

2026

Estrategia de parametrización para la **construcción** **de Escenarios** del PEN 2025 - 2055

Agosto 2026



UPME
Av Calle 26 # 69D – 91 Torre 1 – Piso 9
Bogotá – Colombia
Tel.: +57 6012220601
upme.gov.co

EDWIN PALMA EGEA
Ministro de Minas y Energía

INDIRA CRISTINA PORTOCARRERO OSPINA
Directora General

JOHANNA CASTELLANOS ARIAS
Subdirectora de Demanda

Equipo Líder

INGRID GISSELLA QUIROGA MOJICA
DAVID BEDOYA RODRÍGUEZ
JOHN A SÁNCHEZ CARDOZO

Equipo de Subdirección de Demanda

ANDRÉS ANDRE CAMARGO BERTEL
DANIEL ALEJANDRO SUAREZ MONSALVE
LUIS ALEJANDRO RODRIGUEZ PARRA
PAULA NATALIA RIVEROS MELO
NICOLAS MUÑOZ MORA
MARYENI KARINA ENRÍQUEZ ENRÍQUEZ

Diseño y diagramación

DIEGO PEÑARANDA
OLGA LUCIA ROJAS SOLORZANO

República de Colombia - Ministerio de Minas y Energía
Bogotá, agosto 2026



1 Generalidades

OSeMOSYS (Open Source Energy Modeling System) es una plataforma de modelación de sistemas energéticos basada en optimización lineal, diseñada para analizar trayectorias energéticas de largo plazo. Esta arquitectura, desarrollada originalmente por una comunidad académica internacional liderada por el KTH Royal Institute of Technology (Suecia) ofrece una formulación matemática abierta para la representación técnica, económica y ambiental de sistemas energéticos, facilitando la identificación de soluciones óptimas bajo restricciones de política pública, recursos y metas climáticas.

Como parte del proceso de modelación energética, SAND constituye el instrumento de parametrización, estructuración y gestión de datos basado en hojas de cálculo para facilitar la construcción de modelos energéticos. Su función consiste en estructurar, parametrizar y validar la información correspondiente a la oferta, las tecnologías de transformación y la demanda energética antes de que sea procesada por el motor de cálculo del optimizador. De este modo, actúa como la interfaz mediante la cual las características técnicas, económicas y regulatorias del sistema energético colombiano se codifican en el formato de datos y los parámetros que requiere OSeMOSYS para su procesamiento.

1.1 Arquitectura general del modelo

1.1.1 Parametrización general

A continuación, se describen los parámetros principales utilizados para el ejercicio de modelación del PEN 2025 - 2055. Este marco paramétrico traduce las realidades técnicas, económicas y operativas del sistema energético colombiano al lenguaje matemático del modelo.

1.1.1.1 Parámetros Globales

- **YearSplit:** Define la fracción del año correspondiente a un intervalo temporal específico (time slice). En el modelo del PEN, este parámetro es fundamental para capturar la variabilidad temporal de los recursos (como la estacionalidad hidrológica o la intermitencia solar/eólica) y

los perfiles de carga dinámicos.

- **DiscountRate / DiscountRateIdv:** Tasa de descuento global o específica por tecnología. Permite traer a valor presente neto (VPN) los costos de inversión y operación. Refleja el costo de oportunidad del capital, un factor crítico al evaluar la viabilidad de infraestructuras intensivas en capital para la transición energética.
- **OperationalLife:** Vida útil operativa de una tecnología. Necesario para modelar el ciclo de vida de los activos, planificando tanto el desmantelamiento de infraestructura convencional como la entrada de nuevas tecnologías.
- **CapitalRecoveryFactor / PvAnnuity:** Factores de recuperación de capital y anualización. Permiten distribuir los costos de inversión (CAPEX) a lo largo de la vida útil del activo, facilitando la comparación nivelada (LCOE) entre diferentes trayectorias tecnológicas.

1.1.1.2 Parámetros de Demanda

- **SpecifiedAnnualDemand / AccumulatedAnnualDemand:** Demanda anual proyectada (o acumulada) de un energético específico por región. Captura los requerimientos energéticos sectoriales, como la demanda industrial o de transporte.
- **SpecifiedDemandProfile:** Perfil temporal de la demanda. Permite desagregar la demanda anual asignando fracciones específicas a cada intervalo temporal, modelando con precisión las curvas de carga.

1.1.1.3 Parámetros de Desempeño Tecnológico

- **CapacityToActivityUnit:** Factor de conversión para equiparar la capacidad instalada con la actividad energética generada. Es necesario para mantener la consistencia termodinámica en los balances del modelo.
- **CapacityFactor:** Fracción de la capacidad total disponible en un intervalo de tiempo específico. Representa indisponibilidades programadas o forzadas, siendo esencial para modelar el despacho real y la firmeza del Sistema Interconectado Nacional.
- **ResidualCapacity:** Define la capacidad instalada remanente de una tecnología correspondiente a instalaciones existentes antes del periodo de modelación. Se utiliza para

modelar la salida gradual o total de tecnologías obsoletas o ineficientes.

- **InputActivityRatio / OutputActivityRatio:** Relación de consumo y producción por unidad de actividad tecnológica. Definen la eficiencia de las tecnologías. También se puede utilizar para establecer mezclas o proporciones obligatorias (blending).

1.1.1.4 Parámetros de Límites de Capacidad

- **CapacityOfOneTechnologyUnit:** Capacidad discreta de una unidad tecnológica individual. Al habilitar variables enteras (MILP), permite modelar expansiones modulares realistas en bloques discretos en lugar de expansiones continuas.
- **TotalAnnualMinCapacity / TotalAnnualMaxCapacity:** Establece la capacidad mínima requerida y máxima permitida (incluyendo capacidad residual y nueva) de una tecnología en cada año del periodo de modelación.

1.1.1.5 Parámetros de Límites de Inversión

- **TotalAnnualMaxCapacityInvestment:** Restringe la inversión máxima permitida en una tecnología por año, lo que equivale a limitar las nuevas compras o instalaciones de equipos.
- **TotalAnnualMinCapacityInvestment:** Capacidad mínima de una tecnología que debe instalarse durante un año específico. Es útil para forzar la penetración temprana y modelar curvas logísticas de adopción de tecnologías estratégicas.

1.1.1.6 Parámetros de Límites de Actividad

- **TotalTechnologyAnnualActivityLowerLimit / UpperLimit:** Establece los límites inferior y superior de actividad anual de una tecnología, garantizando un nivel mínimo de uso o restringiendo su participación máxima en la demanda.
- **TotalTechnologyModelPeriodActivityLowerLimit / UpperLimit:** Restricciones de actividad agregadas para todo el horizonte de planeación. Permiten establecer límites acumulados a largo plazo.

1.1.1.7 Parámetros de Confiabilidad y Margen de Reserva

- **ReserveMargin / ReserveMarginTagTechnology / ReserveMarginTagFuel:** Parámetros que exigen un nivel mínimo de margen de reserva e identifican qué tecnologías y combustibles contribuyen a él. En el contexto del modelo, actúan como un mecanismo de firmeza y seguridad energética para garantizar la atención de la demanda.

1.1.1.8 Parámetros de Objetivos Renovables

- **REMinProductionTarget / RETagTechnology / RETagFuel:** Fracción mínima de la producción total que debe provenir de fuentes renovables, junto con las etiquetas

1.1.1.9 Parámetros de Emisiones y Penalizaciones

- **EmissionActivityRatio:** Factor de emisión específico por unidad de actividad de una tecnología. Permite contabilizar el inventario de emisiones de gases de efecto invernadero para cada escenario.
- **EmissionsPenalty:** Penalización económica por unidad de emisión, funcionando como una herramienta para internalizar costos sociales del carbono dentro de la función objetivo.
- **AnnualEmissionLimit / ModelPeriodEmissionLimit:** Límite máximo permitido de emisiones, ya sea anual o acumulado para todo el periodo. Operativiza las restricciones ambientales limitando rígidamente la cantidad de emisiones que el sistema puede liberar.
- **AnnualExogenousEmission / ModelPeriodExogenousEmission:** Emisiones exógenas no calculadas endógenamente por el modelo, permitiendo incluir factores externos en la línea base del sistema.

1.1.2 Estructura del SAND

En el SAND la información se organiza en una hoja de parámetros que relaciona cada registro con los conjuntos principales del modelo, tales como REGION, TECHNOLOGY, FUEL, EMISSION, MODE_OF_OPERATION, TIMESLICE, STORAGE y los años del horizonte de análisis, como se puede observar en la Tabla 1.

Tabla 1. Conjuntos principales del modelo.

Nombre en el SAND	Equivalencia en español	Descripción
TECHNOLOGY	Tecnología	Procesos de extracción, transformación, generación, transporte, distribución o uso final.
FUEL	Energético, combustible o demanda energética	Flujos energéticos producidos, consumidos o demandados por las tecnologías
REGION	Región	Área geográfica o sistema modelado.
MODE_OF_OPERATION	Modo de operación	Ruta técnica mediante la cual una tecnología consume insumos y produce salidas.
TIMESLICE	Franja temporal	División temporal usada para representar variaciones intra- anuales.
EMISSION	Emisión	Contaminante o gas de efecto invernadero asociado a la actividad energética.
YEAR	Año	Periodo del horizonte de planeación.
STORAGE	Almacenamiento	Elementos de acumulación energética (cuando aplican).

Fuente: Elaboración propia

Los archivos del modelo emplean nombres de conjuntos, parámetros y variables en inglés, de acuerdo con la nomenclatura técnica de OSeMOSYS, mientras que el presente anexo se incorpora su descripción en español para facilitar la lectura, trazabilidad e interpretación de los supuestos y resultados. Esto tiene como propósito establecer una correspondencia clara entre el lenguaje técnico de los archivos de parametrización y la descripción metodológica presentada en este anexo. En consecuencia, los nombres en inglés se conservan cuando corresponden a campos, conjuntos o parámetros propios del modelo, mientras que las explicaciones, tablas y comentarios se presentarán en español. En particular, en el anexo 1 del PEN 2025 - 2055 se ofrece un mayor detalle del modelo

de optimización y sus conjuntos, las variables, parámetros, restricciones, entre otros aspectos técnicos del modelo de optimización.

Así mismo, la identificación de tecnologías, energéticos y demandas se realiza mediante nomenclaturas codificadas. Estas funcionan como etiquetas compactas que permiten identificar cada elemento dentro del modelo describiendo su sector, energético asociado, tecnología de uso final, información adicional y, cuando corresponde, área geográfica o nivel de eficiencia. La convención busca mantener trazabilidad entre las hojas de parametrización y los resultados del modelo.

En términos generales, los prefijos indican el rol del elemento dentro del sistema energético como se presenta en la Tabla 2, los cuales identifican tecnologías asociadas al consumo o uso final; MIN representa tecnologías de extracción o disponibilidad de recursos; PWR corresponde a generación eléctrica; UPS agrupa unidades de transformación inicial; IMP y EXP representan importaciones y exportaciones; y GRD identifica infraestructura de red, transporte o distribución. Además, a estos prefijos se suman códigos sectoriales.

Tabla 2. Ejemplificación de prefijos.

Prefijo	Rol
MIN	Extracción/recurso primario
PWR	Generación eléctrica
UPS	Conversión/upstream
GRD / TYD / DST	Transporte y distribución
DEM	Demanda final
IPM / EXP	Importaciones/exportaciones
Códigos sectoriales	
IND	Industria
RES	Residencial
TRA	Transporte
AGF	Agricultura y pesca
CYR	Coquerías y refinerías

Fuente: Elaboración propia

Por otra parte, las tecnologías de demanda consideran tres niveles de eficiencia: baja, media y alta, identificados en los códigos como _LOW, _MID y _HIG. La eficiencia baja representa equipos convencionales con mayor consumo energético por unidad de calor útil entregado; la eficiencia media representa tecnologías mejoradas o prácticas ya disponibles comercialmente en Colombia; y la eficiencia alta representa equipos o configuraciones de mejor desempeño energético a nivel internacional. Para los energéticos, combustibles o fuels, la convención general es:

[sector, si aplica][energético][información adicional]_[área][###]

Así, códigos como ELC, DSL, GSL, NGS, BAG, BGS, WOO, HDG o SAF representan electricidad, diésel, gasolina, gas natural, bagazo, biogás, madera, hidrógeno y combustible sostenible de aviación, respectivamente. Cuando el energético se asocia a un uso sectorial específico, el código puede incorporar el sector o el servicio energético como: INDDHT para calor directo industrial; INDIHT para calor indirecto industrial; RESWHT para calentamiento de agua residencial o TERILU para iluminación del sector terciario. Por otro lado, para las demandas energéticas, se codifican como flujos que representan servicios o consumos requeridos por el sistema mediante la siguiente convención:

[sector][energético o servicio]_[área][###]

Así, códigos como CYRDSL, RESZNI, AGFHEA o AGFTER, representan demanda de diésel en coquerías y refinerías, demanda residencial en zonas no interconectadas (ZNI) y demanda térmica en agricultura y pesca, respectivamente. Para las tecnologías de uso no final, la convención general es:

[categoría][sector][energético]_[información adicional][###]

Así, códigos como PWRCOA, IMPDSL y UPSREF_BAR representan generación eléctrica con carbón, importación de diésel y unidad de transformación o refinería asociada a Barranquilla, respectivamente. Así mismo, para las tecnologías de uso final, la convención incorpora además la tecnología de uso mediante la siguiente convención:

[categoría][sector][energético][tecnología de uso]_[información adicional]_[área][###]

En algunos casos, el SAND incorpora sufijos adicionales para diferenciar niveles de eficiencia o localización, como _LOW, _MID, _HIG, _RUR, _URB o _ZNI. Las tecnologías de demanda residencial consideran tres niveles de eficiencia: baja (LOW), media (MID) y alta (HIG). Así, códigos como DEMINDCOAFUR, DEMRESWOOCKN_LOW y DEMTRAGSLLDV, representan el consumo industrial de carbón en un horno industrial, el consumo residencial de leña en una estufa con eficiencia actual y el consumo en transporte de gasolina de un vehículo liviano, respectivamente.

1.1.3 Estrategias transversales

A continuación, se presentan las estrategias exógenas a la arquitectura base de OSeMOSYS (SAND) para el caso colombiano mediante las cuales fue posible orientar la representación de la dinámica de incorporación, transición y retiro de las tecnologías en el modelo de optimización. Estas estrategias permitieron traducir supuestos asociados con la evolución tecnológica, las condiciones de mercado, las políticas públicas y los procesos de renovación del stock tecnológico en trayectorias y restricciones que delimitan el espacio de soluciones factibles del modelo.

1.1.3.1 Curvas de disponibilidad

Las curvas de disponibilidad se representan mediante funciones logísticas de tipo sigmoide, las cuales permiten modelar la incorporación gradual de nuevas tecnologías y el desplazamiento progresivo de las tecnologías existentes. Matemáticamente, estas curvas se expresan como se presenta en la ec.(1):

$$f(t) = \frac{1}{1 + e^{-\alpha(t-\beta)}} \quad (1)$$

donde,

- $f(t)$ corresponde a la disponibilidad máxima o participación límite de una tecnología en el año t .
- (α) es el parámetro que controla la pendiente de la curva, determinando la velocidad de la transición tecnológica. Valores elevados de (α) representan procesos de adopción más acelerados, mientras que valores bajos generan transiciones más graduales.

- (β) define el punto de inflexión de la curva, es decir, el momento temporal en el cual la velocidad de adopción alcanza su máximo y comienza la fase de saturación.

La combinación de α y β permite representar diferentes ritmos de penetración tecnológica de acuerdo con supuestos de política pública, madurez tecnológica o restricciones de mercado, actuando como un mecanismo para el ajuste de la velocidad de adopción y retiro de las tecnologías durante el horizonte de planeación.

En el modelo de optimización, estas curvas se implementan como restricciones dinámicas que limitan la participación máxima alcanzable por cada nivel de eficiencia en cada periodo. En consecuencia, las curvas de disponibilidad no determinan directamente la sustitución tecnológica, sino que establecen una trayectoria factible de penetración, mientras que la selección final de las tecnologías es resultado del proceso de optimización sujeto a los costos, las restricciones técnicas y los demás parámetros del modelo. En la Figura 2, se muestra una representación esquemática de estas curvas las cuales representan la disponibilidad tecnológica por nivel de eficiencia de equipos acondicionadores de aire en el sector residencial.

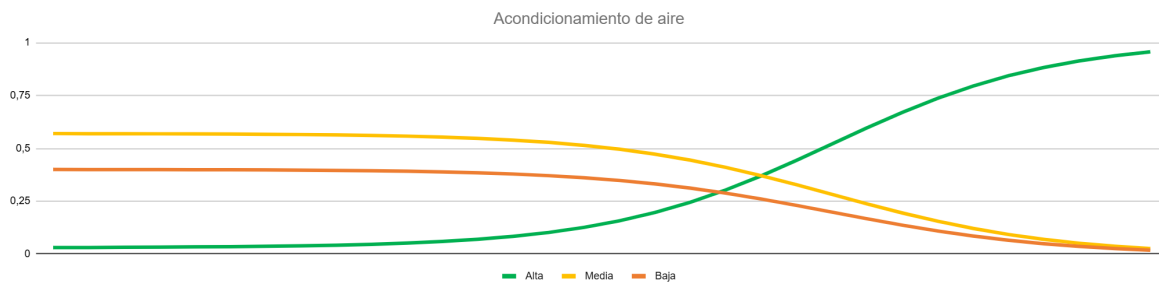


Figura 1. Curvas de disponibilidad tecnológica por nivel de eficiencia para el uso final de acondicionamiento de aire en el sector residencial-

Fuente: Elaboración propia.

En los sectores residencial, terciario e industrial, el stock tecnológico existente se representa mediante curvas logísticas de tenencia de dispositivos de uso final, construidas a partir de información sectorial y criterio de experto. Estas curvas describen la reducción gradual del parque tecnológico actualmente instalado a lo largo del horizonte de modelación.

Para la construcción de dichas curvas no se emplean vidas útiles técnicas para forzar el retiro de tecnologías existentes. En su lugar, se adopta el concepto de tenencia para cada tecnología, que refleja de manera más realista el comportamiento observado de los usuarios, en el cual los equipos suelen operar los equipos durante periodos superiores a su vida útil. Por ejemplo, en el sector residencial, las neveras pueden permanecer en uso durante 15 años o más, aun cuando su vida útil técnica sea inferior.

Para modelar la penetración gradual de todas las diferentes eficiencias (bajo _LOW, medio _MID y alto _HIG), el modelo emplea trayectorias basadas en ecuaciones logísticas o sigmoides. Estas curvas simulan el ciclo de maduración comercial de las tecnologías, condicionando temporalmente el parámetro de inversión obligatoria o techos de mercado (TotalAnnualMaxCapacityInvestment o TotalAnnualMinCapacityInvestment). La formulación matemática de estas curvas establece tres fases operativas dentro del horizonte de planeación:

- Fase de contracción técnica: Aplicada a tecnologías convencionales o de baja eficiencia (_LOW), las cuales reducen de forma sigmoide su participación en las nuevas adiciones hasta anular su viabilidad comercial.
- Fase de transición: Indexada a niveles de eficiencia media (_MID), donde los equipos actúan como sustitutos temporales para cumplir con los niveles esperados de eficiencia energética
- Fase de maduración y saturación: Dirigida a tecnologías de alta eficiencia (_HIG), las cuales experimentan un crecimiento gradual antes de estabilizarse como las opciones dominantes para la atención de la demanda útil.

1.1.3.2 Curvas de supervivencia

Para representar la evolución del retiro de las tecnologías existentes, el modelo emplea curvas logísticas de tipo sigmoide. A diferencia de las curvas de disponibilidad, que establecen la trayectoria máxima de incorporación de nuevas tecnologías, estas funciones modelan la disminución progresiva de la participación de las tecnologías instaladas a medida que alcanzan el final de su vida útil. Su utilización evita la aplicación de tasas lineales de retiro o supuestos estáticos sobre la renovación del parque tecnológico, permitiendo representar procesos de sustitución más consistentes con las dinámicas observadas.

En términos prácticos, cada tecnología se asocia a una curva de supervivencia que inicia con una permanencia del 100 % y disminuye gradualmente hasta alcanzar el 0 %, describiendo el proceso de retiro del stock tecnológico. La forma de la curva se define mediante los parámetros de la función logística, los cuales controlan el momento y la velocidad del retiro tecnológico. La parametrización de

estas curvas considera criterios asociados a los ciclos de vida técnicos de los equipos, las dinámicas de mercado y las características propias de cada tecnología, de manera que las trayectorias de salida sean coherentes con las condiciones reales de renovación tecnológica. Para calcular las velocidades de salida de la capacidad instalada preexistente en el modelo se aplican niveles de supervivencia a la variable *ResidualCapacity* para las diferentes tecnologías. A partir de la calibración de datos históricos sectoriales, se determina la probabilidad de permanencia de un activo en el sistema energético nacional de acuerdo con su edad y vida útil. La integración de estas curvas de supervivencia permite representar técnicamente dos fenómenos críticos para la planeación sectorial bajo criterios de justicia energética:

- **Retiro inercial por obsolescencia:** Desincorporación física y gradual de los activos al cumplimiento de su ciclo de vida técnico, evitando discontinuidades abruptas en el suministro y modelando el comportamiento orgánico del mercado.
- **Retiro anticipado forzado:** Simulación de políticas de reconversión tecnológica o sustitución obligatoria de equipos ineficientes, mediante la alteración exógena de la capacidad residual.

Mediante la interacción de estas dos estrategias en el algoritmo de optimización lineal, el modelo delimita la dimensión del problema. Así, el modelo garantiza que el recambio tecnológico sectorial no solo responda a criterios de mínimo costo económico, sino que guarde estricta congruencia con las trayectorias de descarbonización, la disponibilidad real de materiales y la velocidad efectiva de despliegue de la infraestructura de soporte para la transición energética justa.

2 Arquitectura para la construcción de escenarios desde la demanda

La traducción de una política pública al modelo energético no se realiza de manera directa; requiere un proceso sistemático mediante el cual los objetivos e instrumentos de política son representados a través de variables y parámetros que pueden ser interpretados por OSeMOSYS. En este proceso, cada medida de política se transforma en modificaciones específicas sobre la representación matemática del sistema energético, permitiendo evaluar cuantitativamente sus efectos sobre la evolución tecnológica, el consumo de energía, las emisiones y los costos del sistema. En la Figura 3, se presenta el diagrama esquemático de este proceso.

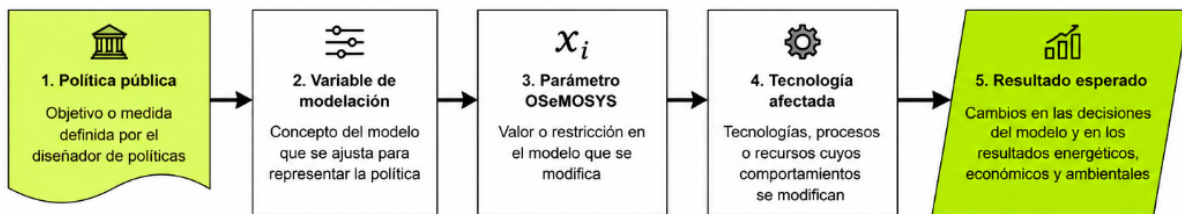


Figura 2. Esquema general de traducción de políticas públicas al modelo – Modificación del SAND_

Fuente: Elaboración propia.

El punto de partida corresponde a la definición de la política pública o meta de planificación que se desea analizar. Estas políticas pueden estar orientadas, a promover tecnologías de bajas emisiones, mejorar la eficiencia energética, establecer metas de penetración de energías renovables o incorporar instrumentos económicos como impuestos, subsidios o incentivos tributarios. En esta etapa se identifica el objetivo que se pretende representar dentro del modelo.

Una vez definida la política, es necesario determinar qué variable de modelación representa adecuadamente su efecto sobre el sistema energético. Esta variable constituye el puente entre el lenguaje de la política pública y la formulación matemática del modelo. Dependiendo de la naturaleza de la medida, la política puede expresarse mediante costos de inversión u operación, límites de capacidad, restricciones de participación tecnológica, factores de emisión, eficiencias energéticas, disponibilidad de recursos o niveles mínimos de actividad, entre otros.

Posteriormente, la variable seleccionada se implementa mediante la modificación de uno o varios parámetros de OSeMOSYS. Estos parámetros corresponden a la estructura matemática del modelo y son los elementos que SAND parametriza para construir los archivos de entrada del optimizador. En esta etapa se asignan los valores, horizontes temporales y condiciones de aplicación de la política, garantizando que su representación sea consistente con los supuestos técnicos y regulatorios del sistema energético. La modificación de estos parámetros repercute sobre las tecnologías, combustibles o procesos afectados por la política. Dependiendo del instrumento analizado, el cambio puede influir en las decisiones de inversión, operación o retiro de tecnologías, alterando su competitividad relativa dentro del sistema. Así, una misma política puede afectar simultáneamente diferentes sectores o cadenas energéticas, modificando la forma en que el modelo satisface la demanda de energía.

Finalmente, una vez ejecutado el proceso de optimización, el modelo genera los resultados asociados a la política evaluada. Estos resultados reflejan la respuesta óptima del sistema energético bajo las nuevas condiciones impuestas por la política pública e incluyen cambios en la capacidad instalada, la participación tecnológica, el consumo de combustibles, los costos del sistema, las emisiones y otros indicadores de interés. De esta manera, se establece una cadena de trazabilidad completamente definida, en la cual cada resultado puede relacionarse con la política que lo originó, pasando por las variables de modelación, los parámetros modificados y las tecnologías afectadas.

