

INVENTARIO DE CICLO DE VIDA DE LA RED DE GAS NATURAL
COLOMBIANA HACIA TRES CENTROS DE CONSUMO DEL PAÍS

MAYRA ALEJANDRA CALDERÓN CARREÑO
ADRIANA CAROLINA GARAY BENÍTEZ

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA EN ENERGÍA
BUCARAMANGA
2020

INVENTARIO DE CICLO DE VIDA DE LA RED DE GAS NATURAL
COLOMBIANA HACIA TRES CENTROS DE CONSUMO DEL PAÍS

MAYRA ALEJANDRA CALDERÓN CARREÑO
ADRIANA CAROLINA GARAY BENÍTEZ

TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE INGENIERAS EN
ENERGÍA

PhD. ALEXANDER MENESES JÁCOME
DIRECTOR DE TESIS

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA EN ENERGÍA
BUCARAMANGA
2020

Nota de Aceptación

Presidente del Jurado

Jurado

Jurado

Bucaramanga, 9 de noviembre de 2020

Dedico esta tesis a Dios, mi guía y primer apoyo en mi vida.

A mi papá Hugo, mi mamá Claudia Liliana, mis hermanas Laura Marcela, Ximena y Daniela, mis sobrinos Danna Gabriela y Miguel David por ser mi base, mi inspiración y mi soporte a cada paso de mi vida.

A Braian Ferney y a Jhon Edinson por ser constantes conmigo. Su apoyo y cariño han sido muy importantes para mí.

A Myriam y Rubiela, mujeres especiales a las cuales quiero y agradezco mucho.

A mí misma, por el esfuerzo que he hecho emocional, económica y académicamente por culminar una de mis primeras grandes metas.

He aquí el resultado de tanto tiempo, de tanto esfuerzo, de tanto aprendizaje. Heme aquí dispuesta a seguir ah por el mundo por ustedes y con ustedes. Gracias totales.

Mayra Alejandra

El logro de este proyecto quiero dedicárselo a mi madre Faride, a mi hermana Daniela y prima Andrea por ser mi motivación, a mis abuelos Luis Garay y María Benítez, por el apoyo incondicional y su cariño.

A Robinson Mosquera y su familia por ser mi soporte durante el desarrollo de este proyecto.

Adriana Carolina

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a nuestras familias, amigos y profesores que en todo este camino de preparación han estado presentes en nuestro crecimiento personal y profesional.

A nuestro director de tesis, PhD. Alexander Meneses Jácome, por la paciencia y el cariño con el que solo un verdadero maestro puede transmitir conocimiento. El resultado de este estudio es también resultado de su compromiso por enseñar.

CONTENIDO

	Pág
1. INTRODUCCIÓN	15
2. OBJETIVOS	16
2.1 OBJETIVO GENERAL	16
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	16
3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	17
3.1 DEFINICIÓN Y CONTEXTO	17
3.2 JUSTIFICACIÓN	17
4. MARCO TEÓRICO	19
4.1 GAS NATURAL EN COLOMBIA	19
4.2 GAS NATURAL EN LOS INVENTARIOS DE CICLO DE VIDA	23
5. MATERIALES Y MÉTODOS	25
5.1 DECLARACIÓN DE LA METODOLOGÍA “ACV”	25
5.2 DEFINICIÓN DEL OBJETO Y ALCANCE DE ESTUDIO	26
5.2.2 FRONTERAS DEL SISTEMA	26
5.2.2.1 Red de gasoductos de Colombia	26
5.2.2.2 Casos de estudio	27
5.2.2.3 Especificaciones del producto	29
5.2.3 CONSIDERACIONES METODOLÓGICAS PRELIMINARES	31
5.2.3.1. Preselección de categorías de impacto ambiental y software de uso	31
5.2.3.2 Tipología ACV	32
5.2.3.3 Procesos del contexto tecnológico (LCA Background), reglas de exclusión y principales hipótesis y simplificaciones.	33
6. RESULTADOS	34
6.1 LEVANTAMIENTO DE INVENTARIO	34
6.1.1. MODELO O PROCESO UNITARIO DE REFERENCIA	34
6.1.2. TRANSPORTE MEDIANTE GASODUCTOS	38
6.1.3. MATRIZ ELÉCTRICA COLOMBIANA	39
6.1.4 TIPOS DE FUENTES Y CALIDAD DE DATOS	44

6.1.5 ÁRBOLES DE PROCESO	45
6.2 EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL POTENCIAL	45
6.2.1 MÉTODOS DE EVALUACIÓN DE IMPACTO	45
6.2.2 ANÁLISIS DE CARACTERIZACIÓN	47
6.2.3 ANÁLISIS DE CONTRIBUCIÓN	48
6.2.3.1 Calentamiento Global (GWP_{100a})	49
6.2.3.2 Emisión de agentes respiratorios inorgánicos (Rel)	53
6.2.3.4 Acidificación (AP)	58
6.2.3.5 Otros indicadores	60
7. INTERPRETACIÓN DEL ESTUDIO	61
7.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS	61
7.2 ANÁLISIS PROSPECTIVO	62
7.3 LIMITACIONES Y CONSIDERACIONES GENERALES DEL ESTUDIO	64
7.4 CONCLUSIONES	65
BIBLIOGRAFÍA	67

LISTA DE TABLAS

	Pág
Tabla 1. Comparativa de reservas totales de Colombia frente a ALC	19
Tabla 2. Resumen de parámetros de calidad del gas Natural en Colombia en fuente y distribución.	30
<i>Tabla 3. Preselección de categorías de impacto ambiental a ser evaluadas en este estudio</i>	32
Tabla 4. Principales datos de inventario analizados en cada ruta de distribución de gas natural	34
Tabla 5. Campos de producción de gas y estaciones compresoras hasta sitio de consumo	39
Tabla 6. Consumo de energía eléctrica por tramo de gasoducto según destino de punto mayorista.	39
Tabla 7. Participación en matriz energética por tipo de planta	40
Tabla 8. Agrupación de fuentes de generación del mix eléctrico colombiano.....	42
Tabla 9. Emisiones atmosféricas totales emitidas asociadas a la generación eléctrica en Colombia	42
Tabla 10. Puntos de generación térmica en Colombia a partir de gas natural.....	43
Tabla 11. Fuentes de referencia y/o información de tipo secundarias manejadas en el presente estudio	45
Tabla 12. Cuantificación de impacto ambiental potencial según indicadores y método seleccionado para la entrega de 1 m ³ de gas natural en centros de consumo colombianos.	47

LISTA DE FIGURAS

	Pág
Figura 1. Mapa geográfico de participación de TGI en el suministro de gas natural.....	21
Figura 2. Red de gasoductos nacionales (2016).....	22
Figura 3. Evaluación de impacto ambiental para tres ciudades colombianas vs Sistema de referencia de suministro promedio de GN en la unión europea (2015).	24
Figura 4. Gasoductos vinculados al proceso de entrega en punto mayorista de las ciudades tomadas como caso de estudio	28
Figura 5. Generalización de ruta de distribución de gas natural según alcance establecido.	29
Figura 6. Especificación de flujos económicos y elementales genéricos en las fronteras de una ruta de distribución de gas natural	29
Figura 7. Vista de la estructura de ingreso de datos para el centro de consumo, Bucaramanga	35
Figura 8. Vista de la estructura de ingreso de datos para el centro de consumo, Bogotá.	35
Figura 9. Vista de la estructura de ingreso de datos para el centro de consumo, Medellín.	35
Figura 10. Formulario de ingreso de pozos que alimentan a centro de consumo (Caso: Bogotá).....	36
Figura 11. Formulario de ingreso de datos para operación de un pozo (Caso: Cusiana)	37
Figura 12. Vista superior del formulario de ingreso de entradas conocidas desde la tecnosfera (materiales/combustibles) para pozo Cusiana abasteciendo Bogotá.	37
Figura 13. Vista inferior del formulario de ingreso de entradas conocidas desde la tecnosfera (materiales/combustibles) para pozo Cusiana abasteciendo Bogotá.	38
Figura 14. Formulario del inventario de “mix eléctrico colombiano” para la generación de 1 kWh	41
Figura 15. Representación gráfica de gasoductos que comunican a centrales térmicas de ciclo convencional y combinado.....	44
Figura 16. Análisis de caracterización comparativo para los tres centros de consumo evaluados.	48
Figura 17. Análisis de contribución por procesos de la categoría GWP100a (kg CO2 eq/UF)	50
Figura 18. Análisis de contribución por sustancias o emisiones al GWP100a (kg CO2 eq/UF)	52
Figura 19. Análisis de contribución por procesos de la categoría Rel (kg PM2.5 eq/UF)	53
Figura 20. Análisis de contribución por sustancias o emisiones al Rel (kg PM2.5 eq/UF)	55
Figura 21. Análisis de contribución por procesos de la categoría EP (kg PO4 eq/UF).	56
Figura 22. Análisis de contribución por sustancias o emisiones a EP (kg PO4 eq/UF)	57
Figura 23. Análisis de contribución por procesos de la categoría de AP (kg SO2 eq/UF)	58
Figura 24. Análisis de contribución por sustancias o emisiones a AP (kg SO2 eq/UF)	59

Figura 25. Declaración oficial de reservas totales de gas natural por cuenca. 63

LISTA DE ANEXOS

Anexo A: Registros y evidencias capítulo 4.	70
Anexo B. Registros y evidencias capítulo 5.	71
Anexo C. Registros y evidencias capítulo 6.	76
Anexo D. Registros y evidencias LCA BACKGROUND.	80
Anexo E. Ecuaciones utilizadas en el proceso de levantamiento de inventario de la red de gas natural para tres centros de consumo mayorista.	90
Anexo F. Registros y evidencias árboles de ciclo de vida de tres centros de consumo mayorista.	93
Anexo G. Registros y evidencias capítulo de evaluación de impacto y proyecciones. ...	112

GUÍA DE TERMINOS TÉCNICOS SOBRE ANÁLISIS DE CICLO DE VIDA

El trabajo con una metodología como Análisis de Ciclo de Vida, estrictamente normalizada en el uso de una terminología muy específica, para referirse a distintos conceptos y componentes a ser considerados en su estructura y en sus aplicaciones, determina la necesidad de su revisión detallada, para hacer un uso apropiado y pertinente de la misma.

Bajo esta consideración, los autores han considerado apropiado no establecer una sección de glosario de elaboración propia, que posiblemente no cubriría de manera suficiente las necesidades en materia de lenguaje técnico del presente documento y que posiblemente implicaría “sobre-simplificaciones” y omisiones en el acervo lingüístico de la metodología, que desvirtuarían el rigor de la misma, Como alternativa, se invita a los lectores a referirse para tal fin, a las definiciones, glosarios y lineamientos establecidos en dos de los principales referentes de la metodología, el manual de métodos suministrado en las guías de referencia del software SimaPro (SimaPro, 2020) y a las guías universales de la iniciativa de ciclo de vida UNEP-SETAC ¹.

¹ UNEP-SETAC Life Cycle Initiative (2011) Global Guidance Principles for Life Cycle Assessment Databases: A basis for greener processes and products, United Nations Environment Programme (UNEP) and Society of Environmental Toxicology and Chemistry (SETAC). P. 131 - 142

RESUMEN

En el presente documento se presenta un inventario de análisis del ciclo de vida referente a la cadena de suministro del gas natural en tres ciudades colombianas seleccionados por mantener el mayor consumo de gas natural: Bogotá, Bucaramanga y Medellín. Dichas ciudades son escogidas bajo criterio de disponibilidad de datos para las mismas y, los usuarios de gas natural hallados para esas locaciones según reportes de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME). Dentro de este y como parte importante en la creación del inventario de ciclo de vida se presenta la interdependencia del proceso de suministro del recurso fósil con la matriz eléctrica colombiana debido a que para llevar el gas natural de pozo a distribuidor se necesita de la energía eléctrica generada y, dentro de la matriz nacional se tiene la generación de tipo térmica a base del gas natural clasificada por tipo de tecnología (ciclo convencional y ciclo combinado). Como herramienta tecnológica usada en el presente proyecto, se tiene SIMAPRO 9.1.0.7 en base a la disponibilidad del software por parte de los autores, las bases de datos ambientales disponibles en el software y la facilidad de manejo en el desarrollo y la presentación de resultados entorno a los indicadores ambientales considerados del producto analizado: Indicador de Non-renewable energy (NRE), Global Warming (GWP), Ozone layer depleter (DOP), Aquatic eutrophication (EP), Acidification (AP) e Inorganics Respiratory (ReI)

Finalmente, se dan a conocer los resultados en un escenario base de las emisiones atmosféricas correspondientes a los centros de consumo analizados según la función de entregar a punto mayorista 1 m³ de gas natural y el planteamiento de tres escenarios prospectivos respecto a la disponibilidad del recurso fósil.

PALABRAS CLAVE: Gas natural, análisis de ciclo de vida, electricidad, inventario de ciclo de vida.

ABSTRACT

This document presents a life cycle analysis inventory about the natural gas supply chain in three Colombian cities selected for manages the highest consumption of natural gas: Bogotá, Bucaramanga and Medellín. These cities are chosen based on the availability of data for them and the natural gas users found for those locations according to reports from the Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME). Within this and as an important part in the creation of the life cycle inventory, the interdependence of the supply process of the fossil resource with the Colombian electricity matrix is presented due to the fact that electricity is needed to take natural gas from well to give on the point distributor and, within the national electric matrix, there is thermal generation based on natural gas classified by type of technology (conventional cycle and combined cycle). As a technological tool used in this project, manage SIMAPRO 9.1.0.7 based on the availability of the software by the authors, the environmental databases available in the software and the facility to use and the development and presentation of results around the environmental indicators considered for the product analyzed: Non-renewable energy (NRE), Global Warming (GWP), Ozone layer depleter (DOP), Aquatic eutrophication (EP), Acidification (AP) e Inorganics Respiratory (ReI) Indicator.

Finally, the results are disclosed in a base scenery of atmospheric emissions corresponding to the consumption centers analyzed according to the function of supply 1 m³ of natural gas to the consumption biggest point and the approach of three prospective scenarios regarding the availability of the fossil resource.

KEY WORDS: Natural gas, life cycle analysis, electricity, life cycle inventory.

1. INTRODUCCIÓN

La creación de un inventario de ciclo de vida para la red de suministro de gas natural en ciertos puntos mayoristas del país radica, inicialmente, en la importancia de manejar una base de datos ambientales adaptada al ámbito nacional que permita comprender por medio del análisis de indicadores ambientales, los impactos potenciales que se tienen debido a la distribución y planeación en la entrega de 1 m³ de gas natural. En este sentido, la presente investigación tiene como objetivo la generación misma de un inventario base de ciclo de vida para la red de gas natural colombiana (GNC) considerado para tres centros de consumo referenciados a las ciudades de Bogotá, Bucaramanga y Medellín mediante el uso del software SIMAPRO 9.1.0.7 como herramienta especializada para la determinación del impacto ambiental potencial en el suministro de 1 m³.

Para la realización de este estudio, se adopta la metodología de Análisis de Ciclo de vida (ACV) con estructura definida en las *etapas de definición del objetivo y alcance del estudio, levantamiento de inventario de ciclo de vida, evaluación de impacto ambiental potencial en el ciclo de vida e interpretación de estudio* considerando los lineamientos de la normativa ISO 14040 y subsiguientes (ISO, 2006) manejando una tipología con límites de *cradle to gate* (cuna-puerta / pozo-centro mayorista) para un escenario base de suministro de gas natural con pozos activos al año 2016 (UPME, 2016) y la identificación de escenarios prospectivo con base referencial a las declaraciones oficiales de reservas totales para los años siguientes (5 años). (UPME, 2017).

En base a lo anterior y con la interpretación del estudio de ACV se presentan resultados, conclusiones y recomendaciones alusivos a las contribuciones de indicadores potenciales ambientales en un escenario base para los tres centros de consumo mencionados mediante el soporte de un inventario de ciclo de vida que genera una base referencial frente a lo que el sector del gas natural en nuestro país maneja en el ámbito ambiental.

2. OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GENERAL

Generar un inventario base de ciclo de vida de la red de gas natural colombiana (GNC) con enfoque a la determinación del impacto ambiental potencial según la evolución de este a través del tiempo.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Establecer un inventario de ciclo de vida para la red de gas natural colombiana (GNC) en 3 centros de consumo del país.
2. Determinar algunos indicadores del impacto ambiental potencial asociado a la red de GNC desde la extracción hasta su distribución en consumidores industriales (cradle to gate).
3. Identificar escenarios prospectivos de ciclo de vida conforme a las reservas y a los desarrollos de producción y explotación esperados en los próximos 5 años.

3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

3.1 DEFINICIÓN Y CONTEXTO

El panorama de la explotación del gas natural en Colombia, reviste un importante grado de preocupación, debido al declive prematuro de los principales reservorios; aunque se proyecta la presencia de numerosos campos, que no siempre se pueden interconectar al sistema nacional de transporte por gasoductos, debido a su ubicación geográfica, o porque los volúmenes de producción son tan bajos, que su interconexión no es económica, en relación a su disponibilidad en el corto y mediano plazo (UPME, 2015)

En cualquier escenario, se anticipa la necesidad de racionalizar el uso de las reservas de gas, cuyo agotamiento anticipado, como ha ocurrido con las principales fuentes o campos históricos de producción, Chuchupa (La Guajira) y los pozos de los Llanos orientales (La República 2019), se explica en buena parte a un uso orientado en estrategias de comercialización, desligadas de aspectos de sostenibilidad del recurso a largo plazo; una condición, acentuada por los posibles impactos ambientales asociados al transporte por gasoductos, sin la debida planificación de la destinación de los yacimientos, o la consideración de criterios ambientales y de otros relativos a la vocación y uso del recurso, que también han contribuido con esta problemática.

3.2 JUSTIFICACIÓN

La razón para emprender un estudio de este tipo, se centra en que es posible que la eficiencia en la distribución y el desempeño ambiental integral de la explotación de este recurso, no sean factores determinantes para establecer el destino final del gas producido en cada locación, lo cual parece estar fundamentalmente determinado por el desarrollo aleatorio de ciertas zonas o áreas de producción, que luego hacen uso de una red de gasoductos poco centralizada, que abastece preferencialmente usuarios comerciales o productivamente prioritarios, sin criterios de distancia y efectividad energética del transporte por gasoductos, lo que compromete gran consumo de energía de compresión o recompresión, para salvar grandes distancias en una topografía muy compleja como la colombiana.

Estas consideraciones impactan el desempeño ambiental de las redes de gas natural, como se hizo evidente en un estudio previo de ACV comparativo de producción y uso de biogás contra gas natural en Colombia (Meneses Jácome, 2015). Aunque este estudio es único referente en la materia, sus resultados ya no son vigentes, pues la distribución de gas natural ha cambiado radicalmente en el

país ante el declive de los principales pozos “offshore” de la Costa Norte, el auge del pozo Gibraltar en el oriente y la priorización del suministro hacia Antioquia, entre otros factores y eventos, que describen una nueva realidad de la distribución del gas natural en el país.

Adicional a esto, son escasos por no decir inexistentes, los estudios ACV de redes de transporte de gas natural, incluso en países en desarrollo; con algunos pocos estudios ACV relativos a redes locales de distribución (Björnebo, 2018). La mayoría de la información sobre esta cadena de suministro y su impacto asociado se encuentra contenida en la base de datos ambientales Ecoinvent (Ecoinvent, 2009) y es principalmente referente al transporte, distribución y uso en el escenario europeo.

Se configura entonces una gran limitante para contextualizar aplicaciones de ACV, para cualquier campo o sector de la industria o la economía colombianas, donde el gas natural es necesariamente uno de los principales insumos de uso común por el sistema productivo, es decir es un inventario de uso común que hace parte del denominado “LCA de Background” o del contexto general de la economía.

En este sentido, el presente proyecto tiene como finalidad valorar el impacto ambiental potencial de la red colombiana de gas natural, hacia centros urbanos e industriales y el establecimiento de algunas proyecciones iniciales de su posible evolución a través del tiempo (corto plazo), mediante la aplicación de la metodología de análisis de ciclo de vida (ACV).

4. MARCO TEÓRICO

4.1 GAS NATURAL EN COLOMBIA

4.1.1 ACTUALIDAD EN CIFRAS

El gas natural es el hidrocarburo fósil que menor cantidad de emisiones de CO₂ y material particulado genera durante su combustión, por lo tanto, esto lo convierte en un vector energético clave para la transición energética sostenible a nivel mundial y no es la excepción en Colombia.

Nuestro territorio se ha caracterizado por tener una abundancia relativa de este recurso, en comparación con otros países de la región Latinoamérica-Caribe (Ríos Roca, 2013), característica que se respalda con datos del Sistema de Información Energética de Latinoamérica y el Caribe-sieLAC de la Organización Latinoamericana de la Energía (OLADE, 2016), según los cuales Colombia aporta un 25,94% de las reservas totales de gas natural de la región Latinoamericana-Caribe, estimadas en cerca de 20,50 MMPC; es decir, Colombia cuenta con un potencial combinado entre reservas probadas, probables y posibles de 5,32 MMPC, tal y como se especifica en la tabla 1:

Tabla 1. Comparativa de reservas totales de Colombia frente a ALC

REGION ↓ / Tipo de Reserva →	1P (MMPC) ⁽²⁾	2P (MMPC) ^a	3P (MMPC)	RESERVAS TOTALES (MMPC)
LAC ⁽¹⁾ (2016)	6,5011	6,8761	7,1262	20,5034
Colombia (2016)	4,0235	0,7747	0,5219	5,3201

(1) Notas: LAC; Latinoamérica-Caribe; (2) 1P, Reservas probadas; 2P, Reservas probables; 3P, Reservas posibles
Elaboración propia. Datos tomados de (OLADE, 2016)

^a Millones de pies cúbicos

Además, dentro de las reservas totales declaradas para Colombia a corte de diciembre 31 del 2016, que son del orden de ~ 5,32 MMPC, se estima que 75,62% corresponden a reservas probadas equivalentes (~ 4,02 MMPC), 14,56% a las reservas probables (~ 0,77 MMPC) y 9,81% a posibles (~ 0,52 MMPC), (UPME, 2017).

4.1.2 RESEÑA HISTÓRICA

La utilización del gas en Colombia se remonta al descubrimiento de los campos del Departamento de Santander, con excepción de los campos de gas libre, considerado como subproducto en la producción de crudo y que fue quemado por mucho tiempo en teas de campos petroleros. Sin embargo, desde el año 1961 la conciencia sobre el valor del gas toma vigor en el ámbito legal y mediante la Ley 10 de 1961, se prohíbe explícitamente esta práctica.

Para finales de 1991 el Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES), aprobó un programa de masificación del consumo del gas, en el cual se presentó una política macroeconómica y energética integral que sugería facilidades de construcción de gasoductos troncales para particulares. En 1993, según Decreto 408 del 3 de marzo, el CONPES aprobó la estrategia para la creación de un sistema de gas natural, bajo control de la Empresa Colombiana del Petróleo ECOPETROL, mediante proyectos directos o por contratación de la construcción de los gasoductos, que progresivamente deberían conectar los campos de producción con los centros de consumo del país.

Luego, en 1997 se estableció la necesidad de crear un sistema de transporte de gas independiente de productores, comercializadores y distribuidores, que pudiera garantizar el acceso abierto en igualdad de condiciones a todos los usuarios. Así nació la empresa colombiana de Gas, ECOGAS, con autonomía presupuestal y administrativa sobre los sistemas de gasoductos del país y de los operadores de dichos gasoductos (Amorocho Cortés & Oliveros Villamizar, 2000). Durante 10 años, ECOGAS direccionó la construcción de redes de distribución de gas, construcción de plantas térmicas a gas y la conversión a gas de algunos procesos industriales.

Posteriormente, ECOGAS se transformó en la Transportadora de Gas del Interior (TGI S.A. E.S.P.), cuando la Empresa de Energía de Bogotá (EEB) compró su mayoría accionaria en 2006. (CREG- Comisión de Regulación de Energía y Gas, s.f.), convirtiéndose en una de las empresas del sector energético más fuertes a nivel nacional, contando con una red de gasoductos de 4.000 kilómetros, conformada por un sistema de tres gasoductos troncales principales, a los que se conectan ramales regionales que transportan el gas hasta los municipios (“city gates”), proporcionando el recurso a 17 departamentos del país y una cobertura del orden del 53,12% (Figura 1) (TGI, s.f.).

Figura 1. Mapa geográfico de participación de TGI en el suministro de gas natural



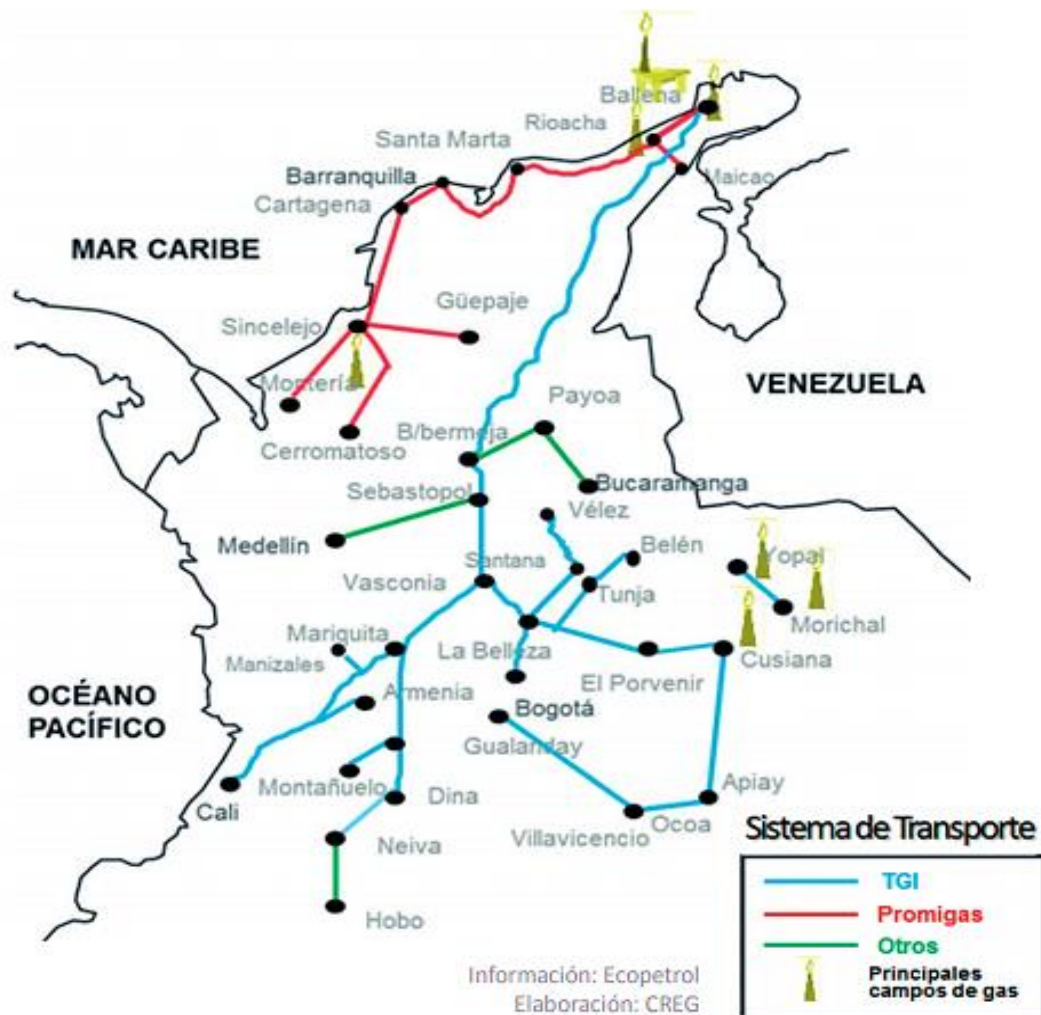
Fuente (TGI - Transportadora de Gas Internacional, s.f.)

Más recientemente, y con base en un informe sobre el gas natural en Colombia presentado por la empresa Promigas S.A. en 2018, a partir de información avalada por el Ministerio de Minas y Energía, se estableció que el acceso a gas natural en el país aumentó de 27,4 millones de usuarios en el año 2013 a 33,3 millones en 2017; es decir, alcanzando una cobertura de aprox. 67,75% de la población²

² Estimado basado en el promedio de personas por vivienda y viviendas ocupadas que cuentan con el servicio (Ver Anexo A tabla A1)

(PROMIGAS, 2018). Con esta ampliación en cobertura del suministro de gas natural, se adicionaron 278 km a la red de gasoductos nacionales, llegando a 7.499 km administrados por diferentes operadores en el territorio colombiano, según se muestra en la Figura 2, donde se relacionan las líneas correspondientes a los principales pozos del país y las empresas operadoras respectivas³.

Figura 2. Red de gasoductos nacionales (2016).



Tomado de (CREG - Comisión de Regulación de Energía y gas , 2016)

³ La Tabla A2 y la figura A1 en el Anexo A presentan información ampliada, sobre la cobertura en km de gasoducto que cada distribuidor maneja desde el año 2013 al 2017.

4.2 GAS NATURAL EN LOS INVENTARIOS DE CICLO DE VIDA

Como se mencionó en la justificación del estudio, los procesos unitarios inventariados sobre operaciones de explotación, transporte y distribución de gas natural, en las bases de datos ambientales internacionales, principalmente Ecoinvent, se concentran cuasi-totalmente en la cadena de suministro del gas natural en el mercado europeo, específicamente la Unión Europea (UE). En términos generales, las cadenas de suministro de este recurso para este contexto, disponibles en Ecoinvent, se ajustan en buena medida al informe (Market Observatory for Energy DG Energy, 2018).

En la estructura de suministro y transporte de gas natural a la UE, se documenta que la UE contaba para esa fecha con una producción de 90 bcm (billones de metros cúbicos)⁴, es decir, 7% menos que en el mismo período de 2017, además de recibir una importación neta de 263 bcm⁵, principalmente transportados por gasoductos desde Rusia, equivalentes al 47% del total de las importaciones. Adicional a esta importación seguía el gas natural proveniente de Noruega (34%), y el del Norte de África (8%), además de importes de Gas natural licuado, GNL (11%). Es decir, un inventario que revela la marcada dependencia de la UE de gas transfronterizo, obligado a grandes costes energéticos y por ende ambientales, por concepto de transporte para llevar el gas a los usuarios finales.

Este panorama no es muy diferente al presentado en estudios previos de evaluación ambiental potencial para el suministro y distribución de gas a la UE en la década pasada, excepto por que ahora se constata un déficit acentuado (mayor importación), debido a la decadencia del principal productor, Holanda y a la salida de la unión, del otro productor importante, el Reino Unido. (ADEME , 2007)

Claramente este escenario no obedece al caso colombiano y, por ende, el uso de inventarios ambientales para el suministro de gas natural con base en Ecoinvent, sin duda llevaría a errores o incoherencias importantes en el análisis del impacto ambiental de esta cadena de suministro. Así, por ejemplo, un estudio de “análisis de ciclo de vida comparativo de producción y uso de biogás contra gas natural en Colombia”, muestra como la puesta de 1 MJ^a equivalente de gas natural en un usuario de la UE, muestra un impacto ambiental apenas superior al suministro de

⁴ Cifra equivalente a 2'548.513,792 MMPC de gas natural

⁵ Cifra equivalente a 7'447.323,636 MMPC de gas natural

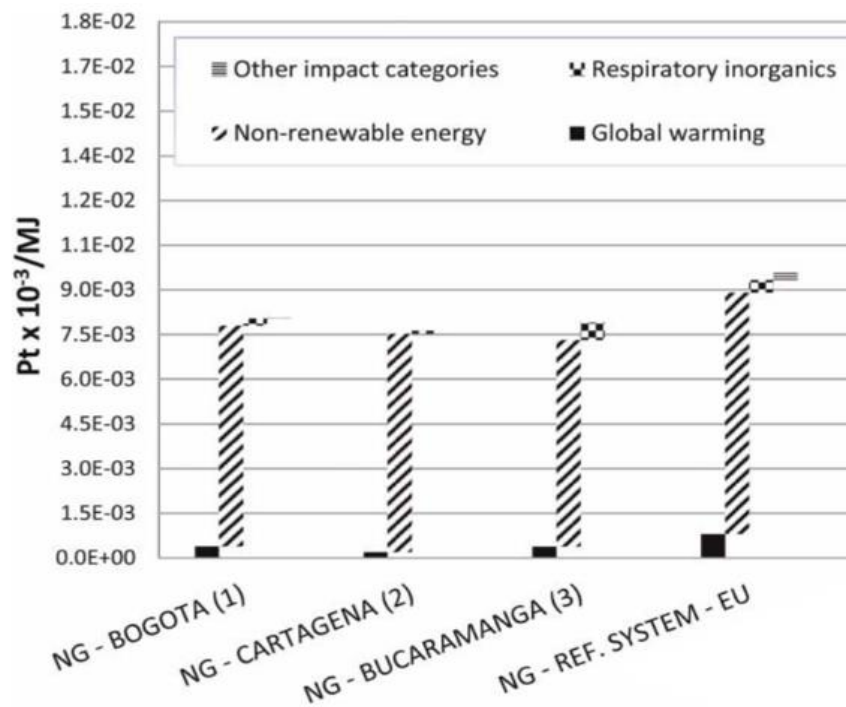
^a Megajulio

1MJ equivalente de gas natural a usuarios colombianos ubicados en tres centros de consumo Bogotá, Cartagena y Bucaramanga (Figura 3), (Meneses Jácome, 2014).

Este resultado en principio puede revelar incoherencias en la construcción no refinada del inventario ambiental para la cadena de suministro de gas en Colombia, mezclada con algunos datos europeos, o también podría anticipar un impacto ambiental proporcionalmente más significativo en el contexto colombiano, por efecto de un alto consumo de energía debido a destinaciones inadecuadas de algunos pozos, que suministran a partes del país demasiado alejadas, en una topografía compleja y con diferencias de altitud que obligan a mayor inversión de energía por unidad de energía transportada de gas.

Con este argumento, y con base en el planteamiento del problema relacionado con la falta de información respecto a ACV de gas natural y a su vez de información actualizada de una red colombiana de gas natural ambientalmente inventariada, procede el presente trabajo, que busca responder a dichas inquietudes.

Figura 3. Evaluación de impacto ambiental para tres ciudades colombianas vs Sistema de referencia de suministro promedio de GN en la unión europea (2015).



Tomado de (Meneses Jácome, 2014)

5. MATERIALES Y MÉTODOS

5.1 DECLARACIÓN DE LA METODOLOGÍA “ACV”

El Análisis de Ciclo de Vida, ACV o en inglés, “Life Cycle of Assessment” o LCA, es una herramienta de evaluación ambiental que permite valorar cuantitativamente el impacto ambiental potencial de un producto o función tecnológica en las etapas que conforman su ciclo de vida, definiendo el objeto de estudio en un contexto amplio como un bien, proceso o en su defecto un servicio y considerando como etapas, las relativas a su adquisición, producción, distribución, uso y disposición final (Benoît-Norris, 2011).

La aplicación del Análisis de Ciclo de Vida (ACV) en el presente estudio sigue los lineamientos de la normativa ISO14040 y normas subsiguientes (ISO, 2006); donde la estructura metodológica obedece a las cuatro etapas consideradas en el estándar del ACV: i) Definición del objeto y alcance de estudio; ii) Levantamiento de inventario; iii) Evaluación de impacto ambiental potencial e iv) Interpretación.

En la presente sección, además de la declaración y presentación general de la metodología, se desarrolla lo correspondiente a la etapa i) de la metodología ACV, es decir la definición del objeto y alcance del estudio, en tanto que la sección 6 dedicada a los resultados, se presenta lo correspondiente a las etapas ii) y iii) de la metodología; es decir, el levantamiento de inventario y la evaluación de impacto ambiental, considerados los resultados inherentes a todo ACV. Adicionalmente, se incluye como etapa iv) la identificación y análisis de un escenario prospectivo de la cadena de valor del gas natural en Colombia.

