

ENTREGABLE 2 DE LA CONSULTORIA

**“LA INDUSTRIA PETROQUIMICA Y QUÍMICA (IPYQ)
EN VENEZUELA:
TRANSICIÓN ENERGETICA Y DESCARBONIZACION”
INFORME FINAL**

131804 No.4 PEC Contract 11-05-2024

Pedido: N° 7200040931

Lino A. Clemente Rincón
17 de diciembre, 2024

Índice General

Resumen Ejecutivo	6
1. La Transición Energética y Descarbonización en América Latina y el Caribe..	8
Antecedentes.....	8
Los Escenarios Climáticos y sus Implicaciones.....	9
Los Sectores Económicos y sus Perfiles de Emisiones.....	10
Los Desafíos Hacia la Transición Energética y Descarbonización Sectorial	17
El Compromiso de la Neutralidad de Carbono: De la Hoja de Ruta a la Acción	20
El Índice de Transición Energética Global (ITEG)	24
El Gas Natural en la Transición Energética	27
Conclusiones	31
2. La Industria Petroquímica y Química (IPYQ)	35
Antecedentes.....	35
Contribución al PIB, el empleo, productos, procesos y estructura.....	36
Residuos plásticos, economía circular, sostenibilidad y digitalización.....	39
Descarbonización, Opciones e Impactos.....	43
3. La Industria Petroquímica y Química (IYPQ) en Venezuela.....	47
Antecedentes.....	47
La Dimensión Espacial	50
Economía Circular en la IPYQ	51
Evolución y Perspectivas del Entorno Legal vinculado a la IPYQ.....	52
La Cadena de la IPYQ.....	54
Emisiones de GEI en Venezuela, Quema de Gas y Descarbonización	59
El futuro de la IPYQ Venezolana en un mundo de Transiciones	63
4. Hacia un Plan de Políticas Públicas para la Transición Energética y Descarbonización de la IPYQ en Venezuela.....	73
Referencias Bibliográficas	79

Índice de Figuras

Figura 1: Emisiones Globales de Gases Efecto Invernadero Globales y Sectores 1990-2023	24
Figura 2: Evolución de Volúmenes de Producción de Crudo, Quema de Gas e Intensidad de la Quema de Gas, 1996 – 2023	30
Figura 3: La Cadena de Valor de la Industria Petroquímica y Química (IPYQ)	37
Figura 4: Mapa del Flujo de Materiales de la IPYQ, 2013.	38
Figura 5: La Demanda de Petróleo y Gas Natural por Sectores Económicos	39
Figura 6: Panorama de las Tecnologías de Reciclaje Avanzadas y sus Resultados	40
Figura 7: Transformación de Cadenas de Valor Lineales a Ecosistemas Circulares	42
Figura 8: Componentes, Límites y Alcances de Emisiones en el Sector Químico	46
Figura 9: Dinámica espacial de la industria química en Venezuela de 1974 a 1991	51
Figura 10: La Cadena de la IPYQ en Venezuela.....	55
Figura 11: Resinas Procesos de Transformación del Plástico y Productos Finales	58
Figura 12: Integración Refinería – Petroquímica	59
Figura 13: Campos de Quema de Gas: Volumen y Emisiones de CO2	62

Índice de Cuadros

Cuadro 1: Evolución del Índice de Transición Energética Global 2020-2024.....	26
Cuadro 2: Nivel de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI)	60

Lista de Abreviaturas

AEPW	Alliance to End Plastic Waste
ALC	América Latina y el Caribe
APP	Alianzas Público – Privadas
ASOQUIM	Asociación Venezolana de la Industria Química y Petroquímica
AVIPLA	Asociación Venezolana de la Industria del Plástico
AVPG	Asociación Venezolana de Productores de Gas
BHP	Broken Hill Proprietary
CAPEC	Cadena Asociativa del Plástico
CARPA	Consortio Asociativo de Resinas Plásticas
CAVENVASE	Cámara Venezolana del Envase
CCS	Carbon Capture and Storage
CCUS	Carbon Capture Utilization and Sequestration
CDP	Carbon Disclosure Project
CE	Comisión Europea
CIIP	Centro Internacional de Inversión Productiva
CND	Contribuciones Nacionalmente Determinadas
CNPC	Centro Nacional del Plástico y del Caucho
CO2	Dióxido de Carbono
CONIP	Consejo Nacional de la Industria Petroquímica
CONZIPLAS	Consortio Zuliano de Industrias Plásticas
CORAMER	Corporación Americana de Resinas, C.A.
COTC	Crude Oil to Chemical
CRP	Centro de Refinación Paraguaná
EOR	Enhanced Oil Recovery
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GGFR	Global Gas Flaring Reduction Partnership
GHGP	Greenhouse Gas Protocol
ICCA	International Council of Chemical Association
IEA	International Energy Agency
IPYQ	Industria Petroquímica y Química

IRENA	International Renewable Energy Agency
ITEG	Índice de Transición Energética Global
IVP	Instituto Venezolano de Petroquímica
LCA	Life Cycle Assessment
LCI	Life Cycle Inventory
LGN	Líquidos del Gas Natural
MEM	Ministerio de Energía y Minas
MEMH	Ministerio de Energía, Minas e Hidrocarburos
MPPEC	Ministerio del Poder Popular para el Ecosocialismo
MPPPE	Ministerio del Poder Popular para el Petróleo
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
OCEI	Oficina Central de Estadística e Informática
ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible
PEQUIVEN	Petroquímica de Venezuela, S.A.
PDVSA	Petróleos de Venezuela, S.A.
PNUD	Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo
PROESCA	Proyectos Especiales, C.A.
PROFALCA	Propileno de Falcón, C.A.
RC	Responsible Care Program
REP	Responsabilidad Extendida del Productor
SBT	Science Based Targets
SBTi	Science Based Targets Initiative
SO2	Dióxido de Azufre
UE	Unión Europea
UNEP	United Nations Environment Programme
WBCSD	World Business Council for Sustainable Development
WEF	World Economic Forum
WHO	World Health Organization
WRI	World Resource Institute
WWF	World Wildlife Fund
ZEE	Zonas Económicas Especiales

Resumen Ejecutivo

Si bien será difícil descarbonizar operaciones en los denominados *sectores difíciles de abatir*, la tarea está lejos de ser imposible. Las empresas vinculadas a sectores intensivos en la generación y el uso de energía han venido declarando públicamente su intención de convertirse en carbono neutral para 2050. Si bien su visión a largo plazo es clara, el desafío más desconcertante para estas organizaciones se encuentra en sus trayectorias u hojas de rutas a seguir en el futuro inmediato.

Las empresas de la *industria petroquímica y química (IPYQ)*, cuyos modelos comerciales principales se basan en el procesamiento de productos refinados del petróleo y gas natural están aprovechando la transición a una economía baja en carbono como un medio para transformar no solo la forma en que operan, sino también lo que ofrecen a través de la *integración de las refinerías de petróleo crudo con las industrias petroquímicas* entre otras acciones.

La multitud de *cadena de valor que dependen de la IPYQ* la convierte en una importante contribución a las emisiones del ciclo de vida en muchos sectores de la economía. Por su parte, la *industria química* lleva mucho tiempo comprometida con el reciclaje, y el uso de sub-productos, desechos y material usado por décadas demostrando ser económicamente exitosa, pero a una escala modesta. Los acuerdos mundiales voluntarios han colocado a la *eficiencia energética*, las *energías renovables* y la *economía circular* al frente y al centro de las discusiones con tareas pendientes lo cual compromete a las empresas de esta industria.

Las *empresas no están impulsadas por igual hacia la sostenibilidad*: el camino de cada empresa hacia la sostenibilidad tiene sus propios desafíos únicos, y las soluciones dependerán en gran medida del contexto del país, el mercado, el portafolio de productos, sus fuentes proveedoras de materias primas e incluso las propias capacidades gerenciales de las empresas.

Aunque la *sostenibilidad* es un factor importante para el éxito, no es el único factor en juego. La *digitalización* ha evolucionado de una herramienta de control y eficiencia de procesos a una estrategia holística para mejorar los procesos y actividades internas y externas, así como sus productos.

