo ameriten, también se aplican actualizaciones para garantizar la alineación con los valores de partida más recientes disponibles.

Partiendo de las series de proyección de la EIA en su versión ajustada, la metodología se complementa con la mensualización de estas proyecciones las cuales se presentan de manera anualizada. Esta mensualización de las series se surte a partir de los siguientes procesos, por medio de los cuales se obtiene un precio del combustible puesto en puerto colombiano.

- **Proyección mensual hasta el horizonte definido en el análisis**, utilizando como base sus series históricas para la proyección mensualizada hasta 2050.
- Armonización de la serie proyectada, proceso mediante el cual se ajusta la proyección mensual para que sea consistente con la proyección anualizada de la EIA. Esto se aplica a la serie original de la EIA o a la versión ajustada cuando se ha realizado el empalme descrito anteriormente. El objetivo de este proceso es obtener una proyección mensualizada que describa el comportamiento intraanual de los precios y, al mismo tiempo, mantenga los niveles proyectados por la EIA.

- Agregación de costos de transporte marítimo y seguros, se estiman a partir de los datos de las estadísticas de importación de la DIAN, teniendo en cuenta la información dispuesta por subpartida arancelaria de este energético.

A partir de los procesos descritos, se llega a la proyección del precio internacional en puerto colombiano, el cual se presenta como referente para la determinación del rubro del ingreso al productor fósil – IP dentro de la estructura de precios de la GMC y Diésel.

En particular, como se mencionó previamente, para GMC a nivel nacional, el Ingreso al Productor - IP proyectado será equivalente al precio internacional resultante del ejercicio ya descrito. En este sentido el precio se presenta sin beneficio FEPC a la gasolina lo cual es consistente con el desmonte que se ha surtido los últimos años a este combustible.

Adicionalmente y de acuerdo con la estructura nacional de precios de la GMC, se incluyen los componentes que hacen parte del precio de venta al público y que están constituidos como impuestos, contribuciones, tarifas y márgenes. Estos dos últimos relacionados con la remuneración de las actividades de transporte, logística, comercialización y distribución en la cadena de suministro de los combustibles en el mercado regulado que fueron descritos en el capítulo de contexto nacional.

Los componentes de la estructura de precio de venta al público - PVP de la GMC, diferentes al Ingreso al Productor – IP y relacionados con tarifas, están asociados principalmente a la remuneración de inversiones y son establecidos mediante regulación. Estos cargos, además permiten ser actualizados de manera anual principalmente a través de las variaciones del IPC, por lo tanto, estos, al igual que los demás componentes diferentes al IP, no reflejan interacciones de mercado.

Con base en lo anterior, se precisa que la proyección de estos componentes se basa en llevar sus valores unitarios al periodo base, de esta manera y debido a que las proyecciones se presentan a precios contantes, estos mantienen casi inalterados en la proyección.

A continuación, se describe en detalle las metodologías aplicadas para la proyección del precio del energético GMC.

3.3.1.1. Metodología de proyección mensual de las series

La metodología de proyección sigue una estructura secuencial. Primero se realiza una proyección mensualizada del precio del petróleo Brent, dado su papel como referente global en los mercados de hidrocarburos y principalmente porque las variaciones tanto del GLP como de los combustibles líquidos presentan la misma dirección y magnitud que las variaciones del precio del petróleo.

Así, esta serie mensual se obtiene como una serie de referencia, la cual capturará todos los efectos intraanuales de los precios de los combustibles. Esta serie, denominada serie de referencia, en la descripción de la metodología del numeral

3.3.1.2. Metodología de armonización de series

Se presenta como . La serie de referencia mensualizada, por lo tanto, servirá como base para dar una estructura interanual a la serie anual de proyección EIA ajustada del precio de este energético.

La de referencia mensualizada y la serie de proyección anualizada, se armonizan aplicando una técnica denominada *Benchmarking* o armonización de series temporales, en la cual las series mensualizadas o de mayor frecuencia, se ajustan a las proyecciones anuales de la EIA que son de menor frecuencia. Esto garantiza coherencia con las tendencias y niveles definidos ya sea en la proyección original o en su versión ajustada, según sea el caso. A continuación, se describe la metodología de armonización.

3.3.1.3. Metodología de armonización de series

La técnica de armonización de series fue desarrollada por Frank T. Denton en 1971 y tiene como objetivo ajustar una serie de tiempo preservando, en la medida de lo posible, la estructura o patrón de las fluctuaciones originales de los datos de alta frecuencia.

El método se aplica para la armonización temporal de la serie anual proyectada EIA ajustada para los precios de GMC en cada escenario (series de baja frecuencia), asegurando su coherencia con la proyección de referencia estimada (serie de alta frecuencia). El propósito es ajustar los valores proyectados sin alterar significativamente la variabilidad de la serie de referencia, permitiendo que la proyección mensualizada alcance los niveles definidos por la EIA ajustada.

Este enfoque permite obtener series mensuales alineadas con las prospectivas anuales de la EIA, preservando la dinámica intraanual de los precios. La técnica de armonización de series es ampliamente utilizada en la estimación de cuentas nacionales, especialmente en la contabilidad nacional (Dippelsman, Maehle, & Bloem, 2001).

El método se basa en minimizar las diferencias relativas o absolutas entre los valores ajustados y los valores originales de alta frecuencia.

Siendo,

Y_A = Valor anual proyectado por la EIA ajustada

y_m = valores mensuales ajustados, donde m varía de 1 a 12.

y^*_m = serie de referencia (valores mensuales proyectados sin ajustar).

La condición principal es que el promedio de los valores mensuales sea igual al valor anual:

$$\frac{1}{12} \sum_{m=1}^{12} y_m = Y_A$$

Se busca ajustar los valores mensuales minimizando la desviación cuadrática respecto a los valores originales, sujeto a la restricción de que el promedio sea igual al valor anual:

$$\min_{y_m} \sum_{m=1}^{12} (y_m - y^*_m)^2$$

Definiendo la función lagrangiana:

$$\mathcal{L} = \sum_{m=1}^{12} (y_m - y^*_m)^2 + \lambda \left(\frac{1}{12} \sum_{m=1}^{12} y_m - Y_A \right)$$

Se toman las derivadas parciales con respecto a y_m y λ :

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial y_m} = 2(y_m - y^*_m) + \frac{\lambda}{12} = 0 \quad \forall m$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \lambda} = \frac{1}{12} \sum_{m=1}^{12} y_m - Y_A = 0$$

Resolviendo para y_m ,

$$y_m = y^*_m - \frac{\lambda}{24}$$

Sustituyendo en la restricción para calcular λ , se tiene,

$$\lambda = 24 \left(\frac{1}{12} \sum_{m=1}^{12} y^*_m - Y_A \right)$$

Finalmente sustituyendo λ para obtener los valores ajustados

$$y_m = y^*_m - 2 \left(\frac{1}{12} \sum_{m=1}^{12} y^*_m - Y_A \right)$$

Así, este ajuste garantiza que el promedio de los 12 valores mensuales sea el valor anual y los valores ajustados y_m estarán lo más cercanos posible a los valores originales de y^*_m , minimizando la desviación cuadrática.

3.3.1.4. Metodología de agregación de costos de transporte marítimo y seguros

Los costos de transporte marítimo y seguros que permiten tener el precio del combustible puesto en puerto colombiano son estimados de acuerdo con los costos observados de las estadísticas de importación de la DIAN. Estos se estiman de acuerdo con la participación del costo unitario de fletes y seguros sobre el precio unitario de importación a precios FOB del combustible. Esta participación obtenida se asume como el costo de transporte para la serie proyectada y se estima con el porcentaje obtenido sobre el precio del combustible puesto en puerto colombiano.

Ecuación 14 – Porcentaje de transporte marítimo y seguros

$$\%fletes\&seguros = \frac{\frac{\sum Valor\ fletes_t, Valor\ seguros_t}{Cantidades\ importadas}}{\frac{\sum FOB_t}{Cantidades\ importadas}}$$

$Valor\ fletes_t$ = Valor total pagado en fletes en el periodo de base t en USD

$Valor\ seguros_t$ = Valor total pagado en seguros en el periodo de base t en USD

$Cantidades\ importadas$

= cantidades importadas del combustible en m^3 en el periodo de base t .

FOB_t

= Valor a precios FOB de las importaciones del combustible en el periodo de base t .

3.3.1.5. Metodología del valor anual proyectado por la EIA ajustada

Esta metodología consiste en un ajuste para empalmar las proyecciones publicadas por la EIA con los valores reales observados y a partir del precio del energético sin incluir costos adicionales asociados a su logística. Esta nueva serie se denomina serie EIA ajustada, la cual se obtiene utilizando la siguiente fórmula:

$$y_A = y_t * (1 + \Delta y_{EIA})$$

Siendo:

y_A = Serie del valor anual proyectado por la EIA ajustado con valores reales

y_t = Valores reales del precio del energético de análisis

$\Delta y_{EIA_{t/(t-1)}}$ = Variaciones de la serie proyectada por la EIA

3.3.1.6. Metodología de proyección de componentes de la estructura de precios de combustibles líquidos diferentes al ingreso al productor

En el caso de GMC, este documento presenta la estructura del precio de venta al público - PVP, la cual incluye las actividades asociadas a la cadena de transporte, logística, comercialización y distribución.

Como ya se observó, el ingreso al productor - IP, pese a estar regulado, tiene un importante componente de mercado que está influenciado por los precios internacionales. La metodología de proyección de este componente fue ampliamente descrita a lo largo de los subcapítulos 3.3.1.1 a 3.3.1.4.

Por su parte, los impuestos como el IVA se aplican como un porcentaje fijo establecido por la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales (DIAN). De igual forma, el Impuesto Nacional a la Gasolina, así como el Impuesto al Carbono, también son determinados por la DIAN. Este último corresponde a una tarifa por tonelada de dióxido de carbono equivalente (CO₂eq), y al igual que el Impuesto Nacional, se actualiza anualmente con base en el Índice de Precios al Consumidor (IPC) del año inmediatamente anterior.

La sobretasa a la gasolina, en cambio, corresponde a una contribución nacional definida por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, la cual también se ajusta anualmente de acuerdo con la variación del IPC.

Los demás componentes de la estructura, tales como la tarifa de marcación, las tarifas de transporte y los márgenes de distribución mayorista y minorista, son establecidos por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), y su actualización se realiza igualmente de forma anual con base en el IPC.

La siguiente tabla describe cómo se proyecta cada componente, señalando si se aplica un porcentaje fijo (como el IVA) o si se ajusta mediante un factor de actualización, el cual en todos los casos corresponde a la inflación anual proyectada.

Dado que la proyección está dada en precios constantes, la metodología con la que se proyectó el precio de referencia de estos componentes en el horizonte analizado, fue la de llevarlos a precio del periodo base.

Tabla 3-11 Actualización de componentes en el periodo base de la estructura de precios de los combustibles líquidos

Componentes de la estructura precio de los combustibles líquidos	Factor de actualización al período base empleado	Periodo de actualización
Impuesto Nacional	IPC (Inflación anual)	Febrero de cada año
IVA sobre IP Fósil	5% sobre el IP fósil	Mensual
Impuesto al Carbono	IPC (Inflación anual) + 1 punto hasta que sea equivalente a tres (3) UVT por tonelada de carbono equivalente (CO ₂ eq)	Febrero de cada año
Tarifa de Marcación	Meta de inflación Banco de la República	Enero de cada año
Tarifa de Transporte por poliductos	IPC (Inflación anual)	Enero de cada año
Sobretasa	IPC (Inflación anual)	Enero de cada año
IVA sobre el margen del distribuidor mayorista	19% sobre el margen mayorista	NA
Margen del distribuidor minorista	IPC (Inflación anual)	Febrero de cada año
Transporte de la planta de abastecimiento mayorista a estación.	IPC (Inflación anual)	Enero de cada año

Fuente: Elaboración UPME

La Resolución MME 40112 de 2021 establece la estructura de precio de venta al público - PVP de la GMC. Esta resolución contempla la suma de componentes que remuneran a todos los agentes involucrados en la cadena de producción, distribución y comercialización de estos productos. Adicionalmente, el precio de venta al público – PVP de este combustible incluye el impuesto al carbón (fijado por la DIAN según el factor de emisión de cada combustible), el IVA y un impuesto nacional.

3.3.1.7. Información

La siguiente tabla presenta el detalle de las variables consideradas en el análisis, especificando su periodicidad, unidades de medida y fuente de información:

Tabla 3-12 Información de base para el modelo de proyección de precios de la GMC

ENERGÉTICO	VARIABLE	PERIODICIDAD	UNIDAD DE MEDIDA	FUENTE
GASOLINA MC	U.S. Gulf Coast Conventional Gasoline 87	Mensual	USD/Gal	PLATTS
	Naphtha USGC barge	Mensual	USD/Gal	PLATTS
	Referencia de precios de la gasolina en Colombia	Único valor de referencia	USD/Gal	UPME
Proyecciones de la EIA para GMC		Anual	USD/MBTU	AEO – EIA
Estadísticas de importación de la DIAN		Diario	*Costos totales fletes y seguros (USD) *Cantidades totales de importación (m³)	DIAN
Resolución DIAN anual por la cual se ajustan las tarifas del Impuesto Nacional a la gasolina y al ACPM, y del Impuesto nacional al carbono ²² .		Anual	COP/Ton (CO2eq)	DIAN
Ley 2093 de 2021 en la cual se fija la sobretasa a la Gasolina y al Diésel		Anual	COP/Gal	Congreso de la Republica
Ley 1819 de 2016 por medio de la cual se adopta una reforma tributaria estructural		Anual	COP/Gal	Congreso de la Republica

Fuente: Elaboración UPME

3.3.1.8. Consideraciones relevantes

- **Las proyecciones utilizadas en este análisis se basan en la Perspectiva Energética Anual (AEO) de la Administración de Información Energética de EE.UU. (EIA).** En este documento la EIA examina las tendencias energéticas de largo plazo en Estados Unidos. Su enfoque es integral y relevante ya que considera múltiples factores como el crecimiento económico, el desarrollo tecnológico, las regulaciones vigentes y la evolución de los mercados energéticos internacionales. Por ello, al ajustar las proyecciones con datos más actuales y partir de niveles observados del energético, teniendo en cuenta las tendencias entre años descritas por la EIA, se logra una visión más precisa de la evolución del sector energético en los próximos años.
- **Precios constantes estimados en términos de un año base.** Se estiman las proyecciones a precios constantes de un año base definido, esto permite poder hacer una comparación de precios de largo plazo con respecto a este periodo base.
- **Perspectiva de TRM moderada.** Una variable importante en la proyección de precios es la TRM ya que el energético objeto de esta sección tiene precios de referencia en dólares. Debido a esto, se emplea una proyección realizada a partir de un modelo de proyección de series de tiempo, que mantiene una perspectiva de devaluación muy moderada con respecto a la devaluación histórica con el objetivo de no generar mayor ruido por efectos cambiarios.

²² Resolución 000007 de 2024 y Resolución 000008 de 2025

3.3.1.9. Supuestos

- **Proyecciones de precios para los energéticos basadas en los precios del petróleo y las perspectivas de largo plazo planteadas por la EIA.**

Los supuestos planteados para la proyección, fundamentados en los análisis de la EIA se basan principalmente en los movimientos de los precios del petróleo y su perspectiva de largo plazo de oferta y demanda.

3.3.1.10. Escenarios de proyección

Los escenarios de proyección corresponden a los tres planteados por la Administración de Información Energética de los Estados Unidos (EIA, por sus siglas en inglés):

- **Escenario de precios de referencia**, que asume una trayectoria tendencial de los precios bajo el supuesto de que no se presentan cambios significativos en las condiciones del mercado ni en las políticas energéticas.
- **Escenario de precios bajos del petróleo**, asociado a una mayor oferta o menores presiones de demanda a nivel global.
- **Escenario de precios altos del petróleo**, sustentado en supuestos de restricciones de oferta o un crecimiento sostenido de la demanda.

3.3.2. Diésel

Para la proyección de precios de los energéticos cuyo valor está determinado por referentes internacionales, como es el caso del Diésel, se toman como base las proyecciones publicadas por la Energy Information Administration - EIA. Dado que las proyecciones publicadas por la EIA al momento de la elaboración de este documento pueden tener rangos de datos proyectados cuyo valor real ya es conocido, como parte de la proyección de precios llevada a cabo por la UPME, se implementó un ajuste metodológico para empalmar estas proyecciones publicadas por la Energy Information Administration - EIA con los valores reales observados.

En todos los casos, se toma como base el precio del energético de referencia, sobre el cual se aplican los movimientos relativos proyectados por la EIA. Esta aproximación permite capturar la trayectoria de largo plazo de los precios, sin incorporar componentes adicionales asociados a logística, transporte o márgenes sectoriales.

Cabe aclarar que, si bien la EIA publica proyecciones específicas para distintos sectores que incluyen costos adicionales, en este ejercicio se realiza un ajuste metodológico para aislar únicamente la variación esperada del precio del producto energético. Esta serie se denomina como serie EIA ajustada.

Este empalme permite conservar las tendencias y variaciones proyectadas por la EIA, así como la magnitud de los cambios anuales en los precios, pero ajustándolos, a datos ya observados y a sus niveles de precios exclusivamente del energético. De esta manera, la metodología incorpora las expectativas de largo plazo de la EIA sin sobreestimar los precios debido a distorsiones generadas por el contexto extraordinario de algunas crisis energéticas.

Partiendo de las series ajustadas, la metodología se complementa con la mensualización de estas proyecciones anuales, según corresponda. Esta mensualización de las series se surte a partir de los siguientes procesos a los cuales se le suman los costos de transporte del puerto internacional a puerto colombiano:

- **Proyección mensual hasta el horizonte definido en el análisis**, utilizando como base la serie histórica del precio.
- **Armonización de la serie proyectada**, proceso mediante el cual se ajusta la proyección mensual para que sea consistente con la proyección anualizada de la serie ajustada EIA. El objetivo de este proceso es obtener una proyección mensualizada que describa el comportamiento intraanual de los precios y, al mismo tiempo, mantenga los niveles proyectados por la EIA ajustada.
- **Agregación de costos de transporte marítimo y seguros**, se estiman a partir de los datos de las estadísticas de importación de la DIAN, teniendo en cuenta la información dispuesta por subpartida arancelaria de este energético.

A partir de los procesos descritos, se llega a la proyección del precio internacional en puerto colombiano, el cual se presenta como referente para la determinación del rubro del ingreso al productor fósil – IP dentro de la estructura de precios de Diésel. En particular, como se mencionó previamente, para el Diésel a nivel nacional, el Ingreso al Productor – IP aún no es equivalente al precio internacional y el mismo cuenta con el beneficio del mecanismo del FEPC. En este sentido, se plantean ejercicios teóricos de desmonte del beneficio FEPC descritos en el numeral 4.3.2 donde se presentan sendas de incrementos sobre el IP fósil hasta que el mismo sea equivalente al precio internacional de este producto.

Debido a la estructura nacional de precios del Diésel, se incluyen los componentes que hacen parte de la estructura de precio de venta al público, tarifas y márgenes relacionados con la remuneración de las actividades de transporte, logística, comercialización y distribución en la cadena de suministro de los combustibles en el mercado regulado que fueron descritos en el capítulo de contexto nacional.

Ahora bien, dado que los componentes de la estructura de precio de venta al público - PVP del Diésel, diferentes al Ingreso al Productor – IP, están asociados principalmente a la remuneración de inversiones, estos son actualizados en función de indexadores que se basan en el índice de precio al consumidor y no reflejan interacciones de mercado. Dado que la proyección está dada en precios constantes, la metodología con la que se proyectó el precio de referencia de estos componentes en el horizonte analizado fue la de llevarlos a precio del periodo base.

En línea con lo anteriormente indicado, se describen a detalle las metodologías aplicadas para la proyección del precio del energético Diésel:

3.3.2.1. Metodología de proyección mensual de las series

La metodología de proyección sigue una estructura secuencial, donde se proyecta la primera serie a partir de sus datos históricos. Esta serie, denominada serie de referencia (en la metodología del numeral 3.3.2.2 denominada como , sirve como base para dar una estructura mensual a la serie anual EIA ajustada de precios de este energético, logrando reflejar los comportamientos intraanuales de los precios.

Lo anterior se obtiene aplicando el proceso de armonización, en el cual las series mensualizadas o de mayor frecuencia, se ajustan a las proyecciones anuales de la EIA ajustada que son de menor frecuencia. Esto garantiza coherencia con las tendencias y niveles definidos ya sea en la proyección original o en su versión ajustada, según sea el caso. A continuación, se describe la metodología de armonización.

3.3.2.2. Metodología de armonización de series

La técnica de armonización de series fue desarrollada por Frank T. Denton en 1971 y tiene como objetivo ajustar una serie de tiempo preservando, en la medida de lo posible, la estructura o patrón de las fluctuaciones originales de los datos de alta frecuencia.

El método se aplica para la armonización temporal de la serie anual proyectada por la EIA ajustada para los precios del Diésel en cada escenario (series de baja frecuencia), asegurando su coherencia con la proyección de referencia estimada (serie de alta frecuencia). El propósito es ajustar los valores proyectados sin alterar significativamente la variabilidad de la serie de referencia, permitiendo que la proyección mensualizada alcance los niveles definidos por la serie EIA ajustada.

Este enfoque permite obtener series mensuales alineadas con las perspectivas anuales planteadas por la EIA, preservando la dinámica intraanual de los precios. La técnica de armonización de series es ampliamente utilizada en la estimación de cuentas nacionales, especialmente en la contabilidad nacional (Dippelsman, Maehle, & Bloem, 2001).

El método se basa en minimizar las diferencias relativas o absolutas entre los valores ajustados y los valores originales de alta frecuencia.

Siendo,

Y_A = Valor anual proyectado por la EIA ajustada

y_m = valores mensuales ajustados, donde m varía de 1 a 12.

y^*_m = serie de referencia (valores mensuales proyectados sin ajustar).

La condición principal es que el promedio de los valores mensuales sea igual al valor anual:

$$\frac{1}{12} \sum_{m=1}^{12} y_m = Y_A$$

Se busca ajustar los valores mensuales minimizando la desviación cuadrática respecto a los valores originales, sujeto a la restricción de que el promedio sea igual al valor anual:

$$\min_{y_m} \sum_{m=1}^{12} (y_m - y^*_m)^2$$

Definiendo la función lagrangiana:

$$\mathcal{L} = \sum_{m=1}^{12} (y_m - y^*_m)^2 + \lambda \left(\frac{1}{12} \sum_{m=1}^{12} y_m - Y_A \right)$$

Se toman las derivadas parciales con respecto a y_m y λ :

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial y_m} = 2(y_m - y^*_m) + \frac{\lambda}{12} = 0 \quad \forall m$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \lambda} = \frac{1}{12} \sum_{m=1}^{12} y_m - Y_A = 0$$

Resolviendo para y_m ,

$$y_m = y^*_m - \frac{\lambda}{24}$$

Sustituyendo en la restricción para calcular λ , se tiene,

$$\lambda = 24 \left(\frac{1}{12} \sum_{m=1}^{12} y^*_m - Y_A \right)$$

Finalmente sustituyendo λ para obtener los valores ajustados

$$y_m = y^*_m - 2 \left(\frac{1}{12} \sum_{m=1}^{12} y^*_m - Y_A \right)$$

Así, este ajuste garantiza que el promedio de los 12 valores mensuales sea el valor anual y los valores ajustados y_m estarán lo más cercanos posible a los valores originales de y^*_m , minimizando la desviación cuadrática.

3.3.2.3. Metodología de agregación de costos de transporte marítimo y seguros

A partir de las estadísticas de importación de la DIAN se observa la participación del costo unitario de fletes y seguros sobre el precio unitario de importación a precios FOB del combustible. Ese porcentaje obtenido se asume como el costo de transporte para la serie proyectada.

$$\%fletes\&seguros = \frac{\frac{\sum Valor\ fletes_t, Valor\ seguros_t}{Cantidades\ importadas}}{\frac{\sum FOB_t}{Cantidades\ importadas}}$$

$Valor\ fletes_t = Valor\ total\ pagado\ en\ fletes\ en\ el\ periodo\ de\ base\ t\ en\ USD$

$Valor\ seguros_t = Valor\ total\ pagado\ en\ fletes\ en\ el\ periodo\ de\ base\ t\ en\ USD$

$Cantidades\ importadas = cantidades\ importadas\ del\ combustible\ en\ m^3\ en\ el\ periodo\ de\ base\ t.$

$FOB_t = Valor\ a\ precios\ FOB\ de\ las\ importaciones\ del\ combustible\ en\ el\ periodo\ de\ base\ t.$

3.3.2.4. Metodología del valor anual proyectado por la EIA ajustada

La metodología del valor anual proyectado por la EIA ajustada es utilizada en el caso en el que la última proyección de precios de la EIA disponible tiene más de un año de antigüedad. Esta metodología consiste en un ajuste para empalmar las proyecciones publicadas por la EIA con los valores reales observados. Esta nueva serie se denomina serie EIA ajustada, la cual se obtiene utilizando la siguiente formula:

$$=y_A=y_t * (1 + \Delta y_{EIA \text{ ajustada}})$$

Siendo:

y_A = Serie del valor anual proyectado por la EIA ajustado con valores reales

y_t = Valores reales del precio del energetico de analisis

$\Delta y_{EIA \text{ ajustada}}_{(t/(t-1))}$ = Variaciones de la serie proyectada por la EIA

3.3.2.5. Metodología de proyección de componentes de la estructura de precios de combustibles líquidos diferentes al ingreso al productor

En el caso del Diésel, este documento presenta la estructura del precio de venta al público - PVP, la cual incluye las actividades asociadas a la cadena de transporte, logística, comercialización y distribución.

Como ya se observó, el ingreso al productor - IP, pese a estar regulado, tiene un importante componente de mercado que está influenciado por los precios internacionales. La metodología de proyección de este componente fue ampliamente descrita a lo largo de los subcapítulos 3.3.2.1 a 3.3.2.4

Por su parte, los impuestos como el IVA se aplican como un porcentaje fijo establecido por la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales (DIAN). De igual forma, el Impuesto Nacional a la Gasolina, así como el Impuesto al Carbono, también son determinados por la DIAN. Este último corresponde a una tarifa por tonelada de dióxido de carbono equivalente (CO₂eq), y al igual que el Impuesto Nacional, se actualiza anualmente con base en el Índice de Precios al Consumidor (IPC) del año inmediatamente anterior.

La sobretasa al Diésel en cambio, corresponde a una contribución nacional definida por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, la cual también se ajusta anualmente de acuerdo con la variación del IPC.

Los demás componentes de la estructura, tales como la tarifa de marcación, las tarifas de transporte y los márgenes de distribución mayorista y minorista, son establecidos por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), y su actualización se realiza igualmente de forma anual con base en el IPC.

La siguiente tabla describe cómo se proyecta cada componente, señalando si se aplica un porcentaje fijo (como el IVA) o si se ajusta mediante un factor de actualización, el cual en todos los casos corresponde a la inflación anual proyectada.

Dado que la proyección está dada en precios constantes, la metodología con la que se proyectó el precio de referencia de estos componentes en el horizonte analizado, fue la de llevarlos a precio del periodo base.

Tabla 3-13 Actualización de componentes en el periodo base de la estructura de precios de los combustibles líquidos

Componentes de la estructura precio de los combustibles líquidos	Factor de actualización al período base empleado	Periodo de actualización
Impuesto Nacional	IPC (Inflación anual)	Febrero de cada año
IVA sobre IP Fósil	5% sobre el IP fósil	Mensual

Componentes de la estructura precio de los combustibles líquidos	Factor de actualización al período base empleado	Periodo de actualización
Impuesto al Carbono	IPC (Inflación anual) + 1 punto hasta que sea equivalente a tres (3) UVT por tonelada de carbono equivalente (CO ₂ eq)	Febrero de cada año
Tarifa de Marcación	Meta de inflación Banco de la República	Enero de cada año
Tarifa de Transporte por poliductos	IPC (Inflación anual)	Enero de cada año
Sobretasa	IPC (Inflación anual)	Enero de cada año
IVA sobre el margen del distribuidor mayorista	19% sobre el margen mayorista	NA
Margen del distribuidor minorista	IPC (Inflación anual)	Febrero de cada año
Transporte de la planta de abastecimiento mayorista a estación.	IPC (Inflación anual)	Enero de cada año

Fuente: Elaboración UPME

La Resolución 40112 de 2021 establece la estructura de precio de venta al público - PVP del Diésel. Esta resolución contempla la suma de componentes que remuneran a todos los agentes involucrados en la cadena de producción, distribución y comercialización de estos productos. Adicionalmente, el precio de venta al público – PVP de este combustible incluye el impuesto al carbón (fijado por la DIAN según el factor de emisión de cada combustible), el IVA y un impuesto nacional.

3.3.2.6. Información

La siguiente tabla presenta el detalle de las variables consideradas en el análisis, especificando su periodicidad, unidades de medida y fuente de información:

Tabla 3-14 Información de base para el modelo de proyección de precios de Diésel

ENERGÉTICO	VARIABLE	PERIODICIDAD	UNIDAD DE MEDIDA	FUENTE
DIÉSEL	Ultra Low Sulfur diésel ULSD	Mensual	USD/Gal	PLATTS
	Referencia de precios del diésel en Colombia	Único valor de referencia	USD/Gal	UPME
Proyecciones de la EIA para Diésel		Anual	USD/MBTU	AEO – EIA
Estadísticas de importación de la DIAN		Diario	*Costos totales fletes y seguros (USD) *Cantidades totales de importación (m ³)	DIAN

ENERGÉTICO	VARIABLE	PERIODICIDAD	UNIDAD DE MEDIDA	FUENTE
Ley 2093 de 2021 en la cual se fija la sobretasa a la Gasolina y al Diésel		Anual	COP/Gal	Congreso de la Republica
Ley 1819 de 2016 por medio de la cual se adopta una reforma tributaria estructural		Anual	COP/Gal	Congreso de la Republica
Resolución DIAN anual por la cual se ajustan las tarifas del Impuesto Nacional a la gasolina y al ACPM, y del Impuesto nacional al carbono ²³ .		Anual	COP/Ton (CO2eq)	DIAN

Fuente: Elaboración UPME

3.3.2.7. Consideraciones relevantes

- **Las proyecciones utilizadas en este análisis se basan en la Perspectiva Energética Anual (AEO) de la Administración de Información Energética de EE.UU. (EIA).** En este documento la EIA examina las tendencias energéticas de largo plazo en Estados Unidos. Su enfoque integral es relevante, ya que considera múltiples factores como el crecimiento económico, el desarrollo tecnológico, las regulaciones vigentes y la evolución de los mercados energéticos internacionales.
- **Precios constantes estimados en términos de un año base.** Se estiman las proyecciones a precios constantes de un año base definido, esto permite poder hacer una comparación de precios de largo plazo con respecto a este periodo base.
- **Perspectiva de TRM moderada.** Una variable importante en la proyección de precios es la TRM ya que el energético objeto de esta sección tiene precios de referencia en dólares. Debido a esto, se emplea una proyección realizada a partir de un modelo de proyección de series de tiempo, que mantiene una perspectiva de devaluación muy moderada con respecto a la devaluación histórica con el objetivo de no generar mayor ruido por efectos cambiarios.

3.3.2.8. Supuestos

- **Proyecciones de precios para los energéticos basadas en los precios del petróleo.** Los supuestos planteados para la proyección, fundamentados en los análisis de la EIA se basan principalmente en los movimientos de los precios del petróleo.
- **Las estimaciones de proyección de precios, dada la alta correlación entre el precio del petróleo y los combustibles líquidos,** así como del GLP, como ya se mencionó, se basan principalmente en el comportamiento del precio del petróleo. A partir de ello, se plantean tres escenarios, el de precios bajos, el de referencia y el de precios altos, cada uno de estos escenarios plantea unos supuestos clave que determinan los niveles de los precios estimados, como sigue:

3.3.2.9. Escenarios de proyección

- **Escenario de precios de referencia,** que asume una trayectoria tendencial de los precios bajo el supuesto de que no se presentan cambios significativos en las condiciones del mercado ni en las políticas energéticas.

²³ Resolución 000007 de 2024 y Resolución 000008 de 2025

- **Escenario de precios bajos del petróleo**, asociado a una mayor oferta o menores presiones de demanda a nivel global.
- **Escenario de precios altos del petróleo**, sustentado en supuestos de restricciones de oferta o un crecimiento sostenido de la demanda.

3.3.3. Fuel Oil

Para la proyección de precios de los energéticos cuyo valor está determinado por referentes internacionales, como es el caso del Fuel Oil, se toman, al igual que en el resto de energéticos combustibles líquidos, las proyecciones publicadas por la Energy Information Administration – EIA en su versión de serie EIA ajustada, como se explicó en los casos anteriores.

Partiendo de las series ajustadas, la metodología se complementa con la mensualización de estas proyecciones anuales, según corresponda. Esta mensualización de las series se surte a partir de los siguientes procesos a los cuales se le suman los costos de transporte del puerto internacional a puerto colombiano:

- **Proyección mensual hasta el horizonte definido en el análisis**, a partir de las series históricas.
- **Armonización de la serie proyectada**, proceso mediante el cual se ajusta la proyección mensual para que sea consistente con la proyección anualizada de la EIA ajustada. El objetivo de este proceso es obtener una proyección mensualizada que describa el comportamiento intraanual de los precios y, al mismo tiempo, mantenga los niveles proyectados por la EIA ajustada.
- **Agregación de costos de transporte marítimo y seguros**, se estiman a partir de los datos de las estadísticas de importación de la DIAN, teniendo en cuenta la información dispuesta por subpartida arancelaria de este energético.

A partir de los procesos descritos, se llega a la proyección del precio internacional en puerto colombiano, el cual se presenta como referente para la determinación del rubro del ingreso al productor fósil – IP que remunera al agente productor o importador.

Considerando que a la fecha no se cuenta con una estructura de precio al consumidor final definida y regulada por el MME o la entidad que este delegue, los rubros asociados a las actividades de transporte, logística, comercialización y distribución en la cadena de suministro de este energético, no serán considerados dentro de los precios.

En línea con lo anteriormente indicado, se describen a detalle las metodologías aplicadas para la proyección del precio del energético Fuel Oil:

3.3.3.1. Metodología de proyección mensual de las series

La metodología de proyección sigue una estructura secuencial, donde la primera serie proyectada corresponde a los valores históricos mensuales. Esta serie, denominada serie de referencia (en la metodología del numeral 3.3.3.2 denominada como , sirve como base para dar una estructura mensual a la serie anual de proyección de la EIA ajustada de precios de este energético. Lo anterior, reflejando los comportamientos intraanuales de los precios.

La serie se obtiene aplicando el proceso de armonización, en el cual las series mensualizadas o de mayor frecuencia, se ajustan a las proyecciones anuales de la EIA ajustada que son de menor frecuencia. Esto garantiza coherencia con las tendencias y niveles definidos ya sea en la proyección original o en su versión ajustada, según sea el caso. A continuación, se describe la metodología de armonización.

3.3.3.2. Metodología de armonización de series

La técnica de armonización de series fue desarrollada por Frank T. Denton en 1971 y tiene como objetivo ajustar una serie de tiempo preservando, en la medida de lo posible, la estructura o patrón de las fluctuaciones originales de los datos de alta frecuencia.

El método se aplica para la armonización temporal de la serie anual proyectada por la EIA ajustada para los precios de Fuel Oil en cada escenario (series de baja frecuencia), asegurando su coherencia con la proyección de referencia estimada (serie de alta frecuencia). El propósito es ajustar los valores proyectados sin alterar significativamente la variabilidad de la serie de referencia, permitiendo que la proyección mensualizada alcance los niveles definidos por la EIA ajustada.

Este enfoque permite obtener series mensuales alineadas con las perspectivas de largo plazo de la EIA, preservando la dinámica intraanual de los precios. La técnica de armonización de series es ampliamente utilizada en la estimación de cuentas nacionales, especialmente en la contabilidad nacional (Dippelsman, Maehle, & Bloem, 2001).

El método se basa en minimizar las diferencias relativas o absolutas entre los valores ajustados y los valores originales de alta frecuencia.

Siendo,

Y_A = Valor anual proyectado por la EIA

y_m = valores mensuales ajustados, donde m varía de 1 a 12.

y^*_m = serie de referencia (valores mensuales proyectados sin ajustar).

La condición principal es que el promedio de los valores mensuales sea igual al valor anual:

$$\frac{1}{12} \sum_{m=1}^{12} y_m = Y_A$$

Se busca ajustar los valores mensuales minimizando la desviación cuadrática respecto a los valores originales, sujeto a la restricción de que el promedio sea igual al valor anual:

$$\min_{y_m} \sum_{m=1}^{12} (y_m - y^*_m)^2$$

Definiendo la función lagrangiana:

$$\mathcal{L} = \sum_{m=1}^{12} (y_m - y^*_m)^2 + \lambda \left(\frac{1}{12} \sum_{m=1}^{12} y_m - Y_A \right)$$

Se toman las derivadas parciales con respecto a y_m y λ :

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial y_m} = 2(y_m - y^*_m)^2 + \frac{\lambda}{12} = 0 \quad \forall m$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \lambda} = \frac{1}{12} \sum_{m=1}^{12} y_m - Y_A = 0$$

Resolviendo para y_m ,

$$y_m = y^*_m - \frac{\lambda}{24}$$

Sustituyendo en la restricción para calcular λ , se tiene,

$$\lambda = 24 \left(\frac{1}{12} \sum_{m=1}^{12} y^*_m - Y_A \right)$$

Finalmente sustituyendo λ para obtener los valores ajustados

$$y_m = y^*_m - 2 \left(\frac{1}{12} \sum_{m=1}^{12} y^*_m - Y_A \right)$$

Así, este ajuste garantiza que el promedio de los 12 valores mensuales sea el valor anual y los valores ajustados y_m estarán lo más cercanos posible a los valores originales de y^*_m , minimizando la desviación cuadrática.