2.1 Sector Transporte

El módulo de transporte representa la demanda de movilidad a través de 16 segmentos y 63 tecnologías, las cuales se definen mediante la combinación de segmento y vector energético. Estos segmentos se agrupan en cinco modos: carretero, férreo, aviación, marítimo y fluvial. La demanda de cada modo se representa mediante *commodities* que actúan como nodos de balance entre la oferta de energía y la actividad de las tecnologías de demanda.

2.1.1 Parametrización

La Tabla 3, resume la estructura de estas tecnologías dentro del modelo, mostrando la nomenclatura empleada en OSeMOSYS, el energético de entrada, el segmento de transporte y el uso final asociado. Esta clasificación constituye la base sobre la cual se parametrizan las tecnologías del sector transporte en SAND y se construyen los escenarios de modelación.

Tabla 3. Tecnologías modeladas en el sector transporte.

Tecnología	Energético de entrada	Segmento/Uso	Uso final
DEMTRA###LDV	GSL, DSL, NGS, ELC, HDG, HEV, PHEV	LDV: Vehículo liviano pasajero	TRALDV: Vehículos particulares livianos de 4 ruedas
DEMTRA###MIC	GSL, DSL, ELC, HDG, NGS	MIC: Microbús	TRAMIC: Microbuses
DEMTRA###STT	GSL, DSL, ELC, HDG, NGS	STT: Tractocamión	TRASTT: Transporte de carga pesada
DEMTAR###BUS_URB	DSL, ELC, HDG, NGS	BUS_URB: Bus urbano	TRABUS: Buses urbanos
DEMTRA###BUS_I MU	GSL, DSL, ELC, HDG, NGS	BUS_IMU: Bus intermunicipal	TRABUS: Buses intermunicipales
DEMTRA###BUS_ART	DSL, ELC, NGS	BUS_ART: Bus articulado	TRAMAS: Transporte masivo articulado
DEMTRA###BUS_BIA	DSL, ELC, NGS	BUS_BIA: Bus biarticulado	TRAMAS: Transporte masivo articulado
DEMTRAR###TAX	GSL, DSL, ELC, HDG, NGS, PHEV	TAX: Taxi	TRATAX: Taxis

Tecnología	Energético de entrada	Segmento/Uso	Uso final
DEMTRA###MOT	GSL, ELC	MOT: Motocicleta	TRAMTC: Motocicletas
DEMTRA###FWD	GSL, DSL, ELC, HDG, NGS, HEV, PHEV	FWD: Vehículo de carga liviana/camionetas	TRAFWD: Vehículos de carga liviana/camionetas
DEMTRAR###TCK_C2P	GSL, DSL, ELC, NGS	TCK_C2P: Camión de carga mediana	TRATCK: Transporte de carga pesada
DEMTRA###TCK_CSG	DSL, ELC, HDG, NGS	TCK_CSG: Camión de carga pesada	TRATCK: Transporte de carga pesada
DEMTRA###BOT	GSL, DSL, ELC	BOT: Bote	TRARVT: Transporte fluvial
DEMTRA###SHP	DSL, FOL	SHP: Buque marítimo	TRAMRT: Transporte marítimo
DEMTRA###MET	ELC	MET: Metro	TRAMET: Metro
DEMTRA###AVI	JET, SAF	AVI: Aviación comercial	TRAAVI: Aviación

Nota: El símbolo (###) denota el energético de entrada. Fuente: Elaboración propia

La unidad de demanda varía según el modo de transporte. El modo carretero se modela en términos de energía útil; es decir, esta se calcula a partir de la demanda de energía final (proveniente de las proyecciones del modelo LEAP) incorporando la eficiencia Tank-to-Wheel (TTW). En cambio los modos restantes se modelan directamente en energía final. Esta distinción metodológica determina la construcción de las restricciones de escenario para cada caso.

Por otro lado, la construcción de los escenarios PD, PA y CN opera sobre el escenario SAND Base mediante instrumentos de parametrización. A continuación, se presentan las principales consideraciones para modelar el sector transporte:

- I. ***Ajustes del stock heredado mediante curvas de supervivencia:*** La capacidad residual de cada tecnología (ResidualCapacity) representa el parque vehicular existente disponible sin necesidad de nuevas inversiones, el cual se retira progresivamente conforme se agota su vida útil. Esta variable se calcula mediante curvas de supervivencia calibradas con los registros públicos del registro de matrículas del Registro Único Nacional de Tránsito (RUNT), tomando el año 2024 como año de corte (MINTRANSPORTE, 2026).. Los parámetros de forma y escala de la distribución se estiman por segmento y tecnología a partir de la distribución de edades del parque. En los tres escenarios se aplica una reducción explícita sobre la tecnología TCK para representar el retiro anticipado de 57.000 vehículos de carga pesada entre los años 2025 y 2030, en cumplimiento de la Ley 2169 de 2021.
- II. ***Incorporación de metas normativas:*** Cuando una política pública define una cuota de nuevas tecnologías con respaldo normativo vinculante, esta se traduce en un piso anual de inversión mediante la variable TotalAnnualMinCapacityInvestment. La conversión a unidades de energía (PJ/año) depende de la naturaleza de la meta.
 - **Caso 1 (Meta en participación de ventas):** La política define qué fracción de las nuevas ventas del segmento debe corresponder a una tecnología específica. El piso de inversión se obtiene aplicando dicha fracción al déficit potencial de capacidad anual del segmento.
 - **Caso 2 (Meta en número de vehículos):** La política establece una cantidad absoluta de unidades. La conversión a PJ/año se realiza multiplicando el número de vehículos por el factor de actividad (km/año) del segmento y por el consumo energético (l-kg-kWh/km) de la tecnología.

Cuando una meta sectorial existe, pero carece de un respaldo normativo vinculante, se requiere otorgar libertad al optimizador para decidir si se adopta o no. En este caso, se parametriza inicialmente como un techo mediante TotalAnnualMaxCapacityInvestment. Si en los resultados de validación el optimizador alcanza sistemáticamente este límite, se interpreta como una señal de que la tecnología cuenta con espacio competitivo para crecer; por consiguiente, se procede a retirar esta restricción y generar señales de política pública, permitiendo que el modelo determine la capacidad óptima a instalar, previa validación técnica y conceptual.

- III. *Curvas de disponibilidad tecnológica por segmento:* El parámetro `TotalAnnualMaxCapacityInvestment` establece un techo anual de capacidad por segmento, con el fin de mantener una canasta energética coherente con la trayectoria de transición del sector y evitar que el optimizador concentre toda la nueva capacidad en una sola tecnología. Una vez determinado este techo, se distribuye entre las tecnologías del segmento mediante curvas de disponibilidad, que para el sector transporte corresponden a la participación de ventas en el horizonte temporal. Estas curvas se aplican exclusivamente al modo carretero. Las participaciones proyectadas provienen del escenario PAI-PROURE (un escenario conservador) (UPME, 2026) y de la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa (HdR TEJ) (MME, 2023). En ambos casos se estudió la coherencia con el histórico de participación de ventas entre 2012-2024 (ANDEMOS, 2026).
- IV. *Uso del stock heredado por escenario:* En los escenarios PD y PA se asume que se utilizará toda la tecnología residual que ya ha sido adquirida. En OSeMOSYS, esto equivale a igualar el `TotalTechnologyAnnualActivityLowerLimit` con los valores de `ResidualCapacity` para todas las tecnologías con capacidad residual, forzando al modelo a operar el parque existente antes de su fin de vida útil. En el escenario CN esta condición no se aplica, considerando que la restricción estricta de emisiones incentiva de forma endógena al optimizador a reemplazar los activos existentes por nuevas tecnologías limpias, sin necesidad de forzar el límite inferior.

2.1.2 Modelación de escenarios

A partir de las variables de modelación descritas anteriormente, se construyó la parametrización de los escenarios Políticas Declaradas (PD), Políticas Anunciadas (PA) y Carbono Neutralidad (CN). Para cada medida se identificó la tecnología o conjunto de tecnologías afectadas, el parámetro de OSeMOSYS modificado, la estrategia metodológica empleada para representar la política dentro del modelo y la fuente normativa o técnica que respalda su implementación. La Tabla 4, sintetiza esta información, permitiendo establecer la trazabilidad entre cada medida de política pública aplicada al sector transporte y su representación matemática en OSeMOSYS, así como los supuestos utilizados para su incorporación en SAND.

Tabla 4. Parametrización de escenarios para el sector transporte.

Medida	Código Tecnologías	Parámetros modificados	Estrategia - Metodología	Fuente de referencia
Políticas Declaradas				
Electrificación escalonada de buses SITM: 10% ventas 2025–26, 20% 2027–28, 40% 2029–30, 60% 2031–32, 80% 2033–34, 100% desde 2035	DEMTRAE LCB US_IMU	TotalAnnualMinCapacityInvestment	Porcentaje aplicado al déficit de capacidad anual del segmento, ponderado por IAR. Trayectoria escalonada por bienio	Ley 1964 de 2019, Ley 1972 de 2019
Salida de 57 mil vehículos TCK_CSG diésel entre 2025 y 2030	DEMTRADSL STK_CSG	ResidualCapacity	Retiro con trayectoria lineal 2025–2030	Ley 2169 de 2021
Stock heredado debe operar	Todas las tecnologías con ResidualCapacity	TotalTechnologyAnnualActivityLowerLimit	Garantiza que el parque existente opere; evita subutilización por el optimizador. Igual a ResidualCapacity año a año	Supuesto de modelación
Políticas Anunciadas				
100% de ventas de	DEMTRAE LCB MOT	TotalAnnualMinCapacityInvestment	Modelar la participación	HdR TEJ / PAI-PROURE

Medida	Código Tecnologías	Parámetros modificados	Estrategia - Metodología	Fuente de referencia
motocicletas eléctricas hacia 2035			de nuevas entradas. Sin embargo, aun cuando no se usa la medida el modelo opta por que sus nuevas entradas sean motocicletas eléctricas desde 2035.	
Transición de carga pesada STT: 12% NGS 2030-2040, 35% NGS 2041-2054, 2-5% HDG desde 2040	DEMTRANGS TT DEMTRAHDG STT	TotalAnnualMinCapacityInvestment	Supuestos derivados de la hoja de ruta	HdR TEJ / Tomo I PEN
Electrificación mínima fluvial: menos del 10% del parque eléctrico a 2050	DEMTRAELC BOT	TotalAnnualMinCapacity	Parametrizado como capacidad mínima acumulada en PJ sobre stock total (no ventas). Trayectoria	HdR TEJ

Medida	Código Tecnologías	Parámetros modificados	Estrategia - Metodología	Fuente de referencia
			lineal hasta 2050	
Curvas de disponibilidad calibradas con HdR TEJ (escenario MEI)	Todas las tecnologías terrestres por segmento	TotalAnnualMaxCapacityInvestment	Curvas de ventas que provienen de la HdR TEJ, pero ajustadas al ejercicio de esta versión del PEN.	HdR TEJ (escenario MEI)
Stock heredado debe operar (igual que PD)	Todas las tecnologías con ResidualCapacity	TotalTechnologyAnnualActivityLowerLimit	Misma lógica que PD. Igual a ResidualCapacity año a año	Supuesto de modelación
Salida de 57 mil TCK_CSG diésel 2025–2030 (igual que PD)	DEMTRADSL STK_CSG	ResidualCapacity	Mismo ajuste que PD. Trayectoria lineal 2025–2030	Ley 2169 de 2021
Carbono Neutralidad				
Salida de 57 mil TCK_CSG diésel 2025–2030	DEMTRADSL STK_CSG	ResidualCapacity	Mismo ajuste que PD y PA. Trayectoria lineal 2025–2030	Ley 2169 de 2021

Medida	Código Tecnologías	Parámetros modificados	Estrategia - Metodología	Fuente de referencia
Participación mínima H2 en ventas STT: mínimo 2% desde 2040	DEMTRAHDG STT	TotalAnnualMinCapacityInvestment	Supuestos derivados de la hoja de ruta	HdR TEJ (escenario TEJ)
Sin igualdad ResidualCapacity = ActivityLower Limit	Todas las tecnologías carreteras	—	El optimizador puede reemplazar activos existentes si minimiza el costo total bajo la cota de emisiones; no se fuerza el uso del parque heredado	Supuesto de modelación

Fuente: Elaboración propia.

El escenario PD representa la trayectoria inercial del sector, construida exclusivamente a partir de políticas con respaldo normativo vigente y vinculante. No introduce transformaciones tecnológicas aceleradas ni supuestos de política que excedan los mandatos ya adoptados. La señal de cambio proviene de las curvas de disponibilidad calibradas con el histórico ajustado de ventas, las cuales incorporan de manera endógena la penetración observada de tecnologías limpias, así como de los límites mínimos de capacidad que reflejan las metas de electrificación ya establecidas. Las curvas de disponibilidad de PD utilizan las participaciones históricas ajustadas de ventas por segmento y tecnología (2012–2024), extendidas mediante la tendencia observada y las metas del PAI-PROURE en los componentes donde estas son vinculantes. Las tecnologías eléctricas e híbridas reciben techos crecientes coherentes con la tendencia del mercado, mientras que las tecnologías fósiles reciben

techos decrecientes que reflejan su menor participación proyectada. En ningún caso el techo obliga al optimizador a adoptar una tecnología: simplemente delimita el espacio de soluciones factibles.

El escenario PA incorpora, sobre la base de PD, las metas sectoriales anunciadas por el gobierno y las hojas de ruta publicadas que aún no cuentan con respaldo normativo vinculante. La ambición de descarbonización aumenta en todos los modos. Las curvas de disponibilidad se calibran con las proyecciones de la HdR TEJ. Los techos de las tecnologías eléctricas son significativamente más altos que en PD. Por el contrario, los techos de las tecnologías fósiles son más bajos y decrecientes, restringiendo la posibilidad de que el optimizador concentre nuevas inversiones en esas opciones. La electrificación mínima del modo fluvial se parametriza como capacidad mínima total instalada (TotalAnnualMinCapacity) y no como un piso de ventas, dado que opera sobre el stock acumulado y no sobre los flujos de ventas anuales.

El escenario CN representa la trayectoria de descarbonización más profunda del sistema. Su construcción metodológica difiere de PD y PA en dos aspectos fundamentales. Primero, no se impone la igualdad entre ResidualCapacity y ActivityLowerLimit; esto otorga al optimizador la libertad de reemplazar activos existentes antes del fin de su vida útil si dicho reemplazo reduce el costo total optimizado bajo la cota de emisiones. Segundo, no se parametrizan curvas de disponibilidad para los modos terrestres, ya que la restricción de emisiones es lo suficientemente estricta para que el costo operativo de las tecnologías fósiles (sumado a la penalización implícita de sus emisiones) supere el costo de las tecnologías limpias.

2.1.3 Modelación de escenarios modos no carreteros

Los modos de aviación, marítimo, fluvial y metro se modelan en energía final mediante demandas exógenas proyectadas (AccumulatedAnnualDemand) por commodity de transporte. No se aplican curvas de disponibilidad ni pisos de inversión en ninguno de los tres escenarios, con la única excepción de la electrificación mínima del modo fluvial y las apuestas al sector de aviación discutidas en la sección metodológica de bioenergía.

- **Aviación:** La demanda de TRAAVI se proyecta en energía final para todo el horizonte de estudio. El modelo SAND asigna esta demanda entre las tecnologías DEMTRAJETAVI (jet convencional) y DEMTRAJETSFAVI (combustible sostenible de aviación, SAF). La participación de JETSAF en cada escenario se determina en el módulo de oferta, donde se definen la cadena de producción y los parámetros de la tecnología UPSSAF. En PD y PA la participación de SAF es acotada y está condicionada a la disponibilidad de la oferta; en CN, la

restricción de emisiones induce una mayor penetración de manera endógena, sin necesidad de parametrizar una cuota explícita en la demanda.

- **Transporte marítimo:** La demanda de TRAMRT se cubre mediante las tecnologías DEMTRADSLSHP (diésel) y DEMTRAFOLSHP (fuel oil). En los tres escenarios, la demanda se proyecta de manera exógena sin restricciones tecnológicas adicionales en el módulo de demanda.
- **Transporte fluvial:** La demanda de TRARVT se distribuye entre las tecnologías DEMTRAGSLBOT, DEMTRADSLBOT y DEMTRAELCBOT. En los escenarios PD no se parametrizan restricciones adicionales. En PA se establece una capacidad mínima instalada para la tecnología eléctrica (TotalAnnualMinCapacity sobre DEMTRAELCBOT), consistente con la meta de la HdR TEJ que proyecta que al menos el 10% del parque fluvial sea eléctrico al año 2050. Esta meta opera sobre el stock total acumulado y no sobre las ventas anuales.
- **Férreo:** La demanda de TRAMET se cubre íntegramente con la tecnología DEMTRAELCMET. La proyección exógena se construye a partir de los planes de expansión de los sistemas férreos urbanos existentes. En los tres escenarios, la totalidad de la demanda de metro se satisface con energía eléctrica.

2.2 Sector Industrial

La representación del sector industrial en el modelo energético del PEN se construye desde las tecnologías de demanda que convierten energéticos en servicios útiles para la industria. El sector industrial cuenta con 71 tecnologías, y la cadena se organiza principalmente alrededor de los usos de calor indirecto (INDIHT), asociado a calderas, y calor directo (INDDHT), asociado a hornos y procesos térmicos. Además, se incluyen usos eléctricos específicos como fuerza motriz (INDMPW), climatización (INDCLIM), iluminación (INDILU), refrigeración (INDREF) y otros usos industriales (INDOTH), que agrupa procesos electroquímicos, consumos de automatización y TIC en planta, materias primas (usos no energéticos) y demandas remanentes no especificadas.

En las rutas de calor directo e indirecto, las tecnologías de calderas y hornos pueden usar bagazo, biogás, carbón, diésel, electricidad, GLP, gas natural, hidrógeno o residuos sólidos municipales. Esta estructura permite modelar sustituciones entre energéticos sin cambiar la demanda final de calor que debe ser atendida por el sistema. Por su parte, la fuerza motriz industrial representa el uso de electricidad en motores, bombas, compresores y otros equipos mecánicos que permiten operar procesos productivos. La climatización agrupa consumos eléctricos para acondicionamiento de

espacios o ambientes industriales, mientras que la iluminación representa la electricidad requerida para la operación de sistemas de alumbrado.

2.2.1 Parametrización

La Tabla 5, resume la estructura de estas tecnologías dentro del modelo, mostrando la nomenclatura empleada en OSeMOSYS, el energético de entrada y el uso final asociado para el sector industrial. Esta clasificación constituye la base sobre la cual se parametrizan las tecnologías del sector industrial en SAND y se construyen los escenarios de modelación.

Tabla 5. Tecnologías modeladas en el sector industrial.

Código de tecnología	Tecnología	Energético de entrada	Uso final
DEMINDBAGBOI	Calderas	Bagazo	INDIHT - Calor indirecto industrial
DEMINDBAGFUR	Hornos	Bagazo	INDDHT - Calor directo industrial
DEMINDBAGFURCCS	Hornos con CCS	Bagazo	INDDHT - Calor directo industrial
DEMINDBGSBOI	Calderas	Biogás	INDIHT - Calor indirecto industrial
DEMINDBGSFUR	Hornos	Biogás	INDDHT - Calor directo industrial
DEMINDCOABOI	Calderas	Carbón	INDIHT - Calor indirecto industrial
DEMINDCOAFUR	Hornos	Carbón	INDDHT - Calor directo industrial
DEMINDCOAOTH	Otros usos	Carbón	INDOTH_COA - Otros usos industriales asociados a carbón

Código de tecnología	Tecnología	Energético de entrada	Uso final
DEMINDDSLBOI	Calderas	Diésel	INDIHT - Calor indirecto industrial
DEMINDDSLFUR	Hornos	Diésel	INDDHT - Calor directo industrial
DEMINDELCAIR	Climatización	Electricidad	INDCLIM - Climatización industrial
DEMINDELCBOI	Calderas	Electricidad	INDIHT - Calor indirecto industrial
DEMINDELCFUR	Hornos	Electricidad	INDDHT - Calor directo industrial
DEMINDELCILU	Iluminación	Electricidad	INDILU - Iluminación industrial
DEMINDELCMPW	Motores eléctricos	Electricidad	INDMPW - Fuerza motriz industrial
DEMINDELCOTH	Otros usos	Electricidad	INDOTH_ELC - Otros usos industriales asociados a electricidad
DEMINDELCREF	Refrigeración	Electricidad	INDREF - Refrigeración industrial
DEMINDNGSBOI	Calderas	Gas natural	INDIHT - Calor indirecto industrial

Código de tecnología	Tecnología	Energético de entrada	Uso final
DEMINDNGSFUR	Hornos	Gas natural	INDDHT - Calor directo industrial
DEMINDNGSFURCS	Hornos con CCS	Gas natural	INDDHT - Calor directo industrial
DEMINDLPGBOI	Calderas	GLP	INDIHT - Calor indirecto industrial
DEMINDLPGFUR	Hornos	GLP	INDDHT - Calor directo industrial
DEMINDHDGBOI	Calderas	Hidrógeno	INDIHT - Calor indirecto industrial
DEMINDWASBOI	Calderas	Residuos sólidos municipales	INDIHT - Calor indirecto industrial
DEMINDWASFUR	Hornos	Residuos sólidos municipales	INDDHT - Calor directo industrial
DEMINDAUTFUR	Demanda autónoma de calor directo	Sin energético explícito	INDDHT - Calor directo industrial
DEMINDAUTBOI	Demanda autónoma de calor indirecto	Sin energético explícito	INDIHT - Calor indirecto industrial

Fuente: Elaboración propia

A partir de esta representación tecnológica, la modelación del sector industrial se definió mediante restricciones sobre la actividad de tecnologías de uso final y sobre la demanda acumulada de calor industrial. Las principales modificaciones se concentran en:

- a. Sustitución gradual o acelerada del carbón en calderas y hornos

- b. Incorporación de eficiencia energética mediante buenas prácticas de operación y sistemas de gestión energética
- c. Electrificación parcial del calor directo
- d. Habilitación de hidrógeno verde en procesos industriales de alta temperatura.

En términos de parametrización, las estrategias se implementaron principalmente con los siguientes parámetros:

- TotalTechnologyAnnualActivityUpperLimit:
- TotalTechnologyAnnualActivityLowerLimit:
- AccumulatedAnnualDemand:
- TotalAnnualMaxCapacityInvestment:

En el escenario Políticas Declaradas (PD), el sector industrial conserva una trayectoria tendencial, incorporando los biopotenciales técnicos para restringir el uso de residuos (DEMINDWAS), bagazo (DEMINDBAG) y biogás (DEMINDBGS). No se incorporan restricciones adicionales de sustitución para calor directo e indirecto, ni medidas explícitas de eficiencia energética más allá de las proyecciones de demanda y de las tecnologías de uso final disponibles en el modelo. En este caso, la composición tecnológica resulta principalmente de la optimización del sistema bajo las condiciones base.

Por su parte, en el escenario de Políticas Anunciadas (PA), la industria incorpora una reducción gradual del carbón en calderas y hornos industriales, pero sin eliminarlo por completo al final del horizonte. Esta medida se implementa mediante límites máximos de actividad para las tecnologías DEMINDCOABOI y DEMINDCOAFUR. Además, se incluyen mejoras de eficiencia energética asociadas a buenas prácticas de operación y sistemas de gestión energética, representadas como ajustes en la demanda acumulada de calor directo e indirecto.

Por último, en el escenario de Carbono Neutralidad (CN) el sector industrial asume una transformación más profunda. El carbón en calderas y hornos se elimina hacia 2035 mediante restricciones de actividad máxima nula, y la sustitución se coordina con alternativas como bagazo, biogás, residuos, electricidad, gas natural con captura e hidrógeno. También se fuerza una participación mínima de electricidad en calor directo desde 2035 y se incorpora hidrógeno verde para procesos de alta temperatura (siderurgia). Las medidas de eficiencia energética se mantienen como reducción de la demanda de calor industrial.

2.2.2 Modelación de escenarios

A partir de las variables de modelación descritas anteriormente, se construyó la parametrización de los escenarios Políticas Declaradas (PD), Políticas Anunciadas (PA) y Carbono Neutralidad (CN). Para cada medida se identificó la tecnología o conjunto de tecnologías afectadas, el parámetro de OSeMOSYS modificado, la estrategia metodológica empleada para representar la política dentro del modelo y la fuente normativa o técnica que respalda su implementación. La Tabla 6 sintetiza esta información, permitiendo establecer la trazabilidad entre cada medida de política pública aplicada al sector industrial y su representación matemática en OSeMOSYS, así como los supuestos utilizados para su incorporación en SAND.

Tabla 6. Parametrización de escenarios para el sector industrial.

Medida	Código Tecnologías	Parámetros modificados	Estrategia - Metodología	Fuente de referencia
Políticas Declaradas				
Potenciales tecnicos	MINBAG MINWAS MINWAS_OR MINWOO	TotalTechnologyAnnualActivityUpperLimit	Metodología de estimación de potencial teórico y técnico para rutas de bioenergéticos	UPME y Corpoema (2025). Plan Nacional de Bioenergía.
Políticas Anunciadas				
Potenciales tecnicos	MINBAG MINWAS MINWAS_OR MINWOO	TotalTechnologyAnnualActivityUpperLimit	Metodología de estimación de potencial teórico y técnico para rutas de bioenergéticos	UPME y Corpoema (2025). Plan Nacional de Bioenergía.