Las *empresas deben reducir su impacto ambiental*. Una de las formas más significativas de hacerlo es *gestionando su huella de carbono*, y esto comienza con el *monitoreo de las emisiones de carbono* y, posteriormente, con la definición de su *estrategia de descarbonización*.

Venezuela es un país que dispone de una *matriz energética relativamente estable estructurada en torno a los combustibles fósiles, el gas natural y la hidroelectricidad* con el potencial de desarrollar acero, aluminio, energías verdes y consolidar una integración de sus negocios de refinación y petroquímicos en un entorno de sostenibilidad

Venezuela tiene grandes oportunidades de mejoras en los temas de quema y venteo de gas, procesamiento del coque, procesos de recuperación mejorada de pozos, reinyección de gas natural en los pozos, mejoramiento de la red de gasoductos, así como en las iniciativas potenciales de la integración de refinerías a la IPYQ en base a las reservas existentes de gas natural asociados a la producción de crudo y costa afuera que dispone. Sin embargo, para materializar dichos potenciales requiere de un marco de políticas públicas en sintonía con la dinámica mundial de la industria, incentivos, *alianzas estratégicas con inversionistas privados* que le permitan disponer de tecnología, mano de obra especializada, acceso a mercados y recursos financieros.

Tomando como punto de partida no solamente las condiciones del mercado mundial de la IPYQ, sino el estado de situación de los *tres complejos petroquímicos existentes (y sus plantas)*, así como el de la infraestructura de extracción de crudo y refinación de petróleo y sus derivados, la industria del gas y su sistema de distribución se han venido planteando posibles iniciativas.

En este sentido, se visualiza una *petroquímica en el occidente del país* (estado Falcón y Zulia) fundamentada en el incremento de la producción de gas asociado en el Lago de Maracaibo para abastecer al Complejo “Ana María Campos, AMC” y en el fortalecimiento de la integración del Complejo Refinador Paraguaná (Amuay y Cardón) con el negocio petroquímico (Complejo CRP-PET) y la producción de gas costa afuera. Un planteamiento similar se plantea para *la zona central del país* en el caso del Complejo Petroquímico “Hugo Chávez, HCF” con la refinería de El Palito ambos ubicados en el estado Carabobo. Por otra parte, se ha planteado una *estrategia para la petroquímica en el oriente del país* (estado Anzoátegui) tomando como base al Complejo Petroquímico “José Antonio Anzoátegui, JAA”, la refinería de Puerto La Cruz, el gas natural (y sus líquidos) que se producen, queman y ventean en el estado Monagas y el coque que se deriva del procesamiento del crudo que se refina en el CRP y en el Complejo JAA.

El cambio climático y la transición energética requieren un replanteamiento de los roles del estado y el sector privado en los mercados energéticos. El modelo basado en empresas estatales, existente en Venezuela, tiene que ser transformado en uno de alianzas público-privadas y privadas-privadas.

Aprovechar estratégicamente sus abundantes recursos de gas natural y su potencial en hidrógeno verde y azul, impulsando al mismo tiempo la transformación de la IPYQ hacia un modelo más limpio y circular, puede generar importantes beneficios económicos, atraer IED y crear empleos verdes. La implementación de políticas públicas sólidas, como las sugeridas en la hoja de ruta de tres fases propuesta, es crucial para mitigar los riesgos, crear un entorno de inversión atractivo, desbloquear el financiamiento climático y asegurar que Venezuela capitalice esta oportunidad histórica, convirtiéndose en un motor de desarrollo sostenible y referente energético en la región.

1. La Transición Energética y Descarbonización en América Latina y el Caribe

Antecedentes

El crecimiento económico en los últimos dos siglos ha sido impulsado en gran medida por un consumo intensivo de energía fósil, la modificación del uso del suelo y la sobreexplotación de recursos naturales. Aunque este modelo de desarrollo ha mejorado significativamente las condiciones de vida globales, ha llevado a una crisis ambiental que pone en riesgo el bienestar humano y los ecosistemas. En este contexto, América Latina y el Caribe (ALC) enfrenta desafíos y oportunidades singulares para avanzar en la mitigación del cambio climático y promover un desarrollo sostenible e inclusivo.

Históricamente, los países desarrollados han sido los mayores emisores de gases de efecto invernadero (GEI) y, por tanto, deben asumir mayores obligaciones de mitigación. Sin embargo, una reducción exclusiva de los países desarrollados sería insuficiente, dado que el 75 % de las emisiones de los gases de efecto invernadero (GEI) actuales vienen de países de ingresos medios y bajos, entre las cuales está el 11 % generado en ALC. (BID, 2022; Kiessling, 2021).

La energía es un insumo esencial para cualquier actividad humana, el desarrollo social y económico. El uso del carbón primero; y, el petróleo y el gas natural después, generaron un gran avance en la productividad, mejorando los niveles generales de bienestar y dando forma al mundo tal como lo conocemos hoy. Sin embargo, hoy en torno al 73% de las emisiones globales de GEI son generadas por la energía producida mediante la quema de combustibles fósiles. Por esta razón, la descarbonización y la lucha contra el cambio climático implican una transformación radical en la forma en que suministramos y utilizamos la energía. (BID, 2023; CAF, 2023; CEPAL, 2024).

Contexto Global y Regional: Metas y Desafíos

Desde 1850, se han emitido aproximadamente 2.351 giga toneladas de CO₂ (GtCO₂), con el 68% de estas emisiones provenientes del uso de combustibles fósiles. El mundo desarrollado ha tenido una mayor responsabilidad en estas emisiones históricas, puesto que ha contribuido con el 45 % de las mismas. En contraste, ALC ha contribuido con el 10 %. Estas diferencias en el origen de las emisiones coexisten además con notables disparidades en los niveles de ingresos por habitante entre países. Para cerrar estas brechas, es preciso que el mundo en desarrollo y ALC, en particular, crezca más rápido que los países desarrollados, lo cual impone un desafío en un contexto en el que se busca la reducción de emisiones de GEI (Brassiolo et al., 2023).

El Acuerdo de París, firmado en 2015, durante la Conferencia de las Partes (COP21) de la CMNUCC, y adoptado por 196 países, de los cuales 33 son de ALC, es la

piedra angular de la acción climática hoy. En esta instancia se estableció el objetivo de limitar calentamiento global muy por debajo de 2°C, preferiblemente a 1,5°C, en comparación con los niveles preindustriales y definió varios instrumentos para su implementación, como la elaboración de las *contribuciones nacionales determinadas* (NDC, por sus siglas en inglés) y las *estrategias climáticas de largo plazo* (LTS, por sus siglas en inglés), entre otras herramientas. Para lograr esto, se requiere la colaboración entre gobiernos, organizaciones internacionales, ONGs, academia y sector privado.

La *revisión de las NDC más recientes* señala que ALC se compromete para 2030 con una reducción de alrededor del 11 % en sus emisiones con relación a 2020. Esta reducción es superior a la obtenida a nivel global (inferior al 1 %), pero menor que las implícitas para América del Norte o la Unión Europea, de más del 37 % y el 29 %, respectivamente. (Lang et al., 2023)¹.

Para cumplir ese objetivo, considerando el aumento poblacional esperado y un crecimiento del PIB per cápita del 4 % anual, las emisiones por unidad del producto (PIB) deben bajar anualmente en un 5,5 %. Ese descenso es mayor que el ocurrido en los últimos 10 años en la región, donde las emisiones por unidad de producto han caído en promedio el 2,6 % anual (BID, 2023; CAF, 2024).

La *mitigación del cambio climático* es una tarea compleja que requiere un enfoque gubernamental plenamente integrado con *acciones de corto, mediano y largo plazo* que haga hincapié en el desarrollo sostenible, en lugar de depender de un instrumento de política central como la fijación de precios al carbono, depender de uno o dos ministerios claves, de allí la importancia de establecer alianzas público – privadas, público-público y privada – privada que permitan niveles de capacitación y fortalecimiento institucional que garanticen la gobernanza y capacidad de gestión ante los compromisos adquiridos. (Fasekas et al., 2022; Lilliestam et al., 2021).