3.3.3.3. Metodología de agregación de costos de transporte marítimo y seguros

A partir de las estadísticas de importación de la DIAN se observa la participación del costo unitario de fletes y seguros sobre el precio unitario de importación a precios FOB del combustible. Ese porcentaje obtenido se asume como el costo de transporte para la serie proyectada.

$$\%fletes\&seguros = \frac{\frac{\sum Valor\ fletes_t, Valor\ seguros_t}{Cantidades\ importadas}}{\frac{\sum FOB_t}{Cantidades\ importadas}}$$

$Valor\ fletes_t = Valor\ total\ pagado\ en\ fletes\ en\ el\ periodo\ de\ base\ t\ en\ USD$

$Valor\ seguros_t = Valor\ total\ pagado\ en\ fletes\ en\ el\ periodo\ de\ base\ t\ en\ USD$

$Cantidades\ importadas$

$= cantidades\ importadas\ del\ combustible\ en\ m^3\ en\ el\ periodo\ de\ base\ t.$

$FOB_t = Valor\ a\ precios\ FOB\ de\ las\ importaciones\ del\ combustible\ en\ el\ periodo\ de\ base\ t.$

3.3.3.4. Metodología del valor anual proyectado por la EIA ajustada

La metodología del valor anual proyectado por la EIA ajustada es utilizada en el caso en el que la última proyección de precios de la EIA disponible tiene más de un año de antigüedad. Esta metodología consiste en un ajuste para empalmar las proyecciones publicadas por la EIA con los valores reales observados. Esta nueva serie se denomina serie EIA ajustada, la cual se obtiene utilizando la siguiente formula:

$$y_A = y_t * (1 + \Delta y_{EIA})$$

Siendo:

y_A = Serie del valor anual proyectado por la EIA ajustado con valores reales

y_t = Valores reales del precio del energetico de analisis

$\Delta y_{EIA_{t/(t-1)}}$ = Variaciones de la serie proyectada por la EIA

3.3.3.5. Metodología de proyección del IVA e impuesto al carbón

Considerando que a la fecha no se cuenta con una estructura de precio al consumidor final definida y regulada por el MME o la entidad que este delegue, los rubros asociados a las actividades de transporte, logística, comercialización y distribución en la cadena de suministro de este energético, no serán considerados dentro de los precios.

Por su parte, el impuesto como el IVA se aplican como un porcentaje fijo establecido por la Ley 1819 de 2026 “Por medio de la cual se adopta una reforma tributaria estructural...”, y el Impuesto al Carbono, corresponde a una tarifa por tonelada de dióxido de carbono equivalente (CO₂eq), el cual se actualiza anualmente con base en el Índice de Precios al Consumidor (IPC) del año inmediatamente anterior.

La siguiente tabla describe cómo se proyecta estos dos impuestos, señalando si se aplica un porcentaje fijo (como el IVA) o si se ajusta mediante un factor de actualización, el cual en todos los casos corresponde a la inflación anual proyectada.

Dado que la proyección está dada en precios constantes, la metodología con la que se proyectó el precio de referencia de estos componentes en el horizonte analizado, fue la de llevarlos a precio del periodo base.

Tabla 3-15 Actualización de componentes en el periodo base de la estructura de precios de los combustibles líquidos (Fuel Oil y Jet Fuel)

Componentes de la estructura precio de los combustibles líquidos	Factor de actualización al período base empleado	Periodo de actualización
IVA sobre IP Fósil	19% sobre el IP fósil	Mensual
Impuesto al Carbono	IPC (Inflación anual) + 1 punto hasta que sea equivalente a tres (3) UVT por tonelada de carbono equivalente (CO ₂ eq)	Febrero de cada año

Fuente: Elaboración UPME

3.3.3.6. Información

La siguiente tabla presenta el detalle de las variables consideradas en el análisis, especificando su periodicidad, unidades de medida y fuente de información:

Tabla 3- 16 Información de base para el modelo de proyección de precios de energéticos con libertad vigilada basada en referentes internacionales

ENERGÉTICO	VARIABLE	PERIODICIDAD	UNIDAD DE MEDIDA	FUENTE
FUEL OIL	HSFO	Mensual	USD/Gal	PLATTS
	Referencia de precios del fuel oil en Colombia	Único valor de referencia	USD/Gal	ECOPETROL
Proyecciones de la EIA para Fuel Oil		Anual	USD/MBTU	AEO – EIA
Estadísticas de importación de la DIAN		Diario	*Costos totales fletes y seguros (USD) *Cantidades totales de importación (m³)	DIAN
Resolución DIAN anual por la cual se ajustan las tarifas del Impuesto nacional al carbono ²⁴ .		Anual	COP/Ton (CO2eq)	DIAN
Ley 1819 de 2016 por medio de la cual se adopta una reforma tributaria estructural		Anual	COP/Gal	Congreso de la Republica
Precio del petróleo de referencia Brent		Mensual	USD/BBL	PLATTS

Fuente: Elaboración UPME

3.3.3.7. Consideraciones relevantes

Las proyecciones utilizadas en este análisis se basan en la **Perspectiva Energética Anual (AEO)** de la Administración de Información Energética de EE.UU. (EIA).

En este documento la EIA examina las tendencias energéticas de largo plazo en Estados Unidos.

- **Precios constantes estimados en términos de un año base.** Se estiman las proyecciones a precios constantes de un año base definido, esto permite poder hacer una comparación de precios de largo plazo con respecto a este periodo base.
- **Perspectiva de TRM moderada.** Una variable importante en la proyección de precios es la TRM ya que el energético objeto de esta sección tiene precios de referencia en dólares. Debido a esto, se emplea una proyección realizada a partir de un modelo de proyección de series de tiempo, que mantiene una perspectiva de devaluación muy moderada con respecto a la devaluación histórica con el objetivo de no generar mayor ruido por efectos cambiarios.

3.3.3.8. Supuestos

- Proyecciones de precios para los energéticos basadas en los precios del petróleo y las perspectivas de largo plazo planteadas por la EIA.

²⁴ Resolución 000007 de 2024 y Resolución 000008 de 2025

Los supuestos planteados para la proyección, fundamentados en los análisis de la EIA se basan principalmente en los movimientos de los precios del petróleo y su perspectiva de largo plazo de oferta y demanda.

3.3.3.9. Escenarios de proyección

Los escenarios de proyección corresponden a los tres planteados por la Administración de Información Energética de los Estados Unidos (EIA, por sus siglas en inglés):

- **Escenario de precios de referencia**, que asume una trayectoria tendencial de los precios bajo el supuesto de que no se presentan cambios significativos en las condiciones del mercado ni en las políticas energéticas.
- **Escenario de precios bajos del petróleo**, asociado a una mayor oferta o menores presiones de demanda a nivel global.
- **Escenario de precios altos del petróleo**, sustentado en supuestos de restricciones de oferta o un crecimiento sostenido de la demanda.

3.3.4. Jet Fuel

Para la proyección de precios de los energéticos cuyo valor está determinado por referentes internacionales, como es el caso del Jet Fuel, se toman como base las proyecciones publicadas por la Energy Information Administration - EIA. Dado que las proyecciones publicadas por la EIA al momento de la elaboración del documento pueden tener rangos de datos proyectados cuyo valor real ya es conocido, como parte de la proyección de precios llevada a cabo por la UPME, se implementó un ajuste metodológico para empalmar estas proyecciones publicadas por la Energy Information Administration - EIA con los valores reales observados. Esta nueva serie la denominamos como serie EIA ajustada.

Este empalme permite conservar las tendencias y variaciones proyectadas por la EIA, así como la magnitud de los cambios anuales en los precios. De esta manera, la metodología incorpora las expectativas de largo plazo de la EIA con datos actualizados.

En todos los casos, se toma como base el precio del energético de referencia, sobre el cual se aplican los movimientos relativos proyectados por la EIA. Esta aproximación permite capturar la trayectoria de largo plazo de los precios, sin incorporar componentes adicionales asociados a logística, transporte o márgenes sectoriales.

Cabe aclarar que, si bien la EIA publica proyecciones específicas para distintos sectores que incluyen costos adicionales, en este ejercicio se realiza un ajuste metodológico para aislar únicamente la variación esperada del precio del producto energético en su forma spot. En los casos que lo ameriten, también se aplican actualizaciones para garantizar la alineación con los valores de partida más recientes disponibles.

Partiendo de las series ajustadas, la metodología se complementa con la mensualización de estas proyecciones anuales, según corresponda. Esta mensualización de las series se surte a partir de los siguientes procesos a los cuales se le suman los costos de transporte del puerto internacional a puerto colombiano:

- **Proyección mensual hasta el horizonte definido en el análisis**, utilizando el histórico de precios de la serie.
- **Armonización de la serie proyectada**, proceso mediante el cual se ajusta la proyección mensual para que sea consistente con la proyección anualizada de la EIA ajustada. El objetivo de este proceso es obtener una proyección mensualizada que describa el comportamiento intraanual de los precios y, al mismo tiempo, mantenga los niveles proyectados por la EIA ajustada.
- **Agregación de costos de transporte marítimo y seguros**, se estiman a partir de los datos de las estadísticas de importación de la DIAN, teniendo en cuenta la información dispuesta por subpartida arancelaria de este energético.

A partir de los procesos descritos, se llega a la proyección del precio internacional en puerto colombiano, el cual se presenta como referente para la determinación del rubro del ingreso al productor fósil – IP que remunera al agente productor o importador.

Considerando que a la fecha no se cuenta con una estructura de precio al consumidor final definida y regulada por el MME o la entidad que este delegue, los rubros asociados a las actividades de transporte, logística, comercialización y distribución en la cadena de suministro de este energético, no serán considerados dentro de los precios.

En línea con lo anteriormente indicado, se describen a detalle las metodologías aplicadas para la proyección del precio del energético Fuel Oil:

3.3.4.1. Metodología de proyección mensual de las series

La metodología de proyección sigue una estructura secuencial, donde la primera serie proyectada es el precio histórico del energético. Esta serie, denominada serie de referencia (en la metodología del numeral 3.3.4.2 denominada como , sirve como base para dar una estructura mensual a la serie anual de proyección de la EIA ajustada de precios de este energético. Lo anterior, reflejando los comportamientos intraanuales de los precios.

Lo anterior se obtiene aplicando el proceso de armonización, en el cual las series mensualizadas o de mayor frecuencia, se ajustan a las proyecciones anuales de la EIA ajustada que son de menor frecuencia. Esto garantiza coherencia con las tendencias y niveles definidos ya sea en la proyección original o en su versión ajustada, según sea el caso. A continuación, se describe la metodología de armonización.

3.3.4.2. Metodología de armonización de series

La técnica de armonización de series fue desarrollada por Frank T. Denton en 1971 y tiene como objetivo ajustar una serie de tiempo preservando, en la medida de lo posible, la estructura o patrón de las fluctuaciones originales de los datos de alta frecuencia.

El método se aplica para la armonización temporal de la serie anual proyectada por la EIA ajustada para los precios de Fuel Oil en cada escenario (series de baja frecuencia), asegurando su coherencia con la proyección de referencia estimada (serie de alta frecuencia). El propósito es ajustar los valores proyectados sin alterar significativamente la variabilidad de la serie de referencia, permitiendo que la proyección mensualizada alcance los niveles definidos por la EIA.

Este enfoque permite obtener series mensuales alineadas con las proyecciones anuales de la EIA, preservando la dinámica intraanual de los precios. La técnica de armonización de series es ampliamente utilizada en la estimación de cuentas nacionales, especialmente en la contabilidad nacional (Dippelsman, Maehle, & Bloem, 2001).

El método se basa en minimizar las diferencias relativas o absolutas entre los valores ajustados y los valores originales de alta frecuencia.

Siendo,

Y_A = Valor anual proyectado por la EIA

y_m = valores mensuales ajustados, donde m varía de 1 a 12.

y^*_m = serie de referencia (valores mensuales proyectados sin ajustar).

La condición principal es que el promedio de los valores mensuales sea igual al valor anual:

$$\frac{1}{12} \sum_{m=1}^{12} y_m = Y_A$$

Se busca ajustar los valores mensuales minimizando la desviación cuadrática respecto a los valores originales, sujeto a la restricción de que el promedio sea igual al valor anual:

$$\min_{y_m} \sum_{m=1}^{12} (y_m - y^*_m)^2$$

Definiendo la función lagrangiana:

$$\mathcal{L} = \sum_{m=1}^{12} (y_m - y^*_m)^2 + \lambda \left(\frac{1}{12} \sum_{m=1}^{12} y_m - Y_A \right)$$

Se toman las derivadas parciales con respecto a y_m y λ :

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial y_m} = 2(y_m - y^*_m) + \frac{\lambda}{12} = 0 \quad \forall m$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \lambda} = \frac{1}{12} \sum_{m=1}^{12} y_m - Y_A = 0$$

Resolviendo para y_m ,

$$y_m = y^*_m - \frac{\lambda}{24}$$

Sustituyendo en la restricción para calcular λ , se tiene,

$$\lambda = 24 \left(\frac{1}{12} \sum_{m=1}^{12} y^*_m - Y_A \right)$$

Finalmente sustituyendo λ para obtener los valores ajustados

$$y_m = y^*_m - 2 \left(\frac{1}{12} \sum_{m=1}^{12} y^*_m - Y_A \right)$$

Así, este ajuste garantiza que el promedio de los 12 valores mensuales sea el valor anual y los valores ajustados y_m estarán lo más cercanos posible a los valores originales de y^*_m , minimizando la desviación cuadrática.

3.3.4.3. Metodología de agregación de costos de transporte marítimo y seguros

A partir de las estadísticas de importación de la DIAN se observa la participación del costo unitario de fletes y seguros sobre el precio unitario de importación a precios FOB del combustible. Ese porcentaje obtenido se asume como el costo de transporte para la serie proyectada.

$$\%fletes\&seguros = \frac{\frac{\sum Valor\ fletes_t, Valor\ seguros_t}{Cantidades\ importadas}}{\frac{\sum FOB_t}{Cantidades\ importadas}}$$

$Valor\ fletes_t = Valor\ total\ pagado\ en\ fletes\ en\ el\ periodo\ de\ base\ t\ en\ USD$

$Valor\ seguros_t = Valor\ total\ pagado\ en\ fletes\ en\ el\ periodo\ de\ base\ t\ en\ USD$

$Cantidades\ importadas$
 $= cantidades\ importadas\ del\ combustible\ en\ m^3\ en\ el\ periodo\ de\ base\ t.$

$FOB_t = Valor\ a\ precios\ FOB\ de\ las\ importaciones\ del\ combustible\ en\ el\ periodo\ de\ base\ t.$

3.3.4.4. Metodología del valor anual proyectado por la EIA ajustada

La metodología del valor anual proyectado por la EIA ajustada es utilizada en el caso en el que la última proyección de precios de la EIA disponible tiene más de un año de antigüedad. Esta metodología consiste en un ajuste para empalmar las proyecciones publicadas por la EIA con los valores reales observados. Esta nueva serie se denomina serie EIA ajustada, la cual se obtiene utilizando la siguiente formula:

$$y_A = y_t * (1 + \Delta y_{EIA})$$

Siendo:

$y_A = Serie\ del\ valor\ anual\ proyectado\ por\ la\ EIA\ ajustado\ con\ valores\ reales$

$y_t = Valores\ reales\ del\ precio\ del\ energetico\ de\ analisis$

$\Delta y_{EIA} = Variaciones\ de\ la\ serie\ proyectada\ por\ la\ EIA$

3.3.4.5. Metodología de proyección del IVA e impuesto al carbón

Considerando que a la fecha no se cuenta con una estructura de precio al consumidor final definida y regulada por el MME o la entidad que este delegue, los rubros asociados a las actividades de

transporte, logística, comercialización y distribución en la cadena de suministro de este energético, no serán considerados dentro de los precios.

Por su parte, el impuesto como el IVA se aplican como un porcentaje fijo establecido por la Ley 1819 de 2016 “Por medio de la cual se adopta una reforma tributaria estructural...”, y el Impuesto al Carbono, corresponde a una tarifa por tonelada de dióxido de carbono equivalente (CO₂eq), el cual se actualiza anualmente con base en el Índice de Precios al Consumidor (IPC) del año inmediatamente anterior.

La siguiente tabla describe cómo se proyecta estos dos impuestos, señalando si se aplica un porcentaje fijo (como el IVA) o si se ajusta mediante un factor de actualización, el cual en todos los casos corresponde a la inflación anual proyectada.

Dado que la proyección está dada en precios constantes, la metodología con la que se proyectó el precio de referencia de estos componentes en el horizonte analizado, fue la de llevarlos a precio del periodo base.

Tabla 3-17 Actualización de componentes en el periodo base de la estructura de precios de los combustibles líquidos (Fuel Oil y Jet Fuel)

Componentes de la estructura precio de los combustibles líquidos	Factor de actualización al período base empleado	Periodo de actualización
IVA sobre IP Fósil	19% sobre el IP fósil	Mensual
Impuesto al Carbono	IPC (Inflación anual) + 1 punto hasta que sea equivalente a tres (3) UVT por tonelada de carbono equivalente (CO ₂ eq)	Febrero de cada año

Fuente: Elaboración UPME

3.3.4.6. Información

La siguiente tabla presenta el detalle de las variables consideradas en el análisis, especificando su periodicidad, unidades de medida y fuente de información:

Tabla 3-18 Información de base para el modelo de proyección de precios del Jet Fuel

ENERGÉTICO	VARIABLE	PERIODICIDAD	UNIDAD DE MEDIDA	FUENTE
JET FUEL	Kerosene-Type Jet Fuel Prices: U.S. Gulf Coast (DJFUELUSGULF)	Mensual	USD/Gal	PLATTS
	Referencia de precios del jet fuel en Colombia	Único valor de referencia	USD/Gal	ECOPETROL
Proyecciones de la EIA para Jet Fuel		Anual	USD/MBTU	AEO – EIA

ENERGÉTICO	VARIABLE	PERIODICIDAD	UNIDAD DE MEDIDA	FUENTE
	Estadísticas de importación de la DIAN	Diario	*Costos totales fletes y seguros (USD) *Cantidades totales de importación (m³)	DIAN
	Resolución DIAN anual por la cual se ajustan las tarifas del Impuesto nacional al carbono ²⁵ .	Anual	COP/Ton (CO ₂ eq)	DIAN
	Ley 1819 de 2016 por medio de la cual se adopta una reforma tributaria estructural	Anual	COP/Gal	Congreso de la Republica

Fuente: Elaboración UPME

3.3.4.7. Consideraciones relevantes

- **Las proyecciones utilizadas en este análisis se basan en la Perspectiva Energética Anual (AEO) de la Administración de Información Energética de EE.UU. (EIA).** En este documento la EIA examina las tendencias energéticas de largo plazo en Estados Unidos.
- **Precios constantes estimados en términos de un año base.** Se estiman las proyecciones a precios constantes de un año base definido, esto permite poder hacer una comparación de precios de largo plazo con respecto a este periodo base.
- **Perspectiva de TRM moderada.** Una variable importante en la proyección de precios es la TRM ya que el energético objeto de esta sección tiene precios de referencia en dólares. Debido a esto, se emplea una proyección realizada a partir de un modelo de proyección de series de tiempo, que mantiene una perspectiva de devaluación muy moderada con respecto a la devaluación histórica con el objetivo de no generar mayor ruido por efectos cambiarios.

3.3.4.8. Supuestos

- **Proyecciones de precios para los energéticos basadas en los precios del petróleo y las perspectivas de largo plazo planteadas por la EIA.**

Los supuestos planteados para la proyección, fundamentados en los análisis de la EIA se basan principalmente en los movimientos de los precios del petróleo y su perspectiva de largo plazo de oferta y demanda.

3.3.4.9. Escenarios de proyección

Los escenarios de proyección corresponden a los tres planteados por la Administración de Información Energética de los Estados Unidos (EIA, por sus siglas en inglés):

- **Escenario de precios de referencia,** que asume una trayectoria tendencial de los precios bajo el supuesto de que no se presentan cambios significativos en las condiciones del mercado ni en las políticas energéticas.

²⁵ Resolución 000007 de 2024 y Resolución 000008 de 2025

- **Escenario de precios bajos del petróleo**, asociado a una mayor oferta o menores presiones de demanda a nivel global.
- **Escenario de precios altos del petróleo**, sustentado en supuestos de restricciones de oferta o un crecimiento sostenido de la demanda.

3.4. Biocombustibles

Los precios de los biocombustibles como el Etanol (Alcohol Carburante) y el Biodiesel se encuentran regulados bajo el precio máximo de venta al público en el marco del costo de oportunidad calculado según los precios internacionales de las principales materias primas con las que se producen, según lo establecido por la Resolución MME 180643 de 2012 y la Resolución MME 40400 de 2019.

En cuanto al transporte terrestre de los biocombustibles en Colombia para uso en motores diésel y para la mezcla con gasolina para el uso de vehículos automotores, es una actividad que se encuentra regulada mediante la Resolución MME 41277 de 2016 y la Resolución MME 40079 de 2018, las cuales definen las tarifas máximas en pesos por galón por concepto del transporte terrestre de los biocombustibles.

Por otro lado, mediante la Ley 788 de 2002, se dio comienzo al proceso de exclusión del impuesto sobre las ventas (IVA), impuesto global a la gasolina y a la sobretasa para la porción de etanol carburante utilizados en las mezclas con gasolina para los vehículos automotores. Así mismo, la Ley 939 de 2004 estableció la exclusión del impuesto sobre las ventas (IVA) y el impuesto global al ACPM para el biodiesel destinado al consumo nacional como componente de la mezcla con ACPM para uso en motores diésel.

Tal como se expone en la Sección 2.3 del presente documento, el abastecimiento de biocombustibles en Colombia ha enfrentado diversos desafíos que han requerido ajustes regulatorios para garantizar su suministro continuo. En este contexto, el esquema de fijación del Ingreso al Productor (IP) ha jugado un papel relevante y, en cierta medida, ha incidido en las limitaciones observadas en el abastecimiento constante del producto.

A nivel general, en la proyección de precios llevada a cabo en este capítulo, se conserva un nivel de mezcla estable regulado del 10% para el etanol y el biodiésel. Esto, con el fin de presentar la proyección de precios bajo las condiciones actuales sin consideraciones respecto de un mercado más amplio del producto donde se deban considerar medidas regulatorias y logísticas para garantizar un mayor suministro de estos productos a nivel nacional.

Con base en lo anterior, se presentan a continuación la propuesta de la metodología para la proyección de precios de los biocombustibles, bajo el mecanismo actualmente regulado, considerando para el caso del Etanol, la posibilidad de ocurrencia de la suspensión de la aplicación de la metodología de la Resolución MME 180643 del 2012 dada una probable alza en el precio internacional del etanol en Estados Unidos por encima del IP Etanol fijado a nivel nacional como lo ocurrido entre el periodo 2021 al 2023 detallado en el numeral 2.3.

3.4.1. Etanol

Para la proyección de precios de los biocombustibles, como es el Etanol, cuyo valor está determinado por referentes internacionales, se emplean como base las proyecciones publicadas por PLATTS, en su “Biofuels and Feedstocks Long Term Price Outlook”, específicamente para el precio del etanol se empleó como variable proxy del Contrato 5 de Londres, la proyección PLATTS Biofuel ProductEthanolBrazil y como variable proxy del precio del etanol en Estados Unidos, la proyección PLATTS “Biofuel ProductEthanolUS Gulf Coast”.

Partiendo de las series de proyección PLATTS, la metodología de proyección se complementa con la mensualización de estas proyecciones las cuales se presentan de manera anualizada. Esta mensualización de las series se surte a partir de los siguientes procesos, por medio de los cuales se obtiene la proyección del precio del azúcar en Londres y el precio del etanol de Estados Unidos:

- **Proyección mensual hasta el horizonte definido en el análisis**, utilizando como base la proyección mensual de su precio histórico.
- **Armonización de la serie proyectada**, proceso mediante el cual se ajusta la proyección mensual para que sea consistente con la proyección anualizada de PLATTS. El objetivo de este proceso es obtener una proyección mensualizada que describa el comportamiento intraanual de los precios y, al mismo tiempo, mantenga los niveles proyectados por PLATTS.

La metodología se completa calculando el Ingreso al Productor del Etanol en las siguientes dos etapas:

- 1. Primera etapa:** con las proyecciones del precio del azúcar en Londres anteriormente descritas, se obtiene el precio de paridad exportación del azúcar (Azúcar en Londres) calculando su equivalente de etanol para compararla con el precio de venta al público - PVP de la gasolina motor corriente oxigenada en Bogotá del mes inmediatamente anterior, entendiéndose la gasolina motor corriente oxigenada como la mezcla de la gasolina motor corriente con el Etanol.
- 2. Segunda etapa:** con la proyección del precio del etanol de Estados Unidos, se calcula el precio paridad importación - PPI del Etanol de Estados Unidos.
- 3. Tercera etapa:** el Ingreso al Productor -IP del Etanol es el menor valor entre los valores de la primera etapa siempre y cuando el PPI Etanol de Estados Unidos calculado en la segunda etapa este por debajo del IP nacional del Etanol, de lo contrario el IP nacional del Etanol será el PPI Etanol de Estados Unidos.

Debido a la estructura nacional de precios del Etanol, una vez calculado el IP se incluye el componente relacionado con la remuneración de la actividad de transporte terrestre a la planta mayorista dado que los demás componentes como los márgenes de comercialización y el transporte de la planta de abasto a la estación de servicio están directamente asociados a la mezcla del Etanol con la Gasolina Motor Corriente. El precio del transporte terrestre esta actualizado en función del indexador que se basa en el índice del precio al consumidor y no reflejan interacciones de mercado. Toda vez que las proyecciones están dadas en precios constantes, la metodología con la que se proyectó el precio de referencia de este componente en el horizonte analizado fue la de llevarlos a precio del periodo base.

3.4.1.1. Metodología de proyección mensual de las series

La metodología de proyección sigue una estructura secuencial. Primero se realiza una proyección mensualizada del precio histórico.

Así, esta serie mensual se obtiene como una serie de referencia, la cual capturará todos los efectos intraanuales de los precios. Esta serie, denominada serie de referencia .

La serie de referencia, por lo tanto, servirá como base para dar una estructura mensual a la serie anual de proyección de PLATTS.

La serie de referencia mensualizada y la serie de proyección anualizada, se armonizan aplicando

una técnica denominada *Benchmarking* o armonización de series temporales, en la cual las series mensualizadas o de mayor frecuencia, se ajustan a las proyecciones anuales de PLATTS que son de menor frecuencia. Esto garantiza coherencia con las tendencias y niveles definidos en la proyección de largo plazo. A continuación, se describe la metodología de armonización.

3.4.1.2. Metodología de armonización de series

La técnica de armonización de series fue desarrollada por Frank T. Denton en 1971 y tiene como objetivo ajustar una serie de tiempo preservando, en la medida de lo posible, la estructura o patrón de las fluctuaciones originales de los datos de alta frecuencia.

El método se aplica para la armonización temporal de la serie anual proyectada por PLATTS (series de baja frecuencia), asegurando su coherencia con la proyección de referencia estimada (serie de alta frecuencia). El propósito es ajustar los valores proyectados sin alterar significativamente la variabilidad de la serie de referencia, permitiendo que la proyección mensualizada alcance los niveles definidos por PLATTS.

Este enfoque permite obtener series mensuales alineadas con las proyecciones anuales de PLATTS, preservando la dinámica intraanual de los precios. La técnica de armonización de series es ampliamente utilizada en la estimación de cuentas nacionales, especialmente en la contabilidad nacional (Dippelsman, Maehle, & Bloem, 2001).

El método se basa en minimizar las diferencias relativas o absolutas entre los valores ajustados y los valores originales de alta frecuencia.

Siendo,

Y_A = Valor anual proyectado por PLATTS

y_m = valores mensuales ajustados, donde m varía de 1 a 12.

y^*_m = serie de referencia (valores mensuales proyectados sin ajustar).

La condición principal es que el promedio de los valores mensuales sea igual al valor anual:

$$\frac{1}{12} \sum_{m=1}^{12} y_m = Y_A$$

Se busca ajustar los valores mensuales minimizando la desviación cuadrática respecto a los valores originales, sujeto a la restricción de que el promedio sea igual al valor anual:

$$\min_{y_m} \sum_{m=1}^{12} (y_m - y^*_m)^2$$

Definiendo la función lagrangiana:

$$\mathcal{L} = \sum_{m=1}^{12} (y_m - y^*_m)^2 + \lambda \left(\frac{1}{12} \sum_{m=1}^{12} y_m - Y_A \right)$$

Se toman las derivadas parciales con respecto a y_m y λ :

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial y_m} = 2(y_m - y^*_m)^2 + \frac{\lambda}{12} = 0 \quad \forall m$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \lambda} = \frac{1}{12} \sum_{m=1}^{12} y_m - Y_A = 0$$

Resolviendo para y_m ,

$$y_m = y^*_m - \frac{\lambda}{24}$$

Sustituyendo en la restricción para calcular λ , se tiene,

$$\lambda = 24 \left(\frac{1}{12} \sum_{m=1}^{12} y^*_m - Y_A \right)$$

Finalmente sustituyendo λ para obtener los valores ajustados

$$y_m = y^*_m - 2 \left(\frac{1}{12} \sum_{m=1}^{12} y^*_m - Y_A \right)$$

Así, este ajuste garantiza que el promedio de los 12 valores mensuales sea el valor anual y los valores ajustados y_m estarán lo más cercanos posible a los valores originales de y^*_m , minimizando la desviación cuadrática.

3.4.1.3. Metodología de proyección del precio del energético a partir de la proyección mensualizada de la variable proxy de PLATTS

La proyección del precio del energético a partir de la proyección mensualizada de la variable proxy de PLATTS consiste en un ajuste para empalmar las proyecciones publicadas por PLATTS a la serie histórica de cada energético empleando las variaciones de la variables proxy proyectadas a los valores reales observados del energético de interés así,

$$y_{t+1} = y_{t-1} * (1 + \Delta y_{PLATTS})$$

Siendo:

y_{t+1} = Serie de interes proyectada para el periodo $t + 1$

y_{t-1} = Valores reales del precio del energetico de analisis en el periodo $t - 1$

$\Delta y_{EIA(t/(t-1))}$ = Variaciones de la serie proyectada resultante de la armonización de la proyección de PLATTS.

3.4.1.4. Metodología de proyección de componentes de la estructura de precios del Etanol diferentes al ingreso al productor

En el caso del Etanol para uso en vehículos automotor, la estructura del precio de venta al público - PVP, está asociada en varias actividades de la cadena de distribución a la estructura del PVP del Diésel con la mezcla de este energético. Ahora bien, el eslabón asociado a la actividad del transporte del Etanol al llegar a la planta mayorista es independiente, no obstante, en los siguientes eslabones entre el transporte de la planta de abasto y la estación de servicio, este energético se encuentra mezclado con Gasolina Motor Corriente, esta mezcla se conoce como Gasolina Motor Corriente Oxigenada y sobre esta se generan los siguientes márgenes: margen del distribuidor minorista y el transporte de la planta de abastecimiento mayorista a la estación de servicio.

La metodología con la que se proyectó el precio de referencia del componente del transporte terrestre del Etanol hasta la planta mayorista en el horizonte analizado, fue la de llevarlo a precio del periodo base dado que su actualización obedece al factor de actualización del IPC.

En la siguiente tabla se describe cómo se proyecta este componente, el cual corresponde a la inflación anual proyectada.

Tabla 3-19 Actualización de componentes en el periodo base de la estructura de precios de los combustibles líquidos

Componentes de la estructura precio de los combustibles líquidos	Factor de actualización al período base empleado	Periodo de actualización
Tarifa de Transporte Terrestre	IPC (Inflación anual)	Marzo de cada año

Fuente: Elaboración UPME

La Resolución 40112 de 2021 establece la estructura de precio de venta al público - PVP la Gasolina Motor Corriente Oxigenada. Esta resolución contempla la suma de componentes que remuneran a todos los agentes involucrados en la cadena de producción, distribución y comercialización de este producto.

3.4.1.5. Metodología de fijación del Ingreso al Productor – IP

Etapla 1: con la proyección del indicador mensual del azúcar en Londres, se obtiene el precio de paridad exportación calculando su equivalente de etanol en pesos/galón aplicando la siguiente formula:

$$VEAC(t) = \frac{(AZLN(t) - GE) * TRM - TT(t)}{(FC1 - FC2 - FC3 + FC4) * FC5} * FC6 - CV$$

Siendo:

VEAC(t): Es el valor equivalente del alcohol carburante, expresado en pesos por galón, para el periodo t.

AZLN(t): Es el promedio móvil de las cotizaciones de cierre de la posición más cercana del azúcar blanco refinado, correspondiente al Contrato número 5 de la Bolsa de Londres para los últimos seis (6) meses, publicadas en Reuters, Bloomberg o Futures Source, expresadas en dólares por tonelada (US\$/Ton).

GE: Son los gastos de exportación promedio del azúcar refinado. Este valor se fija en veintiséis (26) dólares por Tonelada (US\$/Ton), de acuerdo con el promedio de los gastos de exportación del azúcar refinado (manejo en puerto, carga a contenedor y carga de contenedor a barco).

TRM: Es el promedio de la Tasa Representativa del Mercado, certificada por la autoridad competente, vigente para los veinticinco (25) primeros días del mes inmediatamente anterior al período t.

TT(t): Flete de transporte promedio del azúcar refinado entre el centro de producción y el puerto de exportación (Cali-Buenaventura), el cual se fija a partir del SICETAC (Sistema de Información de Costos Eficientes de Transporte Automotor de Carga www.mintransporte.gov.co) con los siguientes parámetros: Utilizando como vehículo de transporte un tractocamión, 2 horas de espera para cargue, 1 hora para cargue, 6 horas de espera para descargue y 1 hora para descargue.

FC1: Relación estequiométrica de producción etanol por quintal de azúcar igual a 29.22 litros/quintal.

FC2: Factor de corrección por menor recuperación sacarosa igual a 0.97 litros/quintal.

FC3: Factor asociado a los costos de transformación azúcar en etanol anhidro, en planta igual a 6.378 litros/quintal.

FC4: Factor asociado al ahorro de los costos de refinación y blanqueo azúcar equivalente a 2.025 litros/quintal.

FC5: Factor de conversión entre quintales de azúcar y toneladas de azúcar, el cual es de veinte (20).

FC6: Factor de conversión de galones a litros, el cual es de tres puntos setecientos ochenta y cinco (3.785).

CV: Ahorro en pesos por galón (\$/galón), que se obtiene al utilizar la vinaza generada en el proceso de producción del alcohol carburante dentro de las actividades agrícolas para la obtención de las respectivas materias primas, el cual se fija en veintidós puntos treinta y nueve (22.39) pesos por galón. Dicho valor se actualizará anualmente en el mes de febrero de acuerdo con los costos de las materias primas petroquímicas a sustituir al aplicar la vinaza como fertilizante.

t: Corresponde al mes para el cual se efectúa el cálculo.

Etapla 2: con la proyección del indicador mensual del Etanol en Estados Unidos, se obtiene el precio de paridad exportación agregando los costos de transporte marítimo y seguros, los cuales se estiman a partir de los datos calculados por el MME.

Etapla 3: el valor obtenido de la etapa 1, se compara con el precio de venta al público de un galón de gasolina motor corriente oxigenada en Bogotá, del mes inmediatamente anterior (PVP GMC Bogotá). El Ingreso al Productor del Etanol es el menor de estos dos componentes, siempre y cuando el valor del PPI del etanol en Estados Unidos calculado en la etapa 2 este por debajo del IP Etanol fijado a nivel nacional, en caso contrario, el Ingreso al Productor del Etanol será el precio paridad importación - PPI del Etano de Estados Unidos.

3.4.2. Biodiesel

Para la proyección de precios de los biocombustibles, como es el Biodiésel, cuyo valor está determinado por referentes internacionales, se emplean como base el IP del Biodiesel publicado por el MME y las proyecciones publicadas por PLATTS, en su “Biofuels and Feedstocks Long Term Price Outlook”, específicamente para el precio del Biodiésel se empleó como variable proxy la proyección PLATTS de Biofuel FeedstockPalm Oil—RBDSoutheast Asia.

Partiendo de las series de proyección PLATTS, la metodología se complementa con la mensualización de estas proyecciones las cuales se presentan de manera anualizada.

A partir de las series resultantes, con sus variaciones proyectamos el IP Biodiésel publicado por el MME.

Esta mensualización de las series se surte a partir de los siguientes procesos, por medio de los cuales se obtiene el precio del energético.

- **Proyección mensual hasta el horizonte definido en el análisis**, utilizando como base la proyección mensual de su precio histórico.
- **Armonización de la serie proyectada**, proceso mediante el cual se ajusta la proyección mensual para que sea consistente con la proyección anualizada de PLATTS. El objetivo de este proceso es obtener una proyección mensualizada que describa el comportamiento intraanual de los precios y, al mismo tiempo, mantenga los niveles proyectados por PLATTS.

A partir de los procesos descritos, se llega a la proyección del precio del Ingreso al Produtor - IP que remunera al agente productor.

Debido a la estructura nacional de precios del Biodiésel, se incluye el componente relacionado con la remuneración de la actividad de transporte terrestre a la planta mayorista dado que los demás componentes como impuestos y márgenes de comercialización están directamente asociados a la mezcla del Biodiésel con el Diésel. El precio del transporte terrestre esta actualizado en función del indexador que se basa en el índice de precio al consumidor y no reflejan interacciones de mercado. Dado que la proyección está dada en precios constantes, la metodología con la que se proyectó el precio de referencia de este componente en el horizonte analizado fue la de llevarlos a precio del periodo base.

A continuación, se describe en detalle las metodologías aplicadas para la proyección del precio del energético Biodiésel:

3.4.2.1. Metodología de proyección mensual de las series

La metodología de proyección sigue una estructura secuencial. Primero se realiza una proyección mensualizada del precio histórico.

Así, esta serie mensual se obtiene como una serie de referencia, la cual capturará todos los efectos intraanuales de los precios. Esta serie, denominada serie de referencia .

La serie de referencia, por lo tanto, servirá como base para dar una estructura mensual a la serie anual de proyección de PLATTS.

La serie de referencia mensualizada y la serie de proyección anualizada, se armonizan aplicando una técnica denominada *Benchmarking* o armonización de series temporales, en la cual las series mensualizadas o de mayor frecuencia, se ajustan a las proyecciones anuales de PLATTS que son de menor frecuencia. Esto garantiza coherencia con las tendencias y niveles definidos en la proyección de largo plazo. A continuación, se describe la metodología de armonización.