Medida	Código Tecnologías	Parámetros modificados	Estrategia - Metodología	Fuente de referencia
Sustitución gradual de carbón	DEMINDCOABOI_LOW	TotalTechnologyAnnualActivityUpperLimit	Limitación de actividad máxima de consumo de hornos y calderas	Hoja de Ruta TEJ (MME, 2024).
	DEMINDCOABOI_MID			
	DEMINDCOAFUR_HIG			
	DEMINDCOAFUR_LOW			
	DEMINDCOAFUR_MID			
	DEMINDCOAO TH_LOW			
Eficiencia energética	INDDHT	AccumulatedAnnual	Reducción de la demanda del escenario base en un 8%	UPME. (2025) Plan Estratégico de Eficiencia Energética y
	INDIHT	Demand		

Medida	Código Tecnologías	Parámetros modificados	Estrategia - Metodología	Fuente de referencia
				Reindustrialización
Carbono Neutralidad				
Potenciales tecnicos	MINBAG MINWAS MINWAS_OR MINWOO	TotalTechnologyAnnualActivityUpperLimit	Metodología de estimación de potencial teórico y técnico para rutas de bioenergéticos	UPME y Corpoema (2025). Plan Nacional de Bioenergía.
Sustitución completa de carbón	DEMINDCOAB_OI_HIG DEMINDCOAB_OI_LOW DEMINDCOAB_OI_MID DEMINDCOAF_UR_HIG	TotalTechnologyAnnualActivityUpperLimit;	Limitación de actividad máxima de consumo de hornos y calderas	Escenario TEJ. Hoja de Ruta TEJ (MME, 2024).

Medida	Código Tecnologías	Parámetros modificados	Estrategia - Metodología	Fuente de referencia
	DEMINDCOAFUR_LOW DEMINDCOAFUR_MID DEMINDCOAO TH_LOW			
Producción Bagazo	MINBAG	TotalTechnologyAnnual ActivityLowerLimit	Proyección de demanda final	Escenario TEJ. Hoja de Ruta TEJ (MME, 2024).
Electrificación de calor directo industrial	DEMINDELCFUR_MID	TotalTechnologyAnnual ActivityLowerLimit	El 10% de la demanda total de calor directo como actividad mínima	UPME. (2025) Plan Estratégico de Eficiencia Energética y Reindustrialización
Hidrógeno verde	DEMINDHDGFOR	AccumulatedAnnual Demand	Proyección de demanda final	Escenario TEJ. Hoja de Ruta TEJ (MME, 2024).
	INDDHT	AccumulatedAnnual	Reducción de la demanda del	UPME. (2025) Plan Estratégico de Eficiencia

Medida	Código Tecnologías	Parámetros modificados	Estrategia - Metodología	Fuente de referencia
Eficiencia energética	INDIHT	Demand	escenario base en un 8%	Energética y Reindustrialización

Fuente: Elaboración propia

2.3 Sector Residencial

La representación del sector residencial en el modelo energético del PEN se construye desde las tecnologías de demanda que convierten energéticos en servicios útiles para los hogares. La cadena se organiza alrededor de los siguientes usos finales: cocción, calentamiento de agua, iluminación, climatización, refrigeración, lavadoras, televisores y otros dispositivos. Cada uso final está asociado a un commodity de demanda específico como RESDHT para cocción, RESWHT para calentamiento de agua o RESILU para iluminación etc. que el modelo debe satisfacer a lo largo del periodo de modelación.

En los usos de cocción, las tecnologías modeladas utilizan biogás, electricidad, GLP, gas natural o leña como energéticos de entrada. Para calentamiento de agua, las tecnologías consideradas en el modelo operan con electricidad o gas natural. Los usos restantes (iluminación, climatización, refrigeración, lavadoras, televisores y otros dispositivos) se modelaron con electricidad como único energético de entrada. Estos valores de demanda están diferenciados en el modelo por subsectores: rural (RUR), urbano (URB) y ZNI.

2.3.1 Parametrización

La Tabla 7, resume la estructura de estas tecnologías dentro del modelo, mostrando la nomenclatura empleada en OSeMOSYS, el energético de entrada y el uso final asociado para el sector residencial. Esta clasificación constituye la base sobre la cual se parametrizan las tecnologías del sector residencial en SAND y se construyen los escenarios de modelación.

Tabla 7. Tecnologías modeladas en el sector residencial.

Código de tecnología	Tecnología	Energético de entrada	Uso final
DEMRESBGCKN	Estufas	Gas Natural	RESDHT
DEMRESELCKN	Estufas	Electricidad	RESDHT
DEMRESLPGCKN	Estufas	Gas Licuado de Petróleo	RESDHT
DEMRESNGSCKN	Estufas	Gas Natural	RESDHT
DEMRESWOOCKN	Estufas	Leña	RESDHT
DEMRESELCWHT	Calentadores de agua / Duchas	Electricidad	RESWHT
DEMRESNGSWHT	Calentadores de agua	Gas Natural	RESWHT
DEMRESELCAIR	Sistemas de Aire Acondicionado	Electricidad	RESCLIM
DEMRESELCFAN	Ventiladores	Electricidad	RESCLIM
DEMRESELCILU	Iluminación	Electricidad	RESILU
DEMRESELCWSH	Lavadoras	Electricidad	RESWSH
DEMRESELCTV	Televisores	Electricidad	RESTV
DEMRESELCREF	Refrigeración	Electricidad	RESREF
DEMRESELCOTH	Otros dispositivos	Electricidad	RESOTH

Para cada tecnología se tuvieron en cuenta parámetros que permitieran modelar el comportamiento de la demanda en los diferentes escenarios, tales como vida útil, eficiencias y costos, definidos en

base de datos de parámetros. Los parámetros considerados para cada tecnología fueron: CapitalCost (costo de inversión), FixedCost (costo fijo de operación) y OperationalLife (vida útil operacional).

Adicionalmente, para cada escenario se adoptaron diferentes medidas de eficiencia energética y sustitución tecnológica, fundamentadas principalmente en documentos como el Plan Nacional de Sustitución de Leña (PNSL), el Balance de Energía Util (BEU), el diagnóstico de electrodomésticos UPME-CORPOEMA (2021), la propuesta del Plan Nacional de Innovación y Tecnología en eficiencia energética para climatización y refrigeración, y el PAI-PROURE.

Las medidas de política implementadas en cada escenario se traducen al modelo principalmente a través de los siguientes parámetros, cuya definición se presenta en la sección metodológica general del documento:

- ResidualCapacity
- TotalAnnualMaxCapacityInvestment
- TotalTechnologyAnnualActivityUpperLimit

2.3.2 Modelación de escenarios

A partir de las variables de modelación descritas anteriormente, se construyó la parametrización de los escenarios Políticas Declaradas (PD), Políticas Anunciadas (PA) y Carbono Neutralidad (CN). Para cada medida se identificó la tecnología o conjunto de tecnologías afectadas, el parámetro de OSeMOSYS modificado, la medida de eficiencia energética empleada para representar la política dentro del modelo y la fuente normativa o técnica que respalda su implementación. La Tabla 8 y la Tabla 9 sintetizan esta información, permitiendo establecer la trazabilidad entre cada medida de eficiencia energética/política pública aplicada al sector residencial y su representación matemática en OSeMOSYS, así como los supuestos utilizados para su incorporación en SAND.

Tabla 8. Parametrización de escenarios por medida de eficiencia energética para el sector residencial.

Medida	PD	PA	CN
Iluminación			
Salida de incandescentes	Desde 2025	Desde 2025	Desde 2025
Salida de LFC	Desde 2030	Desde 2027	Desde 2027

Medida	PD	PA	CN
Ventas permitidas	LED media desde 2025; alta desde 2047	LED media y alta desde 2025; solo alta hacia 2054	LED media y alta desde 2025; predominancia de alta eficiencia
Climatización			
Restricción equipos portátiles	Sin nuevas compras	Sin nuevas compras	Sin nuevas compras desde 2025
Salida equipos baja eficiencia (pared/split)	Pared: 2050 / Split: 2039	Pared y split: 2033–2034	Antes de 2050
Salida equipos media eficiencia	No aplica	Desde 2038	Incluida en restricciones
Ventiladores	39,55% de demanda de climatización	39,55% de demanda de climatización	39,55% de demanda de climatización
Refrigeración			
Salida equipos baja eficiencia	Rural: 2044 / Urbano: 2046	Rural: 2044 / Urbano: 2046	Rural: 2044 / Urbano: 2046
Salida equipos media eficiencia	Rural: 2042 / Urbano: 2044	Rural: 2042 / Urbano: 2044	Rural: 2042 / Urbano: 2044
Restricción compras baja/media eficiencia	No aplica	Desde 2025	Desde 2025
Televisores			
Salida tecnología CRT y baja eficiencia	Desde 2029	Desde 2029	Desde 2029
Ventas tecnología alta eficiencia	Progresiva	Activa — se favorece alta eficiencia	Activa — se favorece alta eficiencia

Medida	PD	PA	CN
Cocción			
Trayectoria PNSL (rural)	Tendencia actual	Tendencia media	Referencia (más ambiciosa)
Leña urbana	Residual ~0,5% (usos culturales)	Residual ~0,5% (usos culturales)	Residual ~0,05% (usos culturales)
Electrificación de cocción urbana	No aplica	Estratos 4, 5 y 6 (PAI-PROURE)	Intensiva — todos los estratos
Biogás en cocción rural	No aplica	Crecimiento progresivo hasta alcanzar un mínimo de 10% en 2055	Crecimiento progresivo hasta alcanzar un mínimo de 10% en 2055
Calentamiento de agua			
Límite de crecimiento gas natural	Máx. 5% de demanda 2024	Máx. 5% de demanda 2024	Máx. 5% de demanda 2024
Eficiencia priorizada	Media	Media	Alta — transición hacia eléctrico

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 9. Parametrización de escenarios por política pública para el sector residencial.

Medida	Código Tecnologías	Parámetros modificados	Estrategia - Metodología	Fuente de referencia
Políticas Declaradas				
Iluminación: Sustitución de bombillas incandescentes y	DEMRESELCIL U_INC_RUR DEMRESELCIL U_INC_URB	ResidualCapacity	Residual capacity de tecnologías INC son cero después de	PAI-PROURE

Medida	Código Tecnologías	Parámetros modificados	Estrategia - Metodología	Fuente de referencia
fluorescentes por bombillas LED y LFC en hogares urbanos y rurales	DEMRESELCIL U_LFC_RUR DEMRESELCIL U_LFC_URB DEMRESELCIL U_LOW_RUR DEMRESELCIL U_LOW_URB	TotalTechnologyAnnualActivityLowerLimit	2025. De tecnologías LFC a partir de 2030 son prácticamente cero	
Iluminación: Ventas de tecnologías eficientes (LED)	DEMRESELCIL U_INC_RUR DEMRESELCIL U_INC_URB DEMRESELCIL U_LFC_RUR DEMRESELCIL U_LFC_URB DEMRESELCIL U_LOW_RUR DEMRESELCIL U_LOW_URB	TotalAnnualMaxCapacityInvestment	Solo se permiten ventas de led de media a partir de 2025, se permiten ventas de alta a partir de 2047 contando con mayor participación que media	BEU, UPME - CORPOEMA (2021) Diagnóstico del estado de los electrodomésticos de producción nacional con mejores eficiencias y propuesta de estrategias para su promoción Contrato UPME C-055-202 PAI-PROURE

Medida	Código Tecnologías	Parámetros modificados	Estrategia - Metodología	Fuente de referencia
Climatización: Nuevas compras de tecnología media y alta eficiencia	DEMRESELCAIR_POR_LOW_RUR DEMRESELCAIR_POR_LOW_URB	TotalAnnualMaxCapacityInvestment	No se permiten compras de tecnologías portátiles	BEU, UPME - CORPOEMA (2021) Diagnóstico del estado de los electrodomésticos de producción nacional con mejores eficiencias y propuesta de estrategias para su promoción Contrato UPME C-055-2021
Climatización: Sustitución total de tecnología con eficiencia baja	DEMRESELCAIR_PAR_LOW_RUR DEMRESELCAIR_PAR_LOW_URB DEMRESELCAIR_SPL_LOW_RUR	ResidualCapacity TotalTechnologyAnnualActivityLowerLimit	Residual capacity de tecnologías de pared de baja es cero a partir de 2050, y de baja de split a partir de 2039	BEU, UPME - CORPOEMA (2021) Diagnóstico del estado de los electrodomésticos de producción nacional con mejores eficiencias y propuesta de estrategias para su promoción

Medida	Código Tecnologías	Parámetros modificados	Estrategia - Metodología	Fuente de referencia
	DEMRESELCAI R_SPL_LOW_URB			Contrato UPME C-055-2021
Climatización: Participación de ventiladores en la demanda de climatización.	DEMRESELCF AN_HIG_RUR DEMRESELCF AN_HIG_URB	ResidualCapacity TotalTechnologyAnnualActivityLowerLimit	39.55% de la demanda de climatización	Propuesta de un Plan Nacional de Innovación y Tecnología en eficiencia energética para la climatización y refrigeración en Colombia.
Refrigeración: Sustitución de neveras con vidas útiles mayores a 10 años, por neveras con etiquetado A	DEMRESELCR EF_LOW_RUR DEMRESELCR EF_LOW_URB DEMRESELCR EF_MID_RUR DEMRESELCR EF_MID_URB	ResidualCapacity TotalTechnologyAnnualActivityLowerLimit	Residual capacity es cero a partir de 2044 en RUR en tecnología de baja a partir de 2042 en tecnología de media Residual capacity es cero a partir de 2046 en urb, a partir de 2044	BEU, UPME - CORPOEMA (2021) Diagnóstico del estado de los electrodomésticos de producción nacional con mejores eficiencias y propuesta de estrategias para su promoción

Medida	Código Tecnologías	Parámetros modificados	Estrategia - Metodología	Fuente de referencia
			en tecnología de media	Contrato UPME C-055-2021 PAI-PRORE Análisis PEN 2022
TV: Restricciones a compras de televisores CRT	DEMRESELCT V_CRT_RUR DEMRESELCT V_CRT_URB DEMRESELCT V_HIG_RUR DEMRESELCT V_HIG_URB DEMRESELCT V_LOW_RUR DEMRESELCT V_LOW_URB DEMRESELCT V_MID_RUR DEMRESELCT V_MID_URB	TotalAnnualMaxCapacityInvestment	No se permiten compras de tecnologías CRT, se favorece de manera progresiva la compra de tecnología de eficiencia alta	BEU, UPME - CORPOEMA (2021) Diagnóstico del estado de los electrodomésticos de producción nacional con mejores eficiencias y propuesta de estrategias para su promoción Contrato UPME C-055-2021
TV: Sustitución tecnológica de	DEMRESELCT V_CRT_RUR	ResidualCapacity	A partir de 2029 residual	BEU, UPME - CORPOEMA (2021)

Medida	Código Tecnologías	Parámetros modificados	Estrategia - Metodología	Fuente de referencia
equipos con baja eficiencia	DEMRESELCT V_CRT_URB DEMRESELCT V_LOW_RUR DEMRESELCT V_LOW_URB		capacity tiende a cero de estas tecnologías	Diagnóstico del estado de los electrodomésticos de producción nacional con mejores eficiencias y propuesta de estrategias para su promoción Contrato UPME C-055-2021
Cocción: Uso de leña en sector rural	DEMRESWOO CKN_HIG_RUR DEMRESWOO CKN_LOW_RUR	ResidualCapacity	Trayectoria actual del PNSL de uso de leña en los hogares rurales, se favorece leña de alta eficiencia de manera progresiva	Plan Nacional de Sustitución de Leña
Políticas Anunciadas				
Iluminación: Sustitución de bombillas incandescente	DEMRESELCIL U_INC_RUR	ResidualCapacity	Residual capacity de tecnologías INC son cero	PAI-PROURE

Medida	Código Tecnologías	Parámetros modificados	Estrategia - Metodología	Fuente de referencia
s y fluorescentes por bombillas LED y LFC en hogares urbanos y rurales	DEMRESELCIL U_INC_URB DEMRESELCIL U_LFC_RUR DEMRESELCIL U_LFC_URB DEMRESELCIL U_LOW_RUR DEMRESELCIL U_LOW_URB	TotalTechnologyAnnualActivityLowerLimit	después de 2025. De tecnologías LFC a partir de 2027 son prácticamente cero	
Iluminación: Ventas de tecnologías eficientes (LED)	DEMRESELCIL U_INC_RUR DEMRESELCIL U_INC_URB DEMRESELCIL U_LFC_RUR DEMRESELCIL U_LFC_URB DEMRESELCIL U_LOW_RUR DEMRESELCIL U_LOW_URB	TotalAnnualMaxCapacityInvestment	Solo se permiten ventas de led de media y alta a partir de 2025, de forma lineal se va permitiendo una mayor participación en las ventas de alta con respecto a media, para que a 2055 la participación de media en las ventas sea 0	PAI-PROURE

Medida	Código Tecnologías	Parámetros modificados	Estrategia - Metodología	Fuente de referencia
Climatización: Nuevas compras de tecnología media y alta eficiencia	DEMRESELCAI R_PAR_HIG_RUR	TotalAnnualMaxCapacityInvestment	No se permiten compras de tecnologías de portátil, no se permiten compras de tecnologías pared y split de baja a partir de 2035 de media a partir de 2040	BEU, UPME - CORPOEMA (2021) Diagnóstico del estado de los electrodomésticos de producción nacional con mejores eficiencias y propuesta de estrategias para su promoción Contrato UPME C-055-2021 Inflexión PEN 2022
	DEMRESELCAI R_PAR_LOW_RUR			
	DEMRESELCAI R_PAR_LOW_URB			
	DEMRESELCAI R_PAR_MID_RUR			
	DEMRESELCAI R_PAR_MID_URB			
	DEMRESELCAI R_SPL_LOW_RUR			
	DEMRESELCAI R_SPL_LOW_URB			
	DEMRESELCAI R_SPL_MID_RUR			

Medida	Código Tecnologías	Parámetros modificados	Estrategia - Metodología	Fuente de referencia
	DEMRESELCAI R_SPL_MID_URB			
Climatización: Sustitución total de tecnología con eficiencia baja	DEMRESELCAI R_PAR_LOW_RUR DEMRESELCAI R_PAR_LOW_URB DEMRESELCAI R_SPL_LOW_RUR DEMRESELCAI R_SPL_LOW_URB	ResidualCapacity TotalTechnologyAnnualActivityLowerLimit	Residual capacity de tecnologías de pared y split de baja es cero a partir de 2033~2034, de media eficiencia partir de 2038	BEU, UPME - CORPOEMA (2021) Diagnóstico del estado de los electrodomésticos de producción nacional con mejores eficiencias y propuesta de estrategias para su promoción Contrato UPME C-055-2021 Inflexión PEN 2022
Climatización: Participación de ventiladores en la demanda de climatización.	DEMRESELCF AN_HIG_RUR DEMRESELCF AN_HIG_URB	ResidualCapacity TotalTechnologyAnnualActivityLowerLimit	39.55% de la demanda de climatización	Propuesta de un Plan Nacional de Innovación y Tecnología en eficiencia energética para la climatización y refrigeración en Colombia.

Medida	Código Tecnologías	Parámetros modificados	Estrategia - Metodología	Fuente de referencia
Refrigeración: Sustitución de neveras con vidas útiles mayores a 10 años, por neveras con etiquetado A	DEMRESEL EF_LOW_RUR DEMRESEL EF_LOW_URB DEMRESEL EF_MID_RUR DEMRESEL EF_MID_URB	ResidualCapacity TotalTechnologyAnnualActivityLowerLimit	Residual capacity es cero a partir de 2044 en RUR en tecnología de baja, y a partir de 2042 en tecnología de media Residual capacity es cero a partir de 2046 en urb, y a partir de 2044 en tecnología de media	BEU, UPME - CORPOEMA (2021) Diagnóstico del estado de los electrodomésticos de producción nacional con mejores eficiencias y propuesta de estrategias para su promoción Contrato UPME C-055-2021 PAI-PRORE Análisis PEN 2022
Refrigeración: Restricciones a compras de equipos de baja eficiencias	DEMRESEL EF_LOW_RUR DEMRESEL EF_LOW_URB DEMRESEL EF_MID_RUR	TotalAnnualMaxCapacityInvestment	Se restringe la compra de tecnologías de baja y media eficiencia a partir de 2025	Inflexión PEN 2022

Medida	Código Tecnologías	Parámetros modificados	Estrategia - Metodología	Fuente de referencia
	DEMRESELCR EF_MID_URB			
TV: Restricciones a compras de televisores CRT y baja eficiencia	DEMRESELCT V_CRT_RUR DEMRESELCT V_CRT_URB DEMRESELCT V_HIG_RUR DEMRESELCT V_HIG_URB DEMRESELCT V_LOW_RUR DEMRESELCT V_LOW_URB DEMRESELCT V_MID_RUR DEMRESELCT V_MID_URB	TotalAnnualMaxCapacityInvestment	No se permiten compras de tecnologías CRT, se favorece de manera progresiva la compra de tecnología de eficiencia alta	BEU, UPME - CORPOEMA (2021) Diagnóstico del estado de los electrodomésticos de producción nacional con mejores eficiencias y propuesta de estrategias para su promoción Contrato UPME C-055-2021 Inflexión PEN 2022
TV: Sustitución tecnológica de equipos con baja eficiencia	DEMRESELCT V_CRT_RUR DEMRESELCT V_CRT_URB DEMRESELCT V_LOW_RUR	ResidualCapacity	A partir de 2029 la residual capacity tiende a cero para estas tecnologías	BEU, UPME - CORPOEMA (2021) Diagnóstico del estado de los electrodomésticos de producción

Medida	Código Tecnologías	Parámetros modificados	Estrategia - Metodología	Fuente de referencia
	DEMRESELCT V_LOW_URB			nacional con mejores eficiencias y propuesta de estrategias para su promoción Contrato UPME C-055-2021
Cocción: Uso de leña en sector rural	DEMRESWOOCKN_HIG_RUR DEMRESWOOCKN_LOW_RUR	ResidualCapacity	Trayectoria tendencia media del PNSL de uso de leña en los hogares rurales, se favorece leña de alta eficiencia de manera progresiva	Plan Nacional de Sustitución de Leña
Cocción: Crecimiento de Gas Natural en hogares urbanos	DEMRESELCCKN_HIG_URB DEMRESELCCKN_HIG_URB	TotalAnnualMaxCapacityInvestment	Nuevas compras de tecnologías de gas natural en estratos 1 a 3 y 50% del estrato 4 URB	PAI-PROURE

Medida	Código Tecnologías	Parámetros modificados	Estrategia - Metodología	Fuente de referencia
Cocción: Crecimiento de GLP en hogares urbanos	DEMRESNGSC KN_HIG_URB DEMRESELCC KN_LOW_URB DEMRESELCC KN_MID_URB		Nuevas compras de tecnologías de eléctricas en 50% del estrato 4 URB	PAI-PROURE
Cocción: Crecimiento de electricidad en hogares urbanos	DEMRESNGSC KN_HIG_URB DEMRESELCC KN_MID_RUR DEMRESWOO CKN_HIG_RUR DEMRESWOO CKN_HIG_URB DEMRESWOO CKN_MID_URB DEMRESNGSC KNMID_URB DEMRESELCC KN_LOW_URB DEMRESLPGC KN_MID_URB		Nuevas compras de tecnologías de inducción en estratos 5 a 6 y 50% 4 URB	PAI-PROURE
Cocción: Participación	DEMRESBGSC KN_MID_RUR		Aumento progresivo	

Medida	Código Tecnologías	Parámetros modificados	Estrategia - Metodología	Fuente de referencia
de la bioenergía en hogares rurales			hasta llegar al 10% de la demanda en 2055	
Carbono Neutralidad				
Iluminación: Sustitución de bombillas incandescentes y fluorescentes por bombillas LED y LFC en hogares urbanos y rurales	DEMRESELCIL U_INC_RUR DEMRESELCIL U_INC_URB DEMRESELCIL U_LFC_RUR DEMRESELCIL U_LFC_URB DEMRESELCIL U_LOW_RUR DEMRESELCIL U_LOW_URB	ResidualCapacity TotalTechnologyAnnualActivityLowerLimit	Residual capacity de tecnologías INC son cero después de 2025. De tecnologías LFC a partir de 2027 son prácticamente cero	PAI-PROURE
Iluminación: Ventas de tecnologías eficientes (LED)	DEMRESELCIL U_INC_RUR DEMRESELCIL U_INC_URB DEMRESELCIL U_LFC_RUR	TotalAnnualMaxCapacityInvestment	Solo se permiten ventas de led de media y alta a partir de 2025, de forma lineal se va permitiendo	PAI-PROURE

Medida	Código Tecnologías	Parámetros modificados	Estrategia - Metodología	Fuente de referencia
	DEMRESELCIL U_LFC_URB DEMRESELCIL U_LOW_RUR DEMRESELCIL U_LOW_URB		una mayor participación en las ventas de alta con respecto a media, para que a 2055 la participación de media en las ventas sea 0	
Climatización: Nuevas compras de tecnología media y alta eficiencia	DEMRESELCAI R_PAR_HIG_RUR DEMRESELCAI R_PAR_LOW_RUR DEMRESELCAI R_PAR_LOW_URB DEMRESELCAI R_PAR_MID_RUR DEMRESELCAI R_PAR_MID_URB	TotalAnnualMaxCapacityInvestment	No se permiten compras de tecnologías portátiles a partir de 2025 para tecnología de baja, y a partir de 2030 para media y alta	BEU, UPME - CORPOEMA (2021) Diagnóstico del estado de los electrodomésticos de producción nacional con mejores eficiencias y propuesta de estrategias para su promoción Contrato UPME C-055-2021

Medida	Código Tecnologías	Parámetros modificados	Estrategia - Metodología	Fuente de referencia
	DEMRESELCAI R_SPL_LOW_ RUR DEMRESELCAI R_SPL_LOW_ URB DEMRESELCAI R_SPL_MID_R UR DEMRESELCAI R_SPL_MID_U RB			
Climatización: Participación de ventiladores en la demanda de climatización.	DEMRESELCF AN_HIG_RUR DEMRESELCF AN_HIG_URB	ResidualCapacity TotalTechnologyAnnualActivityLowerLimit	39.55% de la demanda de climatización	Propuesta de un Plan Nacional de Innovación y Tecnología en eficiencia energética para la climatización y refrigeración en Colombia.
Refrigeración: Sustitución de neveras con vidas útiles mayores a 10 años, por	DEMRESELCR EF_LOW_RUR DEMRESELCR EF_LOW_URB	ResidualCapacity TotalTechnologyAnnualActivityLowerLimit	Residual capacity es cero a partir de 2044 en RUR en tecnología de baja y a	BEU, UPME - CORPOEMA (2021) Diagnóstico del estado de los electrodomésticos

Medida	Código Tecnologías	Parámetros modificados	Estrategia - Metodología	Fuente de referencia
neveras con etiquetado A	DEMRESELCR EF_MID_RUR DEMRESELCR EF_MID_URB		partir de 2042 en tecnología de media Residual capacity es cero a partir de 2046 en urb , y a partir de 2044 en tecnología de media	os de producción nacional con mejores eficiencias y propuesta de estrategias para su promoción Contrato UPME C-055-2021 PAI-PRORE Análisis PEN 2022
Refrigeración: Restricciones a compras de equipos de baja eficiencias	DEMRESELCR EF_LOW_RUR DEMRESELCR EF_LOW_URB DEMRESELCR EF_MID_RUR DEMRESELCR EF_MID_URB	TotalAnnualMaxCapacityInvestment	Se restringe la compra de tecnologías de baja y media eficiencia a partir de 2025	Inflexión PEN 2022
TV: Restricciones a compras de	DEMRESELCT V_CRT_RUR	TotalAnnualMaxCapacityInvestment	No se permiten compras de tecnologías	BEU, UPME - CORPOEMA (2021)

Medida	Código Tecnologías	Parámetros modificados	Estrategia - Metodología	Fuente de referencia
televisores CRT y baja eficiencia	DEMRESELCT V_CRT_URB DEMRESELCT V_HIG_RUR DEMRESELCT V_HIG_URB DEMRESELCT V_LOW_RUR DEMRESELCT V_LOW_URB DEMRESELCT V_MID_RUR DEMRESELCT V_MID_URB		CRT, se favorece de manera progresiva la compra de tecnología de eficiencia alta	Diagnóstico del estado de los electrodomésticos de producción nacional con mejores eficiencias y propuesta de estrategias para su promoción Contrato UPME C-055-2021 Inflexión PEN 2022
TV: Sustitución tecnológica de equipos con baja eficiencia	DEMRESELCT V_CRT_RUR DEMRESELCT V_CRT_URB DEMRESELCT V_LOW_RUR DEMRESELCT V_LOW_URB	ResidualCapacity	A partir de 2029 la residual capacity tiende a cero de estas tecnologías	BEU, UPME - CORPOEMA (2021) Diagnóstico del estado de los electrodomésticos de producción nacional con mejores eficiencias y

Medida	Código Tecnologías	Parámetros modificados	Estrategia - Metodología	Fuente de referencia
				propuesta de estrategias para su promoción Contrato UPME C-055-2021
Cocción: Uso de leña en sector rural	DEMRESWOO CKN_HIG_RUR DEMRESWOO CKN_LOW_RUR	ResidualCapacity	Trayectoria de referencia del PNSL de uso de leña en los hogares rurales, se favorece leña de alta eficiencia de manera progresiva	Plan Nacional de Sustitución de Leña
Cocción: Participación de la bioenergía en hogares rurales	DEMRESBGSC KN_MID_RUR	ResidualCapacity	Aumento progresivo hasta llegar al 10% de la demanda en 2055	

Fuente: Elaboración propia.