No existe una solución única ante los desafíos y oportunidades, ya que cada país tiene un punto de partida muy diferente en términos de suministro de energía, uso de energía, infraestructura, geografía, dotaciones de recursos, capacidad y fortalecimiento institucional, estructura sectorial, situación económica y social. Por lo tanto, las trayectorias a nivel país, sectores y organizaciones serán diversas mientras que todas las fuentes de energía tendrán un papel en la transición hacia economías bajas en carbono.

Los Escenarios Climáticos y sus Implicaciones

Los *escenarios globales de transición energética* son un tema al que se ha prestado particular atención, siendo las proyecciones de la Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en inglés) unas de las más comúnmente referidas. Estos no son pronósticos, sino marcos de referencia para articular acciones. A su vez, la

¹ <https://climateactiontracker.org/climate-target-update-tracker-2035/>

referencia *de cero emisiones* es consistente con el objetivo del Acuerdo de París de mantener la temperatura por debajo de ciertos umbrales críticos.

Los tres escenarios de la IEA típicamente considerados son: primero, el *de políticas actuales* que, como su nombre indica, se basa en las políticas de gobierno actualmente implementadas o en desarrollo. El segundo escenario es el *de compromisos anunciados*, bajo el cual se asume que todos los objetivos declarados por los gobiernos (según las NDC y LTS de cada país) se cumplen por completo y en los plazos previstos, aun cuando actualmente no existan políticas para alcanzarlos. Finalmente, el escenario *de cero emisiones netas en 2050* establece la senda necesaria para lograr la estabilización del aumento de la temperatura mundial en 1,5 °C, así como el acceso universal a la electricidad y a sistemas modernos de energía para 2030 (IEA, 2023a). Estos escenarios han sido empleados para desarrollar herramientas, modelos, analizar desde diversas perspectivas, compromisos, trayectorias y posibilidades de países, sectores económicos y organizaciones a nivel regional (BID, 2024; CAF, 2023-2024; Fasekas et al., 2024; IEA, 2023b).

Los Sectores Económicos y sus Perfiles de Emisiones

ALC es una región vasta, compleja y heterogénea; pero, en términos generales, está conformada por personas de ingresos medios y bajos, países con altos niveles de pobreza y desigualdad, un sector energético relativamente descarbonizado, un porcentaje inferior a la contribución promedio al cambio climático y un perfil de emisiones de GEI impulsado por el sector agropecuario, silvicultura y otros usos de la tierra (ASOUT), cuyas emisiones son mayores que los del uso de energía en muchos países. Por el contrario, la región está dotada de grandes extensiones de territorio y diversos recursos naturales, y el sector del gas natural juega un papel clave, siendo la principal fuente de exportaciones, ingresos fiscales o inversiones en algunos países.

Una característica a tener muy presente entre ALC, y otras regiones del mundo, es la composición de las emisiones según el sector de actividad productiva. En 2019, la mayor parte de las emisiones de ALC (el 58 %) provenían del sector ASOUT. El resto lo explicaron el sector industrial (16 %), los sistemas de energía (13 %), el transporte (11 %) y las edificaciones (2 %). Este patrón sectorial de las emisiones regionales contrasta de manera marcada tanto con el promedio mundial como con la situación de los países desarrollados, en los que los principales sectores emisores de GEI son los sistemas de energía (36%), el transporte (25%), la industria (21%), las edificaciones (10%) y el sector ASOUT (2%) respectivamente. (IEA, 2023b; Minx et al., 2021).

1. Sector Agropecuario y Uso del Suelo (ASOUT)

En ALC, las *emisiones del sector ASOUT* provienen de dos grandes subsectores cuya importancia relativa como emisores se ha mantenido estable en la región

desde 1990 al presente. Por un lado, están las *emisiones asociadas a las prácticas agropecuarias* (20%), tales como la quema de residuos agrícolas, el uso de fertilizantes, el cultivo de arroz y la actividad ganadera. Los GEI generados por estas prácticas son, casi en su totalidad, metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O). Por otro lado, están las *emisiones asociadas a los patrones de uso de la tierra*, que se agrupan dentro de la categoría UTCUTS (38%). En este subsector se incluyen tanto las emisiones de CO₂ procedentes de la deforestación, la tala, expansión de la frontera agrícola y degradación de los bosques como las absorciones por la reforestación y el rebrote de los bosques después de la recolección de madera o del abandono de la agricultura. El hecho de que esta categoría incluya tanto emisiones como absorciones hace más compleja su cuantificación a nivel sector, país y/o región. (CAF, 2024; Minx et al., 2021).

Los esfuerzos de mitigación en el sector agropecuario se enfrentan a dos desafíos principales. La seguridad alimentaria, que impone al sector una necesidad de aumentar su producción, teniendo en cuenta que América Latina es un actor clave en el comercio de alimentos a nivel mundial y que para 2050 se debería aumentar la producción global de alimentos en un 50 % respecto a la producción de 2012 (FAO, 2017). Y, *la importancia económica que tiene la agricultura en la región*, siendo un sector fundamental para la mayoría de los países en términos de exportaciones, nivel de actividad económica y con una participación muy alta de la agricultura familiar y de subsistencia a nivel de diversos rubros. En consecuencia, estos deben tener en cuenta estas dos problemáticas y priorizar aquellos que conlleven mejoras en la productividad, promuevan la aforestación, reforestación, y desincentiven la deforestación.

Entre *las técnicas agropecuarias vinculadas al cambio climático destacan* las aplicadas a la ganadería (calidad y composición de los alimentos, manejo del estiércol, digestión anaeróbica), la agricultura (agricultura de precisión, siembra directa) y las soluciones basadas en la naturaleza (cultivos de cobertura, gestión de suelos y la agro-silvicultura), ver CAF (2023), Nabuurs et al., (2022), UICN (2023).

En materia de adaptación es fundamental fortalecer la resiliencia de los sistemas agropecuarios frente a los impactos del cambio climático. Esto implica promover prácticas agrícolas sostenibles que optimicen el uso de recursos, como el agua y el suelo, y sean más resistentes a eventos climáticos extremos, como las sequías e inundaciones.

El control de las emisiones originadas en el uso de la tierra (UTCUTS) constituye el principal desafío que afronta la región, en su conjunto, en su contribución a la solución global del fenómeno climático y, al mismo tiempo, ofrece una oportunidad para lograr sinergias entre la reducción de las emisiones y la conservación de los ecosistemas y la biodiversidad. ALC es una región muy

diversa y esto se refleja en las diferencias en los patrones de emisión de los distintos países. Esto implica que no hay una estrategia única en materia de reducción de emisiones y que los espacios de mitigación serán específicos a cada país.

2. Sector Industrial

A escala mundial, el *sector industrial* en su conjunto emite el 24 % de las emisiones totales de CO₂ procedentes de la quema de combustibles y de los procesos industriales que gestiona (Minx et al., 2021; Lamb et al., 2021). Esto corresponde al 22 % del total de GEI.

En 2019, la industria contribuyó con el 16 % de las emisiones de GEI en ALC y fue el segundo sector con más emisiones después del ASOUT. El sector industrial ha aumentado ligeramente su participación desde 1990, cuando era responsable del 14 % de las emisiones. (Minx et al., 2021; Lamb et al., 2021).

La industria se compone de muchos sub-sectores distintos los cuales pueden agruparse dependiendo de la intensidad de calor que requieren sus procesos de transformación y/o de las materias primas que emplean. Es por ello que se habla de las *otras industrias* (p. ej., alimentos, bebidas, calzado, textil, madera, metalmecánica, pulpa y papel entre otras) que tienen necesidades de calor moderadas relacionadas con procesos como el vapor a temperatura baja o media, la cocción o la pasteurización. Estos procesos usualmente pueden lograrse con temperaturas de 150 °C o menos. *La descarbonización en estos casos se centra en la eficiencia energética y la electrificación de la demanda de calor bajo para los múltiples procesos asociados a los eslabones de las cadenas de los tipos de sub-sectores industriales.* Este sub-sector generó el 27% de las emisiones del sector industrial de la región en 2019.