3.4.2.2. Metodología de armonización de series

La técnica de armonización de series fue desarrollada por Frank T. Denton en 1971 y tiene como objetivo ajustar una serie de tiempo preservando, en la medida de lo posible, la estructura o patrón de las fluctuaciones originales de los datos de alta frecuencia.

El método se aplica para la armonización temporal de la serie anual proyectada por PLATTS (series de baja frecuencia), asegurando su coherencia con la proyección de referencia estimada (serie

de alta frecuencia). El propósito es ajustar los valores proyectados sin alterar significativamente la variabilidad de la serie de referencia, permitiendo que la proyección mensualizada alcance los niveles definidos por PLATTS.

Este enfoque permite obtener series mensuales alineadas con las proyecciones anuales de PLATTS, preservando la dinámica intraanual de los precios. La técnica de armonización de series es ampliamente utilizada en la estimación de cuentas nacionales, especialmente en la contabilidad nacional (Dippelsman, Maehle, & Bloem, 2001).

El método se basa en minimizar las diferencias relativas o absolutas entre los valores ajustados y los valores originales de alta frecuencia.

Siendo,

Y_A = Valor anual proyectado por PLATTS

y_m = valores mensuales ajustados, donde m varía de 1 a 12.

y^*_m = serie de referencia (valores mensuales proyectados sin ajustar).

La condición principal es que el promedio de los valores mensuales sea igual al valor anual:

$$\min_{y_m} \sum_{m=1}^{12} (y_m - y^*_m)^2$$

Se busca ajustar los valores mensuales minimizando la desviación cuadrática respecto a los valores originales, sujeto a la restricción de que el promedio sea igual al valor anual:

Definiendo la función lagrangiana:

$$\mathcal{L} = \sum_{m=1}^{12} (y_m - y^*_m)^2 + \lambda \left(\frac{1}{12} \sum_{m=1}^{12} y_m - Y_A \right)$$

Se toman las derivadas parciales con respecto a y_m y λ :

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial y_m} = 2(y_m - y^*_m) + \frac{\lambda}{12} = 0 \quad \forall m$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \lambda} = \frac{1}{12} \sum_{m=1}^{12} y_m - Y_A = 0$$

Resolviendo para y_m ,

$$y_m = y^*_m - \frac{\lambda}{24}$$

Sustituyendo en la restricción para calcular λ , se tiene,

$$\lambda = 24 \left(\frac{1}{12} \sum_{m=1}^{12} y^*_m - Y_A \right)$$

Finalmente sustituyendo λ para obtener los valores ajustados

$$y_m = y^*_m - 2 \left(\frac{1}{12} \sum_{m=1}^{12} y^*_m - Y_A \right)$$

Así, este ajuste garantiza que el promedio de los 12 valores mensuales sea el valor anual y los valores ajustados y_m estarán lo más cercanos posible a los valores originales de y^*_m , minimizando la desviación cuadrática.

3.4.2.3. Metodología de proyección del precio del energético a partir de la proyección mensualizada de la variable proxy de PLATTS

La proyección del precio del energético a partir de la proyección mensualizada de la variable proxy de PLATTS consiste en un ajuste para empalmar las proyecciones publicadas por PLATTS a la serie histórica de cada energético empleando las variaciones de la variable proxy proyectadas a los valores reales observados del energético de interés así,

$$y_{t+1} = y_{t-1} * (1 + \Delta y_{PLATTS})$$

Siendo:

y_{t+1} = Serie de interés proyectada para el periodo $t + 1$

y_{t-1} = Valores reales del precio del energético de análisis en el periodo $t - 1$

$\Delta y_{EIA(t/(t-1))}$ = Variaciones de la serie proyectada resultante de la armonización de la proyección de PLATTS.

3.4.2.4. Metodología de proyección de componentes de la estructura de precios del Biodiésel diferentes al ingreso al productor

En el caso del Biodiésel para uso en motores diésel, la estructura del precio de venta al público - PVP, está asociada en varias actividades de la cadena de distribución a la estructura del PVP del Diésel con la mezcla de este energético. Ahora bien, el eslabón asociado a la actividad del transporte de este Biodiésel al llegar a la planta mayorista es independiente, no obstante, en los siguientes eslabones entre el transporte de la planta de abasto y la estación de servicio, este energético se encuentra mezclado con el Diésel, esta mezcla se conoce como Diésel con mezcla y sobre esta se generan los siguientes impuestos y márgenes: sobretasa, margen del distribuidor minorista y el transporte de la planta de abastecimiento mayorista a estación.

La metodología con la que se proyectó el precio de referencia del componente del transporte terrestre del Biodiésel hasta la planta mayorista en el horizonte analizado, fue la de llevarlo a precio del periodo base dado que su actualización obedece al factor de actualización del IPC.

En la siguiente tabla se describe cómo se proyecta este componente, el cual corresponde a la inflación anual proyectada.

Tabla 3-20 Actualización de componentes en el periodo base de la estructura de precios de los combustibles líquidos

Componentes de la estructura precio de los combustibles líquidos	Factor de actualización al período base empleado	Periodo de actualización
Tarifa de Transporte Terrestre	IPC (Inflación anual)	Marzo de cada año

Fuente: Elaboración UPME

La Resolución 40112 de 2021 establece la estructura de precio de venta al público - PVP del Diésel mezclado con Biodiésel. Esta resolución contempla la suma de componentes que remuneran a todos los agentes involucrados en la cadena de producción, distribución y comercialización de este producto.

3.5. Carbón

En línea con lo descrito en capítulos anteriores, la metodología de proyección de precios de carbón considera la influencia de factores internos, como la producción nacional y la infraestructura de transporte, y factores externos, tales como la dinámica del comercio internacional y los compromisos ambientales globales. Por ello, se consideró necesario integrar fuentes de datos tanto locales como internacionales para capturar la complejidad de su comportamiento en el mercado.

El proceso metodológico consistió en la recolección de datos de precios del carbón térmico de fuentes nacionales e internacionales y el complemento de series históricas mediante la técnica de backtracking en caso de no contar con la totalidad de la información. Además, se homogenizó la información para obtener datos mensuales. Posteriormente, se proyectaron los precios de carbón térmico en dólares por MTBU a nivel nacional para los escenarios definidos mediante la aplicación del modelo de aprendizaje supervisado *Elastic Net*.

Finalmente, el modelo fue evaluado mediante la raíz del error cuadrático medio (RMSE) y cumpliendo los supuestos de pruebas de normalidad de residuales y verificación de homocedasticidad, garantizando la robustez de las proyecciones.

3.5.1. Metodología de proyección de precios del Carbón

La metodología se desarrolla en dos pasos fundamentales: la extensión o complemento de la serie histórica de precios nacionales y la posterior proyección de precios nacionales a partir de los precios internacionales proyectados bajo los escenarios propuestos.

3.5.1.1. Extensión de la serie de precios a nivel nacional

Los precios históricos del carbón térmico a nivel nacional se obtienen de dos fuentes de información: precio del carbón térmico de las centrales termoeléctricas basadas en carbón (se cuenta con información de Termopaipa, Termotasajero, Termozipa, Termoguajira y CES) y los precios del carbón térmico FOB en Puerto Bolívar.

La temporalidad de la información de termoeléctricas va de 2022 a 2024, mientras que la temporalidad de la información existente de precios en Puerto Bolívar va de 2012 a 2024. Para extender la serie de precios de las empresas térmicas se utilizó la técnica estadística de backtracking, usando los precios FOB Puerto Bolívar como referencia debido a su alta correlación con los precios nacionales de las cinco empresas analizadas. Para esto, se sigue la siguiente fórmula:

1. Se define S_1 como la serie de precios de cada una de las cinco empresas térmicas (2020-2024) y S_2 la serie de precios FOB Puerto Bolívar (2012-2024).

2. Se calculan los cambios porcentuales en S_2 :

$$R_t = \frac{S_2(t)}{S_2(t+1)}$$

3. Se aplica R_t a S_1 para retroceder en el tiempo: $S_1(t-1) = S_1(t) \star R_{t-1}$

4. Se repite iterativamente hasta alcanzar 2012.

Finalmente se obtuvieron los precios de carbón térmico para cada central termoeléctrica desde el 2012 hasta el 2024.

3.5.1.2. Proyección de precios de carbón térmico a nivel nacional

Para la proyección de los precios de las cinco centrales termoeléctricas basadas en carbón analizadas se utilizaron modelos de aprendizaje supervisado con Machine Learning. El proceso inició con la limpieza y normalización de los datos, eliminando valores atípicos. Posteriormente, los datos fueron divididos en conjuntos de entrenamiento, validación y prueba para poder realizar su análisis.

Se empleó un enfoque de validación cruzada con 5 folders (o pliegues), lo que significa que los datos se dividieron en cinco subconjuntos. En cada iteración del entrenamiento, uno de estos subconjuntos se utilizó como conjunto de validación, mientras que los cuatro restantes se utilizaron para entrenar el modelo. Este proceso se repitió cinco veces, asegurando que cada subconjunto fuera utilizado una vez como validación, lo que permitió reducir la varianza y mejorar la generalización del modelo.

El modelo seleccionado fue el *Elastic Net*, el cual es una combinación de los modelos de regresión Lasso (L1) y Ridge (L2). Este modelo maneja una relación lineal entre las variables y selección de hiperparámetros mediante validación cruzada. Para este caso se cuenta con una cantidad suficiente de datos para evitar sobreajuste y se logra una distribución adecuada del error.

La ecuación del modelo es la siguiente:

$$\hat{\beta} = \underset{\beta}{\operatorname{argmin}} \left(\sum_{i=1}^n (y_i - X_i \beta)^2 + \lambda_1 \sum_{j=1}^p |\beta_j| + \lambda_2 \sum_{j=1}^p \beta_j^2 \right)$$

Donde:

y_i es la variable dependiente (precios de las cinco empresas térmicas colombianas).

X_i es el vector de precios de Carbón de referencia internacional Newcastle.

β es el vector que representa los coeficientes del modelo.

λ_1 y λ_2 son los hiper parámetros de regularización estimados a través del aprendizaje supervisado.

La selección de este modelo se realizó por tener la menor raíz del error cuadrático medio (RMSE) entre los distintos modelos de regresión del paquete PyCaret de Python, lo que significa que, en promedio, sus predicciones están más cerca de los valores reales en comparación con los otros modelos y sugiere un mejor ajuste a los datos. Además, se realizó una evaluación del modelo por medio de prueba de normalidad de residuales (Shapiro-Wilk) y verificación de homocedasticidad.

3.5.2. Información

La siguiente tabla presenta el detalle de las variables consideradas en el análisis, especificando su periodicidad, unidades de medida y fuente de información:

Tabla 3-21 Información de base para el modelo de proyección de precios del Carbón

Variable	Periodicidad	Unidad de medida	Fuente
Precios de venta de carbón (empresas térmicas)	Mensual	COP/Ton	UPME
Precios de venta de Carbón Colombiano API-BCI7, FOB Puerto Bolívar	Mensual	USD/Ton	Argus Media
Precio venta referencia del carbón internacional New-castle	Anual	USD/Ton	Wood Mackenzie

Fuente: Elaboración UPME

3.5.3. Consideraciones relevantes

- **Cambio de valores de pesos colombianos a dólares americanos**

Dado que la información de precios nacionales del carbón de las cinco centrales termoeléctricas analizadas que adquieren este insumo se presenta en pesos colombianos, se debe realizar un ajuste para cambiar de pesos colombianos a dólares americanos. Para esto, se tomó la tasa de cambio representativa (TRM) para las fechas analizadas y se realizó el ajuste correspondiente.

- **Interpolación de los precios internacionales de referencia Newcastle de anuales a mensuales**

Dado que los precios internacionales del carbón térmico Newcastle se presentan en frecuencia anual, se interpolaron a una frecuencia mensual con los siguientes supuestos:

- Distribución uniforme: se asume que los precios cambiaron de manera uniforme durante el año.
- Suavidad en la evolución temporal: se presume una tendencia continua sin fluctuaciones abruptas.

La interpolación se realizó con la fórmula:

$$Y_{m,t} = \frac{Y_t}{12} \text{ para } m = 1, 2, \dots, 12$$

Donde:

$Y_{m,t}$ es el valor interpolado para el mes en el año.
 Y_t es el valor anual total para el año.

Los precios se interpolaron con una periodicidad mensual desde enero de 2012 hasta diciembre de 2050 para poder compararlos con los precios nacionales.

- **Conversión de precios por tonelada (USD/Ton) a precios por unidad térmica británica (USD/MBTU)**

Para unificar unidades y poder hacer comparaciones entre energéticos, desde la Subdirección de Hidrocarburos de la UPME se solicitó la conversión de los precios según el poder calorífico. Para esto, se utilizó la constante 25,0665, de manera que los valores presentados en USD/Ton se dividieron por la constante para obtener USD/MBTU).

3.5.4. Supuestos

- Estructura temporal estable: la relación entre las series de precios se mantiene en el tiempo.
- Tendencias y estacionalidad similares: las series de precios comparten patrones comunes.
- Ausencia de cambios estructurales significativos.
- Datos de calidad: la serie FOB Puerto Bolívar es confiable como referencia del método.
- Se asume que Colombia es un país tomador de precios y por tanto dependerá del comportamiento en los mercados internacionales. Además, no tiene manera de influir en los precios internacionales ya que el nivel de producción no es significativo con respecto a la oferta mundial.
- El remanente de producción que se consume a nivel interno tendrá un comportamiento idéntico al precio internacional ajustado por factores como el transporte y fletes entre otros.

3.5.5. Escenarios de proyección

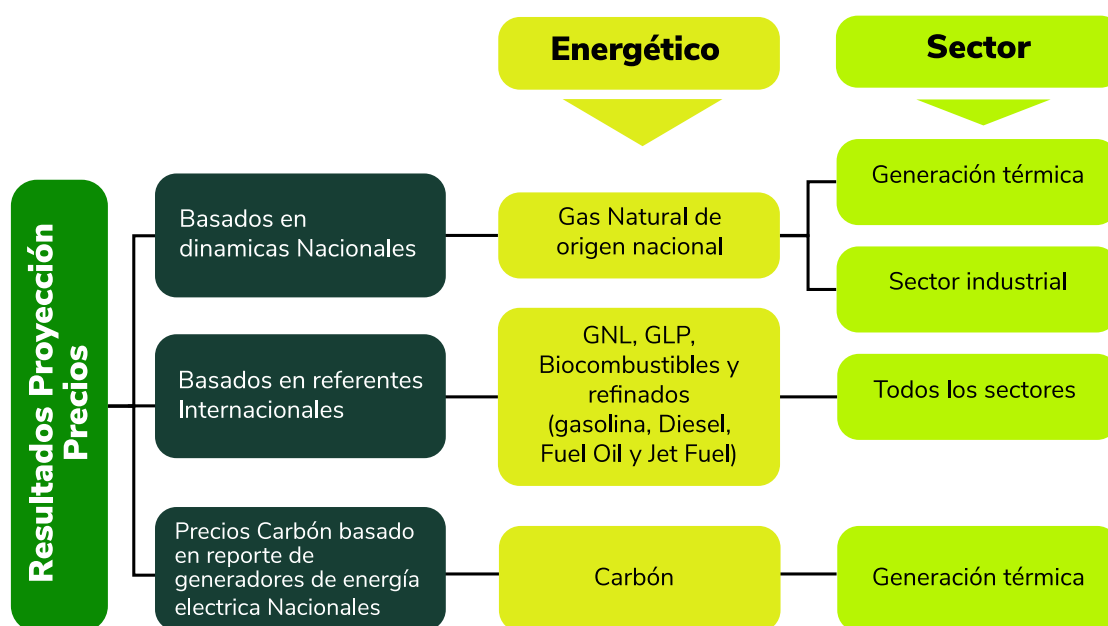
Se consideraron tres escenarios propuestos por políticas internacionales de descarbonización y proyectados por Wood Mackenzie para el comportamiento del precio del carbón térmico:

- **Escenario base** (base) donde el aumento de la temperatura global estará por encima de los 2,5°C a 2100, lo que implica que no se alcanzarán los objetivos del Acuerdo de París. Este escenario base incorpora la evolución de las políticas actuales y los avances tecnológicos que se desarrollarán en el futuro. En cuanto a carbón, se proyecta una demanda de 3.150 mtce (millones de toneladas de carbón equivalente) para 2050 y precios que superan los 120 USD/Ton.
- **Escenario de compromisos nacionales** (country pledges), donde el aumento de la temperatura global estará alrededor de los 2,0°C para 2100, lo que indica que se cumplen los compromisos de 0 emisiones netas anunciados en la COP28, aunque con retrasos debido a los desafíos de corto plazo derivados de los altos precios de la energía. En cuanto a carbón se proyecta una demanda de 1.826 mtce para 2050 y precios variables entre 75 y 85 USD/Ton.
- **Escenario de cero emisiones netas** (net zero), donde el aumento de la temperatura global será menor a 1,5°C para 2100, lo que se lograría con el cumplimiento de los objetivos más ambiciosos del Acuerdo de París. Se espera que las economías desarrolladas alcancen 0 emisiones netas antes de 2050, lo que se lograría con cooperación, maximización de los recursos y un trabajo conjunto entre los gobiernos, las empresas, la industria y los consumidores. Se espera una demanda de carbón de 854 mtce para 2050 y precios alrededor de los 70 USD/Ton.

4. APLICACIÓN Y RESULTADOS

Este capítulo presenta la aplicación práctica de la metodología expuesta en el capítulo anterior. Mientras que en el capítulo 3 se describieron de manera general y estandarizada los pasos que conforman el proceso de proyección de precios, en esta sección se reproducen dichos procedimientos con base en la información real disponible. De esta forma, se detallan las operaciones efectuadas, los datos utilizados y se incluyen ejemplos de los principales resultados obtenidos, mientras que el detalle completo de escenarios y salidas se encuentra consignado en los anexos de este documento.

Gráfica 4-1 Resultados de proyección de precios de los energéticos



Fuente: Elaboración UPME

4.1. Gas natural

A continuación, se presentan los resultados de la proyección del precio de referencia de gas natural nacional del suministro se presenta como un precio puesto en el destino, cuya formación está determinada por las dinámicas internas del mercado. Así mismo, se presenta los resultados de la proyección de precios de gas natural importado que responde a referentes internacionales, tomando como base las proyecciones publicadas por la Energy Information Administration (EIA).

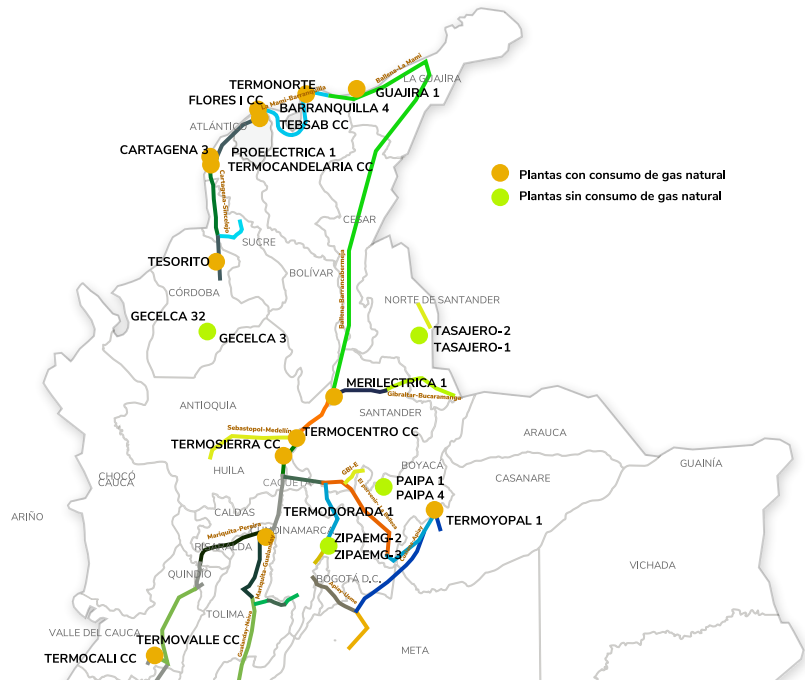
4.1.1. Gas natural nacional

4.1.2. Proyección de precios de suministro de gas natural de origen nacional para la generación térmica

Este subcapítulo presenta la proyección de un precio de referencia de suministro de gas natural estimado a partir del precio a nivel nacional, de las contrataciones del sector térmico, también se presenta en los anexos, la estimación de este gas puesto en su destino, es decir, en los nodos de

demanda donde se ubican las plantas térmicas que consumen gas natural para la generación, a través de la incorporación de los precios de referencia de transporte asociados a los tramos que se requieren para llegar al punto de entrega y de acuerdo con su punto de entrada. La Gráfica 4-2 contiene tanto la ubicación de las centrales eléctricas, como la infraestructura del Sistema Nacional de Transporte.

Gráfica 4-2 Mapa de las centrales térmicas y el SNT de gas natural



Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia – Elaboración UPME

4.1.2.1. Información

La siguiente tabla presenta el detalle de las variables consideradas en el análisis, especificando su periodicidad, unidades de medida y fuente de información:

Tabla 4-1 Información de base para el modelo de proyección de precios de gas natural de origen nacional para el sector térmico

VARIABLE		PERIODICIDAD	FECHA/PERÍODO REFERENCIA	UNIDADES	FUENTE
Contratos de suministro del mercado primario	Cantidad contratada	Mensual	2021-2024	MBTUD	Gestor del mercado de Gas Natural en Colombia
	Valor total de la cantidad contratada	Mensual	2021-2024	USD	
	Modalidad de contratos	Mensual	2021-2024	Contratos que garantizan firmeza: a) Firme b) Firme al 95% c) Firmeza condicionada d) Take or pay - Contratos sin garantía de firmeza.	
Demanda de gas natural por sectores		Mensual	2021-2024	2021-2024	

VARIABLE	PERIODICIDAD	FECHA/PERÍODO REFERENCIA	UNIDADES	FUENTE
Oferta de gas natural (potencial de producción)	Mensual	2021 - 2024	GBTUD	Ministerio de Minas y Energía
Proyecciones de los escenarios de oferta	Mensual	2023 -2038	GBTUD	Estudio Técnico para la adopción del Plan de Abastecimiento de Gas Natural de la UPME 2023-2038 (versión junio 2024).
Proyecciones de los escenarios demanda por sector.	Mensual	2023 - 2038	GBTU	Proyecciones de Demanda de Energía Eléctrica y Gas Natural para el periodo 2023-2037
Cargos de transporte del SNT	Único valor de referencia	De acuerdo con la fecha de aprobación del cargo para cada tramo	(USD/KPCD)	CREG

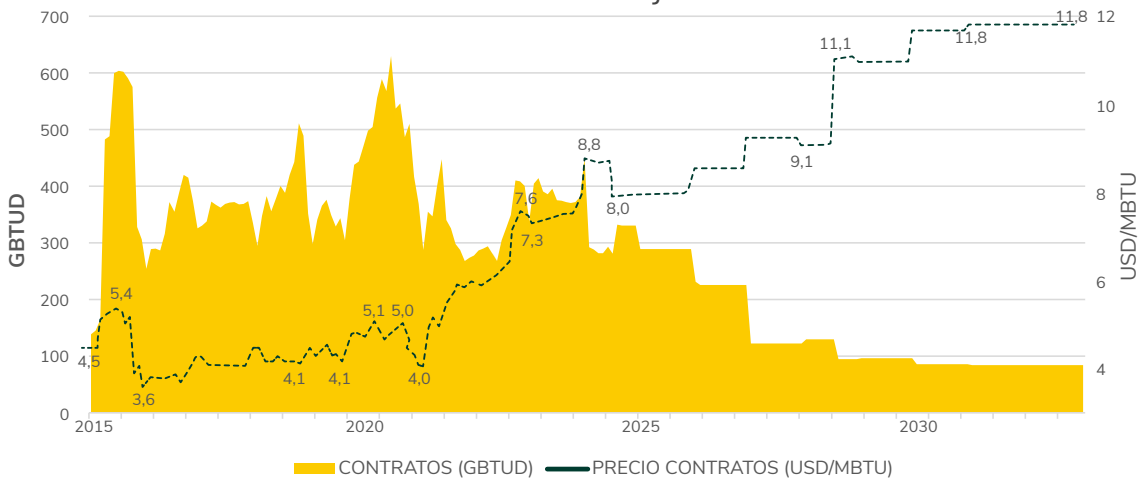
Fuente: Elaboración UPME

4.1.2.2. Consideraciones relevantes

La **Gráfica 4-2** muestra las cantidades contratadas y el histórico de precios ponderados de gas para la generación térmica en Colombia. A partir de estos niveles de precios se realiza la proyección hasta el año 2050 bajo los supuestos y los escenarios descritos. Cabe anotar que esta proyección de precios son precios del mercado primario.

Se observa que hasta el año 2021 los precios estaban cerca de los 5 USD/MBTU empezando una escalada a partir de comienzos de ese año. Así el nivel de precios tomado como referencia inicial para la proyección fue de 8.76 USD/MBTU correspondiente al precio promedio ponderado de junio del año 2024. El precio promedio del primer semestre del año 2024 fue de 8.74 USD/MBTU.

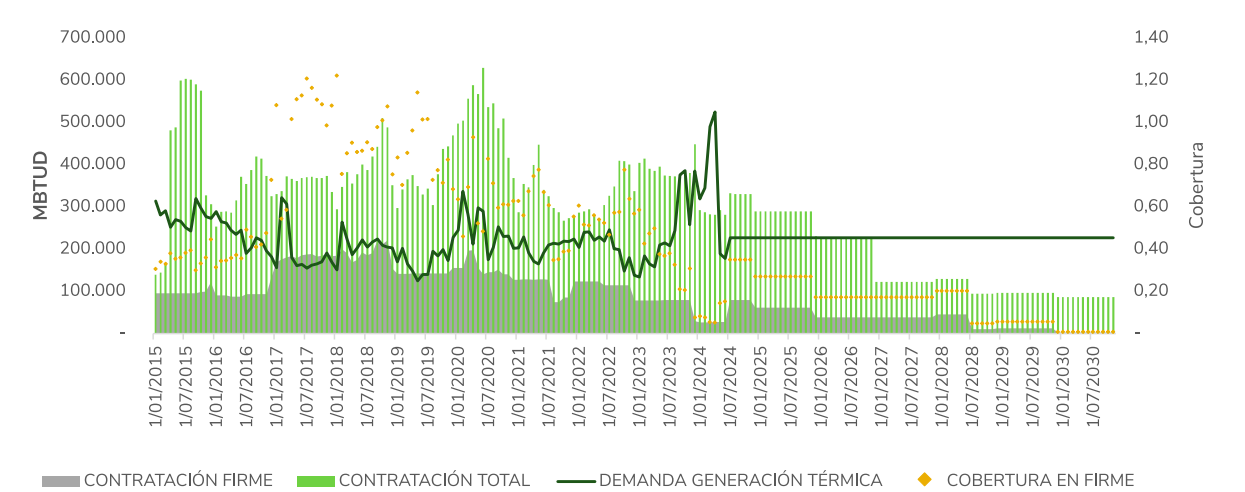
Gráfica 4-3 Precios históricos reales de los contratos vigentes del mercado primario para el sector térmico con corte a junio de 2024



Fuente: Elaboración UPME con información del Gestor de Mercado de Gas Natural – Corte a junio de 2024

La Gráfica 4-4 muestra la cobertura promedio de los contratos que fue empleada para el periodo desde julio de 2024 a diciembre de 2027 a partir de una demanda estimada desde julio de 2024 constante de 227 GBTUD en promedio para el periodo y teniendo en cuenta las cantidades contratadas para el sector.

Gráfica 4-4 Contratación, cobertura y demanda del mercado primario vigente del sector térmico con corte a junio de 2024



Fuente: Elaboración UPME con información del Gestor de Mercado de Gas Natural – Corte a junio de 2024

Periodo base y fecha de corte de la información real

Los resultados de la proyección de precios de suministro son presentados en este documento a precios nominales y a precios comparables con el periodo base en diciembre de 2023. En los anexos se presentan los precios del periodo base.

4.1.23. Supuestos

● Proyecciones de Oferta del ETPAGN 2023-2038

Considerando el ejercicio de planeación desarrollado por la UPME, el supuesto fundamental del modelo se basa en las proyecciones de oferta del Estudio Técnico del Plan de Abastecimiento de Gas Natural ETPAGN 2023-2038 publicado por la UPME en junio de 2024, los cuales consideran variaciones en la disponibilidad del recurso, cuya materialización dependerá en mayor o menor medida de las decisiones de política e inversión a mediano y largo plazo. En la **Tabla 4-2** , se describe los principales supuestos de los tres escenarios en los cuales se basan estas proyecciones de oferta.

Tabla 4-2 Escenarios de oferta basados del ET PAGN 2023-2038

ORIGEN	ESCENARIO 1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3
POTENCIAL DE PRODUCCIÓN	SI	NA	NA
RESERVAS 2P	NA	SI	SI
RECURSOS 2C	NA	ONSHORE	ONSHORE+OFFSHORE

ORIGEN	ESCENARIO 1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3
SPEC	DESDE 2025 450 GBTUD 2031/11: APERTURA DE CAPACIDAD	AMPLIACIÓN 475 GBTUD ENTRE 2025/08 2031/11 APERTURA DE CAPACIDAD	475 GBTUD ENTRE 2025/08 Y 2027/07 533 GBTUD HASTA 2027/08 2031/11 APERTURA DE CAPACIDAD

Fuente: Elaboración UPME - ET PAGN

- **Proyecciones de demanda por sectores del documento “Proyecciones de Demanda de Energía Eléctrica y Gas Natural para el periodo 2023-2037”**

El documento se centra en las estimaciones de mediano plazo a nivel nacional, utilizando la información de demanda histórica, las expectativas de crecimiento económico y otras variables determinantes en el nivel de consumo. Para la aplicación de la metodología de proyección de precios, se utiliza el escenario de demanda media por sector. De acuerdo al documento, **“Proyecciones de Demanda de Energía Eléctrica y Gas Natural para el periodo 2023-2037”**, se evidencia:

Para el sector térmico: el escenario medio proyecta una reducción de la demanda de gas natural para el sector termoeléctrico a una tasa media anual de 2,1%. Lo cual estaría relacionado con una menor participación del gas natural como energético primario frente a las fuentes no convencionales que aumentarían su participación.

4.1.2.4. Escenarios de proyección

Escenario de proyección de precios tendencial: Se construye a partir del escenario 1 del ET PAGN 2023 - 20238. Este escenario proyecta precios en el marco de la infraestructura actual asumiendo un comportamiento tendencial con las condiciones de suministro e infraestructura actuales, basado en el potencial de producción.

Escenario de proyección de precios más probable: Se construye a partir del escenario 2 del ET PAGN 2023 - 2038, este corresponde al escenario de recomendaciones del plan donde se plantean ampliaciones a la infraestructura de importación y se tiene en cuenta los recursos on shore a desarrollar.

Escenario de proyección de precios más optimista: Se construye a partir del escenario 3 del ET PAGN 2023 -20238, que plantea mayor disponibilidad del recurso a partir de mayores ampliaciones de la infraestructura de importación, desarrollo de recursos on shore y off shore.²⁶

4.1.2.5. Horizonte de proyección

Las proyecciones fueron realizadas considerando tres horizontes temporales definidos por la metodología de proyección utilizada en cada uno de ellos. Los horizontes temporales se definen como:

Horizonte de Corto plazo – 3.5 años después del periodo de corte: Para efectos de los resultados presentados en este documento, este periodo corresponde a segundo semestre de 2024 a 2027.

Así, los precios de suministro para el periodo 2024-2027 se determinan ponderando los valores reales de los contratos vigentes con los precios de suministro proyectados, en función de las cantidades efectivamente contratadas y la demanda promedio.

Horizonte de Mediando plazo – 10 años después del horizonte de corto plazo: Para efectos de los resultados presentados en este documento, este periodo corresponde al periodo entre 2028 y 2038.

²⁶ Para mayor detalle, puede consultar el ETPAGN en <https://www1.upme.gov.co/sipg/Paginas/plan-abastecimiento-GN.aspx>

En el ejercicio de proyección de precios, el mediano plazo se define como el periodo 2028-2038, alineado con el horizonte de las proyecciones de oferta y demanda del ETPAGN, consideradas como largo plazo en dicho estudio.

Horizonte de Largo plazo – Posterior al horizonte de mediano plazo: Para efectos de los resultados presentados en este documento, este periodo corresponde al periodo entre 2039 y 2050

4.1.2.6. Resultados del modelo de estimación de elasticidades

De acuerdo con los análisis realizados, existe un efecto asimétrico entre la oferta y la demanda como determinantes del precio para la generación térmica.

Especialmente para la generación térmica, la oferta es el principal factor determinante de los precios futuros del gas natural. Por esta razón, las proyecciones de oferta incluidas en el ETPAGN 2023 -2038 desempeñarán un papel clave en las trayectorias proyectadas de los precios.

Del sistema de las tres ecuaciones arrojadas por el modelo de ecuaciones simultaneas aplicadas para la estimación del precio de gas natural para el sector solo se tiene en cuenta la ecuación del precio en función de la oferta y la demanda. En la **Tabla 4-3** resultados se evidencia, el efecto asimétrico entre la oferta y la demanda que se había mencionado antes, sobre el precio. Se puede afirmar que la demanda para los precios de este sector tiene un efecto prácticamente nulo sobre el precio y este no es estadísticamente significativo.

Por su parte, tanto los coeficientes de la constante y la oferta son estadísticamente significativos al igual que la estimación en su conjunto.

El modelo logra capturar más del 50%, de la variabilidad de los precios de los contratos con un R^2 de 0.56. Este es un resultado razonable y útil, en aplicaciones empíricas los R^2 tienden a ser moderados debido a las dinámicas reales de los mercados, no obstante, el modelo es robusto para la estimación de las sensibilidades sobre el precio.

Tabla 4-3 Estimación de elasticidades inversas para el precio del sector térmico

Ecuación de precios	Constante			Coef. Demanda			Coef. Oferta			R2	Prob (F)
	10.31			1.5E-06			-0.0049			0.56	0.0000
	std err	t	p>t	std err	t	p>t	std err	t	p>t		
	2,14	4,81	0	1.9E-06	0.79	0.437	0.002	-3.25	0.002		

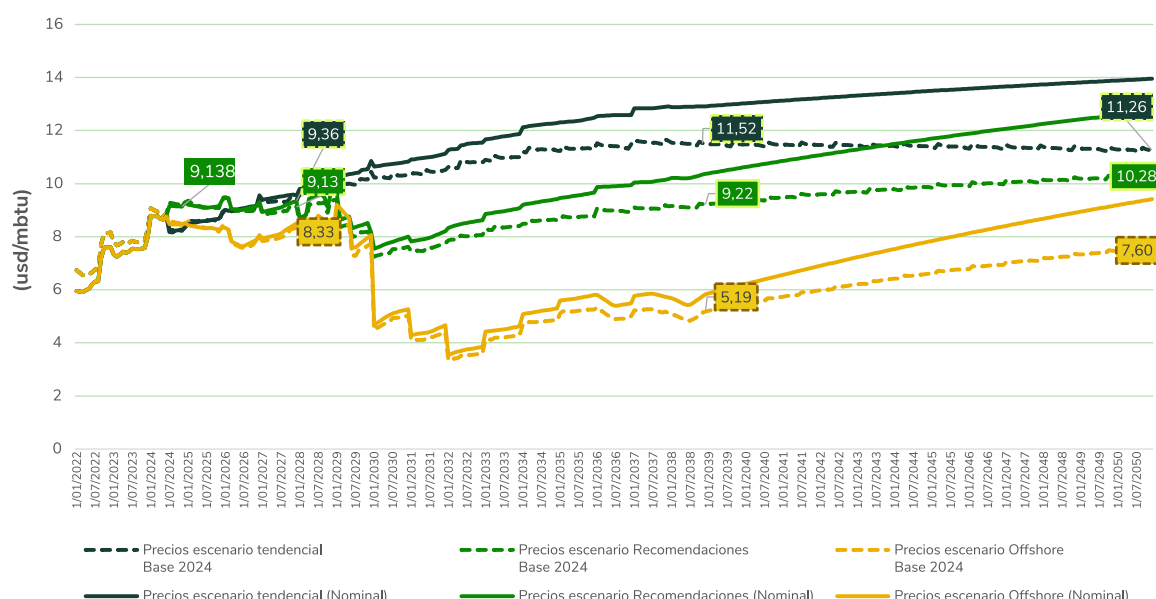
Fuente: Elaboración UPME

A partir de las proyecciones de oferta, se estiman las proyecciones de los precios de los contratos como sigue.

4.1.2.7. Resultados de proyección precios de referencia del suministro

La Gráfica 4-4 presenta los resultados de la proyección de precios de referencia del suministro de gas natural de origen nacional para la generación térmica en los distintos escenarios propuestos. En ella se destacan, la etiqueta de precio correspondientes al período de diciembre de 2024 que se tomó como base de comparación de los precios en el horizonte estimado, así como las etiquetas de los precios constantes (ajustados al período de base de referencia) para cada escenario en los diferentes horizontes proyectados: corto plazo (2027), mediano plazo (2038) y largo plazo (2050).

Gráfica 4-5 Proyección de precios de referencia de suministro de gas natural para la generación térmica 2024 - 2050



Fuente: Elaboración UPME con información del Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia y ETPAGN - UPME

Teniendo en cuenta la trayectoria al año 2050 y los precios expresados en valores constantes con base en diciembre de 2024, todos los escenarios de proyección para el gas natural de origen nacional muestran una tendencia creciente. Sin embargo, en el escenario más optimista — asociado a una mayor disponibilidad de oferta— se evidencia una reducción temporal de precios en el mediano plazo, seguida por una senda más estable y con niveles más bajos en comparación con los otros escenarios.

Este comportamiento responde a la inclusión de volúmenes proyectados provenientes de desarrollos offshore, cuya incorporación incrementaría la oferta nacional. No obstante, es importante advertir que este escenario no considera, por el momento, los costos adicionales de inversión y operación asociados al desarrollo de dicha infraestructura. Por esta razón, si bien la trayectoria responde a una dinámica de mayor disponibilidad, los niveles de precio podrían estar subestimados frente a lo que efectivamente implicaría la entrada de gas proveniente de proyectos costa afuera. En consecuencia, este escenario se representa en la gráfica con una línea más tenue, mientras se avanza en una estimación más robusta y realista que incorpore dichos costos y permita mejorar su consistencia metodológica.