La principal diferencia entre el escenario PD y los escenarios PA y CN se concentra en tres usos finales: iluminación, cocción y calentamiento de agua. En iluminación, PA adelanta tres años la salida de las tecnologías LFC (de 2030 a 2027) y acelera la transición hacia LED de alta eficiencia, mientras que CN prioriza la alta eficiencia desde el inicio del periodo con mayor velocidad que PA.

En cocción, la diferencia fundamental entre escenarios es la trayectoria del PNSL adoptada para zonas rurales y el grado de electrificación en zonas urbanas y el crecimiento del gas natural. PD adopta la

trayectoria de tendencia actual, PA la de tendencia media, y CN la trayectoria de referencia, la más ambiciosa del plan, limitando el uso de leña únicamente a necesidades culturales. En zonas urbanas, PD no contempla restricciones a la incorporación de nuevas tecnologías de cocción, PA implementa las metas del PAI-PROURE para electrificación en estratos 4, 5 y 6, y CN promueve la electrificación de manera intensiva en todos los estratos.

En calentamiento de agua, PD y PA priorizan tecnologías de media eficiencia con un límite de crecimiento del gas natural del 5% de la demanda de 2024, mientras que CN prioriza tecnologías de alta eficiencia con una transición progresiva hacia soluciones eléctricas bajo el mismo límite de gas natural. En climatización, la diferencia entre PD y PA radica en el plazo de salida de tecnologías de media eficiencia: PA incluye su retiro a partir de 2038, mientras que PD no contempla esta restricción. CN introduce restricciones desde 2025 con una salida acelerada de todos los equipos ineficientes antes de 2050.

2.4 Sector Terciario

La modelación de la demanda de energía del sector terciario (comercial y público) en el modelo energético del PEN abarca el análisis desagregado de seis usos finales de la energía: refrigeración (TERREF), aire acondicionado (TERAIR), iluminación (TERILU), fuerza motriz (TERMPWR), calor directo (TERDHT) e indirecto (TERHIT). Cada uno de estos usos es atendido por un portafolio de tecnologías categorizadas según sus niveles de eficiencia y el energético de alimentación, tales como sistemas de alta eficiencia (HIG), eficiencia media (MID) y eficiencia baja (LOW).

A partir de esta representación tecnológica, las estrategias de modelación del sector terciario se definieron de manera diferenciada por escenario, considerando tanto la viabilidad técnica de la sustitución de combustibles como el potencial de ahorro derivado de la eficiencia energética, a través de transición tecnológica de equipos y aplicación de buenas prácticas operacionales.

La simulación de este sector requirió un proceso iterativo de balance, debido a que el optimizador tiende a seleccionar de forma natural tecnologías convencionales de menor costo de inversión inicial como las tecnologías de baja eficiencia y basadas en combustibles fósiles, a menos que existan restricciones explícitas de actividad, penalidades por emisiones o límites a la inversión que fuercen la migración hacia sistemas de alta eficiencia (HIG) o esquemas avanzados de electrificación.

2.4.1 Parametrización

La Tabla 10, resume la estructura de estas tecnologías dentro del modelo, mostrando la nomenclatura empleada en OSeMOSYS, el energético de entrada y el uso final asociado para el sector terciario. Esta clasificación constituye la base sobre la cual se parametrizan las tecnologías del sector terciario en SAND y se construyen los escenarios de modelación.

Tabla 10. Tecnologías modeladas en el sector terciario.

Tecnología	Descripción de tecnología	Segmento/Uso	Uso final
DEMTRELCREF	Sistemas de Refrigeración (Centralizados / Autocontenidos)	ELC: Electricidad	TERREF
DEMTRELCAIR	Aire Acondicionado (Sistemas Split / Centrales)	ELC: Electricidad	TERAIR
DEMTRELCILU	Sistemas de Iluminación (Tradicional / LED)	ELC: Electricidad	TERILU
DEMTRELCMPW	Equipos de Fuerza Motriz / Motores	ELC: Electricidad	TERMPWR
DEMTRELCCKN	Cocción Eléctrica (Convencional / Inducción)	ELC: Electricidad	TERDHT
DEMTRENGSCKN	Cocción / Calor Directo a Gas Natural	NGS: Gas Natural	TERDHT

Tecnología	Descripción de tecnología	Segmento/Uso	Uso final
DEMTERLPGCKN	Cocción / Calor Directo a GLP	LGP: Gas Licuado del Petróleo	TERDHT
DEMTERELCACL	Sistemas de Calor Indirecto / Calderas	ELC: Electricidad	TERHIT

En términos de parametrización, las metas indicativas se implementaron utilizando principalmente los siguientes parámetros matemáticos:

- ResidualCapacity
- TotalAnnualMinCapacity
- TotalAnnualMaxCapacityInvestment
- TotalTechnologyAnnualActivityLowerLimit
- TotalTechnologyAnnualActivityUpperLimit

2.4.2 Modelación de escenarios

A partir de las variables de modelación descritas anteriormente, se construyó la parametrización de los escenarios Políticas Declaradas (PD), Políticas Anunciadas (PA) y Carbono Neutralidad (CN). Para cada medida se identificó la tecnología o conjunto de tecnologías afectadas, el parámetro de OSeMOSYS modificado, la estrategia metodológica empleada para representar la política dentro del modelo y la fuente normativa o técnica que respalda su implementación. La Tabla 11 sintetiza esta información, permitiendo establecer la trazabilidad entre cada medida de política pública aplicada al sector terciario y su representación matemática en OSeMOSYS, así como los supuestos utilizados para su incorporación en SAND.

Tabla 11. Parametrización de escenarios para el sector terciario.

Medida / Meta	Código Tecnologías	Parámetros Modificados	Estrategia Metodología
Políticas Declaradas			
Calor directo: Considerar la dificultad de electrificación total en servicios y zonas especiales.	DEMTERELCKN_HIG	TotalAnnualMaxCapacityInvestment	Continuación del GLP y GN: En el sector terciario, ciertos negocios (como alojamientos y restaurantes) dependen de procesos de alta temperatura o ubicaciones remotas sin red eléctrica fiable, lo que hace al GLP y GN indispensables. Se parametriza un piso operativo mínimo para evitar retiros prematuros.
	DEMTERLPGCKN_HIG	TotalTechnologyAnnualActivityUpperLimit	
	DEMTERNGSCKN_HIG	TotalTechnologyAnnualActivityLowerLimit	
	DEMTERNGSCKN_LOW	TotalAnnualMaxCapacity ResidualCapacity	
Políticas Anunciadas			

Medida / Meta	Código Tecnologías	Parámetros Modificados	Estrategia - Metodología
Refrigeración: Mayor ambición en la sustitución de neveras con vidas útiles mayores a 10 años, por unidades con etiquetado A.	DEMTERELCREF_AUC_HIG DEMTERELCREF_AUC_LOW DEMTERELCREF_AUC_MID DEMTERELCREF_CEN_LOW	TotalAnnualMaxCapacityInvestment ResidualCapacity TotalAnnualMaxCapacity TotalTechnologyAnnualActivityLowerLimit	Transición tecnológica de equipo: Se bloquea la inversión en tecnologías de eficiencia baja (LOW).
Aire Acondicionado: Sustitución gradual de equipos de aire acondicionado por tecnologías eficientes (Categoría A).	DEMTERELCAIR_CEN_HIG DEMTERELCAIR_CEN_LOW DEMTERELCAIR_SPLIT_HIG DEMTERELCAIR_SPLIT_LOW	TotalAnnualMaxCapacityInvestment ResidualCapacity TotalAnnualMaxCapacity TotalTechnologyAnnualActivityLowerLimit TotalTechnologyAnnualActivityUpperLimit	Eficiencia en Climatización: Se modela una penetración acelerada de sistemas split y centrales eficientes (HIG), limitando a través de TotalTechnologyAnnualActivityUpperLimit el uso de tecnologías ineficientes
Iluminación: Modernización acelerada de sistemas de iluminación	DEMTERELCILU_HIG DEMTERELCILU_LOW	TotalAnnualMaxCapacityInvestment ResidualCapacity	Migración LED: Mandato de inversión mínima obligatoria que fuerza la salida total de

Medida / Meta	Código Tecnologías	Parámetros Modificados	Estrategia - Metodología
comercial hacia tecnología LED.		TotalTechnologyAnnualActivityLowerLimit	tecnologías obsoletas para el año 2030
Fuerza Motriz: Adopción de motores eléctricos industriales de alta eficiencia (HIG).	DEMTRELCMPW_HIG DEMTRELCMPW_LOW DEMTRELCMPW_MID	TotalAnnualMaxCapacityInvestment ResidualCapacity	Fuerza Motriz Eficiente: Sustitución obligada de motores de baja y media eficiencia al cumplimiento de su vida útil técnica mediante perfiles logísticos..
Carbono Neutralidad			
Refrigeración: Mayor ambición en la sustitución de neveras con vidas útiles mayores a 10 años, por unidades con etiquetado A.	DEMTRELCREF_AUC_HIG DEMTRELCREF_AUC_LOW DEMTRELCREF_AUC_MID DEMTRELCREF_CEN_LOW	TotalAnnualMaxCapacityInvestment ResidualCapacity TotalAnnualMaxCapacity TotalTechnologyAnnualActivityLowerLimit	Transición tecnológica de equipo: Se bloquea la inversión en tecnologías de eficiencia baja (LOW).

Medida / Meta	Código Tecnologías	Parámetros Modificados	Estrategia - Metodología
Aire Acondicionado: Sustitución gradual de equipos de aire acondicionado por tecnologías eficientes (Categoría A).	DEMTERELCAIR_CEN_HIG DEMTERELCAIR_CEN_LOW DEMTERELCAIR_SPL_HIG DEMTERELCAIR_SPL_LOW	TotalAnnualMaxCapacityInvestment ResidualCapacity TotalAnnualMaxCapacity TotalTechnologyAnnualActivityLowerLimit TotalTechnologyAnnualActivityUpperLimit	Eficiencia en Climatización: Se modela una penetración acelerada de sistemas split y centrales eficientes (HIG), limitando a través de TotalTechnologyAnnualActivityUpperLimit el uso de tecnologías ineficientes
Iluminación: Modernización acelerada de sistemas de iluminación comercial hacia tecnología LED.	DEMTERELCILU_HIG DEMTERELCILU_LOW	TotalAnnualMaxCapacityInvestment ResidualCapacity TotalTechnologyAnnualActivityLowerLimit	Migración LED: Mandato de inversión mínima obligatoria que fuerza la salida total de tecnologías obsoletas para el año 2030
Fuerza Motriz: Adopción de motores eléctricos industriales de	DEMTERELCMPW_HIG DEMTERELCMPW_LOW	TotalAnnualMaxCapacityInvestment ResidualCapacity	Fuerza Motriz Eficiente: Sustitución obligada de motores de baja y media eficiencia al cumplimiento de su

Medida / Meta	Código Tecnologías	Parámetros Modificados	Estrategia Metodología
alta eficiencia (HIG).	DEMTRELCMPW _MID		vida útil técnica mediante perfiles logísticos.

Fuente: Elaboración propia.

En el escenario de Políticas Declaradas (PD), la modelación se construyó bajo una trayectoria conservadora que respeta la inercia actual del mercado y la normatividad plenamente vinculante al año base, sin asumir transformaciones estructurales aceleradas antes de cumplir las vidas útiles técnicas de los activos. Las restricciones en este escenario se enfocan en mantener el uso estratégico de gases combustibles en zonas donde la electrificación total enfrenta barreras técnicas o de infraestructura.

En el caso del uso de calor directo, para las tecnologías de alta eficiencia asociadas al gas licuado de petróleo y gas natural, representadas por DEMTERLPGCKN_HIG y DEMTERNGSCKN_HIG respectivamente, el modelo restringe la salida de los combustibles fósiles tradicionales basándose en criterios de dificultad técnica para la prestación de servicios específicos. Mediante los parámetros TotalAnnualMaxCapacityInvestment y TotalTechnologyAnnualActivityLowerLimit, el optimizador es obligado a mantener una actividad mínima de gas natural y GLP en usos comerciales y de servicios para el año meta 2055, reconociendo la necesidad de mantener el gas y el GLP estables en negocios de alta temperatura constante o ubicaciones remotas sin redes eléctricas fiables.

En el escenario de Políticas Anunciadas (PA) se incrementa la ambición sectorial de descarbonización mediante la incorporación de metas indicativas del actual PAI-PROURE. Las restricciones se calibran para forzar la salida de las tecnologías ineficientes de forma gradual y promover un recambio tecnológico progresivo en la electrificación del sector terciario.

- **Iluminación:** Con año meta 2030, el parámetro TotalTechnologyAnnualActivityLowerLimit fuerza a que la actividad de las luminarias LED de alta eficiencia (DEMTRELCILU_HIG) sea mayoritaria, mientras que las tecnologías de baja eficiencia (halógenas, vapor de mercurio y fluorescentes tradicionales) van disminuyendo su demanda en función su capacidad residual, tendiendo a cero al inicio de la década de 2030.
- **Refrigeración y Climatización:** Se parametriza una mayor ambición en la sustitución de sistemas obsoletos con vidas útiles mayores a 10 años por equipos autocontenidos

(DEMTERELCREP_AUC_HIG) y centralizados de alta eficiencia (DEMTERELCAIR_CEN_HIG). El modelo activa límites mediante TotalAnnualMaxCapacity para bloquear nuevas inversiones en tecnologías de baja eficiencia.

- **Fuerza Motriz:** Para el año meta 2040, se restringen los motores de eficiencias baja y media a través de ResidualCapacity decreciente, lo cual hace que el optimizador cubra los requerimientos industriales y de servicios del sector terciario únicamente con motores de alta eficiencia (DEMTERELCMPW_HIG).
- **Calor Directo e Indirecto:** Para el año meta 2030, se considera la salida del mercado de los equipos con eficiencias bajas mediante perfiles de retiro parametrizados en ResidualCapacity. El modelo tiende de manera progresiva a la electrificación del sector mediante tecnologías eléctricas de media y alta eficiencia.

En el escenario de Carbono Neutralidad (CN), la planeación metodológica del sector terciario adopta y da continuidad estructural a las metas de eficiencia y recambio tecnológico previamente estructuradas en el escenario de Políticas Anunciadas (PA), pero intensificando los ritmos de penetración y eliminando las holguras temporales de descarbonización. Esta armonización entre ambos escenarios se ejecuta de forma directa mediante la réplica de los parámetros sobre los usos finales de iluminación, refrigeración, aire acondicionado y fuerza motriz, sin embargo, debido a la naturaleza del escenario, no se acoge completamente la consideración de la continuación en la participación de la demanda de equipos que operan basado en la demanda de combustibles fósiles, puntualmente para el caso del gas natural.

3 Arquitectura para la construcción de escenarios desde la oferta

3.1 Oferta de Electricidad

La metodología para la construcción y modelamiento del sector de Oferta de Electricidad en el Plan Energético Nacional (PEN) 2025-2055 no solo responde a las dinámicas físicas y potenciales naturales del territorio colombiano como la hidrología o los regímenes de viento y radiación, sino que se estructura formalmente a través de un proceso de optimización lineal.

Para traducir las directrices regulatorias, las metas de transición y las hojas de ruta en restricciones matemáticas, se utilizan supuestos para los escenarios de Políticas Declaradas (PD), Políticas Anunciadas (PA) y Carbono Neutralidad (CN), los cuales actúan como el puente de traducción técnica, asociando las metas sectoriales con parámetros específicos del código de modelamiento, delimitando así el espacio de soluciones óptimas de menor costo para cada escenario.

La representación y estructuración de la oferta de electricidad en el modelo de optimización lineal del PEN se soporta en un catálogo de tecnologías desagregadas que asocian los recursos energéticos primarios con sus respectivos vectores de transformación. A partir de esta arquitectura técnica, el modelo parametriza los balances de energía del Sistema Interconectado Nacional (SIN), vinculando las fuentes convencionales y alternativas con sus commodities de salida correspondientes. En la siguiente tabla se presenta la caracterización detallada de las tecnologías modeladas, sus combustibles o recursos de entrada y el uso final

3.1.1 Parametrización

La Tabla 12, resume la estructura de estas tecnologías dentro del modelo, mostrando la nomenclatura empleada en OSeMOSYS, así como el uso y descripción asociado para la oferta de electricidad. Esta clasificación constituye la base sobre la cual se parametrizan las tecnologías de oferta de electricidad en SAND y se construyen los escenarios de modelación.

Tabla 12. Tecnologías de oferta de electricidad.

Código de Tecnología	Uso / Descripción de la Tecnología
PWRCOA	Centrales Termoeléctricas Convencionales a Carbón
PWRDSL	Plantas Térmicas de Respaldo y Generación a Diésel
PWROIL	Plantas Térmicas a Combustibles Líquidos (Fuel Oil)
PWRHYDDAM	Centrales Hidroeléctricas con Embalse (Generación Firme)
PWRBGS	Centrales de Generación Eléctrica a partir de Biogás.
PWRHYDROR_NDC	Centrales Hidroeléctricas a Filo de Agua / Filo de Agua (NDC)
PWRSOLUGE	Parques Solares Fotovoltaicos Centralizados (Utility - Gran Escala)
PWRSOLUPE	Parques Solares Fotovoltaicos Pequeña Escala
PWRSOLRTP	Sistemas Solares Fotovoltaicos Residenciales y Comerciales
PWRSOLUGE_BAT	Sistemas Integrados Solar Fotovoltaica Utility + Almacenamiento de Baterías.
PWRWNDONS	Parques Eólicos Continentales (Onshore)
PWRWNDOS_FIX	Centrales Eólicas Marina Costa Afuera con Cimentación Fija (Offshore Fija)
PWRWNDOS_FLT	Centrales Eólicas Marina Costa Afuera con Estructuras Flotantes (Offshore Flotante)

Código de Tecnología	Uso / Descripción de la Tecnología
PWRGEO	Plantas de Generación Eléctrica por Geotermia (Entalpía Térmica)
PWRNUC	Centrales de Energía Nuclear de Potencia (Reactores Modulares / Base Limpia)

Fuente: Elaboración propia.

En términos de parametrización, las metas indicativas se implementaron utilizando principalmente los siguientes parámetros matemáticos:

- ResidualCapacity
- TotalAnnualMinCapacity
- TotalAnnualMaxCapacityInvestment
- TotalTechnologyAnnualActivityLowerLimit
- TotalTechnologyAnnualActivityUpperLimit

Estos parámetros permiten diferenciar entre la capacidad existente o inercial, las inversiones mínimas exigidas por mandatos de política, los techos de penetración tecnológica y las metas de actividad forzada.

3.1.2 Medidas implementadas

En el escenario de Políticas Declaradas (PD), la modelación de la oferta de electricidad se construyó como una trayectoria conservadora, en la que se reconoce la existencia de tecnologías de producción y algunos usos específicos, pero sin imponer una sustitución estructural acelerada de las fuentes convencionales de energía.

En la parametrización del escenario PD, el modelo restringe la operación y disponibilidad física de los activos térmicos indexados a la tecnología de carbón (PWRCOA), generando así el retiro selectivo de los activos más emisivos u obsoletos, en función de las directrices del Plan de Expansión de la

Generación (PIEG), en este caso se retiran de la matriz de generación de energía eléctrica una capacidad de 145 MW de la siguiente manera:

- Líquidos y Gas (2027): Retiro de Termoyopal 2 (28 MW) en gas, y las unidades Cartagena 1 (52 MW) y Cartagena 2 (60 MW) en combustibles líquidos.
- Carbón (2028): Salida definitiva del sistema de las centrales Guajira 1 (145 MW) y Guajira 2 (130 MW).

Por su lado, en el escenario de Políticas Anunciadas (PA) se mantiene la estructura tecnológica del escenario base, pero se ajusta la intensidad de algunas restricciones para reflejar una mayor adopción de tecnologías y vectores libres de emisiones. Las medidas implementadas también toman las trayectorias de capacidad de la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa y el Plan Indicativo de Expansión de la Generación -PIEG 2025. En particular, se incorporan señales de política para el aumento de la energía geotérmica, la reducción relativa del parque térmico tradicional, la inclusión de energía nuclear a través de reactores modulares pequeños (SMR), y la participación de los primeros sistemas de almacenamiento con baterías a gran escala.

En este caso la oferta eléctrica introduce tres consideraciones puntuales en la parametrización para el modelo de optimización:

- **Despliegue Eólico Marino Conservador:** Se establece una meta para la tecnología eólica costa afuera fija (PWRWINDOFS_FIX) bajo un escenario bajo extraído de la Hoja de Ruta de Energía Eólica Costa Afuera, imponiendo una meta de inversión mínima hacia el año 2050 de 1,5 GW instalados acumulados, a su vez, considera la consecución de hitos intermedios cómo alcanzar los 500 MW en el periodo 2032-2040.
- **Inclusión de la Energía Nuclear:** Se parametriza la inclusión de reactores de alta densidad energética (PWRNUC) a partir del año 2038, forzando una meta mínima de 300 MW mediante los parámetros combinados de inversión de capacidad y costos de capital (TotalAnnualMinCapacityInvestment y CapitalCost), brindando una alternativa de firmeza libre de emisiones para sustituir los combustibles fósiles líquidos y de carbón.
- **Inclusión de la Energía Geotérmica:** Se parametriza el desarrollo progresivo de la geotermia (PWRGEO) a partir del año 2040, llegando a alcanzar su máximo despliegue en el año 2050 con 1 GW de capacidad instalada, esto mediante los parámetros de inversión de capacidad (TotalAnnualMinCapacityInvestment), brindando otra alternativa de firmeza libre de emisiones.

Por último, en el escenario de Carbono Neutralidad (CN), la oferta de electricidad se modela como un vector estratégico para descarbonizar la matriz energética nacional y para habilitar la electrificación de usos finales difíciles de mitigar. Por ello, las restricciones son más amplias y abarcan oferta costera masiva, generación distribuida, almacenamiento intensivo y fuentes de base limpia. Las restricciones de este escenario se basan en las trayectorias de mayor ambición de la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa (Escenario TEJ) y en las metas globales de descarbonización profunda al año 2035 y 2050.