Por otra parte, se identifican las denominadas *industrias difíciles de abatir* entre las que se encuentran las del hierro y el acero, el aluminio, el cemento y el concreto, la refinación de petróleo, los productos petroquímicos y químicos entre otros, *estos sub-sectores tienen requisitos específicos de combustibles, materias primas y dependen de procesos industriales que requieren para su desempeño altas temperaturas.* En este tipo de industrias la estrategia de descarbonización descansa en mejorar la eficiencia energética y reemplazar todos los combustibles y materias primas asociadas con procesos de altas temperaturas empleando alternativas de bajas emisiones. El subsector manufacturas de sustancias químicas es importante, ya que causa el 19 % de las emisiones, seguido por la extracción y producción de metales (acero, aluminio y hierro) y el proceso del cemento, que contribuyen con el 9 % y el 8 %, respectivamente.

El hidrógeno verde, definido como el hidrógeno producido a partir del proceso de electrólisis utilizando electricidad limpia (por ejemplo, hidráulica entre otras),

será clave para reducir las emisiones del hierro, el acero, el aluminio, el cemento, productos refinados del petróleo, petroquímicos y químicos como el de los fertilizantes a base de amoníaco (Bataille, 2020). El hidrógeno puede reemplazar el carbón para la reducción de mineral de hierro en hornos de Hierro de Reducción Directa (DRI por sus siglas en inglés), mientras que los hornos de arco eléctrico, que actualmente se usan solo para reciclaje, pueden combinar chatarra de alta calidad y baja contaminación con hierro primario nuevo de bajo contenido de GEI de hornos DRI. (Clemente, 2022; Fasekas et al., 2024; Vásquez, 2022).

La digitalización y la automatización de procesos, junto con el uso de energías renovables, pueden mejorar la eficiencia y reducir la huella de carbono de estas industrias y las empresas que las conforman.

La innovación tecnológica, como el uso de combustibles alternativos y la mejora de la eficiencia energética, son elementos fundamentales para gestionar las emisiones. Las tecnologías de captura y almacenamiento de carbono (CCS) y captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS) pueden ser esenciales para reducir las emisiones de estas industrias por lo que la investigación y el desarrollo en estas tecnologías deben ser una prioridad. Además, la adopción de prácticas de economía circular y la mejora de la eficiencia en el uso de recursos pueden contribuir a la reducción de emisiones en estas industrias.

A nivel de subsectores industriales, el manejo de desechos es la actividad que más contribuye a las emisiones del sector en ALC, siendo responsable del 38 % de las mismas en 2019. Los residuos orgánicos se generan principalmente en la producción y el consumo de alimentos y bebidas, que constituye una de las industrias que más recursos consume (IEA, 2023b; Searchinger et al., 2019). Aunque es difícil de cuantificar, se estima que hasta el 30 % de la producción mundial de alimentos, que asciende anualmente a 1300 millones de toneladas, no se consume, sino que se pierde antes de llegar a los consumidores o es desperdiciada por los consumidores finales (FAO 2023).

La gestión de emisiones en los subsectores mencionados debe orientarse a reducir los residuos orgánicos y mejorar la gestión del metano de los residuos que, se generan a pesar de todo. El metano puede degradarse a CO₂ a través de la captura y la valorización energética o puede evitarse utilizando sistemas de compostaje a escala urbana. La captura de metano también se puede aplicar a los sistemas de recolección de aguas residuales, según el contexto (Climate and Clean Air Coalition, 2022; WRI, 2022b).

En ALC, los residuos representaron el 6 % de los GEI en 2018 (CAF, 2023). A escala municipal, la gestión de los residuos es importante teniendo en cuenta los crecientes niveles de consumo de materiales y residuos de los hogares. Actualmente, menos del 1 % de los residuos se compostan en la región y solo el 4,5 % de los desechos se reciclan, mientras que, aproximadamente, una cuarta

parte de los residuos terminan en vertederos abiertos y dos tercios en vertederos (Circular Economy Coalition, 2022; Clemente (2022), Kaza et al., 2018).

Un cambio a una economía circular, es decir, un esfuerzo por reducir el consumo y reutilizar, readaptar, reparar o reciclar materiales al final de su vida útil tanto como sea posible, es la estrategia a seguir para la gestión de emisiones vinculadas a los desechos y residuos, ya que puede reducir drásticamente la demanda de recursos como plásticos, productos de madera y metales, así como la energía para procesar nuevas materias primas (IPCC, 2022, caps. 5 y 11). Dado que estos recursos a menudo se generan a través de procesos que son intensivos en energía y altamente contaminantes (como la minería y la extracción de nuevas materias primas), una economía más circular puede reducir las emisiones (IEA, 2021d; Bataille, 2020; Rissman et al., 2020). La implementación de prácticas de economía circular y la reducción de la generación de residuos en origen son estrategias efectivas para minimizar las emisiones de este subsector.

El sector industrial tiene el reto de aumentar la eficiencia energética, adoptar tecnologías bajas en carbono y utilizar fuentes de energía renovable para reducir las emisiones. Mejorar la gestión de residuos, incrementar las tasas de reciclaje y adoptar tratamientos avanzados de aguas residuales son soluciones clave. La industria también necesita adaptarse a los impactos físicos del cambio climático, como los eventos climáticos extremos, haciendo más resiliente su infraestructura, sus operaciones y cadenas de suministro.

3. Sector Suministro de Energía

El *sector suministro de energía* comprende todos los procesos de extracción, conversión, almacenamiento, transmisión y distribución de la energía utilizada por los sectores de uso final, como la industria, el transporte, la agricultura y los hogares. Esto incluye la explotación de hidrocarburos y carbón, la refinación de petróleo y la generación de electricidad.

Este sector es responsable del 13 % de las emisiones de ALC, una contribución muy por debajo del 36 % de los países desarrollados. Esto se explica por el menor consumo de energía per cápita en ALC asociado a sus menores niveles de ingreso per cápita y porque su matriz eléctrica es relativamente más limpia en relación al resto del mundo (Minx et al., 2021; OLADE, 2023).

En ALC, la matriz eléctrica entre países difiere de una manera importante en cuanto a sus tipos de fuentes (OLADE, 2022a). Allí se distinguen tres grupos, ellos son:

- los países cuya generación eléctrica proviene mayoritariamente de fuentes renovables, en especial, la energía hidroeléctrica. En este grupo destacan Paraguay, Costa Rica y Uruguay, donde casi toda la electricidad proviene de

esas fuentes. También pertenecen a este grupo Brasil, Colombia, Ecuador, Panamá, Perú y Venezuela, donde la energía hidroeléctrica es la fuente dominante.

- Aquellos cuya generación eléctrica se realiza mayoritariamente a partir de gas natural. Aquí se encuentran Argentina, Bolivia, México y, particularmente, Trinidad y Tobago.
- Los países donde dominan las fuentes más contaminantes en la producción de electricidad, el petróleo y el carbón. Aquí destacan Chile, República Dominicana y Jamaica.

Las proyecciones sobre generación eléctrica, bajo el escenario de continuismo (*“business as usual”*) de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE, 2022b), sugieren que en ALC el gas natural se convierta en la principal fuente de energía, pasando de una participación del 27 % en 2020 al 35 % en 2050. Por su parte, las fuentes renovables de energía mantienen un peso prácticamente constante a pesar del pronunciado crecimiento de las fuentes de energía renovables no convencionales (como la eólica, la solar y la geotérmica). Mientras que la energía hidroeléctrica, por el contrario, pierde importancia en la generación eléctrica, pasando del 46 % al 32 % respectivamente.

El problema de la calidad del sistema eléctrico y del acceso a la electricidad se puede exacerbar por los efectos del cambio climático. Esto es especialmente relevante para la generación hidroeléctrica en la región y, sobre todo, en países como Brasil, Colombia, Costa Rica, Ecuador, Paraguay y Venezuela, cuya matriz eléctrica es altamente dependiente de esta fuente de energía. Esto plantea el desafío de identificar y diseñar las medidas efectivas para minimizar los efectos adversos del cambio climático en el sistema hidroeléctrico de la región y mejorar su resiliencia.

La transición a energías renovables permitiría a los países importadores netos de hidrocarburos reducir su dependencia de los combustibles fósiles. *Otra consecuencia de la migración a una matriz eléctrica verde son los activos varados*, como los yacimientos de gas y petróleo, así como la infraestructura instalada para su extracción. (BID, 2023; IEA, 2023b).