Finalmente, la sección 7, conforme a lo establecido por la metodología ACV, será denominada interpretación del estudio y tendrá cuatro componentes; el primero relativo al análisis de resultados según los lineamientos del ACV objeto y alcance definidos para este estudio en particular; el segundo, discutirá posibles escenarios prospectivos de ciclo de vida, para la cadena de suministro de gas natural en Colombia, en tanto que el tercero estará dedicado a la formulación de conclusiones; cerrando con un apartado final, para algunas recomendaciones.

5.2 DEFINICIÓN DEL OBJETO Y ALCANCE DE ESTUDIO

5.2.1 FUNCIÓN Y UNIDAD FUNCIONAL

El estudio ACV aquí planteado, propone evaluar el impacto ambiental potencial asociado al suministro de gas natural por medio de gasoductos hacia tres centros diferentes de consumo de tipo mayorista en el interior de Colombia, específicamente, Bogotá, Medellín y Bucaramanga. Estas ciudades en conjunto concentran el 36,98% de la demanda nacional de este recurso, principalmente para fines residenciales (36,15%) domésticos (0,80%) e industriales (0,03%)⁶. (PROMIGAS, 2018)

Para establecer un inventario de ciclo de vida para la red de gas natural colombiano puesto en éstos tres centros de consumo y según la metodología ACV, en concordancia, con la nueva estructura de procesos unitarios programada por defecto en el software especializado en ACV, SimaPro, se consideró definir como unidad funcional, el suministro de 1 m³ de gas natural ajustado a las especificaciones de calidad de la norma técnica colombiana (véase tabla 2), en la puerta del distribuidor mayorista para cada centro de consumo.

5.2.2 FRONTERAS DEL SISTEMA

5.2.2.1 Red de gasoductos de Colombia

En el caso colombiano, la red de gasoductos no es centralizada⁷. A 2017 según información presentada por TGI (TGI, s.f.), se dispone de 44 pozos probados activos, con una producción gravada al año 2016 de aprox. de 1.022,24 MPCDC⁸ bajo la dirección de 20 empresas operadoras de pozos gasíferos conectados a gasoductos⁹.

⁶ Refiérase a Anexo 1 Tabla B1 para ampliación de datos sobre participación nacional de centros de consumo en sector residencial, industrial y comercial.

⁷ Ver Figura B1 en Anexo B para mayor detalle de la información presentada. Presentación de mapa actualizado con las líneas nacionales de gasoductos.

⁸ MPCDC – Millones de pies cúbicos día calendario

⁹ Refiérase a Anexo B Tabla B2.

5.2.2.2 Casos de estudio

Como se mencionó anteriormente, para este análisis del inventario de ciclo de vida del sistema de distribución del gas natural en Colombia, se seleccionaron las ciudades de Bogotá, Medellín y Bucaramanga, como los centros de consumo de gas natural, más representativos del interior del país, según criterios de cantidad de usuarios, uso histórico del gas y especialmente, de las que se logró tener un mayor acopio de información confiable, para la etapa de construcción o levantamiento de inventario. Así, por ejemplo, los tres centros de consumo¹⁰ seleccionados cuentan con más de un millón de usuarios¹¹ como es el caso de Bogotá y el Departamento de Antioquia¹² y la información disponible a permitido una más fácil caracterización de los gasoductos que les proveen, como es el caso del “usuario” Bucaramanga¹³. En la figura 4, se presentan de manera exclusiva y simplificada los tramos de gasoductos considerados en este estudio y que son el objeto del inventario de ciclo de vida aquí presentado.

¹⁰ Refiérase a Anexo B Tabla B3 para datos específicos de usuarios por centro de consumo seleccionado.

¹¹ En este punto se integra los usuarios residenciales, comerciales e industriales.

¹² Para el departamento de Antioquia se hace el llamado de la ciudad capital, Medellín, al tener más del 50% del total de usuarios en el departamento. Refiérase a Anexo B Tabla B 3

¹³ Refiérase a Anexo B Tabla B 4 para ampliación de datos de usuarios por departamento.

Figura 4. Gasoductos vinculados al proceso de entrega en punto mayorista de las ciudades tomadas como caso de estudio

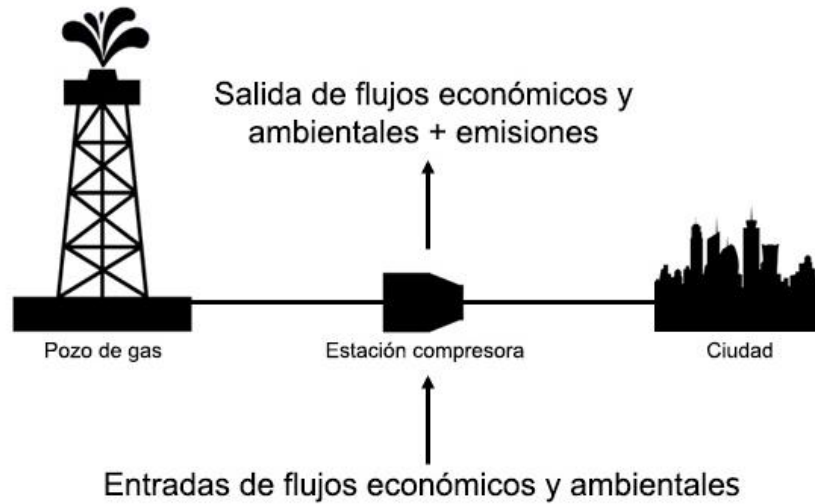


Elaboración propia. Tramos de gasoducto tomados de (TGI, s.f.)

De esta manera, la estructura del ciclo de vida del suministro de gas desde pozo, para cada una ciudad tomada como centro mayorista, responde genéricamente a los esquemas mostrados en las figuras 5 y 6, que han sido estructuradas con base en un trabajo previo de caracterización de fronteras del sistema de gas natural en Colombia (Meneses, 2019).

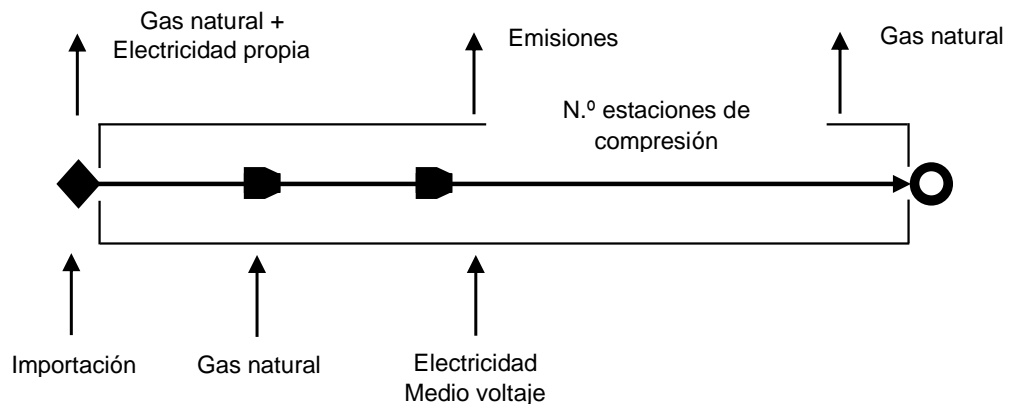
La figura 6 amplía el detalle de lo presentado inicialmente en la figura 5, haciendo visibles las etapas, desde la explotación del pozo que provee el recurso, las estaciones compresoras necesarias para el transporte del gas (cuyo número varía de un centro de consumo a otro) y, el punto de entrega final al mayorista, lo que corresponde a un enfoque clásico de ACV “Cuna a puerta” o “Cradle to Gate”.

Figura 5. Generalización de ruta de distribución de gas natural según alcance establecido.



Elaboración propia

Figura 6. Especificación de flujos económicos y elementales genéricos en las fronteras de una ruta de distribución de gas natural



Elaboración propia

5.2.2.3 Especificaciones del producto

Como se observó anteriormente, las fronteras del sistema indican que cada ciudad se alimenta en el origen de un yacimiento o yacimientos distintos; es así como la composición del gas de los pozos que suministran a los centros de consumo seleccionados como casos de estudio se resume en la tabla 2. Estas diferencias a nivel de composición en origen generan pequeñas diferencias en la calidad del gas que llega a cada ciudad, aunque los mayoristas deben distribuir gas con una

calidad ajustada a los parámetros de calidad establecidos por la CREG-062/2008 (CREG, 2008) y cuyos estándares de entrega para distribución, se incluyen en la fila final de la misma tabla.

Tabla 2. Resumen de parámetros de calidad del gas Natural en Colombia en fuente y distribución.

CAMPO O POZO DE PRODUCCIÓN	PARÁMETROS DE CALIDAD EN POZO O DISTRIBUIDOR							
	% CH ₄	P. C. (BTU/Pie ³)	(P. C. (MJ/m ³) ^b	Densidad Específica	Densidad (kg/m ³)	Peso Molecular (g/mol)	H ₂ S típico (mg/m ³) ^c	índice de Wobbe ¹⁴ (MJ/m ³)
CAMPO CUSIANA	82,50	1144	42,6243	0,6800	0,8772	19,629	0	51,69
CAMPO CUPIAGUA	82,94	1142	42,5498	0,6800	0,8772	19,586	0	51,59
CAMPO GIBALTAR	89,01	1082	40,3254	0,6025	0,7773	18,425	0	51,95
CAMPOS DEL MAGDALENA MEDIO	87,84	1102	41,0594	0,6041	0,7793	18,470	0	52,82 ^a
GAS PARA DISTRIBUCIÓN ^d	95	1150	42,8	0,6595-0,8051	0,8507-1,0385	16,944	6	47,7-52,7

^a El índice de Wobbe calculado es el resultado de datos propios calculados y hallados en literatura para campos de Magdalena medio.

^b P. C.: Poder calorífico superior a 1 atm y 60 °F

^c El H₂S típico para identificado para Medellín en punto Sebastopol es 0 0 mg/m³ según lo indica el respectivo operador de red (TRANSMETANO, 2020). Este dato aplica para el caso de Bogotá debido a que las dos ciudades son alimentadas por los mismos pozos. Finalmente, para Bucaramanga se tiene un dato de 0 mg/m³ para los campos de Magdalena medio y para el pozo de Gibraltar. (PROMIORIENTE, 2020)

^d Todos los datos sobre m³ o pie³ están referidos a condiciones estándar. Todo el gas natural debe manejar características iguales o similares a las mencionadas para poder ser entregado a usuario final. El mínimo de porcentaje de metano en gas para distribuir a usuario final debe ser aprox. del 95%. (CREG, 2008).

Elaboración propia. Datos tomados de: (CREG, 2008), (UNISALLE, 2007); (UNAL, 2017)

¹⁴ Relación entre el poder calorífico (inferior o superior) de un gas por unidad de volumen y la raíz cuadrada de su densidad relativa con respecto al aire, bajo las mismas condiciones de referencia. Se ajusta antes de inyectar el gas al sistema de transporte. Para este índice, se maneja un rango entre 47,7 MJ/m³ a 52,7 MJ/m³ para el IW en Colombia, estimado a condiciones estándar y con el poder calorífico superior.

5.2.3 CONSIDERACIONES METODOLÓGICAS PRELIMINARES

5.2.3.1. Preselección de categorías de impacto ambiental y software de uso

La valoración de impacto ambiental potencial de sistemas de transporte de recursos energéticos y muy especialmente los de tipo fósil, compromete en la casi totalidad de los casos la valoración de impactos relacionados a la contribución del sistema al cambio global y al uso eficiente del recurso. En este caso dichos indicadores corresponden, al Potencial de Calentamiento global valorado a 100 años, que es el estándar de caracterización del impacto debido a emisiones de gases efecto invernadero y al uso de energía no renovable implicada en la cadena de suministro evaluada, en este caso el transporte de gas natural en Colombia.

Adicionalmente, se ha considerado evaluar categorías relativas con el uso del gas natural en las estaciones de compresión y en la matriz eléctrica colombiana que redirige su uso a la operación de gasoductos, y que son fuentes naturales de gases de combustión, fugas de gas y emisiones de gases de refrigeración. También se han considerado impactos relacionados con otras posibles emisiones que pueden ocurrir en operaciones de campo de campos gasíferos y que contribuyen a impactos de acidificación; depleción de la capa de Ozono, al igual que a otras emisiones atmosféricas, que pueden estar relacionadas con agentes afecciones respiratorias. También se ha previsto evaluar el impacto sobre el recurso hídrico, mediante el indicador de Potencial de Eutrofización.

La valoración de estas categorías de impacto ambiental potencial, se efectúa en el nivel de indicadores de punto medio (mid-points) y se apoya en el software especializado en ACV SimaPro versión 9.1.0.7, el cual se encuentra enlazado a la principal base de datos ambientales, Ecoinvent, en sus actualizaciones más recientes (Ecoinvent, 2009); así como en los algoritmos de cálculo establecidos por los principales métodos aceptados en la praxis de ACV.

La tabla 3 resume las categorías de impacto propuestas y que luego se discutirán a nivel de selección final, en la sección de evaluación de impacto potencial con base en corridas preliminares de los modelos ACV y la respuesta obtenida para dichos indicadores. Detalles adicionales sobre la selección de los métodos y sus unidades de referencia, se explican más adelante en la sección 6.2.

Tabla 3. Preselección de categorías de impacto ambiental a ser evaluadas en este estudio

Categoría de Impacto	Denominación en inglés	Abreviatura*	Posible fuente en el ciclo de vida
Poder de Calentamiento Global	Global Warming Power or Global Warming Potential to 100 years	GWP _{100a}	Fugas de metano en el transporte (CH ₄), emisiones de CO ₂ asociadas al uso o generación de electricidad
Uso de Energía No Renovable	Non-Renewable Energy	NRE	Uso de energía fósil en la matriz eléctrica y de gas natural en las estaciones de compresión.
Acidificación	Acidification Potential	AP	SO _x , NO _x de procesos de combustión conexos a la cadena de suministro de gas natural.
Depleción de la capa de ozono	Ozone Layer Depletion Potential	ODP	Emisiones de gases refrigerantes en operaciones industriales.
Agentes inorgánicos respirables	Inorganics Respiratory	Rel	SO _x , material particulado (MP), NH ₃ , entre otras sustancias, que pueden derivarse de procesos de combustión y operaciones industriales asociados a la explotación del gas natural.
Eutrofización	Eutrophication Potential	EP	Posibles vertimientos en las operaciones de explotación y transporte del gas natural.

*En adelante, en todo el documento se utilizarán los acrónimos de la denominación en inglés, conforme a la práctica usual en ACV.

Elaboración propia

5.2.3.2 Tipología ACV

Desde el punto de vista de la extensión de las fronteras, el presente estudio ACV se considera un clásico “cuna a puerta” o **“cradle-to-gate”**, dado que la frontera toma como etapa inicial, la explotación del recurso y termina en la entrega de gas a un mayorista para los centros de consumo seleccionados, es decir, no considera la distribución a usuarios finales, mediante redes domiciliarias o industriales y menos aún su uso final. También se considera un **ACV comparativo** porque evalúa la entrega de la misma función tecnológica a 3 destinos distintos, con el fin de determinar el centro de consumo con las mayores cargas ambientales por metro cubico de gas colocado en punto de entrega final y porque también realiza una comparación contra un proceso unitario predefinido y de uso extendido de la base de datos Ecoinvent. Finalmente, este estudio puede considerarse un **ACV selectivo o focal**, dado que escoge un conjunto reducido de categorías de impacto a evaluar y no el total de categorías abarcadas por un único método de evaluación de impactos.

5.2.3.3 Procesos del contexto tecnológico (LCA Background), reglas de exclusión y principales hipótesis y simplificaciones.

Para la creación de un inventario de ciclo de vida de la red de gas natural en Colombia, primero se debe entender que el gas natural como recurso depende en gran medida del uso de energía eléctrica colombiana en cada una de sus etapas del ciclo de vida. A su vez, para la generación de energía eléctrica en Colombia, se encuentra un aporte importante de gas natural a la composición de la matriz eléctrica colombiana 10,85%¹⁵, que hace que estos dos sistemas tengan una interdependencia nada despreciable, desde la perspectiva de su valoración ambiental.

Dentro de dicha interdependencia, se suman otros recursos con participación en toda la cadena del gas natural, como es el caso de los combustibles fósiles usados en algunas operaciones en la cadena de suministro del gas natural, ya sea para consumo directo, transporte o para generación eléctrica. En este sentido es importante señalar que, para la simulación de procesos de transporte en este ACV, se usan procesos de la base de datos internacional Ecoinvent, que utilizan combustibles genéricos, principalmente de tipo diésel o gasóleo, ya que el alcance del presente estudio y el tiempo para su realización representa una limitante importante para adaptar este tipo de datos al contexto colombiano.

En efecto, el principal proceso del contexto tecnológico que fue personalizado o acondicionado con datos cercanos a la realidad del contexto fue la matriz eléctrica colombiana, teniendo en cuenta la interdependencia antes mencionada, con la cadena del gas natural. Respecto a la simulación de la red eléctrica colombiana, se incluyeron los aportes principales de la energía hidráulica (tipo embalse o gran represa) y la generación térmica con carbón¹⁶, gas natural (ciclo simple y combinado), generación con “fuels” o gasóleos y el aporte de las pequeñas renovables, energía hidráulica a filo de agua, PCH’s (Pequeñas Centrales Hidroeléctricas) , y la generación por aerogeneradores (viento); así mismo se incluyó una versión contextualizada del aporte a la generación por biomasa, específicamente bagazo. El detalle completo del inventario de la matriz eléctrica colombiana se presenta en la sección 6.1.3.

¹⁵ Refiérase a Anexo B Tabla B 5 para ampliación de datos.

¹⁶ Carbón bituminoso a fuego directo. Datos tomados de (UNISALLE, 2007), (UPME, 2012)

6. RESULTADOS

6.1 LEVANTAMIENTO DE INVENTARIO

6.1.1. MODELO O PROCESO UNITARIO DE REFERENCIA

El suministro de gas natural en Colombia fue modelado a partir de la adaptación del proceso unitario estándar de Ecoinvent “gas natural, alta presión, mercado”¹⁷. Esta adaptación fue aplicada a cada centro de consumo, siendo necesario modificar el proceso unitario para recrear cada centro de consumo de forma independiente dado que la red colombiana de gas natural es “*No Centralizada*”, como se observa en la figura 4. La tabla 4 resume los principales datos investigados o recalculados para personalizar o adaptar el inventario y modelar cada línea de gasoducto hacia centro mayorista, acorde al contexto del estudio¹⁸.

Tabla 4. Principales datos de inventario analizados en cada ruta de distribución de gas natural

PARÁMETRO	CARACTERÍSTICA
Tipo de pozo	ON Shore / OFF Shore
Ubicación geográfica	Zona del país (Norte, Sur, Oriente, Occidente)
Producción de pozo	Volumen en MPCD (Millones de pies cúbicos diarios)
Distribución de suministro	Clasificación de volumen según importaciones o exportaciones
Longitud de trayecto de distribución	Longitud de gasoductos por tramo (km)
Estaciones de compresión	Cantidad de estaciones compresoras por tramo de gasoducto
Diámetro	Diámetro nominal por tramo de gasoducto en unidades de pulgadas
Potencia eléctrica	Potencia eléctrica media consumida en estaciones de compresión (kW)

**Elaboración propia. La ampliación de esta información en la sección 6.1.2*

La estructura modificada del proceso unitario de referencia corresponde a lo presentado en las figuras 7 a 9, donde los datos de inventario están ajustados a la entrega de la unidad funcional, es decir 1 m³ de gas natural a punto mayorista. A la cabeza de estos formularios de ingreso, aparecen las ventanas de ingreso de datos para las denominadas “*Entradas desde la tecnosfera*”, en este caso, las rutas de suministro de gas desde los pozos a cada centro de consumo.

¹⁷ Denominación original en Ecoinvent: “*Natural gas, high pressure {CA} | market group for | APOS (U)*”. Refiérase al Anexo C Figura C1 para ver proceso original

¹⁸ Refiérase al Anexo E, que presenta las ecuaciones utilizadas en el cálculo de estos parámetros.

Figura 7. Vista de la estructura de ingreso de datos para el centro de consumo, Bucaramanga

Productos							
Salidas conocidas a la tecnósfera. Productos y co-productos	Cantidad	Ud.	Cantidad	Asignación %	Tip	Categoría	
Natural gas, high pressure {CA} market group for APOS, U, BUCARAMANGA	1	m3	Volume	100 %		Fuels\Natural gas\Market	
(Insertar línea aquí)							
Salidas conocidas a la tecnósfera. Productos evitados	Cantidad	Ud.	Distribución DS^2 or 2^D				
(Insertar línea aquí)							
Entradas							
Entradas conocidas desde la naturaleza (recursos)	Subcompartimento	Cantidad	Ud.	Distribución DS^2 or 2^D			
(Insertar línea aquí)							
Entradas conocidas desde la tecnósfera (materiales/combustibles)	Cantidad	Ud.	Distribución I M				
Natural gas, high pressure {CA-AB} market for APOS, U, GIBRALTAR	0,98618367	m3	Indefinido				
Natural gas, high pressure {CA-QC} market for APOS, U, BUCARAMANGA - BARRANCABERMEJA	0,01381633	m3	Indefinido				

Elaboración propia. Tomada de simulación en Software SimaPro

Figura 8. Vista de la estructura de ingreso de datos para el centro de consumo, Bogotá.

Productos							
Salidas conocidas a la tecnósfera. Productos y co-productos	Cantidad	Ud.	Cantidad	Asignación %	T	Categoría	Comentario
Natural gas, high pressure {CA} market group for APOS, U, BOGOTA	1	m3	Volume	100 %		Fuels\Natural gas\Market	Production Volume Amount: 111459
(Insertar línea aquí)							
Salidas conocidas a la tecnósfera. Productos evitados	Cantidad	Ud.	Distribución DS^2 or 2^DS Mín Máx				
(Insertar línea aquí)							
Entradas							
Entradas conocidas desde la naturaleza (recursos)	Subcompartimento	Cantidad	Ud.	Distribución DS^2 or 2^DS Iv Comentario			
(Insertar línea aquí)							
Entradas conocidas desde la tecnósfera (materiales/combustibles)	Cantidad	Ud.	Distribución I M I Comentario				
Natural gas, high pressure {CA-AB} market for APOS, U, CUSIANA	0,5063291139	m3	Indefinido Se suministra el 56% de producción de pozo para la ciudad.				
Natural gas, high pressure {CA-QC} market for APOS, U, CUPIAGUA	0,4936708861	m3	Indefinido Se suministra el 56% de producción de pozo para la ciudad. Production Volume Amount: 5585700000				
(Insertar línea aquí)							
Entradas conocidas desde la tecnósfera (electricidad/calor)	Cantida Ud.						
(Insertar línea aquí)							

Elaboración propia. Tomada de simulación en Software SimaPro

Figura 9. Vista de la estructura de ingreso de datos para el centro de consumo, Medellín.

Productos							
Salidas conocidas a la tecnósfera. Productos y co-productos	Cantidad	Ud.	Cantidad	Asignación %	Tip	Categoría	Comentario
Natural gas, high pressure {CA} market group for APOS, U, MEDELLIN	1	m3	Volume	100 %		Fuels\Natural gas\Market	Production Volume Amo
(Insertar línea aquí)							
Salidas conocidas a la tecnósfera. Productos evitados	Cantidad	Ud.	Distribución DS^2 or 2^DS Mín Máx				
(Insertar línea aquí)							
Entradas							
Entradas conocidas desde la naturaleza (recursos)	Subcompartimento	Cantidad	Ud.	Distribución DS^2 or 2^DS Iv Comentario			
(Insertar línea aquí)							
Entradas conocidas desde la tecnósfera (materiales/combustibles)	Cantidad	Ud.	Distribución I M I Comentario				
Natural gas, high pressure {CA-AB} market for APOS, U, CUSIANA - MEDELLIN	0,5063291139	m3	Indefinido Se destina el 28,74% de producción de pozo a ciudad.				
Natural gas, high pressure {CA-QC} market for APOS, U, CUPIAGUA-MEDELLIN	0,4936708861	m3	Indefinido Se destina el 28,74% de producción de pozo a ciudad. Production Volume Amount: 5585700000				
(Insertar línea aquí)							
Entradas conocidas desde la tecnósfera (electricidad/calor)	Cantida Ud.						
(Insertar línea aquí)							

Elaboración propia. Tomada de simulación en Software SimaPro

Obsérvese en las figuras 10 y 11, como internamente, cada proceso de “gas natural de alta presión” en la línea de “*Entrada desde la tecnósfera*”, llama desde la raíz los flujos económicos y elementales que caracterizan la operación del pozo o yacimiento del gas (e.g. Cusiana, Cupiagua, etc.)¹⁹. Estas líneas, también son procesos unitarios, adaptados a las necesidades del estudio, desde donde se cargan datos asumidos como un estándar de la tecnología, entre ellos, las emisiones en la operación de pozos de gas natural y de los procesos de limpieza o endulzamiento del gas.

Figura 10. Formulario de ingreso de pozos que alimentan a centro de consumo (Caso: Bogotá)

Productos						
Salidas conocidas a la tecnósfera. Productos y co-productos					Cantidad	Ud.
Natural gas, high pressure {CA} market group for APOS, U, BOGOTA					1	m3
(Insertar línea aquí)						
Salidas conocidas a la tecnósfera. Productos evitados			Cantidad	Ud.	Distribución DS^2 or 2*DS	
(Insertar línea aquí)						
Entradas						
Entradas conocidas desde la naturaleza (recursos)		Subcompartimento	Cantidad	Ud.	Distribución DS^2 or 2*DS	
(Insertar línea aquí)						
Entradas conocidas desde la tecnósfera (materiales/combustibles)						
Natural gas, high pressure {CA-AB} market for APOS, U, CUSIANA						
Natural gas, high pressure {CA-QC} market for APOS, U, CUIAGUA						

*Esta imagen ejemplifica la ruta de ingreso de datos para un centro de consumo, iniciando con la identificación de los pozos que le abastecen.

Elaboración propia. Tomado de simulación en Software SimaPro

Así mismo, para incluir la entrega desde el punto de pozo o yacimiento al centro de consumo, hay formularios intermedios que permiten cargar el inventario caracterizado para los principales flujos económicos y emisiones asociadas a las operaciones estándar de una estación de compresión, con datos inventariados con base en la unidad funcional transportada. Las figuras 12 y 13 describen el cargue de estos datos en el inventario modelado²⁰.

¹⁹ Por ejemplo: “Natural gas, high pressure {CA-AB} | market group for | APOS (U), CUSIANA-BOGOTÁ

²⁰ Se muestra el primer proceso que alimenta el formulario de entrada según procesos identificados en el pozo Cusiana que provee de gas natural a la ciudad de Bogotá.

Figura 11. Formulario de ingreso de datos para operación de un pozo (Caso: Cusiana)

Salidas conocidas a la tecnósfera. Productos y co-productos					Cantidad	Ud.			
Natural gas, high pressure {CA-AB} market for APOS, U, CUSIANA					1	m3			
(Insertar línea aquí)									
Salidas conocidas a la tecnósfera. Productos evitados					Cantidad	Ud.	Distribución	DS^2 or 2^DS	M
(Insertar línea aquí)									
Entradas									
Entradas conocidas desde la naturaleza (recursos)		Subcompartimento	Cantidad	Ud.	Distribución	DS^2 or 2^DS	M		
(Insertar línea aquí)									
Entradas conocidas desde la tecnósfera (materiales/combustibles)									
Natural gas, high pressure {CA-AB} market for APOS, U, CUSIANA									
Natural gas, high pressure {CA-AB} natural gas production APOS, U, CUSIANA									
Pipeline, natural gas, long distance, high capacity, onshore {GLO} market for APOS, S									
Transport, pipeline, long distance, natural gas {RoW} market for transport, pipeline, long distance, natural gas APOS, U, BOGOTA-CUSIANA									
(Insertar línea aquí)									
Entradas conocidas desde la tecnósfera (electricidad/calor)					Cantida	Ud.	Distribución	Máx	Comentario
Electricity, medium voltage {CO} market for electricity, medium voltage APOS, U, COLOMBIANO					0,0095	kWh	Reg. normal		(5,5,5,3,na) Amount from

Elaboración propia. Tomado de simulación en Software SimaPro

Figura 12. Vista superior del formulario de ingreso de entradas conocidas desde la tecnósfera (materiales/combustibles) para pozo Cusiana abasteciendo Bogotá.

Salidas conocidas a la tecnósfera. Productos y co-productos					Cantidad	Ud.			
Natural gas, high pressure {CA-AB} natural gas production APOS, U, CUSIANA					1	m3			
(Insertar línea aquí)									
Salidas conocidas a la tecnósfera. Productos evitados					Cantidad	Ud.	Distribución	DS^2 or 2^DS	
(Insertar línea aquí)									
Entradas									
Entradas conocidas desde la naturaleza (recursos)		Subcompartimento	Cantidad	Ud.	Distribución	DS^2 or 2^DS			
Gas, natural/m3		in ground	0,9746096684776i	m3	Reg. normal	1,2077			
(Insertar línea aquí)									
Entradas conocidas desde la tecnósfera (materiales/combustibles)									
Chemical, inorganic {GLO} market for chemicals, inorganic APOS, S									
Chemical, organic {GLO} market for APOS, S									
Diesel {CO} market for diesel APOS, U COLOMBIANO									
Ethylene glycol {GLO} market for APOS, S									
Methanol {GLO} market for APOS, S									
Natural gas processing plant {GLO} market for APOS, S									
Natural gas, high pressure {CA-AB} market for APOS, U, CUSIANA									
Onshore natural gas field infrastructure {GLO} market for APOS, S									

* Se incluyen materiales e insumos relacionados a los procesos realizados en el pozo Cusiana.

Elaboración propia. Tomado de simulación en Software SimaPro

Figura 13. Vista inferior del formulario de ingreso de entradas conocidas desde la tecnósfera (materiales/combustibles) para pozo Cusiana abasteciendo Bogotá.

Onshore well, oil/gas {GLO} market for APOS, U, COLOMBIANO			
Soda ash, light, crystalline, heptahydrate {GLO} market for APOS, S			
(Insertar línea aquí)			
Entradas conocidas desde la tecnósfera (electricidad/calor)		Cantida	Ud.
Electricity, medium voltage {CO} market for electricity, medium voltage APOS, U, COLOMBIANO		0,0095	kWh
			Reg. normal
(Insertar línea aquí)			
Salidas			
Emisiones al aire	Subcompartimento	Cantidad	Ud.
Carbon dioxide, fossil	low. pop.	0,0135287901518099	kg
Carbon monoxide, fossil	low. pop.	0,00117268702697719	kg
Dinitrogen monoxide		3,95276410992205E-7	kg
Methane, fossil	low. pop.	0,000387501825455619	kg
Nitrogen oxides	low. pop.	0,00105962228073812	kg
NM VOC, non-methane volatile organic compounds, unspecified	low. pop.	0,000399338064841129	kg
Sulfur dioxide	low. pop.	0,00113436882309302	kg
Particulates, < 2.5 um	low. pop., long-term	2,32849163137847E-5	kg
Radon-222	low. pop.	0,000325129473902863	kBq

* Continuación figura 12. Se incluyen materiales e insumos relacionados a los procesos realizados en el pozo Cusiana junto con emisiones atmosféricas generadas a partir de dichos procesos. Para el caso de Bogotá y Bucaramanga se tiene una misma estructura y emisiones predeterminadas a procesos relacionados a sus respectivos pozos

Elaboración propia. Tomado de simulación en Software SimaPro

6.1.2. TRANSPORTE MEDIANTE GASODUCTOS

De acuerdo con el objeto y campo de estudio, las fronteras inician en el pozo o pozos de producción asignados como fuente de suministro e incluyen de manera principal los tramos de gasoducto y estaciones de recompresión, hasta llegar a un mayorista. Por esto las operaciones de compresión o recompresión²¹ comprometen un uso permanente de electricidad de medio voltaje, una parte autogenerada y la otra tomada directamente del sistema interconectado nacional, que son una parte muy importante del inventario de ciclo de vida del gas natural.

²¹ Refiérase a Anexo C Tabla C4 para ampliación de datos relacionados al proceso de compresión o recompresión, según gasoductos requeridos para cada centro de consumo.

Es así, que la tabla 5 relaciona los datos básicos de los tramos de gasoducto requeridos para fines de inventario y la tabla 6 hace lo propio con los consumos de electricidad por transporte en gasoducto ²². Las emisiones relativas al transporte (i.e. fugas de gas), cómo se mencionó anteriormente, se toman genéricas y se conservan con los valores sugeridos en los procesos de referencia de la base de datos de SimaPro, porque al no realizar mediciones propias de estas emisiones, se asume que estas corresponden a pérdidas técnica e internacionalmente aceptables, para la operación y diseño de gasoductos estándar, con tipos de tecnología preestablecidos y de amplio uso.

Tabla 5. Campos de producción de gas y estaciones compresoras hasta sitio de consumo

CENTRO DE CONSUMO	CAMPO DE PRODUCCIÓN O POZO FUENTE	TIPO ^a	UBICACIÓN	PRODUCCIÓN (MMPCD) ^b	N. ESTACIONES COMPRESORAS
MEDELLIN	CAMPO CUSIANA	ON (Asociado)	Llanos Orientales	200	3
	CAMPO CUPIAGUA	ON (Asociado)	Llanos Orientales	195	2
BOGOTA	CAMPO CUSIANA	ON (Asociado)	Llanos Orientales	200	3
	CAMPO CUPIAGUA	ON (Asociado)	Llanos Orientales	195	3
BUCARAMANGA	CAMPOS DEL MAGDALENA MEDIO	PE	Oriente	44,96	1
	CAMPO GIBALTAR	ON (Asociado)	Oriente	42,04	1

^aTipo de pozo OFFshore/ONshore: PE: Punto de encuentro. Se define así para caracterizar a Barrancabermeja-Bucaramanga en base a que no es un pozo sino una zona de paso de gas natural. Elaboración propia. Datos tomados de (TGI , s.f.) y (Meneses Jácome, 2014)

^b Millones de pies cúbicos día

Tabla 6. Consumo de energía eléctrica por tramo de gasoducto según destino de punto mayorista.

CIUDAD	TRAYECTO	ENERGÍA CONSUMIDA (kWh/m ³ gas transportado)
BUCARAMANGA ^a	Payoa – Bucaramanga	0,0226
	Gibraltar – Bucaramanga	0,0285
BOGOTÁ ^b	Cusiana-Apiay- Usme (entrada Bogotá)	0,0095
	Cupiagua - La belleza - La sabana	0,0728
MEDELLÍN ^c	Cusiana - El porvenir - La belleza	0,0454
	La belleza - Vasconia- Sebastopol - Medellín	0,1433

^a El consumo total de energía en Bucaramanga es de 0,0511 kWh/m³ según las dos rutas de alimentación caracterizadas para la ciudad. El consumo total de energía en Bogotá es 0,0823 de kWh/m³ y el consumo total de energía en Medellín es de 0,1887 kWh/m³ según rutas de gasoductos identificados para cada centro de consumo. Elaboración propia. Datos tomados de (TGI , s.f.) y Meneses-Jácome 2014

6.1.3. MATRIZ ELÉCTRICA COLOMBIANA

De acuerdo con la sección 5.2.3.3, que se retoma y refuerza en la parte final de la sección 6.1.2, la matriz eléctrica colombiana es el principal sistema del “LCA

²² Refiérase a Anexo E Ecuación 11.