En este escenario las metas imponen una reconfiguración total de la oferta de electricidad, teniendo como premisa la aceleración del Cierre Carbonero (Phase-out a 2035): A diferencia de PD, la meta de Cierre o Reconversión de plantas carboeléctricas fija como año límite 2035. Para asegurar este retiro radical de la tecnología de carbón (PWRCOA), este escenario es parametrizado simultáneamente con cuatro variables críticas; `ResidualCapacity` y `TotalAnnualMaxCapacityInvestment` las cuales bloquean cualquier adición de capacidad o extensión de vida útil de plantas carboeléctricas, `TotalTechnologyAnnualActivityLowerLimit` y `TotalTechnologyAnnualActivityUpperLimit` las cuales fijan un techo y piso operativo descendente que limita el despacho térmico a carbón, forzando el retiro no solo de Guajira 1 y 2 en 2028, sino de activos de gran escala como Gecelca 3 en 2032 y Gecelca 3.2 en 2035, limitando a las plantas del interior (Paipa, Zipa, Tasajero) a una senda de salida estricta.

Por otra parte, este escenario contempla el desarrollo de la Generación Distribuida a través del parámetro `TotalAnnualMinCapacityInvestment` aplicado a la tecnología solar fotovoltaica distribuida (PWR SOLRTP), permitiendo incluir progresivamente capacidad instalada a la matriz de generación de energía eléctrica, forzando al algoritmo a incorporar activamente la generación descentralizada en los centros de consumo para aportar al crecimiento de las FNCER y democratizar la energía.

3.1.3 Modelación de escenarios

A partir de las variables de modelación descritas anteriormente, se construyó la parametrización de los escenarios Políticas Declaradas (PD), Políticas Anunciadas (PA) y Carbono Neutralidad (CN). Para cada medida se identificó la tecnología o conjunto de tecnologías afectadas, la medida considerada, el parámetro de OSeMOSYS modificado, la estrategia metodológica empleada para representar la política dentro del modelo y la fuente normativa o técnica que respalda su implementación. La Tabla 13 sintetiza esta información, permitiendo establecer la trazabilidad entre cada medida de política pública aplicada a la oferta de electricidad y su representación matemática en OSeMOSYS, así como los supuestos utilizados para su incorporación en SAND.

Tabla 13. Parametrización de escenarios para la oferta de electricidad.

Medida	Tecnología	Parámetros Modificados	Estrategia - Metodología	Fuente de Referencia
Políticas Declaradas				
Retiro programado de capacidad térmica convencional.	PWRCOA PWRGSO PWROIL	ResidualCapacity TotalAnnualMaxCapacityInvestment	Desincorporación física gradual del parque térmico inercial. Salida de Termoyopal 2, Cartagena 1 y 2 en 2027, y retiro definitivo de Guajira 1 y 2 en diciembre de 2028.	Plan Indicativo de Expansión de la Generación -PIEG 2025 (UPME).
Políticas Anunciadas				
Introducción de generación a partir de recurso geotérmico.	PWRGEO	TotalAnnualMinCapacityInvestment CapitalCost	Mandato de inversión mínima forzada para viabilizar la entrada de la geotermia en el año 2040 escalando progresivamente hasta 1,00 GW en 2055.	Hoja de Ruta Transición Energética Justa
Introducción de generación a partir de la	PWRNUC	TotalAnnualMinCapacityInvestment	Incorporación de reactores de reactores modulares	Mesas de Trabajo Asuntos Nucleares

Medida	Tecnología	Parámetros Modificados	Estrategia - Metodología	Fuente de Referencia
energía nuclear.		CapitalCost OperationalLife	pequeños (SMR, a partir del año 2038.	
Despliegue inicial y moderado de energía eólica marina.	PWRWND OFS_FIX	TotalAnnualMinCapacityInvestment	Parametrización del escenario bajo de incorporación marina, fijando una meta obligatoria de 500 MW en la ventana 2032-2040 hasta acumular 1,50 GW en 2050.	Hoja de Ruta Nacional de Energía Eólica Costa Afuera (MME / WB, 2022).
Carbono Neutralidad				
Cierre acelerado y retiro anticipado del parque carboeléctrico (Phase-out).	PWRCOA	ResidualCapacity TotalAnnualMaxCapacityInvestment TotalTechnologyAnnualActivityUpperLimit	Restricción total y estrangulamiento del despacho térmico a carbón. Fijación de techos operativos descendentes para forzar la salida total a 2035 (0 PJ de generación).	Metas de Descarbonización escenario 3 Plan Indicativo de Expansión de la Generación -PIEG 205 (UPME).

Medida	Tecnología	Parámetros Modificados	Estrategia - Metodología	Fuente de Referencia
Desarrollo de la Generación Distribuida Solar.	PWRSOL_RTP	TotalAnnualMinCapacityInvestment TotalTechnologyAnnualActivityLowerLimit	Senda de inversión mínima para alcanzar un despliegue superior a los 6 GW de capacidad instalada a 2038	Plan Indicativo de Expansión de la Generación -PIEG 205 (UPME).

Fuente: Elaboración propia.

3.2 Oferta de Minería

El Plan Energético Nacional incorpora dentro de la oferta de energéticos fósiles el subsector minero, dando continuidad a la línea de análisis de recursos fósiles y minerales de interés energético del país. Este anexo documenta la metodología empleada para representar en el modelo OSeMOSYS-UPME tanto la oferta de carbón (térmico y metalúrgico) como la demanda energética propia del sector minero, entendida como el consumo de energéticos requerido para sostener la actividad extractiva proyectada. Si bien el carbón metalúrgico es el único tipo de carbón que integra el listado de minerales estratégicos definido por la Agencia Nacional de Minería (ANM) mediante la Resolución 1006 de 2023, el PEN incorpora también el carbón térmico dado su peso económico, su participación histórica en el recaudo de regalías y sus amplios antecedentes de explotación y comercialización en el país.

La representación del sector se estructura en dos componentes complementarios y se detalla en las secciones siguientes. La oferta de carbón, que alimenta el balance energético nacional a través de las tecnologías MINCOA y EXPCOA. De otro lado, la demanda energética propia de la actividad minera, que constituye un consumo adicional de energéticos (gas natural, Diésel, electricidad y gasolina) necesario para sostener los niveles de producción proyectados. Para lo cual el PEN utilizó supuestos metodológicos que se describen a continuación

3.2.1 Parametrización

La Tabla 14, resume la estructura de estas tecnologías dentro del modelo, mostrando la nomenclatura empleada en OSeMOSYS, así como el uso y descripción asociado para la oferta de minería. Esta clasificación constituye la base sobre la cual se parametrizan las tecnologías de oferta de minería en SAND y se construyen los escenarios de modelación.

Tabla 14. Tecnologías de oferta de minería.

Código de Tecnología	Uso / Descripción de la Tecnología
MINCOA	Extracción de carbón nacional
EXPCOA	Exportación de Carbón
DEMMINIDSL	Demanda de Diésel del sector minero
DEMMINIELC	Demanda de Electricidad del sector minero
DEMMINIGSL	Demanda de Gasolina del sector minero
DEMMININGS	Demanda de Gas Natural del sector minero

Fuente: Elaboración propia.

En términos de parametrización, las metas indicativas se implementaron utilizando principalmente los siguientes parámetros matemáticos:

- AccumulatedAnnualDemand
- ResidualCapacity
- TotalAnnualMaxCapacity
- TotalTechnologyAnnualActivityLowerLimit

- TotalTechnologyAnnualActivityUpperLimit

Estos parámetros permiten parametrizar las condiciones del sector minero tanto en producción como en consumo energético, como se describe a continuación.

3.2.2 Producción de carbón térmico y metalúrgico

Las proyecciones de producción física de carbón se construyeron a partir de dos fuentes diferenciadas según el tipo de carbón, ambas provenientes del Plan Nacional de Desarrollo Minero (PNDM) 2024–2035 (UPME, 2024). Para el carbón térmico, se adoptó la proyección de Wood Mackenzie (2024), que refleja una declinación estructural asociada al cierre progresivo de operaciones y a la transición energética global hacia fuentes bajas en carbono. Por otra parte, para el carbón metalúrgico, se adoptó el escenario Business as Usual (BAU) del PNDM (UPME, 2024), que muestra una senda creciente sostenida por la demanda internacional de acero y ferroaleaciones.

En el modelo OSeMOSYS-UPME, la producción de carbón térmico se representa mediante la tecnología MINCOA, cuyo parámetro TotalTechnologyAnnualActivityUpperLimit se fija, año a año, en la trayectoria de producción de carbón térmico expresada en PJ, usando el poder calorífico aproximado de 26,622 MJ/kg. Los parámetros ResidualCapacity y TotalAnnualMaxCapacity se dejan en valores no vinculantes (99.999 y 999.999, respectivamente), de manera que la única restricción efectiva sobre la producción es la trayectoria exógena de las proyecciones utilizadas. El carbón producido por MINCOA se identifica con el commodity COA, que abastece la generación térmica a carbón (tecnologías PWRCOA y PWRCOACCS) y la distribución hacia otros usos (GRDCOADST).

Complementariamente, la tecnología EXPCOA representa el carbón destinado a exportación. Su parámetro TotalTechnologyAnnualActivityUpperLimit no sigue la senda continua de producción, sino un techo escalonado: 550 PJ/año entre 2022 y 2029, 400 PJ/año entre 2030 y 2034, y 470 PJ/año de manera constante desde 2035 hasta el final del horizonte.

El carbón metalúrgico, a diferencia del término, no cuenta con una tecnología de oferta equivalente a MINCOA dentro del modelo OSeMOSYS-UPME. Su producción proyectada se utiliza exclusivamente como insumo para la estimación de la demanda energética del sector minero, descrita más adelante, dado que el interés del PEN en este mineral se concentra en su condición de actividad consumidora de energía y no en su rol como commodity energético del balance nacional.

La producción de carbón térmico y metalúrgico corresponde a un insumo exógeno al modelo, tomado directamente de las proyecciones del PNDM y de Wood Mackenzie, y se mantiene idéntica entre los tres escenarios de política modelados en el PEN. Esta condición exógena implica que las trayectorias de producción no responden a señales de precio, penalizaciones de carbono ni restricciones de política incorporadas en la optimización del modelo, sino que constituyen un supuesto fijo sobre la evolución física de la extracción, definido a partir de la información sectorial disponible. En consecuencia, las diferencias entre los escenarios de Políticas Declaradas, Políticas Anunciadas y Carbono Neutralidad no se expresan en el nivel de producción de carbón, sino en la forma en que dicha producción se articula con la demanda energética nacional e internacional, con las tecnologías de generación térmica a carbón y con los compromisos de descarbonización del sistema energético.

3.2.3 Demanda energética del sector minero

Además de figurar como oferta de energéticos primarios, la minería es en sí misma una actividad consumidora de energía. El PEN estima el consumo energético propio del sector minero, es decir, los energéticos requeridos para extraer y procesar el carbón proyectado, que de escribio anteriormente, a través de cuatro commodities de demanda: MININGS (gas natural), MINIDSL (diésel), MINIELC (electricidad) y MINIGSL (gasolina), asociados respectivamente a las tecnologías de demanda DEMMININGS, DEMMINIDSL, DEMMINIELC y DEMMINIGSL.

La metodología de cálculo parte de la producción física de carbón (térmico y metalúrgico, en toneladas/año) y del consumo energético histórico del sector minero reportado por el Balance Energético Colombiano (BECO 2024) para cada uno de los cuatro energéticos. A partir de estos dos insumos se construyen factores de intensidad energética (PJ consumidos por tonelada de mineral producida), que se aplican posteriormente sobre la producción proyectada para obtener el consumo energético futuro del sector.

La ventana temporal utilizada para promediar estos factores de intensidad no es uniforme entre los cuatro energéticos. Para gas natural y gasolina se calculó el promedio histórico del periodo completo 2020–2024, mientras que para diésel y electricidad se utilizó el promedio del periodo 2022–2024, tres años, posterior a la pandemia, excluyendo 2020 y 2021 por corresponder a años atípicos en los que la contracción de la actividad extractiva de manera particular el consumo de estos dos energéticos frente a su relación histórica con la producción.

En el modelo de optimización del PEN OSeMOSYS-UPME, esta demanda se implementa mediante el parámetro `AccumulatedAnnualDemand` sobre los commodities MININGS, MINIDSL, MINIELC y MINIGSL, complementado con `ResidualCapacity` y `TotalTechnologyAnnualActivityLowerLimit` sobre

las tecnologías DEMMININGS, DEMMINIDSL, DEMMINIELC y DEMMINIGSL, de manera que el consumo calculado se incorpora como una restricción directa de lower bound y no como una variable optimizable por el modelo.

El consumo energético del sector minero presenta una trayectoria directamente asociada a la dinámica de producción de carbón, en particular a la declinación del carbón térmico, manteniendo una estructura de consumo relativamente estable entre energéticos a lo largo del horizonte de análisis, en los tres escenarios modelados. Por lo tanto, al ser la producción de carbón un insumo exógeno común a los tres escenarios de política del PEN, tanto la oferta como la demanda energética del sector minero no presentan diferencias significativas entre los escenarios de Políticas Declaradas, Políticas Anunciadas y Carbono Neutralidad.

3.3 Oferta de Combustibles Líquidos y Derivados del Petróleo

La cadena de crudo y combustibles líquidos se representa en el modelo de optimización OSeMOSYS-UPME del PEN desde la producción nacional de crudo por tipo de calidad (liviano, mediano y pesado), pasando por su transformación en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, hasta la obtención de los combustibles líquidos de uso final (gasolina, ACPM, jet fuel, GLP). Esta cadena se desarrolla en un contexto de declinación estructural de la producción nacional de crudo, tendencia que condiciona de manera creciente los requerimientos de importación de crudo y derivados hacia el final del horizonte. Este capítulo se concentra en la representación metodológica del componente de oferta de esta cadena: producción nacional (tecnologías MINOIL_1LIV/2MID/3PES) y operación de las refinerías (tecnologías UPSREF_BAR y UPSREF_CAR), cuya parametrización se detalla en los numerales siguientes.

La modelación de esta oferta sigue igualmente una lógica de optimización de mínimo costo. La producción de cada tipo de crudo está acotada por las reservas de IRR ANH 2024, mientras que la transformación en cada refinería se determina a partir de los rendimientos volumétricos de referencia tomados del PIACL 2025–2040, que fijan la proporción de cada combustible obtenido por barril de crudo procesado. En la cadena de líquidos la base de producción de crudo es común a los tres escenarios del PEN, y la diferenciación relevante se concentra en el nivel de utilización de la capacidad de refinación, como se detalla a continuación.

3.3.1 Parametrización

La Tabla 15, resume la estructura de estas tecnologías dentro del modelo, mostrando la nomenclatura empleada en OSeMOSYS, así como el uso y descripción asociado para la oferta de combustibles líquidos y derivados del petróleo. Esta clasificación constituye la base sobre la cual se parametrizan las tecnologías de oferta de combustibles líquidos y derivados del petróleo en SAND y se construyen los escenarios de modelación.

Tabla 15. Tecnologías de oferta de combustibles líquidos y derivados del petróleo.

Código de Tecnología	Uso / Descripción de la Tecnología
MINOIL_1LIV	Extracción de crudo liviano nacional
MINOIL_2MID	Extracción de crudo intermedio nacional
MINOIL_3PES	Extracción de crudo pesado nacional
EXPOIL_1LIV	Exportación de crudo liviano nacional
EXPOIL_2MID	Exportación de crudo intermedio nacional
EXPOIL_3PES	Exportación de crudo pesado nacional
IMPOIL_1LIV	Importación de crudo liviano
IMPOIL_2MID	Importación de crudo intermedio
IMPOIL_3PES	Importación de crudo pesado
EXPGSL	Exportación de gasolina
IMPGSL	Importación de gasolina

Código de Tecnología	Uso / Descripción de la Tecnología
EXPDSL	Exportación de Diésel
IMPDSL	Importación de Diésel
EXPLPG	Exportación de GLP
IMPLPG	Importación de GLP
EXPJET	Exportación de Jet
IMPJET	Importación de Jet
UPSREF_BAR	Refinería de Barrancabermeja
UPSREF_CAR	Refinería de Cartagena

3.3.2 Escenarios de oferta adoptados del PIACL 2025-2040 y PIACL 2025–2040 y clasificación del crudo nacional

El Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos (PIACL) 2025–2040 (UPME, 2026) define tres escenarios de oferta nacional de crudo, diferenciados según el nivel de certidumbre de las reservas y recursos incorporados a partir del Informe de Recursos y Reservas (IRR) del año 2024 (ANH, 2025). El Escenario de Oferta 1 contempla exclusivamente las reservas probadas (1P) proyectadas por cada agente productor, con un volumen agregado de 2.007 millones de barriles (Mbl) en el período 2025–2040. El Escenario de Oferta 2 incorpora adicionalmente las reservas probables (2P), alcanzando 2.513 Mbl, y constituye, según el propio PIACL, la mejor estimación entre la probabilidad de comercialidad del crudo y el rango de incertidumbre de las reservas nacionales. El Escenario de Oferta 3 suma a la base 2P el 100% de los recursos contingentes C1 y C2, para un total de 3.024 Mbl, bajo el supuesto de que dichos recursos superan las restricciones de madurez comercial, operativa, técnica y financiera dentro del horizonte de planeación. El modelo OSeMOSYS-UPME utilizado en esta versión del Plan Energético Nacional adopta estos escenarios para cada uno de los tres escenarios de planificación del PEN.

Adicionalmente, tomando como base la clasificación del crudo nacional en tres perfiles de calidad, propuesto por el PIACL, según su gravedad API, en el PEN se generó la misma desagregación, con el fin de que en el modelo de optimización se lograra integrar la relación de cada uno de los tipos de crudo, tanto en reservas como en consumo. Desde el PIACL se propone: CRU1 (liviano), con gravedad API mayor a 33°; CRU2 (mediano o intermedio), entre 19° y 33°; y CRU3 (pesado), con gravedad API menor a 19°. En el modelo OSeMOSYS-UPME, esta clasificación reemplazó la representación agregada y de una única tecnología de producción de crudo (OIL / MINOIL) del modelo del modelo internacional, sustituyéndola por los commodities OIL_1LIV, OIL_2MID y OIL_3PES, con el fin de dar mayor claridad a la trazabilidad entre el tipo de crudo disponible y la carga de las refinerías.

El escenario de Políticas Declaradas (PD) del PEN adopta el Escenario de Oferta 2 del PIACL (reservas probadas y probables, 1P + 2P, IRR ANH 2024) como fuente de producción nacional de crudo. No se incorporan los recursos contingentes C1 y C2 del Escenario de Oferta 3, en coherencia con la restricción de este escenario a fuentes de menor incertidumbre comercial.

El escenario de Políticas Anunciadas (PA) parte de la misma base de oferta que el escenario de Políticas Declaradas: el Escenario de Oferta 2 del PIACL (reservas 1P + 2P, IRR ANH 2024), sin incorporar los recursos contingentes C1 y C2 del Escenario de Oferta 3, por lo cual la base de reservas de crudo es idéntica a la utilizada en el escenario de Políticas Declaradas.

El escenario de Carbono Neutralidad (CN) comparte la misma base de oferta de crudo de los escenarios anteriores: el Escenario de Oferta 2 del PIACL (reservas 1P + 2P, IRR ANH 2024). La diferencia de este escenario de Carbono Neutralidad frente a los otros dos modelos radica en que la cadena de líquidos no se concentra en la disponibilidad de oferta nacional de crudo, sino en el nivel de utilización de la capacidad de refinación, según se detalla en el numeral 3.

3.3.3 Parametrización de la producción nacional de crudo

La producción nacional de crudo se representa en el modelo mediante las tecnologías MINOIL_1LIV, MINOIL_2MID y MINOIL_3PES, correspondientes a cada uno de los tres tipos de crudo definidos en el numeral anterior. Su actividad está acotada mediante los parámetros de restricción complementarios: el límite anual `TotalTechnologyAnnualActivityUpperLimit`, que impone el techo de producción admisible en cada año individual para cada tipo de crudo, y el límite acumulado para todo el horizonte `TotalTechnologyModelPeriodActivityUpperLimit`, que expresa la restricción de reservas totales disponibles en todo el período de modelación. A continuación, se detalla la parametrización adoptada para cada escenario del PEN.

Para el escenario de Políticas Declaradas, los parámetros `TotalTechnologyAnnualActivityUpperLimit` y `TotalTechnologyModelPeriodActivityUpperLimit` se calibraron con base en las reservas probadas y probables (2P) del IRR de la ANH 2024, correspondientes al Escenario de Oferta 2 del PIACL, y se aplicaron de manera idéntica a las tres tecnologías de producción `MINOIL_1LIV`, `MINOIL_2MID` y `MINOIL_3PES`.

El costo variable de producción se representa mediante el parámetro `VariableCost`, aplicado igualmente a las tres tecnologías. El precio de referencia del crudo nacional se indexa al precio internacional WTI, incluyendo el componente de transporte para tener una relación diferencial entre el crudo nacional y el crudo importado, por lo que de acuerdo con el análisis de la Subdirección de Hidrocarburos de la UPME se genera un valor de referencia del crudo nacional, expresado en millones de dólares por PJ para el modelo de optimización.

El escenario de Políticas Anunciadas adopta la misma parametrización de producción nacional que el escenario de Políticas Declaradas: los parámetros `TotalTechnologyAnnualActivityUpperLimit` y `TotalTechnologyModelPeriodActivityUpperLimit` se calibran con las reservas 2P del IRR ANH 2024, aplicados a las tres tecnologías de producción (`MINOIL_1LIV`, `MINOIL_2MID` y `MINOIL_3PES`), sin diferenciación adicional.

El costo variable de producción, `VariableCost` en el modelo, indexado al precio internacional WTI más el componente de transporte, se mantiene igualmente sin variación respecto al escenario de Políticas Declaradas, en tanto este supuesto de costos no se diferencia por escenario de política energética.

El escenario de Carbono Neutralidad comparte con la misma parametrización de la producción nacional de crudo, de los escenarios anteriores: reservas 2P del IRR ANH 2024 como techo anual y acumulado de las tres tecnologías de producción, y costo variable indexado al precio WTI diferenciando para el componente nacional. La base de oferta y de costos de producción de crudo no constituye, por tanto, un elemento de diferenciación entre los tres escenarios del PEN.

3.3.4 Operación de las refinerías

La carga de crudo a las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena se representa en el modelo mediante las tecnologías `UPSREF_BAR` y `UPSREF_CAR`, respectivamente. La composición de dicha carga por tipo de crudo (`OIL_1LIV`, `OIL_2MID` y `OIL_3PES`) se parametriza mediante el parámetro `InputActivityRatio`, construido a partir de la evolución de la mezcla de crudo proyectada en el PIACL

para el Escenario de Oferta 2. Esta base de carga por tipo de crudo es común a los tres escenarios del PEN. Lo que sí se diferencia entre escenarios es el nivel de utilización de la capacidad instalada de cada refinería.

De acuerdo con el PIACL, la mezcla de carga de la Refinería de Cartagena evoluciona de una composición inicial en 2025 de 15% crudo liviano, 55% crudo intermedio y 30% crudo pesado, hacia una composición dominada por crudo intermedio hacia 2029, cuando este alcanza cerca del 82% de la carga. El cambio principal en esta evolución corresponde al aumento sostenido de la participación del crudo intermedio, en contraste con la disminución del crudo liviano, cuya disponibilidad se reduce de forma acelerada dentro de los primeros años del horizonte. Consideración que fue contemplada en el modelo para los tres escenarios modelados.

En la Refinería de Barrancabermeja, de mayor complejidad de conversión, la estructura de carga presenta una mayor necesidad relativa de crudo liviano. Según el PIACL, esta refinería enfrenta un descenso progresivo en la disponibilidad de crudo liviano a partir de 2028, con un máximo de 45 KBPD, de modo que a partir de 2036 aproximadamente el 90% de su carga queda representada por crudo intermedio. Por lo que se mantiene constante en los tres escenarios modelados en el PEN.

Para la producción de combustibles a partir de la carga de crudo, se tomó como referencia el rendimiento volumétrico por barril de carga reportado en el PIACL para cada refinería, el cual determina la proporción de cada producto (gasolina, Diesel y jet fuel, GLP) obtenida por cada 100 barriles de crudo procesado. Este rendimiento no se diferencia por escenario del PEN, es decir que se adoptó como parámetro común de referencia para los tres escenarios, y constituye el insumo base para estimar la producción de estos combustibles a partir de la carga proyectada de cada refinería.

Para el escenario de Políticas Declaradas, el uso de las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena se mantiene constante durante todo el horizonte de modelación, mediante una restricción de operación mínima obligatoria, aplicada sobre las tecnologías UPSREF_BAR y UPSREF_CAR a través del parámetro TotalTechnologyAnnualActivityLowerLimit. A diferencia de una restricción de capacidad máxima, que solo limita cuánto puede producir la refinería, este parámetro fija un piso de actividad que el modelo está obligado a cumplir, equivalente a la capacidad máxima de carga de cada refinería. En la práctica, esto significa que ambas refinerías operan a su capacidad máxima a lo largo de todo el período de proyección, sin que el modelo pueda reducir su actividad así la demanda interna de combustibles líquidos disminuya a lo largo del tiempo. Esta condición genera, de manera estructural, la posibilidad de excedentes de producción frente al consumo nacional, los cuales se contabilizan como disponibles para exportación.

El escenario de Políticas Anunciadas adopta la misma condición de operación mínima obligatoria que el escenario de Políticas Declaradas, donde el uso de ambas refinerías se fija en su capacidad máxima durante todo el horizonte de modelación, bajo el mismo parámetro `TotalTechnologyAnnualActivityLowerLimit` sobre `UPSREF_BAR` y `UPSREF_CAR`. Al igual que en el escenario de Políticas Declaradas, esta restricción opera de manera independiente a la trayectoria de la demanda interna de combustibles líquidos, que en este escenario se espera más contraída, principalmente por efecto de la electrificación del transporte, por lo que el supuesto de operación plena amplía aún más la brecha entre producción y consumo nacional, y por tanto el volumen disponible para exportación.