Los países productores de hidrocarburos sufrirían impactos en materia fiscal, y en ingresos de divisas por sus exportaciones, como consecuencia de la adopción de tecnologías limpias. Esta realidad refuerza la necesidad de que la transición sea progresiva en el tiempo y que estos países migren primero hacia una matriz energética basada en el gas natural y las fuentes renovables, utilizando la infraestructura que ya poseen para la extracción y comercialización de gas natural. (BID, 2023; OLADE, 2023).

ALC cuenta con grandes reservas de gas natural, cercanas al 4 % de las reservas mundiales, con una gran concentración en Venezuela, donde se encuentra el 74 % de las existentes en la región. Luego sigue en importancia

Argentina (5%), Brasil (5%), Perú (4%), Trinidad & Tobago (4%) y México (3%). Por otra parte, el 73% de las importaciones regionales son intrarregionales, ver OLADE (2023).

Al considerar la incidencia de las emisiones directas, el gas natural se destaca por tener el factor de emisiones más bajo entre todos los combustibles siendo la mitad del correspondiente al carbón vegetal y un 24 % inferior al del gasóleo. Esta ventaja se incrementa al incorporar las emisiones indirectas por pérdidas de eficiencia en los procesos de producción, transformación y transporte de combustibles, ya que el gas natural genera emisiones por este concepto que resultan un 72% y 32% menores que los combustibles de referencia mencionados. (CAF,2023; OLADE, 2023).

El gas natural puede actuar como una fuente complementaria a las energías renovables intermitentes, como la solar o la eólica, ya que puede utilizarse para generar energía cuando estas fuentes no están disponibles o son insuficientes para cubrir la demanda. Esto permite una mayor integración de las energías renovables en la matriz energética, reduciendo así la dependencia de los combustibles fósiles más contaminantes. Al mismo tiempo, es una fuente de energía flexible y versátil, que puede utilizarse en diferentes sectores, como la generación eléctrica, la industria, el transporte y la calefacción. Su bajo costo y amplia disponibilidad en la región lo hacen especialmente adecuado durante la transición energética para países con altos niveles de demanda energética y limitados recursos financieros para invertir en energías renovables.

4. Sector Transporte

El sector del transporte incluye el movimiento de personas o bienes mediante vehículos, como automóviles, camiones y motocicletas, o en aviones, barcos, ferrocarriles y por tuberías. Este sector es responsable del 11 % de las emisiones de GEI en ALC y contribuye con el 35 % de las emisiones de CO₂ relacionadas con el consumo de combustibles fósiles, mucho mayor que el 23 % observado a nivel mundial. El transporte por carretera fue responsable del 88 % de las emisiones de GEI de todo el sector en 2019, aumentando ligeramente desde un 85 % en 1990.

La electrificación del transporte, el fomento del transporte público y la implementación de políticas de movilidad sostenible son estrategias clave para reducir las emisiones. La promoción de vehículos eléctricos y la mejora del transporte público urbano pueden contribuir significativamente a la reducción de emisiones en el sector transporte. Además, la adopción de biocombustibles y la mejora de la eficiencia de los vehículos convencionales son acciones complementarias importantes.

El cambio climático puede afectar la infraestructura de transporte, como las carreteras, los puentes y puertos. Esto presenta el reto de construir

infraestructura más resistente a los impactos del cambio climático, como el aumento del nivel del mar y los eventos climáticos extremos.

5. Sector Edificaciones

El sector de edificaciones se refiere al uso y operación de edificios tanto residenciales como comerciales. Las emisiones de GEI de este sector provienen del consumo de energía para calefacción, refrigeración, iluminación, calentar agua, cocinar, el funcionamiento de electrodomésticos, equipos electrónicos y de oficina, etc. También incluyen la fuga de gases fluorados (Fgas) usados en la refrigeración y los aires acondicionados. La mayoría de estas emisiones son indirectas, provenientes de la generación externa de electricidad. El resto son emisiones directas que resultan principalmente de la quema de combustibles fósiles y biomasa para calefacción, agua caliente y cocina, así como la generación de electricidad in situ. En 2019, las emisiones directas de edificaciones fueron responsables solo del 2 % de las emisiones totales de GEI en ALC.

El sector residencial contribuye con el 81 % de las emisiones directas de todo el sector, mientras el no residencial aporta el 17 %. El 2 % restante corresponde a la fuga de hidro fluoro carbonos (Fgas) comúnmente utilizados en sistemas de refrigeración, gases de efecto invernadero muy potentes.

A nivel mundial, las emisiones asociadas a la producción de cemento y acero para la construcción equivalen al 75 % de las emisiones directas de las edificaciones (IPCC, 2022a). El sector de edificaciones es un importante emisor de GEI tanto a través del uso de combustibles fósiles en la operación de edificios como por las emisiones asociadas con la producción de materiales de construcción, el transporte de materiales y la construcción y demolición de edificios.

La construcción de edificios verdes y la renovación de edificaciones existentes para mejorar su eficiencia energética deberán ser prioridades. Implementar estándares de construcción sostenibles y fomentar la adopción de tecnologías de eficiencia energética puede transformar el sector de la construcción en ALC. La promoción de materiales de construcción sostenibles y la integración de fuentes de energía renovable en los edificios son estrategias adicionales para reducir la huella de carbono del sector.

Los Desafíos Hacia la Transición Energética y Descarbonización Sectorial

La ruta hacia una reducción considerable de las emisiones de GEI de origen energético no está libre de desafíos. El primero tiene que ver con el *ámbito tecnológico*. Un progreso vigoroso en diversas tecnologías es vital para asentar oportunamente los pilares de la transición energética. Esto incluye no solo avances adicionales en la generación eléctrica a partir de fuentes renovables, sino también

en las tecnologías de almacenamiento de energía; el desarrollo de tecnologías de captura y almacenamiento de carbono; el desarrollo y penetración del combustible de bajas emisiones en procesos productivos, así como mejoras de la eficiencia y la electrificación de los consumidores, entre otros. La verdadera pregunta es cómo subirse al tren de las industrias de rápido crecimiento que van a ayudar al mundo a reducir sus emisiones y a llegar a la prometida neutralidad en carbono, que equivale a un saldo neto de cero emisiones².

El 36 % de la reducción de emisiones hasta 2070 se espera que provengan de tecnologías que están actualmente en la fase de prototipo o demostración y hasta un 39 % de tecnologías que se encuentran en fase de adopción temprana. En contraste, solo el 20 % de la reducción de las emisiones procederían de tecnologías ya maduras (IEA, 2020c; BID, 2024; DOE, 2023).

Un segundo desafío importante se asocia con la *existencia de activos naturales y físicos vinculados a la energía de origen fósil*. Uno de estos activos son las mismas reservas de hidrocarburos, que, para muchos países de la región, han representado una importante fuente de ingresos fiscales y externos (exportaciones).

Un tercer desafío importante tiene que ver con la dependencia de los metales críticos. La electrificación de la economía y el desarrollo de tecnología para energías de baja emisión demandan importantes cantidades de ciertos minerales, tales como el cobre, el cobalto, el coltrán, el níquel y el litio. Es incuestionable que viene un auge de la minería, porque hoy no hay suficiente cantidad de estos minerales para atender la demanda. Algunos países de América Latina (por ejemplo, Argentina, Bolivia, Chile y Perú) cuentan con importantes reservas de estos minerales. La transición energética ofrece a esos países una oportunidad para integrarse en las cadenas de valor de la energía limpia e impulsar así su desarrollo económico (Hausmann, 2023; IEA, 2022).

En la ruta de *reducción acelerada de las emisiones*, esta dependencia de ciertos minerales representa un potencial obstáculo si la oferta no responde a los requerimientos de la demanda. La oferta de estos minerales tiene ciertas características que introducen riesgos (IEA, 2022). La primera de ellas es que está geográficamente concentrada, lo que hace que el suministro sea vulnerable a una serie de circunstancias, como la inestabilidad política o los eventos ambientales.

Obviamente, el desafío para los lugares ricos en esos recursos es poder expandir la capacidad de producción y maximizar el valor que puedan crear, incluyendo el procesar esos bienes primarios y convertirlos en bienes de capital. Un obstáculo transversal en el camino hacia la reducción de emisiones es la necesidad de vastos recursos para financiar la mitigación (y la adaptación) al cambio climático.