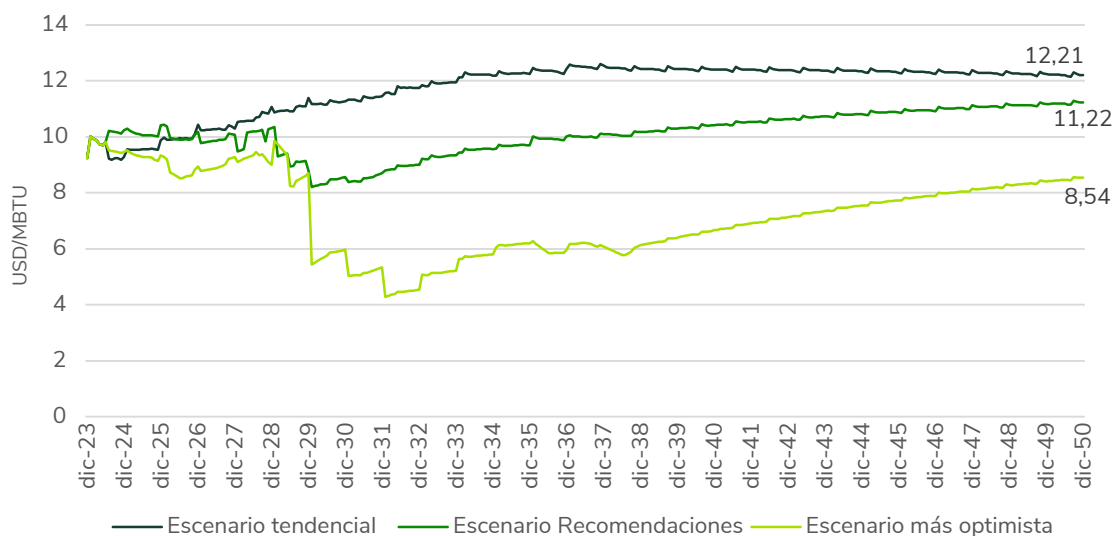
En el mediano plazo, de acuerdo con los supuestos y la metodología empleada, para los escenarios, de recomendaciones, con la entrada de mayor disponibilidad debido a nueva infraestructura, la entrada de recursos on shore, y la mayor disponibilidad por la entrada de la planta de Buenaventura, se prevé incrementos más moderados.

Los precios del escenario tendencial que no suponen variaciones importantes en la oferta, más que el agotamiento tendencial de los recursos actuales llega hasta 11,29 USD/Mbtu, en 2050 a precios de 2024 lo que supone un incremento en el largo plazo, al año 2050 del 23.2% en los niveles de precios. En este escenario se prevé, incluso, que podría haber una mayor sensibilidad con respecto al comportamiento de los precios internacionales de GNL ya que se incrementaría la necesidad por importaciones, no obstante, y como ya se mencionó, este efecto no está estimado en esta proyección y deberá ser analizado en próximos ejercicios.

Cómo se mencionó al comienzo de este capítulo, en los anexos se presentan los resultados para cada nodo de demanda con la incorporación de los cargos de transporte de referencia, los cuales

pueden incrementar de manera importante en la medida de que se demande gas de zonas más alejadas ya que implicaría la sumatoria de los cargos de cada tramo que requiera recorrer el gas para llegar a su nodo de demanda. Como ejemplo, a continuación, se presenta el precio de suministro de generadoras térmicas ubicadas en la zona correspondiente a los departamentos del Atlántico y Magdalena.

Gráfica 4-6 Proyección de precios de gas natural de origen nacional puesto en nodo de demanda en los departamentos de Atlántico y Magdalena

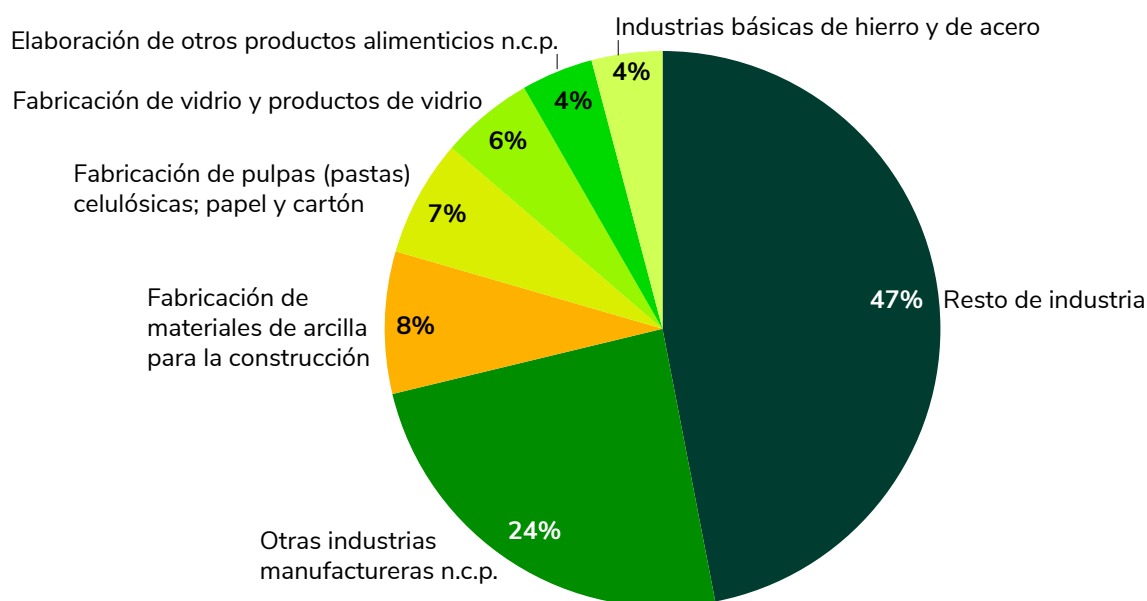


Fuente: Elaboración UPME

4.1.3. Proyección de precios de gas natural de origen nacional para el sector Industrial

El gas natural es un energético importante en la industria manufacturera del país como una fuente de energía eficiente y menos contaminante en comparación con otros combustibles fósiles. Es ampliamente utilizado en procesos industriales que requieren calor, como la producción de acero, vidrio, cemento, cerámica y ladrillos, Ver Gráfica 4-7

Gráfica 4-7 Participación de los principales consumidores de gas natural en la industria



Fuente: EAM 2022 - DANE

El precio del gas natural, como de los distintos energéticos impacta directamente la competitividad de la industria por vía de mayores costos operativos

Este subcapítulo presenta los resultados de la proyección de precios de contratos de gas de la industria, también se presenta en los anexos, la estimación de este gas puesto en su destino, es decir, en algunos nodos principales de demanda, a través de la incorporación los costos de transporte asociados a los tramos que se requieren para llegar al punto de entrega y de acuerdo con su punto de entrada, tal como se presentó para la generación térmica.

4.1.3.1 Información

La siguiente tabla presenta el detalle de las variables consideradas en el análisis, especificando su periodicidad, unidades de medida y fuente de información:

Tabla 4-4 Información de base para el modelo de proyección de precios de gas natural de origen nacional

VARIABLE		PERIODICIDAD	FECHA/PERÍODO REFERENCIA	UNIDADES	FUENTE
Contratos de suministro del mercado primario	Cantidad contratada	Mensual	2021-2024	MBTUD	Gestor del mercado de Gas Natural en Colombia
	Valor total de la cantidad contratada	Mensual	2021-2024	USD	
	Modalidad de contratos	Mensual	2021-2024	Contratos que garantizan firmeza: a) Firme b) Firme al 95% c) Firmeza condicionada d) Take or pay - Contratos sin garantía de firmeza.	
Demanda de gas natural por sectores		Mensual	2021-2024	2021-2024	Ministerio de Minas y Energía
Oferta de gas natural (potencial de producción)		Mensual	2021 - 2024	GBTUD	
Proyecciones de los escenarios de oferta		Mensual	2023 -2038	GBTUD	Estudio Técnico para la adopción del Plan de Abastecimiento de Gas Natural de la UPME 2023-2038 (versión junio 2024).
Proyecciones de los escenarios demanda por sector.		Mensual	2023 - 2038	GBTU	Proyecciones de Demanda de Energía Eléctrica y Gas Natural para el periodo 2023-2037
Cargos de transporte del SNT		Único valor de referencia	De acuerdo con la fecha de aprobación del cargo para cada tramo	(USD/KPCD)	CREG

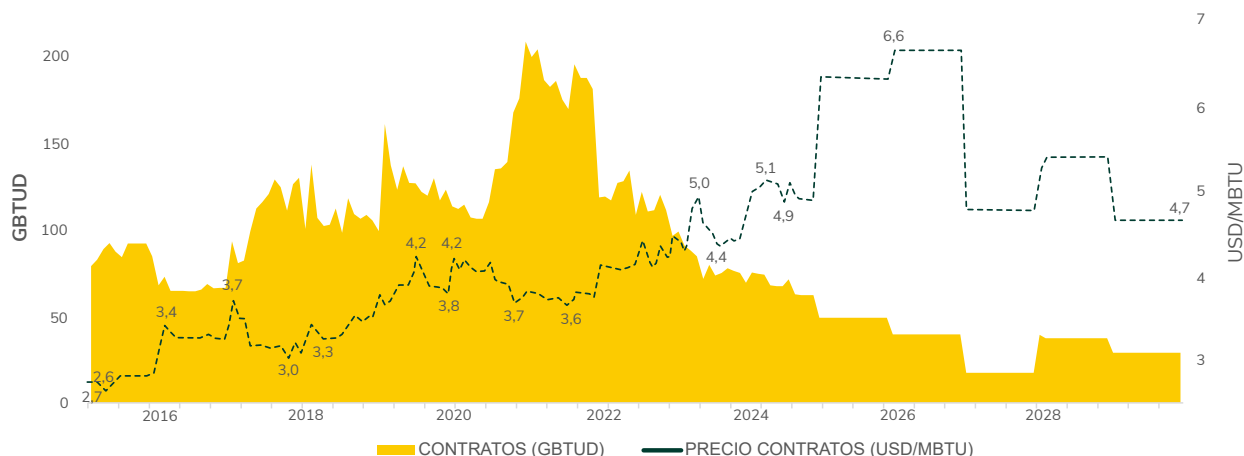
Fuente: Elaboración UPME

4.1.3.2. Consideraciones relevantes

La Gráfica 4-7 presenta las cantidades contratadas y el histórico de precios ponderados de gas para el sector industrial. A partir de estos niveles de precios se realiza la estimación, en una proyección hasta el año 2050 bajo los supuestos y los escenarios descritos anteriormente. Cabe anotar que los precios acá tomados son precios del mercado primario.

El precio comienza en torno a 2.7 USD/MBTU en el año 2015 y muestra un ligero crecimiento de hasta 3.4 USD/MBTU en el año 2017. A partir del año 2018 se observa un aumento más pronunciado en los precios, pasando de 3.0 USD/MBTU en el año 2018 a aproximadamente 4.2 USD/MBTU en el año 2020 y manteniéndose estables hasta el año 2023. Entre el año 2023 y primer semestre del año 2024 llegan a picos de 5.1 USD/MBTU.

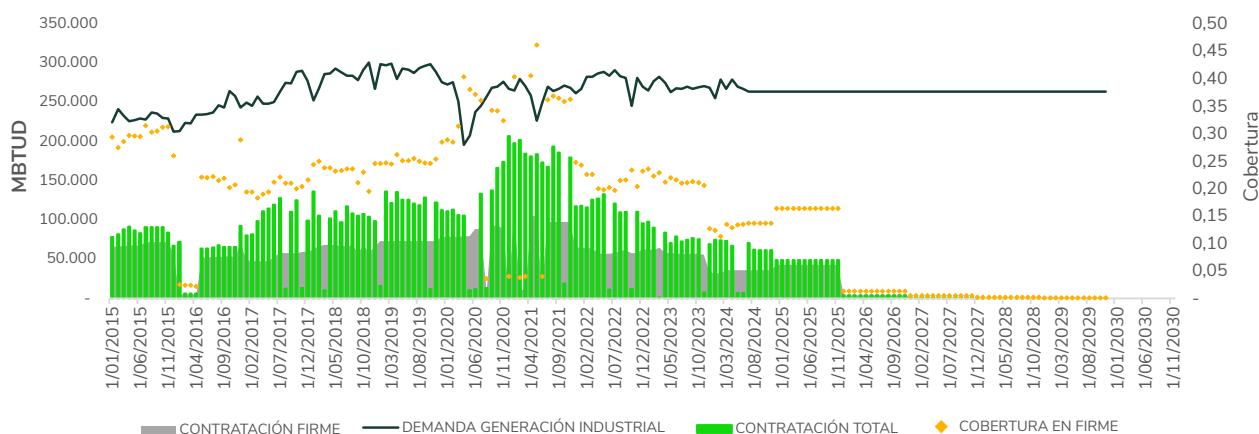
Gráfica 4-8 Precios históricos reales de los contratos vigentes del mercado primario para el sector industrial con corte a junio de 2024



Fuente: Elaboración UPME con información del Gestor de Mercado de Gas Natural – Corte a junio de 2024

En la siguiente gráfica se presenta la cobertura promedio de los contratos del sector industrial que fue empleada para el periodo desde julio de 2024 a diciembre de 2027, a partir de una demanda estimada desde julio de 2024 constante de 263 GBTUD en promedio para el periodo y teniendo en cuenta las cantidades contratadas para el sector.

Gráfica 4-9 Contratación, cobertura y demanda del mercado primario vigente del sector industrial con corte a junio de 2024



Fuente: Elaboración UPME con información del Gestor de Mercado de Gas Natural – Corte a junio de 2024

En este caso se evidencia que las contrataciones del sector en el mercado primario no garantizan una cobertura optima de la demanda por lo que la ponderación del precio para los contratos vigentes hasta el año 2027 sería inferior al 10%.

Periodo base y fecha de corte de la información real

Los resultados de la proyección de precios de suministro son presentados en este documento a precios nominales y a precios comparables con el periodo base en diciembre de 2023. En los anexos se presentan los precios del periodo base.

4.1.3.3. Supuestos

- **Proyecciones de Oferta del ETPAGN 2023-2038**

Considerando el ejercicio de planeación desarrollado por la UPME, el supuesto fundamental del modelo se basa en las proyecciones de oferta del Estudio Técnico del Plan de Abastecimiento de Gas Natural ETPAGN 2023-2038 publicado por la UPME en junio de 2024, los cuales consideran variaciones en la disponibilidad del recurso, cuya materialización dependerá en mayor o menor medida de las decisiones de política e inversión a mediano y largo plazo. En la **Tabla 4-2**, se describe los principales supuestos de los tres escenarios en los cuales se basan estas proyecciones de oferta.

- **Proyecciones de demanda por sectores del documento “Proyecciones de Demanda de Energía Eléctrica y Gas Natural para el periodo 2023-2037”**

El documento se centra en las estimaciones de mediano plazo a nivel nacional, utilizando la información de demanda histórica, las expectativas de crecimiento económico y otras variables determinantes en el nivel de consumo. Para la aplicación de la metodología de proyección de precios, se utiliza el escenario de demanda media por sector. De acuerdo al documento, **“Proyecciones de Demanda de Energía Eléctrica y Gas Natural para el periodo 2023-2037”**, se evidencia:

Para el sector industrial: La proyección de demanda nacional de los escenarios alto y bajo se desagrega a escala regional con la misma distribución geográfica del escenario medio con unas tasas de crecimiento media anual para el periodo 2022-2032 de 1,5% para el alto, 0,46% para el medio y -0,68% para el bajo y para el periodo 2032 – 2038 se estiman tasas del 1,75%, 1,11%, 0,28% para el escenario alto, medio y bajo respectivamente. Alcanzando una demanda total nacional estimada a diciembre de 2038 de 266,28 GBTUD para el escenario bajo, 313,72 GBTUD para el escenario medio y 361,15 GBTUD para el escenario alto.

4.1.3.4. Escenarios de proyección

Escenario de proyección de precios tendencial: Se construye a partir del escenario 1 del ET PAGN 2023 - 20238. Este escenario proyecta precios en el marco de la infraestructura actual asumiendo un comportamiento tendencial con las condiciones de suministro e infraestructura actuales, basado en el potencial de producción.

Escenario de proyección de precios más probable: Se construye a partir del escenario 2 del ET PAGN 2023 - 2038, este corresponde al escenario de recomendaciones del plan donde se plantean ampliaciones a la infraestructura de importación y se tiene en cuenta los recursos on shore a desarrollar.

Escenario de proyección de precios más optimista: Se construye a partir del escenario 3 del ET PAGN 2023 -20238, que plantea mayor disponibilidad del recurso a partir de mayores ampliaciones de la infraestructura de importación, desarrollo de recursos on shore y off shore.²⁷

4.1.3.5. Horizonte de proyección

Las proyecciones fueron realizadas considerando tres horizontes temporales definidos por la metodología de proyección utilizada en cada uno de ellos. Los horizontes temporales se definen como:

Horizonte de Corto plazo – 3.5 años después del periodo de corte: Para efectos de los resultados presentados en este documento, este periodo corresponde a segundo semestre de 2024 a 2027.

²⁷ Para mayor detalle, puede consultar el ETPAGN en <https://www1.upme.gov.co/sipg/Paginas/plan-abastecimiento-GN.aspx>

Así, los precios de suministro para el periodo 2024-2027 se determinan ponderando los valores reales de los contratos vigentes con los precios de suministro proyectados, en función de las cantidades efectivamente contratadas y la demanda promedio.

Horizonte de Mediano plazo – 10 años después del horizonte de corto plazo: Para efectos de los resultados presentados en este documento, este periodo corresponde al periodo entre 2028 y 2038.

En el ejercicio de proyección de precios, el mediano plazo se define como el periodo 2028-2038, alineado con el horizonte de las proyecciones de oferta y demanda del ETPAGN, consideradas como largo plazo en dicho estudio.

Horizonte de Largo plazo – Posterior al horizonte de mediano plazo: Para efectos de los resultados presentados en este documento, este periodo corresponde al periodo entre 2039 y 2050

4.1.3.6. Resultados del modelo de estimación de elasticidades

Para el sector industrial al igual que para el térmico se observa un efecto asimétrico entre la oferta y la demanda como determinantes del precio de para la generación térmica, no obstante, aunque el efecto sobre el precio es mucho mayor en el sector industrial, a diferencia del sector térmico, la demanda logra tener incidencia sobre el precio, lo que resulta ser muy intuitivo dadas las características del mercado.

Del sistema de las tres ecuaciones arrojadas por el modelo de ecuaciones simultaneas aplicadas para la estimación de la sensibilidad del precio de gas natural ante variaciones en la oferta y la demanda, solo se tiene en cuenta, al igual que en el modelo de precios del sector térmico, la ecuación del precio en función de la oferta y la demanda.

En la **Tabla 4-5** de resultados se evidencia, los efectos de la oferta y la demanda sobre el precio. Se puede afirmar que la demanda para los precios de este sector tiene un efecto insipiente, aunque estadísticamente significativo sobre el precio para este sector.

Por su parte, el coeficiente estimado para la oferta es mayor en términos absolutos que el estimado para los precios del sector térmico, lo que implica que hay una mayor sensibilidad de los precios del sector industrial a las variaciones de la oferta.

El modelo captura más del 50%, de la variabilidad de los precios de los contratos con un R^2 de 0.54. Al igual que se mencionó en la sección de estimación de precios del sector térmico, este es un resultado muy útil ya que en aplicaciones empíricas los R^2 tienden a ser moderados debido a las dinámicas reales de los mercados. En términos generales el modelo es robusto para la estimación de las elasticidades inversas.

Tabla 4-5 Estimación de elasticidades inversas para el precio del sector industrial

Ecuación de precios	Constante			Coef. Demanda			Coef. Oferta			R2	Prob (F)
	4,13			0,000033			-0.0072			0.54	0.0000
	std err	t	p>t	std err	t	p>t	std err	t	p>t		
	3,32	1,24	0,222	0,000012	2,89	0,006	0.001	-8,15	0		

Fuente: Elaboración UPME

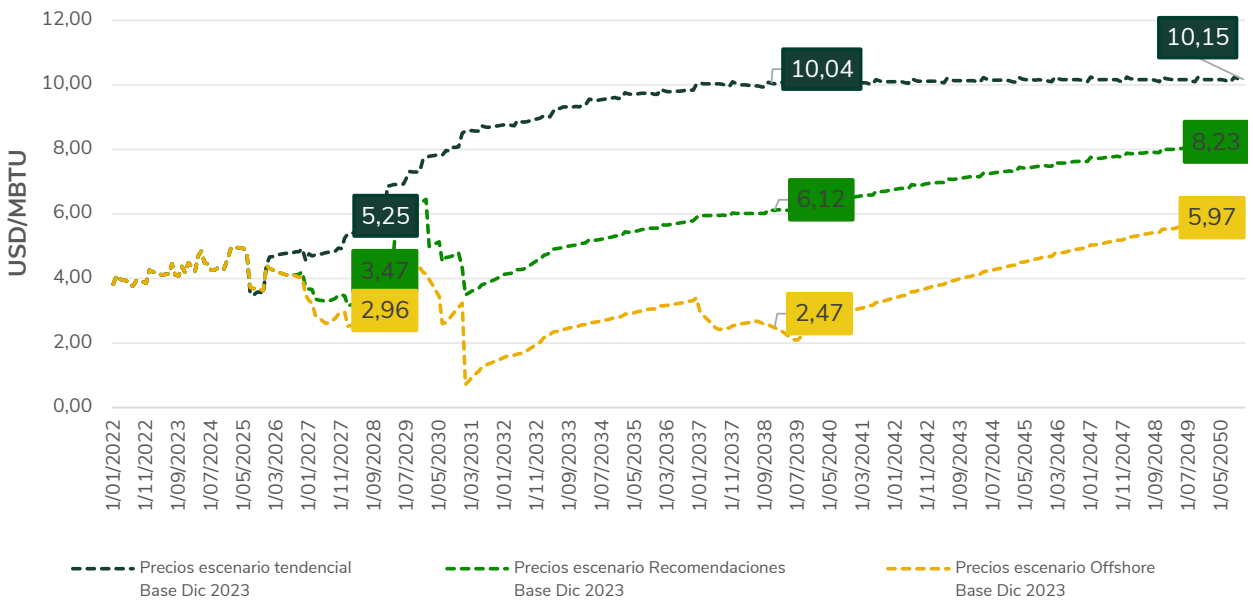
4.1.3.7. Resultados de proyección precios de referencia del suministro para el sector industrial

La Gráfica 4-10 presenta los resultados de la proyección de precios de referencia del suministro de gas natural de origen nacional para el sector industrial en los distintos escenarios propuestos. En ella se destacan, la etiqueta de precio correspondientes al período de diciembre de 2023 que se tomó como base de comparación de los precios en el horizonte estimado, así como las etiquetas de los precios constantes (ajustados al período de base de referencia) para cada escenario en los diferentes horizontes proyectados: corto plazo (2027), mediano plazo (2038) y largo plazo (2050).

Las líneas continuas representan los precios nominales proyectados, mientras que las líneas punteadas indican la trayectoria de los precios ajustados a valores de diciembre de 2023. Esto permite una comparación más clara con el precio del período base, facilitando su análisis e interpretación.

Teniendo en cuenta la senda al año 2050 de los precios con base en diciembre de 2023 o constantes, en todos los escenarios de proyección de precios de gas natural de origen nacional se prevé un incremento en sus niveles. En la Gráfica 4-9 se observa la mayor sensibilidad del precio a las cantidades ofertadas, se ve un pronunciamiento del precio hacia la baja con la entrada de los proyectos del escenario de recomendaciones con la entrada de infraestructura y nuevas cantidades a partir de 2030.

Gráfica 4-10 Proyección de precios de referencia de suministro de gas natural para el sector industrial 2024 - 2050



Fuente: Elaboración UPME con información del Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia y ETPAGN - UPME

Al igual que para las proyecciones de precios del sector térmico, en los anexos se presentan los resultados para cada nodo de demanda con la incorporación de los precios de referencia de transporte.

4.1.4. Gas Natural Importado

4.1.4.1. Información

La siguiente tabla presenta el detalle de las variables consideradas en el análisis, especificando su periodicidad, unidades de medida y fuente de información:

Tabla 4-6 Información de base para el modelo de proyección de precios de GNL

ENERGÉTICO	VARIABLE	PERIODICIDAD	FECHA/ PERÍODO REFERENCIA	UNIDAD DE MEDIDA	FUENTE
GNL	Indicador TTF	Mensual	2016-2024	USD/MBTU	PLATTS
	Indicador Henry Hub				
	Tarifas de fletes y seguros	Mensual	2016-2024	USD/m3	DIAN
	Costo de referencia de licuefacción y regasificación	Único valor de referencia	Año 2021	USD/MBTU	(Zou, Yi, Wang, Yin, & Zhang, 2022)

Fuente: Elaboración UPME

4.1.4.2. Consideraciones relevantes

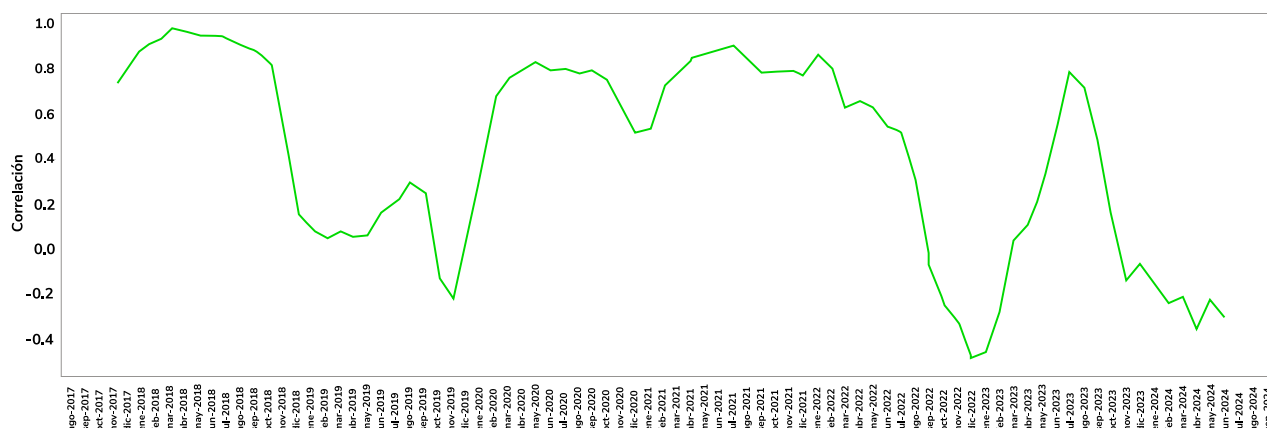
Inicialmente, los contratos de GNL y sus precios spot seguían el comportamiento del Brent, ya que este era ampliamente utilizado como indexador en los contratos. Sin embargo, con la formación de hubs de mercado en distintas regiones, estos han ganado relevancia y se han convertido en los principales referentes para los contratos dentro de sus respectivas zonas de influencia.

A medida que el mercado global de GNL se expande, las transacciones tienden a alinearse con el hub de mayor influencia, dependiendo de la coyuntura y la demanda predominante en cada momento.

Hasta finales de 2018, se observa una alta correlación positiva entre los precios Brent y el TTF cercana al 90%, no obstante, en el Gráfica 4-10 se observa que, durante periodos críticos como 2019 y 2022, la correlación positiva entre el TTF y el Brent se debilita e incluso se pierde por completo para el año 2024, un año en el que los precios comienzan a mostrar mayor estabilidad.

Varios estudios han analizado esta pérdida de correlación (Hupka, Simkins, Popova, & Lee, 2023) lo que sugiere que el Brent ya no debería considerarse como el principal determinante del precio del GNL, ni la referencia clave para la estimación de sus proyecciones de mercado. Es por ello que, en la metodología de proyección de precios, el GNL presenta una variación con respecto a los demás energéticos, este no es proyectado a partir de una serie de referencia basada en el Brent.

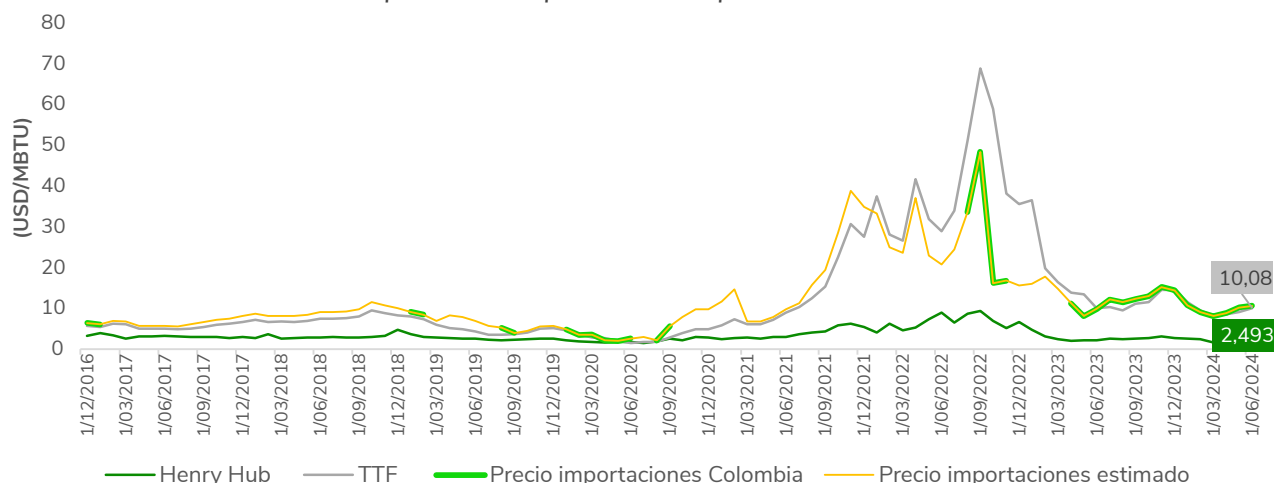
Gráfica 4-11 Correlación móvil de 12 meses entre TTF y Brent



Fuente: Elaboración UPME

Para empezar a analizar los precios de GNL y especialmente el comportamiento de los precios reales a los cuales se ha importado en Colombia, se realizó una comparación de estos con respecto a los principales precios de referencia, Henry Hub y TTF. En la Gráfica 4-12 se observan los precios de los periodos donde hubo importaciones y un ejercicio de extrapolación a partir de las variaciones del TTF con el que se obtuvo una serie completa del precio de importación estimado para Colombia.

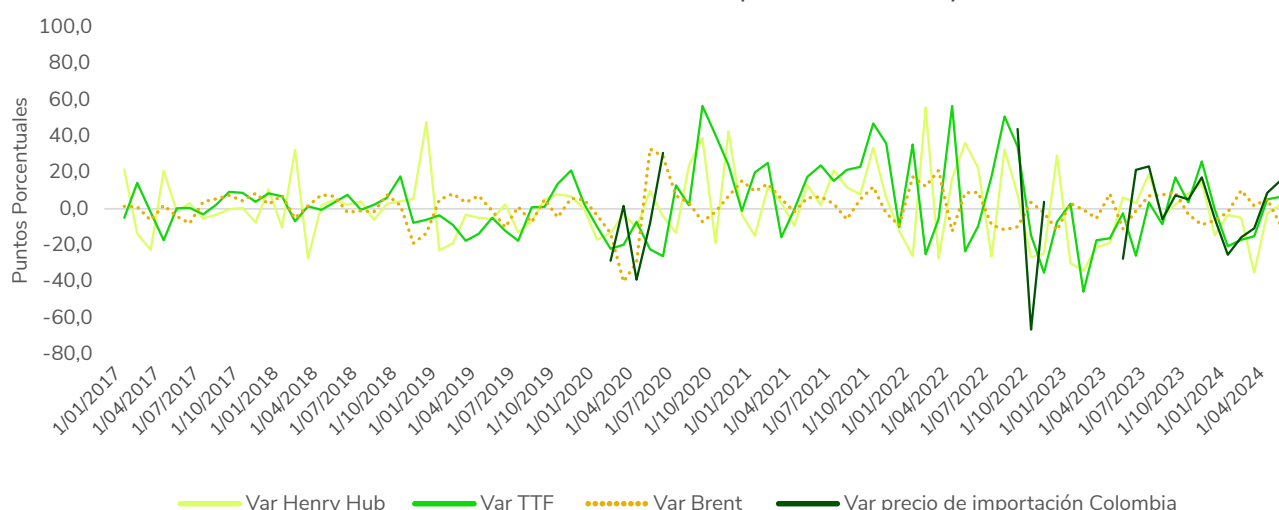
Gráfica 4-12 Comparación de precios de importación con hubs de referencia



Fuente: Elaboración UPME con información S&P Global PLATTS, DIAN y UPME

En general se observa que estos precios han seguido la tendencia TTF. De la misma forma se comparan las variaciones entre la referencia TTF y Henry Hub en la Gráfica 4-12 pero a partir de sus variaciones. Pese a que las dos referencias tienen niveles de precios diferentes, su comportamiento es similar por lo que las proyecciones de Henry Hub de la EIA serán un buen parámetro de estimación para proyectar el TTF como referencia de importación para Colombia.

Gráfica 4-13 Variaciones mensuales precios de GNL y Brent



Fuente: Elaboración UPME con información S&P Global PLATTS, DIAN y UPME

4.1.4.3. Supuestos

Las proyecciones de precios de los energéticos basados en referentes internacionales se basan en las proyecciones de largo plazo de la EIA

Las proyecciones utilizadas en este análisis se basan en la *Perspectiva Energética Anual 2025* (AEO2025) de la Administración de Información Energética de EE.UU. (EIA), en este documento la EIA examina las tendencias energéticas de largo plazo en Estados Unidos hasta el año 2050.

El AEO2025 es el informe más reciente disponible, publicado en abril de 2025 con corte a diciembre de 2024.

El enfoque integral de la EIA es relevante, ya que considera múltiples factores como el crecimiento económico, el desarrollo tecnológico, las regulaciones vigentes y la evolución de los mercados

energéticos internacionales. Por ello, al ajustar las proyecciones con información partir de niveles observados, teniendo en cuenta las tendencias entre años descritas por la EIA, logra una visión más precisa de la evolución del sector energético en los próximos años.

Precios constantes estimados en términos de diciembre de 2024

Adicionalmente, se estiman las proyecciones a precios constantes con base en diciembre de 2024, esto permite poder hacer una comparación de precios de largo plazo con respecto a este periodo base.

Perspectiva de TRM moderada

Una variable importante en la proyección de precios es la TRM ya que los energéticos objetos de esta sección tienen precios de referencia en dólares. Debido a lo mencionado, se empleó una proyección realizada a partir de un modelo de proyección de series de tiempo, manteniendo una perspectiva de devaluación muy moderada con respecto a la devaluación histórica (Ver **Tabla 4-7**) con el objetivo de no generar mayor ruido por efectos cambiarios.

Tabla 4-7 Devaluación observada y proyectada de la TRM

Periodo	Nro. años	Devaluación
2005-2024 (Real)	19	0.8666
2024-2050 (Proyectado)	26	0.3595

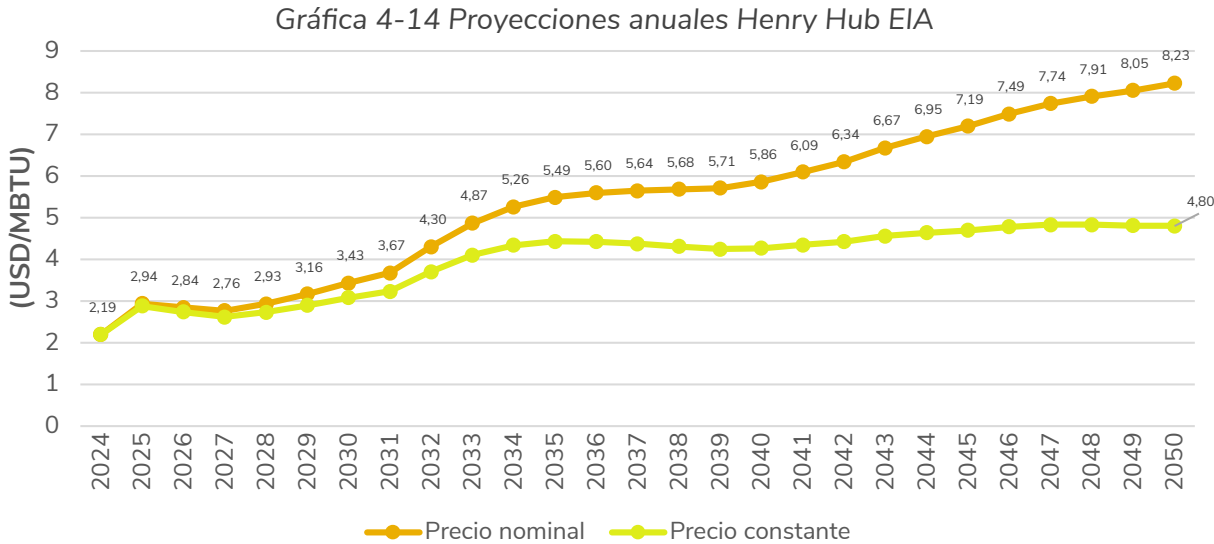
Fuente: Elaboración UPME

4.1.4.4. Escenarios de proyección

Para la proyección de precios del GNL, se tuvo en cuenta la proyección EIA del Henry Hub. Si bien el precio del gas importado en Colombia responde más a los niveles del TTF, el comportamiento de estos precios es similar cuando se observan las variaciones de ambas referencias. Estas proyecciones del Henry Hub se extrapolan a un precio de GNL basado en los niveles del TTF como escenario más probable. Adicionalmente se construye un escenario bajo el supuesto de precio de contrato de largo plazo basado en Henry Hub, cuyos niveles serían más bajos.

4.1.4.5. Resultados de proyección precios de GNL

En la Gráfica 4-13 presenta las proyecciones del Henry Hub a precios nominales y los precios con base en 2024, tal como fueron proyectadas por la EIA.