En el escenario de Carbono Neutralidad, el uso constante de ambas refinerías se mantiene únicamente hasta el año 2030. A partir de 2031, el parámetro `TotalTechnologyAnnualActivityLowerLimit` deja de aplicarse y el modelo optimiza libremente la operación de `UPSREF_BAR` y `UPSREF_CAR` en función de la demanda interna proyectada. Dado que este resultado responde exclusivamente a la lógica de minimización de costos del modelo, y que la reducción de la refinación nacional implica una mayor exposición a la volatilidad de los precios internacionales de los derivados, se desarrolló un análisis exógeno al modelo para el escenario de Carbono Neutralidad, complementario a la optimización.

Este análisis exógeno presentado para el escenario de Carbono Neutralidad resulta pertinente en la medida en que la lógica de minimización de costos tiende a concentrar la operación en la refinería de menor costo marginal, dejando la infraestructura restante subutilizada o fuera de operación; esta concentración, si bien eficiente desde el punto de vista económico, reduce la diversificación geográfica de la capacidad de refinación instalada y aumenta la dependencia de una única planta para el abastecimiento nacional de derivados. Dicho análisis evalúa el comportamiento del sistema de abastecimiento bajo el supuesto de mantener ambas refinerías operando a plena carga con sus perfiles de producción actuales, contrastando la producción nacional resultante con la demanda proyectada para cada producto en este escenario. Los resultados de este ejercicio se emplean como sustento técnico para valorar la soberanía energética del sistema de refinación, entendida como la capacidad del país de abastecer su demanda interna de derivados desde infraestructura propia y distribuida territorialmente, en lugar de depender de un único activo de refinación o de mayores volúmenes de importación. Este ejercicio permite valorar, desde una perspectiva de seguridad de abastecimiento y no solo de eficiencia de costos, alternativas de operación de la infraestructura de refinación nacional ante la caída de la demanda interna de líquidos.

3.4 Oferta de Gas Natural

El gas natural se representa, en el modelo de optimización OSeMOSYS-UPME del PEN, como una cadena que integra la producción nacional de campos continentales y offshore, la infraestructura de importación de gas natural licuado (GNL), y su articulación con la demanda de los sectores residencial, industrial, terciario y de generación eléctrica, como se describe en capítulo 2 de este documento, donde el gas natural cumple una función estructural de respaldo operativo para la confiabilidad del sistema durante períodos de baja hidrología. Este capítulo se concentra en la representación metodológica del componente de oferta de esta cadena: producción nacional (tecnología MINNGS) e importación vía regasificación (tecnología UPSREG), cuya parametrización se detalla en los numerales siguientes.

La modelación de la oferta de gas natural sigue una lógica de optimización de mínimo costo. Es decir, el modelo determina de manera endógena la combinación de producción nacional e importaciones que satisface la demanda proyectada en cada año, sujeta a los techos de producción derivados de las reservas y recursos disponibles, y a los puntos mínimos de infraestructura de regasificación definidos por los proyectos en seguimiento del ETPAGN 2023–2038 de la UPME. Lo que varía entre ellos es la disponibilidad de recursos contingentes offshore y el nivel de restricción sobre emisiones, factores que se explican a continuación.

3.4.1 Parametrización (tecnologías)

La Tabla 16, resume la estructura de estas tecnologías dentro del modelo, mostrando la nomenclatura empleada en OSeMOSYS, así como el uso y descripción asociado para la oferta de gas natural. Esta clasificación constituye la base sobre la cual se parametrizan las tecnologías de oferta de gas natural en SAND y se construyen los escenarios de modelación.

Tabla 16. Tecnologías de oferta de gas natural.

Código de Tecnología	Uso / Descripción de la Tecnología
MINNGS	Extracción de Gas Natural nacional
UPSREG	Proyectos de regasificación

3.4.2 Escenarios de oferta adoptados del ETPAGN 2023–2038

El Estudio Técnico Para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural (ETPAGN) 2023–2038 (UPME, 2025) define tres escenarios de oferta nacional de gas natural que representan trayectorias diferenciadas de incorporación de reservas y recursos, así como distintos niveles de desarrollo de infraestructura de importación. El modelo OSeMOSYS-UPME utilizado en esta versión del Plan Energético Nacional adopta elementos de cada uno de estos escenarios de manera diferenciada por escenario de planificación del PEN (Políticas Declaradas, Políticas Anunciadas y Carbono Neutralidad), tal como se detalla a continuación y se detalla en la Tabla 17.

En el escenario de Políticas Declaradas del PEN se utilizó el Escenario de Oferta 1 del ETPAGN dado que corresponde al escenario de menor incertidumbre entre los tres definidos por el estudio. Incluye exclusivamente el potencial de producción (PP) declarado por los agentes productores ante el MME para el período 2024–2033, extendido con las reservas 1P del Informe de Recursos y Reservas (IRR) de la ANH 2024 para los años subsecuentes. Este escenario no incorpora recursos contingentes offshore, en coherencia con su restricción a fuentes de menor incertidumbre comercial. La ausencia de los recursos offshore, como el campo Sirius, en el escenario de Políticas Declaradas existe una mayor dependencia de la infraestructura de importación para suplir el déficit proyectado de producción continental a partir de la segunda mitad de los años 2030.

El escenario de Políticas Anunciadas del PEN parte de la misma base de producción continental que el escenario de Políticas Declaradas, potencial de producción declarado 2024–2033 y reservas 1P IRR ANH 2024 para el resto del horizonte, e incorpora adicionalmente los recursos contingentes tipo 2C asociados al campo offshore Sirius, tomados del Escenario de Oferta 3 del ETPAGN, que representa el mayor potencial de nueva oferta nacional en el mediano y largo plazo. Esta incorporación tiene implicaciones directas sobre la viabilidad económica de la infraestructura de regasificación, dado que la entrada de producción offshore reduce la utilización efectiva de las plantas de GNL, variable que el optimizador determina de manera endógena.

El escenario de Carbono Neutralidad del PEN comparte con el escenario de Políticas Anunciadas la misma estructura de oferta de gas natural, la base de producción continental y la incorporación de los recursos contingentes 2C del campo offshore Sirius, tomados igualmente del Escenario de Oferta 3 del ETPAGN. Esta equivalencia responde a que la oferta de gas natural depende de condiciones geológicas, de desarrollo de infraestructura de producción y de decisiones de inversión de los operadores que exceden el alcance de la modelación del PEN. Es decir, la disponibilidad física del

recurso constituye un supuesto exógeno común a ambos escenarios, y no una variable que responda a los niveles de ambición climática diferenciados entre Políticas Anunciadas y Carbono Neutralidad. La diferenciación del escenario de Carbono Neutralidad frente al escenario de Políticas Anunciadas no se concentra, por tanto, en la oferta disponible, sino en el nivel de penalización sobre emisiones, que el optimizador traduce en una contracción más acelerada de la demanda y, en consecuencia, en una menor utilización relativa de todas las fuentes de oferta, incluida la infraestructura de importación.

Tabla 17. Escenarios de oferta del ETPAGN adoptados por escenario del PEN 2025–2055.

Escenario de Oferta ETPAGN	Fuente de Producción Nacional	Incluye Sirius 2C Offshore	Capacidad de Importación GNL	Uso en el PEN 2025–2055
Oferta 1	PP declarado (Res. MME 01626/2024) + reservas 2P IRR 2023 desde 2034	No	SPEC LNG: 450 GBTUD (existente) Cartagena Fase 1: +75 MPCD (2025) Cartagena Fase 2: +58 MPCD (2027)	Escenario PD
Oferta 2	Reservas 2P + Recursos 2C onshore (IRR 2023)	No	SPEC LNG Fase 2: +25 GBTUD (ago. 2025) IIGP Buenaventura: 400 MPCD (2030) IIGG La Guajira: 250 MPCD (2030)	Referencia balance volumétrico ETPAGN
Oferta 3	Reservas 2P + Recursos 2C onshore + offshore (IRR 2023)	Sí, desde 2031	SPEC LNG Fase 3: +83 GBTUD (ago. 2027) IIGP Buenaventura: 400 MPCD (2030) IIGG La Guajira: 250 MPCD (2030)	Escenarios PA y CN (componente Sirius)

Fuente: elaboración propia con base en UPME (2025), Documento Complementario ETPAGN 2023–2038.

Parametrización de la producción nacional de gas natural

La producción continental y offshore de gas natural se representa en el modelo mediante la tecnología MINNGS. Su actividad está acotada a través de dos parámetros de restricción de actividad que operan de manera complementaria: el límite anual `TotalTechnologyAnnualActivityUpperLimit` y el límite acumulado para todo el horizonte `TotalTechnologyModelPeriodActivityUpperLimit`. El primero impone el techo de producción admisible en cada año individual; el segundo expresa la restricción de reservas totales disponibles en todo el período de modelación, impidiendo que la suma de producciones anuales supere el volumen certificado de reservas y recursos incorporados en cada escenario modelado.

Para el escenario de Políticas Declaradas, los valores de `TotalTechnologyAnnualActivityUpperLimit` se construyeron a partir de dos fuentes institucionales articuladas en una trayectoria personalizada, definida año a año sin interpolación matemática supuesta. Para el período 2024–2033, se utilizó el Potencial de Producción (PP) reportado en la Declaración de Producción del MME, publicada mediante Resolución 01626 del 27 de noviembre de 2024 y modificada por las Resoluciones 00662 y 01217 del mismo año. Este instrumento recoge los compromisos declarados campo por campo por los agentes productores y comercializadores, y constituye la aproximación de menor incertidumbre para el corto y mediano plazo, dado que refleja la capacidad instalada existente, los planes de inversión confirmados y la declinación natural proyectada de los campos en operación.

Para los años comprendidos entre 2034 y 2055, la trayectoria de actividad máxima de MINNGS se calibró con las reservas probadas (1P) del IRR de la ANH 2024, publicado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos en 2025. El uso de las reservas 2P como techo de actividad responde a la convención metodológica del ETPAGN, según la cual la mejor estimación de cantidades recuperables, con probabilidad de al menos el 50% de que las cantidades reales igualen o superen ese valor, corresponde a la suma de reservas P1 y P2. El límite acumulado `TotalTechnologyModelPeriodActivityUpperLimit` integra igualmente estas reservas 2P, garantizando coherencia entre el techo anual y el techo global del período. El escenario de Políticas Declaradas no incorpora recursos contingentes offshore, en coherencia con su restricción a tecnologías y recursos de menor incertidumbre comercial.

El escenario de Políticas Anunciadas parte de la misma base de producción continental que el escenario de Políticas Declaradas, que corresponde a que para el período 2024–2033 se utiliza el Potencial de Producción (PP) de la Declaración de Producción del MME de la Resolución 01626 del

27 de noviembre de 2024, y para el período 2034–2055 la trayectoria se calibra con las reservas 2P del IRR ANH 2024, bajo los mismos parámetros `TotalTechnologyAnnualActivityUpperLimit` y `TotalTechnologyModelPeriodActivityUpperLimit` descritos para el escenario anterior.

A esta base, el escenario de Políticas Anunciadas incorpora adicionalmente el potencial de producción de los recursos contingentes tipo 2C del campo offshore Sirius, localizado en las cuencas Sinú y La Guajira de la costa atlántica colombiana. Esta incorporación responde a la naturaleza del escenario de Políticas Anunciadas que incluye, además de los supuestos del escenario de Políticas Declaradas, aquellos proyectos con anuncios de inversión, cronogramas de desarrollo declarados por el operador o hitos regulatorios en curso, aun cuando su materialización no esté garantizada bajo la política actualmente en vigor. Sirius se ajusta a esta condición en la medida en que su desarrollo cuenta con anuncios de inversión y un cronograma de entrada en operación proyectado, lo que justifica su incorporación como recurso contingente dentro de este escenario. Estos recursos corresponden al Escenario de Oferta 3 del ETPAGN 2023–2038, el único de los tres escenarios que incluye la totalidad de los recursos 2C offshore estimados, con un potencial agregado del orden de 2,57 TPC disponibles entre los años 2031 y 2055.

La parametrización de los recursos offshore de Sirius en el modelo utiliza cuatro parámetros sobre la tecnología MINNGS:

- `CapitalCost`,
- `TotalAnnualMinCapacityInvestment`,
- `TotalTechnologyModelPeriodActivityUpperLimit`
- `TotalTechnologyAnnualActivityUpperLimit`.

El año de entrada se fijó en 2031, coherente con las proyecciones del ETPAGN sobre el inicio de comercialidad de estos recursos, condicionado al cumplimiento de los planes de inversión en infraestructura submarina y conexión al Sistema Nacional de Transporte (SNT). La trayectoria de producción asociada no corresponde a un valor fijo, sino a una curva creciente construida a partir de los perfiles de producción contingentes reportados en el IRR 2023, con incorporación progresiva de capacidad desde 2031 hasta alcanzar su punto de aporte máximo en la primera mitad de la década de 2040, como se puede observar en los resultados del PEN en la sección de Gas Natural.

Cabe señalar que el modelo no incorpora en su formulación los costos de desarrollo de infraestructura submarina ni los gasoductos de conexión al SNT requeridos para la explotación de Sirius, dado que estos aspectos no han sido objeto de cuantificación oficial al momento de la parametrización. Esta limitación constituye un elemento de incertidumbre sobre la competitividad relativa de los recursos

offshore frente a la importación de GNL en el período 2031–2045, aspecto que el Documento Complementario del ETPAGN identifica explícitamente como objeto de estudios complementarios en el marco del seguimiento al ETPAGN.

Finalmente, el escenario de Carbono Neutralidad comparte con el escenario de Políticas Anunciadas la misma estructura de parametrización de la producción nacional de gas natural: la base continental (PP declarado 2024–2033 más reservas 2P IRR ANH 2024 para 2034–2055) y la incorporación de los recursos contingentes 2C del campo offshore Sirius bajo los mismos cuatro parámetros sobre MINNGS, con año de entrada en 2031 y trayectoria de curva creciente hasta su punto máximo en la primera mitad de la década de 2040. La diferenciación entre los escenarios de CN y PA no se concentra en la oferta disponible de producción nacional, sino en el nivel de penalización sobre emisiones adoptado en este escenario, que el optimizador traduce en una contracción más acelerada de la demanda de gas natural y, en consecuencia, en una menor utilización relativa de la producción nacional, tanto continental como offshore, frente a las trayectorias observadas en el escenario de Políticas Anunciadas. Esta equivalencia a nivel de oferta de ambos escenarios, se explica porque la oferta de gas natural constituye, al igual que en el escenario de Políticas Anunciadas, un supuesto exógeno determinado por condiciones geológicas, cronogramas de desarrollo de infraestructura y decisiones de inversión de los operadores, factores que no varían en función del nivel de ambición climática adoptado en cada escenario.

3.4.3 Infraestructura de regasificación

La importación de gas natural licuado se representa en el modelo mediante la tecnología agregada UPSREG, que encapsula la capacidad total de regasificación disponible en el país en cada año del horizonte. Esta tecnología opera como un nodo de oferta cuya expansión de capacidad se controla exógenamente a través del parámetro `TotalAnnualMinCapacityInvestment`, que impone una inversión mínima de nueva capacidad de regasificación en años específicos, replicando las fechas de puesta en operación proyectadas para cada proyecto de importación identificado en el ETPAGN 2023–2038 de la UPME.

La elección de `TotalAnnualMinCapacityInvestment` como mecanismo de control responde a la naturaleza de restricción tipo Lower Bound, el modelo puede seleccionar capacidad adicional de regasificación si la optimización lo justifica en términos de costo, pero no puede quedar por debajo del piso impuesto por la política de infraestructura adoptada. Esto permite que la solución óptima

determine endógenamente el volumen efectivo de GNL importado en función del balance entre oferta nacional disponible, demanda proyectada y costos relativos de cada fuente.

Para el escenario de Políticas Declaradas, la capacidad base de 400 MPCD correspondiente a la infraestructura existente de SPEC LNG en Cartagena, operativa desde 2016, se incorporó en el modelo como ResidualCapacity de la tecnología UPSREG en el año base, dado que representa capacidad instalada preexistente al horizonte de modelación.

A esta base se suman las ampliaciones proyectadas por el operador SPEC LNG: la Fase 1, que incorpora 75 MPCD adicionales en agosto de 2025, y la Fase 2, que agrega 58 MPCD en agosto de 2027, llevando la capacidad total instalada a 533 MPCD. Estas inversiones se parametrizan como valores puntuales de TotalAnnualMinCapacityInvestment en los años 2025 y 2027 respectivamente. El ETPAGN clasifica este proyecto como necesidad identificada sobre infraestructura existente en seguimiento, (Ver Tabla 18).

Adicionalmente, el escenario de Políticas Declaradas (PD) incorpora los dos proyectos de importación recomendados por el ETPAGN para su adopción por el MME: la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico (IIGP), que comprende una planta de regasificación y almacenamiento de GNL en el puerto de Buenaventura con capacidad de 400 MPCD y un gasoducto de conexión al SNT en Yumbo, con entrada de inversión mínima parametrizada en 2030; y la Infraestructura de Importación en La Guajira (IIGG), con capacidad de 250 MPCD y conexión directa al SNT en el nodo Ballena, parametrizada igualmente con fecha de entrada en 2030 como supuesto base conservador, consistente con el criterio de 58 meses desde la selección del inversionista, (Ver Tabla 18).

El escenario de Políticas Anunciadas (PA) adopta la misma trayectoria de capacidad de regasificación que el escenario de Políticas Declaradas: capacidad base de 400 MPCD como ResidualCapacity de SPEC LNG, ampliaciones de +75 MPCD (2025) y +58 MPCD (2027) sobre la misma infraestructura, y los proyectos IIGP (400 MPCD, Buenaventura-Yumbo) e IIGG (250 MPCD, nodo Ballena), ambos con inversión mínima forzada en 2030.

La diferencia relevante en el escenario PA respecto al escenario PD no se encuentra en el techo de capacidad de importación, sino en su utilización efectiva, es decir la incorporación de los recursos contingentes offshore de Sirius a partir de 2031, como se explicó en el numeral anterior, introduce una tensión endógena entre ambas fuentes de oferta. Al aumentar la disponibilidad de producción nacional, el optimizador reduce la cantidad de GNL importado, disminuyendo el factor de uso de UPSREG frente a lo observado en el escenario de Políticas Declaradas, sin que ello implique restricciones adicionales sobre la infraestructura misma.

Finalmente, el escenario de Carbono Neutralidad comparte con los dos escenarios anteriores la misma trayectoria de capacidad máxima de regasificación: capacidad base de 400 MPCD como ResidualCapacity, ampliaciones de SPEC LNG (+75 MPCD en 2025 y +58 MPCD en 2027), y los proyectos IIGP e IIGG con inversión mínima forzada en 2030, todos aplicables a los tres escenarios del PEN.

En el escenario de Carbono Neutralidad, la tensión entre oferta nacional e importación descrita anteriormente para el escenario de Políticas Anunciadas se intensifica por efecto de la penalización sobre emisiones propia de este escenario. La entrada de la producción offshore de Sirius a partir de 2031, combinada con una contracción más acelerada de la demanda total de gas natural, reduce aún más la utilización efectiva de las plantas de regasificación respecto al escenario de Políticas Anunciadas. El modelo determina libremente el equilibrio entre ambas fuentes al minimizar el costo total del sistema, sin restricciones adicionales sobre el factor de utilización de la infraestructura de importación.

Tabla 18. Parametrización de la tecnología UPSREG en el modelo OSeMOSYS-UPME.

Proyecto	Capacidad (MPCD)	Año de entrada en el modelo	Escenarios	Parámetro OSeMOSYS (TotalAnnualMinCapacityInvestment)
SPEC LNG – Cartagena Fase 1 (ampliación)	+75	2025	PD, PA, CN	Inversión puntual sobre UPSREG en 2025. Capacidad base de 400 MPCD ya incluida como ResidualCapacity.
SPEC LNG – Cartagena Fase 2 (ampliación)	+58	2027	PD, PA, CN	Inversión puntual sobre UPSREG en 2027. Lleva capacidad total a 533 MPCD.
IIGP – Buenaventura (planta + gasoducto a Yumbo)	400	2030	PD, PA, CN	Inversión mínima forzada en 2030 (PAR-007). Trayectoria: punto fijo. Fuente: ETPAGN 2023–2038.

Proyecto	Capacidad (MPCD)	Año de entrada en el modelo	Escenarios	Parámetro OSeMOSYS (TotalAnnualMinCapacityInvestment)
IIGG – La Guajira (planta GNL + conexión nodo Ballena)	250	2030	PD, PA, CN	Inversión mínima forzada en 2030 (PAR-008). Trayectoria: punto fijo. Fuente: ETPAGN 2023–2038.

Fuente: elaboración propia con base en UPME (2025), Documento Complementario ETPAGN 2023–2038.

3.5 Oferta de bioenergía

La cadena de bioenergía en el modelo energético del PEN parte de 6 tecnologías de extracción o producción de recursos biomásicos, representadas por los códigos MINOPL, MINBAG, MINSGC, MINWAS, MINWAS_ORG, MINAFR y MINWOO (ver Tabla 19). Estas tecnologías representan la disponibilidad del recurso primario. A partir de estos recursos se habilitan rutas de transformación hacia biocombustibles líquidos, biogás, generación eléctrica y calor directo o indirecto.

En las rutas de transporte, el aceite de palma alimenta la producción de biodiésel y puede participar en la producción de SAF, mientras que la caña de azúcar se transforma en bioetanol y puede conectarse con rutas de gasolina oxigenada y de combustibles sostenibles de aviación. En las rutas de usos térmicos, el bagazo, los residuos sólidos municipales y la leña atienden demandas de calor industrial, residencial, terciario o agrícola. Por su parte, los residuos orgánicos municipales se transforman en biogás mediante UPSBGS, que puede usarse para generación eléctrica, calor industrial, cocción residencial y terciaria, o continuar hacia biometano.

3.5.1 Parametrización

La Tabla 19, resume la estructura de estas tecnologías dentro del modelo, mostrando la nomenclatura empleada en OSeMOSYS, así como el uso y descripción asociado para la oferta de bioenergía. Esta clasificación constituye la base sobre la cual se parametrizan las tecnologías de oferta de bioenergía en SAND y se construyen los escenarios de modelación.

Tabla 19. Tecnologías de biomasa.

Código de tecnología	Tecnología	Uso final
MINOPL	Producción de aceite de palma	Transporte terrestre (DEMTRA) y aviación (TRAABI)
MINBAG	Producción de bagazo	Calor Industrial (DEMINDBAG)
MINSGC	Producción dedicada de caña de azúcar	Transporte terrestre (DEMTRA) y aviación (TRAABI)
MINWAS	Producción de residuos sólidos municipales	Calor industrial (DEMINDWAS)
MINWAS_ORG	Producción de residuos orgánicos municipales	Calor industrial (DEMINDBGS) - residencial - generación eléctrica (PWRBGS)
MINAFR	Producción de residuos agroforestales	Generación eléctrica (PWRAFR)

Fuente: Elaboración propia

Además de las tecnologías de extracción de biomasa, la modelación incorpora tecnologías de transformación y demanda que conectan los recursos primarios con los usos finales. Entre estas se encuentran UPSBGS para la producción de biogás a partir de residuos orgánicos, las rutas de producción de SAF asociadas a UPSSAF (ruta HEFA) y UPSATJ (ruta Alcohol to Jet), y las tecnologías de demanda industrial con bagazo, particularmente DEMINDBAGBOI y DEMINDBAGFUR en sus diferentes variantes de eficiencia LOW, MID y HIGH.

La estrategia de modelación de la bioenergía se construyó alrededor de tres tipos de restricciones

- Se acotó la extracción máxima de biomasa mediante potenciales técnicos para evitar que el modelo use más recurso del disponible de forma sostenible
- Se incorporaron trayectorias mínimas para recursos o usos estratégicos, especialmente bagazo, SAF y biogás

- En el escenario CN se reforzó la sustitución de combustibles fósiles en calor industrial mediante restricciones asociadas a bagazo y biogás.

En términos de parametrización, las estrategias se implementaron principalmente con los siguientes parámetros:

- TotalTechnologyAnnualActivityUpperLimit,
- TotalTechnologyAnnualActivityLowerLimit,

En el escenario Políticas Declaradas, la bioenergía se modela principalmente mediante la incorporación transversal de biopotenciales técnicos para las rutas de biomasa seleccionadas. En este escenario no se fuerza un uso comercial de SAF, y la bioenergía conserva una función principalmente de disponibilidad de recurso y continuidad de usos existentes.

Por su lado, en el escenario de Políticas Anunciadas se mantiene la restricción de biopotenciales técnicos y se agregan señales de mayor ambición para rutas específicas. En particular, se incorpora la producción mínima de SAF. También se incluye una trayectoria mínima de extracción de bagazo coherente con la proyección de producción del sector azucarero, de forma que el modelo no subutilice este recurso disponible para biocombustibles y calor industrial.

En el escenario de Carbono Neutralidad, la bioenergía adquiere un papel más estructural en la descarbonización. Además de los biopotenciales y la trayectoria de SAF, se da la sustitución del carbón térmico en calor industrial, donde las biomásas tienen una mayor participación. En este escenario, los límites de oferta de biomasa se vuelven más relevantes porque la presión sobre el recurso aumenta por la producción de SAF y la sustitución de combustibles fósiles en la industria.

3.5.2 Modelación de escenarios

A partir de las variables de modelación descritas anteriormente, se construyó la parametrización de los escenarios Políticas Declaradas (PD), Políticas Anunciadas (PA) y Carbono Neutralidad (CN). Para cada medida se identificó la tecnología o conjunto de tecnologías afectadas, la medida considerada, el parámetro de OSeMOSYS modificado, la estrategia metodológica empleada para representar la política dentro del modelo y la fuente normativa o técnica que respalda su implementación. La Tabla 20 sintetiza esta información, permitiendo establecer la trazabilidad entre cada medida de política pública aplicada a la oferta de bioenergía y su representación matemática en OSeMOSYS, así como los supuestos utilizados para su incorporación en SAND.