2 <https://ndcpartnership.org/knowledge-portal/climate-toolbox/decarbonising-hard-abate-sectors-renewables-perspectives-g7>

Los países de ALC tienen rasgos que los diferencian notablemente de los desarrollados y que condicionarán sus procesos de transición energética. *La viabilidad de lograr un crecimiento económico vigoroso con una reducción de las emisiones, un proceso denominado desacople (conocido también por el término inglés “decoupling”), depende de un cúmulo de factores ambientales, tecnológicos, regulatorios, económicos e incluso culturales.* (CAF,2024).

La región de ALC tiene por delante un *triple desafío*: reducir la brecha del producto por habitante respecto al mundo desarrollado, disminuir la desigualdad y la pobreza, y proteger el medio ambiente, todo esto en un contexto global de transición energética. (BID,2024; CAF, 2024; CEPAL, 2024).

Por un lado, están los *viejos problemas de desarrollo: bajo crecimiento, baja productividad, informalidad productiva y desigualdad*. En lo que respecta al tema energético, aún existen brechas de acceso y calidad por cerrar y, en algunos países, subsidios a la energía fósil que pueden desincentivar la eficiencia energética y la sustitución de fuentes fósiles. En lo que se refiere a las emisiones, destaca la importancia relativa de fuentes no energéticas, específicamente las asociadas al sector de ASOUT.

Finamente, está la cuestión de la dotación natural: algunos países tienen un importante potencial eólico o solar, lo que les da la oportunidad de atraer inversión aprovechando la ventaja de contar con energía limpia (lo que en inglés se conoce como “powershoring”), o importantes reservas de minerales necesarios para la transición energética, mientras que otros, mantienen importantes reservas fósiles que corren el riesgo de convertirse en activos abandonados.

El “powershoring” (acercar las industrias de uso intensivo de energía a los lugares donde se genera energía limpia) es una ventaja potencial para el crecimiento de los países en desarrollo. Dado que la energía verde es principalmente electricidad, que cada vez es más barata pero menos transportable, será más rentable reubicar industrias como las de fabricación de acero, procesamiento químico y fabricación de cemento que llevar la energía a donde están ahora.

La ubicación de las actividades industriales refleja nuestro *sistema energético basado en el carbono*, con sus bajos costos de almacenamiento y transporte. La *energía verde*, por el contrario, es costosa de almacenar y transportar, lo que implica que reducir las emisiones de GEI requerirá que las industrias con uso intensivo de energía se trasladen a regiones con fuentes renovables verdes y económicas.

Pero las industrias que consumen mucha energía se encuentran actualmente lejos de estos lugares ideales. Para facilitar una descarbonización eficiente, es fundamental reubicarlas. A los países les llevaría varias décadas descarbonizar sus redes eléctricas, e incluso a los países con abundantes recursos renovables les resultaría muy costoso dismantelar su capacidad existente de combustibles fósiles porque esa inversión debe pagarse, independientemente de si las instalaciones siguen operativas o no.

Es probable que estos costos ralenticen la transición energética en el sector manufacturero. Pero el proceso podría acelerarse si los países con fuentes de energía limpia, abundantes y baratas desarrollan parques industriales verdes.

Los parques industriales verdes facilitarían la reubicación global de industrias de uso intensivo de energía, acelerarían el desarrollo de energía renovable en regiones ricas en recursos y alentarían a los gobiernos a ir más allá de sus objetivos individuales de descarbonización. También acelerarían la reducción global de las emisiones en la industria manufacturera al hacer que sea financieramente viable reubicarse temprano en regiones que puedan producir energía verde barata. Por último, podrían ahorrarle al mundo millones de toneladas de paneles solares, turbinas eólicas, cables y baterías colocando estos bienes de capital en lugares donde, gracias a las condiciones naturales, puedan ser más productivos. (Hausmann, 2023).

El Compromiso de la Neutralidad de Carbono: De la Hoja de Ruta a la Acción

Las empresas y organizaciones empresariales vinculadas a sectores intensivos en la generación y el uso de energía (acero, aluminio, cemento, petróleo y gas, minería y metales, petroquímica y química, servicios públicos y energías renovables) entre otros *han venido declarando públicamente su intención de convertirse en carbono neutral para 2050*³.

La transición hacia un futuro de energía limpia está en marcha y cambiará casi todos los aspectos de los activos y operaciones de las organizaciones. Considerando una visión global de todos los sectores, los principales impulsores de la descarbonización incluyen:

- Demandas de clientes, proveedores, empleados y comunidad.
- Presión de los inversionistas (tradicionales y con propósito)
- Leyes, reglamentos y políticas (globales y sectoriales) y compromisos gubernamentales.
- Tecnología y reducción de costos operativos: una frontera más eficiente.

Las empresas de los sectores *del petróleo, el gas, la petroquímica y los productos químicos*, cuyos modelos comerciales principales se basan en la producción y el procesamiento de hidrocarburos, en general han tardado más en cambiar. No obstante, varias empresas ahora están aprovechando la transición a una economía baja en carbono como un medio para transformar no solo la forma en que operan, sino también lo que ofrecen a través de la *integración de las refinerías de petróleo*

³ <https://sciencebasedtargets.org/companies-taking-action>; <https://climatechampions.unfccc.int/system/race-to-zero/>; <https://www.un.org/es/climatechange/high-level-expert-group>; https://www.un.org/sites/un2.un.org/files/high-level_expert_group_n7b.pdf; <https://www.unep.org/es/resources/informe-sobre-la-brecha-de-emisiones-2022>; <https://initiatives.weforum.org/energy-and-industry-transition-intelligence/net-zero-industry-tracker>; https://www3.weforum.org/docs/WEF_Net_Zero_Tracker_2023_REPORT.pdf

crudo con las industrias petroquímicas (“COTC, Crude Oil to Chemical”). Shell, Repsol, Equinor, Total y BP entre otras han desarrollado planes de inversión inicial para diversificar sus negocios y han establecido objetivos de intensidad energética a largo plazo para reducir las emisiones sus planes incluyen invertir en fuentes de energía renovable, como la solar, eólica, hidrógeno y biocombustibles⁴, además de expandirse a negocios auxiliares bajos en carbono, como paquetes de baterías y tecnologías de equilibrio de red (Murray, 2020). Casos similares se observan en empresas de ALC, por ejemplo, Ecopetrol⁵, EP Petroecuador⁶ y Petrobras⁷ entre otras.

Varias empresas químicas multinacionales (BASF, DuPont, Dow entre otras), que operan en ALC a través de empresas locales aliadas, filiales y/o subsidiarias, han lanzado iniciativas de transformación centradas en la sostenibilidad con iniciativas de carácter mundial⁸.

La IPYQ actual se basa en hidrocarburos, que se utilizan tanto como materia prima como fuente de energía. Esta es en gran parte la razón por la cual el sector a menudo se clasifica como *difícil de abatir*, ya que sus emisiones no se pueden reducir fácilmente. Sin embargo, los avances en la descarbonización de la producción química podrían tener un profundo impacto a nivel mundial. Es probable que los beneficios se extiendan más allá del propio sector, ya que la química proporciona los componentes básicos de muchas cadenas de valor⁹.

La IPYQ está siendo incentivada a descarbonizarse por *presiones regulatorias, científicas y de mercado*. Más que ser la fuerza impulsora, la regulación es una manifestación de esta conciencia cambiante¹⁰. En consecuencia, aumentan las prohibiciones de plásticos no biodegradables de un solo uso¹¹, la responsabilidad

4 https://www.climateaction100.org/whos-involved/companies/?search_companies&company_sector=oil-and-gas

5 <https://www.ecopetrol.com.co/wps/wcm/connect/f0c35051-095e-4e50-ad88-27d4c0e88136/Info+Relevante+reducci%C3%B3n+emisiones+2050.pdf?MOD=AJPERES&attachment=false&id=1616670720782>

6 <https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/2021/12/Petroinforma-1.pdf>

7 https://sustentabilidade.petrobras.com.br/enUS/?_gl=1*1jdadz9*_ga*MTg4MDMxNTQ3OS4xNjU1MTMzNTA5*_ga_9TG5WL85H3*MTY1NTEzMzUwOS4xLjEuMTY1NTEzMzUzMzUzMi4zNw

8 <https://www.dupont.com/news/dupont-announces-2030-sustainability-goals.html>,
<https://corporate.dow.com/en-us/science-and-sustainability/commits-to-reduce-emissions-and-waste.html>,
<https://investors.dow.com/en/news/news-details/2020/Dow-sets-targets-to-reduce-GHG-emissions-stop-plastic-waste-and-drive-toward-a-circular-economy/default.aspx>,
<https://www.basf.com/global/en/investors/sustainable-investments/global-sustainability-goals.html>

9 <https://www.mckinsey.com/industries/chemicals/our-insights/petrochemicals-2021-regional-fortunes-and-growing-sustainability>, <https://www.mckinsey.com/business-functions/sustainability/our-insights/sectors-are-unevenly-exposed-in-the-net-zero-transition>

10 <http://dx.doi.org/10.18235/0003820>

11 <https://www.carbono.news/politica/america-latina-apura-el-debate-para-prohibir-los-plasticos-de-un-solo-uso/>

extendida del productor (REP)¹², las compras públicas sostenibles¹³, las iniciativas de reciclaje¹⁴ y de economía circular¹⁵ entre otras.