Fuente: Elaboración UPME con datos (EIA, 2024)

Hasta la primera parte de la década de 2030 las proyecciones del AEO 2025 presentan precios por debajo de la anterior proyección en su AEO 2023, en adelante sus proyecciones presentan valores superiores a los estimados en el AEO 2023 donde en 2050 llegaba a 7.2 (USD/MBTU) mientras que la actualización plantea un precio del Henry Hub llegando a 8.23 en 2050.

Tabla 4-8 Comportamiento por periodos del Henry Hub

Henry Hub en diferentes periodos (USD/MBTU)	Máx.	Medio	Min.
Histórico (2016-2024)	8.81	3.23	1.49
2016-2019	4.09	2.92	2.22
2021-2024	8.81	3.78	1.49
2020	2.61	2.61	1.63

Elaboración UPME con información de PLATTS

Una vez obtenida la proyección EIA del Henry Hub, esta es empleada como serie de referencia. Las proyecciones realizadas para el GNL en Colombia se realizaron para dos escenarios:

1. Asumiendo que se logren contratos de largo plazo indexados al Henry Hub.
2. Basadas en el referente TTF como escenario más probable y bajo la presunción de que los contratos continúen realizándose a precios spot y basados en este referente.

Dado que, para el indicador de Henry Hub proyectado, a diferencia del TTF no se cuenta con los costos asociados a licuefacción, transporte y fletes, el costo de licuefacción se estima a partir de los datos estimados en el documento titulado “ *Global LNG Market: Supply-Demand and Economic Analysis*”. Este documento ofrece un análisis exhaustivo del mercado mundial de gas natural licuado (GNL), enfocándose en la dinámica de oferta y demanda, así como en los factores económicos que influyen en este sector. El estudio examina las tendencias actuales y futuras en la producción y consumo de GNL, evaluando cómo variables económicas, políticas y tecnológicas afectan el equilibrio del mercado.

La siguiente tabla describe la capacidad de licuefacción de las principales plantas de licuefacción descritas en el documento mencionado, su precio de suministro, su costo de licuefacción y su valor FOB, es decir, precio puesto en puerto de origen.

Tabla 4-9 Estadísticas de costos de proyectos representativos de GNL – Precios base de 2021

Proyecto	Capacidad Licuefacción	Suministro (USD/MBTU)	Licuefacción (USD/MBTU)	FOB (USD/MBTU)
Sabine Pass LNG T1-2	9	3.4	2.1	5.5
Golden Pass LNG T1-3	15.6	4.1	2.3	6.4
Corpus Christi LNG T1-2	13.5	3.6	2.2	5.8

Fuente: (Zou, Yi, Wang, Yin, & Zhang, 2022)

El costo promedio de licuefacción de la **Tabla 4-9**. que es de 2.2 USD/Mbtu, es utilizado entonces, como costo de referencia de licuefacción para las proyecciones basadas en contratos indexados a Henry Hub.

Por otro lado, con base en la información de costos de transporte y seguros provenientes de las estadísticas de importación de la DIAN, el costo promedio de fletes y seguros para 2024 se estima en 0.91 USD/MBTU.

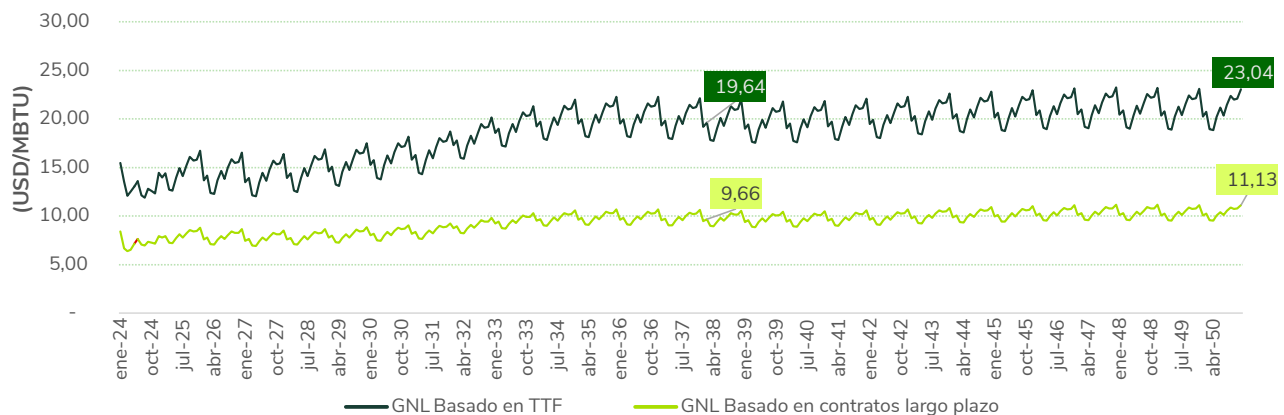
Estos precios se estiman en base de diciembre de 2024 y a partir de estos, se calcula el precio de importación.

Dado que las series proyectadas son anuales, estas se mensualizan con la técnica descrita en la metodología expuesta en este capítulo. Con esta técnica, se distribuye los movimientos intra anuales estimados al dato anual de la serie “Proyecciones anuales Henry Hub EIA con ajuste UPME”. A continuación, se presentan los resultados:

Estas proyecciones basadas en el comportamiento inferido por la EIA suponen que EE. UU. mantendrá una producción de gas natural alta en el horizonte proyectado, impulsada por la demanda internacional. Esto permitirá que EE. UU. siga siendo un exportador neto de gas natural hasta 2050.

Como se mencionó antes, las grandes inversiones en infraestructura al tiempo de una menor demanda por parte de Japón y una mayor demanda de China en los últimos años que se mantendría estable hacia el futuro, generaría una estabilidad en los precios internacionales del GNL, todo esto sumado a una mayor integración global del mercado.

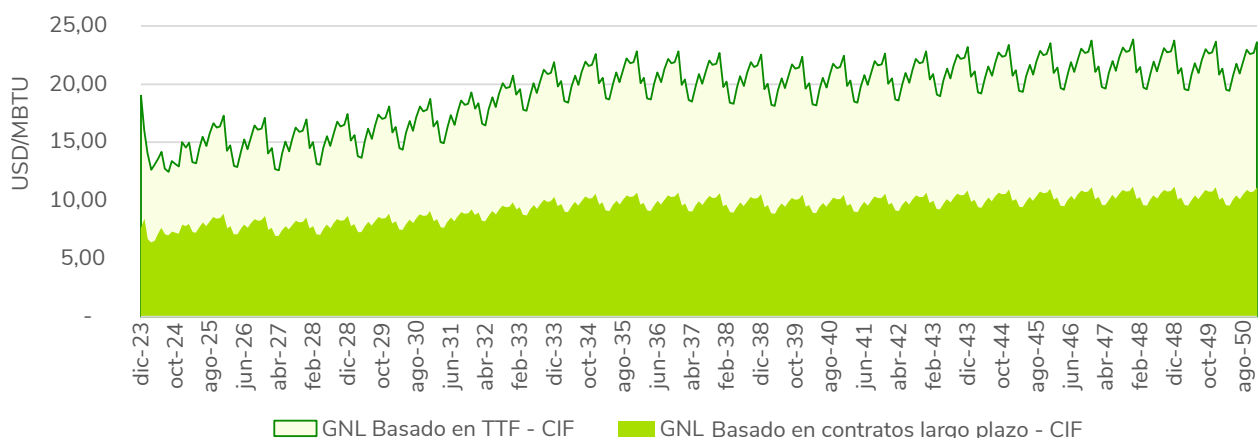
Gráfica 4-15 Proyección precios de importación CIF de GNL Periodo julio de 2024 a diciembre de 2050



Fuente: Elaboración UPME

Finalmente, es importante anotar que el precio puesto en el nodo de demanda tiene un precio de referencia de transporte asociado. Estos son incluidos en el anexo y están disponibles para diferentes posibles tramos. Como ejemplo, a continuación, se presenta el precio de GNL para las generadoras ubicadas en los departamentos del Atlántico y Magdalena puesto en el nodo de demanda. El precio del GNL basado en referente TTF sería el precio de GNL más probable y el precio basado en Henry Hub sería el precio proyectado para contratos de largo plazo.

Gráfica 4-16 Proyección de precios de GNL puesto en nodo de demanda en los departamentos de Atlántico y Magdalena



Fuente: Elaboración UPME

4.2. Gas licuado de petróleo

El precio del suministro de GLP en Colombia se configura a través de la metodología regulatoria adoptada por la CREG en un régimen de precio máximo regulado,²⁸ bajo un régimen de libertad regulada. El precio para el producto proveniente de las principales fuentes de producción nacional, es decir, Barrancabermeja, Apiay y Cartagena, Cupiagua se establece mediante el equivalente a la paridad de exportación.

Este precio de paridad de exportación se refiere al valor que un productor nacional recibiría si decidiera exportar su producto, en lugar de venderlo en el mercado interno. Este precio se calcula tomando como referencia los precios internacionales del combustible y restando los costos asociados al transporte y logística necesarios para llevar el producto desde el punto de producción hasta el puerto de exportación. De esta manera, se establece un precio interno que refleja el costo de oportunidad de exportar el combustible, incentivando a los productores a abastecer el mercado nacional cuando este precio es competitivo²⁹.

En el caso específico del GLP, la CREG ha adoptado este enfoque para determinar el precio máximo al que Ecopetrol puede vender el GLP en el mercado interno.

La metodología considera el precio internacional del GLP en el mercado de Mont Belvieu, ubicado en el Golfo de México, y le resta los costos de transporte y embarque desde la refinería de Barrancabermeja hasta el puerto de Cartagena. Este cálculo asegura que los precios internos sean competitivos y reflejen las condiciones del mercado internacional, garantizando así la suficiencia financiera y la neutralidad en la distribución del GLP en el país. Ver **Tabla 4-10** y la **Tabla 4-11** refleja el precio máximo de suministro para el resto de los campos nacionales.

Tabla 4-10 Precio máximo regulado GLP Nacional refinería de Barrancabermeja y campo Apiay

Precio propano Butano NON-TET Mont Belvieu	Precio butano Butano NON-TET Mont Belvieu	Costo de embarque	Costo Transporte Pozos Colorados a Barrancabermeja
$(1-\alpha) \cdot 0.521 \cdot TRM_{m-1} + \frac{PP_{m-1}}{n}$	$\alpha \cdot 0.462 \cdot TRM_{m-1} + \frac{PB_{m-1}}{n}$	-Mientras la CREG no defina otro valor este se tomará como cero (0 \$/kg).	-Por propano ducto (\$/kg) según metodología CREG -Mientras tanto, se aplicará valor por transporte terrestre

α : cantidad de butano presente en las mezclas comercializadas, ≤ 0.45 ,
0.462: densidad absoluta del butano
0.521: densidad absoluta del propano
PB: precio del Normal Butano NON-TET Mont Belvieu publicado por Platt's
PP: precio del Propano NON-TET Mont Belvieu publicado por Platt's
TRM: tasa Representativa del Mercado reportada por la Superintendencia Financiera

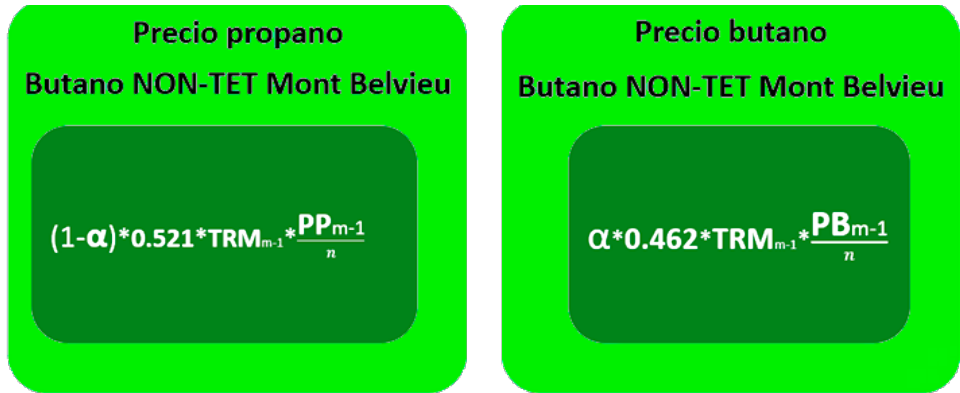
Fuente: Elaboración UPME a partir de Resolución CREG 66 de 2007, aplica para Refinería de Cartagena sin componente de transporte pozos Colorados, y demás campos Nacionales.³⁰

28 Resolución CREG 66 de 2007, Resolución 45 de 2020 y Resolución 102 de 2020 y sus modificaciones.

29 <https://creg.gov.co/publicaciones/15052/como-se-determinan-las-tarifas-del-servicio-publico-domiciliario-de-glp>

30 Ibid

Tabla 4-11 Precio máximo regulado GLP Nacional demás campos nacionales.



α : cantidad de butano presente en las mezclas comercializadas. ≤ 0.45 .
0.462: densidad absoluta del butano
0.521: densidad absoluta del propano
PB: precio del Normal Butano NON-TET Mont Belvieu publicado por Platt's
PP: precio del Propano NON-TET Mont Belvieu publicado por Platt's
TRM: tasa Representativa del Mercado reportada por la Superintendencia Financiera

Fuente: Elaboración UPME a partir de Resolución CREG 66 de 2007.

Por su parte, el precio del GLP proveniente de otras fuentes diferentes a Nacional, el precio de suministro sea para uso térmico, residencial, industrial y comercial, se rige en mercado de libertad vigilada. Tal es el caso de Okianus y Plexaport, agentes importadores de GLP ubicados en el puerto de Cartagena, quienes importaron a 2024 el 54% del total del GLP que ingresó al mercado producto de esta actividad.

Es así como, para los escenarios de libertad vigilada, se configura el precio del producto en transacciones que tiene en cuenta directamente el precio de referencia en mercado internacional a través de mecanismos de negociación directa con el comercializador mayorista.

Las fuentes de precio libre usualmente toman como referencia el precio del GLP de las fuentes Cusiana/Cupiagua y le adicionan un valor fijo que varía entre los 300 y 1000 \$ por kg. En este apartado se realiza el análisis de los referentes internacionales y de los precios nacionales con el fin de realizar las proyecciones a partir de estos.

4.2.1. Gas Licuado de petróleo nacional

4.2.1.1. Información

La siguiente tabla presenta el detalle de las variables consideradas en el análisis, especificando su periodicidad, unidades de medida y fuente de información:

Tabla 4-12 Información de base para el modelo de proyección de precios de GLP

ENERGÉTICO	VARIABLE	PERIODICIDAD	FECHA/PERÍODO REFERENCIA	UNIDAD DE MEDIDA	FUENTE
GLP	Propane non-LST Mt Belvieu	Mensual	2016-2024	USD/MBTU	PLATTS
	Butane non-LST Mt Belvieu				
	Tarifas de fletes				
	Tarifas de fletes y seguros	Mensual	2016-2024	USD/m3	DIAN
	Referencia de precios regulados de GLP	Único valor de referencia	jun-24	USD/gal	ECOPETROL
Proyecciones de la EIA para todos los combustibles líquidos y GLP		Anual	2022-2050	USD/MBTU	AEO – EIA

Fuente: Elaboración UPME

4.2.1.2. Supuestos

- Precios constantes estimados en términos de diciembre de 2024

Adicionalmente, se estiman las proyecciones a precios constantes con base en diciembre de 2024, esto permite poder hacer una comparación de precios de largo plazo con respecto a este periodo base.

- Perspectiva de TRM moderada

Una variable importante en la proyección de precios es la TRM ya que los energéticos objetos de esta sección tienen precios de referencia en dólares. Debido a lo mencionado, se empleó una proyección realizada a partir de un modelo de proyección de series de tiempo, manteniendo una perspectiva de devaluación muy moderada con respecto a la devaluación histórica con el objetivo de no generar mayor ruido por efectos cambiarios.

Tabla 4-13 Devaluación observada y proyectada de la TRM

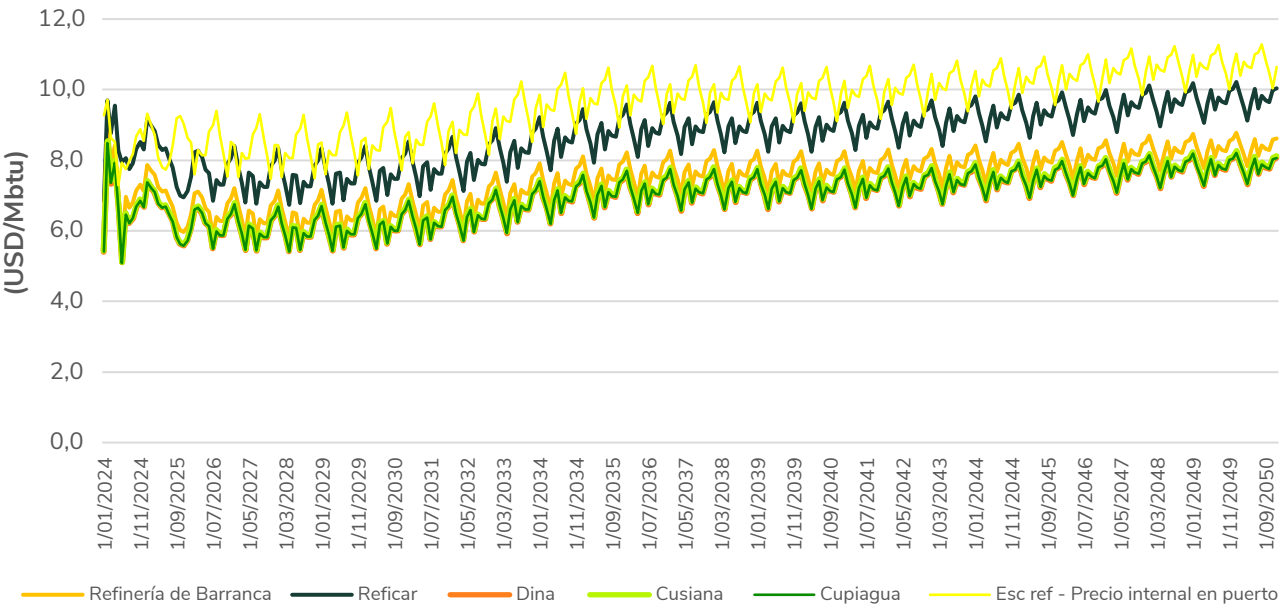
Periodo	Nro. años	Devaluación
2005-2024 (Real)	19	0.8666
2024-2050 (Proyectado)	26	0.3595

Fuente: Elaboración UPME

4.2.1.3. Resultados de proyección precios de GLP

A partir de estas proyecciones, con base en su evolución, a continuación, se presentan los resultados de proyección de precios de los campos nacionales.

Gráfica 4-17 Proyección de precios de GLP por campo nacional



Fuente: PLATTS – Estimaciones UPME

4.2.2. Gas Licuado de petróleo Importado

4.2.2.1. Información

La siguiente tabla presenta el detalle de las variables consideradas en el análisis, especificando su periodicidad, unidades de medida y fuente de información:

Tabla 4-14 Información de base para el modelo de proyección de precios de GLP

ENERGÉTICO	VARIABLE	PERIODICIDAD	FECHA/PERÍODO REFERENCIA	UNIDAD DE MEDIDA	FUENTE
GLP	Propane non-LST Mt Belvieu	Mensual	2016-2024	USD/MBTU	PLATTS
	Butane non-LST Mt Belvieu				
	Tarifas de fletes y seguros	Mensual	2016-2024	USD/m3	DIAN
	Referencia de precios regulados de GLP	Único valor de referencia	jun-24	USD/gal	ECOPETROL
Proyecciones de la EIA para todos los combustibles líquidos y GLP		Anual	2022-2050	USD/MBTU	AEO – EIA

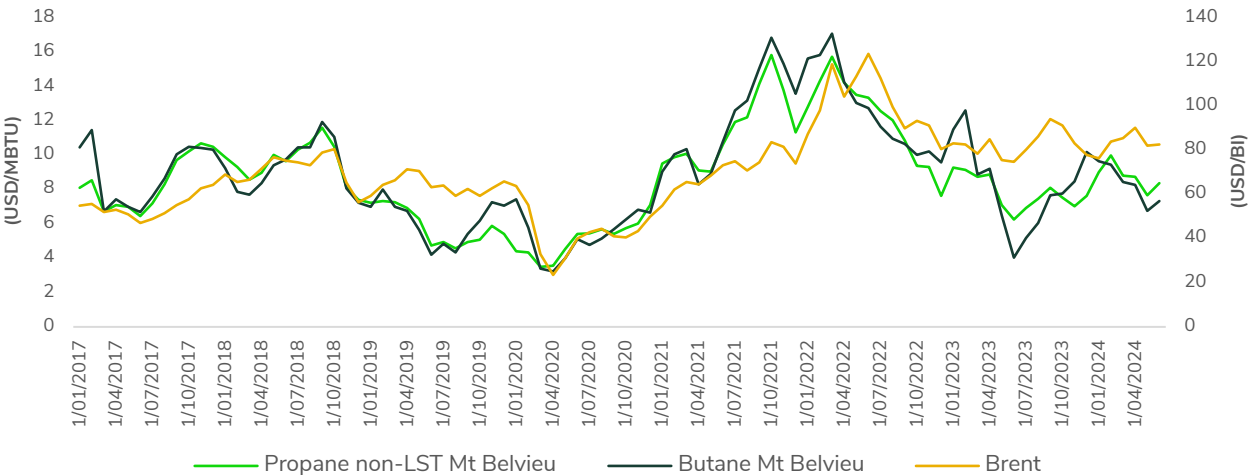
Fuente: Elaboración UPME

4.2.2.2. Consideraciones relevantes

4.2.1.1.1. Análisis de información para la proyección de los precios de GLP - Referencia Mont Belvieu

La Gráfica 4-18 muestra la evolución de los precios del propano y butano de referencia Mont Belvieu desde enero de 2017 hasta abril de 2024. También se incluyen los precios del crudo Brent, medidos en USD/Barril, como referencia clave para el análisis del mercado de hidrocarburos. La dinámica observada en la serie de precios evidencia una alta correlación entre los precios del GLP (propano y butano) y el Brent, lo que sugiere que las fluctuaciones en el precio del petróleo impactan directamente el valor de estos combustibles en los mercados internacionales.

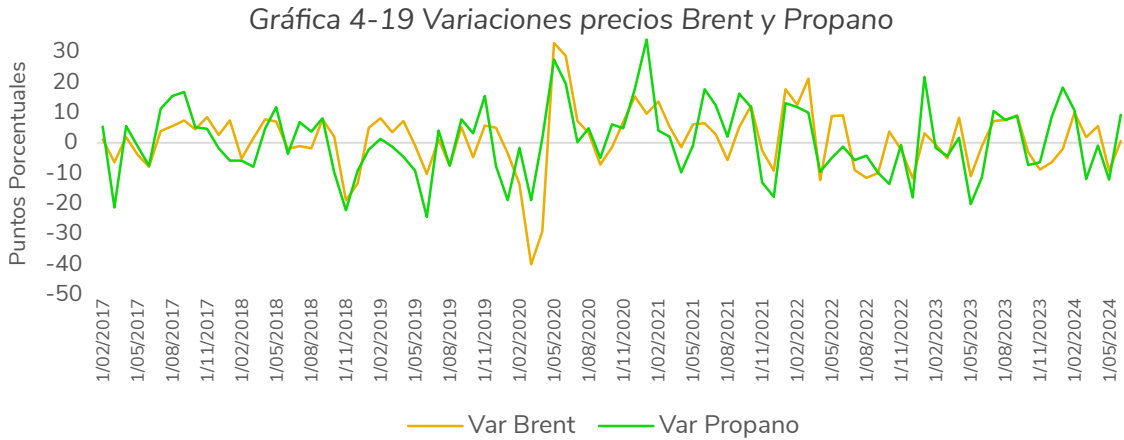
Gráfica 4-18 Precios históricos de referencia Mont Belvieu



Fuente: Elaboración UPME con información de PLATTS

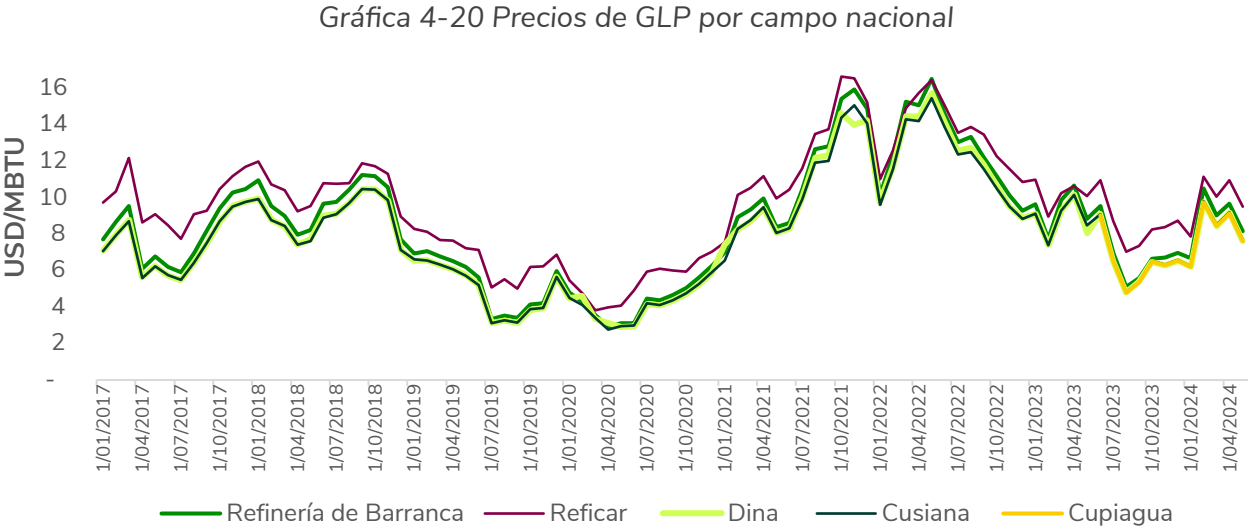
Adicionalmente, el Gráfica 4-19 profundiza en esta relación, mostrando las variaciones mensuales de los precios del Brent y el propano Mont Belvieu, lo que permite evidenciar de manera más clara la dependencia del GLP con respecto a la evolución del crudo.

El incremento del Brent por encima de los 100 USD/barril en 2022 impulsó los precios del propano y butano. Esto se debió a la menor producción de crudo, restricciones en la oferta de la OPEP+ y las sanciones a Rusia, además de la mayor demanda en Asia y Europa en el marco de la crisis energética descrita en el capítulo de contexto internacional, lo que encareció el mercado de los derivados del petróleo.



Fuente: Elaboración UPME con información de PLATTS

Tras el pico de 2022, la gráfica muestra una tendencia de corrección en los precios durante 2023 y 2024, aunque con cierta volatilidad. Varios factores han contribuido a esta estabilización relativa, la corrección de los precios del petróleo a partir de la segunda mitad de 2022, los precios comenzaron a disminuir debido a una mayor oferta global, el ajuste en las políticas de la OPEP+ y una menor demanda de combustibles ante temores de recesión global. Todo esto tenido un impacto directo en la reducción de los precios del GLP.



Fuente: Elaboración UPME con información de PLATTS

4.2.2.3. Supuestos

- **Tendencia a la baja en el corto plazo**

A nivel global las inversiones en petróleo se han incrementado desde el año 2020 por lo que se espera una sobreoferta de corto plazo que no es equiparada por la demanda debido, entre otras, a

una proyección de menor demanda de EEUU y China dadas unas expectativas crecimiento moderado durante los siguientes años. Esto, para el corto plazo, supone una tendencia a la baja de los precios.

Las estimaciones de proyección de precios, dada la alta correlación entre el precio del petróleo y los combustibles líquidos, así como del GLP, como ya se mencionó, se basan principalmente en el comportamiento del precio del petróleo. A partir de ello, se plantean tres escenarios, el de precios bajos, el de referencia y el de precios altos, cada uno de estos escenarios plantea unos supuestos clave que determinan los niveles de los precios estimados, como sigue³¹:

- **Precios constantes estimados en términos de diciembre de 2024**

Adicionalmente, se estiman las proyecciones a precios constantes con base en diciembre de 2024, esto permite poder hacer una comparación de precios de largo plazo con respecto a este periodo base.

- **Perspectiva de TRM moderada**

Una variable importante en la proyección de precios es la TRM ya que los energéticos objetos de esta sección tienen precios de referencia en dólares. Debido a lo mencionado, se empleó una proyección realizada a partir de un modelo de proyección de series de tiempo, manteniendo una perspectiva de devaluación muy moderada con respecto a la devaluación histórica con el objetivo de no generar mayor ruido por efectos cambiarios.

Tabla 4-15 Devaluación observada y proyectada de la TRM

Periodo	Nro. años	Devaluación
2005-2024 (Real)	19	0.8666
2024-2050 (Proyectado)	26	0.3595

Fuente: Elaboración UPME

4.2.2.4. Escenarios de proyección

La proyección de precios se realiza a partir los datos proyectados en el AEO 2025 de la EIA, especialmente para el propano. Pese a que la EIA proyecta 11 diferentes escenarios, el ejercicio UPME emplea los escenarios de referencia y de precios altos y bajos del petróleo. Estos consideran los importantes cambios que ha experimentado el mercado energético estadounidense durante los últimos 25 años con el rápido incremento en la producción de petróleo y gas natural en el país, así como la expansión de las energías renovables y los patrones de consumo observados. Por lo tanto, éstas se basan en tendencias habituales, proporcionando un caso tendencial para el escenario de referencia y unas variaciones en los casos de precios altos y bajos basados principalmente en la producción del país, manteniendo la curva de oferta mundial de petróleo constante (EIA, 2025)³².

El escenario de precios bajos de la EIA, estima que el precio del petróleo Brent caerá a 48 USD/ Bbl en términos reales del 2024 para el año 2050. Este escenario considera una importante reducción en la oferta de petróleo de Estados Unidos, llegando a su máximo histórico de 13.3 millones de barriles diarios en 2024, hasta 7,5 millones de barriles por día en 2050.

En el escenario de referencia de la EIA en el largo plazo, se proyecta una producción de petróleo relativamente alta en el corto plazo. Sin embargo, se anticipa una disminución a partir de 2029, lo que impulsaría un aumento en los precios, en un contexto de crecimiento moderado de la demanda. Bajo este escenario, la EIA estima que el precio del Brent alcanzará los 91 USD/barril en 2050, a precios constantes de 2024.

El escenario de precios altos de la EIA se espera un aumento en la producción de petróleo en Estados Unidos hasta alcanzar los 17,7 millones de barriles diarios en 2030, seguido de una

31 https://www.eia.gov/outlooks/aeo/tables_ref.php

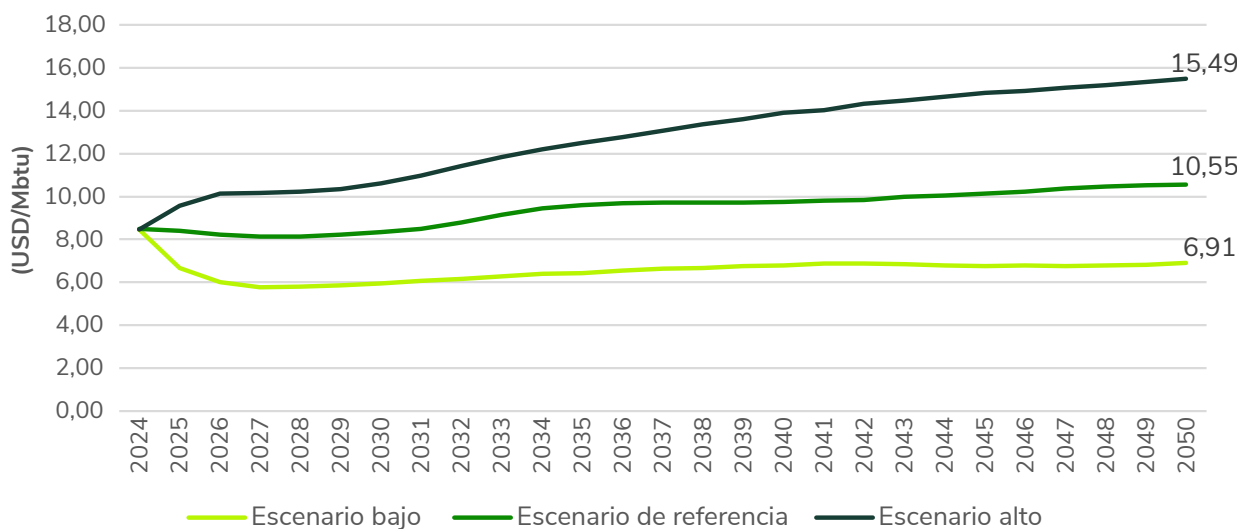
32 Assumptions to the Annual Energy Outlook 2025: International Energy Module, April 2025

disminución gradual que llevaría la producción a 13,3 millones de barriles diarios en 2050. En este contexto, la EIA estima que el precio del Brent alcanzará los 155 USD por barril en 2050, en términos reales de 2024.

4.2.2.5. Resultados de proyección precios de GLP

Como se describe en la metodología, la proyección de precios se realiza a partir del ajuste a la serie de la EIA de la cual se obtiene la serie anual a precios nominales en los tres diferentes escenarios planteados.

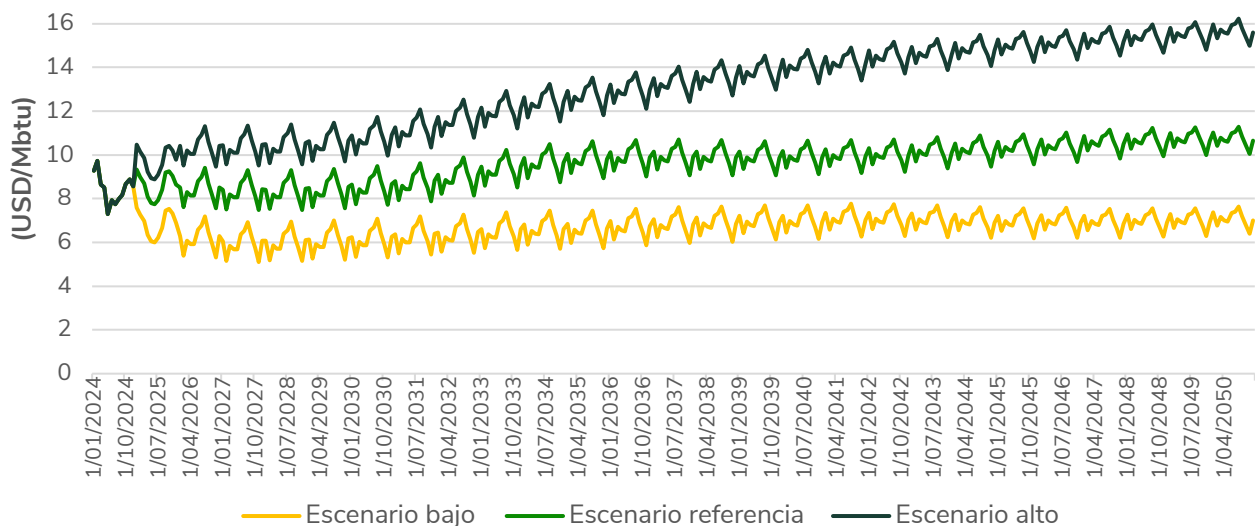
Gráfica 4-21 Proyección de precios anuales ajustados a partir de AEO2023



Fuente: Elaboración UPME

De acuerdo con los niveles de la serie para cada año se mensualiza la proyección ajustada y se estiman los precios con base en los precios de diciembre de 2024 para facilitar la interpretación de su senda. A continuación, los resultados.

Gráfica 4-22 Proyección de precio de GLP de referencia internacional – precios de dic de 2024



Fuente: Elaboración UPME - datos Global S&P – Platts y DIAN

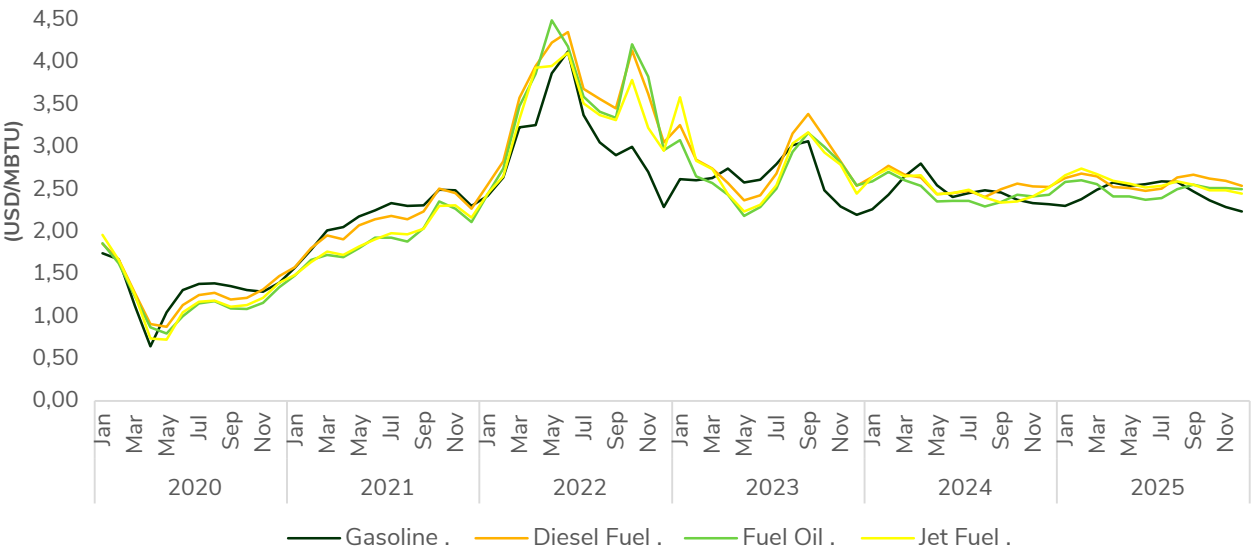
En el gráfico de proyecciones se observa en el periodo real hasta junio de 2024 un comportamiento descendente de los precios. Cuando se observan los precios históricos en la anterior sección, se evidencia un comportamiento cíclico, y marcado por las volatilidades del precio del petróleo.