Background”, que requiere ser simulado en completa concordancia al contexto del estudio, dada la estrecha interdependencia con el sistema nacional de gasoductos y el uso de electricidad para el transporte del gas natural. Según datos suministrados por la Unidad de Planeación Minero Energético UPME, en un reporte de cálculo de factor de emisión para el año 2018 (SIAME, 2019), la matriz eléctrica colombiana en porcentaje de participación por tipo de fuente o generación se conforma según lo establecido en la tabla 7 ²³:

Tabla 7. Participación en matriz energética por tipo de planta

TIPO DE FUENTE ^a	PARTICIPACIÓN
Hidráulica (MA)	69,08%
Térmica (MA)	14,61%
Hidráulica (ME)	13,57%
Térmica (ME)	1,53%
Cogenerador (ME)	1,05%
Solar (ME)	0,0077%
Eólica (ME)	0,0044%
TOTAL	100%

^a MA: Fuentes Mayores; ME: Fuentes Menores - Elaboración propia. Datos tomados de (SIAME, UPME, 2019)

Esta conformación de la matriz eléctrica colombiana, se ha adaptado a la estructura por defecto que se utiliza en los procesos unitarios para declaración de matrices eléctricas en SimaPro y donde generalmente, los datos se alimentan caracterizando la contribución de cada tipo de fuente a la generación de 1 kWh en alto voltaje.

En la transformación a medio voltaje, se han incluido las pérdidas típicas de transmisión y conversión de voltaje, que en el país son del orden de ~ 4,34% (Mercado Energético de Colombia, XM, s.f.) ²⁴. La figura 14 muestra la pantalla principal del formulario de ingreso del inventario del “mix” matriz eléctrico colombiano, utilizado en el modelo ACV del gas natural. En esta visualización, cada línea de tipo de energía vincula el inventario ambiental respectivo (e. g. emisiones, uso de recursos, etc.).

Aquí es importante hacer algunas acotaciones; por ejemplo, la generación eólica, fue cargada como generación onshore de 1 a3 MW según proceso unitario predeterminado en la base de datos Ecoinvent. La generación solar fue excluida dado su aporte minoritario, principalmente destinado a líneas de baja tensión²⁵. La

²³ Ver Anexo D Tabla D1 para información ampliada sobre tipos de plantas de generación en la matriz eléctrica colombiana.

²⁴ Refiérase a Anexo D Figura D1 para ampliación de datos.

²⁵ Aporte a la matriz eléctrica nacional de 0,008%. Refiérase a Anexo D Tabla D1.

cogeneración con biomasa²⁶, fue incluida en el rango de alto voltaje, cargado como un proceso de Ecoinvent para Brasil, que fue adaptado a las condiciones de Colombia; en tanto que la importación de electricidad desde Venezuela fue manejada como un proceso tipo “system”, versión simplificada del proceso “unitario” en SimaPro, por no disponer de información suficiente para su contextualización y ser un aporte minoritario al sistema.

Figura 14. Formulario del inventario de “mix eléctrico colombiano” para la generación de 1 kWh

(Insertar línea aquí)		
Entradas conocidas desde la tecnósfera (electricidad/calor)	Cantidad	Ud.
Electricity, high voltage {CO} electricity production, hard coal APOS, U, COLOMBIANO	0,053492	kWh
Electricity, high voltage {CO} electricity production, oil APOS, U COLOMBIANO	0,001669	kWh
Electricity, high voltage {CO} electricity production, natural gas, combined cycle power plant APOS, U, COLOMBIANO	0,078135	kWh
Electricity, high voltage {CO} electricity production, natural gas, conventional power plant APOS, U COLOMBIANO	0,030386	kWh
Electricity, high voltage {CO} electricity production, hydro, reservoir, tropical region APOS, U COLOMBIANO	0,755908	kWh
Electricity, high voltage {CO} electricity production, hydro, run-of-river APOS, U COLOMBIANO	0,066153	kWh
Electricity, high voltage {BR-Mid-western grid} market for electricity, high voltage APOS, U, BAGAZO COLOMBIANO	0,007910	kWh
Electricity, high voltage {CO} electricity production, wind, 1-3MW turbine, onshore APOS, U COLOMBIANO	0,000045	kWh
Electricity, high voltage {CO} electricity, high voltage, import from VE APOS, S	0,005718	kWh
Electricity, high voltage {CO} market for electricity, high voltage APOS, U MIX COLOMBIANO	0,0366130304325013	kWh

Elaboración propia. Tomado de la programación del inventario en el Software SimaPro.

El cargue del inventario de la matriz de generación eléctrica (alto voltaje), según lo mostrado en la figura 14, fue precedido de una agrupación de recursos o fuentes de generación según se describe en la tabla 8.

²⁶ Se incluye el proceso de generación de electricidad en el análisis de inventario de ciclo de vida a partir de caña de azúcar (BAGAZO) dado que, se encuentra dentro de los países con rendimientos promedios de producción de caña de azúcar de 80t/ha en donde se encuentran Colombia y Brasil (YARA Knowledge grows, s.f.) Refiérase a Anexo D Figura D2.

Tabla 8. Agrupación de fuentes de generación del mix eléctrico colombiano

RECURSO	FUENTES AGRUPADAS
Sólido fósil	Carbón
Líquido fósil	Oil, ACPM, combustóleo, JET-A1
Gaseoso fósil (Ciclo combinado)	Gas natural, biogás
Gaseoso fósil (Ciclo convencional)	Gas natural, biogás
Líquido renovable estancado (embalse)	Agua
Líquido renovable (flujo normal)	Agua
Sólido renovable	Bagazo
Gaseoso renovable	Viento
Importado	Electricidad en alto voltaje de Venezuela

Elaboración propia.

Las emisiones asociadas al mix eléctrico colombiano, fueron calculadas con base en guías de la Environmental Protection Agency (EPA, 2018) y datos propios del país²⁷, especialmente para cada tipo de combustible fósil utilizado por la matriz eléctrica. La tabla 9 muestra el comparativo de los datos calculados en base a informes de la EPA y los datos reportados por defecto del software. Valores de emisiones atmosféricas no incluidas en esta tabla, son datos de los cuales no se tiene referencia o control alguno; sin embargo, otros se mantienen como datos por defecto, dado su valor para estimar impactos potenciales.

Tabla 9. Emisiones atmosféricas totales emitidas asociadas a la generación eléctrica en Colombia

EMISIONES ATMOSFÉRICAS TOTALES EMITIDAS			
EMISIÓN	SOTFWARE	DATOS PROPIOS	UNIDAD
CO2 BIOGÉNICO	8,52E-03	0,00E+00	kg Cont. /kWh
CO2 FÓSIL	3,05E+00	2,59E+00	kg Cont. /kWh
CO	5,75E-04	8,60E-05	kg Cont. /kWh
SOX	1,62E-02	2,60E-03	kg Cont. /kWh
NOX	7,33E-03	2,10E-03	kg Cont. /kWh
NVHC	1,06E-05	7,18E-09	kg Cont. /kWh
PM 2.5	4,65E-04	7,03E-03	kg Cont. /kWh
PM 10	3,08E-04		kg Cont. /kWh
N2O	7,50E-05	0,00E+00	kg Cont. /kWh
CH4 FOSIL	1,06E-04	0,00E+00	kg Cont. /kWh

Elaboración propia. Datos de software tomados de SimaPro.

Con base en lo anterior y según la declaración de la matriz colombiana, que incluye generación con gas natural, se hizo necesaria una clasificación de las plantas térmicas según su ciclo de funcionamiento (convencional o ciclo simple y ciclo combinado) y ubicación geográfica²⁸, que a 2018 estuvieran activas en el

²⁷ Ver Anexo D Tabla D2, Tabla D3 y Tabla D4

²⁸ Refiérase a Anexo D Tabla D5.

“mix” nacional según la UPME (SIAME, 2019). Este es un aspecto muy importante en el inventario de ciclo de vida, porque es la forma de caracterizar la interdependencia de la cadena de suministro del gas natural con la generación eléctrica por vía térmica. Aquí fue necesario inventariar y modelar de forma adicional, los pozos y la cadena de suministro completa de gas hacia las ciudades donde operan dichas centrales de generación²⁹.

La tabla 10 presenta la clasificación aquí referida, mientras que la figura 15 muestra los puntos de generación y/o ubicación de plantas térmicas y las líneas de gasoducto que las abastecen en la Costa, Barrancabermeja, los llanos y el Suroccidente del país.

Tabla 10. Puntos de generación térmica en Colombia a partir de gas natural

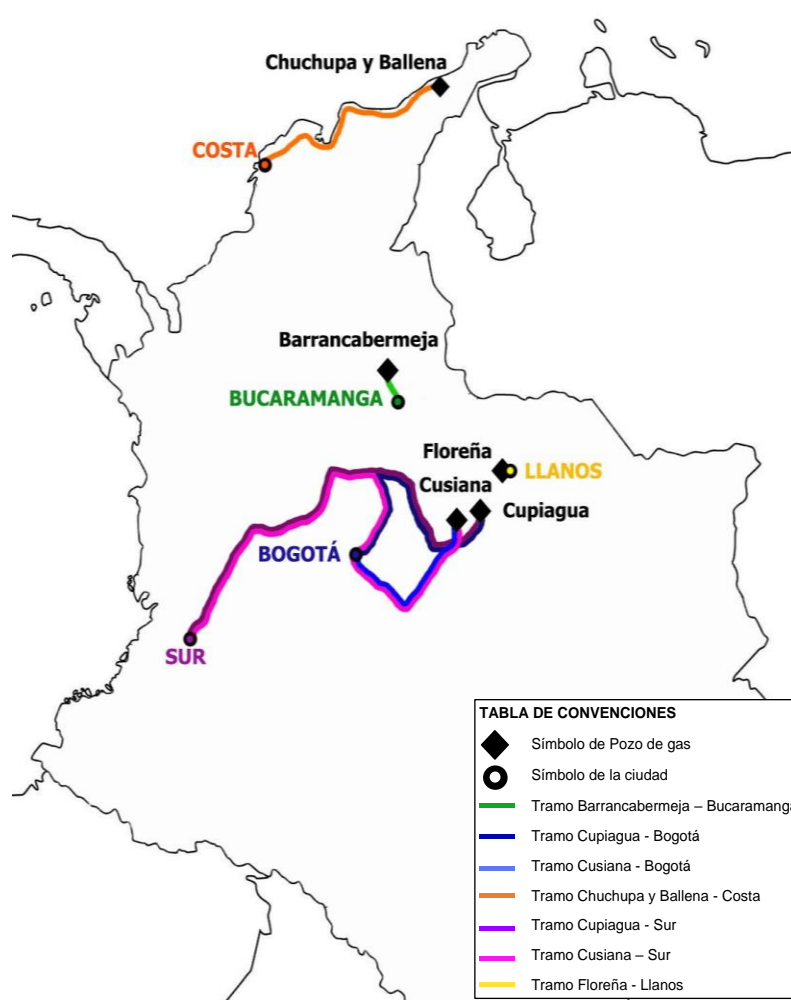
UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE PLANTAS TÉRMICAS	CIUDADES
Sur – Occidente	Cali y Pereira
Costa ^a	Barranquilla, Cartagena
Interior	Barrancabermeja, Cimitarra, Bogotá
Llanos	Yopal

^a Este punto requiere de un suministro de gas natural a plantas térmicas para generación a partir de pozos y de una línea de importación de GLP (Gas licuado de petróleo). (Ministerio de Minas y Energía, 2019)

Elaboración propia. Datos tomados de (SIAME, 2019)

²⁹ Refiérase a Anexo D Tabla D9 para ver parámetros de trayectos de los pozos considerados y, Tabla D10, Tabla D11 y Tabla D12 para ver el inventario de proceso de entrega de gas natural a cada zona referida con planta térmica.

Figura 15. Representación gráfica de gasoductos que comunican a centrales térmicas de ciclo convencional y combinado



Elaboración propia. Datos tomados de (TGI, s.f.)

6.1.4 TIPOS DE FUENTES Y CALIDAD DE DATOS

Las principales fuentes de información utilizadas en este inventario corresponden a páginas oficiales del Gobierno, empresas productoras, distribuidoras y/o comercializadores de gas natural en el país, como muestra la tabla 11. Este estudio también utiliza información recolectada por los estudiantes que realizan el curso de “procesos sostenibles y análisis de ciclo de vida”, a cargo del director del proyecto, del segundo semestre de 2019, a través de sus proyectos de curso. La otra gran fuente de información es la base de datos ambientales Ecoinvent que tiene interfase directa con el software de uso SimaPro, utilizado en el presente trabajo.

Tabla 11. Fuentes de referencia y/o información de tipo secundarias manejadas en el presente estudio

NOMBRE	PAGINA WEB	TIPO DE FUENTE
Ministerio de minas y energía (MME)	https://www.minenergia.gov.co/	Secundaria
Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME)	https://www1.upme.gov.co/	Secundaria
Mercado energético de Colombia (XM)	https://www.xm.com.co/	Secundaria
Vanti - gas natural	https://www.grupovanti.com/	Secundaria
Transmetano	http://www.transmetano.co/	Secundaria
Promigas	http://www.promigas.com/	Secundaria
Agencia de Protección Ambiental (EPA)	https://www.epa.gov/	Secundaria
Organización Latinoamericana de Energía (OLADE)	http://www.olade.org/	Secundaria
Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)	https://www.creg.gov.co/	Secundaria

6.1.5 ÁRBOLES DE PROCESO

Los escenarios de ciclo de vida considerados en el presente estudio fueron programados en la herramienta especializada en ACV “SimaPro”, donde el ciclo de vida se construye en la forma árbol o red de procesos. Los árboles de procesos, resultado de la simulación de los centros de consumo evaluados en el presente estudio, son presentados en el Anexo F.

6.2 EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL POTENCIAL

6.2.1 MÉTODOS DE EVALUACIÓN DE IMPACTO

De acuerdo a la tabla 3, el presente estudio será basado en un conjunto selecto de indicadores de impacto potencial de medio-punto (mid-points), a saber: potencial de calentamiento global (GWP_{100a}), uso de energía no renovable (NRE), potencial de acidificación (AP), depleción de la capa de ozono (ODP), emisión de agentes respiratorios inorgánicos (Rel) y potencial de eutrofización (EP), que en adelante serán referidos acorde a sus abreviaciones en inglés, dadas en los respectivos paréntesis y explicadas con anterioridad en la tabla 3.

El paso siguiente fue establecer los métodos de evaluación de impacto más convenientes para cada una de estas categorías, teniendo como opciones preseleccionadas: CML-IA BASELINE (CML-IA B), CML-IA NON BASELINE (CML-IA NB) e IMPACT2002+.

Los dos primeros métodos son de la familia CML³⁰, y corresponden a las revisiones actualizadas que vienen reemplazando progresivamente las versiones iniciales CML2 y CML2001, de uno de los métodos europeos más completos, sólidos y recomendados en la praxis del ACV; en tanto que el método IMPACT 2002+, es posiblemente el método histórico de mayor vigencia en el contexto del ACV y uno de los más recomendados para ACV de sistemas energéticos.

En el caso del GWP_{100a} se escogió el método CML-IA NON BASELINE debido a que su valuación es a 100 años e incluye material NMVOC³¹, es decir el estándar actual de la metodología para este indicador³².

Para la categoría EP, se seleccionó el método CML-IA B³³, porque discrimina mejor los factores de equivalencia para sustancias que aportan eutrofización y por lo tanto no genera penalizaciones con factores globalizados que tienden a sobrestimar este impacto, además, es el método que utiliza la unidad de referencia considerada como el estándar de mayor uso en la práctica del ACV, el kg PO_{4-eq}, lo cual facilita su interpretación. Igualmente, los resultados en este indicador son más asimilables a los obtenidos en versiones clásicas de CML como CML2 y CML2001, que el método alterno CML-IA NB.

En cuanto a la categoría AP, fue escogido el método CML-IA NB, debido a que no presenta restricciones a las emisiones por compartimento (agua, aire y suelo), como si lo hace CML-IA B, lo que tiende a subvalorar este indicador. Finalmente, IMPACT2002+ fue utilizado para las categorías Rel y NRE, debido a que es el único entre los métodos preseleccionados que permite valorar dichos indicadores.

³⁰ **Los métodos CML son desarrollados** en el Centro de Ciencias Ambientales de la Universidad de Leiden (Center of Environmental Science of Leiden University = CML) en los países bajos, una de las escuelas de pensamiento líderes en ACV (Guinée et al. 2002). **IMPACT 2002+** es una combinación robusta de 4 de los métodos fundadores del ACV: IMPACT 2002 (Pennington et al. 2005), Eco-indicator 99 (Goedkoop and Spriensma. 2000, 2nd version, Egalitarian Factors), CML2 y los métodos IPCC para cálculo del poder de calentamiento global.

³¹ NMVOC, Non-methane volatile organic compounds (Compuestos orgánicos volátiles distintos al metano)

³² El método seleccionado se compara con el método IPCC 2013 en donde refleja el mismo valor. El Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático-2013 con siglas en inglés IPCC2013, es un grupo internacional el cual presenta un informe denominada *Bases físicas: resumen para responsables de políticas, resumen técnico, preguntas frecuentes* respecto al cambio climático. (WMO, 2018)

³³ Este proceso no incluye o menciona nada relacionado a incluir o excluir *fate* (procesos de destino final de sustancias)

6.2.2 ANÁLISIS DE CARACTERIZACIÓN

De acuerdo con la metodología ACV, el principal elemento obligatorio de la evaluación de impacto ambiental es el análisis de caracterización, el cual generalmente se precede del cálculo y presentación de los indicadores de categoría crudos, en las unidades de referencia de cada indicador según el método aplicado para su valoración. Este resultado es seguido de la presentación de la denominada gráfica de caracterización, principalmente en estudios ACV de tipo comparativo, como en este caso.

De esta forma, la tabla 12 presenta el impacto ambiental potencial determinado por indicador de categoría referenciado a la unidad funcional del estudio, para cada una de las ciudades objeto de estudio, es decir Bogotá, Medellín y Bucaramanga. Los resultados se comparan para fines de ilustración, con la valoración de los indicadores de categoría con respecto al proceso unitario de referencia de la base de datos Ecoinvent, que fue utilizado como base de modificación o adaptación de los procesos de suministro de gas a centros de consumo colombianos.

Tabla 12. Cuantificación de impacto ambiental potencial según indicadores y método seleccionado para la entrega de 1 m³ de gas natural en centros de consumo colombianos.

INDICADOR	MÉTODO	Valoración de Indicadores para cada Centro de Consumo				UNIDAD
		BOGOTÁ	MEDELLÍN	BUCARAMANGA	Proceso Unitario de referencia ^b	
GWP100a	CML-IA NB	4,530E-01	2,585E-01	1,214E-01	2,090E-01	kg CO2 eq/UF ^a
NRE	IMPACT 2002+	4,390E+01	4,070E+01	3,916E+01	4,000E+01	MJ Primary/UF
ODP	IMPACT 2002+	1,580E-07	1,130E-07	2,020E-08	2,930E-07	kg CFC-11 eq/UF
EP	CML-IA B	3,390E-04	2,470E-04	2,070E-04	1,970E-04	kg PO4 eq/UF
AP	CML-IA NB	5,700E-03	4,970E-03	3,950E-03	3,570E-03	kg SO2 eq/UF
Rel	IMPACT 2002+	6,480E-04	5,410E-04	4,320E-04	3,910E-04	kg PM2.5 eq/UF

^a UF: Unidad funcional, 1 m³ puesto en punto mayorista. Datos tomados de software según proceso original tomado como referencia para centros de consumo. ^b Natural gas, high pressure {CA} market group for | APOS, U.

Elaboración propia. Datos tomados de SimaPro

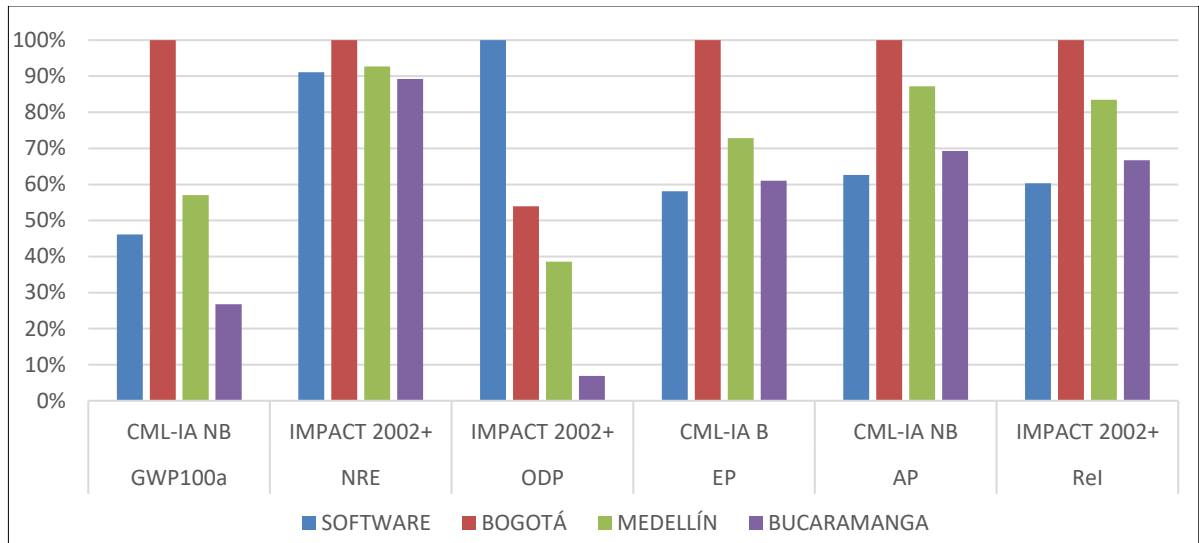
A partir de los datos consignados en la tabla 12, se procedió conforme a lo recomendado por la metodología con la elaboración de la figura 16; es decir, la gráfica de análisis de caracterización de impactos comparativa, para establecer cual puerta o centro de consumo genera más impacto por la demanda de 1 m³ de

gas natural transportado por el sistema de gasoductos del país hacia un mayorista en dicha locación.

Dos observaciones importantes que se pueden establecer de esta figura; en primer lugar, que Bogotá, Medellín y Bucaramanga, siguen ese orden de mayor a menor impacto en todas las categorías de impacto valoradas, lo cual refleja en parte el distanciamiento de dichos centros a los pozos que los proveen y el mayor uso relativo de infraestructura por parte de la ciudad de Bogotá, que afecta los consumos de energía asignados a dicha localidad con relación a Medellín.

La segunda observación, tiene que ver con el comportamiento aleatorio de los indicadores de impacto valorados para el proceso de referencia (Barra Azul, denominada "Software2), con relación a los casos colombianos, donde queda evidenciado la inconveniencia de utilizar procesos genéricos de la base de datos Ecoinvent para realizar estudios de análisis ambiental de cadenas de suministro o ciclos de vida en un contexto local o nacional.

Figura 16. Análisis de caracterización comparativo para los tres centros de consumo evaluados.



Elaboración propia.

6.2.3 ANÁLISIS DE CONTRIBUCIÓN

El análisis de contribución es un elemento facultativo no obligatorio del ACV, pero que es muy recomendado para identificar procesos y aportes significativos a las distintas categorías de impacto.

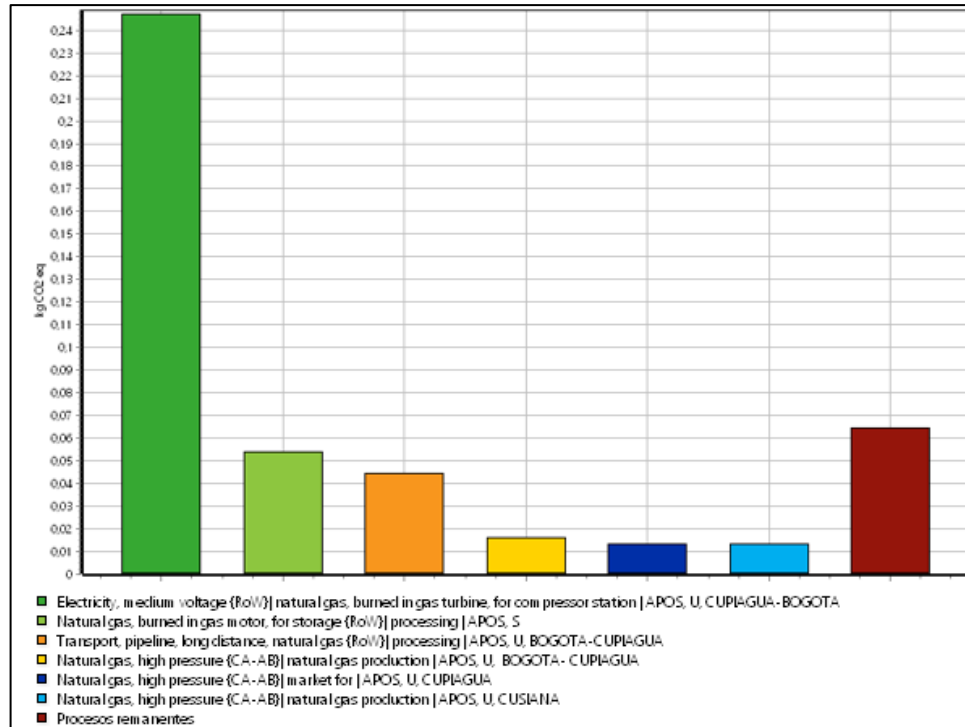
Por consiguiente, la presente sección tiene como objetivo discriminar la contribución a los indicadores de impacto ambiental potencial evaluados, para cada centro de consumo mayorista de gas natural colombiano, tanto por procesos que hacen parte del ciclo de vida de transporte de gas natural, como por sustancias constitutivas de los flujos elementales o emisiones que aportan a las categorías de impacto evaluados; todo esto, con el fin de establecer cuales aspectos de la cadena de suministro del recurso, generan la contribución o aporte más relevante, que podría ser objeto de revisión o mejora en la planificación futura del transporte y uso del gas natural en Colombia. Dicha discriminación se presenta por medio de figuras comparativas para los tres centros de consumos analizados Bogotá, Medellín y Bucaramanga.

6.2.3.1 Calentamiento Global (GWP_{100a})

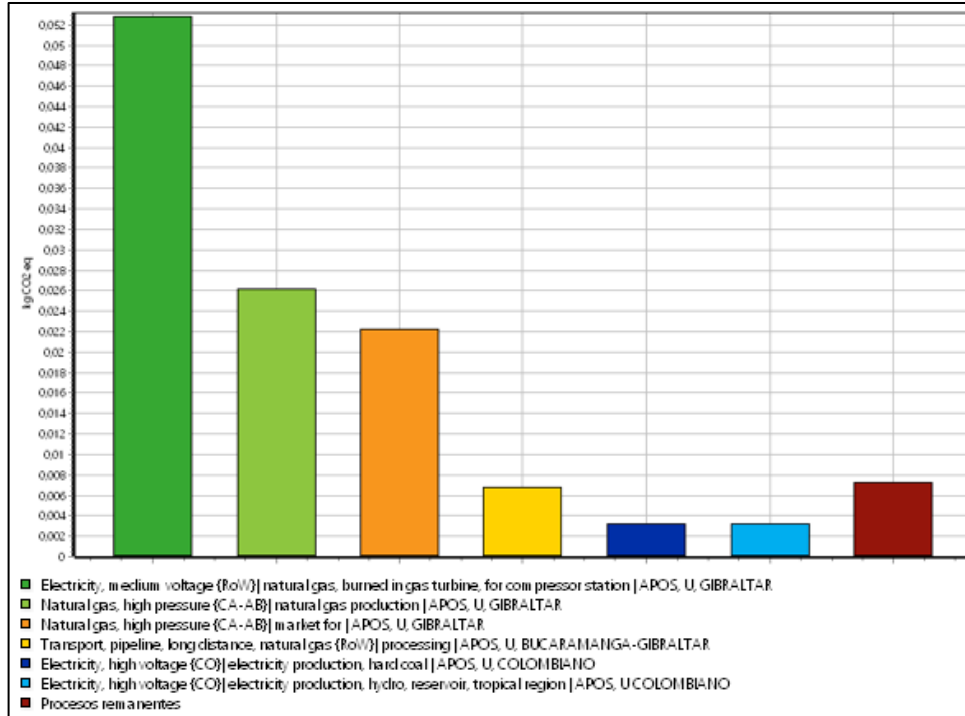
En las figuras 17a. y 17b., se pueden observar los procesos que mayor contribución realizan al impacto ambiental estimado en esta categoría, para cada centro de consumo evaluado. Claramente, el uso del componente fósil de la matriz eléctrica y la cogeneración con gas natural en algunas estaciones para fines de recompresión del gas, determinan los aportes más significativos al indicador de potencial de calentamiento global, GWP_{100a}.

La figura 17a. corresponde al caso de Bogotá en tanto que la 17b, ilustra a Bucaramanga. No se presenta el caso de Medellín, por cuanto tiene exactamente la misma tendencia y contribución de procesos que Bogotá, muy seguramente porque comparten pozos y gran parte de la infraestructura de gasoductos.

Figura 17. Análisis de contribución por procesos de la categoría GWP100a (kg CO₂ eq/UF)



(a) - Bogotá



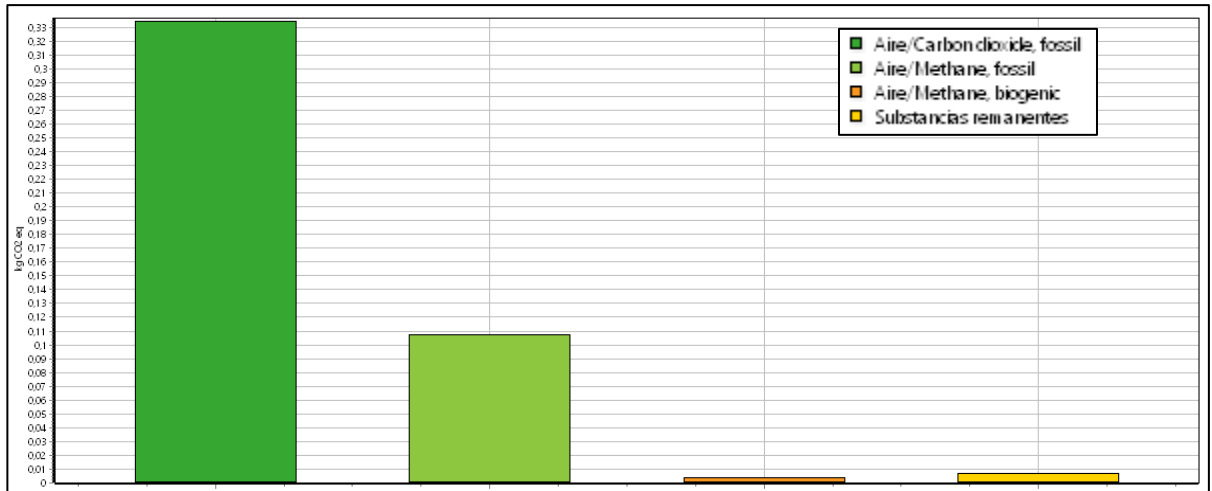
(b) - Bucaramanga

Método CM-IA NB - Elaboración propia. Tomado de SimaPro

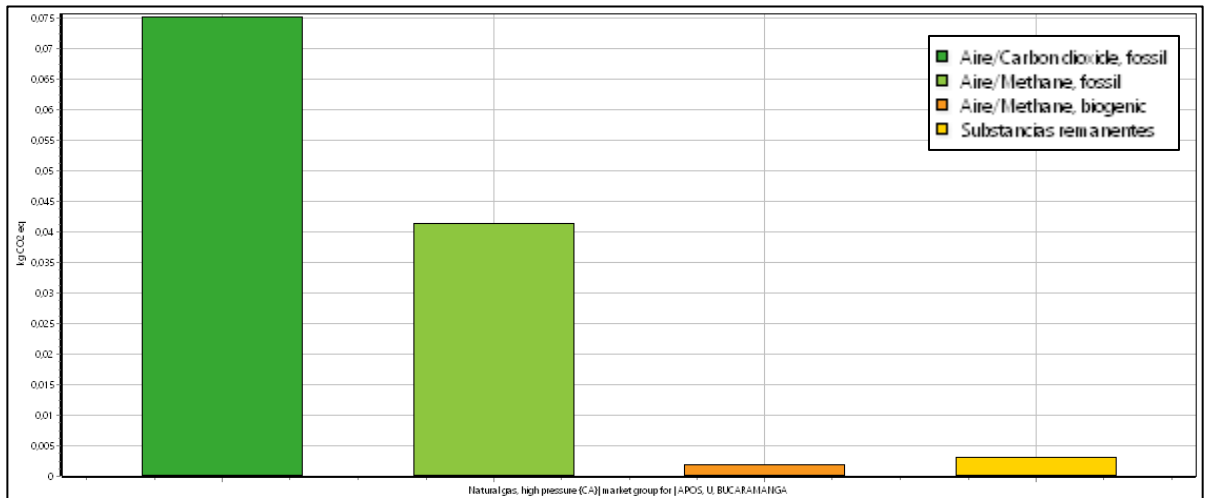
Por otra parte, las figuras 18a. y 18b., discriminan la contribución por sustancias al indicador GWP_{100a} , encontrándose como mayor aporte las emisiones de CO_2 fósil, debidas al uso de la matriz eléctrica y la cogeneración con el mismo gas, pero hay importantes aportes de metano (CH_4 , fósil) debidas a las fugas en el sistema de transporte y en la explotación. Estas emisiones de metano surgen muy importantes en los 3 casos evaluados y revelan una pérdida muy importante del recurso, por el transporte a través de distancias muy largas en una topografía compleja.

Estas gráficas también muestran la incidencia de metano biogénico (CH_4 biogénico) seguramente debidas a la operación de grandes represas de las centrales hidroeléctricas. Esta contribución no hace parte de la valoración del GWP_{100a} por razones metodológicas, pero no puede juzgarse despreciable, en tanto que no ha sido un componente del inventario debidamente asegurado con información más confiable o verificada. Una vez más, no se presenta el caso de Medellín, por ser muy similar al caso de Bogotá.