Las empresas intensivas en el suministro y consumo de energía y recursos naturales enfrentan dos desafíos relacionados. El primero es que un mayor escrutinio del público sobre la sostenibilidad y las emisiones de GEI está dificultando la obtención de capital para la expansión. Y, el segundo, es que el capital está fluyendo hacia sus competidores insurgentes, que están interrumpiendo estas industrias y comenzando a ganar cuota de mercado.

La hoja de ruta para alcanzar emisiones netas cero es clara y podemos pensar en ella en términos de cuatro categorías, cada una de las cuales comprende una variedad de acciones, tales como:

- *Consumir menos energía.* Reducir los residuos en edificios y entornos industriales, y hacer que los electrodomésticos y la red eléctrica sean más eficientes.
- *Descarbonizar o electrificar.* Cambiar de motores de combustión interna a automóviles y camiones que funcionan con electricidad u otros combustibles bajos en carbono. Electrificar calefacción y sistemas industriales.
- *Suministro de electricidad verde.* Construir más generación de energía renovable y otras fuentes de energía y capacidad sin carbono.
- *Capturar y almacenar carbono (CCS).* Construir sistemas que capturen CO₂ y otros gases de efecto invernadero durante la producción y directamente de la atmósfera. Preservar y mejorar los sumideros de carbono naturales, como los bosques.

Si bien los pasos son claros, lo que falta es un enfoque unificado entre la industria, los formuladores de políticas, los clientes y el capital para hacer que el mundo pase de grandes ambiciones a una acción climática real. Estos diálogos y perspectivas deben abrirse camino en y entre las organizaciones de energía y recursos naturales.

Los sectores económicos están respondiendo de manera diferente, dependiendo de cómo se vean amenazados sus productos, negocios principales, fuentes de utilidades y el financiamiento (Bain, 2022; McKinsey, 2021; 2022).

Si los precios del petróleo siguen altos, estas empresas tendrán más fondos para implementar, lo que podría acelerar las inversiones en nuevos negocios de crecimiento; asimismo, si la demanda de productos fósiles disminuye, la desvinculación entre los precios del crudo y del gas natural se mantiene o intensifica y los temas asociados al cambio climático cobran fuerza se estimulara aún más la

12 <https://cods.uniandes.edu.co/responsabilidad-extendida-del-productor-america-latina/>

13 <https://www.iisd.org/system/files/publications/iisd-handbook-ingp-es.pdf>

14 <https://www.residuosprofesional.com/tasa-reciclaje-en-america-latina-caribe/>

15 <https://www.unep.org/es/events/online-event/lanzamiento-de-la-publicacion-economia-circular-en-america-latina-y-el-caribe>

integración de las refinerías de petróleo crudo con las industrias petroquímicas (COTC).

Por su parte, las empresas químicas están concentrando gran parte de sus esfuerzos e inversiones en investigación y desarrollo asociados a la economía circular: específicamente, cómo abordar el problema de los desechos plásticos reciclando más plásticos o desarrollando productos de base biológica.

Los patrones de inversiones que se vienen identificando son:

- *Grandes apuestas.* Apuntar al liderazgo en nuevos mercados y esperar que este sea tan (o más) importante que el actual negocio principal.
- *Cobertura.* Invirtiendo en nuevos mercados, pero con ambiciones limitadas en relación a sus líneas de negocios principales.
- *Exploratorio.* Evaluar el potencial en un nuevo mercado, pero aún no es un enfoque estratégico importante.

Los *productos petroquímicos y químicos* son un sector diverso, pero se identifican tendencias claras y uniformes a futuro. Algunas empresas se están fusionando, es el caso de las *refinerías y las industrias petroquímicas* (“COTC”)¹⁶, mientras que en los *productos químicos* las empresas están invirtiendo en formas más sostenibles de fabricar o comercializar productos actuales, como hacer que los plásticos sean más reciclables o de base biológica.

Las emisiones globales de GEI alcanzaron un récord de 57,1 GtCO₂e en 2023, con un crecimiento del 1,3 % (0,7 GtCO₂e) respecto al año anterior. Esta tasa está por encima de la tasa promedio de la década anterior a la pandemia de COVID-19 (2010-2019), cuando el crecimiento de las emisiones de GEI promedió el 0,8 por ciento anual.

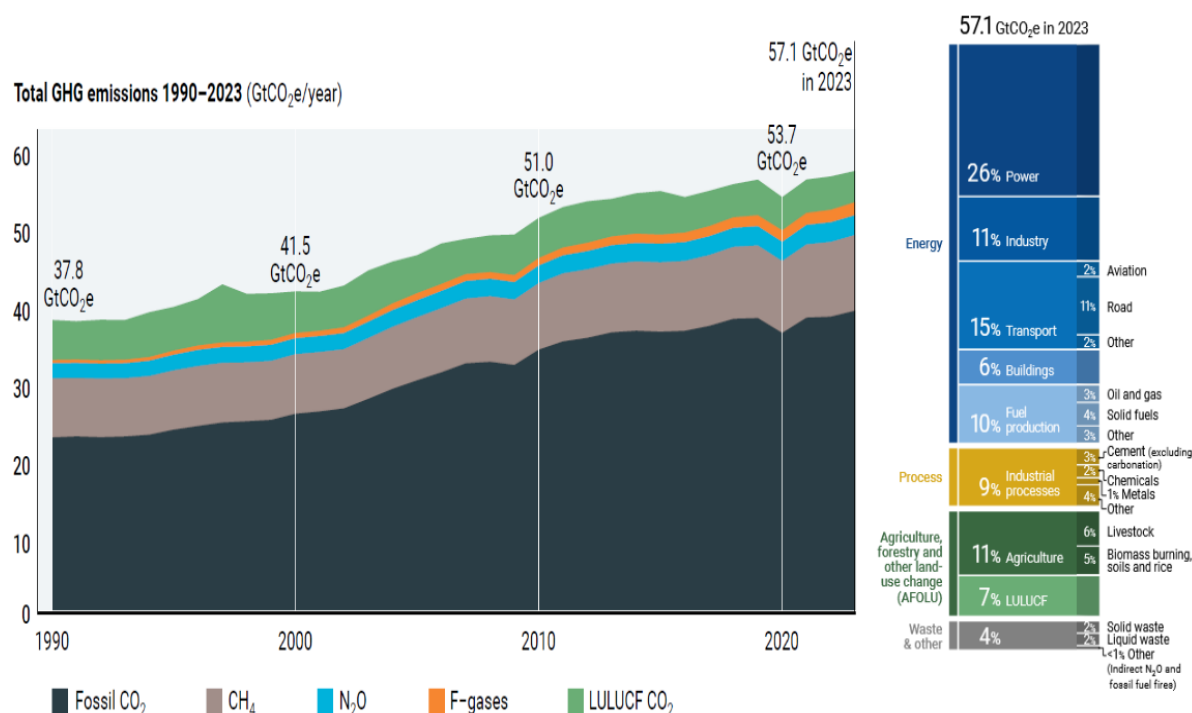
Las emisiones de GEI se producen en diferentes sectores económicos, y están impulsadas por diversas actividades, dinámicas sectoriales y de mercado, procesos, factores socioeconómicos, marcos de políticas y contextos institucionales.