Para el escenario de referencia se prevé una tendencia moderada al alza. Para 2050 se proyecta un precio constante de 10.65 USD/MBTU, un 24% superior a los niveles proyectados para diciembre de 2024 que fueron de 8.55 USD/MBTU.

4.3. Combustibles líquidos

La Gráfica 4-24 presenta la trayectoria de los precios de todos los combustibles líquidos, así como la proyección EIA de corto plazo hasta 2025. Independientemente de sus niveles, estos se mueven en el mismo sentido que el precio del petróleo, el que ha sido ampliamente analizado en la sección de contexto internacional. Debido a este comportamiento, la serie de referencia proyectada a nivel mensual o la serie de alta frecuencia descrita en la metodología, fue útil para realizar las proyecciones de todos los refinados a partir de los niveles anuales proyectados por la EIA.

Gráfica 4-23 Precios internacionales de los combustibles líquidos – Histórico y proyección de corto plazo EIA



Fuente: Elaboración UPME con proyecciones de corto plazo de la EIA

Los siguientes apartados presentan la proyección de precios del ingreso al productor. No obstante, en los anexos se presenta la estructura completa de los componentes que conforman el precio de venta al público para cada uno de los combustibles líquidos.

4.3.1. Gasolina Motor Corriente

4.3.1.1. Información

La siguiente tabla presenta el detalle de las variables consideradas en el análisis, especificando su periodicidad, unidades de medida y fuente de información:

Tabla 4-16 Información de base para el modelo de proyección de precios de gasolina

ENERGÉTICO	VARIABLE	PERIODICIDAD	FECHA/ PERÍODO REFERENCIA	UNIDAD DE MEDIDA	FUENTE
GASOLINA MC	U.S. Gulf Coast Conventional Gasoline 87	Mensual	2016-2024	USD/Gal	PLATTS
	Naphtha USGC barge	Mensual	2016-2024	USD/Gal	PLATTS
	Referencia de precios de la gasolina en Colombia	Único valor de referencia	jun-24	USD/Gal	UPME
Proyecciones de la EIA para todos los combustibles líquidos y GLP		Anual	2022-2050	USD/MBTU	AEO – EIA
Resolución DIAN anual por la cual se ajustan las tarifas del Impuesto Nacional a la gasolina y al ACPM, y del Impuesto nacional al carbono [1].		Anual	31 de enero de cada año	COP/Ton (CO ₂ eq)	DIAN
Ley 2093 de 2021 (Art. 3°) en la cual se fija la sobretasa a la Gasolina y al Diésel		Anual	NA	COP/Gal	Congreso de la Republica
Ley 1819 de 2016 por medio de la cual se adopta una reforma tributaria estructural		Anual	NA	COP/Gal	Congreso de la Republica
Estadísticas de importación de la DIAN		Diario	2016 – junio 2024	*Costos totales fletes y seguros (USD) *Cantidades totales de importación (m ³)	DIAN

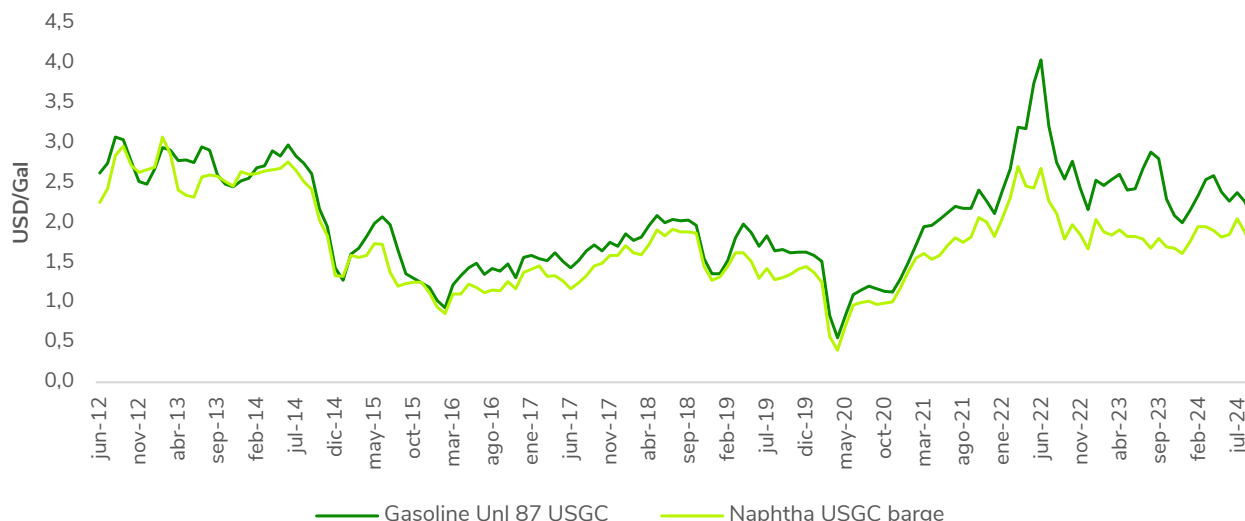
Fuente: Elaboración UPME

4.3.1.2. Consideraciones relevantes

El cálculo del ingreso al productor se basa en la aplicación de las tendencias de los precios internacionales con un lapso de 60 días, mediante la metodología de paridad de exportación, para aplicar un tope a los incrementos o disminuciones y así mitigar la volatilidad, buscando reflejar de una mejor manera la condición colombiana frente al mercado internacional y el establecimiento de una franja que garantice un margen de estabilidad en los precios internos. Así, la remuneración al importador y/o refinador es reconocida por el FEPC a través de las liquidaciones. Este reconocimiento podía ser a favor o en contra de importador y/o refinador.

El precio de paridad de exportación referenciado al mercado del Golfo de los Estados Unidos de América, de cada observación diaria de la Gasolina Motor Corriente producida en Colombia se calcula con los índices de referencia de la gasolina UNL 87 USGC y la Nafta USGC con una ponderación del 70% y 30% respectivamente. En cuanto a los costos de transporte y seguros se estima que están alrededor del 20% del precio de la base para diciembre de 2023. A continuación, se observan los precios históricos de la gasolina y la nafta los cuales serán proyectados para realizar el cálculo del precio internacional de este producto, usado como referencia para la fijación del IP fósil.

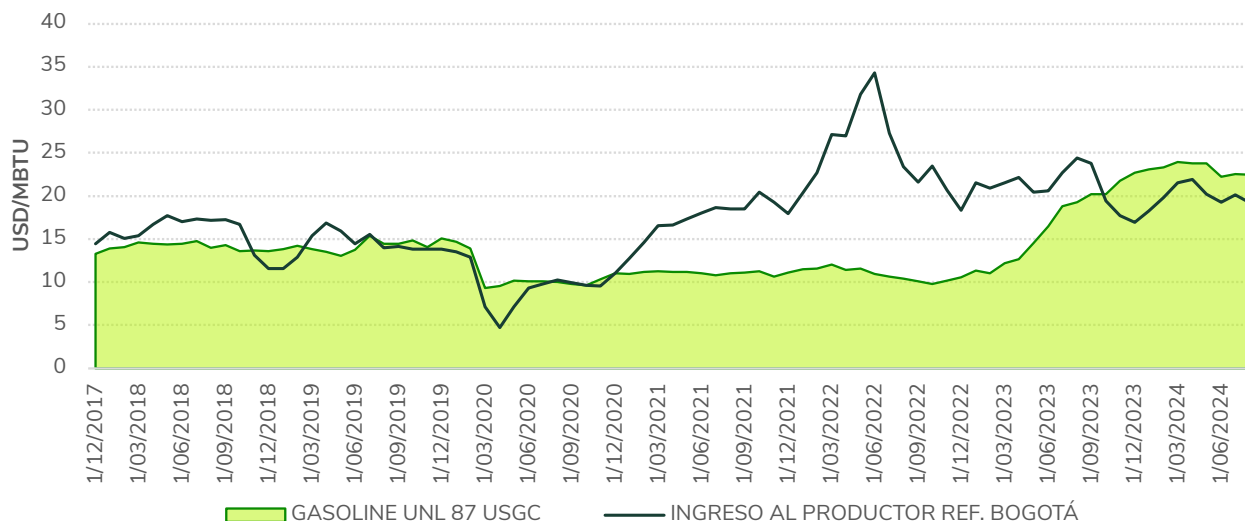
Gráfica 4-24 Referencia de precio Gasoline Unl 87 USGC y Nafta USGC



Elaboración UPME con datos de Global S&P - Platts

El Gráfica 4-25 describe la senda de los precios internacionales con respecto al ingreso al productor de referencia en Bogotá. Para el periodo entre diciembre de 2021 a la primera mitad de 2023 se observa el importante desbalance descrito en el capítulo de contexto nacional que se tradujo en la importante ampliación del déficit fiscal debido a los altos precios que para ese periodo generó la crisis energética mundial.

Gráfica 4-25 Precio internacional e ingreso al productor GMC



Fuente: Elaboración UPME con datos de Global S&P – Platts y UPME

4.3.1.3. Supuestos

- Proyecciones de precios para los energéticos basadas en los precios del petróleo.

Los supuestos planteados para la proyección, fundamentados en los análisis de la EIA se basan principalmente en los movimientos de los precios del petróleo.

- **Tendencia a la baja en el corto plazo.**

A nivel global las inversiones en petróleo se han incrementado desde el año 2020 por lo que se espera una sobreoferta de corto plazo que no es equiparada por la demanda debido, entre otras, a una proyección de menor demanda de EEUU y China dadas unas expectativas crecimiento moderado durante los siguientes años. Esto, para el corto plazo, supone una tendencia a la baja de los precios.

Las estimaciones de proyección de precios, dada la alta correlación entre el precio del petróleo y los combustibles líquidos, como ya se mencionó, se basan principalmente en el comportamiento del precio del petróleo.

4.3.1.4. Escenarios de proyección

La proyección de precios se realiza a partir los datos proyectados en el AEO 2025 de la EIA, especialmente para el propano. Pese a que la EIA proyecta 11 diferentes escenarios, el ejercicio UPME emplea los escenarios de referencia y de precios altos y bajos del petróleo. Estos consideran los importantes cambios que ha experimentado el mercado energético estadounidense durante los últimos 25 años con el rápido incremento en la producción de petróleo y gas natural en el país, así como la expansión de las energías renovables y los patrones de consumo observados. Por lo tanto, éstos se basan en tendencias habituales, proporcionando un caso tendencial para el escenario de referencia y unas variaciones en los casos de precios altos y bajos basados principalmente en la producción del país, manteniendo la curva de oferta mundial de petróleo constante (EIA, 2025)³³.

El escenario de precios bajos de la EIA, estima que el precio del petróleo Brent caerá a 48 USD/Bbl en términos reales del 2024 para el año 2050. Este escenario considera una importante reducción en la oferta de petróleo de Estados Unidos, llegando a su máximo histórico de 13.3 millones de barriles diarios en 2024, hasta 7,5 millones de barriles por día en 2050.

En el escenario de referencia de la EIA en el largo plazo, se proyecta una producción de petróleo relativamente alta en el corto plazo. Sin embargo, se anticipa una disminución a partir de 2029, lo que impulsaría un aumento en los precios, en un contexto de crecimiento moderado de la demanda. Bajo este escenario, la EIA estima que el precio del Brent alcanzará los 91 USD/barril en 2050, a precios constantes de 2024.

El escenario de precios altos de la EIA se espera un aumento en la producción de petróleo en Estados Unidos hasta alcanzar los 17,7 millones de barriles diarios en 2030, seguido de una disminución gradual que llevaría la producción a 13,3 millones de barriles diarios en 2050. En este contexto, la EIA estima que el precio del Brent alcanzará los 155 USD por barril en 2050, en términos reales de 2024.

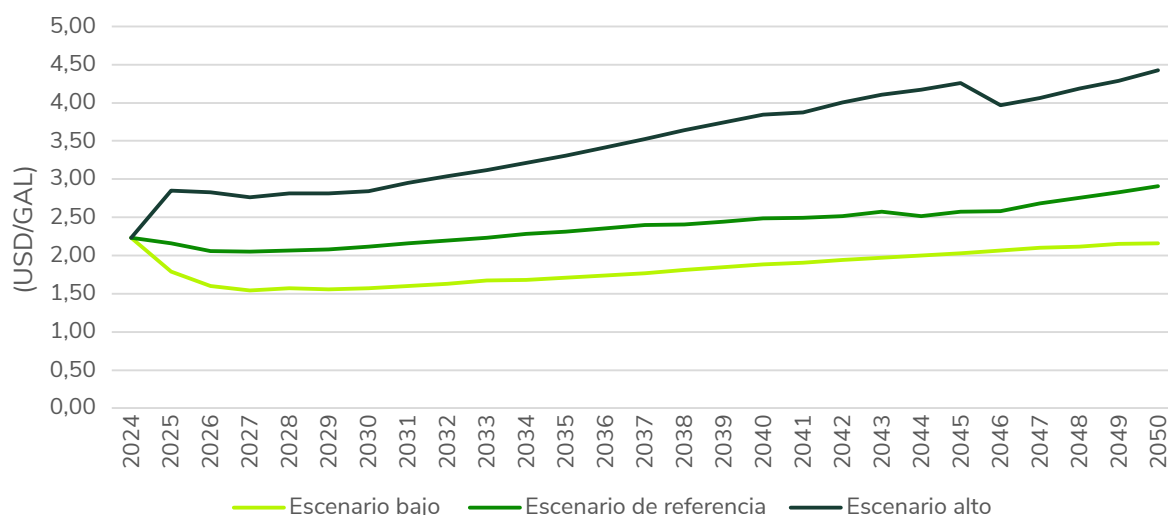
4.3.1.5. Resultados de proyección precios de gasolina

Como se describe en la metodología, la proyección de precios se realiza a partir del ajuste a la serie de la EIA para los tres diferentes escenarios. Los precios de la gasolina se ajustan llegando en el escenario de referencia a un precio nominal de 3.91 USD/GAL para el promedio de 2050 equivalente a 24.68 USD/MBTU.

Ponderando las referencias de la gasolina y la nafta a 2050 el precio llega a 2.68 USD/GAL equivalente a 22.7 USD/MBTU. La Gráfica 4-27 muestra las proyecciones de la EIA ajustadas.

33 Assumptions to the Annual Energy Outlook 2025: International Energy Module, April 2025

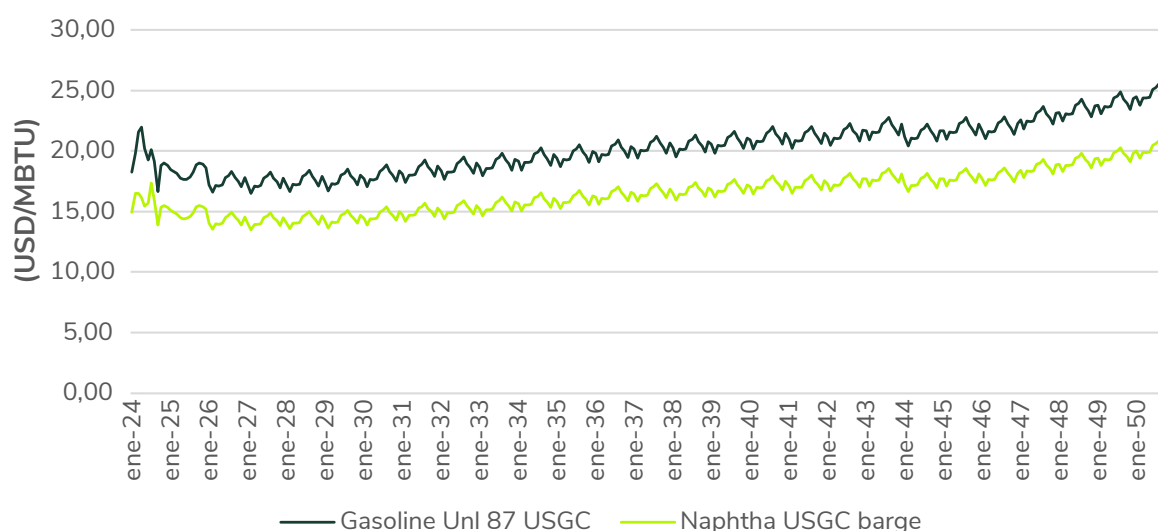
Gráfica 4-26 Proyección de precios de la gasolina anuales nominales ajustados a partir de AEO2025



Fuente: Elaboración UPME

El siguiente gráfico muestra la proyección mensualizada a partir de la metodología descrita para la proyección de los precios de referencia de la nafta y la gasolina a precios nominales, estos precios se ponderan de acuerdo con la regulación con un 30% para el precio de la nafta y un 70% para el precio de la gasolina. Posteriormente, como se observa más adelante en los resultados de las Gráfica 4-26 y Gráfica 4-27, se presenta la proyección a precios ajustados al periodo base de diciembre de 2024 (precios constantes).

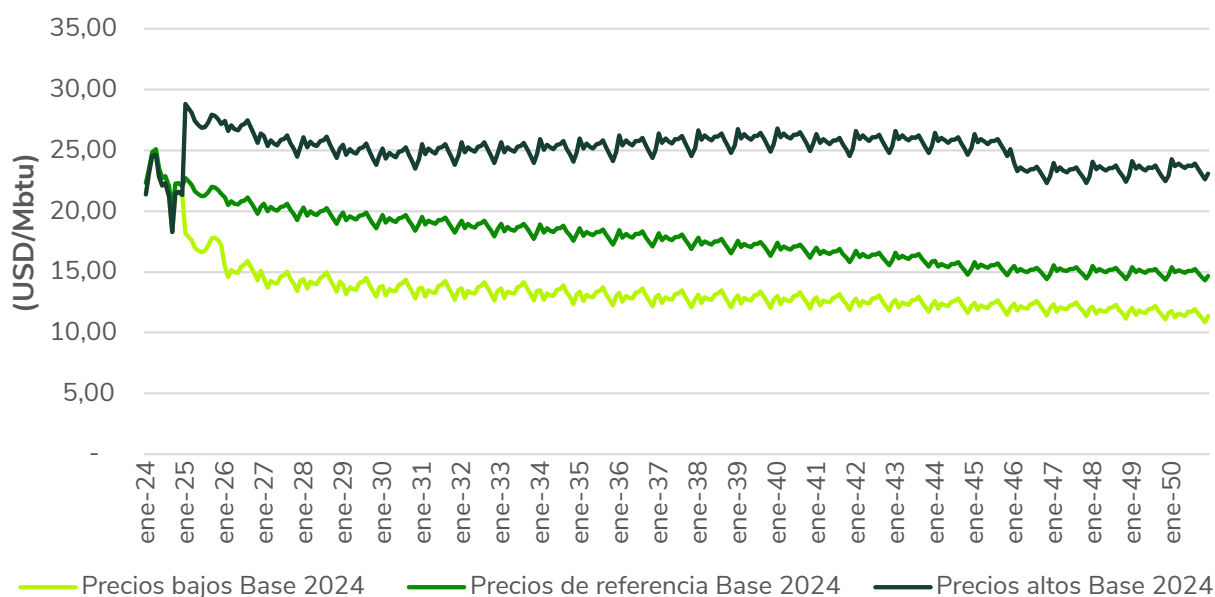
Gráfica 4-27 Referencia de precio Gasoline Unl 87 USGC y Nafta USGC



Fuente: Estimación UPME con datos de Global S&P – Platts

La Gráfica 4-28, muestra los resultados de proyecciones del precio internacional usado como referente para la determinación del IP fósil reflejando la ponderación entre el referente de nafta y el referente de gasolina puesto en puerto colombiano a partir de una estimación de los costos de transporte marítimo y seguros para el energético.

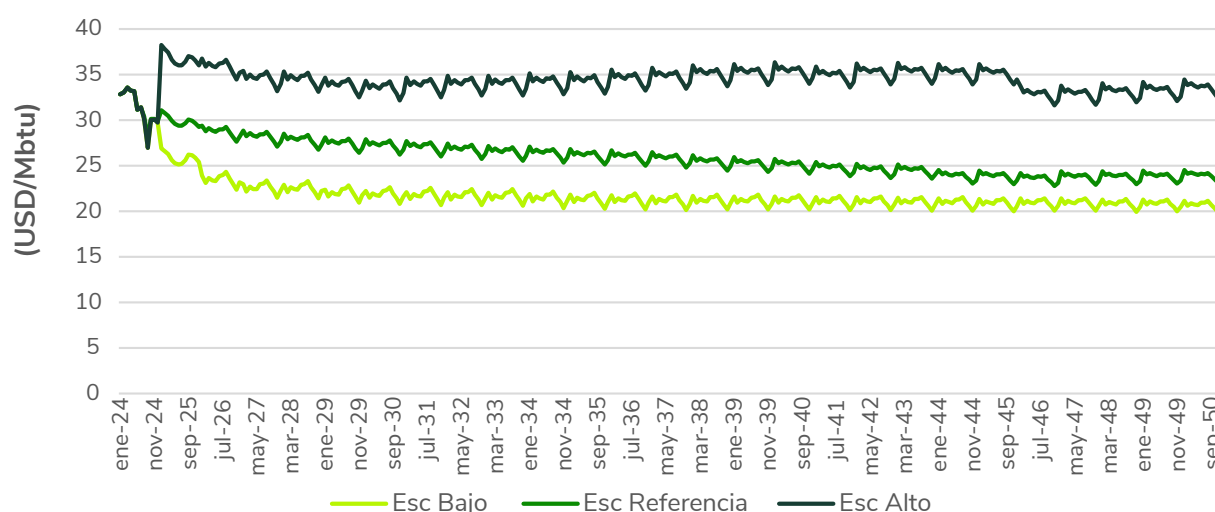
Gráfica 4-28 Proyección de precio internacional de la gasolina para Colombia – Puesto en puerto



Fuente: Elaboración UPME - datos Global S&P – Platts

A continuación, se proyecta los precios nacionales teniendo en cuenta la estructura de precio de la gasolina, incluyendo todos los componentes que incluye el precio de venta al público en una estación de servicio. En particular, se considera un rubro de IP Fósil equivalente al precio internacional proyectado. La siguiente gráfica incorpora la proyección de referencia para el PVP en Bogotá suponiendo una mezcla constante del 90% de combustible fósil. En los anexos se puede encontrar el PVP de otras ciudades principales.

Gráfica 4-29 Proyección del precio de la gasolina motor corriente para la referencia Bogotá – Precios de diciembre de 2024



Fuente: Elaboración UPME - datos Global S&P – Platts, DIAN y UPME

El nivel de precio de venta al público de diciembre de 2024 se proyectó en 29.88 USD/MBTU en el escenario de referencia y para la proyección de largo plazo con base en el periodo mencionado cerraría en 23.44 USD/MBTU.

4.3.2. Diésel

4.3.2.1. Información

La siguiente tabla presenta el detalle de las variables consideradas en el análisis, especificando su periodicidad, unidades de medida y fuente de información:

Tabla 4-17 Información de base para el modelo de proyección de precios de diésel

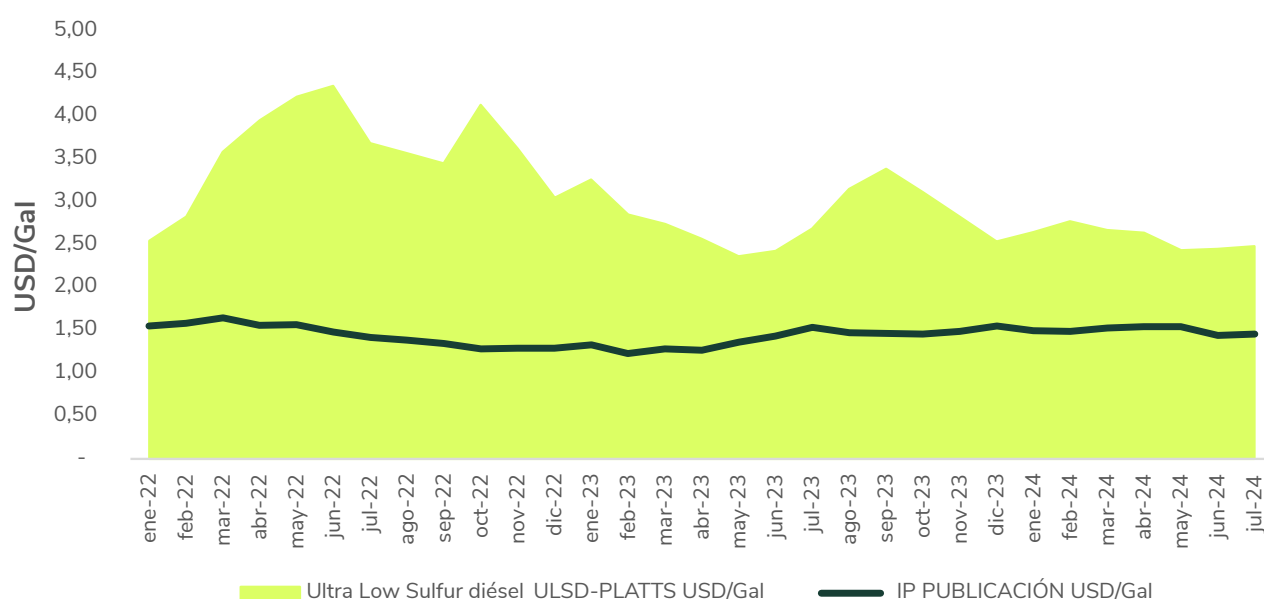
ENERGÉTICO	VARIABLE	PERIODICIDAD	FECHA/ PERÍODO REFERENCIA	UNIDAD DE MEDIDA	FUENTE
DIÉSEL	Ultra Low Sulfur diésel	Mensual	2022-2024	USD/Gal	PLATTS
	ULSD				
	Referencia de precios del diésel en Colombia	Único valor de referencia	jun-24	USD/Gal	UPME
Proyecciones de la EIA para todos los combustibles líquidos y GLP		Anual	2024-2050	USD/MBTU	AEO – EIA
Resolución DIAN anual por la cual se ajustan las tarifas del Impuesto Nacional a la gasolina y al ACPM, y del Impuesto nacional al carbono		Anual	31 de enero de cada año	COP/Ton (CO2eq)	DIAN
Ley 2093 de 2021 en la cual se fija la sobretasa a la Gasolina y al Diésel		Anual	NA	COP/Gal	Congreso
Ley 1819 de 2016 por medio de la cual se adopta una reforma tributaria estructural		Anual	NA	COP/Gal	Congreso
Estadísticas de importación de la DIAN		Diario	2016 – junio 2024	*Costos totales fletes y seguros (USD) *Cantidades totales de importación (m³)	DIAN

Fuente: Elaboración UPME

4.3.2.2. Consideraciones relevantes

La Gráfica 4-31 describe la senda de los precios internacionales del diésel de la referencia internacional con respecto al ingreso al productor de referencia en Bogotá. Esta muestra la amplia brecha entre los precios la cual tuvo su periodo más agudo durante 2022 con la subida de precios internacionales que produjo la crisis energética.

Gráfica 4-30 Precio internacional e ingreso al productor Diésel



Fuente: Elaboración UPME con datos de Global S&P – Platts y UPME

4.3.2.3. Supuestos

- **Proyecciones de precios para los energéticos basadas en los precios del petróleo.**

Los supuestos planteados para la proyección, fundamentados en los análisis de la EIA se basan principalmente en los movimientos de los precios del petróleo.

- **Tendencia a la baja en el corto plazo.**

A nivel global las inversiones en petróleo se han incrementado desde el año 2020 por lo que se espera una sobreoferta de corto plazo que no es equiparada por la demanda debido, entre otras, a una proyección de menor demanda de EEUU y China dadas unas expectativas crecimiento moderado durante los siguientes años. Esto, para el corto plazo, supone una tendencia a la baja de los precios.

Las estimaciones de proyección de precios, dada la alta correlación entre el precio del petróleo y los combustibles líquidos, como ya se mencionó, se basan principalmente en el comportamiento del precio del petróleo.

4.3.2.4. Escenarios de proyección

La proyección de precios se realiza a partir los datos proyectados en el AEO 2025 de la EIA, especialmente para el propano. Pese a que la EIA proyecta 11 diferentes escenarios, el ejercicio UPME emplea los escenarios de referencia y de precios altos y bajos del petróleo. Estos consideran los importantes cambios que ha experimentado el mercado energético estadounidense durante los últimos 25 años con el rápido incremento en la producción de petróleo y gas natural en el país, así como la expansión de las energías renovables y los patrones de consumo observados. Por lo tanto, éstas se basan en tendencias habituales, proporcionando un caso tendencial para

el escenario de referencia y unas variaciones en los casos de precios altos y bajos basados principalmente en la producción del país, manteniendo la curva de oferta mundial de petróleo constante (EIA, 2025)³⁴.

El escenario de precios bajos de la EIA, estima que el precio del petróleo Brent caerá a 48 USD/Bbl en términos reales del 2024 para el año 2050. Este escenario considera una importante reducción en la oferta de petróleo de Estados Unidos, llegando a su máximo histórico de 13.3 millones de barriles diarios en 2024, hasta 7,5 millones de barriles por día en 2050.

En el escenario de referencia de la EIA en el largo plazo, se proyecta una producción de petróleo relativamente alta en el corto plazo. Sin embargo, se anticipa una disminución a partir de 2029, lo que impulsaría un aumento en los precios, en un contexto de crecimiento moderado de la demanda. Bajo este escenario, la EIA estima que el precio del Brent alcanzará los 91 USD/barril en 2050, a precios constantes de 2024.

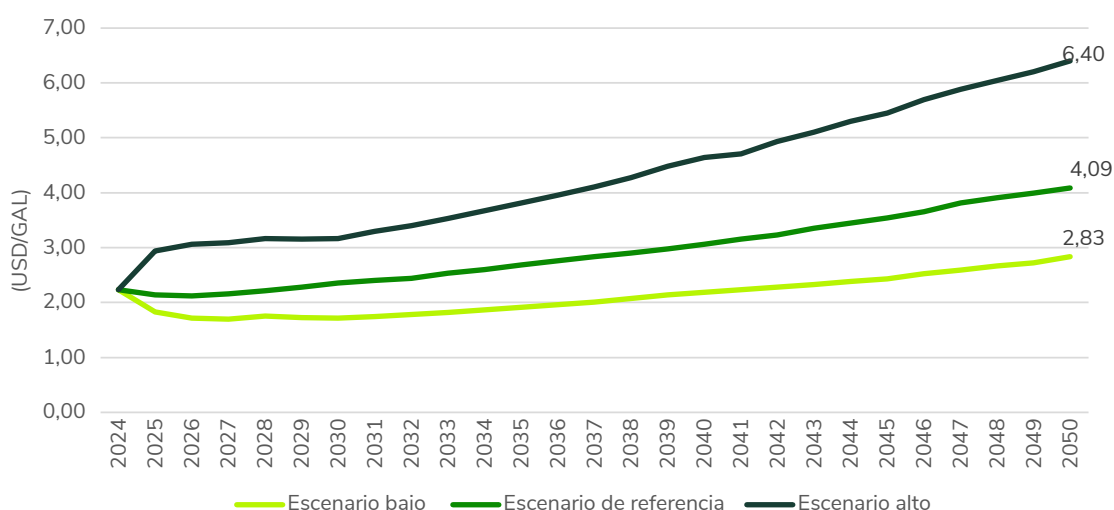
El escenario de precios altos de la EIA se espera un aumento en la producción de petróleo en Estados Unidos hasta alcanzar los 17,7 millones de barriles diarios en 2030, seguido de una disminución gradual que llevaría la producción a 13,3 millones de barriles diarios en 2050. En este contexto, la EIA estima que el precio del Brent alcanzará los 155 USD por barril en 2050, en términos reales de 2024.

4.3.2.5. Resultados de proyección precios de diésel

A partir de la proyección de precios de la EIA ajustada se obtiene la serie anuales en los tres diferentes escenarios planteados.

Los precios del diésel se ajustan llegando en 2050, en el escenario de referencia a un precio nominal de 4.09 USD/GAL lo que equivale a 31.06 USD/MBTU. Posteriormente, como se observa más adelante en los resultados de las Gráfica 4-31 y Gráfica 4-32 se presenta la proyección a precios ajustados al periodo base de diciembre de 2024 (precios constantes).

Gráfica 4-31 Proyección de precios del diésel anuales nominales ajustados a partir de AEO2023

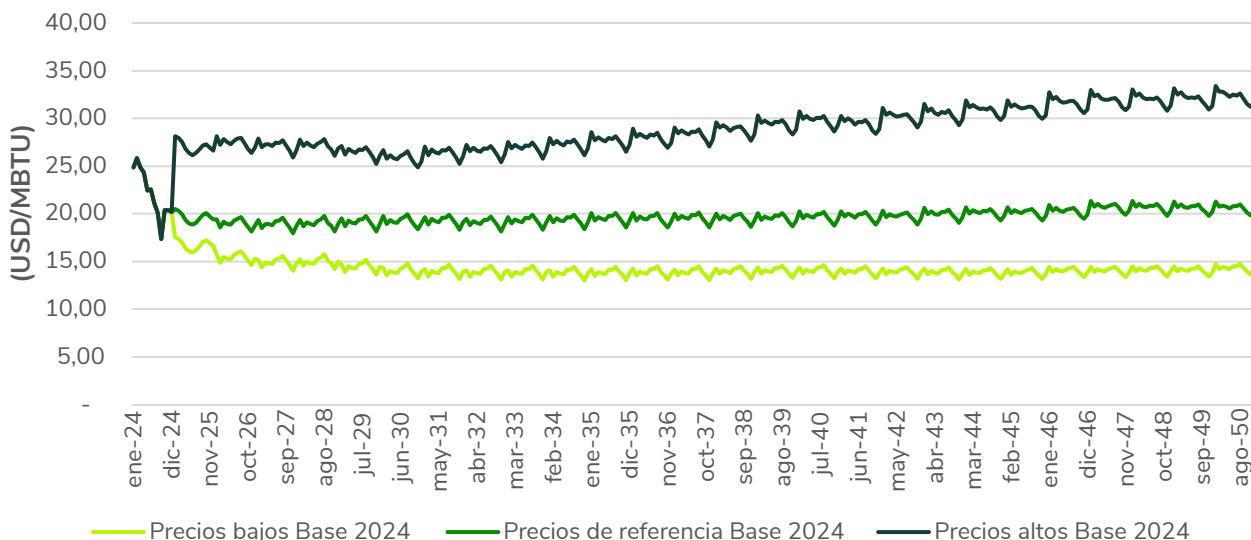


Fuente: Elaboración UPME

34 Assumptions to the Annual Energy Outlook 2025: International Energy Module, April 2025

En el siguiente gráfico se proyectan los resultados del precio internacional de referencia para la determinación IP fósil del diésel de los diferentes escenarios del precio importado puesto en puerto colombiano.

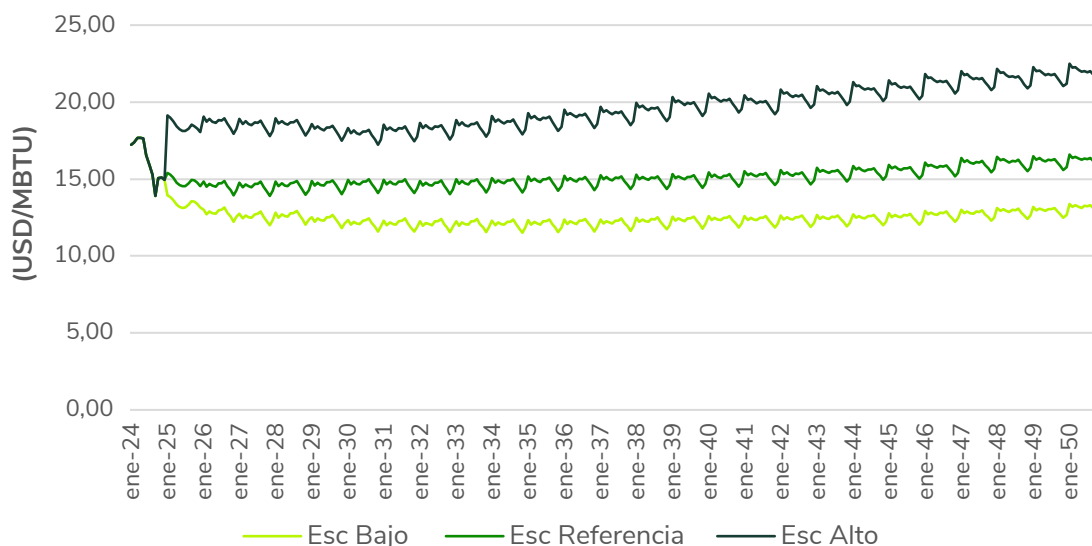
Gráfica 4-32 Proyección de precio internacional del diésel para Colombia – Puesto en puerto



Fuente: Elaboración UPME - datos Global S&P – Platts

A continuación, se proyecta los precios nacionales teniendo en cuenta la estructura del precio del diésel, incluyendo todos los componentes que incluye el precio de venta al público en una estación de servicio. La siguiente gráfica incorpora la proyección de referencia para el PVP en Bogotá sin tener en cuenta la mezcla con el biocombustible. En los anexos se puede encontrar el PVP de otras ciudades principales y el precio con mezcla.