Figura 18. Análisis de contribución por sustancias o emisiones al GWP100a (kg CO2 eq/UF)



(a) - Bogotá



(b) - Bucaramanga

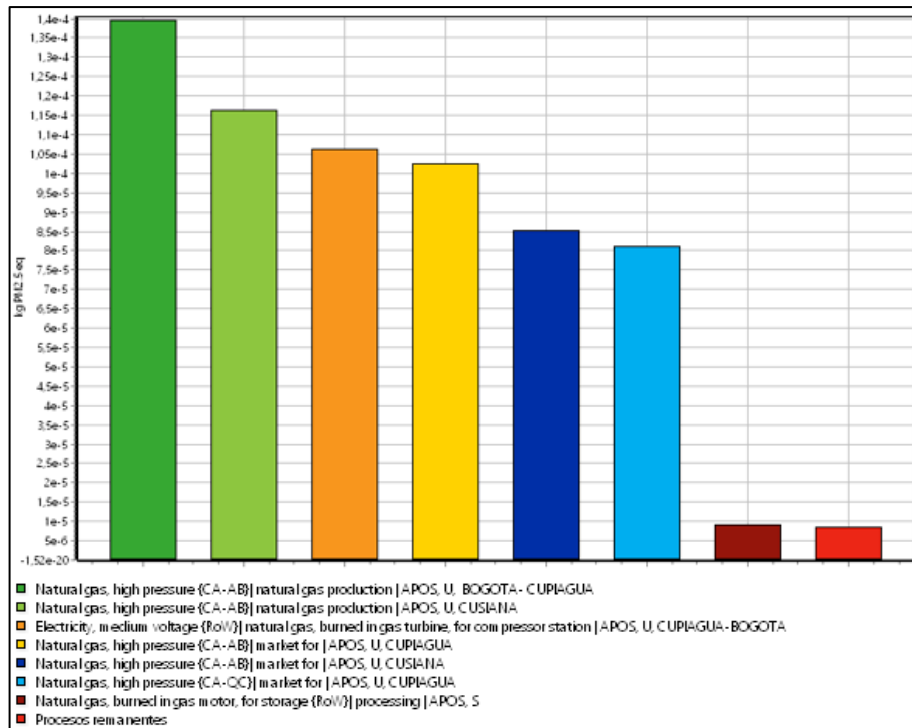
Método CM-IA NB - Elaboración propia. Tomado de SimaPro

6.2.3.2 Emisión de agentes respiratorios inorgánicos (Rel)

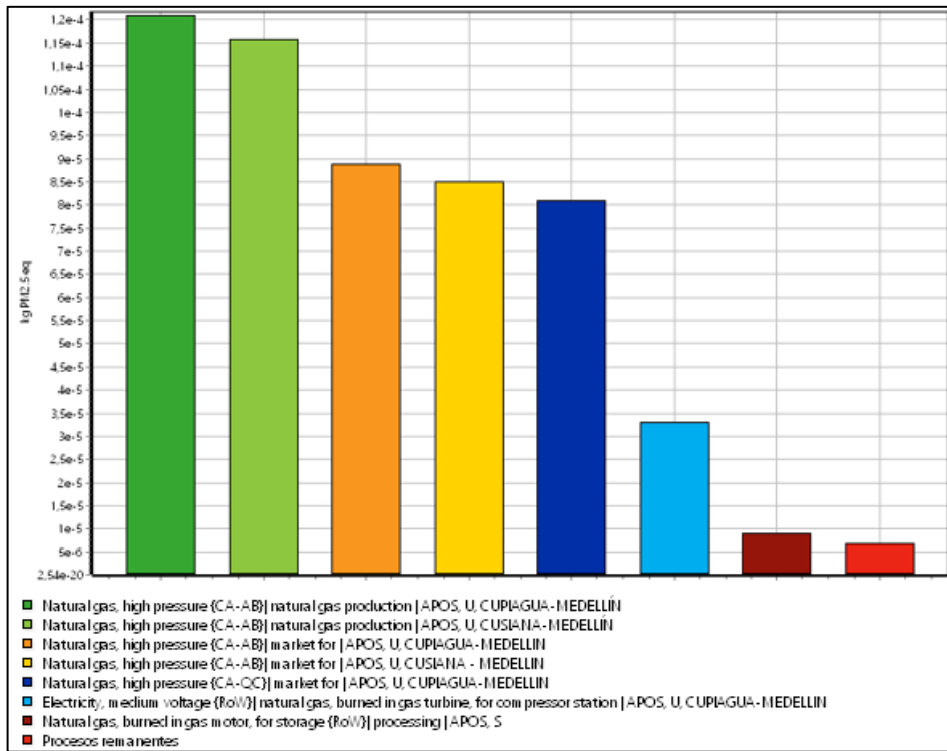
En las figuras 19a.,19b. y 19c., se pueden observar los procesos que mayor contribución realizan a esta categoría de impacto ambiental, para cada centro de consumo. En dichas figuras, se refleja dentro de la ruta de suministro a cada centro de consumo, un aporte importante por parte de los procesos de producción de gas natural en pozo, posiblemente relacionado con labores de extracción de y uso de químicos para la limpieza del gas.

En esta discriminación, se presenta el caso de Medellín, por cuanto se hacen visibles algunos cambios en relación con Bogotá. Es posible que la emisión de ciertas sustancias atmosféricas se intensifique, debido al proceso de transporte en los que se hace uso de energía fósil en los tramos de gasoducto no compartidas hacia Bogotá y Medellín. La figura 19a. corresponde al caso de Bogotá, la 19b a Medellín y la 19c ilustra a Bucaramanga.

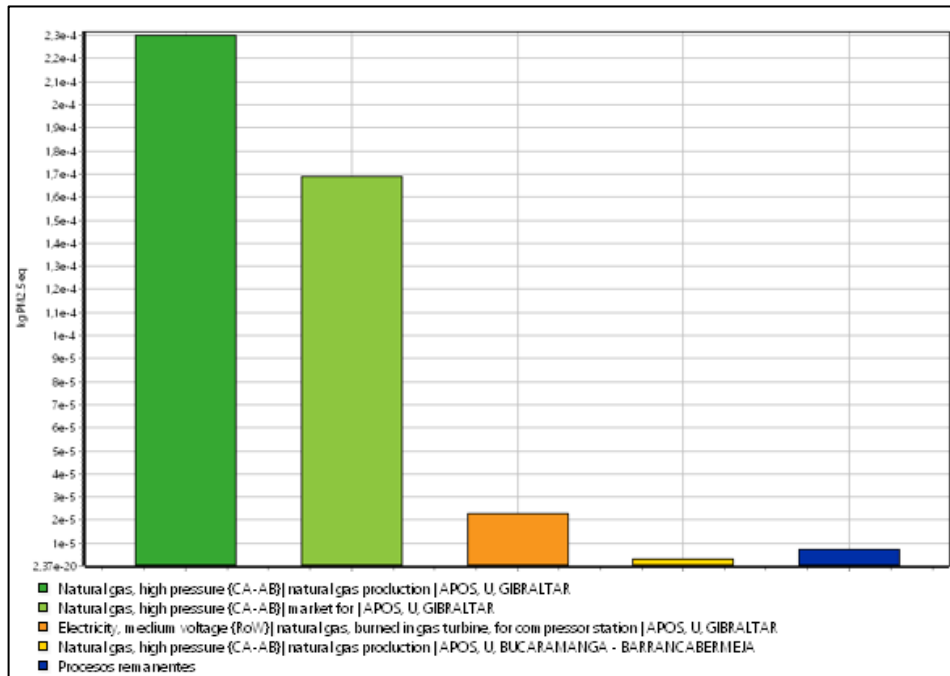
Figura 19. Análisis de contribución por procesos de la categoría Rel (kg PM2.5 eq/UF)



(a) - Bogotá



(b) - Medellín

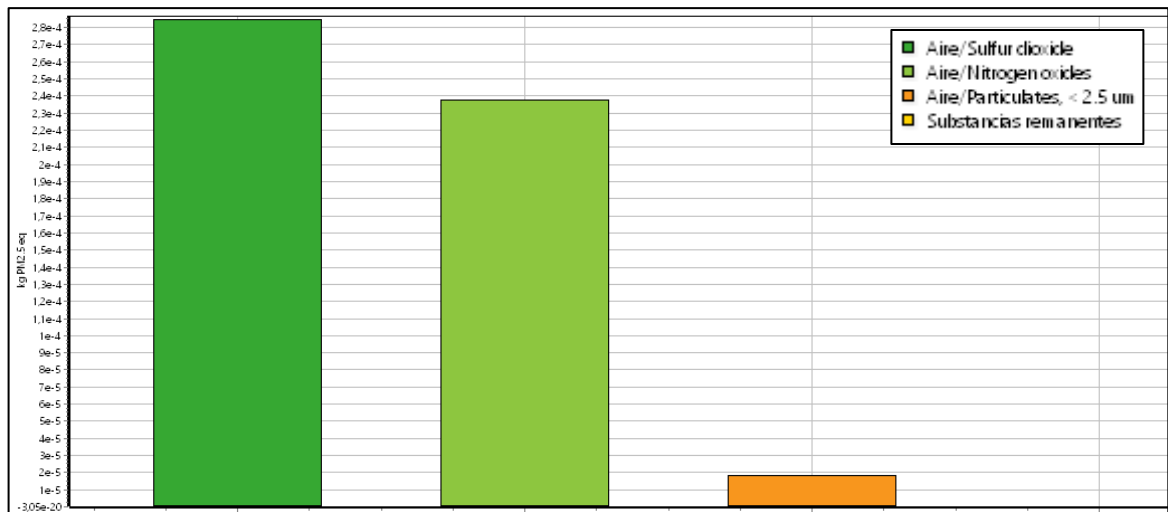


(c) - Bucaramanga

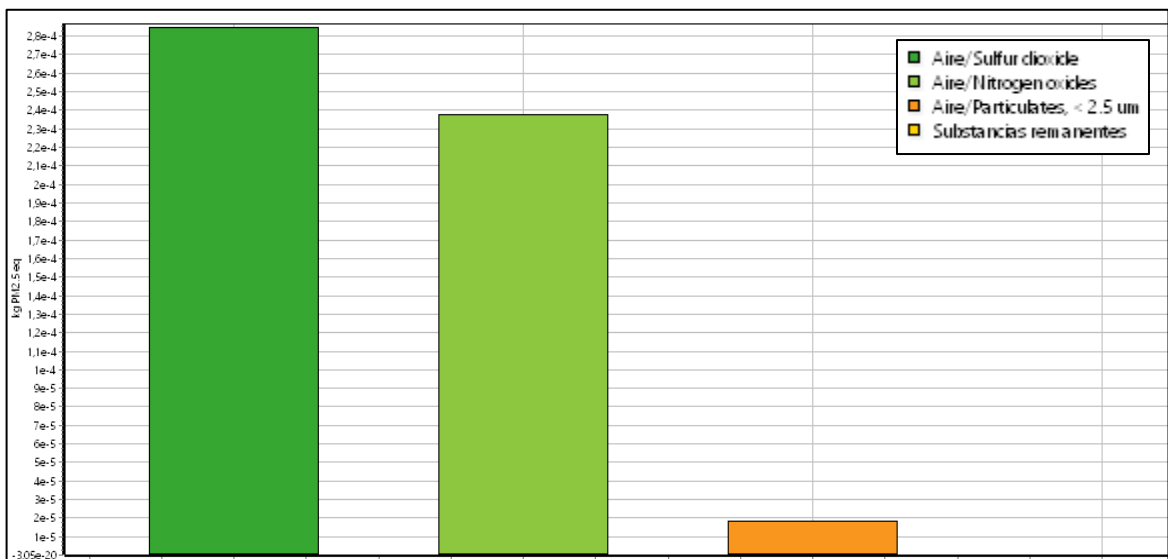
Método IMPACT 2002+. Elaboración propia. Tomado de SimaPro

Por otra parte, en las figuras 20a. y 20b., se discrimina la contribución por sustancias al indicador Rel. En estas se manifiesta el fuerte impacto generado con la emisión de SO₂ y NO_x y material particulado en los procesos de combustión para cogeneración al servicio de las estaciones de compresión o en la operación del pozo. La figura 20a. corresponde al caso de Bogotá en tanto que la 20b, ilustra a Bucaramanga. No se presenta el caso de Medellín, por cuanto mantiene la misma tendencia que Bogotá.

Figura 20. Análisis de contribución por sustancias o emisiones al Rel (kg PM2.5 eq/UF)



(a) - Bogotá



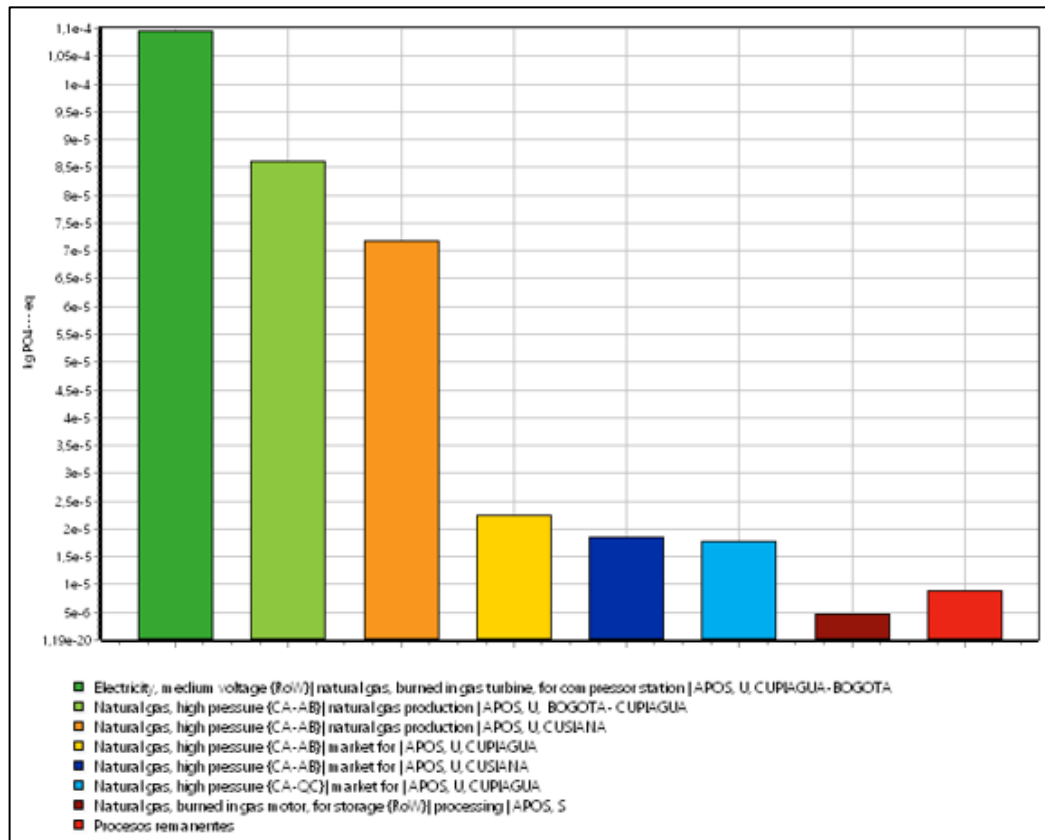
(b) - Bucaramanga

Método IMPACT 2002+. Elaboración propia. Tomado de SimaPro

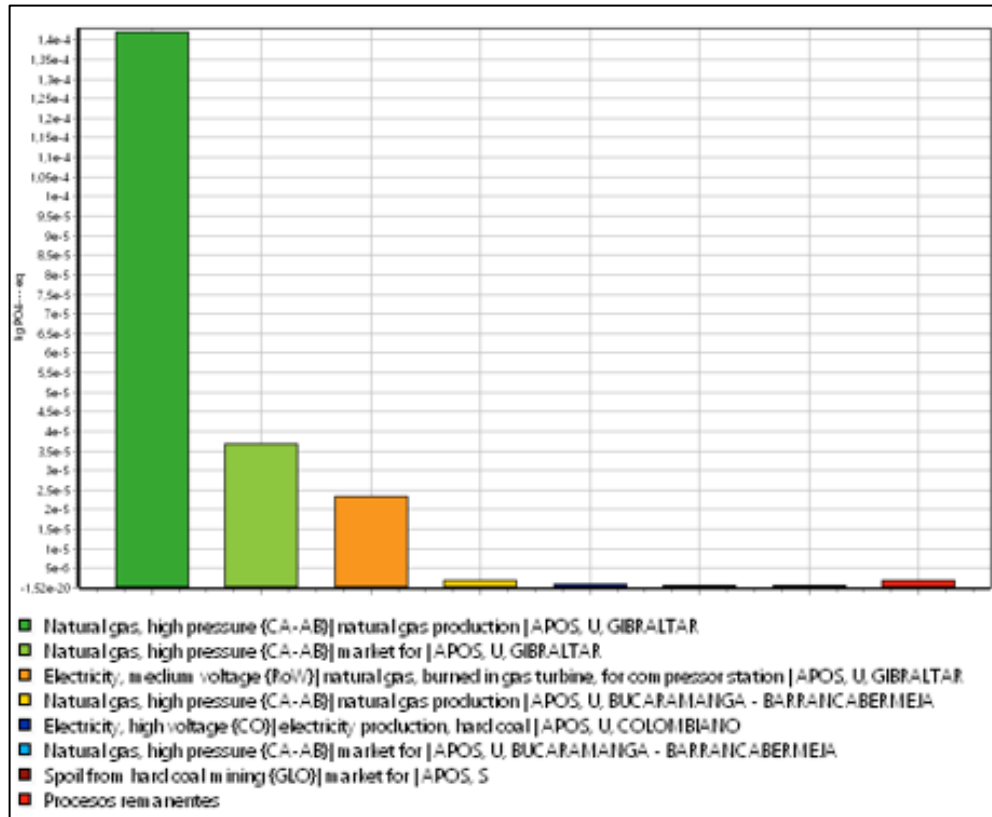
6.2.3.3 Eutrofización (EP)

En las figuras 21a. y 21b., se pueden observar los procesos que mayor contribución realizan al impacto EP para Bogotá y Bucaramanga respectivamente. Dentro de esta discriminación, se observa que, en los procesos de compresión y la generación misma del recurso, es donde tiene lugar la contribución a este impacto ambiental. Luego la figura 22a. correspondiente a Bogotá, revela que las sustancias que aportan al indicador son principalmente las emisiones de NO_x, es decir que más que un impacto directo por vertimientos de agua con altos contenidos de nitrógeno y fósforo, el indicador lo que está midiendo es un aporte indirecto a la eutrofización, por el retorno de NO_x precipitados por la lluvia a los cuerpos de agua receptores. Cabe resaltar que los aportes por sustancias en esta categoría de impacto de los tres centros de consumo tienen el mismo comportamiento.

Figura 21. Análisis de contribución por procesos de la categoría EP (kg PO₄ eq/UF).



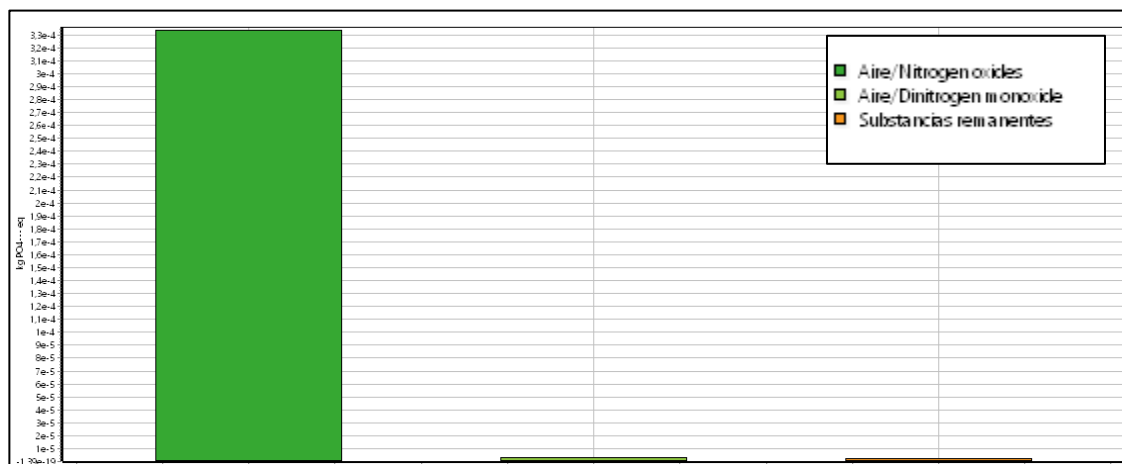
(a) - Bogotá



(b) - Bucaramanga

Método CML-IA B. Elaboración propia. Tomado de SimaPro

Figura 22. Análisis de contribución por sustancias o emisiones a EP (kg PO4 eq/UF)



(a) - Bogotá

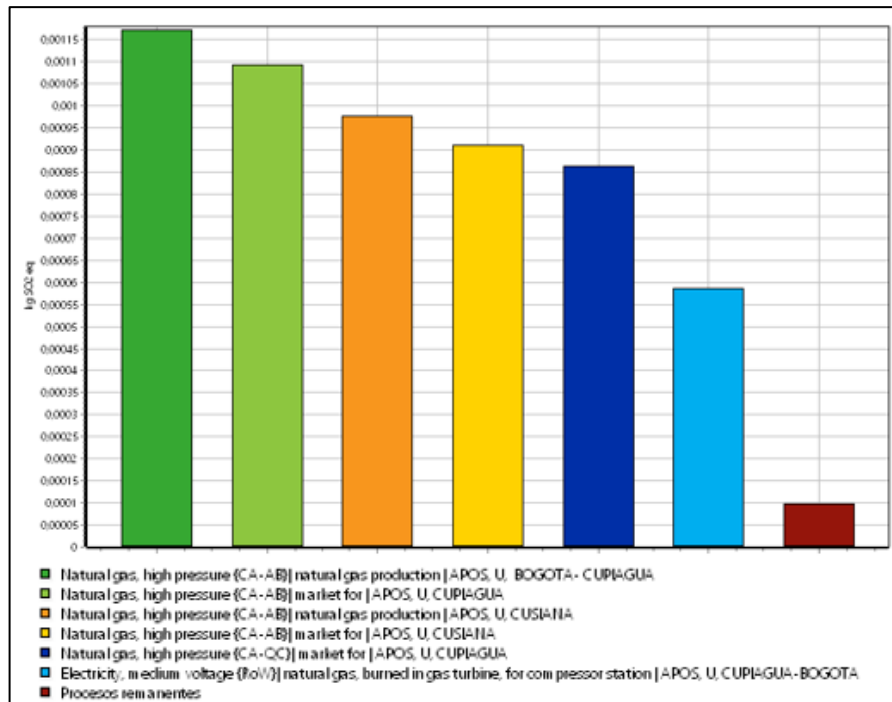
Método CML-IA B. Elaboración propia. Tomado de SimaPro

6.2.3.4 Acidificación (AP)

En las figuras 23a. y 23b., muestran la valoración del indicador de la categoría AP, para los casos de Bogotá y Bucaramanga respectivamente. Se identifica que la producción de gas natural determina la mayor contribución a esta categoría.

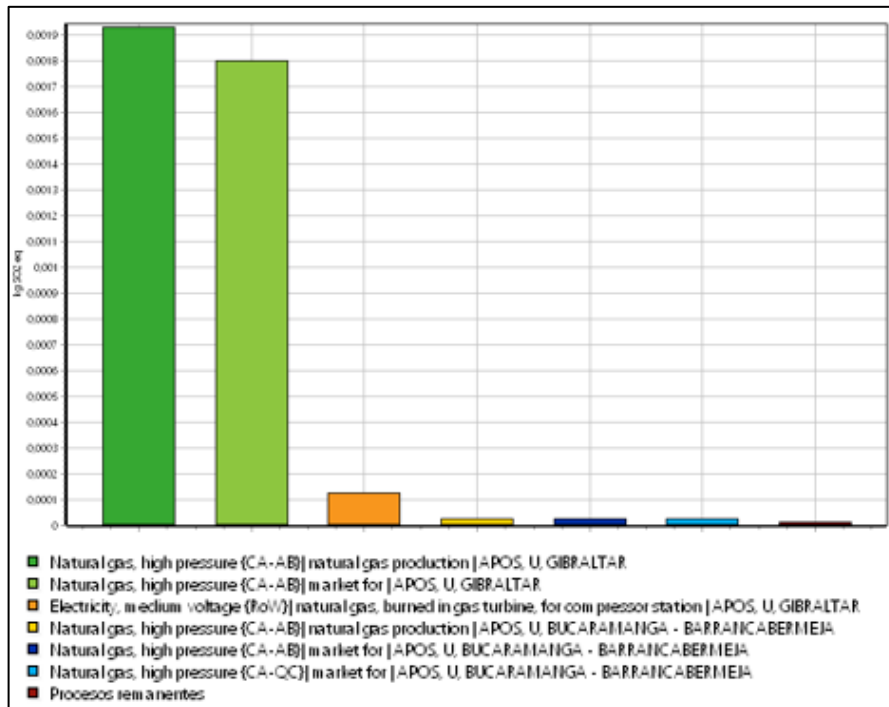
Para identificar la naturaleza de este aporte, se procedió con la discriminación de la contribución por sustancias a la categoría en cuestión³⁴, mediante las figuras 24a. y 24b., que ilustran el análisis para los casos de Bogotá y Bucaramanga respectivamente. En estas figuras, se puede observar un aporte importante de las emisiones de óxidos de azufre (SO_x), seguida de los de nitrógeno (NO_x). Los cuales están correlacionados con los procesos determinantes de la categoría, que estarían más relacionados con usos propios del gas natural en pozo (e.g. cogeneración para compresión) o quemas en tea de seguridad, o el tratamiento del gas para liberarlo del contenido de azufre, seguido de la recompresión.

Figura 23. Análisis de contribución por procesos de la categoría de AP (kg SO₂ eq/UF)



(a) - Bogotá

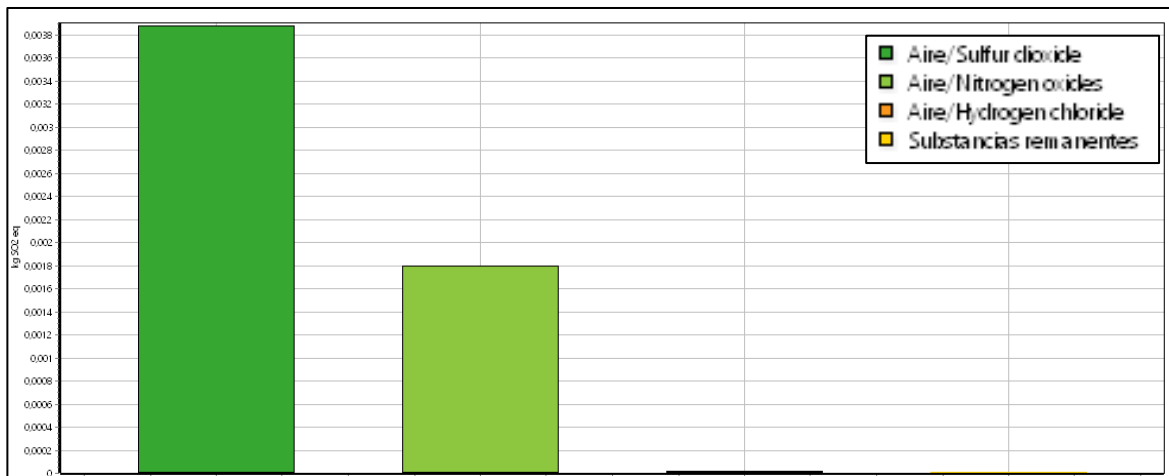
³⁴ "Las emisiones de dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno emitidas a la atmósfera reaccionan con radicales hidroxilos y vapor de agua de la atmósfera para convertirse en ácido sulfúrico y nítrico respectivamente, los cuales disueltos en las gotas de agua existentes en la atmósfera pueden volver a la superficie terrestre mediante precipitaciones, originando la lluvia ácida". (GENERALITAT VALENCIANA, s.f.)



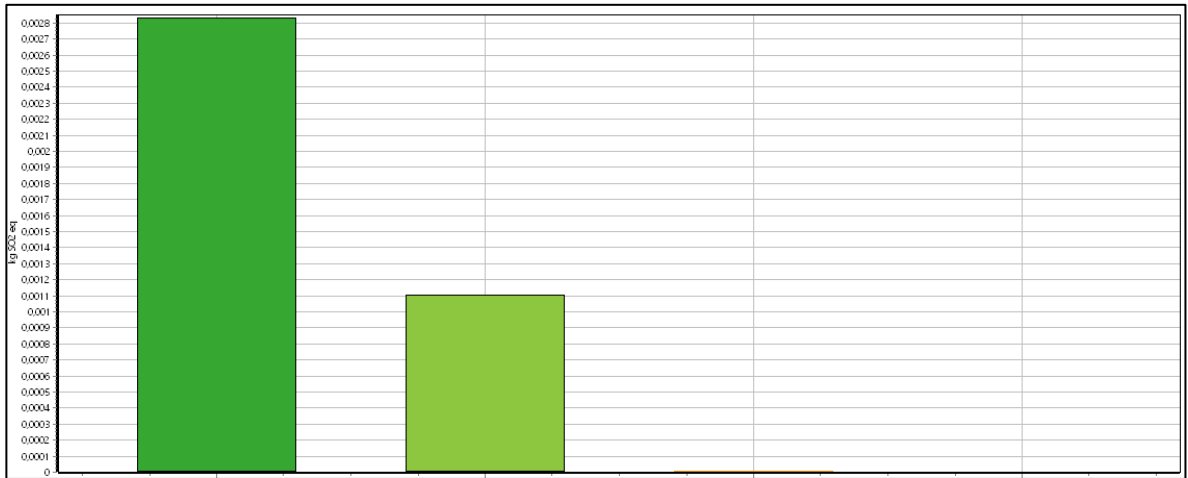
(b) – Bucaramanga

Método CML-IA NB. Elaboración propia. Tomado de SimaPro

Figura 24. Análisis de contribución por sustancias o emisiones a AP (kg SO2 eq/UF)



(a) - Bogotá



(b) - Bucaramanga

Método CML-IA NB Elaboración propia. Tomado de SimaPro

6.2.3.5 Otros indicadores

Adicional a los indicadores anteriormente descritos, se hizo la valoración del NRE y del ODP. En el caso del NRE el uso mismo del gas natural dentro de las fronteras del sistema de la cadena de valor del gas, representa una contribución dominante del orden de 99%.

En cuanto a la categoría ODP, el mayor aporte de impacto ambiental se da a causa del uso de refrigerantes industriales, casi exclusivamente del tipo Halón 1211 ³⁵ requerido en la operación de máquinas dentro de los procesos de 94,59%

Al no presentar variación en las tendencias y amplia dominancia de sus contribuciones entre los centros de consumo, no se ha considerado necesario una presentación ampliada de dichos indicadores en la presente sección. ³⁶

³⁵ HALON 1211 es un gas licuado presurizado con nitrógeno el cual se descarga como vapor impidiendo el choque al frío o estático sin impedir la visibilidad del operador. Refiérase a Anexo G Figura G2.

³⁶ Refiérase a Anexo G Figura G1 y Figura G2.

7. INTERPRETACIÓN DEL ESTUDIO

7.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS

El estudio ACV aquí desarrollado ha permitido caracterizar 6 categorías de impacto de medio punto (mid-points), específicamente: potencial de calentamiento global (GWP_{100a}), uso de energía no renovable (NRE), potencial de acidificación (AP), depleción de la capa de ozono (ODP), emisión de agentes respiratorios inorgánicos (Rel) y potencial de eutrofización (EP).

Los resultados a nivel de la valoración de impactos GWP_{100a} y NRE, dan evidencia del alto grado de interdependencia de la cadena de suministro de gas natural y la matriz eléctrica nacional, que a pesar de ser mayoritariamente “hidro”, en su componente fósil tienen un aporte muy importante de las termoeléctricas a gas.

Los indicadores de impacto para las 6 categorías en cada uno de los centros de consumo evaluados aumentan en todos los casos en función de la distancia desde el pozo o pozos de suministro, hasta el punto de distribuidor mayorista y del uso relativo de la infraestructura de gasoductos, un indicativo claro de la no centralización de la red de gasoductos. Esto implica, por ejemplo, que en la categoría GWP_{100a}, el aporte de emisiones fugitivas de metano sea particularmente visible en el análisis de contribución.

Por esta razón el centro de consumo Bogotá tiene mayores impactos que Medellín y Bucaramanga, es decir un efecto combinado de distancia y mayor uso de infraestructura por m³ de gas transportado. Medellín a su vez supera claramente a Bucaramanga en todas las categorías de impacto, por efecto dominante de una mayor distancia transportada, necesariamente vinculada a un mayor uso de energía.

Los resultados de las otras categorías de impacto, principalmente EP, AP, Rel y ODP, dan cuenta de una influencia importante en el desempeño ambiental de la cadena de suministro de gas natural en Colombia, relativo al uso del gas natural para la cogeneración al servicio de la compresión o recompresión del gas. Las sustancias identificadas como contribuciones principales a estas categorías de impacto, se explican especialmente por las emisiones atmosféricas generadas en la operación de dichas estaciones.

7.2 ANÁLISIS PROSPECTIVO

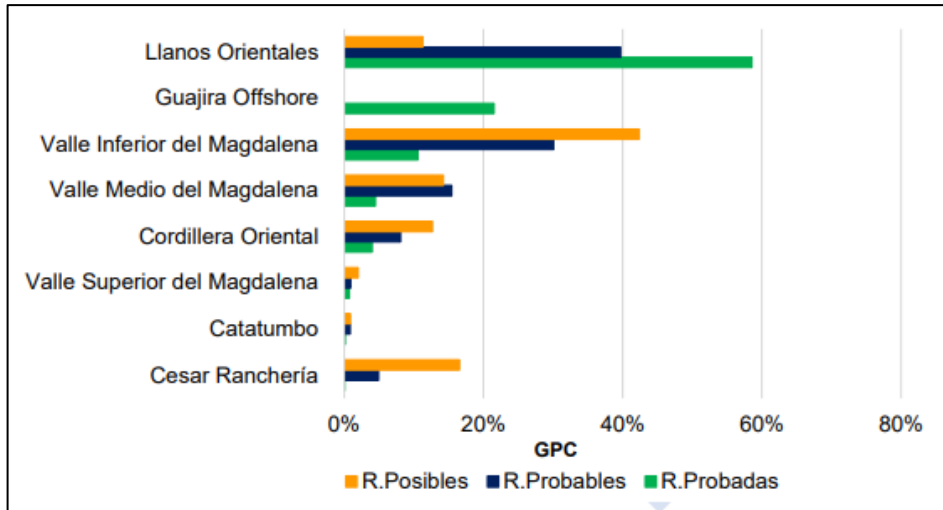
A partir del análisis de caracterización en la figura 16, queda en evidencia la importancia de tener un inventario propio, porque el uso de procesos genéricos, para simular el ciclo de vida, no ofrece un análisis representativo de un sistema tan importante para la economía de un país, como lo es el suministro de gas; adicionalmente, hay que tener en consideración que el inventario de este tipo de cadenas de suministro, no es mucho menos constante, debido a que la disponibilidad del recurso en el país es muy cambiante y esta determina el uso de los tramos de gasoductos disponibles para su transporte.

Por consiguiente y dando respuesta a uno de los objetivos planteados en el presente estudio, se procede a identificar escenarios prospectivos de disponibilidad del recurso y algunas nociones preliminares para a futuro proceder con una valuación prospectiva de su ciclo de vida. Dicha visión prospectiva se ha elaborado, conforme a las reservas y a los desarrollos de producción y explotación esperados en próximos 5 años.

En este sentido, es importante mencionar algunos datos de la producción nacional de gas natural, en donde se puede apreciar un declive progresivo en la producción total; por ejemplo, para el año 2014 se cuenta con una producción promedio diaria de 1.153 GBTUD con disminución al año anterior de 3,8% y para el año 2016 una producción promedio diaria de 1.207 GBTUD con disminución del 4,7% respecto al año anterior, cifras principalmente marcadas por el decaimiento de la cuenca gasífera de la Guajira (UPME, 2017).

La figura 25 muestra proyecciones de la UPME, respecto a las reservas totales para el país por tipo de cuenca. Aquí, el Valle Inferior del Magdalena maneja el potencial superior en lo que se refiere a reservas posibles; por otra parte, para la cuenca de La Guajira, alimentada principalmente por los campos Chuchupa-Ballena, se ratifica su declive, sin alternativa de reservas, ni probables ni posibles (UPME, 2017).

Figura 25. Declaración oficial de reservas totales de gas natural por cuenca.



Datos tomados de (UPME, 2017)

Así pues, basados en dichos datos y la tipología ya establecida para la red nacional de gasoductos, se identifican tres escenarios posibles, para el sector de gas natural en Colombia:

1. El gas proveniente de los campos Chuchupa- Ballena, cuyo uno de sus fines principales es ser usado en las centrales térmicas costeras, debería ser reemplazado en su totalidad por gas licuado importado GLP³⁷ y así poder suplir con la demanda de gas por parte del sistema eléctrico nacional.
2. Los pozos gasíferos que se encuentran en la zona del Valle Inferior del Magdalena, serán muy posiblemente, los pozos que respalden el suministro de gas a ciertas ciudades del interior del país, debido a su cercanía topográfica y el potencial de reservas posibles declarado.
3. El declive de los pozos puede llegar a niveles críticos antes de lo previsto por lo cual, la cantidad de importación de gas actual se debe aumentar para poder alimentar no solo plantas térmicas de la región costera sino a otros puntos mayoristas que así lo requieran.