Tabla 20. Parametrización de escenarios de oferta de bioenergía.

Medida	Código Tecnologías	Parámetros modificados	Estrategia - Metodología	Fuente de referencia
Políticas Declaradas				
Potenciales técnicos	MINAFR MINBAG MINOPL MINSGC MINWAS MINWAS_O RMINWOO	TotalTechnologyAnnualActivityUpperLimit	Metodología de estimación de potencial teórico y técnico para rutas de bioenergéticos	UPME y Corpoema (2025). Plan Nacional de Bioenergía.
Políticas Anunciadas				
Potenciales técnicos	MINAFR MINBAG MINOPL MINSGC MINWAS MINWAS_O RMINWOO	TotalTechnologyAnnualActivityUpperLimit	Metodología de estimación de potencial teórico y técnico para rutas de bioenergéticos	UPME y Corpoema (2025). Plan Nacional de Bioenergía.
Producción SAF	UPSBJS	TotalTechnologyAnnualActivityLowerLimit	Curva logística de entrada de producción en 2030 a 2050.	Hoja de Ruta de SAF. Aeronáutica Civil (2025).
Producción Bagazo	MINBAG	TotalTechnologyAnnualActivityLowerLimit	Proyección de demanda final	Escenario Mei. Hoja de Ruta TEJ (MME, 2024).
Carbono Neutralidad				

Medida	Código Tecnologías	Parámetros modificados	Estrategia - Metodología	Fuente de referencia
Potenciales técnicos	MINAFR MINBAG MINOPL MINSGC MINWAS MINWAS_O RMINWOO	TotalTechnologyAnnualActivityUpperLimit	Metodología de estimación de potencial teórico y técnico para rutas de bioenergéticos	UPME y Corpoema (2025). Plan Nacional de Bioenergía.
Producción SAF	UPSBJS	TotalTechnologyAnnualActivityLowerLimit TotalTechnologyAnnualActivityUpperLimit	Curva logística de entrada de producción en 2030 a 2050. -Límite máximo de mezcla del 50%	Hoja de Ruta de SAF. Aeronáutica Civil (2025).
Producción Bagazo	MINBAG	TotalTechnologyAnnualActivityLowerLimit	Proyección de demanda final	Escenario TEJ. Hoja de Ruta TEJ (MME, 2024).
Biogás para sustitución en calor industrial	UPSBGS	TotalTechnologyAnnualActivityLowerLimit	Proyección de demanda final	Escenario TEJ. Hoja de Ruta TEJ (MME, 2024).

Fuente: Elaboración propia

3.6 Oferta de hidrógeno

La cadena de producción de hidrógeno en el modelo energético del PEN incluye 4 tecnologías de producción: electrólisis PEM (UPSPEM), electrólisis alcalina (UPSALK), reformado de gas natural

(UPSSMR) y reformado con captura de carbono (UPSSMRCCS) (ver tabla xxx). El hidrógeno (fuel) que producen las cuatro tecnologías mencionadas tiene el código HDG, el cual representa un pool¹ en la modelación. Por su lado, la tecnología UPSHDGRST representa una estación de recarga de hidrógeno, que tiene como salida (output) HDG002. Esta tecnología toma el HDG y lo convierte en HDG002, hidrógeno distribuido para transporte, que puede interpretarse como hidrógeno acondicionado para uso final en este sector. En la siguiente tabla se presenta un resumen de las tecnologías de hidrógeno.

3.6.1 Parametrización

La Tabla 21, resume la estructura de estas tecnologías dentro del modelo, mostrando la nomenclatura empleada en OSeMOSYS, así como el uso y descripción asociado para la oferta de hidrógeno. Esta clasificación constituye la base sobre la cual se parametrizan las tecnologías de oferta de hidrógeno en SAND y se construyen los escenarios de modelación.

Tabla 21. Tecnologías de hidrógeno.

Código de tecnología	Tecnología	Uso final
UPSALK	Electricidad - electrolizador alcalino	-Derivados (DEMHDGDER),
UPSPem	Electricidad - electrolizador PEM	
UPSSMR	Gas natural - reformado de metano con vapor	

¹ En el modelo, un pool es un nodo de balance de un energético o commodity. No es una tecnología física. Es el punto donde se acumula toda la producción de un energético y desde donde salen todos sus consumos. En este caso, el pool HDG acumula la actividad producida por UPSALK, UPSPem o UPSSMR y UPSSMRCCS.

Código de tecnología	Tecnología	Uso final
UPSSMRCCS	Gas natural - reformado de metano con vapor + CCS/CCUS	-SAF (UPSSAF),
UPSHDGRST	Estación de recarga de hidrógeno	-Transporte (DEMTRAHDG), -Exportaciones (DEMEXPHDG), -Industria (DEMINDHDGFUR)

Fuente: Elaboración propia

A partir de esta representación tecnológica, las estrategias de modelación del hidrógeno se definieron de manera diferenciada por escenario, considerando tanto la disponibilidad de las rutas de producción como los usos finales asociados al HDG y al HDG002. Así, la implementación de estrategias de modelación del hidrógeno en el SAND se realizó mediante ajustes diferenciados por escenario sobre las tecnologías de producción, transformación y demanda asociadas al commodity HDG.

Las principales modificaciones se concentraron en

- La capacidad mínima de electrólisis mediante UPSALK y UPSPEM
- La representación de la producción de hidrógeno gris y azul mediante UPSSMR y UPSSMRCCS
- La habilitación de demandas específicas de derivados de hidrógeno mediante DEMDERHDG
- La habilitación de exportación de hidrógeno en el escenario de carbono neutralidad mediante DEMEXPHDG
- La incorporación de usos industriales específicos del hidrógeno, particularmente en calor directo industrial mediante DEMINDHDGFUR.

En términos de parametrización, las estrategias se implementaron principalmente con los siguientes parámetros:

- ResidualCapacity,

- TotalAnnualMinCapacity,
- TotalTechnologyAnnualActivityLowerLimit,
- AccumulatedAnnualDemand

En el escenario de Políticas Declaradas (PD), la modelación del hidrógeno se construyó como una trayectoria conservadora, en la que se reconoce la existencia de tecnologías de producción y algunos usos específicos, pero sin imponer una sustitución estructural acelerada del hidrógeno gris. Las restricciones de este escenario se asociaron, principalmente, a las trayectorias de la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa (2024).

Por su lado, en el escenario de Políticas Anunciadas (PA) se mantiene la estructura tecnológica del escenario PA, pero se ajusta la intensidad de algunas restricciones para reflejar una mayor adopción de hidrógeno bajo en emisiones. Las medidas implementadas también toman las trayectorias de capacidad de electrólisis de la Hoja de Ruta TEJ (Escenario MEI) y la Hoja de Ruta del Hidrógeno (2021). En particular, se incorporan señales de política para el aumento del hidrógeno azul, la reducción relativa del hidrógeno gris y la participación de hidrógeno verde en refinación.

Por último, en el escenario de Carbono Neutralidad (CN) el hidrógeno se modela como un vector estratégico para descarbonizar usos finales difíciles de electrificar y para habilitar nuevas cadenas de valor. Por ello, las restricciones son más amplias y abarcan oferta, demanda industrial, derivados y exportación. Las restricciones de este escenario se basan en las trayectorias de mayor ambición de la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa (Escenario TEJ) y en la meta de hidrógeno azul de la Hoja de Ruta de Hidrógeno (2021).

3.6.2 Modelación de escenarios

A partir de las variables de modelación descritas anteriormente, se construyó la parametrización de los escenarios Políticas Declaradas (PD), Políticas Anunciadas (PA) y Carbono Neutralidad (CN). Para cada medida se identificó la tecnología o conjunto de tecnologías afectadas, la medida considerada, el parámetro de OSeMOSYS modificado, la estrategia metodológica empleada para representar la política dentro del modelo y la fuente normativa o técnica que respalda su implementación. La Tabla 22 sintetiza esta información, permitiendo establecer la trazabilidad entre cada medida de política pública aplicada a la oferta de hidrógeno y su representación matemática en OSeMOSYS, así como los supuestos utilizados para su incorporación en SAND.

Tabla 22. Parametrización de escenarios de oferta de hidrógeno.

Medida	Código Tecnologías	Parámetros modificados	Estrategia - Metodología	Fuente de referencia
Políticas Declaradas				
Capacidad instalada de electrolizadores	UPSALK UPSPER	-TotalAnnualMinCapacity -ResidualCapacity	-Proyección de capacidad instalada. -Capacidad operativa de proyectos existentes	-Escenario BAU. Hoja de Ruta TEJ (MME, 2024).
Capacidad y producción de hidrógeno gris	UPSSMR	-ResidualCapacity -TotalTechnologyAnnual ActivityLowerLimit	-Capacidad operativa en refinerías -Proyección lineal de producción actual	-Borrador CONPES. Política Nacional de Hidrógeno (2025) -Datos de producción de Ecopetrol.
				-Borrador CONPES. (2025). Política Nacional de Hidrógeno (2025)

Medida	Código Tecnologías	Parámetros modificados	Estrategia - Metodología	Fuente de referencia
Capacidad y producción de hidrógeno azul	UPSSMRCC S	-ResidualCapacity -TotalTechnologyAnnual ActivityLowerLimit	-Capacidad operativa en refinerías -Proyección lineal de producción actual	-Datos de producción de ecopetrol. -GIZ Colombia. (2023). Estudio técnico, económico e identificación de hubs de hidrógeno verde en Colombia.
Producción derivados (amoníaco).	DEMDERHD G HDGDER	AccumulatedAnnualDemand	Proyección de demanda de derivados	-Escenario BAU. Hoja de Ruta TEJ (MME, 2024).
Políticas Anunciadas				
Capacidad instalada de electrolizadores	UPSALK UPSPEM	-TotalAnnualMinCapacity -ResidualCapacity	-Proyección de capacidad instalada. -Capacidad operativa de proyectos existentes	Escenario Mei. Hoja de Ruta TEJ (MME, 2024).
			Proyección de producción de	Escenario TEJ. Hoja de Ruta

Medida	Código Tecnologías	Parámetros modificados	Estrategia - Metodología	Fuente de referencia
Producción hidrógeno verde en refinerías	UPSALK UPSPPEM	TotalTechnologyAnnual ActivityLowerLimit	hidrógeno verde. Se aplica el 50% a 2050 de la meta definida para el escenario CN.	TEJ (MME, 2024).
Capacidad y producción hidrógeno gris	UPSSMR	-ResidualCapacity -TotalTechnologyAnnual ActivityLowerLimit	-Capacidad operativa en refinerías -Curva logística descendente de hidrógeno gris.	-Borrador CONPES. Política Nacional de Hidrógeno (2025) -Datos de producción de ecopetrol.
		-ResidualCapacity -TotalTechnologyAnnual	-Capacidad operativa en refinerías -Proyección lineal de	-Borrador CONPES. (2025). Política Nacional de Hidrógeno (2025) -Datos de producción de Ecopetrol. -GIZ Colombia. (2023). Estudio técnico, económico e

Medida	Código Tecnologías	Parámetros modificados	Estrategia - Metodología	Fuente de referencia
Capacidad y producción hidrógeno azul	UPSSMRCC S	ActivityLowerLimit	producción actual	identificación de hubs de hidrógeno verde en Colombia
Producción derivados (amoniaco).	DEMDERHD G HDGDER	AccumulatedAnnualDemand	Proyección de demanda de derivados	-Escenario Mei. Hoja de Ruta TEJ (MME, 2024).
Hidrógeno para producción de SAF	UPSSAF	InputActivityRatio	Estimación de eficiencia de la ruta tecnológica HEFA para producción de SAF	-Schrenk, M. (2025). Feasibility study on the use of sustainable aviation fuels in Jordan. International Civil Aviation Organization
Transporte pesado	DEMTRA HDGSTT DEMTRA	TotalAnnualMinCapacity Investment	Proyección de ventas entre 2%-4% a partir de desde 2040.	Escenario Mei. Hoja de Ruta TEJ (MME, 2024).

Medida	Código Tecnologías	Parámetros modificados	Estrategia - Metodología	Fuente de referencia
	HDGTCK_CSG			
Carbono Neutralidad				
Capacidad instalada de electrolizadores	UPSALK UPSPER	-TotalAnnualMinCapacity -ResidualCapacity	-Proyección de capacidad instalada. -Capacidad operativa de proyectos existentes	Escenario TEJ. Hoja de Ruta TEJ (MME, 2024).
Capacidad y producción de hidrógeno verde en refinerías	UPSALK UPSPER	TotalTechnologyAnnualActivityLowerLimit	Proyección de producción de hidrógeno verde. Se aplica el 100% de la meta a 2050.	Escenario TEJ. Hoja de Ruta TEJ (MME, 2024).
Capacidad y producción de hidrógeno gris	UPSSMR	-ResidualCapacity	-Capacidad operativa en refinerías -Curva logística	-Borrador CONPES. Política Nacional de Hidrógeno (2025)

Medida	Código Tecnologías	Parámetros modificados	Estrategia - Metodología	Fuente de referencia
		- TotalTechnologyAnnualActivityLowerLimit	descendente para la salida de hidrógeno gris en 2050.	-Datos de producción de Ecopetrol.
Producción hidrógeno azul	UPSSMRCC S	-ResidualCapacity - TotalTechnologyAnnualActivityLowerLimit	-Capacidad operativa en refinerías -Proyección lineal de producción actual	-Borrador CONPES. (2025). Política Nacional de Hidrógeno (2025) -Datos de producción de ecopetrol. -GIZ Colombia. (2023). Estudio técnico, económico e identificación de hubs de hidrógeno verde en Colombia.
Producción derivados (amoníaco).		AccumulatedAnnualDemand	Proyección de demanda de derivados	-Escenario Mei. Hoja de Ruta TEJ (MME, 2024).

Medida	Código Tecnologías	Parámetros modificados	Estrategia - Metodología	Fuente de referencia
	DEMDERHD G HDGDER			
Hidrógeno para producción de SAF	UPSSAF	InputActivityRatio	Estimación de eficiencia de la ruta tecnológica HEFA para producción de SAF	-Schrenk, M. (2025). Feasibility study on the use of sustainable aviation fuels in Jordan. International Civil Aviation Organization
Calor directo industrial	DEMINDHD G FUR HDGFUR	AccumulatedAnnualDem and	Proyección de demanda de hidrógeno verde	-Escenario TEJ.. Hoja de Ruta TEJ (MME, 2024).
Exportación de hidrógeno	DEMEXPHD G EXPHDG	AccumulatedAnnualDem and	Proyección de exportación de hidrógeno verde	-Escenario TEJ.. Hoja de Ruta TEJ (MME, 2024).

Fuente: Elaboración propia.

4 Metodología para la modelación de emisiones

Este apartado define el alcance conceptual implementado en la herramienta de optimización, cuyo propósito es contabilizar y proyectar las trayectorias de emisiones asociadas a la actividad de los sectores de demanda y oferta energética del PEN 2025-2055. El módulo se divide en dos categorías principales:

- Gases de Efecto Invernadero (GEI): Comprende la estimación de emisiones de dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4) y óxido nitroso (N_2O). Con el fin de asegurar la comparabilidad internacional y la consistencia con el Inventario Nacional de GEI, los resultados se consolidan y expresan en Millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente (CO_2eq), aplicando los Potenciales de Calentamiento Global (GWP) establecidos en el Quinto Informe de Evaluación sobre Cambio Climático (AR5).
- Contaminantes Criterio: Derivados principalmente de los procesos de combustión sectorial, el modelo proyectará las trayectorias de monóxido de carbono (CO), compuestos orgánicos volátiles diferentes al metano (COVDM), amoníaco (NH_3), black carbon (BC), óxidos de nitrógeno (NO_x), óxidos de azufre (SO_x) y material particulado (PM_{10} y $\text{PM}_{2.5}$). Las unidades de reporte para estos contaminantes corresponden a kilotoneladas por Petajulio (kt/PJ)

4.1 Enfoque metodológico de estimación (Tier 1 y Tier 2)

- Enfoque de Nivel 2 (Tier 2) para CO_2 : Se emplearon factores de emisión específicos y propios desarrollados para el contexto nacional de combustibles (UPME, Fundación Natura, 2016). Esto permite una alta representatividad de la intensidad de carbono real de la canasta fósil nacional.
- Enfoque de Nivel 1 (Tier 1) para CH_4 y N_2O : se aplican los factores por defecto establecidos en las directrices del Panel Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC, 2006).
- Estimación de Contaminantes Criterio: se aplicó la Guía para el inventario de emisiones de contaminantes atmosféricos (European Environment Agency, 2023), vinculando los datos de actividad proyectados para cada tecnología de consumo y oferta con sus respectivos factores de emisión por combustión.

4.2 Ecuaciones implementadas en el modelo

1. Emisiones GEI anuales por tecnología y combustible

$$\text{Emisiones GEI}_{\text{anuales}} = \text{UseByTechnology} \times \text{EmissionActivityRatio} \quad (2)$$

donde,

- Emisiones GEI: emisiones de gases efecto invernadero (CO₂, CH₄, N₂O) expresadas en Millones de toneladas
- UseByTechnology: representa el consumo del energético expresado en PJ
- EmissionActivityRatio: factor de emisión específico del energético e, con su respectiva equivalencia de carbono (CO₂eq - GWP AR5), expresado en CO₂eq/PJ

2. Emisiones de Contaminantes Criterio (CC) por tecnología y combustible

$$\text{Emisiones CC}_{\text{anuales}} = \text{UseByTechnology} \times \text{EmissionActivityRatio} \quad (3)$$

donde,

- Emisiones CC: emisiones de contaminantes criterio (CO, COVDM, NH₃, BC, NO_x, SO_x, PM₁₀, PM_{2.5}) expresadas en kilotoneladas
- UseByTechnology: representa el consumo del energético expresado en PJ
- EmissionActivityRatio: factor de emisión específico del energético e, expresado en kilotoneladas del contaminante/PJ

4.3 Modelación del Impuesto al Carbono

El impuesto al carbono se introduce en la plataforma de optimización como un instrumento económico transversal que penaliza el costo operativo de las tecnologías en función de sus tasas de emisión. Esta señal de precios orienta la toma de decisiones del modelo hacia la sustitución de combustibles e inversión en alternativas energéticas más eficientes y de bajas emisiones. Para reflejar fielmente el marco fiscal y regulatorio nacional, la simulación adopta una **tarifa base por tonelada de CO₂eq en \$27.399,14 (DIAN, 2025)**, la cual se desagrega en cobros específicos por galón, metro cúbico o

tonelada según el tipo de combustible fósil modelado. A partir de este valor del año base, se parametriza una trayectoria creciente a lo largo del horizonte de planificación (2025-2055) siguiendo el mecanismo de actualización establecido en la Ley 2277 de 2022 (Congreso de la República de Colombia, 2022).

4.4 Modelación de emisiones en el escenario de carbono neutralidad

El escenario de Carbono Neutralidad requiere la incorporación de restricciones dinámicas y vectores tecnológicos de mitigación que modifiquen la frontera de optimización del modelo:

- **Tecnologías de Captura Uso y Almacenamiento:** Se incluyó el potencial de Bioenergía con Captura y Almacenamiento de Carbono (BECCS) y Captura, Uso y Almacenamiento de Carbono (CCUS). Estas tecnologías actúan en el modelo con factores de emisión netos negativos o eficiencias de secuestro en los módulos de oferta (ej. refinerías).

Desde el lado de la demanda, se implementó una metodología de estimación de captura centrada en el aprovechamiento de bioenergía. Esta metodología se aplicó de forma exógena a los datos del SAND OSeMosys. En la parametrización del modelo, se creó un parámetro de emisión temporal (EMICO2_CAP) orientado a cuantificar el potencial de captura. Este parámetro fue asignado exclusivamente a las tecnologías de uso final correspondientes a hornos industriales alimentados por energéticos de origen biológico. En particular, aquellos que operan con bagazo (DEMINDBAG_FUR), biogás (DEMINDBGS_FUR), y residuos (DEMINDWAS_FUR). Mediante este enfoque, se habilitó la contabilización de emisiones negativas directamente en los módulos de demanda térmica.

El cálculo del potencial de captura para estas tecnologías incluye los factores de emisión por combustión propios de cada energético. A dichos factores base se les aplicó una tasa de retención del 95% (IEAGHG, 2019), fracción que representa la eficiencia técnica efectiva de los sistemas de captura acoplados a las instalaciones. La trayectoria resultante al ejecutar el modelo con este nuevo parámetro EMICO2_CAP consolida el volumen total de dióxido de carbono mitigado y dimensiona el aporte del esquema BECCS industrial a lo largo del horizonte de planeamiento del PEN.

- **Límite de Emisiones (Restricciones E2050):** Se parametriza el modelo utilizando el parámetro AnnualEmissionLimit para incluir una trayectoria decreciente de emisiones desde el año 2035

hasta el año 2055. Este límite se encuentra alineado con los objetivos sectoriales de la Estrategia de Largo Plazo E2050, que establece hitos específicos de reducción con un máximo de 12 millones de toneladas de CO₂eq al año 2050. Dado que la E2050 define únicamente años de referencia (2030, 2040, 2050) o hitos intermedios, se aplicó un proceso de interpolación lineal para construir una trayectoria continua y consistente entre dichos puntos. Esta interpolación asegura que el modelo represente la trayectoria de mitigación, evitando saltos abruptos y garantizando la coherencia con las metas de largo plazo. En consecuencia, la parametrización no solo refleja los valores límite de la estrategia, sino que también traduce su visión en una curva de reducción progresiva que orienta la planificación sectorial hacia la neutralidad climática.

5 Bibliografía

Aeronáutica Civil. (2025). *Economía y aviación para la vida: Hoja de Ruta de los Combustibles Sostenibles de aviación en Colombia*. <https://www.aerocivil.gov.co/loader.php?lServicio=Tools2&lTipo=descargas&lFuncion=visorpdf&file=https%3A%2F%2Fwww.aerocivil.gov.co%2Floader.php%3FIServicio%3DTools2%26lTipo%3Ddescargas%26lFuncion%3DexposeDocument%26idFile%3D19190%26tmp%3Dc4c9f59b8be919a933>

Agora Verkehrswende y PtX Hub. (2025). Desfossilización de la aviación con e-SAF – Introducción a las tecnologías, políticas y mercados de combustibles de aviación sostenibles. https://ptx-hub.org/wp-content/uploads/2025/08/125-Desfossilizacion-aviacion-e-SAF_ESP.pdf

ANDEMOS. (2026). *Informe Interactivo Sector Automotor Colombia*. Asociación Nacional de Movilidad Sostenible (ANDEMOS). Retrieved 05 20, 2026, from <https://www.andemos.org/pbi-informes>

ANH. (2025). *Informe de Recursos y Reservas 2024(IRR)*. https://www.anh.gov.co/documents/34275/Informe_de_Recursos_y_Reservas__IRR_2024_HfuVgCM.pdf

Camargo-Bertel A.A., Lizarazo C., Corredor L., Campillo J., Gonzalez-Quiroga A., & Pupo-Roncallo O. (2024). Analyzing trends in energy modeling tools in Latin America: A comprehensive review. *Energy Reports*, 12, 2075-3095. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2024.08.080>

CEIPA. (2023). El transporte férreo y fluvial colombiano: una prospectiva hacia la electromovilidad. 978-958-8752-39-6

The Climate Drive. (2022). *Apply abatement approaches in hard-to-abate sectors*. <https://www.theclimatedrive.org/guidebook/reduce/step-1-understand-decarbonization-approaches-from-a-macro-perspective/apply-abatement-approaches-in-hard-to-abate-sectors>

Congreso de la República de Colombia. (2022, diciembre 13). Ley 2277 de 2022. Por medio de la cual se adopta una reforma tributaria para la igualdad y la justicia social y se dictan otras disposiciones. Diario Oficial No. 52.247. http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_2277_2022.html

Cooperación Alemana para el Desarrollo (GIZ). (2024). Estudio de mercado de H2V y Power to X en Colombia. https://www.minenergia.gov.co/documents/11890/04.Estudio_de_Mercado_H2V_y_PtX.pdf

CORPOEMA-UPME. (2024). Propuesta de un Plan nacional de innovación y tecnología en eficiencia energética para la climatización y refrigeración en Colombia. https://docs.upme.gov.co/Documents/Coop_internacional/Climatizacion_refrigeracion_Colombia_2025/1/CO_T1663_P009_Entregable_1.pdf

DANE. (2025). Encuesta Nacional de Calidad de Vida (ECV) 2024. DANE. <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/salud/calidad-de-vida-ecv/encuesta-nacional-de-calidad-de-vida-ecv-2024>

Departamento Administrativo Nacional de Estadística [DANE]. (2019). Atlas de la geografía industrial de Colombia: Especialización sectorial, concentración y competitividad territorial de la industria manufacturera colombiana. https://geoportal.dane.gov.co/descargas/directorio_Est/3090_Geo_Colombia_14.pdf

DIAN. (2025, enero 31). Resolución 000008 de 2025. Por la cual se ajustan las tarifas del Impuesto Nacional a la gasolina y al ACPM, y del Impuesto nacional al carbono. Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales. <https://www.dian.gov.co/normatividad/Normatividad/Resoluci%C3%B3n%20000008%20de%2031-01-2025.pdf>

Diario oficial. (2025, enero 17). Resolución 090 de 2025. por la cual se adopta la Hoja de Ruta de los Combustibles Sostenibles de Aviación en Colombia. <https://vlex.com.co/vid/resolucion-numero-00090-2025-1067656451>

Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales - DIAN. (2025). Boletín de Comercio Exterior: Enero–diciembre de 2024/2023. <https://www.dian.gov.co/dian/cifras/BoletinesComEx/D-Bolet%C3%ADn-Ene-Dic-2023-2024.pdf>

DNP. (2020). *Plan Maestro Ferroviario*. DNP. <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Prensa/Plan-Maestro-Ferroviario.pdf>

DNP. (2023). *Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2022-2026*. DNP. <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Prensa/Publicaciones/plan-nacional-de-desarrollo-2022-2026-colombia-potencia-mundial-de-la-vida.pdf>

DNP. (2023). *Plan Plurianual de Inversiones*. DNP. <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/portalDNP/PND-2023/2023-05-04-plan-plurianual-de-inversiones-2023-2026.pdf>

DNP. (2023). *Política de reindustrialización: hacia una economía productiva, sostenible y compartida (CONPES 4129)*. <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/4129.pdf>

European Environment Agency. (2023). *EMEP/EEA Air Pollutant Emission Inventory Guidebook 2023*. <https://www.eea.europa.eu/en/analysis/publications/emep-eea-guidebook-2023>

Gebremeskel, D. H., Ahlgren, E. O., & Beyene, G. B. (2022, 12). Long-term electricity supply modelling in the context of developing countries: The OSeMOSYS-LEAP soft-linking approach for Ethiopia. *Energy Strategy Reviews*, 45. 10.1016/j.esr.2022.101045

GIZ Colombia. (2023). *Estudio técnico de identificación de hubs de hidrógeno verde en Colombia*.