Gráfica 4-33 Proyección del precio del diésel para la referencia Bogotá – Precios de diciembre de 2024



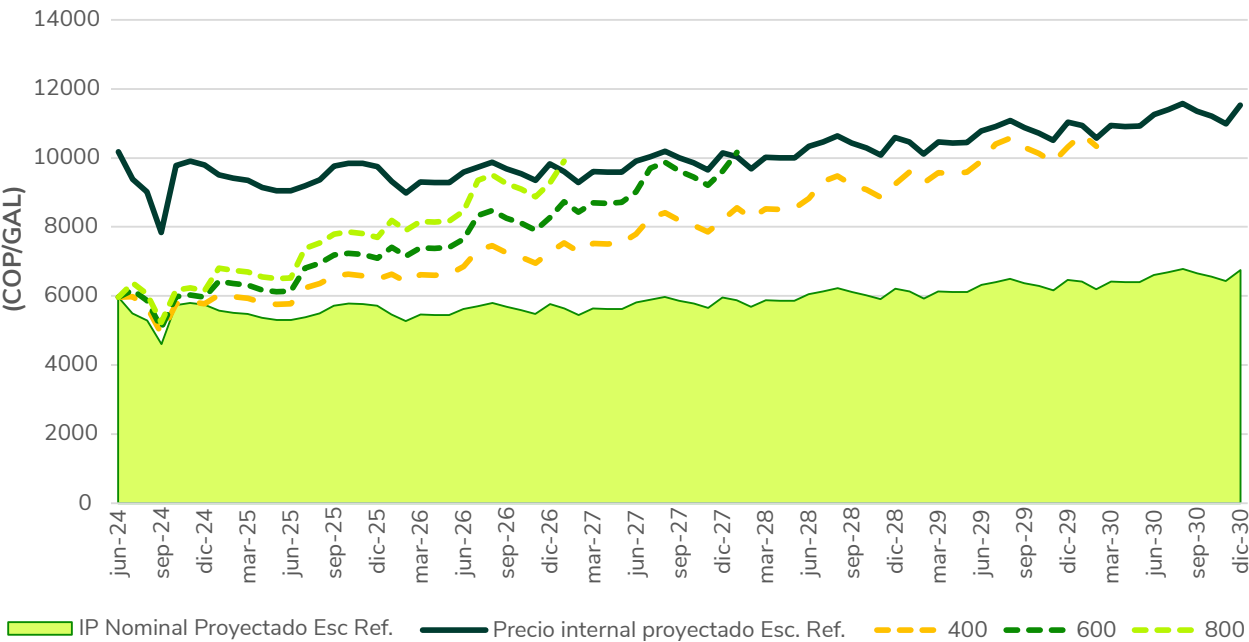
Fuente: Elaboración UPME - datos Global S&P – Platts, DIAN y UPME

El nivel de precio de venta al público de diciembre de 2024 se proyectó en 14.93 USD/MBTU y para la proyección de largo plazo con base en el periodo mencionado cerraría en 14.93 USD/MBTU a precios constantes, lo que implica a largo plazo en este escenario un incremento en el precio de 6.25%.

Finalmente, en lo que respecta a este energético, y retomando lo expuesto en la Sección 2.2 sobre la fijación de precios del diésel en el contexto nacional, históricamente ha existido el desafío de incrementar el Ingreso al Productor (IP) para alinearlos con su valor internacional, con el objetivo de reducir el déficit fiscal asociado al FEPC.

En este contexto, a continuación, se presentan distintos escenarios que ilustran el tiempo necesario para cerrar la brecha entre el IP fósil y el precio internacional de este producto generada ante el funcionamiento del mecanismo del FEPC. Para esto, se consideran incrementos semestrales a partir de junio de 2024 en el IP de 400, 600 y 800 pesos colombianos por galón. Como se observa en el gráfico, con un aumento mensual de \$400 por galón y de acuerdo con las proyecciones del Escenario de Referencia, el Gobierno Nacional tardaría aproximadamente 6.5 años en eliminar la diferencia entre el IP nacional y el precio internacional. En el caso de incrementos de \$600 por galón, el ajuste tomaría alrededor de 3.6 años, mientras que con un aumento de \$800 por galón, el tiempo requerido sería de 2.6 años.

Gráfica 4-34 Escenarios de incremento en IP diésel para cerrar brecha - Escenario de referencia



Fuente: Elaboración UPME

4.3.3. Fuel Oil

4.3.3.1. Información

La siguiente tabla presenta el detalle de las variables consideradas en el análisis, especificando su periodicidad, unidades de medida y fuente de información:

Tabla 4-18 Información de base para el modelo de proyección de precios de Fuel Oil

ENERGÉTICO	VARIABLE	PERIODICIDAD	FECHA/ PERÍODO REFERENCIA	UNIDAD DE MEDIDA	FUENTE
FUEL OIL	HSFO	Mensual	2016-2024	USD/Gal	PLATTS
	Referencia de precios del fuel oil en Colombia	Único valor de referencia	jun-24	USD/Gal	ECOPETROL
Proyecciones de la EIA para el Fuel Oil		Anual	2022-2050	USD/MBTU	AEO – EIA
Resolución DIAN anual por la cual se ajustan las tarifas del Impuesto Nacional a la gasolina y al ACPM, y del Impuesto nacional al carbono		Anual	31 de enero de cada año	COP/Ton (CO2eq)	DIAN
Ley 1819 de 2016 por medio de la cual se adopta una reforma tributaria estructural		Anual	NA	COP/Gal	Congreso
Estadísticas de importación de la DIAN		Diario	2016 – junio 2024	*Costos totales fletes y seguros (USD) *Cantidades totales de importación (m³)	DIAN

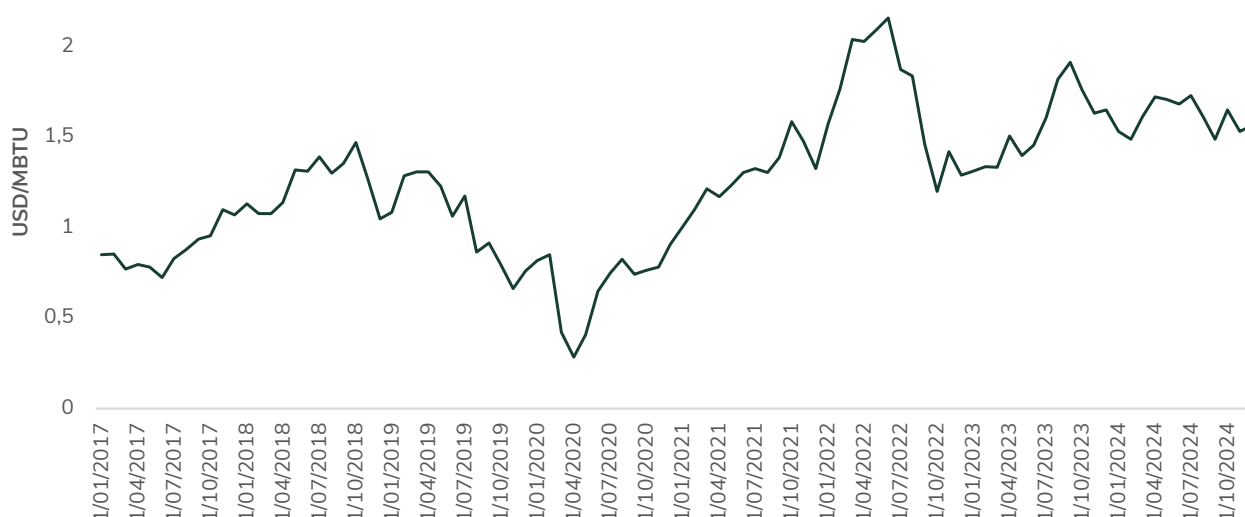
Fuente: Elaboración UPME

4.3.3.2. Consideraciones relevantes

En términos generales el precio del fuel oil sigue la misma senda que el resto de los energéticos refinados. Entre los años 2017 y 2019, hubo un crecimiento moderado, en el año 2020 el precio de este energético muestra una caída fuerte, debido a la crisis del COVID-19 y la reducción de la demanda global de combustibles.

Desde el año 2021 hasta inicios del año 2022, hay un incremento significativo en los precios, impulsado por la recuperación post-pandemia y tensiones en el mercado energético. En el año 2022 se observa el pico relacionado con la guerra en Ucrania, las sanciones al petróleo ruso y la escasez de combustibles.

Gráfica 4-35 Precios de Fuel Oil referencia Platts HSFO



Fuente: Elaboración UPME – datos de Global S&P – Platts tomados de Ecopetrol

Con la serie anual ajustada de la EIA se obtuvo un precio de base de diciembre de 2023 a 2050 de 2.56 USD/GAL del escenario de referencia lo que equivale a 17.09 USD/MBTU.

4.3.3.3. Supuestos

- **Proyecciones de precios para los energéticos basadas en los precios del petróleo.**

Los supuestos planteados para la proyección, fundamentados en los análisis de la EIA se basan principalmente en los movimientos de los precios del petróleo.

- **Tendencia a la baja en el corto plazo.**

A nivel global las inversiones en petróleo se han incrementado desde el año 2020 por lo que se espera una sobreoferta de corto plazo que no es equiparada por la demanda debido, entre otras, a una proyección de menor demanda de EEUU y China dadas unas expectativas crecimiento moderado durante los siguientes años. Esto, para el corto plazo, supone una tendencia a la baja de los precios.

Las estimaciones de proyección de precios, dada la alta correlación entre el precio del petróleo y los combustibles líquidos, como ya se mencionó, se basan principalmente en el comportamiento del precio del petróleo.

4.3.3.4. Escenarios de proyección

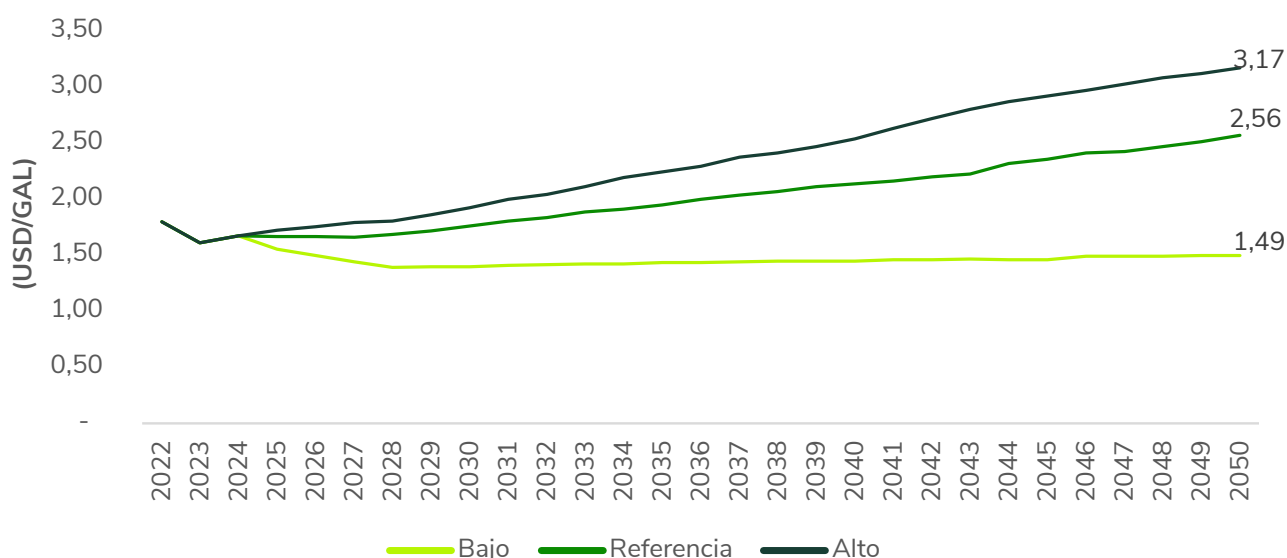
El escenario de precios bajos de la EIA, estima que el precio del petróleo Brent caerá a 48 USD/Bbl en términos reales del 2024 para el año 2050. Este escenario considera una importante reducción en la oferta de petróleo de Estados Unidos, llegando a su máximo histórico de 13.3 millones de barriles diarios en 2024, hasta 7,5 millones de barriles por día en 2050.

En el escenario de referencia de la EIA en el largo plazo, se proyecta una producción de petróleo relativamente alta en el corto plazo. Sin embargo, se anticipa una disminución a partir de 2029, lo que impulsaría un aumento en los precios, en un contexto de crecimiento moderado de la demanda. Bajo este escenario, la EIA estima que el precio del Brent alcanzará los 91 USD/barril en 2050, a precios constantes de 2024.

El escenario de precios altos de la EIA se espera un aumento en la producción de petróleo en Estados Unidos hasta alcanzar los 17,7 millones de barriles diarios en 2030, seguido de una disminución gradual que llevaría la producción a 13,3 millones de barriles diarios en 2050. En este contexto, la EIA estima que el precio del Brent alcanzará los 155 USD por barril en 2050, en términos reales de 2024.

4.3.3.5. Resultados de proyección precios de Fuel Oil

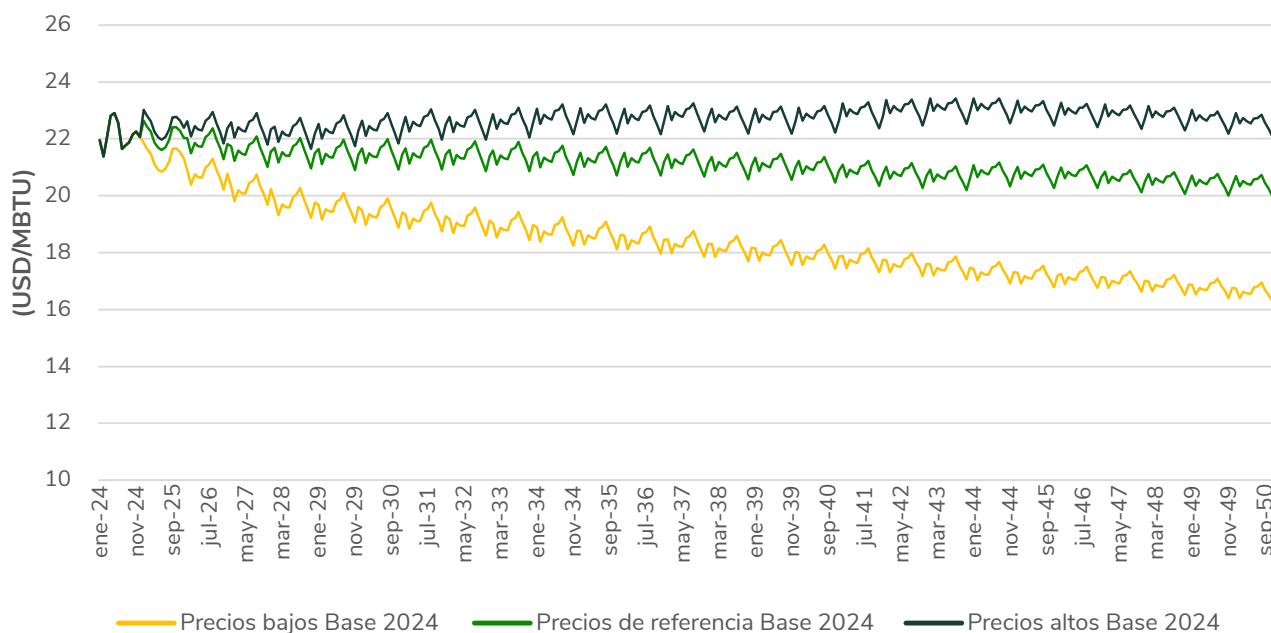
Gráfica 4-36 Proyección de precios del fuel oil anuales nominales ajustados a partir de AEO



Fuente: Elaboración UPME

Con base en las series anuales ajustadas se obtiene los precios de importación puesto en puerto colombiano y los precios puestos en sitio de destino, para este caso, precio promedio para el sector térmico.

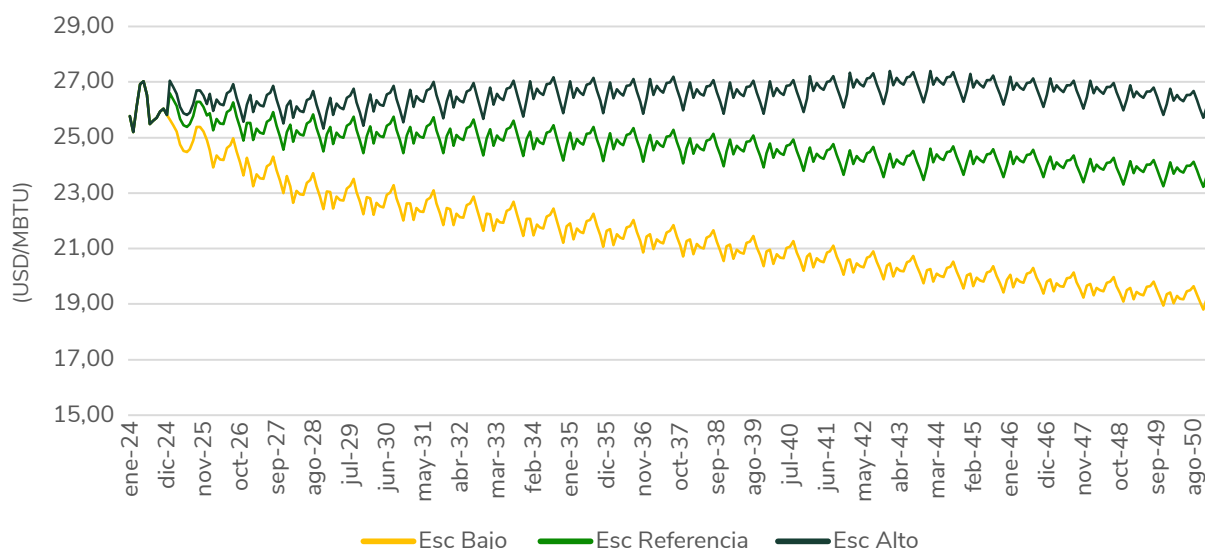
Gráfica 4-37 Proyección de precio internacional del fuel oil para Colombia – Puesto en puerto



Fuente: Elaboración UPME - datos Global S&P – Platts

El siguiente gráfico describe los precios estimados en Colombia del fuel oil teniendo en cuenta únicamente el IP, el IVA y el impuesto al carbón.

Gráfica 4-38 Proyección del precio del fuel oil de referencia con Iva e impuesto al carbón – Precios constantes



Fuente: Elaboración UPME - datos Global S&P – Platts

4.3.4. Jet Fuel

4.3.4.1. Información

La siguiente tabla presenta el detalle de las variables consideradas en el análisis, especificando su periodicidad, unidades de medida y fuente de información:

Tabla 4-19 Información de base para el modelo de proyección de precios de Jet Fuel

ENERGÉTICO	VARIABLE	PERIODICIDAD	FECHA/ PERÍODO REFERENCIA	UNIDAD DE MEDIDA	FUENTE
JET FUEL	Kerosene-Type Jet Fuel Prices: U.S. Gulf Coast (DJFUELUSGULF)	Mensual	2016-2024	USD/Gal	PLATTS
	Referencia de precios del jet fuel en Colombia	Único valor de referencia	jun-24	USD/Gal	ECOPETROL
Proyecciones de la EIA para Jet Fuel		Anual	2022-2050	USD/MBTU	AEO – EIA
Resolución DIAN anual por la cual se ajustan las tarifas del Impuesto Nacional a la gasolina y al ACPM, y del Impuesto nacional al carbono		Anual	31 de enero de cada año	COP/Ton (CO2eq)	DIAN
Ley 1819 de 2016 por medio de la cual se adopta una reforma tributaria estructural		Anual	NA	COP/Gal	Congreso

ENERGÉTICO	VARIABLE	PERIODICIDAD	FECHA/ PERÍODO REFERENCIA	UNIDAD DE MEDIDA	FUENTE
Estadísticas de importación de la DIAN		Diario	2016 – junio 2024	*Costos totales fletes y seguros (USD) *Cantidades totales de importación (m ³)	DIAN

Fuente: Elaboración UPME

4.3.4.2. Supuestos

- **Proyecciones de precios para los energéticos basadas en los precios del petróleo.**

Los supuestos planteados para la proyección, fundamentados en los análisis de la EIA se basan principalmente en los movimientos de los precios del petróleo.

- **Tendencia a la baja en el corto plazo.**

A nivel global las inversiones en petróleo se han incrementado desde el año 2020 por lo que se espera una sobreoferta de corto plazo que no es equiparada por la demanda debido, entre otras, a una proyección de menor demanda de EEUU y China dadas unas expectativas crecimiento moderado durante los siguientes años. Esto, para el corto plazo, supone una tendencia a la baja de los precios.

Las estimaciones de proyección de precios, dada la alta correlación entre el precio del petróleo y los combustibles líquidos, como ya se mencionó, se basan principalmente en el comportamiento del precio del petróleo.

4.3.4.3. Escenarios de proyección

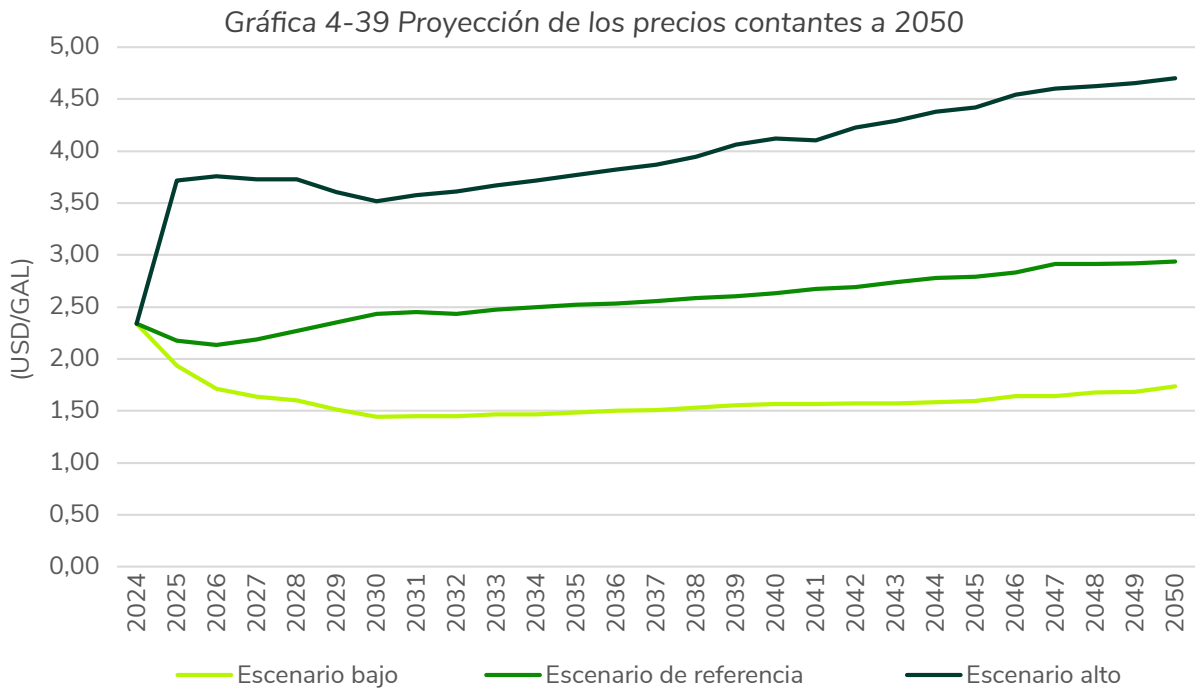
El escenario de precios bajos de la EIA, estima que el precio del petróleo Brent caerá a 48 USD/Bbl en términos reales del 2024 para el año 2050. Este escenario considera una importante reducción en la oferta de petróleo de Estados Unidos, llegando a su máximo histórico de 13.3 millones de barriles diarios en 2024, hasta 7,5 millones de barriles por día en 2050.

En el escenario de referencia de la EIA en el largo plazo, se proyecta una producción de petróleo relativamente alta en el corto plazo. Sin embargo, se anticipa una disminución a partir de 2029, lo que impulsaría un aumento en los precios, en un contexto de crecimiento moderado de la demanda. Bajo este escenario, la EIA estima que el precio del Brent alcanzará los 91 USD/barril en 2050, a precios constantes de 2024.

El escenario de precios altos de la EIA se espera un aumento en la producción de petróleo en Estados Unidos hasta alcanzar los 17,7 millones de barriles diarios en 2030, seguido de una disminución gradual que llevaría la producción a 13,3 millones de barriles diarios en 2050. En este contexto, la EIA estima que el precio del Brent alcanzará los 155 USD por barril en 2050, en términos reales de 2024.

4.3.4.4. Resultados de proyección precios de Jet Fuel

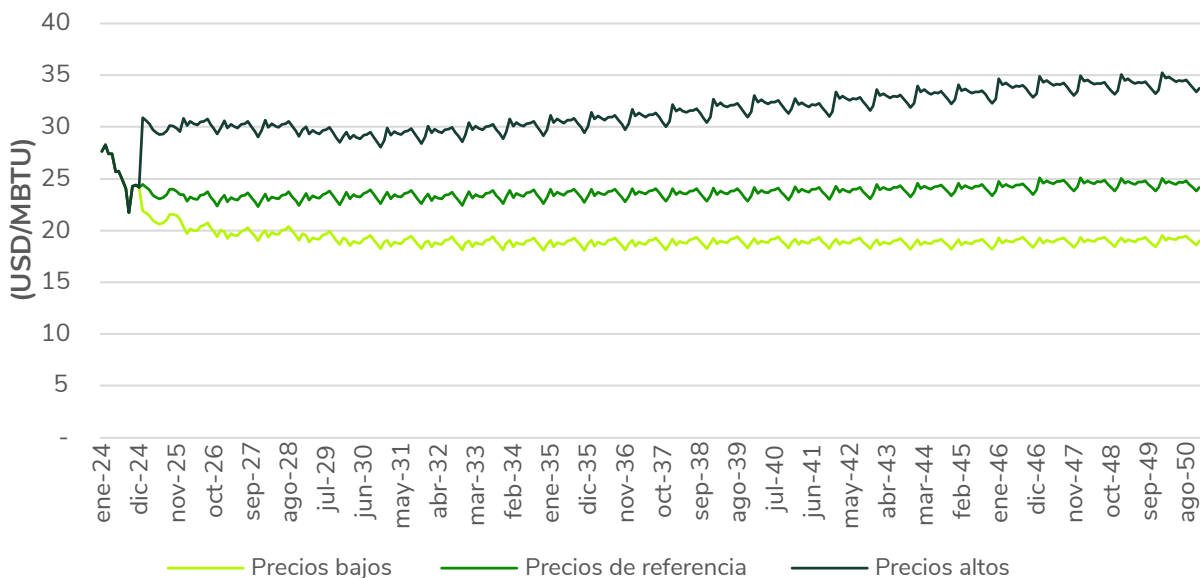
Con la serie anual ajustada de la EIA se obtuvo un precio de base de diciembre de 2024 a 2050 de 4.58 USD/GAL del escenario de referencia lo que equivale a 32.59 USD/MBTU.



Fuente: Elaboración UPME

El siguiente gráfico revisa la trayectoria de proyección de precio a 2050 para el jet fuel

Gráfica 4-40 Proyección precio internacional del jet fuel para Colombia – Puesto en puerto



Fuente: Elaboración UPME

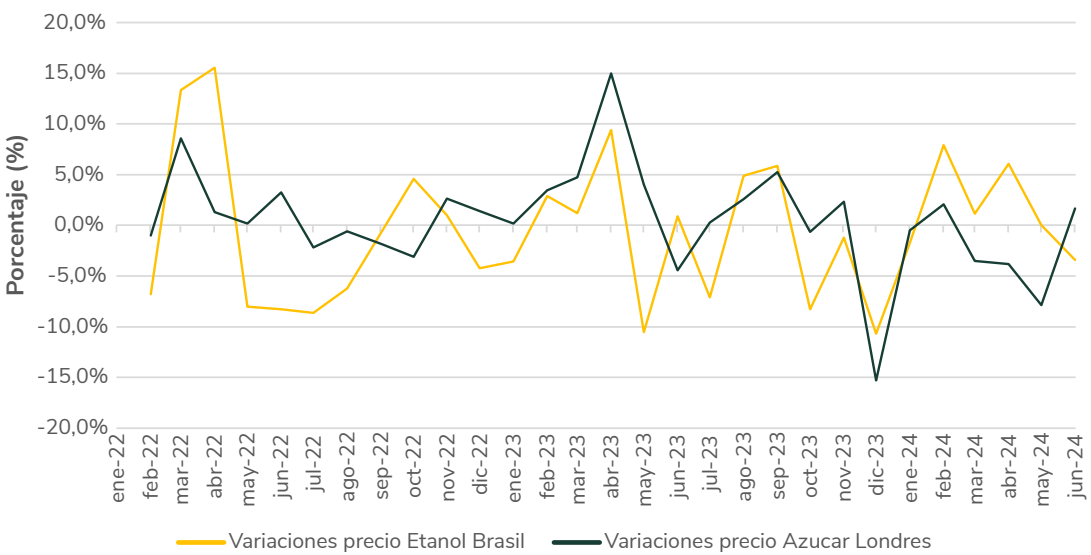
4.4. Biocombustibles

A continuación, se presentan los resultados de la proyección del precio de referencia de los Biocombustible como es el Etanol y el Biodiésel, los cuales responden a referentes internacionales, tomando como base las proyecciones publicadas por Platts en su “Biofuels and Feedstocks Price Database: Fourth quarter 2024” publicado en enero de 2025.

4.4.1. Etanol

La Gráfica 4-41 presenta la trayectoria en variación de los precios del azúcar de Londres, así como la de la variación de los precios del Etanol de Brasil. Independientemente de sus niveles, estos se mueven en el mismo sentido. Debido a este comportamiento, la serie de referencia proyectada a nivel mensual o la serie de alta frecuencia descrita en la metodología, fue útil para realizar las proyecciones del precio del azúcar de Londres a partir de los niveles anuales proyectados por PLATTS.

Gráfica 4-41 Variación histórica del precio del azúcar de Londres y del etanol de Brasil



Fuente: Elaboración UPME – datos Platts y Fedebiocombustible

Los siguientes apartados presentan la proyección de precios del ingreso al productor del Etanol. No obstante, en los anexos se presenta la estructura completa de los componentes adicionales que son sumados al Etanol para conformar el precio de venta al público del ACPM oxigenado en las Estaciones de Servicios.

4.4.1.1. Información

Para la proyección de precios del Etanol, se emplea como base las proyecciones publicadas por PLATTS, en su “en su “Biofuels and Feedstocks Price Database: Fourth quarter 2024” publicado en enero de 2025, específicamente, como variable proxy del Contrato 5 de Londres, se empleó la proyección publicada en PLATTS “Biofuel ProductEthanolBrazil”, dado el análisis descrito en el numeral 3.4.1, y como variable proxy del precio del etanol en Estados Unidos, la proyección PLATTS “Biofuel ProductEthanolUS Gulf Coast”.

La siguiente tabla presenta el detalle de las variables consideradas en el análisis, especificando su periodicidad, unidades de medida y fuente de información:

Tabla 4-20 Información de base para el modelo de proyección de precios de Etanol

VARIABLE		PERIODICIDAD	FECHA/PERÍODO REFERENCIA	UNIDAD DE MEDIDA	FUENTE
ETANOL	Proyección de Platts variable: Biofuel Product Ethanol Brazil	Semestral	ene-25	USD/Ton	PLATTS Biofuels and Feedstocks Price Database: Fourth quarter 2024
	Proyección de Platts variable: Biofuel Product Ethanol US Gulf Coast	Semestral	ene-25	USD/Ton	PLATTS Biofuels and Feedstocks Price Database: Fourth quarter 2024
Referencia de precios de venta al público de la gasolina motor corriente oxigenada en Bogotá		Único valor de referencia	jun-24	COP/Gal	UPME
Resolución MME 40079 de 2018: “Por la cual se definen los valores máximos a ser reconocidos en la estructura de precio de venta de la gasolina oxigenada, por concepto del transporte terrestre de alcohol carburante”		Anual	dic-24	COP/Gal	MME
Estadísticas de costos de importación (PPI Etanol MME)		Mensual	dic-24	COP/Gal	MME

Fuente: Elaboración UPME

4.4.1.2. Supuestos

Los supuestos planteados para la proyección se encuentran fundamentados en los análisis de las proyecciones publicadas en Platts los cuales se basan en datos del índice ICE y de futuros de NYMEX.

Precios constantes estimados en términos de diciembre de 2024

Adicionalmente, se estiman las proyecciones a precios constantes con base en diciembre de 2024, esto permite poder hacer una comparación de precios de largo plazo con respecto a este periodo base.

Perspectiva de TRM moderada

Una variable importante en la proyección de precios es la TRM ya que los energéticos objetos de esta sección tienen precios de referencia en dólares. Debido a lo mencionado, se empleó una proyección realizada a partir de un modelo de proyección de series de tiempo, manteniendo una perspectiva de devaluación muy moderada con respecto a la devaluación histórica (Ver Tabla 4-21) con el objetivo de no generar mayor ruido por efectos cambiarios.

Tabla 4-21 Devaluación observada y proyectada de la TRM

Periodo	Nro. años	Devaluación
2005-2024 (Real)	19	0.8666
2024-2050 (Proyectado)	26	0.3595

Fuente: Elaboración UPME

4.4.1.3. Escenario de proyección

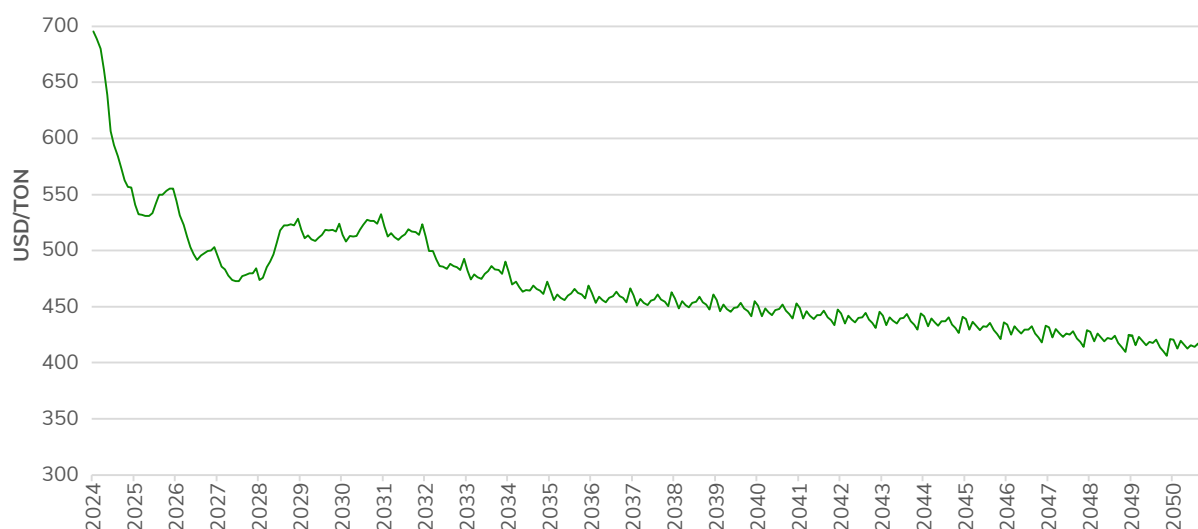
La proyección de precios se realiza a partir de los datos proyectados y publicados por PLATTS, en su “Biofuels and Feedstocks Long Term Price Outlook”, en el cual se plantea un solo escenario hasta el año 2050.

Todos los valores se expresan en precios constantes a diciembre de 2024.

4.4.1.4. Resultados de proyección del precio del Etanol

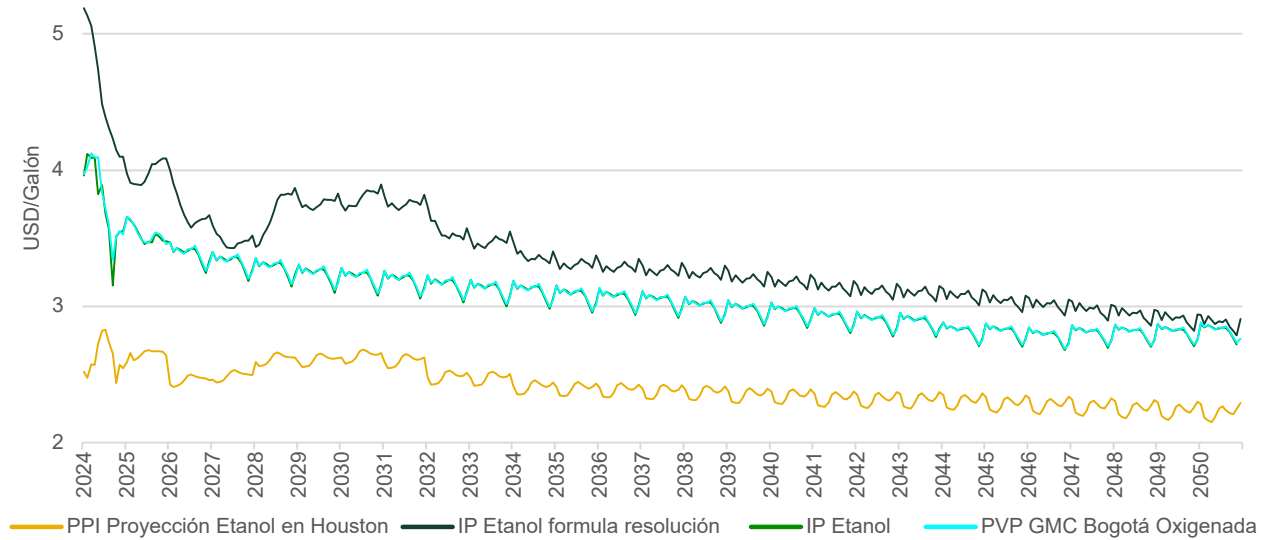
En lo que respecta a este energético, y retomando lo expuesto en la Sección 3.4.1. sobre la fijación de precios del Etanol en el contexto nacional, el nivel del Ingreso al Productor – IP de diciembre de 2024 se proyectó en 15.704 COP/Galón y para la proyección de largo plazo al 2050, el IP del Etanol cerraría al alza en 16.347 COP/Galón a precios constantes, lo que implica a largo plazo un aumento en el IP de alrededor de un 3% como se muestra en la Gráfica 4-45. Ahora bien, esta tendencia al alza de la estimación del IP del Etanol está dada principalmente por la proyección de la TRM que en este periodo de tiempo se proyecta al alza con un incremento del 36% como se indica en la Gráfica 4-43, puesto que, si analizamos las proyecciones del precio del azúcar en la bolsa de Londres, se tiene estimado un decrecimiento en este mismo periodo del 33,3% como se ilustra en la Gráfica 4-42. Este mismo efecto se tiene con la proyección del PPI Etanol de Estados Unidos, el cual su proyección en dólares está dada a la baja en un 11%, sin embargo al aplicar la metodología planteada en el numeral 3.4.1., fue necesario aplicar una TRM proyectada para calcular el valor de este PPI en pesos, obtenido una proyección del PPI Etanol de Estados Unidos al alza en un 22% para este mismo periodo de tiempo (2024-2050) dado el efecto de devaluación del peso Colombiano proyectado como se puede ver en la Gráfica 4-44.