En este contexto la planificación de un modelamiento prospectivo del análisis de ciclo de vida, debe considerar a nivel de levantamiento de inventario, aspectos relativos a distancias recorridas en ultramar por los “tankers” de GLP, hasta los

³⁷ Capacidad de regasificación actual: 400 MPCD. Capacidad de almacenamiento: 170.000 m3 (SPEC LNG, s.f.)

puertos de la Costa Norte Colombiana, para abastecer las termoeléctricas de esa región, y los datos operacionales de la regasificación. Así mismo, y en consideración de los resultados del estudio ACV de base, la vocación del gas importado deberá responder a un delicado análisis económico-ambiental, que determine si este gas debe ir a generación eléctrica o a uso térmico domiciliario o industrial, especialmente, porque el impacto ambiental parece particularmente asociado al uso in-situ del recurso para su mismo transporte, mostrando ser ambientalmente mejor el uso de energía eléctrica de la red colombiana.

7.3 LIMITACIONES DEL ESTUDIO

Como una de las partes finales de la interpretación del estudio y según lo permitido por la metodología ACV, se deben mencionar algunos factores y/o situaciones que influyeron en el transcurso normal del presente estudio: i) al iniciar el proyecto en cuestión la universidad no contaba con licencia activa del software SimaPro hecho que desplazó los tiempos para llevar a cabo el proyecto presupuestados en principio; ii) el virus denominado COVID-19 retrasó el ejercicio de la simulación en la planta física de la universidad donde se tenía instalado el software ya con licencia vigente respecto a problemas de aglomeraciones que pudiesen originarse y, a su vez, impidió las visitas inicialmente planteadas a lugares claves para la verificación de datos respecto a la cadena de suministro del gas natural.

Es de resaltar que adicional a lo referido anteriormente, la problemática de una base informativa minúscula influye considerablemente en un estudio ambiental como el realizado dado que gran parte de la base de datos requerida no se encuentra disponible o pública para los usuarios típicos del recurso; un estudio para el cual se tenía planteado el análisis de varios centros de consumo, pero que con la limitante informativa su alcance solo llega a tres de ellos.

7.4 CONCLUSIONES

El análisis de caracterización comparativo entre centros de consumo nacionales y de éstos a su vez, con un proceso estándar de la base de datos Ecoinvent, permitió establecer con evidencia probatoria, la necesidad de que los estudios de evaluación de impacto ambiental potencial, de cadenas de suministro tan importantes y transversales a la economía de un país, sean realizadas con base en inventarios adaptados al contexto del estudio, que generen datos más coherentes y confiables, que a su vez permitan orientar decisiones para la mejora ambiental del ciclo de vida estudiado, en este caso el suministro de gas natural en Colombia.

En este último sentido, el presente estudio realiza un importante aporte a la adaptación de un inventario ambiental para el ciclo de vida de la cadena suministro de gas en Colombia, razonablemente contextualizado, así como a la metodología para modificar procesos en la base de datos Ecoinvent. Sin embargo, el análisis prospectivo de la disponibilidad de este recurso en los próximos años en el país indica la necesidad de renovar y actualizar permanentemente estos inventarios o anticipar mediante la aplicación de técnicas de ACV prospectivo, la planificación del recurso.

Los resultados de la evaluación de impactos en 6 categorías distintas, demuestra una coherencia importante entre la interdependencia de la cadena de suministro de gas natural y la matriz eléctrica nacional. En este caso, la disponibilidad de un sistema de distribución de gas natural *no centralizado*, muestra una tendencia a manejar consumos de energía eléctrica altos, pero además un autoconsumo importante del recurso. La necesidad de transportar grandes distancias en una red *no centralizada* es la principal causa de afectación a la categoría GWP_{100a}, principalmente por emisiones indirectas de CO₂ asociadas a la electricidad y fugas de metano en el transporte. Al mismo tiempo se muestra que categorías de impacto local como EP, AP y Rel, dependen más de una falta de mayor regulación o control al autoconsumo del gas natural para compresión, pareciendo una práctica ambientalmente más favorable el uso de electricidad de la red nacional que la cogeneración para fines de compresión.

7.5 RECOMENDACIONES

El sector del gas natural en Colombia debe confrontar una actualización permanente de datos técnico-ambientales, que oriente la ampliación de la cobertura y el uso de la infraestructura, con el fin de mantener la confiabilidad en el suministro del recurso y que a futuro deber abordar una mayor incorporación de importaciones, especialmente para generación termoeléctrica, evitando entre otros el uso térmico domiciliario o industrial para usuarios al interior del país, que sería muy penalizado por el transporte a través de largos tramos de gasoductos.

En base a las declaraciones de reservas totales dadas en los últimos años, las empresas distribuidoras y comercializadores de gas natural en el país, deben crear estrategias de suministros referentes a las líneas de gasoducto y pozos que suministran el recurso a centros mayoristas con el fin de optimizar los costos generados a partir de infraestructura y a su vez, reducir emisiones asociadas a los procesos de transporte, en donde se consume energía eléctrica a partir de una matriz que maneja alrededor del 17% de recursos fósiles o donde se hace uso directo de los mismos en procesos que involucran combustión directa de una parte de este gas.

BIBLIOGRAFÍA

- ADEME . (2007). Dans *Analyse du Cycle de Vie des modes de valorisation énergétique du biogaz issu de méthanisation de la Fraction Fermentescible des Ordures Ménagères collectée sélectivement en France* (p. 39). ADEME (L'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie) & RDC-Environnement.
- Agencia para sustancias tóxicas y el registro de enfermedades. (2016, mayo 6). Recuperé sur https://www.atsdr.cdc.gov/es/toxfaqs/es_tfacts145.html
- Amorocho Cortés, E., & Oliveros Villamizar, G. (2000). *Apuntes sobre Energía y Recursos Energéticos*. Bucaramanga: UNAB.
- Benoît-Norris, C. (2011). Introducing the UNEP/SETAC methodological sheets for subcategories of social LCA. *Springer*.
- Björnebo, L. (2018). A greenhouse gas abatement framework for investment in district heating. *ELSEVIER*, 1095-1105.
- BMC. (2020, Enero). Recuperé sur Informe mensual mercado de Gas Natural: <https://www.bmcbec.com.co/media/3602/informe-mensual-gas-enero-2020.pdf>
- CANACOL. (2020, Octubre). Recuperé sur http://canacolenergy.co/site/assets/files/2954/canacol_energy_corporate_presentat ion_oct_2020_final_-spanish.pdf
- CREG - Comisión de Regulación de Energía y gas . (2016). *Nueva propuesta de transporte de gas natural*. Bogotá: https://www.creg.gov.co/sites/default/files/nueva_propuesta_de_transporte_de_gas_natural.pdf.
- CREG. (2008, julio). *Comisión de Regulación de Energía y Gas*. Recuperé sur [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/ffad21a8c27fd8a20525785a007a7086/\\$FILE/D-062-08%20N%C3%9AMERO%20DE%20WOBBE.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/ffad21a8c27fd8a20525785a007a7086/$FILE/D-062-08%20N%C3%9AMERO%20DE%20WOBBE.pdf)
- CREG- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (s.d.). Recuperé sur <https://www.creg.gov.co/sectores-que-regulamos/gas-natural/historia-en-colombia>
- E.S.P, G. D. (2013). *INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN SOCIEDAD TRANSPORTADORA DE GAS DEL ORIENTE S.A. E.S.P.* Bogotá.
- Ecoinvent. (2009). In *Swiss Center for Life Cycle Inventories*. Recuperé sur Ecoinvent Database V2.1.
- EPA. (2018, Noviembre 16). Recuperé sur <https://www3.epa.gov/ttn/chief/ap42/ch01/index.html>
- GENERALITAT VALENCIANA. (s.d.). Recuperé sur <http://www.agroambient.gva.es/es/web/calidad-ambiental/la-acidificacion-del-medio-ambiente>
- GRUPO ENERGÍA BOGOTÁ. (2018). Recuperé sur https://www.grupoenergiabogota.com/sostenibilidad/informes-de-gestion-sostenible/tgi#content_2018_1251

- ISO. (2006). Récupéré sur ISO 14040: <https://www.iso.org/obp/ui#iso:std:iso:14040:ed-2:v1:es>
- Market Observatory for Energy DG Energy. (2018). *Quarterly Report on European Gas Market*.
- Meneses Jácome, A. (2014).
- Meneses Jácome, A. (2015). *Water Science & Technology*, 10.
- Meneses, A. (2019). ACV UNAB. Bucaramanga, Colombia.
- Mercado Energético de Colombia, XM. (s.d.). *Demanda comercial, real y pérdidas*.
Récupéré sur
<http://portalbissrs.xm.com.co/dmnd/Paginas/Comercial/demcom.aspx>
- Ministerio de Minas y Energía. (2019, marzo). *PLAN INDICATIVO DE ABASTECIMIENTO DE GAS LICUADO DE PETRÓLEO (GLP)*. Récupéré sur
https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Plan_GLP.pdf
- OLADE. (2016). *Sistema de Información Energética de Latinoamérica y el Caribe*.
Récupéré sur
<https://sielac.olade.org/WebForms/Reportes/ReporteDato3.aspx?oc=58&or=670&ss=2&v=1>
- PROMIGAS. (2018). *Informe del sector gas natural 2018 Cifras 2017 XIX edición*.
- PROMIGAS. (2018). *INFORME GAS NATURAL COLOMBIA 2018 CIFRAS 2017 XIX EDICIÓN*.
- PROMIORIENTE. (2020). *COMPOSICIÓN DEL GAS*. Récupéré sur
<http://www.promioriente.com/Es/BEO/Paginas/ComposicionGasVigente.aspx>
- Ríos Roca, Á. (2013). Rol del gas natural en el desarrollo económico y social de América Latina y el. *OLADE*, 94.
- SIAME. (2019, Diciembre). *SIAME - Sistema de información ambiental minero energético*.
Récupéré sur <https://www1.upme.gov.co/siame/Paginas/calculo-factor-de-emision-de-Co2-del-SIN.aspx>
- SIAME, UPME. (2019, Diciembre). *Cálculo de factor de emisión*. Récupéré sur
<https://www1.upme.gov.co/siame/Paginas/calculo-factor-de-emision-de-Co2-del-SIN.aspx>
- SIAME, UPME. (2019, Diciembre). *Cálculo de factores de emisión*. Récupéré sur
<https://www1.upme.gov.co/siame/Paginas/calculo-factor-de-emision-de-Co2-del-SIN.aspx>
- SimaPro. (2020, Junio). Récupéré sur
<https://support.simapro.com/articles/Manual/SimaPro-Methods-manual>
- SPEC LNG. (s.d.). Récupéré sur <http://www.calamarlng.com/facilities?la=es>
- TGI. (s.d.). Récupéré sur Cadena del gas natural: <https://www.tgi.com.co/industria-del-gas-natural/cadena-del-gas-natural>
- TGI . (s.d.). *Cadena del gas natural*. Récupéré sur <https://www.tgi.com.co/industria-del-gas-natural/cadena-del-gas-natural>
- TGI - Transportadora de Gas Internacional. (s.d.). Récupéré sur
<https://www.tgi.com.co/nosotros/historia>

- TRANSMETANO. (2016). *INFORME DEL SECTOR DE GAS EN ANTIOQUIA CIFRAS 2016*. MEDELLÍN.
- TRANSMETANO. (2020). Récupéré sur <http://www.transmetano.co/Es/BEO/Paginas/InformacionOperacional/ComposicionGasVigente.aspx>
- UNAL. (2017). *Comparación del desempeño de varias calidades de gas natural y evaluación de viabilidad para el uso de biogás como combustible para vehículos que operan con GNCV*. Bogotá: UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA.
- UNISALLE. (2007). *Diagnostico de las centrales termoeléctricas en Colombia y evaluación de alternativas tecnológicas para el cumplimiento de la norma de emisión de*. BOGOTÁ: UNISALLE.
- United States Environmental Protection Agency. (s.d.). *Air Emission Factors and Quantification*. Récupéré sur <https://www3.epa.gov/ttn/chief/ap42/ch01/index.html>
- UPME. (2012). *CADENA DEL CARBÓN*. Récupéré sur http://www.upme.gov.co/Docs/Cadena_Carbon_2012.pdf
- UPME. (2015, febreo). Récupéré sur https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/BALANCE_GAS_NATURAL_FINAL.pdf
- UPME. (2016, Noviembre). *PLAN TRANSITORIO DE ABASTECIMIENTO DE*. Récupéré sur https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Plan_Transitorio_Abastecimiento_Gas_Natural.pdf
- UPME. (2017, Octubre). *BALANCE DE GAS NATURAL 2017*. Récupéré sur https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Balance_Gas_Natural_2017-2026_26122017_VF.pdf
- VANTI. (2018). Récupéré sur <https://www.grupovanti.com/wp-content/uploads/2020/03/InformeAnualGasNaturalSAESPFINALV2.pdf>
- WMO. (2018). *World Metereological Organization* . Récupéré sur https://library.wmo.int/index.php?lvl=author_see&id=11301
- YARA Knowledge grows. (s.d.). Récupéré sur <https://www.yara.com.co/nutricion-vegetal/cana-de-azucar/la-produccion-mundial-de-cana-de-azucar/>

Anexo A: Registros y evidencias capítulo 4.

Tabla A 1. Población colombiana con GN según promedio de personas por vivienda

COLOMBIA - POBLACIÓN CON GAS NATURAL						
Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	Tendencia
Usuarios residenciales con gas natural	7.032.244	7.600.805	8.009.707	8.468.703	8.879.752	
Población total país	47.121.089	47.661.787	48.203.405	48.747.708	49.291.609	
Viviendas ocupadas	12.056.765	12.317.603	12.579.220	12.843.241	13.105.320	
Promedio de habitantes por vivienda	3,9	3,9	3,8	3,8	3,8	
Población con gas natural*	27.483.906	29.410.588	30.693.091	32.143.745	33.398.442	

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, Dane. *Cálculos elaborados por Promigas S.A.

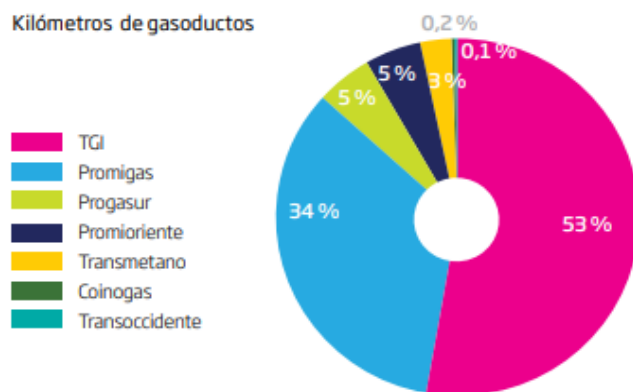
Fuente (PROMIGAS, 2018)

Tabla A 2. Red gasoductos (km) manejados por operador de gasoducto (distribuidor de gas) en el país.

Empresa	2013	2014	2015	2016	2017	Tendencia
Coinogas	17	18	18	18	18	
Progasur	346	392	392	392	392	
Promigas	2.367	2.367	2.367	2.556	2.556	
Promioriente	333	333	333	333	333	
TGI	3.957	3.957	3.957	3.957	4.000	
Transmetano	189	189	189	189	189	
Transoccidente	11	11	11	11	11	
Total	7.221	7.267	7.267	7.456	7.499	

Fuente (PROMIGAS, 2018)

Figura A 1. Porcentaje de kilómetros manejados por distribuidor de gas natural



Fuente (PROMIGAS, 2018)

Anexo B. Registros y evidencias capítulo 5.

Tabla B 1. Datos de usuarios para centros de consumo frente a panorama nacional en sectores industrial, comercial y residencial.

TIPO DE CLIENTES EN LA CIUDAD	USUARIOS BUCARAMANGA ^a	USUARIOS BOGOTÁ ^b	USUARIOS MEDELLÍN ^c	TOTAL SECTOR	PARTICIPACIÓN SECTOR
Residencial	146.744	1.931.228	1.192.456	3.270.428	36,15%
Comercial	4.690	50.816	17.078	72.584	0,80%
Industrial	29	533	1.910	2.472	0,03%
TOTAL DE USUARIOS	3.345.484				
TOTAL DE USUARIOS PAÍS ^d	9.046.946				
PARTICIPACIÓN NACIONAL CENTROS DE CONSUMO	36,98%				

Los datos tomados para calcular los datos en la tabla mencionada son referenciados según distribuidor directo a cada punto mayorista para tener mayor veracidad en datos de usuarios totales. La población de usuarios nacionales está dada para el primer año de referencia según las fuentes de datos utilizadas.

^a Datos tomados de (PROMIGAS, 2018)

^b Datos tomados de (VANTI, 2018)

^c Datos tomados de (TRANSMETANO, 2016)

^d Datos tomados de usuarios totales en el país (TRANSMETANO, 2016)

Elaboración propia. Datos tomados de (TRANSMETANO, 2016), (VANTI, 2018), (PROMIGAS, 2018)

Figura B 1. Mapa de estructura de transporte de gas natural existentes en Colombia para el año 2017



Tomado de (TGI , s.f.)

Tabla B 2. Empresas operadoras de pozos de gas natural al año 2017 con declaración de producción al año 2016

No.	OPERADOR	POZO	PRODUCCIÓN ^a
1	Chevron Texaco	Chuchupa	269,51
		Ballena	42,07
2	Ecopetrol Llanos	Cupiagua	173,99
		Cusiana	89,77
		Cusiana Norte	83,43
3	Equion Energía Limited	Pauto sur	107,91
4	Ecopetrol	Gibraltar	42,04
		Provincia	11,26
		YarigÜí-Cantagallo	3,36
		Suria Sur	2,47
		Oripaya	2,14
		Nutria	2,11
		Río Ceibas	2,01
		Lisama	1,9
		Infantas	1,67
		Bonanza	1,65
		Suria	1,49
		Apiay	1,16
		Tesoro	1,09
5	Pacific Stratus Energy	Guatiquia	1,02
		La Creciente	39,57
6	CNE Oil and Gas S.A.S	Manamo	1,73
		Clarinete	31,33
7	Geo Production oil&gas	Oboe	5,89
		Nelson	30,78
8	Petróleos sudamericanos	Palmer	12,79
		El difícil	14,55
9	Petrosantander	Payoa	10,19
		La Salina	2,94
10	Omega Energy	Bolívar North West	4,44
		Corrales	1
11	Vetra	Arjona	3,36
12	Interoil Colombia	Maná	2,99
13	Verano Energy	Calona	2,79
14	Lewis Energía Colombia	Toposí	2,48
		Caramelo	2,43
		Bullerengue	0,91
15	Cepsa Colombia	Ramiriquí	2,15
16	Petrocolombia	Opón	1,8
17	Texican oil&gas	Compae	1,67
18	Ecopetrol Alto Magdalena	Dina Terciario	1,34
19	Hocol S.A.	Pulí	1,2
		Toquitoqui	1,18
20	Perenco Colombia	Morichal	0,68
TOTAL PRODUCCIÓN			1022,24

^a Producción en unidades de MPCDC -Millones de pies cúbicos día calendario

Elaboración propia. Datos tomados de (TGI , s.f.)

Tabla B 3. Datos de usuarios por centro de consumo seleccionado

PUNTO DE REFERENCIA	CANTIDAD DE USUARIOS DE GN
Bucaramanga ^a	151.463
Bogotá ^b	2'252.891
Medellín ^c	1'146.855

^a Dato tomado de (PROMIGAS, 2018)

^b Dato tomado de distribuidor para el año 2018 (VANTI, 2018)

^c Medellín es tomado como referencia para el departamento de Antioquia al concentrar el 51,25% del total de usuarios del departamento. (587.810/ 1'146.855). Los datos presentados son referidos del distribuidor encargado del lugar. (TRANSMETANO, 2016)

Elaboración propia. Datos tomados de (TRANSMETANO, 2016), (PROMIGAS, 2018) (VANTI, 2018)

Tabla B 4. Usuarios de gas natural en Colombia por departamento ^a

Departamento	2013	2014	2015	2016	2017	Tendencia
Antioquia	881.938	993.063	1.072.018	1.146.855	1.211.444	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Arauca	0	0	0	0	2.177	▬
Atlántico	492.191	510.028	532.880	554.207	570.402	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Bogotá	1.760.435	1.820.350	1.862.662	1.921.407	1.982.577	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Bolívar	303.933	317.365	330.648	357.438	375.673	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Boyacá	140.346	152.975	163.169	179.663	193.908	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Caldas	152.482	162.336	171.688	179.378	186.803	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Casanare	61.933	69.207	74.940	80.131	86.319	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Cauca	61.715	81.789	90.710	100.836	110.785	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Caquetá	30.335	34.056	35.598	37.586	39.641	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Cesar	150.552	162.965	172.235	183.252	193.125	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Chocó	0	0	0	0	4.310	▬
Córdoba	170.182	181.307	188.432	200.798	207.906	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Cundinamarca	378.900	461.738	502.087	553.472	603.652	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Guaviare	3.988	3.244	3.475	3.827	4.212	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Huila	168.435	190.418	202.496	213.339	222.984	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
La Guajira	85.555	92.798	99.076	103.779	108.360	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Magdalena	186.295	195.210	204.607	223.363	231.190	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Meta	168.577	177.083	188.372	200.247	214.135	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Norte de Santander	115.747	135.939	160.795	177.054	190.897	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Nariño	0	11.180	13.801	16.747	20.373	▬ ▬ ▬ ▬ ▬

Putumayo	2.059	7.670	9.334	9.757	10.174	■ ■ ■ ■ ■
Quindío	116.262	122.294	128.939	135.907	143.051	■ ■ ■ ■ ■
Risaralda	177.238	190.574	203.149	216.688	230.119	■ ■ ■ ■ ■
Santander	340.706	361.262	379.284	402.544	420.325	■ ■ ■ ■ ■
Sucre	114.118	124.114	128.794	137.038	140.940	■ ■ ■ ■ ■
Tolima	210.656	249.105	263.129	276.000	285.666	■ ■ ■ ■ ■
Valle del Cauca	891.640	936.519	978.237	1.016.636	1.055.798	■ ■ ■ ■ ■
Total	7.166.218	7.744.589	8.160.555	8.627.949	9.046.946	■ ■ ■ ■ ■

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

^a Esta tabla representa en forma general los datos hallados para la cantidad de usuarios referidos al año 2017 por uno de los distribuidores de gas natural en el país. La tabla B3 presenta los datos definitivos a utilizar en la creación del inventario de ciclo de vida.

Tomado de (PROMIGAS, 2018)

Tabla B 5. Aporte a la matriz eléctrica colombiana según tipo de generación.

FUENTE DE GENERACIÓN	APORTE GWh/año	APORTE a %	APORTE EN GENERACIÓN DE 1KWh
CARBÓN	3683,983	5,35%	0,053
OIL	114,92	0,17%	0,002
GAS CICLO COMBINADO	5381,168	7,81%	0,078
GAS CICLO CONVENCIONAL	2092,676	3,04%	0,03
HIDRO EMBALSE	52059,392	75,59%	0,756
HIDRO FILO DE AGUA	4555,969	6,62%	0,066
BAGAZO	544,75	0,79%	0,008
VIENTO	3,071	0,00%	0
IMPORTACIÓN	434,085	0,57% ^b	0,006
SUMA	68870,015	100%	1

^a Aporte en la matriz eléctrica colombiana según fuente de generación para el año 2018. (SIAME, UPME, 2019)

^b El porcentaje de participación declarado para la importación de energía se da según el valor predeterminado en la matriz eléctrica designada en SimaPro. Con ese dato, se calcula el aporte en GWh/año que tiene la importación dentro del país.

Elaboración propia. Datos tomados de (SIAME, UPME, 2019), Simulación SimaPro

Anexo C. Registros y evidencias capítulo 6.

Figura C 1. Proceso original de entrada para centros de consumo

Productos						
Salidas conocidas a la tecnósfera. Productos y co-productos	Cantidad	Ud.	Cantidad	Asignación %	Tipo de residuo	Categoría
Natural gas, high pressure {CA} market group for APOS, U	1	m3	Volume	100 %		Fuels\Natural gas\Market
Salidas conocidas a la tecnósfera. Productos evitados						
			Cantidad	Ud.	Distribución	DS^2 c
Entradas						
Entradas conocidas desde la naturaleza (recursos)	Subcompartimento	Cantidad	Ud.	Distribución	DS^2 c	
Entradas conocidas desde la tecnósfera (materiales/combustibles)						
	Cantidad	Ud.	Distribución	DS^2 or 2*DS	Mín	Máx
Natural gas, high pressure {CA-AB} market for APOS, U	0,949885735783931	m3	Indefinido			
Natural gas, high pressure {CA-QC} market for APOS, U	0,0501142642160695	m3	Indefinido			
Entradas conocidas desde la tecnósfera (electricidad/calor)						

* Esta estructura original tomada como referencia para cada centro de consumo tiene las salidas de emisiones, pero no registra ninguna.

Elaboración propia. Tomado de simulación en software SimaPro

Tabla C 1. Inventario de proceso de entrega de gas natural a la ciudad de Bucaramanga

Suministro al AM de Bucaramanga	Operación Prom (Anual)		m³/día	*P. C. (MJ/m³)	MJ/día	m³/1 MJ
	% USO	MPCD				
BUCARAMANGA-BARRANCABERMEJA	1,31	0,589	16.677,943	41,059	684.786,371	0,0003
CAMPO GIBRALTAR-BUCARAMANGA	100	42,040	1.190.440,231	40,325	48.004.978,679	0,0248
TOTAL		42,629	1.207.118,174	-	48.689.765,050	0,0251

PARÁMETROS	Suministro al AM de Bucaramanga	
	CAMPO MAGDALENA MEDIO	CAMPO GIBRALTAR
Densidad Específica	0,604	0,603
Densidad (kg/m³)	0,779	0,777
Flujo en trayecto Ton/día	12,996	925,305
Según % de uso Ton aport. /m³	0,000010	0,000777
Trayecto	Payoa - Bucaramanga	Gibraltar - Bucaramanga
Long. Gasoducto (km)	107,900	174,800
Tkm/m³	0,084	0,136

Potencia eléctrica consumida (kW)	15,720	1416,000
Energía consumida (kWh/día)	377,280	33984,000
Energía consumida (kWh/m ³ Trans.)	0,023	0,029
Energía gas x compresión (MJ/m ³ Trans.)	0,081	0,103
Energía gas x compresión con Eficiencia de compresión (MJ/m ³ Trans.)	0,233	0,294
Energía gas x compresión (MJ/Tkm)	2,767	2,161
Energía gas x compresión (kWh/Tkm)	0,769	0,600

Elaboración propia. Cálculos propios.

Tabla C 2. Inventario de proceso de entrega de gas natural a la ciudad de Bogotá

Suministro al AM de Bogotá	Operación Promedio (Anual)		m ³ /día	*P. C. (MJ/m ³)	MJ/día	m ³ /MJ
	% USO	MPCD				
CAMPO CUSIANA	56,452	112,903	3197058,106	42,624	136272298,561	0,013
CAMPO CUIAGUA	56,452	110,080	3117131,654	42,550	132633208,770	0,013
TOTAL		222,984	6314189,760		268905507,331	0,027

PARÁMETROS	Suministro al AM de Bogotá	
	CAMPO CUSIANA	CAMPO CUIAGUA
Densidad Específica	0,680	0,680
Densidad (kg/m ³)	0,877	0,877
Flujo en trayecto Ton/día	2804,459	2734,348
Según % de uso Ton aport. /m ³	0,000495	0,000495
Trayecto	Cusiana-Apiay-usme (entrada B)	Cupiagua-la belleza- la sabana
Long. Gasoducto (km)	409,000	556,000
Tkm/m ³	0,359	0,488
Potencia eléctrica consumida (kW)	1268,069	9457,673
Energía consumida (kWh/día)	30433,651	226984,159
Energía consumida (kWh/m ³ Trans.)	0,010	0,073
Energía gas x compresión (MJ/m ³ Trans.)	0,034	0,262
Energía gas x compresión con Eficiencia de compresión (MJ/m ³ Trans.)	0,098	0,749
Energía gas x compresión (MJ/Tkm)	0,273	1,536
Energía gas x compresión (kWh/Tkm)	0,076	0,427

Elaboración propia. Cálculos propios.

Tabla C 3. Inventario de proceso de entrega de gas natural a la ciudad de Medellín

Suministro al AM de Medellín	Operación Promedio (Anual)		m ³ /día	*P. C. (MJ/m ³)	MJ/día	m ³ / MJ
	% USO	MPCD				
CAMPO CUSIANA	28,737	57,474	1627491,998	42,624	69370673,933	0,007
CAMPO CUPIAGUA	28,737	56,037	1586804,698	42,550	67518161,617	0,007
TOTAL		113,512	3214296,696		136888835,550	

PARÁMETROS	Suministro al AM de Medellín	
	CAMPO CUSIANA	CAMPO CUPIAGUA
Densidad Específica	0,680	0,680
Densidad (kg/m ³)	0,877	0,877
Flujo en trayecto Ton/día	1427,636	1391,945
Según % de uso Ton aport. /m ³	0,000252	0,000252
Trayecto	Cusiana-el porvenir-la belleza	la belleza -Vasconia- Sebastopol- Medellín
Long. Gasoducto (km)	309,000	302,000
Tkm/m ³	0,271	0,265
Potencia eléctrica consumida (kW)	3081,284	9471,749
Energía consumida (kWh/día)	73950,823	227321,983
Energía consumida (kWh/m ³ Trans.)	0,045	0,143
Energía gas x compresión (MJ/m ³ Trans.)	0,164	0,516
Energía gas x compresión con Eficiencia de compresión (MJ/m ³ Trans.)	0,057	0,181
Energía gas x compresión (MJ/Tkm)	0,211	0,681
Energía gas x compresión (kWh/Tkm)	0,059	0,189

Elaboración propia. Cálculos propios.

Tabla C 4. Datos recopilados de transporte para centros de consumo (compresión/recompresión)

CAMPO DE PRODUCCIÓN BUCARAMANGA	TRAYECTOS PRINCIPALES DE GASODUCTO BUCARAMANGA	Suministro al AM de Bucaramanga		Diámetro nominal de gasoducto (Pulg.)	Potencia eléctrica media consumida en estaciones compresoras (kW)	Potencia total por trayecto (kW)
		Km	No. E. C.			
CAMPOS DEL MAGDALENA MEDIO	Pozos en campo (Payoa) - Barrancabermeja.	59,4	1	8	600	1200
	Pozos en campo (Payoa) - Bucaramanga.	48,5	1	6 y 8		
CAMPO GIBALTAR	Pozo Gibraltar - Bucaramanga.	174,8	2	12	708	1416,00
						2616
CAMPO DE PRODUCCIÓN BOGOTÁ	TRAYECTOS PRINCIPALES DE GASODUCTO BOGOTÁ	Suministro al AM de Bogotá		Diámetro nominal de gasoducto (Pulg.)	Potencia eléctrica media consumida en estaciones compresoras (kW)	Potencia total por trayecto (kW)
		Km	No. E. C.			
CUSIANA	Cusiana-Apiay - Usme (Entrada a Bogotá).	409	3	6, 10 y 12	748,77	2246,30
CUPIAGUA	Cupiagua-La Belleza-La Sabana.	556	3	2,4,6,10,14 y 20	5584,54	16753,62
						18999,92
CAMPO DE PRODUCCIÓN MEDELLÍN	TRAYECTOS PRINCIPALES DE GASODUCTO MEDELLÍN	Suministro al AM de Medellín		Diámetro nominal de gasoducto (Pulg.)	Potencia eléctrica media consumida en estaciones compresoras (kW)	Potencia total por trayecto (kW)
		Km	No. E. C.			
CUSIANA	Cusiana- El Porvenir.	36	1	30	12915,52	12915,52
	El Porvenir-La Belleza.	273	2	2,4,6,10,12, 14 y 20	8461,09	16922,17
CUPIAGUA	Cupiagua- La Belleza-Vasconia.	93	1	20	10790,28	10790,28
	Vasconia-Sebastopol	60	-	24	2058,13	0,00
	Sebastopol - Entrada a Medellín.	149	1	14 y 12	32959,93	32959,93
						73587,90

Elaboración propia. Datos tomados de (Meneses Jácome, 2014), (TGI , s.f.), (E.S.P, 2013), (BMC, 2020), (GRUPO ENERGÍA BOGOTÁ, 2018)

Anexo D. Registros y evidencias LCA BACKGROUND.

Tabla D 1. Matriz eléctrica colombiana por tipo de planta dentro del SIN

TIPO DE PLANTA/ COMBUSTIBLE	GENERACIÓN GWh/año ^a	PARTICIPACIÓN
PLANTAS MAYORES	62199,192	83,697%
HIDRAÚLICA	52059,392	69,081%
AGUA	52059,392	69,081%
TÉRMICA	10139,8	14,616%
ACPM	27,52	0,040%
CARBÓN	3659,44	5,275%
COMBUSTÓLEO	114	0,164%
GAS	6337,92	9,136%
JET-A1	0,92	0,001%
MEZCLA GAS-JET-A1	0	0,000%
PLANTAS MENORES	6271,278	16,303%
EÓLICA	3,071	0,004%
VIENTO	3,071	0,004%
SOLAR	7,941	0,008%
RAD SOLAR	7,941	0,008%
HIDRAÚLICA	4555,969	13,574%
AGUA FILO DE AGUA	4555,969	13,574%
TÉRMICA	1062,07	1,531%
BIOGÁS	3,82	0,006%
CARBÓN	15,38	0,022%
GAS	1042,87	1,503%
COGENERADOR	553,42	1,057%
BAGAZO	544,75	1,045%
CARBÓN	6,4	0,009%
GAS	2,27	0,003%
AUTOGENERADOR	88,807	0,128%
BIOGÁS	0,69	0,001%
CARBÓN	2,763	0,004%
GAS	85,354	0,123%
TOTAL	68470,47	100,000%

^a La generación por tipo de planta/combustible se hace mediante la sumatoria de todas las plantas referidas según informe hallado.

Elaboración propia. Datos tomados de (SIAME, UPME, 2019)

Figura D 1. Demanda comercial, real y pérdidas en el sistema eléctrico colombiano 2010-2020

Mercado CONSUMOS			
Año	Demanda Comercial	Demanda Real	Perdidas de Energía
2010	1,001.147	972.303	28.844
2011	1,861.152	1,829.124	32.029
2012	1,021.020	1,007.882	13.138
2013	1,705.805	1,684.896	20.910
2014	1,187.532	1,174.001	13.531
2015	777.177	769.089	8.088
2016	354.425	353.689	0.736
2017	314.640	314.345	0.295
2018	425.591	423.999	1.592
2019	330.457	330.361	0.095
2020	243.356	243.257	0.099
Total	9,222.303	9,102.946	119.357

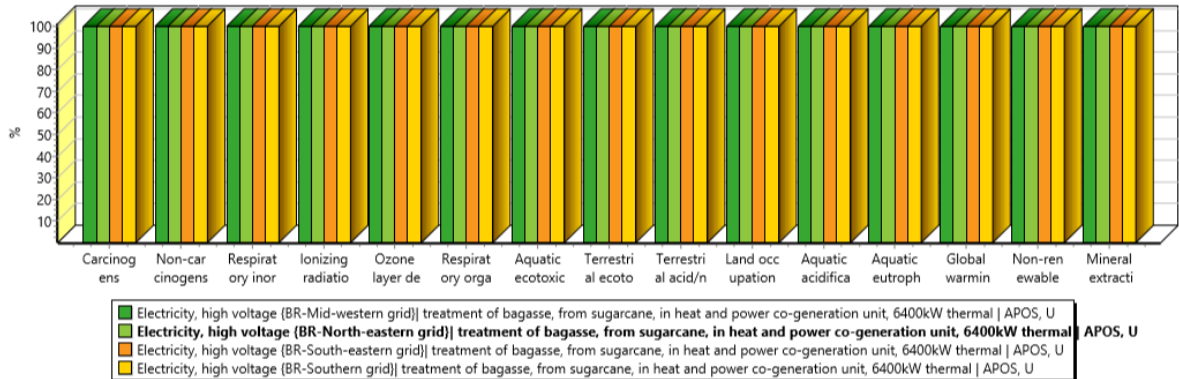
Mercado NO REGULADO			
Año	Demanda Comercial	Demanda Real	Perdidas de Energía
2010	16,018.237	15,760.887	257.350
2011	18,536.164	18,208.755	327.409
2012	19,800.567	19,462.792	337.775
2013	20,237.375	19,943.631	293.744
2014	20,864.424	20,556.912	307.512
2015	21,186.988	20,891.740	295.248
2016	20,856.005	20,574.698	281.307
2017	20,759.851	20,454.250	305.601
2018	21,800.041	21,482.000	318.041
2019	22,497.813	22,195.871	301.942
2020	16,653.161	16,411.932	241.229
Total	219,210.625	215,943.468	3,267.157

REGULADO			
Año	Demanda Comercial	Demanda Real	Perdidas de Energía
2010	33,505.602	32,957.214	548.388
2011	38,231.274	37,545.050	686.224
2012	39,173.784	38,497.052	676.733
2013	40,281.948	39,686.782	595.165
2014	42,322.757	41,687.495	635.262
2015	44,629.502	43,996.113	633.390
2016	45,110.024	44,495.365	614.659
2017	45,786.843	45,112.536	674.306
2018	46,955.782	46,277.283	678.498
2019	49,051.150	48,404.734	646.416
2020	39,031.655	38,471.388	560.267
Total	464,080.321	457,131.012	6,949.309

Porcentaje de pérdidas relacionadas a la demanda real en consumos ~1,31%, respecto a usuarios regulados ~1,51% y sobre los usuarios no regulados ~1,52%. Refiérase a CREG097-2008 para la definición de pérdidas. (CREG, 2008)

Datos tomados de (Mercado Energético de Colombia, XM, s.f.)