Gobierno de Colombia. (2019). *Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica*. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. <https://mintransporte.gov.co/publicaciones/10754/transporte-sostenible/>

Gobierno de Colombia. (2021). *Actualización de la Contribución Determinada a Nivel Nacional de Colombia (NDC)*. <https://www.minambiente.gov.co/wp-content/uploads/2021/10/informe-actualizacion-contribucion-determinada-Colombia-ndc-2020.pdf>

Gobierno de Colombia. (2021). *E2050. Estrategia climática de largo plazo de Colombia E2050 para cumplir con el Acuerdo de París*. <https://www.minambiente.gov.co/wp-content/uploads/2024/12/2.-Estrategia-Climatica-de-Largo-Plazo-de-Colombia-E2050.pdf>

Gobierno de Colombia. (2021). *Hoja de ruta del hidrógeno en Colombia*. BID, MME. https://www.minenergia.gov.co/static/ruta-hidrogeno/src/document/Hoja%20Ruta%20Hidrogeno%20Colombia_2810.pdf

Gobierno de Colombia. (2022). *Estrategia Nacional de Transporte Sostenible*. Ministerio de Transporte. <https://mintransporte.gov.co/publicaciones/10754/transporte-sostenible/>

Howells M., Rogner H., Strachan N., Heaps C., Huntington H., Kypreos S., Silveira S., Decarolis J., Bazillian M., & Roehrl A. (2011). OSeMOSYS : The Open Source Energy Modeling System An introduction to its ethos , structure and development. *Energy Policy*. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.06.033>

ICCT. (2021). A global comparison of the life-cycle greenhouse gas emissions of combustion engine and electric passenger cars. <https://theicct.org/publication/a-global-comparison-of-the-life-cycle-greenhouse-gas-emissions-of-combustion-engine-and-electric-passenger-cars/>

IDOM y Brigard Urrutia. (2025). *Análisis de las cadenas de valor de derivados del hidrógeno y la regulación habilitante en Colombia*. https://www.minenergia.gov.co/documents/14249/60.Consultoria_IDOM_Cadena_valor_H2_derivados.pdf

IEA. (2025). *An Energy Sector Roadmap to Net Zero Emissions in Colombia*.

IEA. (2025). *Global Hydrogen Review*. Paris. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2025>, Licence: CC BY 4.0

IEAGHG. (2019, marzo 1). *Towards Zero Emissions CCS from Power Stations using Higher Capture Rates or Biomass*. <https://ieaghg.org/publications/towards-zero-emissions-ccs-from-power-stations-using-higher-capture-rates-or-biomass/>

IGAC. (2021). *Colombia en Mapas - Cobertura de Gas Natural*. Colombia en Mapas. <https://www.colombiaenmapas.gov.co/?u=0&t=39&servicio=2298>

Instituto Global para el Crecimiento Verde (GGGI). (n.d.). *Viabilidad del Artículo 6 para hidrogeno verde en Colombia*. Colombia.

IPCC. (2006). IPCC. IPCC - Task Force on National Greenhouse Gas Inventories. Retrieved May, 2026, from <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/vol2.html>

MADS. (2023, noviembre 4). Gobierno Nacional declara oficialmente el fenómeno de El Niño y alerta a continuar preparándose. <https://www.minambiente.gov.co/gobierno-nacional-declara-oficialmente-el-fenomeno-de-el-nino-y-alerta-al-pais-a-continuar-preparandose/>

MADS. (2024). *Estrategia climática de largo plazo de Colombia E2050 para cumplir con el Acuerdo de París*. MADS. <https://www.minambiente.gov.co/wp-content/uploads/2024/12/2.-Estrategia-Climatica-de-Largo-Plazo-de-Colombia-E2050.pdf>

MINTRANSPORTE. (2026). *Registro Único Nacional de Tránsito (RUNT)*. <https://mintransporte.gov.co/publicaciones/11445/wwwruntgovco-unico-portal-disponible-del-runt/>

MME. (2023). *Hoja de ruta de la transición energética*. Transición energética justa. <https://www.minenergia.gov.co/es/micrositios/transicion-energetica-justa/>

MME. (2024). *Declaración de Producción de Gas Natural*. <https://www.minenergia.gov.co/es/misional/hidrocarburos/funcionamiento-del-sector/gas-natural/>

MME. (2024). *Diagnóstico base para la transición energética justa (versión PDF)*. Diagnóstico base para la transición energética justa (versión PDF). https://www.minenergia.gov.co/documents/12591/DIAGN%C3%93STICO_BASE_PARA_LA_TRANSGIC%C3%93N_ENERG%C3%89TICA_JUSTA_-_2024.pdf

MME. (2024). *Escenarios nacionales Transición Energética Justa*. <https://www.minenergia.gov.co/documents/12383/Escenarios-TEJ-2024.pdf>

MME. (2025). *Ecosistema del H2 Colombia*. Ecosistema del H2 Colombia. Retrieved 12 15, 2025, from <https://www.minenergia.gov.co/es/ecosistema-hidrogeno-colombia/proyectos/>

MME. (2025, Julio 4). Gobierno Nacional confirma hallazgo de hidrógeno natural en el subsuelo colombiano. <https://www.minenergia.gov.co/...>

MME. (2026). *Implementación de proyectos para los estudios de evaluación, exploración y explotación del hidrógeno blanco y otros gases*. <https://www.minenergia.gov.co/es/servicio-al-ciudadano/foros/implementacion-de-proyectos-para-los-estudios-de-evaluacion-exploracion-y-explotacion-del-hidrogeno-blanco-y-otros-gases/>

Nayak-Luke, R. M., & Bañares-Alcántara, R. (2020). Techno-economic viability of islanded green ammonia as a carbon-free energy vector and as a substitute for conventional production. *Energy & Environmental Science*, 13, 2957. <https://doi.org/10.1039/d0ee01707h>

Plazas-Niño F., Tan N., Howells M., Foster V., & Quirós-Tortós J. (2025). Uncovering the applications, developments, and future research directions of the open-source energy modelling system (OSeMOSYS): A systematic literature review. In *Energy for Sustainable Development*. 85. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2024.101629>

PwC. (2023). *Mine 2023: 20th edition. The era of reinvention*. Mine 2023: 20th edition. The era of reinvention. <https://www.pwc.com/gx/en/issues/tla/content/PwC-Mine-Report-2023.pdf>

Schrenk, M. (2025). Feasibility study on the use of sustainable aviation fuels in Jordan. International Civil Aviation Organization.

SDA. (2021, diciembre). *Inventario de emisiones de Bogotá, contaminantes atmosféricos 202*. https://rds.org.co/apc-aa-files/ba03645a7c069b5ed406f13122a61c07/inventario-emisiones_2020_final.pdf

SIUN. (2024, octubre 17). *Resolución 40431 de 2024. "Por la cual se modifica temporalmente el contenido de biocombustible – biodiésel en la mezcla con diésel fósil de que trata la Resolución número 40447 de 2022, y se dictan otras disposiciones"*. <https://www.suin-juriscol.gov.co/viewDocument.asp?id=30054088>

UPME. (2018). *Primer balance de energía útil para Colombia y cuantificación de las pérdidas energéticas relacionadas y la brecha de eficiencia energética*. www1.upme.gov.co/Hemeroteca/Paginas/estudio-primer-balance-energia-util-para-Colombia.aspx

UPME. (2018, 04 01). *Primer balance de Energía Útil para Colombia y Cuantificación de las Pérdidas energéticas relacionadas y la brecha de eficiencia energética Resumen Ejecutivo BEU Sector Residencial y Terciario. Primer balance de Energía Útil para Colombia y Cuantificación de las Pérdidas energéticas relacionadas y la brecha de eficiencia energética Resumen Ejecutivo BEU Sector Residencial y Terciario*. https://docs.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Balance_energia_util/BEU-Residencial.pdf

UPME. (2019, abril). Primer balance de Energía Útil para Colombia y Cuantificación de las Perdidas energéticas relacionadas y la brecha de eficiencia energética. Resumen Ejecutivo BEU Sector Industrial. https://docs.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Balance_energia_util/BEU-Industria.pdf

UPME. (2020). “Estudio de caracterización energética del sector de transporte de carga”. UPME. https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Informe_final_caracterizacion_transporte.pdf

UPME. (2022). PAI-PROURE 2022-2030. UPME. https://docs.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PROURE/Documento_PROURE_2022-2030_v4.pdf

UPME. (2023). Plan Energético Nacional (PEN) 2022-2052. Plan Energético Nacional (PEN). https://docs.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2022_2052/PEN_2022_2052_Tomo1_VF.pdf

UPME. (2024). Boletín Cálculo ICEE 2019-2022. https://docs.upme.gov.co/2025/01/Informe_Ejecutivo_Boletin_Calculo_ICEE_2019_2022v3.pdf.

UPME. (2024). Boletín ICEE 2024. UPME. https://docs.upme.gov.co/SIMEC/Energia%20Electrica/Documents/Informes_cobertura/Boletin_ICEE_2024.pdf

UPME. (2024). Plan Nacional de Desarrollo Minero – Fase II: Escenarios mineros – Planificando el futuro. Plan Nacional de Desarrollo Minero – Fase II: Escenarios mineros – Planificando el futuro. https://www1.upme.gov.co/simco/PlaneacionSector/Documents/Fase_II_Escenarios_Mineros_Planificando_el_futuro.pdf

UPME. (2025). Balance Energético Colombiano. https://docs.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Beco/Presentacion_BECO_2024.pdf

UPME. (2025). Documento complementario Estudio Técnico para la Adopción del Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2038. https://docs.upme.gov.co/SIMEC/Hidrocarburos/Publicaciones_SIPG/Documento_complementario_estudio_tecnico_para_el_Plan_de_Abastecimiento_de_Gas_Natural_2023-

2038_Enero_2025.pdf?_gl=1*ebv1m7*_ga*MTU0NzE0MzM2OC4xNzgyMjlzMDQz*_ga_CJ92N3N
EKY*czE3ODU3NzU1NzgkbzE

UPME. (2025). Hacia la implementación Plan Nacional de Sustitución de Leña y otros Combustibles de uso Ineficiente y Altamente Contaminante-CIAC para la cocción doméstica de alimentos. https://docs.upme.gov.co/SIMEC/Hidrocarburos/Publicaciones_SIPG/Hacia_la_implementacion_del_PNSL_y_otros_CIAC_para_la_coccion_domestica_de_alimentos_VF.pdf

UPME. (2025). *Plan Energético Nacional 2024-2054: Plan estratégico de industrialización [Versión preliminar]*. https://docs.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2024_2054/PDF6_PE_Industrializacion_Publicacion_Tomo_I.pdf

UPME. (2025). *Plan Indicativo de Expansión de la Generación (PIEG)*. Plan Indicativo de Expansión de la Generación (PIEG). https://docs.upme.gov.co/SIMEC/Energia%20Electrica/PIEG/2025-2039/Plan_Generacion_2025-2039.pdf

UPME. (2026). *Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos – PIACL 2025-2040*. Bogotá, Colombia. <https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/piacl/>

UPME. (2026). *Plan Nacional de Desarrollo Minero 2024–2035: Fase III – Estrategias y acciones*. https://docs.upme.gov.co/SIMEC/SIMCO/PlaneacionSector/Documents/Plan_Nacional_Desarrollo_Minero_Fase_III_v2_abril_2026.pdf

UPME, MME, & DEA. (2025, 03). *Catálogo Tecnológico Colombiano Tecnologías de generación y almacenamiento de energía*. Catálogo Tecnológico Colombiano Tecnologías de generación y almacenamiento de energía. https://docs.upme.gov.co/SIMEC/Oferta-y-demanda/Catalogo_tecnologico/Catalogo_tecnologias_informacion_8-5-2025.pdf

UPME, Fundación Natura. (2016). *Consultoría Técnica para el Fortalecimiento y Mejora de la Base de Datos de Factores de Emisión de los Combustibles Colombianos - FECOC*. Informe Final Proyecto Incombustion-Natura. https://app.upme.gov.co/Calculadora_Emisiones1/new/Informe_Final_FECOC_Correcciones_UPME_FunNatura.pdf

UPME y CORPOEMA. (2025). Informe final: Caracterizar en el marco del Plan Nacional de Bioenergía en Colombia, la demanda actual para transporte, electricidad, y energía térmica de los diversos bioenergéticos (sólidos, biocombustibles líquidos, gaseosos y combustibles sintéticos) y.

XM. (2025). CEN por tipo fuente natural y despacho. Sinegox.
<https://sinergox.xm.com.co/oferta/Paginas/Informes/CapacidadEfectiva.aspx>

6 Anexo 1. Diccionario de códigos para el etiquetado de nuevas tecnologías y combustibles

En los siguientes listados se presentan los códigos usados para la creación de las etiquetas de tecnologías y combustibles

1
2

6.1 Categorías principales

- BACKSTOP: Backup technologies/ Tecnologías de respaldo
- DEM: Consumer sectors / Sectores de consumo
- GRD: Grid / Red
- IMP: Imports / Importaciones
- MIN: Mining technologies / Tecnologías de extracción
- PWR: Power generation / Generación de energía
- UPS: Initial transformation unit / Unidad de transformación

6.2 Sectores principales

- AGF: Agriculture and Fishing /Agricultura y pesca
- CYR: Coke plants and refineries / Refinerías
- ELC: Electricity / Electricidad
- IND: Industrial /Industrial
- RES: Residential /Residencial
- TER: Tertiary / Terciario
- TRA: Transportation / Transporte

6.3 Energéticos

- **AFR:** Forestry or Agricultural Waste / Residuos de agricultura y forestales
- **BAG:** Bagasse / Bagazo
- **BBG:** Bio blended gasoline/ Gasolina bio-mezclada
- **BDB:** Diesel - biodiesel
- **BDL:** Biodiesel
- **BET:** Bioetanol
- **BGB:** Gasoline – Bioetanol
- **BGS:** Biogás
- **BIO:** Biomass/ Biomasa
- **BJS:** Mezcla JET SAF
- **BMET:** Biometano
- **BMETL:** Biometanol
- **CASAR:** Cáscara de arroz
- **CASBAN:** Cáscara de banano-plátano
- **CLIM:** Air conditioning /Climatización
- **COA:** Coal / Carbón
- **CSP:** Concentrated Solar Power / Energía Solar de Concentración
- **DAM:** Dam-based Hydropower / Hidroeléctrica con embalse
- **DHT:** Direct heat / Calor directo
- **DSL:** Diesel / Diésel
- **ELC:** Electricity / Electricidad
- **EVC:** Electric vehicle charging
- **FOL:** Fuel Oil / Fuelóleo
- **GEO:** Geothermal / Geotérmica
- **GSL:** Gasoline / Gasolina
- **HDG:** Hidrógeno
- **AGFHEA:** Demanda térmica en AGF
- **HOJ:** Hojarasca
- **HYD:** Hydro / Hidro (Agua)
- **IHT:** Indirect heat / Calor indirecto
- **JET:** Jet fuel / jet A1/ Combustibles para aviones
- **LNG:** Liquid natural Gas / Gas natural licuado
- **LPG:** Liquefied Petroleum Gas / Gas licaudo de petróleo

- **NGS:** Natural Gas / Gas natural
- **NSE:** No Specified Energy / No especificado
- **MAZ:** Granos fermentados de maíz
- **MUC:** Mucílago de café
- **OFW:** Offshore wind / Eólica marina
- **OIL:** Crude Oil / Petróleo
- **ONW:** Onshore wind / Eólica Terrestre
- **OPL:** Palm oil / Aceite de palma
- **PHEV:** Plug-in Hybrid Electric Vehicle / Vehículo eléctrico híbrido enchufable
- **POM:** Pome
- **PULP:** Pulpa de café
- **RAQ:** Raquis
- **ROR:** Run-of-River Hydropower / Hidroeléctricas de paso
- **SAF:** Sustainable Aviation Fuel / Combustible sostenible para la aviación
- **SGC:** Sugar cane / Caña de azúcar
- **SOL:** Solar / Solar
- **URN:** Uranium / Uranio
- **VIN:** Vinazas
- **WAS:** Municipal waste / Desechos municipales
- **WND:** Wind / Viento
- **WOO:** Wood / Madera

6.4 Tecnología de uso

- **ALK:** Alcalino
- **AIR:** Air conditioning / Aire acondicionado o Airplane / Aeroplano
- **BAT:** Battery / Baterías
- **BOI:** Boiler / Caldera
- **BOT:** Boat / Bote
- **BUS:** Bus
- **CC:** Combined cycle / Ciclo combinado
- **CCS:** Carbon Capture and Storage / Captura y almacenamiento de carbono
- **CS:** Simple cycle / Ciclo simple
- **CKN:** Cooking stove / Estufa para cocina
- **CTV:** Tv / Televisión

- **DST:** Transport and distribution / Transporte y distribución
- **EVC:** EV charging / Carga de vehículos eléctricos
- **EV:** Electric vehicle / Vehículo eléctrico
- **FAN:** Fan / Ventilador
- **FC:** Fuel charging / Carga de combustible
- **FUR:** Furnance / Horno
- **FWD:** Four wheel drive / Vehículo de Tracción en las cuatro ruedas
- **HEV:** Hybrid electric vehicle / Vehículo Híbrido eléctrico
- **ILU:** lighting / Iluminación
- **LDV:** Light duty vehicle / Vehículo ligero
- **MET:** Meter / Metro
- **MIC:** Microbus
- **MOT:** Motorbike / Moto
- **MPW:** Motor
- **MTC:** Moto para demanda
- **OTH:** Other / Otros
- **PEM:** Proton Exchange Membrane / Membrana de intercambio de protones
- **REF:** Refinery or refrigeration / Refrigeración o refinería
- **REG:** Regasification
- **RST:** Refuelling station / Estación de servicio
- **RTP:** Rooftop PV / sistema fotovoltaico en techos
- **SHP:** Ship / Barco
- **SMR:** Steam methane reforming / Reformado de metano con vapor
- **STO:** Storage/ Almacenamiento
- **STT:** Semi Trailer truck / Camion semiremolque
- **TAX:** Taxi
- **TCK:** Truck / Camion
- **TV:** Tv / Televisión
- **TYD:** Transmission and Distribution/ Transmisión y distribución
- **WHT:** Water heater / Calentador de agua
- **WSH:** Washer / Lavadora

6.5 Información adicional

6.5.1 Eficiencia

- **HIG:** High efficiency / Mejor eficiencia mundial
- **MID:** Medium efficiency / Mejor eficiencia Colombia
- **LOW:** Actual efficiency / Eficiencia Actual

6.5.2 Área

- **IMU:** Intermunicipal
- **BAR:** Barranquilla
- **CAR:** Cartagena
- **RUR:** Rural
- **URB:** Urbana
- **ZNI:** Zona no interconectada

6.5.3 Otros

- **AUT:** Self-consumption / Autoconsumo
- **C2:** Camiones rígidos de dos ejes
- **C2P:** Camiones con una capacidad máxima de 5.5 t
- **CSG:** Camiones con capacidad (~12 t)
- **DUC:** Duchas (calentamiento de agua)
- **FIX:** Fix / Fijo
- **FLO:** Flow / Flotante
- **MRT:** Maritime / Maríti
- **NDC:** No despachado centralizadamente
- **OFS:** Offshore / Costa afuera
- **ONS:** Onshore / Costa adentro
- **ORG:** Organic / orgánico
- **PAR:** Pared (para aire acondicionado)
- **PAS:** Paso (calentamiento de agua)
- **POR:** Portátil (para aire acondicionado)
- **RVT:** River / Fluvial

- **SPL:** Split (para aire acondicionado)
- **TAN:** Tanque (calentamiento de agua)
- **UGE:** Utility Gran escala (PV)
- **UPE:** Utility Pequeña escala (PV)

6.6 Creación de etiquetas

A continuación, se presenta la convención de etiquetas para crear tecnologías: Tecnologías de uso no final:

Convención de nombres: [categoría][Sector][energético]_[Información Adicional][###] Ejemplo:

- Planta Carbón: PWRCOA
- Importación Diesel: IMPDSL
- Refinería de barranca: UPSREF_BAR

6.6.1 Tecnologías de uso final

Convención de nombres: [categoría][Sector][energético][Tecnología de uso]_[Información Adicional][###] Ejemplo:

- Horno industrial de carbón: DEMINDCOAFUR
- Estufa de leña (eficiencia actual): DEMRESWOOCKN_LOW
- Vehículo a gasolina: DEMTRAGSLLDV

6.6.2 Fuels / Energéticos / Combustibles

Convención de nombres: [Sector (si aplica)][energético][Información Adicional]_[Área][###] Ejemplo:

- Residuos de agricultura y forestales: WASAGR
- Cáscara arroz: CASAR

6.6.3 Demanda

Convención de nombres: [Categoría][Sector (si aplica)][Información Adicional]_[Área][###] Ejemplo:

- Demanda Diesel para refinerías: CYRDSL

- Demanda térmica agricultura y pesca AGFTER
- Demanda residencial ZNI: RESZNI

6.6.4 Algunos energéticos ya creados

- **ELC002:** Electricity after transmission and distribution/ Electricidad después de la transmisión y distribución
- **INDDHT:** Direct heat industry / Calor directo en la industria
- **INDIHT:** Indirect heat industry / Calor indirecto en la industria
- **INDMPW:** Motive Power Industry / Energía motriz en la industria
- **INDILU:** Industrial lighting / Iluminación en la industria
- **INDOTH:** Others Industry / Otras tecnologías en la industria
- **INDCLIM:** Industrial air conditioning /Climatización en la industria
- **INDREF:** Industrial refrigeration / Refrigeración en la industria
- **TERDHT:** Direct heat Tertiary / Calor directo en el sector terciario
- **TERIHT:** Indirect heat Tertiary / Calor indirecto en el sector terciario
- **TERMPW:** Motive Power Tertiary / Energía motriz en el sector terciario
- **TERILU:** Lighting Tertiary / Iluminación en el sector terciario
- **TERREF:** Refrigeration Tertiary / Refrigeración en el sector terciario
- **TEROTH:** Others Tertiary / Otras tecnologías en el sector terciario
- **RESDHT:** Direct heat Residential / Calor directo en el sector residencial
- **RESWHT:** Water heating Residential / Calentamiento de agua en el sector residencial
- **RESWSH:** Washing machine Residential / Lavadoras en el sector residencial
- **RESILU:** Lighting Residential / Iluminación en el sector residencial
- **RESOTH:** Others Residential / Otras tecnologías en el sector residencial
- **RESREF:** Refrigeration Residential / Refrigeración en el sector residencial
- **RESCLIM:** Residential air conditioning /Climatización residencial
- **RESTV:** Residential TV / Televisores del sector residencial
- **NSEELC:** No Specified Energy – electricity / Uso de energía no especificada
- **AGFTER:** Heat Demand of Agriculture and Fishing / Demanda térmica en agricultura y pesca
- **AGFELC:** Electricity Agriculture Fishing / Demanda de electricidad en la agricultura y la pesca
- **TRAAVI:** National aviation- Transport / Aviación nacional
- **TRALPV:** Light passenger vehicles-Transport / Vehículos ligeros de pasajeros –Transporte
- **TRALCV:** Light cargo vehicles-Transport / Vehículos de carga ligera –Transporte

- **TRAHPV:** Heavy passenger vehicles -Transport / Vehículos pesados de pasajeros – Transporte
- **TRAHCV:** Heavy cargo vehicles -Transport / Vehículos de carga pesada-Transporte
- **TRAMTC:** Motorcycles /Motos
- **TRAMET:** Subways and trams / Metros y tranvías
- **DEMTRADIT:** Diesel Transport / Transporte diésel
- **TRAMRT:** Maritime Transport / Transporte marítimo
- **TRARVT:** River Transport / Transporte fluvial
- **CYRDSL:** Diesel demand of coke plants and refineries / Demanda de diésel de plantas de coque y refinerías
- **CYRGSL:** Gasoline demand of coke plants and refineries / Demanda de gasolina de plantas de coque y refinerías
- **CYRLPG:** LPG demand of coke plants and refineries / Demanda de GLP de plantas de coque y refinerías
- **CYRELC:** Electricity demand of coke plants and refineries / Demanda de electricidad de plantas de coque y refinerías
- **CYRNGS:** Natural Gas demand of coke plants and refineries / Demanda de gas de plantas de coque y refinerías
- **OILPAL:** Aceite de palma