Gráfica 4-42 Proyección del precio promedio móvil últimos 6 meses azúcar bolsa en Londres (precios 2024)



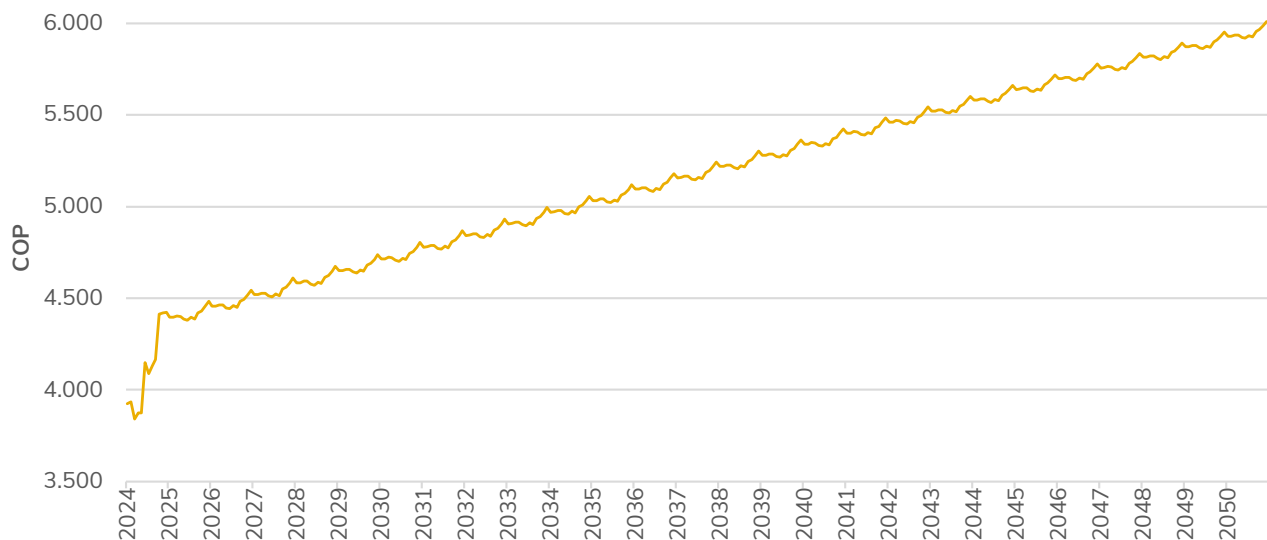
Fuente: Elaboración UPME – datos Platts y Fedebiocombustible

Gráfica 4-43 Proyección de IP Etanol anual en USD/Galón y variables asociadas al cálculo (precios 2024)



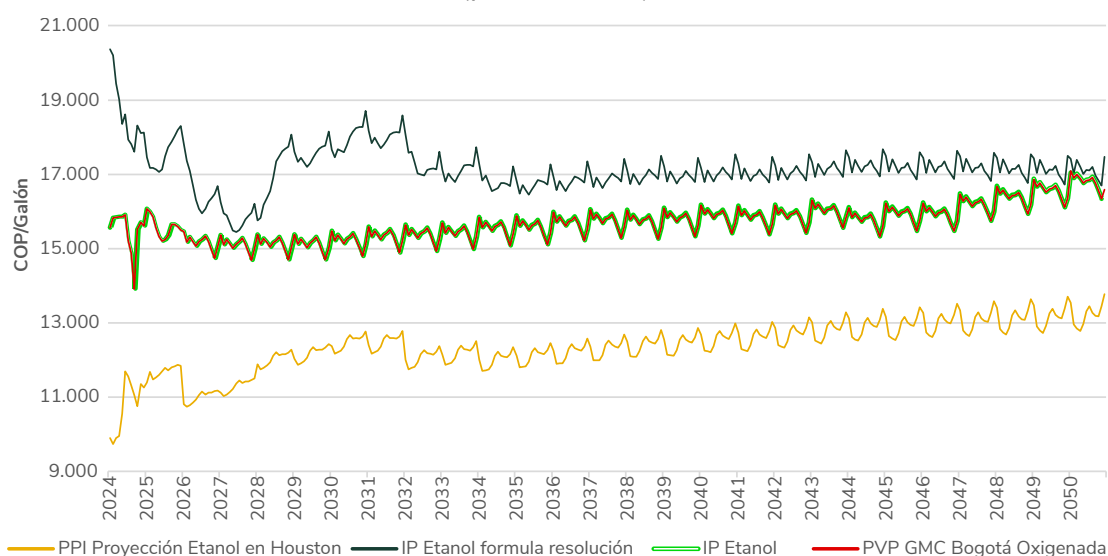
Fuente: Elaboración UPME – datos Platts y MME

Gráfica 4-44 Proyección de la TRM



Fuente: Elaboración UPME – datos Platts y Fedebiocombustible

Gráfica 4-45 Proyección de IP Etanol anual en COP/Galón y variables asociadas al cálculo (precios 2024)

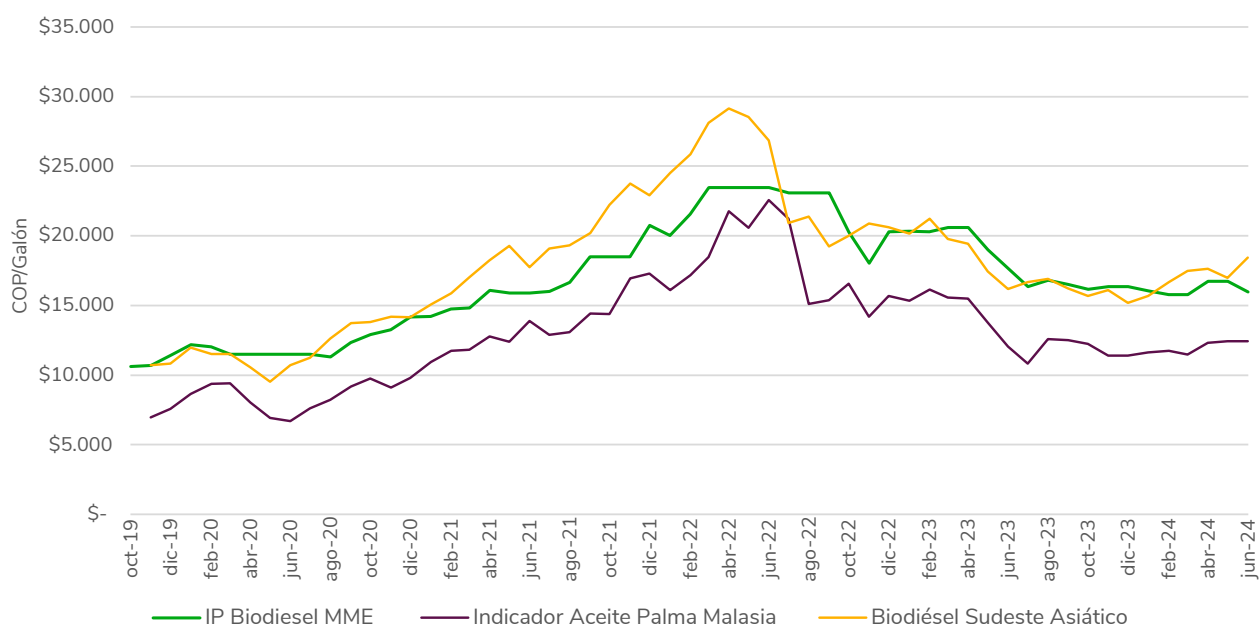


Fuente: Elaboración UPME

4.4.2. Biodiésel

La Gráfica 4-45 presenta el histórico de precios de Ingreso al Productor-IP en Colombia del Biodiésel, así como los precios del Biodiésel en el sudeste asiático. Independientemente de sus niveles, estos se mueven en el mismo sentido. Debido a este comportamiento, la serie de referencia proyectada a nivel mensual o la serie de alta frecuencia descrita en la metodología, fue útil para realizar las proyecciones del Ingreso al Productor a partir de los niveles anuales proyectados por PLATTS.

Gráfica 4-46 Histórico IP Biodiésel, indicador del aceite de palma en Malasia y precio biodiésel en sudeste asiático



Fuente: Elaboración UPME – datos Fedebiocombustible, Platts y MME

Los siguientes apartados presentan la proyección de precios del ingreso al productor del Biodiésel. No obstante, en los anexos se presenta la estructura completa de los componentes que conforman el precio de venta al público para este Biocombustible.

4.4.2.1. Información

Para la proyección de precios del Biodiésel nacional, se emplean como base las proyecciones publicadas por PLATTS, en su “Biofuels and Feedstocks Price Database: Fourth quarter 2024” publicado en enero de 2025, específicamente para el precio del Biodiésel se empleó como variable proxy la proyección “Biofuel FeedstockPalm Oil—RBDSoutheast Asia”.

La siguiente tabla presenta el detalle de las variables consideradas en el análisis, especificando su periodicidad, unidades de medida y fuente de información:

Tabla 4-22 Información de base para el modelo de proyección de precios de Biodiésel

VARIABLE		PERIODICIDAD	FECHA/PERÍODO REFERENCIA	UNIDAD DE MEDIDA	FUENTE
Biodiésel	Proyección Biofuel FeedstockPalm Oil—RBD-Southeast Asia	Semestral	ene-25	USD/Ton	Platts
Biodiésel	Biofuel FeedstockPalm Oil-RBDSoutheast Asia	Histórico	jun-24	USD/Gal	Platts
IP Biodiésel		Único valor de referencia	jun-24	COP/Gal	MME
Resolución MME 41277 DE 2016: “Por la cual se definen las tarifas de transporte terrestre para biocombustibles”		Anual	dic-24	COP/Gal	MME
Ley 2093 de 2021 (Art. 3º) en la cual se fija la sobretasa a la Gasolina y al Diésel		Anual	ene-23	COP/Gal	Congreso de la Republica

Fuente: Elaboración UPME

4.4.2.2. Supuestos

Los supuestos planteados para la proyección se encuentran fundamentados en los análisis de las proyecciones de Platts los cuales se basan en datos del índice ICE y de futuros de NYMEX.

Precios constantes estimados en términos de diciembre de 2024

Adicionalmente, se estiman las proyecciones a precios constantes con base en diciembre de 2024, esto permite poder hacer una comparación de precios de largo plazo con respecto a este periodo base.

Perspectiva de TRM moderada

Una variable importante en la proyección de precios es la TRM ya que los energéticos objetos de esta sección tienen precios de referencia en dólares. Debido a lo mencionado, se empleó una proyección realizada a partir de un modelo de proyección de series de tiempo, manteniendo una perspectiva de devaluación muy moderada con respecto a la devaluación histórica (Ver Tabla 4-23) con el objetivo de no generar mayor ruido por efectos cambiarios.

Tabla 4-23 Devaluación observada y proyectada de la TRM

Periodo	Nro. años	Devaluación
2005-2024 (Real)	19	0.8666
2024-2050 (Proyectado)	26	0.3595

Fuente: Elaboración UPME

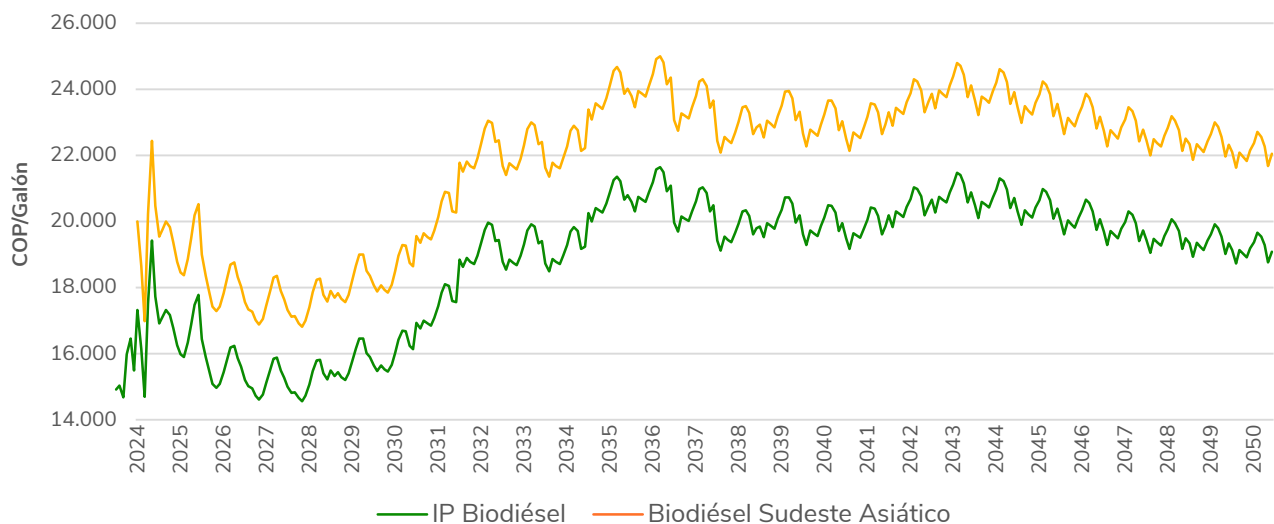
4.4.2.3. Escenario de proyección

La proyección de precios se realiza a partir los datos proyectados y publicados por PLATTS, en su “Biofuels and Feedstocks Long Term Price Outlook”, en el cual se plantea un solo escenario hasta el año 2050.

4.4.2.4. Resultados de proyección del precio del Biodiésel

El nivel de precio de venta al público de diciembre de 2024 se proyectó en 17.733,04 COP/Galón y para la proyección de largo plazo con base en el periodo mencionado cerraría en 19.086,12 COP/Galón a precios constantes, lo que implica a largo plazo en este escenario un incremento en el precio de 7.63%.

Gráfica 4-47 Proyección IP Biodiésel y Precio Biodiésel en Sudeste Asiático (precios 2024)



Fuente: Elaboración UPME

4.5. Carbón

Siguiendo la metodología previamente establecida se extendieron los datos de precios nacionales de las cinco empresas termoeléctricas analizadas, utilizando datos de precios del carbón colombiano FOB en Puerto Bolívar. Esto permitió obtener una serie histórica de precios nacionales desde 2012 hasta 2024.

Por otra parte, se tomaron los precios internacionales del carbón disponibles anualmente por Wood Mackenzie, se realizó una interpolación lineal para convertirlos en series mensuales para los escenarios base, pledge y net zero, cubriendo el período de 2012 a 2050.

Posteriormente, se desarrolló un modelo de regresión Elastic Net utilizando los datos históricos nacionales y los precios internacionales entre 2012 y 2024. Esto permitió proyectar los precios

nacionales del carbón en dólares por MTBU a 2050 bajo cada uno de los escenarios internacionales previamente establecidos.

4.4.1. Información

La siguiente tabla presenta el detalle de las variables consideradas en el análisis, especificando su periodicidad, unidades de medida y fuente de información:

Tabla 4-24 Información de base para el modelo de proyección de precios de carbón

Variable	Periodicidad Fecha	Unidad de medida	Fuente	Observaciones
Precios de venta de carbón (empresas térmicas)	Mensual 2022-2024	COP/Ton	UPME	Convertido a USD/Ton. Información extendida hasta 2012
Precios de venta de Carbón Colombiano FOB Puerto Bolívar	Mensual 2012-2024	USD/Ton	Argus Media	
Precio venta referencia del carbón internacional New-castle	Anual 2012-2050	USD/Ton	Wood Mac-kenzie	Interpolación para obtener datos mensuales

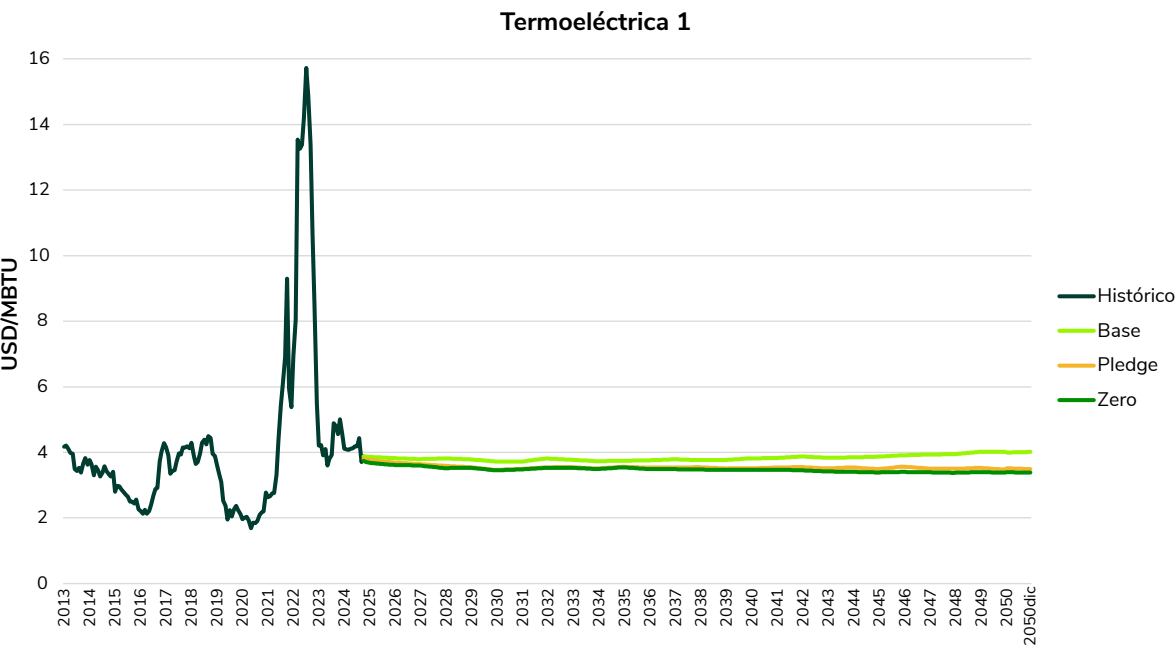
Fuente: Elaboración UPME

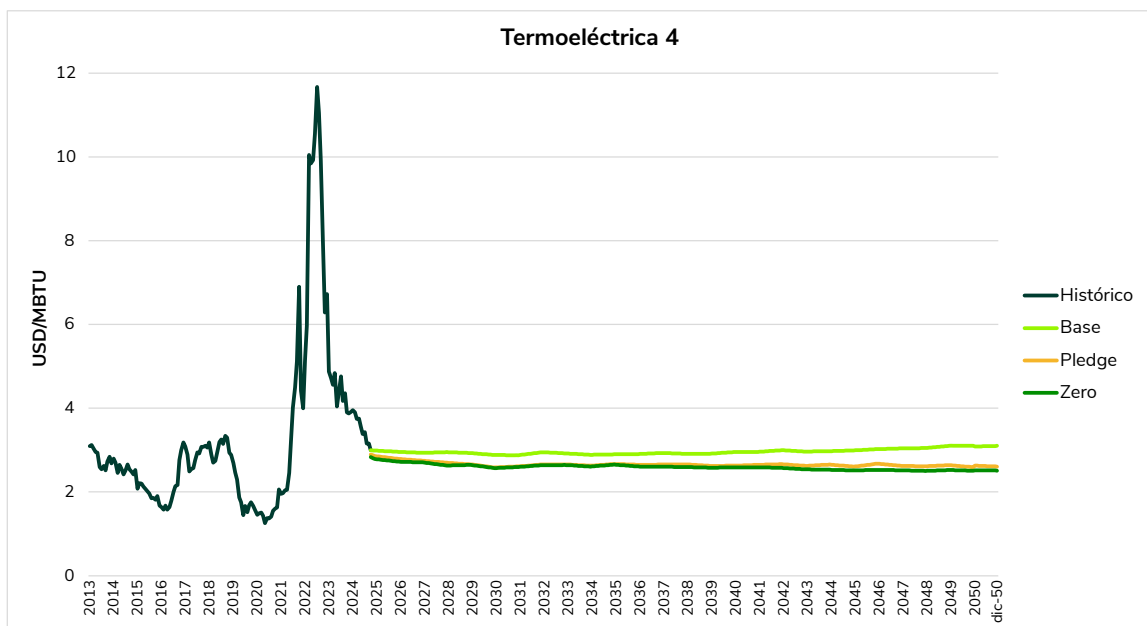
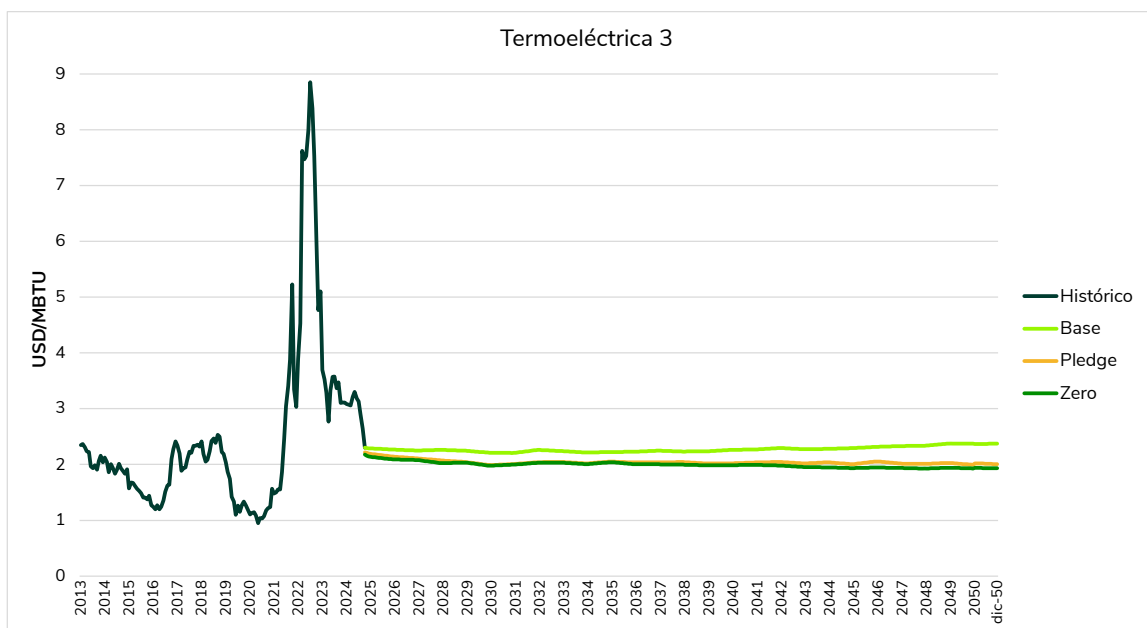
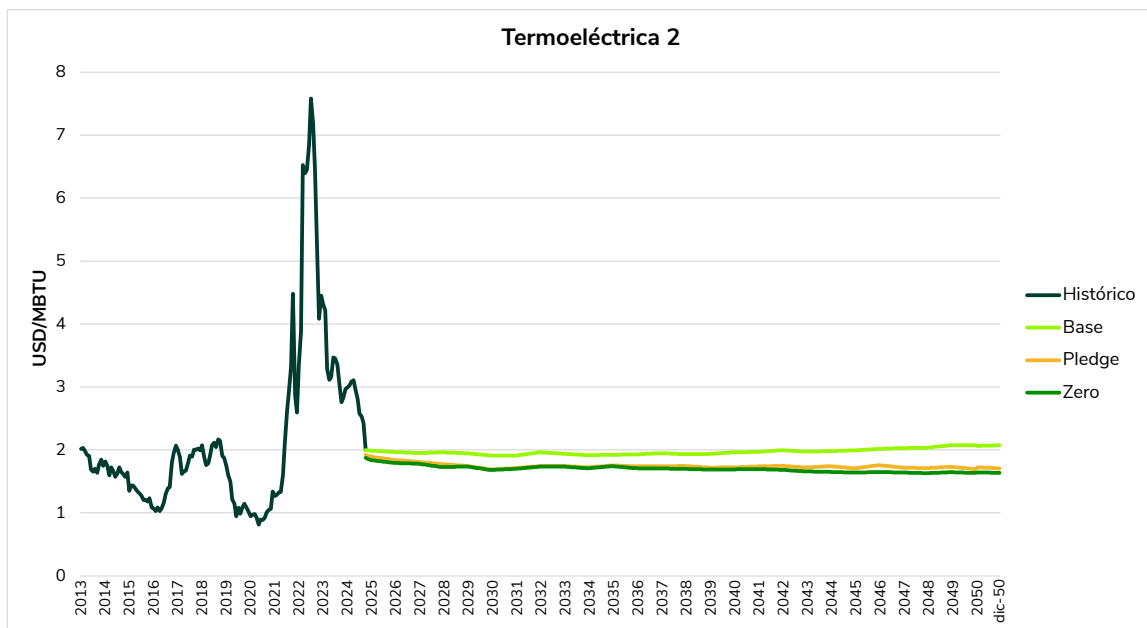
4.4.2. Resultados de proyección precios de Carbón

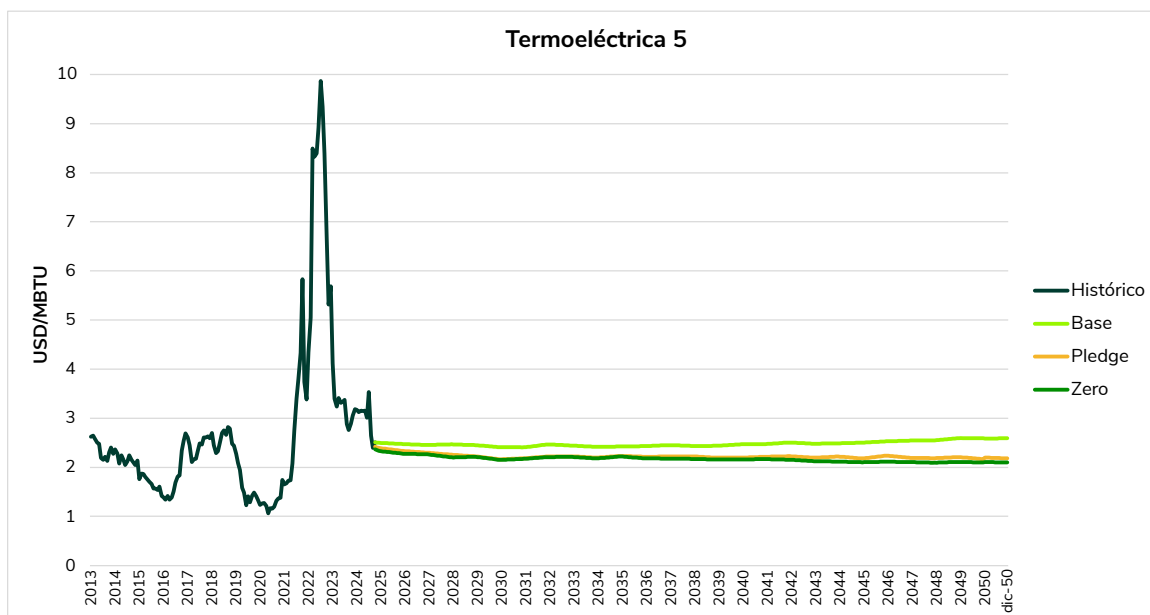
El modelo fue iterado para cada empresa térmica, obteniendo proyecciones hasta 2050 bajo los escenarios **base** (calentamiento global para 2100 de 2,5°C), **pledge** (calentamiento global para 2100 de 2,0°C) y **net zero** (calentamiento global para 2100 de 1,5°C). Esto permitió evaluar el impacto de distintas políticas climáticas sobre los precios del carbón térmico en Colombia.

En la siguiente gráfica se presentan los resultados de la modelación de los precios de carbón térmico para cada una de las empresas térmicas.

Gráfica 4-48 Precio de referencia del carbón para empresas térmicas en términos de poder calorífico







Fuente: Elaboración UPME

Se recuerda que, para facilitar el análisis energético, los precios por tonelada se convirtieron a dólares por MBTU dividiéndolos por la constante 25,0665 MBTU/Ton. Esto permite expresar los precios en términos de poder calorífico y realizar comparaciones más precisas.

El gráfico muestra la evolución del precio (USD/MBTU) desde 2012 hasta 2050, diferenciando entre datos históricos y proyecciones bajo los escenarios propuestos. En la parte histórica (línea punteada de las imágenes), se observa una gran volatilidad en los precios, con un pico alrededor de 2022, posiblemente debido a factores de la pandemia y conflictos internacionales. Sin embargo, después de este aumento, los precios caen hacia 2024, marcando el inicio de una etapa más estable en los precios.

A partir de 2025, cada una de las imágenes en el gráfico presenta tres escenarios de precios según las acciones tomadas para reducir las emisiones de carbono. En el escenario “base” (líneas continuas color naranja de las imágenes), donde no se implementan medidas de reducción de emisión de carbón, los precios se mantienen ligeramente más altos con respecto a los escenarios “pledge” (líneas continuas color verde) y “net zero” (líneas continuas color azul), siendo este último el que presenta los precios más bajos a 2050. Esto sugiere que mayores esfuerzos de descarbonización pueden llevar a costos energéticos más bajos a largo plazo.

En la Gráfica 4-43 se presenta un compilado de la información de las cinco empresas termoeléctricas analizadas, teniendo en cuenta el promedio ponderado de precios del carbón según el consumo de cada una.

Gráfica 4-49 Precio de referencia del carbón compilado para las cinco empresas térmicas en términos de poder calorífico



Fuente: Elaboración UPME

Se realiza un detalle en la proyección de precios de 2025 a 2050, donde se puede observar que, en el escenario base los precios tienden a aumentar levemente alcanzando valores cercanos a 3,2 USD/MTBU a 2050. Sin embargo, para los escenarios Pledge y Net Zero se observa un comportamiento contrario, en el que los precios tienden a descender con el tiempo, alcanzando valores cercanos a 2,8 USD/MTBU para el escenario pledge y valores alrededor de 2,7 USD/MTBU en el escenario net zero.

Los resultados muestran que el escenario base proyecta los precios nacionales más altos a largo plazo, reflejando una continuidad en la demanda global de carbón sin mayores cambios en políticas ambientales. En contraste, el escenario pledge, que supone compromisos climáticos moderados, proyecta una tendencia descendente en los precios del carbón. El escenario net zero, asociado a los objetivos más ambiciosos de reducción de emisiones, muestra los precios más bajos debido a una menor demanda global de carbón.

CONCLUSIONES

- Los precios de los energéticos en Colombia enfrentan desafíos significativos, estrechamente ligados a la evolución de la oferta y la demanda. Estos factores son transmisores del impacto de diversas variables que influyen en la formación de precios, como la disponibilidad de recursos, las condiciones del mercado global, las políticas energéticas, ambientales y tecnológicas, entre otros.
- Los precios de los energéticos, expuestos a referentes internacionales y afectados por alzas históricas durante la reciente crisis energética, han comenzado a mostrar signos de alivio. Desde el año 2023, se ha observado una tendencia a la baja, impulsada por una combinación de mayores inversiones en infraestructura energética, una moderación en la demanda global y una reconfiguración de los mercados de suministro. No obstante, a pesar de esta estabilización parcial, la volatilidad sigue siendo un factor clave en el sector energético. La evolución de los precios dependerá de la interacción entre nuevas inversiones en producción y almacenamiento, la dinámica de la demanda y los factores geopolíticos, los cuales seguirán desempeñando un papel determinante en la configuración del mercado energético global.
- La dinámica observada en la serie de precios evidencia una alta correlación entre los precios del GLP (propano y butano) y el Brent, lo que sugiere que las fluctuaciones en el precio del petróleo impactan directamente el valor de estos combustibles en los mercados internacionales. El incremento del Brent por encima de los 100 USD/barril en 2022 impulsó los precios del propano y butano. Esto se debió a la menor producción de crudo, restricciones en la oferta de la OPEP+ y las sanciones a Rusia, además de la mayor demanda en Asia y Europa en el marco de la crisis energética descrita en el capítulo de contexto internacional, lo que encarece el mercado de los derivados del petróleo.
- A lo largo de los últimos años, y en línea con las condiciones actuales del mercado, se evidencia un efecto asimétrico entre la oferta y la demanda. En particular, la oferta de gas natural de origen nacional ha mostrado generar impactos más pronunciados y persistentes sobre el precio en comparación con la demanda. No obstante, esta condición podría modificarse en el futuro como resultado de varios factores, entre ellos, una mayor participación del gas importado en la matriz energética, así como el desarrollo de nueva infraestructura de regasificación, cambios regulatorios orientados a incentivar la demanda de fuentes de energía renovable y/o la electrificación del consumo. Por lo tanto, aunque el análisis actual refleja una dominancia de la oferta sobre el comportamiento del precio, es importante monitorear de forma continua la evolución de estos elementos que podrían alterar dicha dinámica en el mediano y largo plazo.
- Hasta finales de 2018, se observó una alta correlación positiva entre los precios Brent y TTF cercana al 90%; sin embargo, esta correlación se debilita e incluso se pierde por completo para el año 2024, cuando los precios comienzan a mostrar mayor estabilidad. Diversos estudios han analizado esta pérdida de correlación, lo que sugiere que el Brent ya no debería considerarse como el principal factor determinante del precio del GNL, ni la referencia clave para la estimación de sus proyecciones de mercado.
- Ante los desafíos en el abastecimiento de biocombustibles en Colombia y las consideraciones del esquema actual de fijación del Ingreso al Productor (IP) de estos productos, se propone la estimación de escenarios de proyección de precios que consideren tanto la evolución del marco normativo actual como la exploración de nuevas metodologías de remuneración, incluyendo la evaluación mercados internacionales en competencia y posibles esquemas alternativos a nivel contractual.

BIBLIOGRAFÍA

- BP. (2023). *Statistical Review of World Energy 2023*.
- OPEC. (2024). *Annual Statistical Bulletin*. Retrieved from https://www.opec.org/opec_web/en/data_graphs/330.htm?utm_source=chatgpt.com
- IEA. (2024). *World Energy Outlook 2024*. International Energy Agency. Obtenido de <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>
- IMF. (2024). *World Economic Outlook*. International Monetary Fund. Retrieved from <https://www.imf.org/es/Publications/WEO/Issues/2024/10/22/world-economic-outlook-october-2024>
- GNL Global. (2024, septiembre). *Transformación Global de la Industria del GNL: Tendencias y Desafíos*. Retrieved from <https://gnlglobal.com/transformacion-global-de-la-industria-del-gnl-tendencias-y-desafios/>
- IGU. (2024). *Gas Report 2024*. International Gas Union.
- IEA. (2023). *Coal 2023 Analysis and forecast 2026*. International Energy Agency. Retrieved from https://iea.blob.core.windows.net/assets/a72a7ffa-c5f2-4ed8-a2bf-eb035931d95c/Coal_2023.pdf
- Wood Mackenzie. (2024). *Global thermal coal: 5 things to look for in 2024*.
- UPME. (2024). *Actualización Plan Energético Nacional 2022 - 2052*. Unidad de Planeación Minero Energética. Retrieved from https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2022_2052/PEN_2022_2052_Tomo1_VF.pdf
- ANH. (2024). *Informe de Reservas y Recursos - IRR 2023*. Agencia Nacional de Hidrocarburos.
- DANE. (2024). *Boletn técnico Cuenta Ambiental y Económica de Activos de los Recursos Minerales y Energéticos (CAE-ARME) 2022 – 2023 provisional*. Departamento Administrativo Nacional de Estadística. Retrieved from <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/ambientales/cuenta-satelite-ambiental-csa#cuenta-ambiental-y-economica-de-activos-de-los-recursos-minerales-y-energeticos-cae-arme>
- Wooldridge, W. M. (2020). *Introductory Econometrics: A Modern Approach*. Cengage Learning.
- Zou, Q., Yi, C., Wang, K., Yin, X., & Zhang, Y. (2022). <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/983/1/012051/pdf>. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science.
- Dippelsman, R., Maehle, N., & Bloem, A. (2001). *Quarterly National Accounts Manual - Concepts, Data Sources, and Compilation*. FMI.
- EIA. (2023). *Annual Energy Outlook, AEO*. U.S. Energy Information Administration.
- World LPG Association (WLPGA). (2023). *Statistical Review of Global LPG 2023*.
- Hupka, Y., Simkins, B., Popova, I., & Lee, T. (2023). A review of the literature on LNG: Hubs development, market integration, and price discovery. *Journal of Commodity Markets*, 31. doi:10.1016/j.jcomm.2023.100349.
- OPEP. (2024). *World Oil Outlook 2050*. Organization of Petroleum Exporting Countries. Retrieved from <https://publications.opec.org/woo/chapter/129/2354>
- IEA. (2024). *World Energy Investment 2024*. International Energy Agency. Retrieved from <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2024>

- UPME. (2023). *Proyección de precios de los energéticos para generación eléctrica - julio de 2023 diciembre 2050*. Retrieved from <https://www1.upme.gov.co/sipg/Paginas/Proyeccion-precios-energeticos-FP-PG.aspx>
- Wood Mackenzie. (2024). *Macro oils short-term outlook*.
- UPME. (2023). *Estudio Técnico para la adopcin del Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2038*. Retrieved from <https://www1.upme.gov.co/sipg/Paginas/plan-abastecimiento-GN.aspx>
- Deutsche Welle (DW). (2020, abril 20). Deutsche Welle (DW). *Desplome histórico de los precios del petróleo*.
- The Economist. (2020). American crude oil has fallen to less than nothing. *The Economist*. Retrieved from <https://www.economist.com/graphic-detail/2020/04/19/american-crude-oil-has-fallen-to-less-than-nothing>
- Statista. (n.d.). Statista. Retrieved Octubre 2024, from <https://es.statista.com/estadisticas/600585/suministro-de-energia-primaria-a-nivel-mundial-por-fuente/>
- SER. (2024). *Informe SER Colombia, Junio 2024*. Asociación Energías Renovables. Retrieved from https://ser-colombia.org/wp-content/uploads/2024/07/INFORME-JUNIO-.pdf?utm_source=chatgpt.com
- GIIGNL. (2024). *2024 Annual Report*. International Group of Liquefied Natural Gas Importers. Retrieved from <https://gnlglobal.com/giignl-importaciones-netas-de-gnl-en-2023-alcanzaron-las-401-mt-un-crecimiento-del-21-con-respeto-a-2022/>
- Raj, R., Suman, R., Ghandehariun, S., Kumar, A., & Tiwari, M. (2016). *A techno-economic assessment of the liquefied natural gas (LNG)*. (n.d.).



Unidad de Planeación
Minero Energética

© UPME

AV. CALLE 26 # 69 D-91 TORRE 1 - PISO 9

BOGOTÁ - COLOMBIA | +57 601 2220601

UPME.GOV.CO