Figura D 2. Pantallazo de comparación de procesos potenciales en regiones brasileras para uso en generación a partir del bagazo.



* Comparación de indicadores de impacto potencial para cuatro regiones brasileras que consideran la generación eléctrica a partir de bagazo. Se evidencia un mismo impacto ambiental en los procesos analizados, por esta razón se puede seleccionar cualquier proceso para la adaptación al caso colombiano.

** Se establecen procesos predefinidos por el proceso a adaptar en relación con recursos tecnológicos y de planta. (YARA Knowledge grows, s.f.)

Elaboración propia. Tomado de la programación del inventario en el Software SimaPro.

Tabla D 2. Emisiones atmosféricas a partir del uso del carbón como recurso para generación eléctrica

CARBÓN			
EMISIÓN	SOTFWARE	DATOS PROPIOS	UNIDAD
CO2 BIOGÉNICO	-	-	kg Cont. /kWh
CO2 FÓSIL	1,00E+00	9,42E-01	kg Cont. /kWh
CO	1,01E-04	2,94E-05	kg Cont. /kWh
SOX	1,02E-02	2,60E-03	kg Cont. /kWh
NOX	2,98E-03	1,82E-03	kg Cont. /kWh
NVHC	1,06E-05	0,00E+00	kg Cont. /kWh
PM 2.5	3,32E-04	6,97E-03	kg Cont. /kWh
PM 10	2,20E-04		kg Cont. /kWh
N2O	1,71E-05	-	kg Cont. /kWh
CH4 FOSIL	1,14E-05	-	kg Cont. /kWh

Elaboración propia. Datos de software tomados de SimaPro.

Tabla D 3. Emisiones atmosféricas a partir del uso de Oil como recurso para generación eléctrica

OIL			
EMISIÓN	SOFTWARE	DATOS PROPIOS	UNIDAD
CO2 BIOGÉNICO	8,52E-03	-	kg Cont. /kWh
CO2 FÓSIL	1,08E+00	1,20E+00	kg Cont. /kWh
CO	1,71E-04	5,65E-05	kg Cont. /kWh
SOX	5,95E-03	8,77E-07	kg Cont. /kWh
NOX	3,61E-03	2,83E-04	kg Cont. /kWh
NVHC	-	0,00E+00	kg Cont. /kWh
PM 2.5	1,22E-04	5,90E-05	kg Cont. /kWh
PM 10	8,75E-05		kg Cont. /kWh
N2O	5,56E-05	-	kg Cont. /kWh
CH4 FOSIL	7,12E-05	-	kg Cont. /kWh

Elaboración propia. Datos de software tomados de SimaPro.

Tabla D 4. Emisiones atmosféricas a partir del uso de gas natural como recurso para generación eléctrica

GAS NATURAL				
EMISIÓN	SOFTWARE CICLO CONVENCIONAL	SOFTWARE CICLO COMBINADO	DATOS PROPIOS	UNIDAD
CO2 BIOGÉNICO	-	-	-	kg Cont. /kWh
CO2 FÓSIL	4,65E-01	5,03E-01	4,40E-01	kg Cont. /kWh
CO	2,83E-04	1,99E-05	1,10E-07	kg Cont. /kWh
SOX	8,11E-06	4,11E-05	7,84E-10	kg Cont. /kWh
NOX	5,20E-04	2,21E-04	1,83E-07	kg Cont. /kWh
NVHC	-	-	7,18E-09	kg Cont. /kWh
PM 2.5	6,96E-06	4,44E-06	9,93E-09	kg Cont. /kWh
PM 10				kg Cont. /kWh
N2O	1,42E-06	9,06E-07	-	kg Cont. /kWh
CH4 FOSIL	1,42E-05	9,06E-06	-	kg Cont. /kWh

Consideraciones en Tablas D2, D3 y D4.

- * La obtención de los datos propios de emisión de CO2 a partir del uso del carbón como fuente de generación están en las toneladas emitidas por tipo de combustible en relación con su respectiva generación.
- Las demás emisiones consideradas dentro de la generación a partir del carbón están basadas en datos reportados relacionados a factores de emisión publicados por la EPA (United States Environmental Protection Agency, s.f.) y datos propios de la generación colombiana a partir del recurso.
 - Los datos propios que no poseen una característica cuantitativa es porque no se registra soporte para poder calcularlos al sistema nacional.
 - El material particulado tomado como dato propio es la unión del material particulado clasificado en 2.5 y 10 micras. No se encuentra una clasificación específica que permita separarlos como se presenta en el software de uso.
 - El CO2 biogénico se aplica principalmente para la generación por tipo de fuente hidráulica en donde se tiene lo de acumulación de agua.
 - El metano se proporciona para la fuente de generación a partir de recursos fósiles. Se incluye metano biogénico que se aplica especialmente a la generación de energía a partir de una fuente hidráulica mayor.
 - En datos propios no se tienen datos de otras emisiones; sin embargo, en el software se dejan los relacionados a RADON-222 por ser emisión directa al manejo de la tierra y uso de otros químicos.

Elaboración propia. Datos de software tomados de SimaPro.

Tabla D 5. Distribución de plantas de generación de gas natural agrupadas por tipo de tecnología y ubicación geográfica

CENTRAL	UBICACIÓN	GENERACIÓN ELÉCTRICA 2018 (GWh)	TIPO DE TECNOLOGÍA ^a
DESPACHADAS CENTRALMENTE			
MAYORES - GAS NATURAL			
BARRANQUILLA 3	COSTA	57,09	TURBO VAPOR
BARRANQUILLA 4	COSTA	25,78	TURBO VAPOR
FLORES 1	COSTA	395,25	CICLO COMBINADO
FLORES 4B	COSTA	997,74	CICLO COMBINADO
MERILECTRICA 1	CENTRO-ORIENTE BARRANCABERMEJA	0,47	TURBINA DE GAS
PROELECTRICA 1	COSTA	187,14	TURBINA DE GAS
PROELECTRICA 2	COSTA	108,57	TURBINA DE GAS
TEBSA	COSTA	3997,1	CICLO COMBINADO
TERMOCANDELARIA 1	COSTA	158,71	TURBINA DE GAS
TERMOCANDELARIA 2	COSTA	154,29	TURBINA DE GAS
TERMOCENTRO CC	CENTRO-ORIENTE CIMITARRA, SANTANDER	3,8	CICLO COMBINADO
TERMOYOPAL 2	LLANOS	251,96	TURBINA DE GAS
SUBTOTAL		6337,9	
MAYORES-JET A-1			
TERMODORADA 1	SUR- CALI	0,92	TURBINA DE GAS
SUBTOTAL		0,92	
NO DESPACHADAS CENTRALMENTE			
MENORES - GAS NATURAL			
CIMARRON	LLANOS	155,36	TURBINA DE GAS
EL MORRO 1	LLANOS	165,39	TURBINA DE GAS
EL MORRO 2	LLANOS	131,07	TURBINA DE GAS
TERMO BOLIVAR 1	COSTA	6,36	CICLO COMBINADO
TERMO MECHERO 4	LLANOS	141,9	TURBINA DE GAS
TERMO MECHERO 5	LLANOS	158,54	TURBINA DE GAS
TERMO MECHERO 6	LLANOS	143,14	TURBINA DE GAS
TERMOPIEDRAS	SUR -TOLIMA	0,31	TURBINA DE GAS
TERMOYOPAL 1	LLANOS	140,81	TURBINA DE GAS
SUBTOTAL		1.042,88	
MENORES - COGENERADOR - GAS NATURAL			

PAPELES NACIONALES	SUR-CALI	2,27	TURBINA DE VAPOR
SUBTOTAL		2,27	
MENORES - AUTOGENERADOR- GAS NATURAL			
AUTOG ARGOS CARTAGENA	COSTA	9,62	TURBINA DE GAS
AUTOG COCA-COLA FEMSA	CENTRO ORIENTE-BOGOTÁ	1,01	TURBINA DE GAS
AUTOG REFCAR	COSTA	68,26	TURBINA DE GAS
AUTOG UNIBOL	COSTA	6,46	TURBINA DE GAS
SUBTOTAL		85,35	
MENORES – BIOGÁS			
DOÑA JUANA	CENTRO ORIENTE-BOGOTÁ	3,19	TURBINA DE GAS
TEQUENDAMA	COSTA	0,63	MOTOR DE GAS
AUTOGENERADOR YAGUARITO	LLANOS	0,69	MOTOR DE GAS
SUBTOTAL		4,51	
TOTAL GENERACIÓN ELÉCTRICA CON RECURSO GASEOSO FÓSIL		7.473,83	

^a El tipo de tecnología hallado para cada planta se agrupa en ciclo combinado y ciclo convencional (turbina de gas, turbo vapor, motor de gas).

Elaboración propia. Datos tomados de (SIAME, UPME, 2019)

Tabla D 6. Identificación de aporte a la red eléctrica colombiana según generación por tipo de tecnología Ciclo combinado

GENERACIÓN ELÉCTRICA POR CICLO COMBINADO			
PLANTA TÉRMICA POR UBICACIÓN	GENERACIÓN GWh	APORTE %	APORTE EN M3 POR CICLO DE GENERACIÓN EN SIMAPRO
GENERACIÓN EN COSTA	5.396,45	99,93%	0,2317657
GENERACIÓN EN CENTRO ORIENTE- CIMITARRA, SANTANDER (Barranca)	3,80	0,07%	0,0001632
TOTAL	5.400,25	100,00%	0,2319288751 ^a
% APOORTE A LA MATRIZ	72%		

^a El valor de referencia, es el dato predeterminado del software SimaPro de la cantidad de m3 de gas natural que son necesarios para la generación de 1 kWh por ciclo combinado usando como recurso el gas natural.

Elaboración propia. Datos tomados de (SIAME, UPME, 2019)

Tabla D 7. Identificación de aporte a la red eléctrica colombiana según generación por tipo de tecnología Ciclo convencional.

GENERACIÓN ELÉCTRICA POR CICLO CONVENCIONAL			
PLANTA TÉRMICA POR UBICACIÓN	GENERACIÓN GWh	APORTE %	APORTE EN M3 POR CICLO DE GENERACIÓN EN SIMAPRO
GENERACIÓN EN COSTA	776,55	37,45%	0,1360983
GENERACIÓN EN CENTRO ORIENTE- BARRANCABERMEJA	0,47	0,02%	0,0000824
GENERACIÓN EN SUR	3,50	0,17%	0,0006134
GENERACIÓN EN LLANOS	1.288,86	62,16%	0,2258859
GENERACIÓN EN CENTRO ORIENTE- BOGOTÁ	4,20	0,20%	0,0007361
TOTAL	2.073,58	100,00%	0,3634161 ^a
% APOORTE A LA MATRIZ	28%		

^a El valor de referencia, es el dato predeterminado del software SimaPro de la cantidad de m3 de gas natural que son necesarios para la generación de 1 kWh por ciclo convencional usando como recurso el gas natural.

Elaboración propia. Datos tomados de (SIAME, UPME, 2019)

Tabla D 8. Datos recopilados de pozos necesarios dentro del análisis de las tres ciudades analizadas como centros de consumo y de las plantas térmicas localizadas.

CAMPO DE PRODUCCIÓN O POZO	TIPO	UBICACIÓN	PRODUCCIÓN (MPCD)	PARÁMETROS DE CALIDAD			
				% CH4	P. C. (MJ/m ³) **	Densidad kg/m ³	Peso Molecular (kg/mol)
CAMPO CHUCHUPA Y BALLENA	OFF (N-A) *	Costa Norte - Este	250,00	97,95	37,11	0,69	16,30
CAMPO GIBRALTAR	ON (Asociado)*	Oriente	42,04	89,01	40,33	0,78	18,43
CAMPO CUSIANA	ON (Asociado)*	Llanos Orientales	200,00	82,50	42,62	0,88	19,63
CAMPO CUPIAGUA	ON (Asociado)*	Llanos Orientales	195,00	82,94	42,55	0,88	19,59
CAMPO GIBRALTAR	PE***	Oriente	44,96	87,84	41,06	0,78	18,47
CAMPO FLOREÑA-PAUTO	ON (Asociado)	Llanos orientales	570	82,72	42,58	0,877	19,60
IMPORTACIÓN	EXT****	EXT****	5,76	97,95	37,11	0,69	16,30

* OFF: Offshore / ON: Onshore

**P. C.: Poder calorífico bruto a 1 atm y 60 °F

***PE punto de encuentro

****EXT: Exterior, fuera del país

Elaboración propia. Datos tomados de (PROMIGAS, 2018), (VANTI, 2018)

Tabla D 9. Datos recopilados de transporte para plantas de generación térmica.

CAMPO DE PRODUCCIÓN COSTA	TRAYECTOS PRINCIPALES DE GASODUCTO COSTA	Suministro al AM de Costa		Diámetro nominal de gasoducto (Pulg.)	Potencia eléctrica media consumida en estaciones compresoras (kW)	Potencia total por trayecto (kW)
		Km	No. E. C.			
CAMPO CHUCHUPA Y BALLENA	Pozos en plataforma marina a estación Ballena.	18	1	20	2980	2980
	Ballena - Barranquilla.	285	1	18	2980	2980
	Barranquilla - Cartagena	140	1	D	2980	2980
						2980,00
CAMPO DE PRODUCCIÓN SUR	TRAYECTOS PRINCIPALES DE GASODUCTO SUR-CALI	Suministro al AM de Cali		Diámetro nominal de gasoducto (Pulg.)	Potencia eléctrica media consumida en estaciones compresoras (kW)	Potencia total por trayecto (kW)
		Km	No. E. C.			
CAMPO CUSIANA	Cusiana- El Porvenir	36	1	30	12915,52	12915,52
	El Porvenir-La Belleza	273	2	20,14,12,10,4,2	8461,09	16922,17
CAMPO CUIAGUA	La Belleza-Vasconia	93	1	20	10790,28	10790,28
	Vasconia-Mariquita-Cali	760	2	20,8,6,4	8461,09	16922,17
						57550,14
CAMPO DE PRODUCCIÓN LLANOS	TRAYECTOS PRINCIPALES DE GASODUCTO LLANOS	Suministro al AM de Cali		Diámetro nominal de gasoducto (Pulg.)	Potencia eléctrica media consumida en estaciones compresoras (kW)	Potencia total por trayecto (kW)
		Km	No. E. C.			
CAMPO FLOREÑA-PAUTO	Campo Floreña-Yopal	18	0	6	748,77	0,00

^a Los datos suministrados en esta tabla, se basan en los datos suministrados públicamente por los distribuidores y comercializadores de gas natural de cada uno de los centros de consumo y plantas térmicas mencionadas.

Elaboración propia. Datos tomados de (VANTI, 2018), (TGI, s.f.), (UPME, 2016)

Tabla D 10. Inventario de proceso de entrega de gas natural a la zona costera por plantas térmicas de generación identificadas.

Suministro al AM de Costa	Operación Promedio (Anual)		m3/día	*P. C. (MJ/m ³)	MJ/día	m ³ / MJ
	% USO	MPCD				
CAMPO CHUCHUPA Y BALLENA Onshore	100	250,000	7079211,648	37,111	262714463,497	0,027
CAMPO CHUCHUPA Y BALLENA Offshore	100	250,000				
IMPORTACIÓN	100	5,756	162984,5622	37,111	6048470,360	0,027
TOTAL		255,756	7242196,21		262714463,497	

PARÁMETROS	Suministro al AM de Costa		
	CAMPO CHUCHUPA Y BALLENA On shore	CAMPO CHUCHUPA Y BALLENA Off shore	IMPORTACIÓN
Densidad Específica	0,534	0,534	0,534
Densidad (kg/m ³)	0,689	0,689	0,689

Flujo en trayecto Ton/día	4879,701	4879,701	112,345
Según % de uso Ton aport/m ³	0,000689	0,000689	0,000689
Trayecto	Chuchupa-Ballena-Barranquilla-Cartagena	Plataforma hasta estación marina de Ballena	exterior
Long. Gasoducto (km)	425,000	18,000	-
Tkm/m ³	0,293	0,012	-
% Tkm/m ³ Offshore	0,000	100,000	-
Potencia eléctrica consumida (kW)	5960,000	2980,000	-
Energía consumida (kWh/día)	143040,000	71520,000	-
Energía consumida (kWh/m ³ Trans.)	0,020	0,010	-
Energía gas x compresión (MJ/m ³ Trans.)	0,073	0,036	-
Energía gas x compresión con Eficiencia de compresión (MJ/m ³ Trans.)	0,025	0,013	-
Energía gas x compresión (MJ/Tkm)	0,087	1,026	-
Energía gas x compresión (kWh/Tkm)	0,024	0,285	-
Energía gas x compresión (m ³ /Tkm)	0,001	0,007	-
Energía gas x compresión - tramo offshore (MJ/Tkm)	0,000	1,026	-

Elaboración propia. Cálculos propios.

Tabla D 11. Inventario de proceso de entrega de gas natural a la zona sur por plantas térmicas de generación identificadas.

Suministro al AM de Sur	Operación Promedio (Anual)		m ³ /día	*P. C. (MJ/m ³)	MJ/día	m ³ /MJ
	%USO	MPCD				
CAMPO CUSIANA	14,811	29,623	838819,214	42,624	35754064,706	0,003
CAMPO CUPIAGUA	14,811	28,882	817848,734	42,550	34799268,660	0,003
TOTAL		58,505	1656667,948		70553333,367	

PARÁMETROS	Suministro al AM de SUR	
	CUSIANA	CUPIAGUA
Densidad Específica	0,680	0,680
Densidad (kg/m ³)	0,877	0,877
Flujo en trayecto Ton/día	735,812	717,417
Según % de uso Ton aport/m ³	0,0001299	0,0001299
Trayecto	Cusiana-el porvenir-la belleza	La belleza -Vasconia-Mariquita- Cali

Long. Gasoducto (km)	309,000	853,000
Tkm/m ³	0,271	0,748
Potencia eléctrica consumida (kW)	1583,078	1425,690
Energía consumida (kWh/día)	37993,871	34216,552
Energía consumida (kWh/m ³ Trans.)	0,045	0,042
Energía gas x compresión (MJ/m ³ Trans.)	0,163	0,151
Energía gas x compresión con Eficiencia de compresión (MJ/m ³ Trans.)	0,057	0,053
Energía gas x compresión (MJ/Tkm)	0,211	0,070
Energía gas x compresión (kWh/Tkm)	0,058	0,020

Elaboración propia. Cálculos propios.

Tabla D 12. Inventario de proceso de entrega de gas natural a la zona de los llanos por plantas térmicas de generación identificadas.

Suministro al AM de LLANOS	Operación Promedio (Anual)		m3/día	*P. C. (MJ/m3)	MJ/día	m3/MJ
	%	MPCD				
CAMPO FLOREÑA-PAUTO	0,255	1,454	41158,537	44,71	1840235,652	0,0001

PARÁMETROS	Suministro al AM de LLANOS
	Floreña-Pauto
Densidad Específica	0,680
Densidad (kg/m ³)	0,877
Flujo en trayecto Ton/día	36,104
Según % de uso Ton aport./m ³	0,000002237
Trayecto	Térmica sobre pozo
Long. Gasoducto (km)	0,000
Tkm/m ³	NA
Potencia eléctrica consumida (kW)	NA
Energía consumida (kWh/día)	NA
Energía consumida (kWh/m ³ Trans.)	NA
Energía gas x compresión (MJ/m ³ Trans.)	NA
Energía gas x compresión con Eficiencia de compresión (MJ/m ³ Trans.)	NA
Energía gas x compresión (MJ/Tkm)	NA
Energía gas x compresión (kWh/Tkm)	NA

Elaboración propia. Cálculos propios.

Anexo E. Ecuaciones utilizadas en el proceso de levantamiento de inventario de la red de gas natural para tres centros de consumo mayorista.

A continuación, se presentan las ecuaciones utilizadas en el proceso de cálculo de parámetros identificados en la sección 6.1.1.

Ecuación 1. Potencia total por trayecto en kilómetros

$$\text{Potencia total por trayecto (kW)} = \frac{\text{Potencia eléctrica media consumida en estaciones compresoras (kW)}}{\text{No. E. C.}}$$

Donde:

No. E.C: Número de estaciones de compresión.

Ecuación 2. Volumen entregado a ciudad en millones de pies cúbicos día.

$$\text{Volumen entregado a ciudad (MPCD)} = \frac{\text{Producción de pozo (MPCD)} * \% \text{ USO}}{100}$$

Donde:

%USO: Es el porcentaje que va por la ruta según destino.

Ecuación 3: Energía transportada en mega julios por día.

$$\text{Energía transportada por día} \left(\frac{\text{MJ}}{\text{día}} \right) = \text{Volumen entregado a ciudad} \left(\frac{\text{m}^3}{\text{día}} \right) * \text{P.C} \left(\frac{\text{MJ}}{\text{día}} \right)$$

Donde:

P.C: Poder Calorífico de gas natural.

Ecuación 4: Volumen entregado a ciudad por unidad de energía en metros cúbicos por cada mega julio de energía.

$$\text{Volumen entregado a ciudad por unidad de energía} \left(\frac{\text{m}^3}{1\text{MJ}} \right) = \frac{\text{Volumen entregado a ciudad} \left(\frac{\text{m}^3}{\text{día}} \right) * \% \text{ USO}}{\text{Energía transportada por día} \left(\frac{\text{MJ}}{\text{día}} \right)}$$

Ecuación 5: Recurso entregado en unidades másicas por día.

$$\text{Recurso entregado} \left(\frac{\text{Ton}}{\text{día}} \right) = \frac{\text{Densidad} \left(\frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right) * \text{Volumen entregado a ciudad} \left(\frac{\text{m}^3}{\text{día}} \right)}{1000}$$

Donde:

Densidad: es la multiplicación de la densidad específica del gas por la densidad del aire a condiciones estándares (1,29).

Ecuación 6: Recurso suministrado por cada metro cúbico transportado en línea según su uso.

$$\text{Recurso suministrado} \left(\frac{\text{Ton aport.}}{\text{m}^3} \right) = \frac{\text{Densidad} \left(\frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right) * \frac{\% \text{USO}}{100}}{1000}$$

Ecuación 7: Peso transportado por distancia en unidades de toneladas por kilómetro por cada metro cúbico.

$$\left(\frac{\text{Tkm}}{\text{m}^3} \right) = \frac{\text{Densidad} \left(\frac{\text{Ton}}{\text{día}} \right) * \text{Long. Gasoducto (Km)}}{\text{Volumen entregado a ciudad} \left(\frac{\text{m}^3}{\text{día}} \right)}$$

Donde:

Densidad: Es la multiplicación de la densidad específica del gas por la densidad del aire a condiciones estándares (1,29).

Ecuación 8: Porcentaje de uso de la línea o del pozo.

$$\% \text{ de uso de la línea o el pozo} = \frac{\text{Volumen entregado a ciudad (MPCD)} * 100}{\text{Producción de pozo (MPCD)}}$$

Ecuación 9: Potencia eléctrica consumida en las estaciones compresoras de un tramo en kilowatts.

$$\text{Potencia eléctrica consumida (kW)} = \frac{\text{Potencia total por trayecto (kW)} * \% \text{ de uso de la línea o el pozo}}{100}$$

Ecuación 10: Energía eléctrica consumida en kilowatts hora por día.

$$\text{Energía eléctrica consumida} \left(\frac{\text{kwh}}{\text{día}} \right) = \frac{\text{Potencia eléctrica consumida (kW)} * 86400}{3600}$$

Ecuación 11: Energía eléctrica consumida en kilowatts hora por metro cúbico transportado.

$$\text{Energía eléctrica consumida} \left(\frac{\text{kwh}}{\text{m}^3 \text{Trans.}} \right) = \frac{\text{Energía eléctrica consumida} \left(\frac{\text{kwh}}{\text{día}} \right)}{\text{Volumen entregado a ciudad} \left(\frac{\text{m}^3}{\text{día}} \right)}$$

Ecuación 12: Energía del gas por compresión, teniendo en cuenta la eficiencia de dicha compresión. en mega julios por metro cúbico transportado.

$$\text{Energía gas} \left(\frac{\text{MJ}}{\text{m}^3 \text{Trans.}} \right) = \frac{\text{Energía eléctrica consumida} \left(\frac{\text{kwh}}{\text{m}^3 \text{Trans.}} \right) * 3,6 * 100}{\text{Eficiencia de compresión}}$$

Donde:

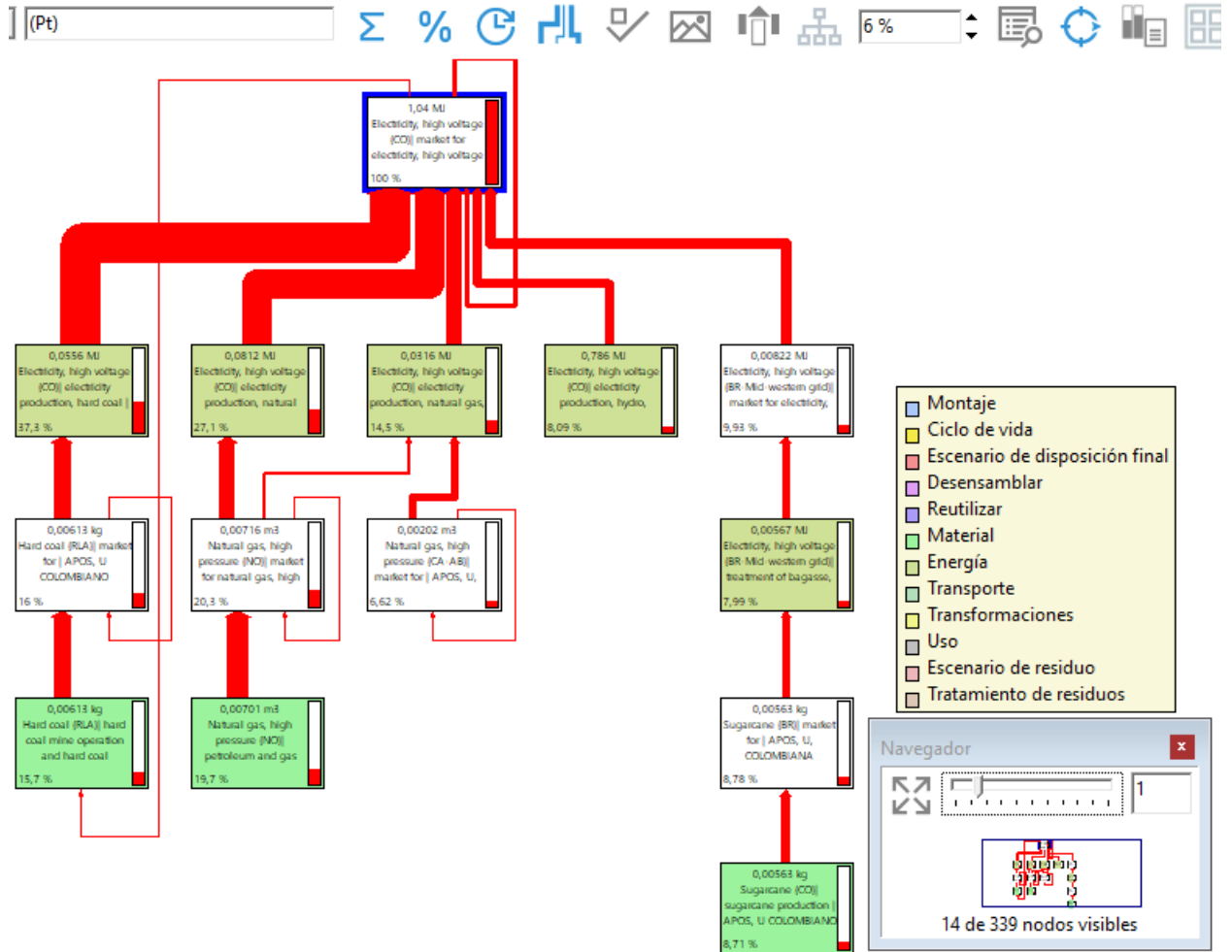
Eficiencia de compresión (%): 35

Ecuación 13: Energía del gas por compresión, teniendo en cuenta la eficiencia de dicha compresión. en mega julios por peso transportado por distancia en unidades de toneladas por kilómetro.

$$\text{Energía gas } \left(\frac{\text{MJ}}{\text{Tkm}} \right) = \frac{\text{Energía gas } \left(\frac{\text{MJ}}{\text{m}^3 \text{Trans.}} \right)}{\left(\frac{\text{Tkm}}{\text{m}^3} \right)}$$

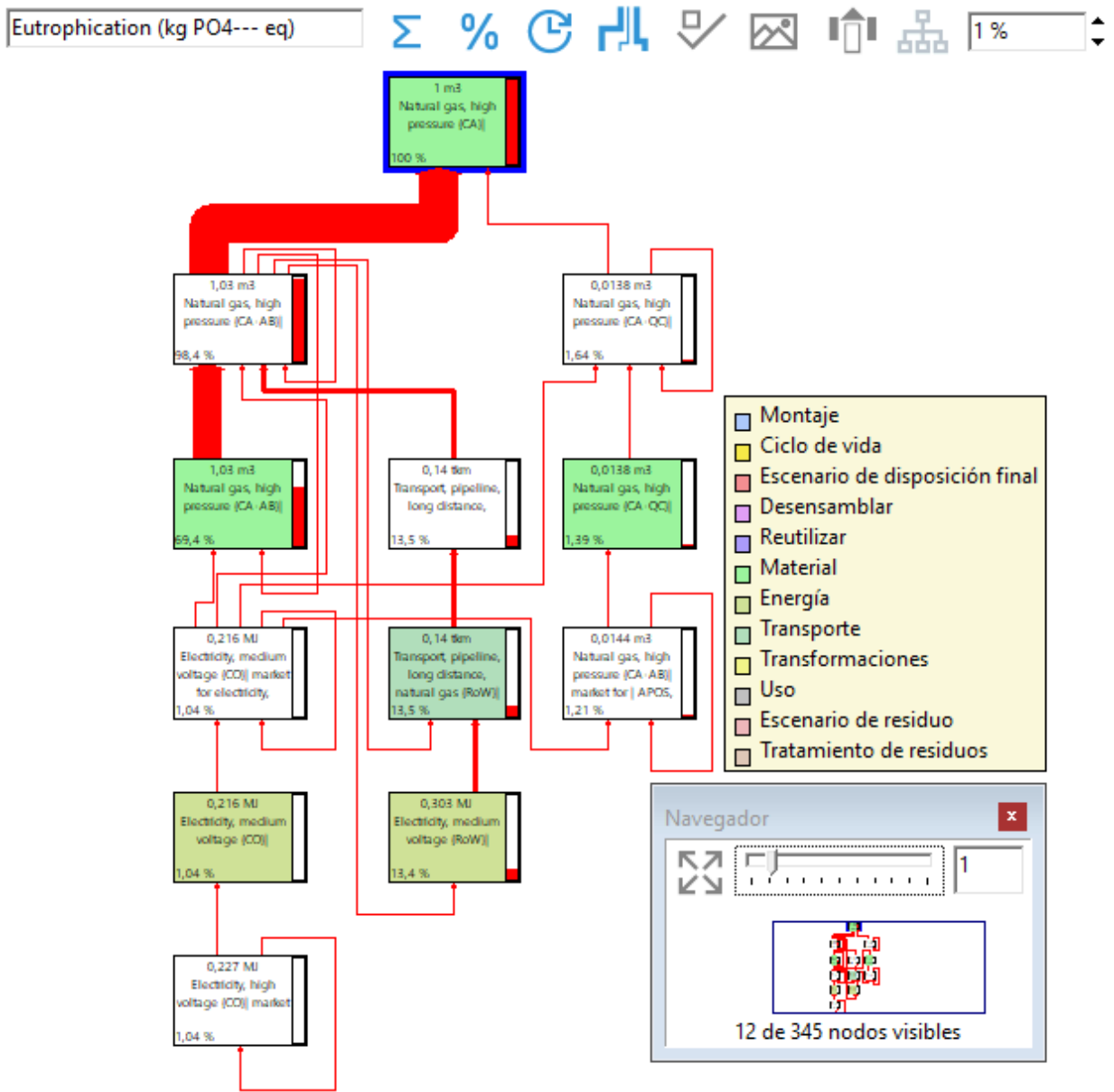
Anexo F. Registros y evidencias árboles de ciclo de vida de tres centros de consumo mayorista.

Figura F 1. Árbol de ciclo de vida matriz eléctrica colombiana. puntuación única método Impact 2002+



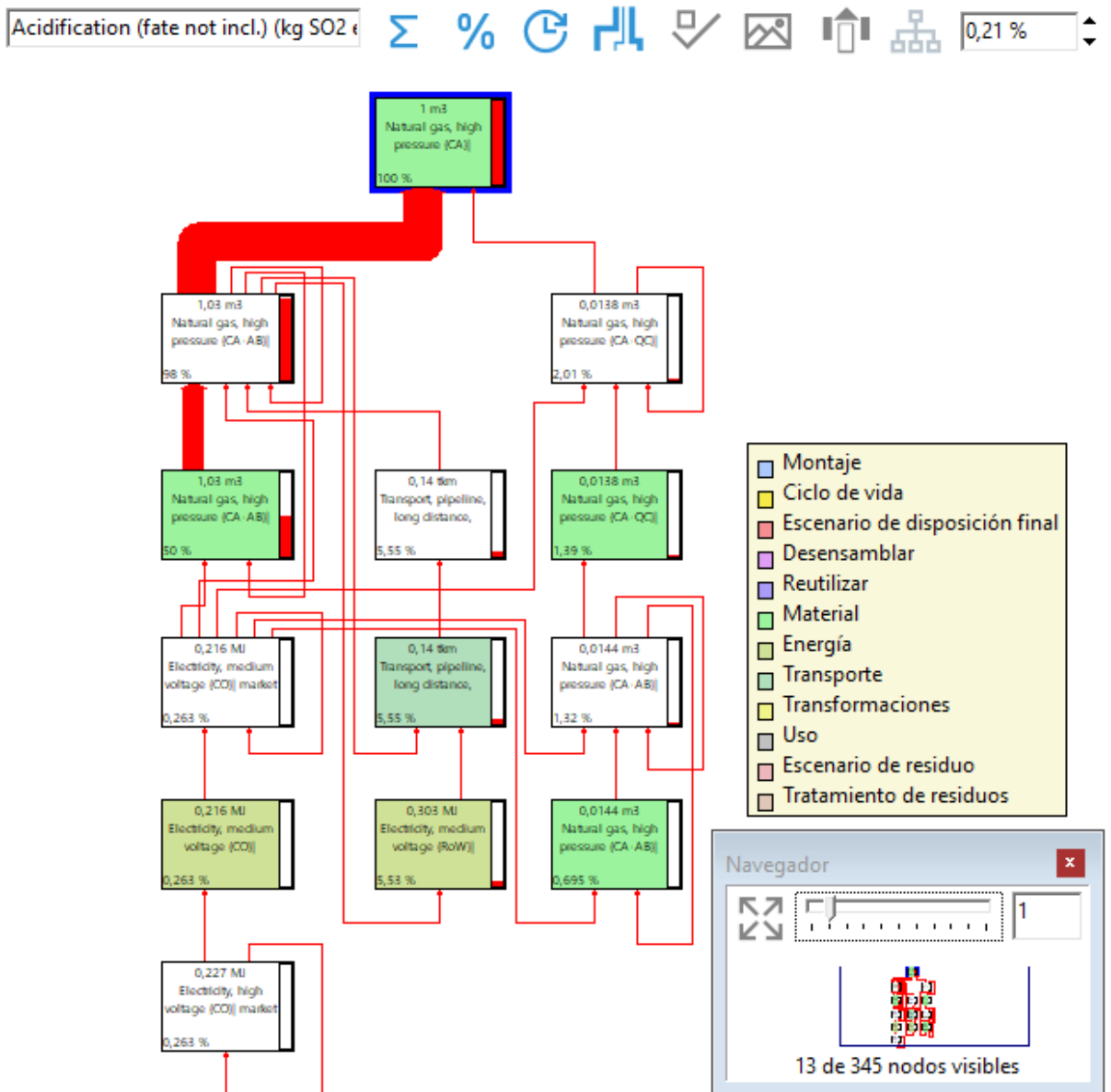
Elaboración propia. Tomado de simulación en software SimaPro.

Figura F 2. Árbol de ciclo de vida ciudad Bucaramanga. eutrophication (kg PO₄). método CML - línea base



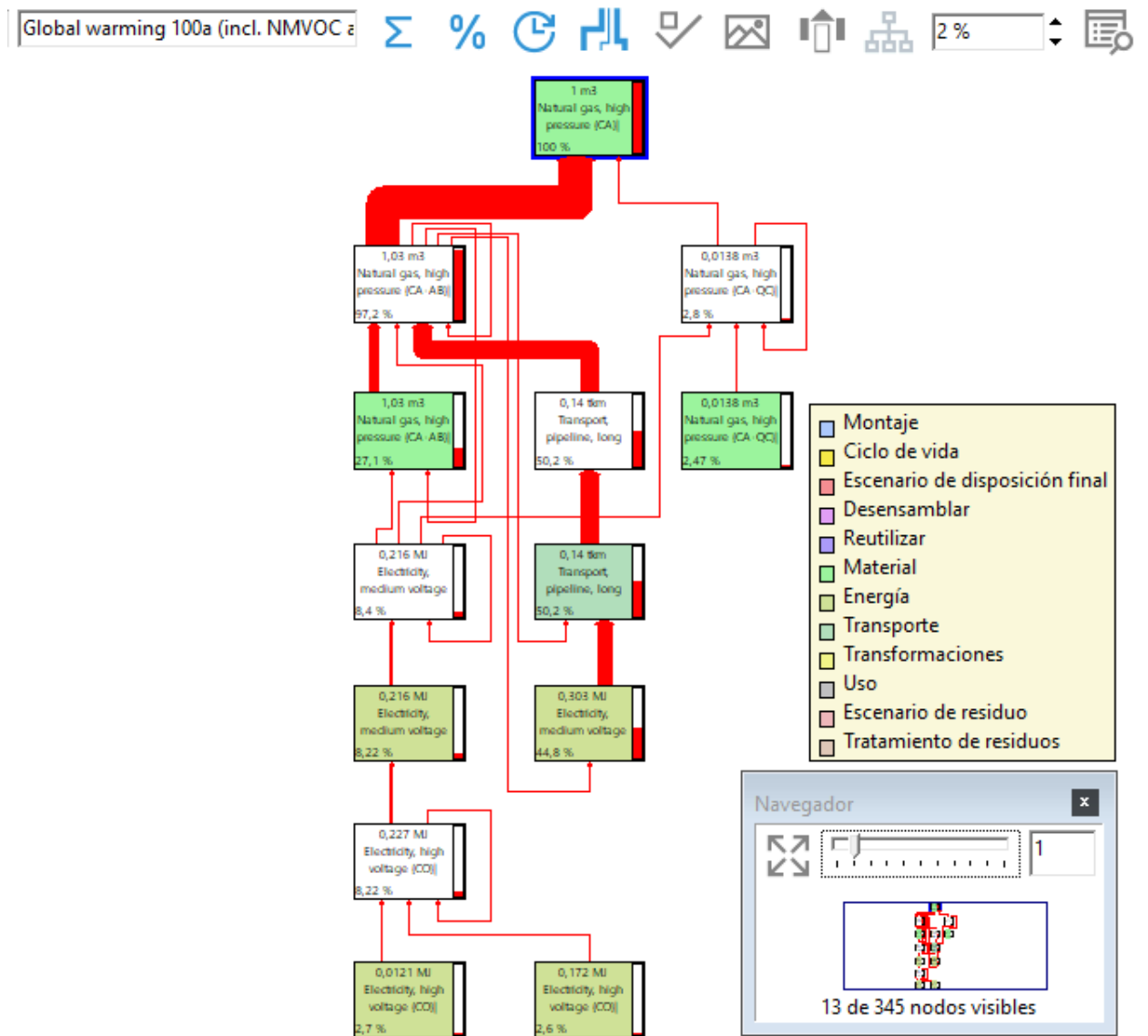
Elaboración propia. Tomado de simulación en software SimaPro.

Figura F 3. Árbol de ciclo de vida ciudad Bucaramanga. acidification (kg so2 eq.) método CML - línea no base



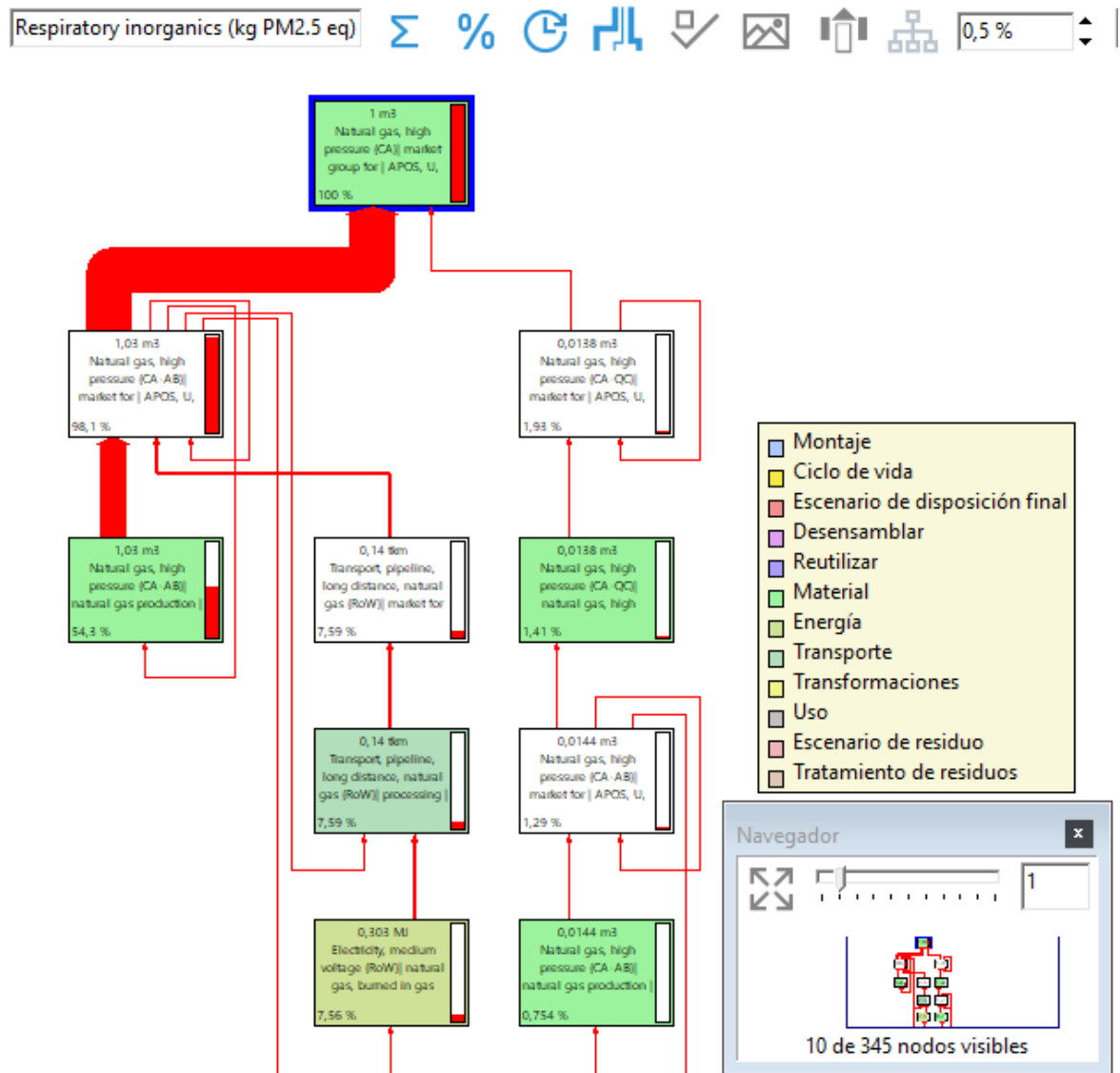
Elaboración propia. Tomado de simulación en software SimaPro.

Figura F 4. Árbol de ciclo de vida ciudad Bucaramanga. global warming 100a (incl. NMVOC av.) (kg CO₂ eq) método CML - línea no base



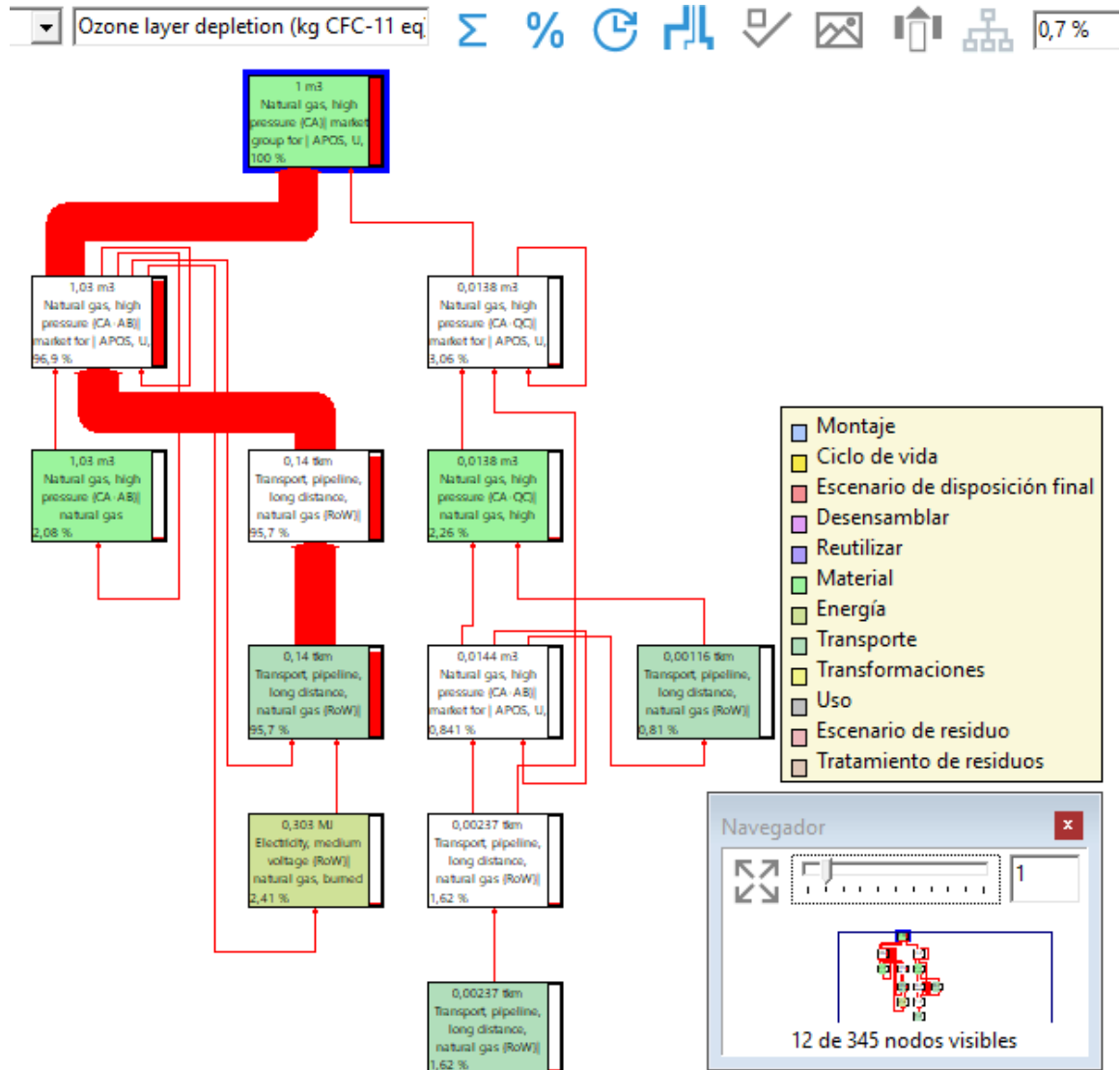
Elaboración propia. Tomado de simulación en software SimaPro.

Figura F 5. Árbol de ciclo de vida ciudad Bucaramanga. respiratory inorganics (kg PM2.5 eq.) método impact 2002+



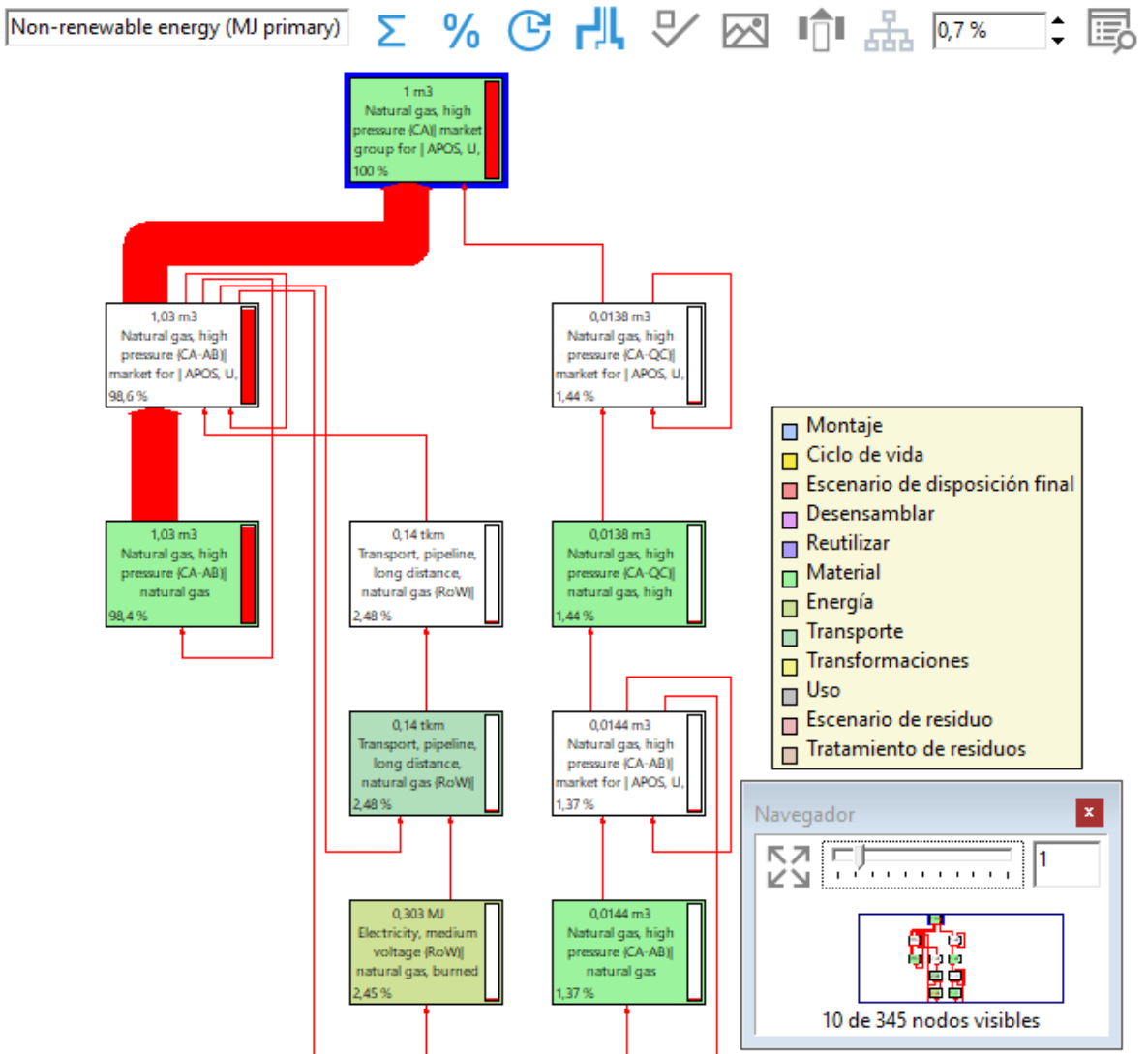
Elaboración propia. Tomado de simulación en software SimaPro.

Figura F 6. Árbol de ciclo de vida ciudad Bucaramanga. ozone layer depletion (kg CFC-11 eq) método impact 2002+



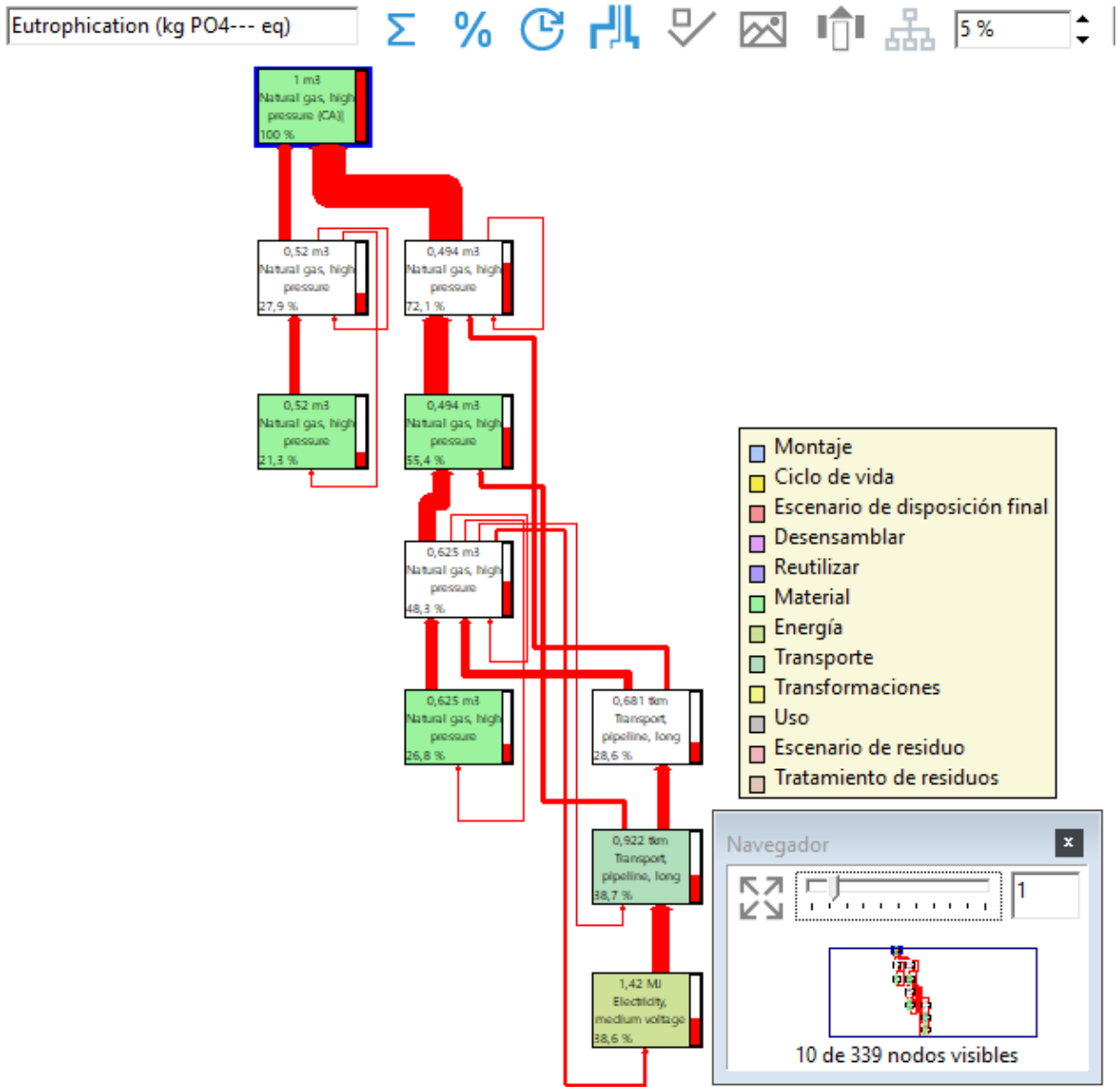
Elaboración propia. Tomado de simulación en software SimaPro.

Figura F 7. Árbol de ciclo de vida ciudad Bucaramanga. non-renewable energy (MJ primary) método Impact 2002+



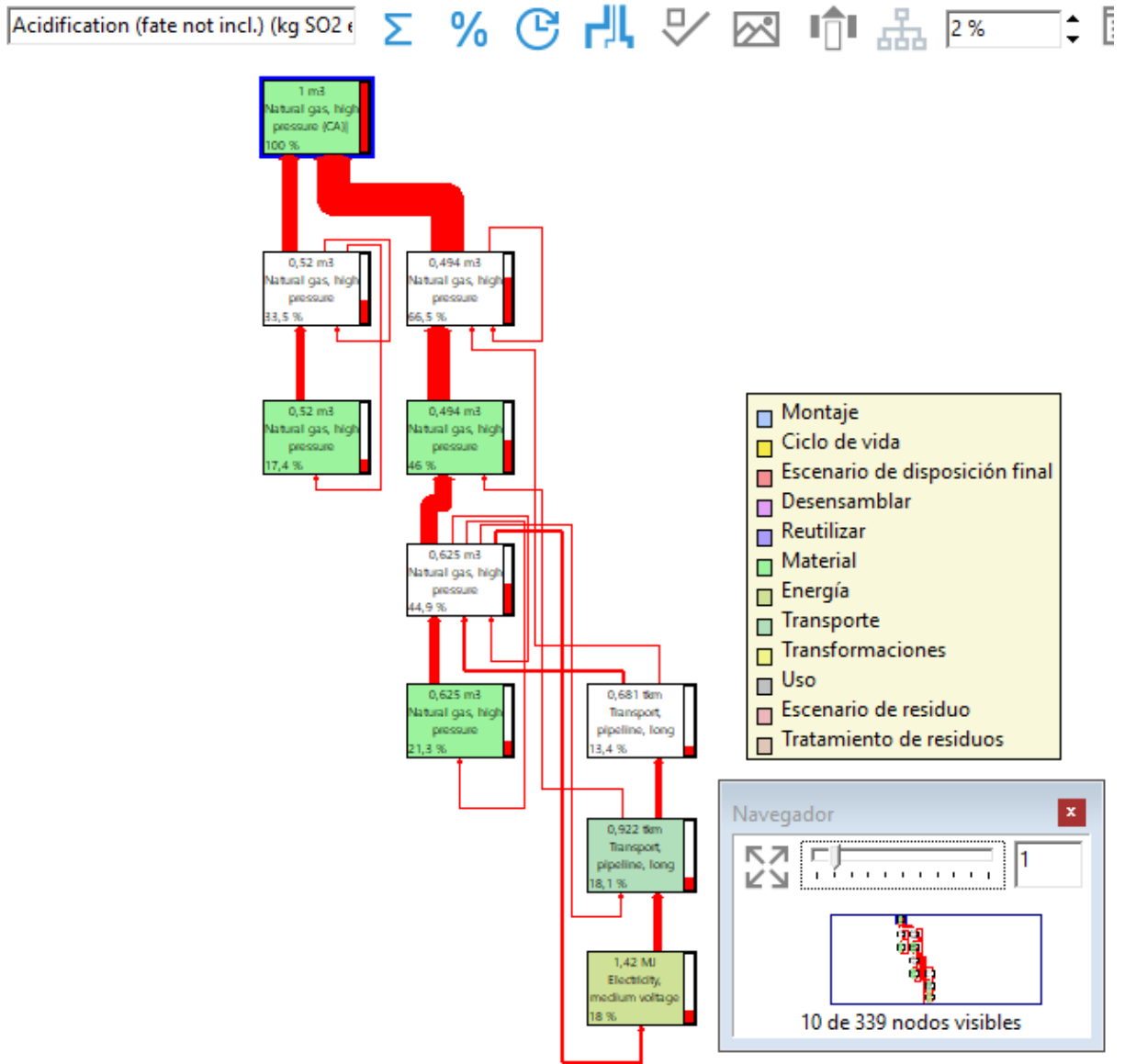
Elaboración propia. Tomado de simulación en software SimaPro.

Figura F 8. Árbol de ciclo de vida ciudad Bogotá. eutrophication (kg PO₄). método CML - línea base



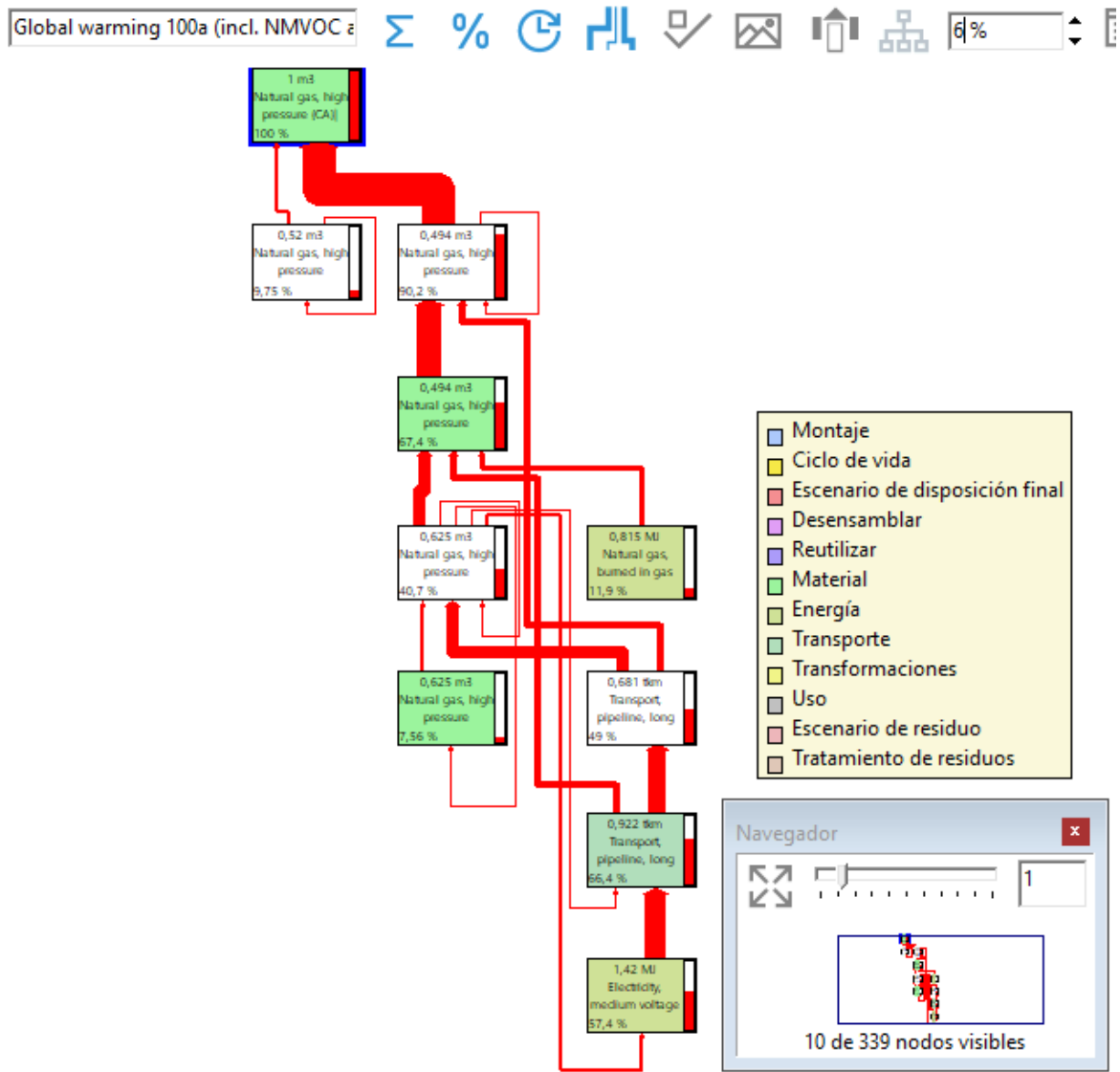
Elaboración propia. Tomado de simulación en software SimaPro.

Figura F 9. Árbol de ciclo de vida ciudad Bogotá. acidification (kg SO₂ eq.) método CML - línea no base



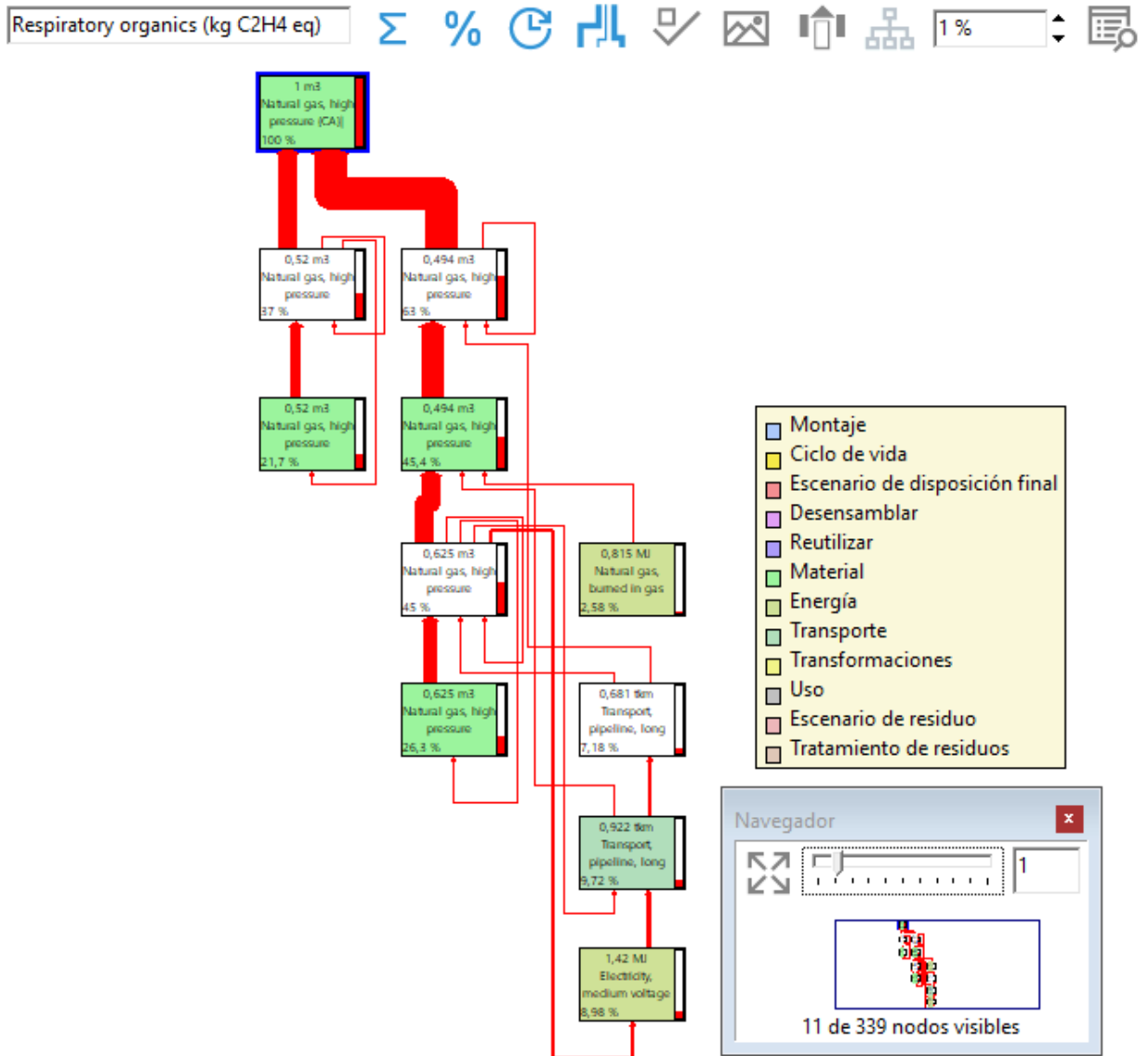
Elaboración propia. Tomado de simulación en software SimaPro.

Figura F 10. Árbol de ciclo de vida ciudad Bogotá. global warming 100a (incl. NMVOC av.) (kg co2 eq) método CML - línea no base



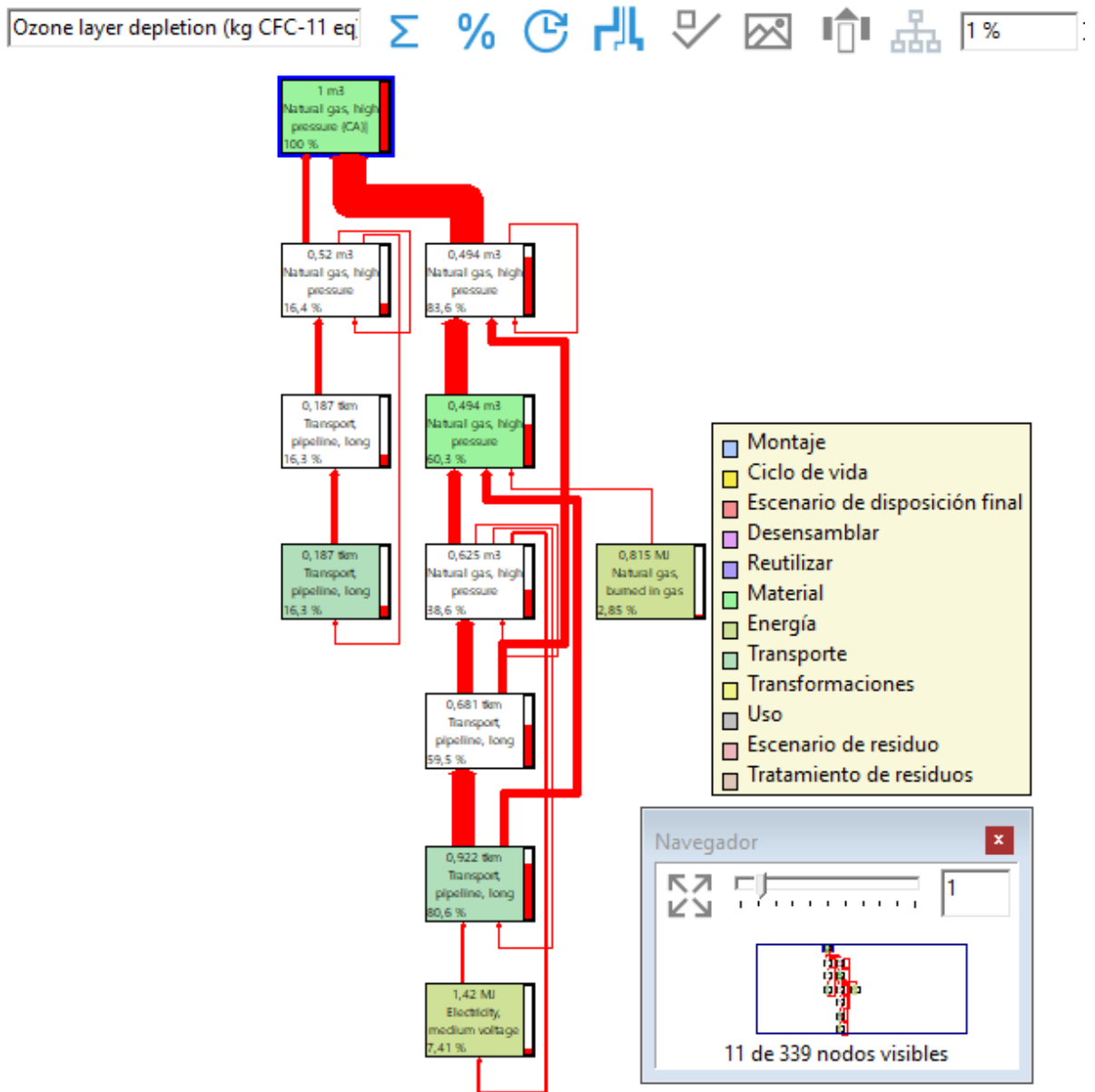
Elaboración propia. Tomado de simulación en software SimaPro.

Figura F 11. Árbol de ciclo de vida ciudad Bogotá. respiratory inorganics (kg PM2.5 eq.) método impact 2002+



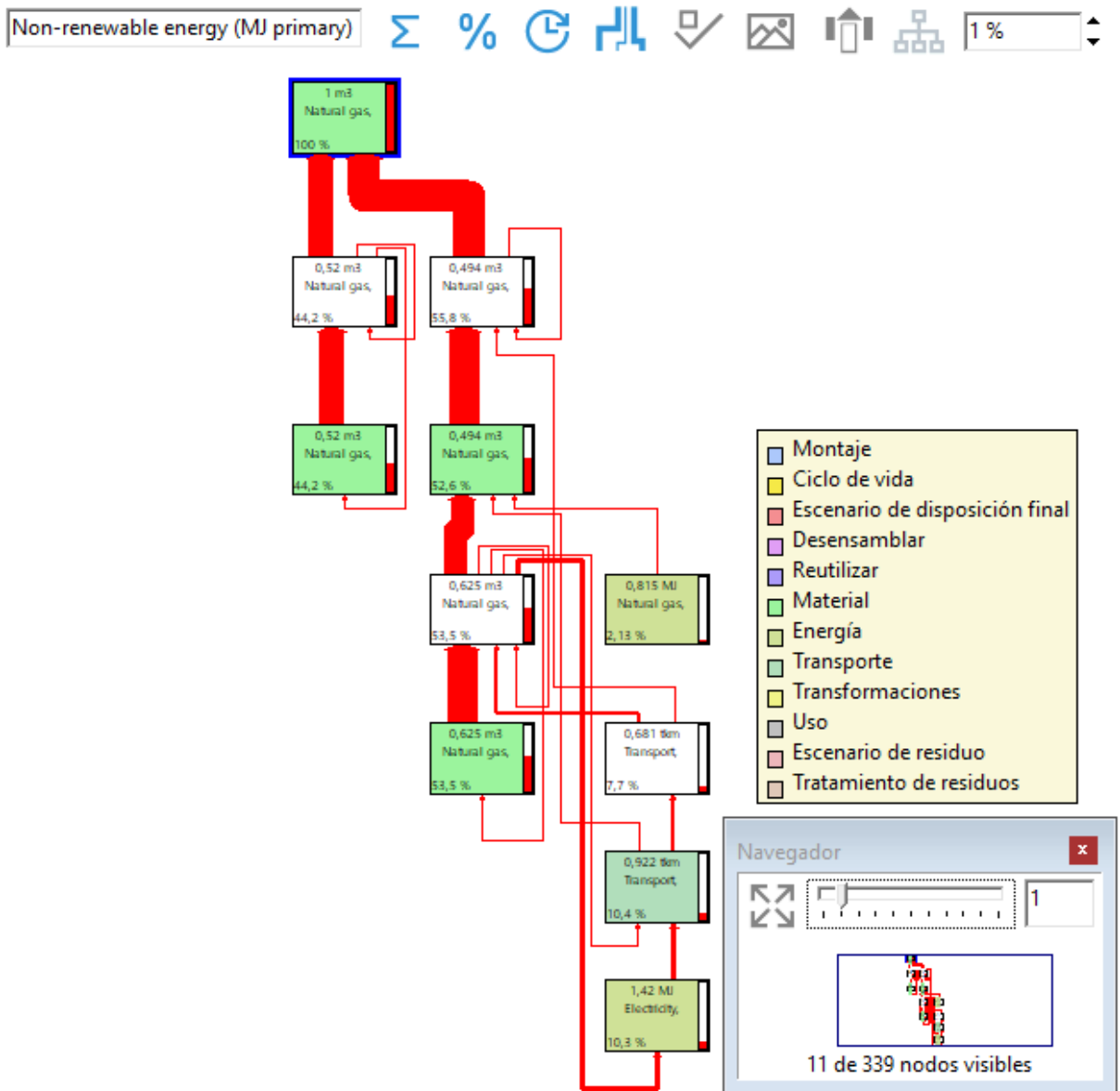
Elaboración propia. Tomado de simulación en software SimaPro.

Figura F 12. Árbol de ciclo de vida ciudad Bogotá. Ozone layer depletion (kg CFC-11 eq) método impact 2002+



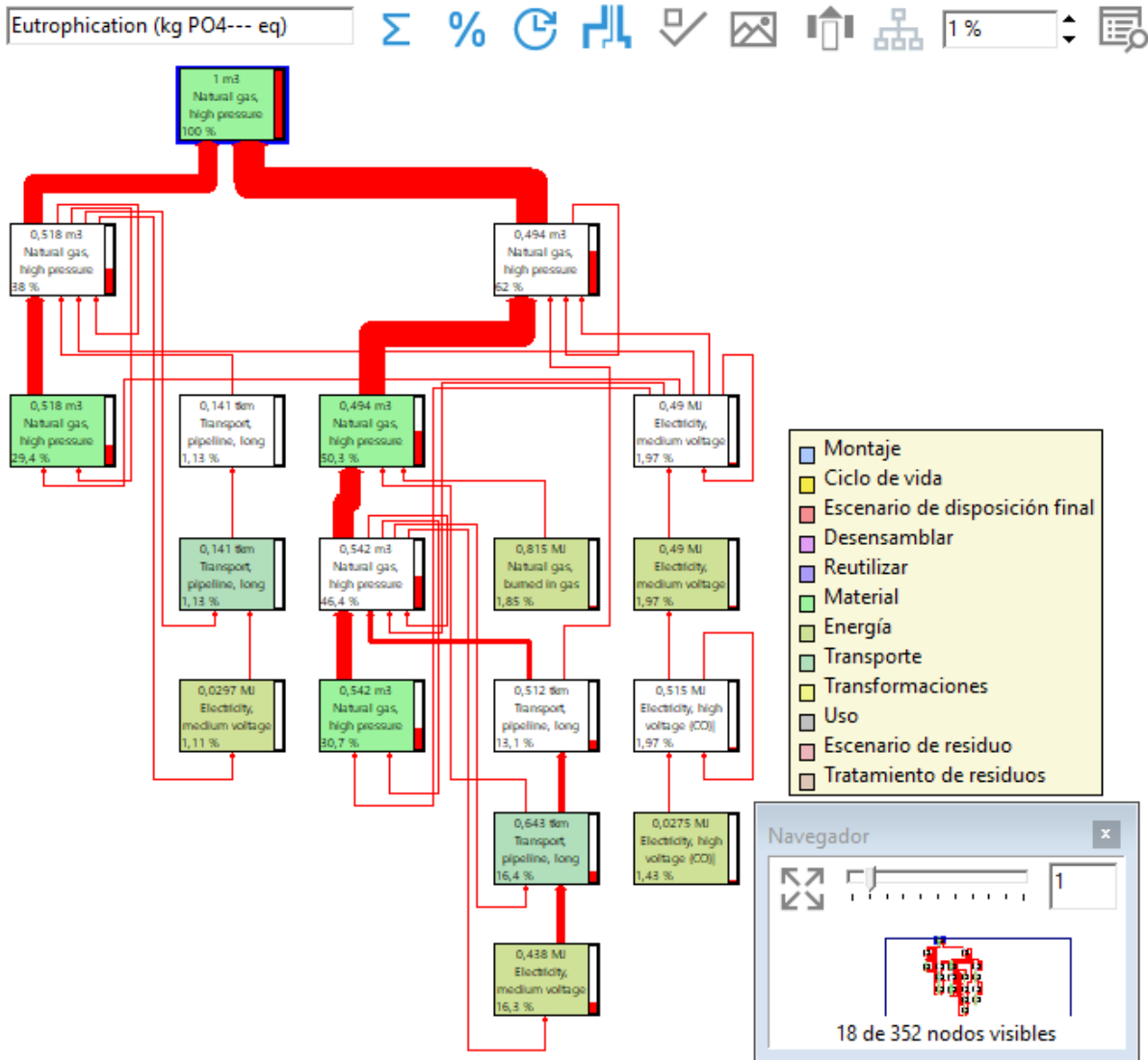
Elaboración propia. Tomado de simulación en software SimaPro.

Figura F 13. Árbol de ciclo de vida ciudad Bogotá. Non-renewable energy (MJ primary) método impact 2002+



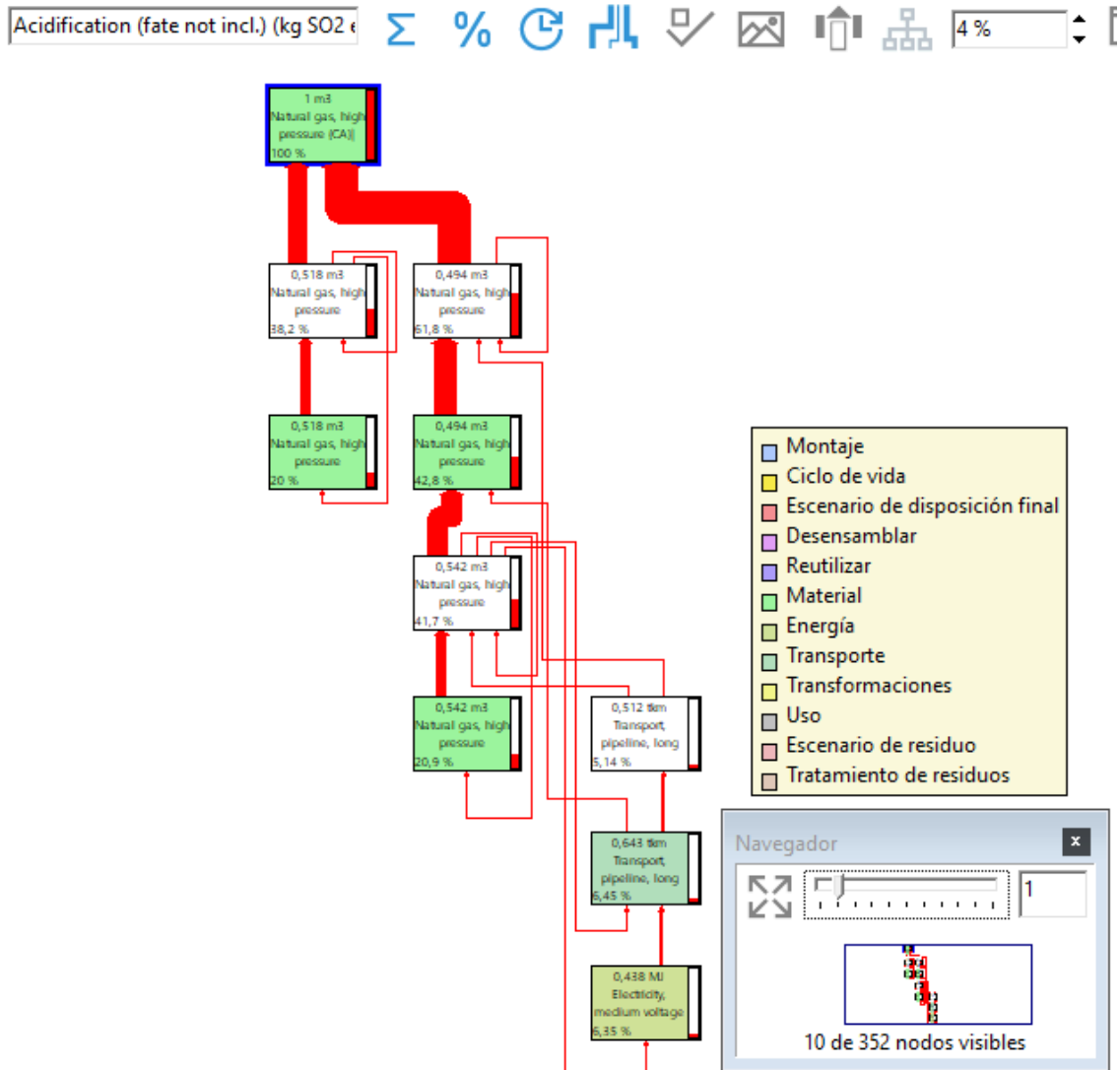
Elaboración propia. Tomado de simulación en software SimaPro.

Figura F 14. Árbol de ciclo de vida ciudad Medellín. Eutrophication (kg PO₄--- eq). método CML - línea base



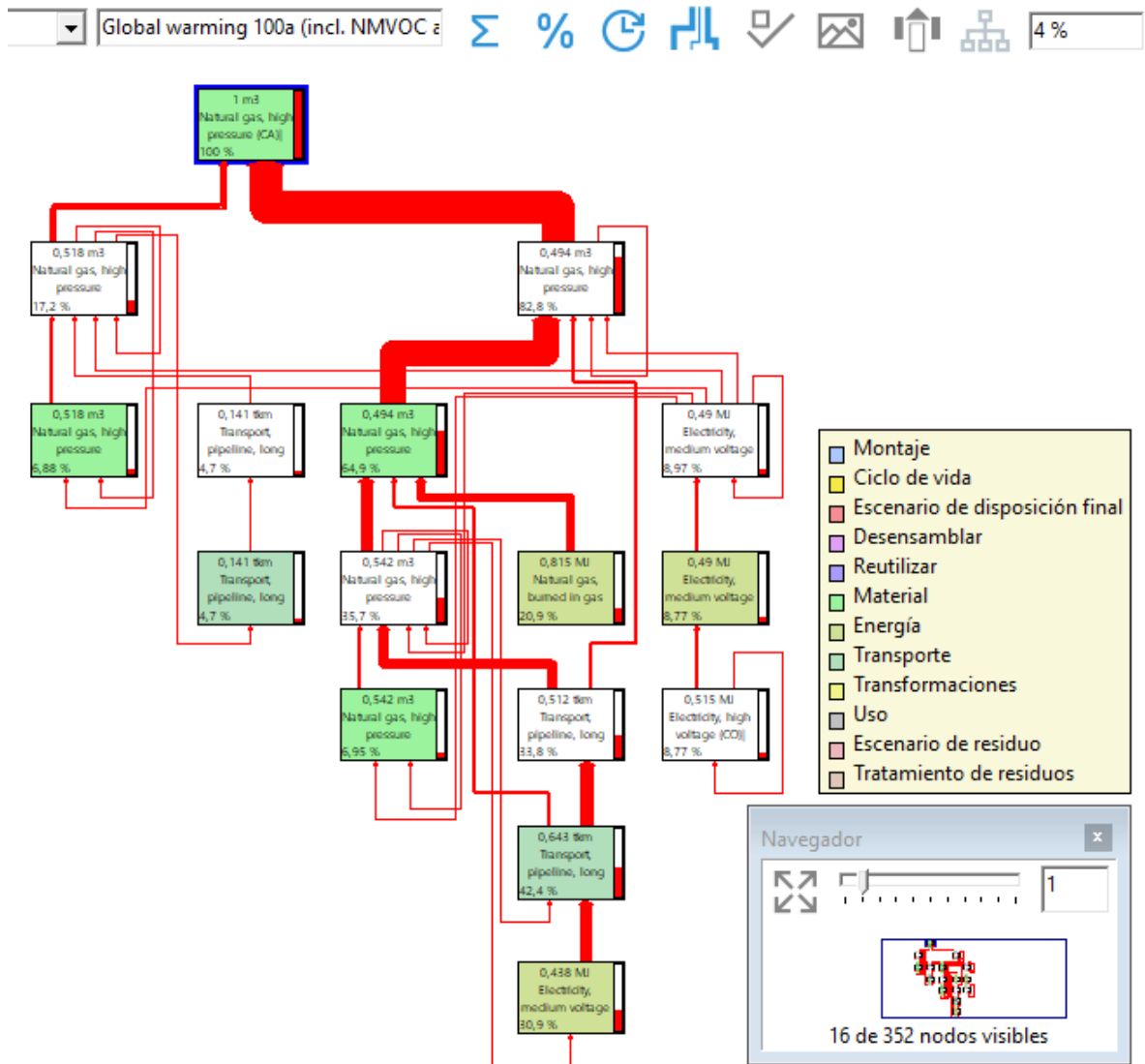
Elaboración propia. Tomado de simulación en software SimaPro.

Figura F 15. Árbol de ciclo de vida ciudad Medellín. acidification (kg SO₂ eq.) método CML - línea no base



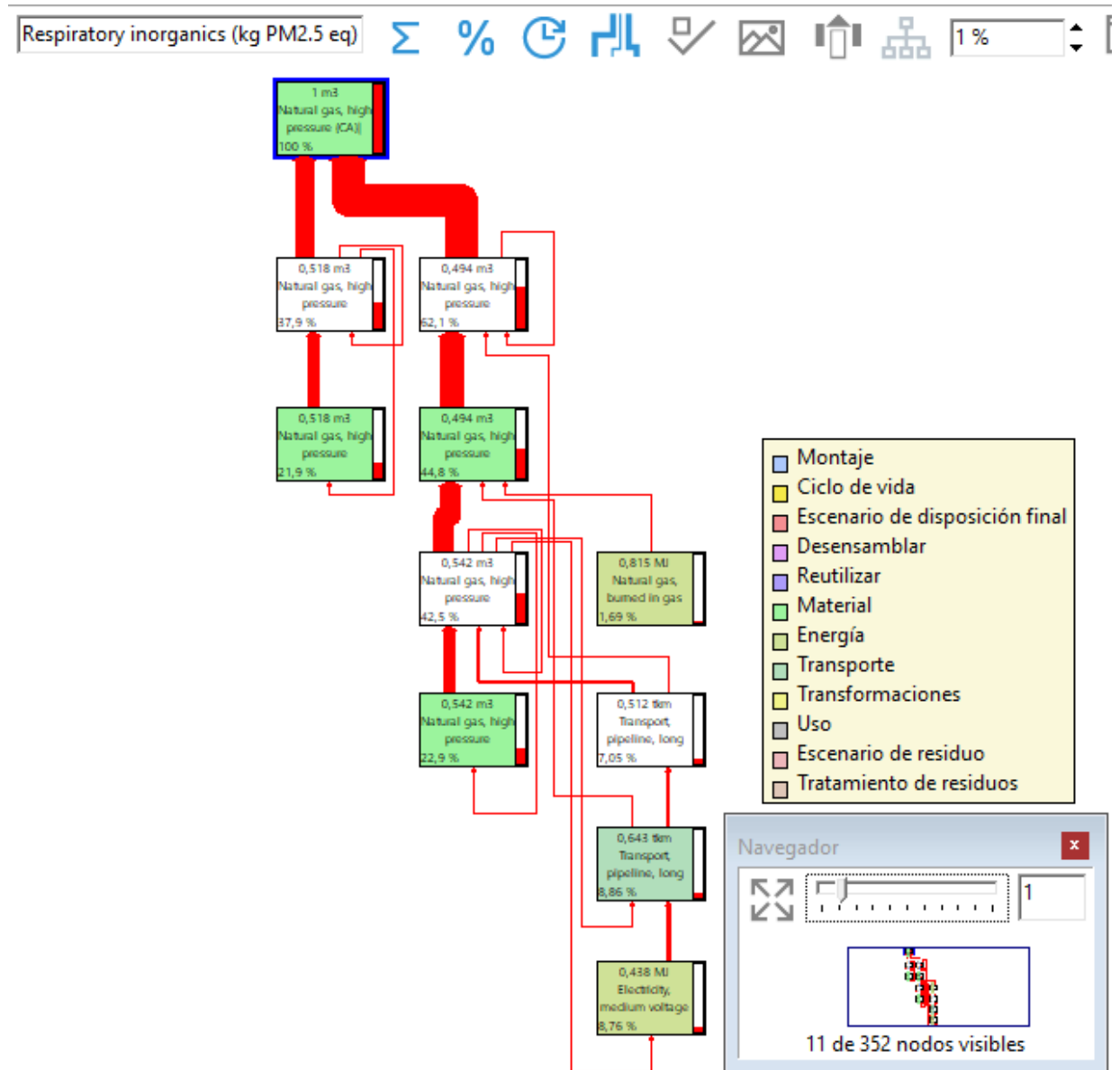
Elaboración propia. Tomado de simulación en software SimaPro.

Figura F 16. Árbol de ciclo de vida ciudad Medellín. global warming 100a (incl. NMVOC av.) (kg co2 eq) método CML - línea no base



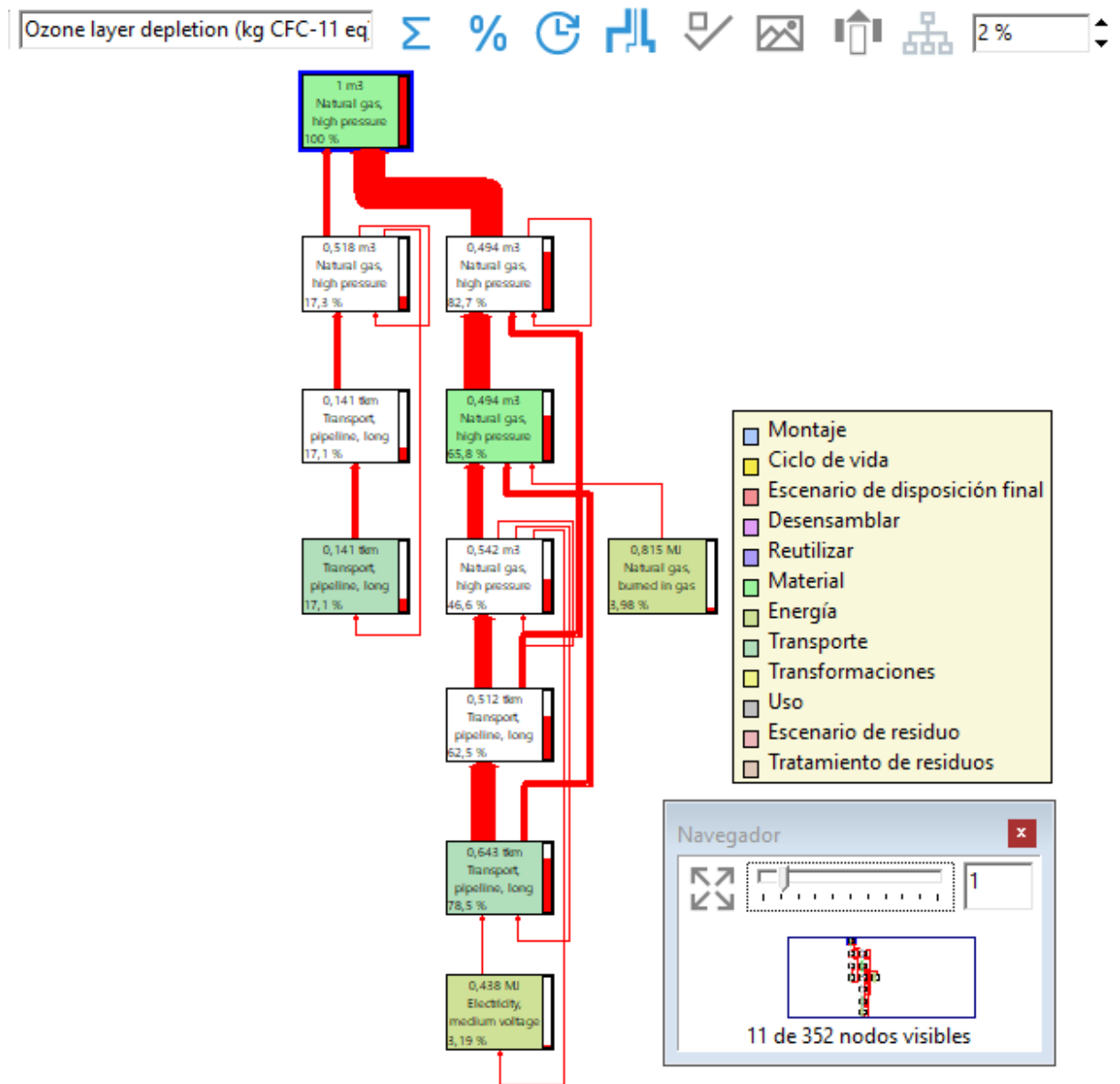
Elaboración propia. Tomado de simulación en software SimaPro.

Figura F 17. Árbol de ciclo de vida ciudad Medellín. respiratory inorganics (kg PM2.5 eq.) método impact 2002+



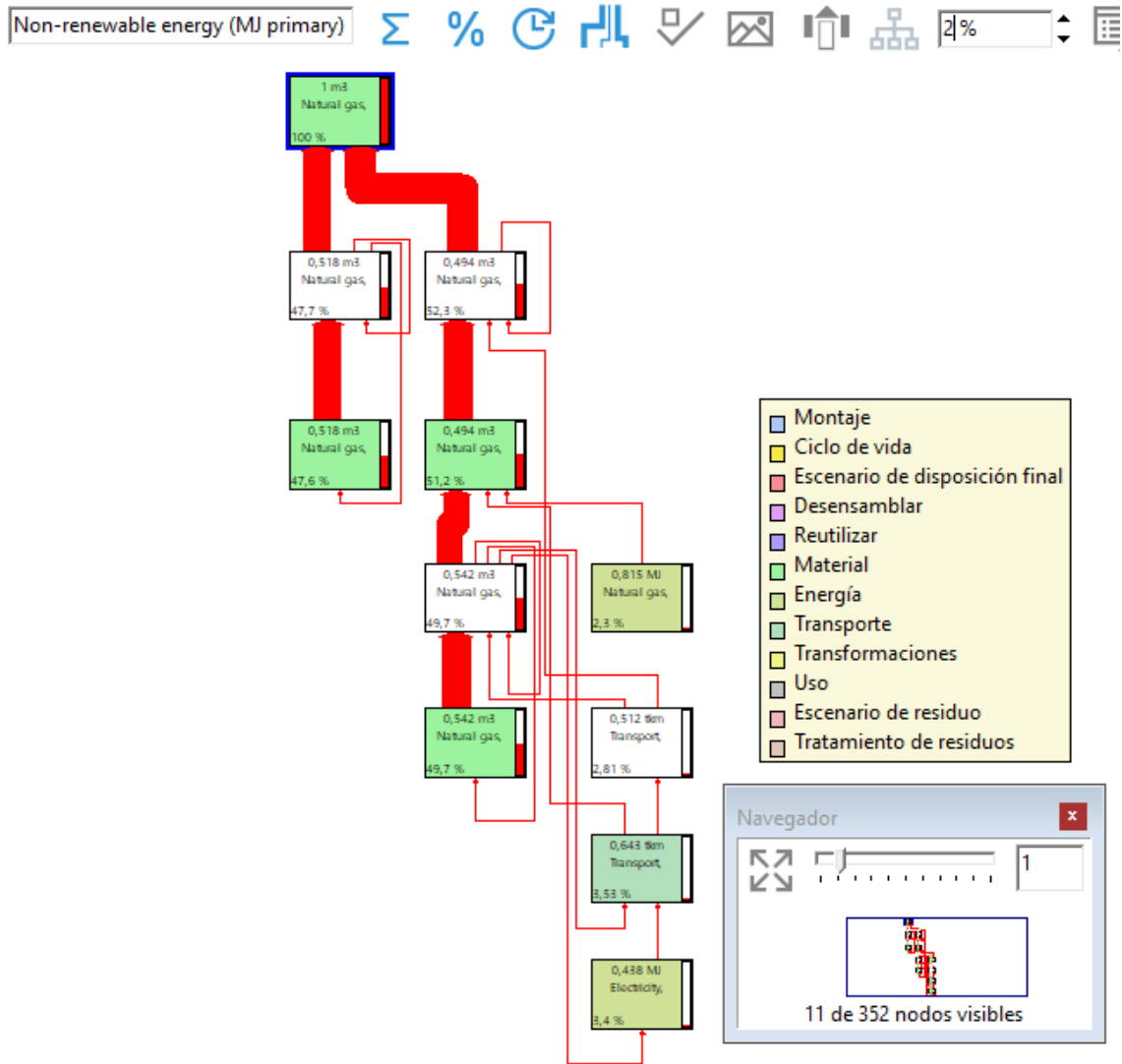
Elaboración propia. Tomado de simulación en software SimaPro.

Figura F 18. Árbol de ciclo de vida ciudad Medellín. ozone layer depletion (kg CFC-11 eq) método impact 2002+



Elaboración propia. Tomado de simulación en software SimaPro.

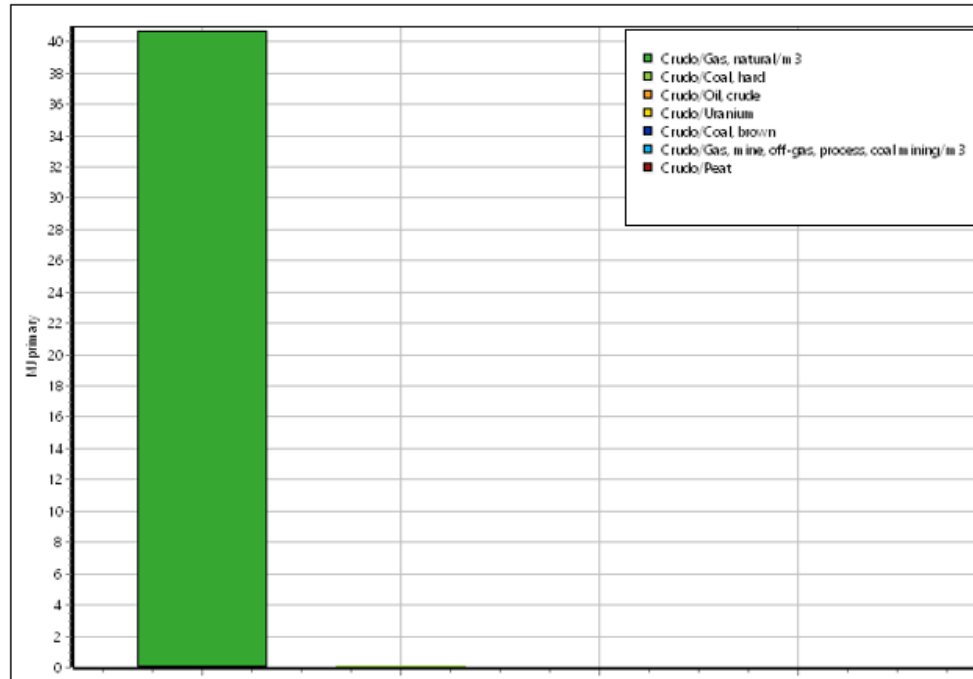
Figura F 19. Árbol de ciclo de vida ciudad Medellín. non-renewable energy (MJ primary) método impact 2002+



Elaboración propia. Tomado de simulación en software SimaPro.

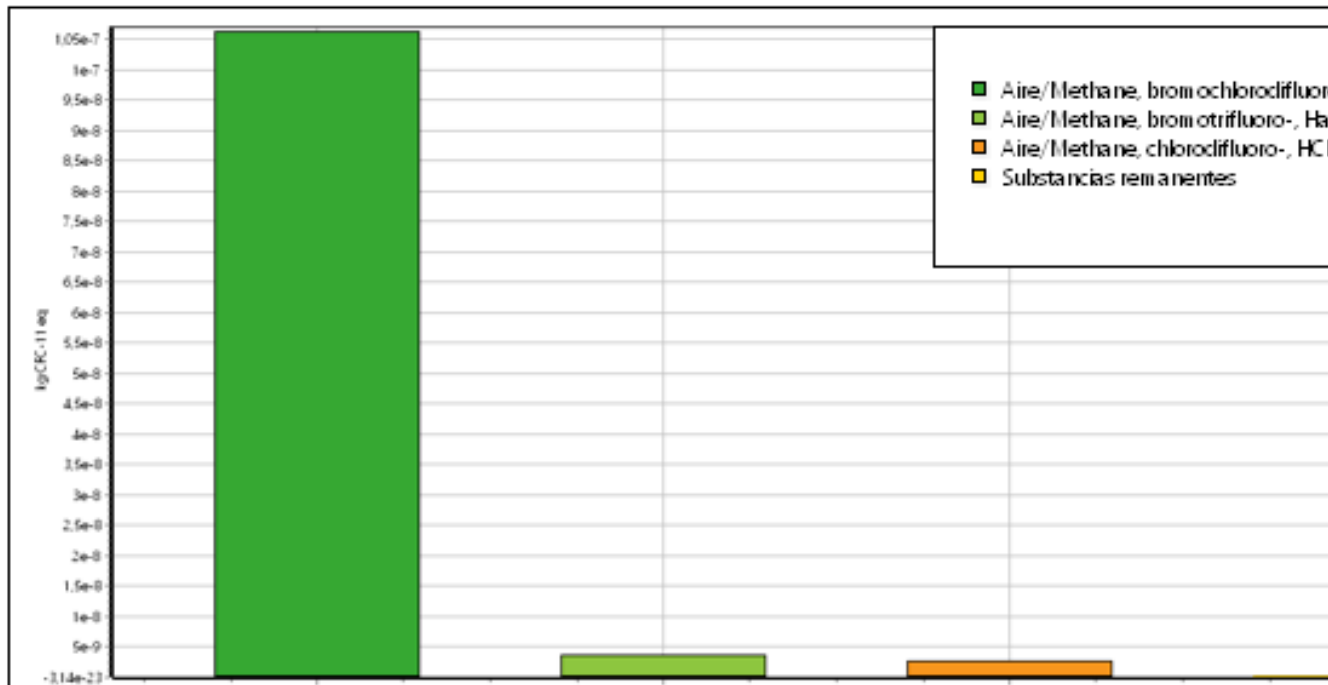
Anexo G. Registros y evidencias capítulo de evaluación de impacto y proyecciones.

Figura G 1. Impacto ambiental potencial de NRE (MJ Primary/UF) para los tres centros de consumo.



Elaboración propia. Tomado de SimaPro

Figura G 2. Impacto ambiental potencial de ODP (kg CFC-11 eq/UF) para los tres centros de consumo.



Elaboración propia. Tomado de SimaPro