Según cifras recientes, los productos petroquímicos y químicos son responsables del 5,8 % de las emisiones mundiales de GEI (3,8 % por el uso de energía y 2% por otros usos directos, como los subproductos de los procesos químicos), lo que convierte al sector en el segundo mayor emisor después del hierro y producción de acero/metales no ferrosos.

En respuesta, muchas empresas petroquímicas y químicas han aceptado la responsabilidad de reducir las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) y lograr la neutralidad de carbono. Sin embargo, el establecimiento de objetivos es solo el primer paso. Ahora, la industria debe lidiar con cómo, y si, realmente puede lograr la neutralidad de carbono a través de acciones de eficiencia energética entre otras.

¹⁶ COTC = Crude Oil to Chemicals, Gabaldon, 2023; McKinsey (2022)

Figura 1: Emisiones Globales de Gases Efecto Invernadero y por Sectores 1990-2023



Fuente: UNEP (2024)

El Índice de Transición Energética Global (ITEG)

El ÍTEG es una herramienta disponible que compara el desempeño actual del sistema energético de 120 países en términos de equidad, sostenibilidad ambiental y seguridad, y su preparación para la transición, es decir, la medida en que se puede crear un marco adecuado para otorgarle viabilidad a dicho proceso. Los componentes centrales de este entorno incluyen un marco político y regulatorio sólido y la capacidad de atraer y desplegar capital a gran escala. La existencia de factores habilitadores como una fuerza laboral calificada, la innovación y una infraestructura sólida también son parte integral de este marco. (Vijay et al., 2019)¹⁷

El valor del ÍTEG de un país es una combinación de los puntajes obtenidos en los dos subíndices que lo conforman, ellos son: el desempeño del sistema (SP); y, la preparación para la transición (TR), ponderados en 60% y 40%, respectivamente. El desempeño del sistema tiene el mismo peso en términos de equidad, sostenibilidad ambiental y seguridad. Por su parte, la preparación para la transición se divide en dos grupos: facilitadores centrales y factores habilitantes con ponderaciones similares. Los facilitadores principales incluyen regulaciones y compromiso político, y finanzas e inversiones. Mientras que los factores habilitantes

¹⁷ <https://initiatives.weforum.org/energy-and-industry-transition-intelligence/energy-transition-index>

incluyen la innovación, la infraestructura, la educación y el capital humano. (WEF,2024).

Las crecientes incertidumbres mundiales están impidiendo el impulso de la transición energética a pesar de las puntuaciones récord del ÍTEG. Los puntajes promedio globales del índice alcanzaron sus niveles más altos, en 2024, con 107 de 120 países progresando durante la última década. Sin embargo, el panorama global está marcado por la volatilidad económica, el aumento de las tensiones geopolíticas y los cambios tecnológicos. Estas realidades se reflejan en el ÍTEG, donde el ritmo de mejora en los últimos tres años ha disminuido. Las puntuaciones del ÍTEG mostraron una tasa de crecimiento anual compuesta global (CAGR) a tres años del 0,22% en 2024 en comparación con el 0,83% en 2021. (WEF, 2024).

Durante la última década (2015-2024), la lista de los países con mejor desempeño en el ÍTEG se ha mantenido relativamente sin cambios siendo los países europeos los líderes; sin embargo, países como China, Brasil y Chile han entrado entre los 20 países con mejor desempeño debido a sus esfuerzos de transición energética durante varios años.

Si bien dos actores regionales (Brasil en el puesto 12 y Chile en el puesto 20) han ingresado entre los 20 países con mejor desempeño a nivel mundial, el informe sobre el fomento de una transición energética efectiva de 2024 revela que ALC ha experimentado el crecimiento más lento durante la última década, con puntajes agregados del ÍTEG que aumentaron solo un 3%. La región lidera la dimensión de sostenibilidad, en gran parte debido a su dependencia de la energía hidroeléctrica y las recientes expansiones de la capacidad solar y eólica. Sin embargo, este progreso se ve compensado por una sorprendente caída del 70% en la inversión en energías renovables durante el mismo período. (WEF, 2024).

En el período 2020-2024 el nivel promedio del ÍTEG en ALC creció un 1,3% debido a un leve crecimiento del 5% del subíndice desempeño del sistema (SP por sus siglas en inglés) y a un deterioro del 14,1% del subíndice nivel de preparación para la transición energética (TR por sus siglas en inglés). En este último caso solamente Brasil (29,1%) y Chile (1,8%) lograron aumentar el valor de dicho subíndice en el período, mientras que el resto de los 18 países de la región tuvieron una caída promedio de 19%.

Cuadro 1: Evolución del Índice de Transición Energética Global 2020-2024

Nivel de Indices 2024					
Ranking Global	Ranking Regional	Pais	ITEG Indice Global	SP Desempeño del Sistema	TR Preparación Transición
12	1	Brasil	65,7	69,9	59,4
20	2	Chile	63,9	67,9	58,0
30	3	Costa Rica	61,3	72,1	45,0
33	4	Uruguay	60,8	69,0	48,5
35	5	Colombia	60,7	65,7	53,3
42	6	Paraguay	59,6	70,1	43,9
46	7	El Salvador	58,4	70,6	40,0
47	8	Perú	58,3	71,0	39,3
51	9	Panamá	57,1	66,4	43,2
57	10	México	56,3	68,7	37,6
66	11	Bolivia	54,7	68,1	34,7
74	12	Ecuador	53,2	67,5	31,8
82	13	Argentina	52,7	64,9	34,3
94	14	Guatemala	50,8	63,7	31,4
95	15	Venezuela	50,4	67,6	24,7
97	16	Rep.Dominicana	50,2	56,8	40,2
99	17	Trinidad & Tobago	49,8	57,2	38,6
106	18	Honduras	48,3	59,3	31,9
110	19	Jamaica	46,6	50,3	41,1
115	20	Nicaragua	46,1	57,7	28,6
Promedio Regional			55,2	65,2	40,3
Promedio Mundial			56,5		
Total Países			120,0		

Nivel de Indices 2020					
Ranking Global	Ranking Regional	Pais	ITEG Indice Global	SP Desempeño del Sistema	TR Preparación Transición
11	1	Uruguay	67,0	75,0	59,0
25	2	Colombia	63,0	72,0	54,0
27	3	Costa Rica	62,0	72,0	52,0
29	4	Chile	61,0	65,0	57,0
39	5	Perú	59,0	69,0	49,0
40	6	Panamá	59,0	66,0	52,0
43	7	Paraguay	58,5	68,0	49,0
45	8	Ecuador	58,5	72,0	45,0
47	9	Brasil	57,5	69,0	46,0
50	10	México	56,5	64,0	49,0
56	11	Argentina	56,0	68,0	44,0
58	12	El Salvador	55,5	61,0	50,0
68	13	Bolivia	53,0	64,0	42,0
71	14	Rep.Dominicana	52,5	59,0	46,0
75	15	Jamaica	51,5	54,0	49,0
76	16	Guatemala	51,5	58,0	45,0
77	17	Trinidad & Tobago	51,0	58,0	44,0
85	18	Honduras	49,0	51,0	47,0
96	19	Nicaragua	46,0	50,0	42,0
111	20	Venezuela	41,0	55,0	27,0
	21	Haiti	36,0	35,0	37,0
Promedio Regional			54,5	62,1	46,9
Promedio Mundial					
Total Países			115,0		

Tasa de Variación 2024 - 2020					
Ranking Global	Ranking Regional	Pais	ITEG Indice Global	SP Desempeño del Sistema	TR Preparación Transición
35	8	Brasil	14,3	1,3	29,1
9	2	Chile	4,8	4,5	1,8
-3	0	Costa Rica	-1,2	0,1	-13,5
-22	-3	Uruguay	-9,3	-8,0	-17,8
-10	-3	Colombia	-3,6	-8,7	-1,3
1	1	Paraguay	1,9	3,1	-10,4
12	5	El Salvador	5,2	15,7	-20,0
-8	-3	Perú	-1,2	2,9	-19,8
-11	-3	Panamá	-3,2	0,6	-16,9
-7	0	México	-0,4	7,3	-23,3
2	2	Bolivia	3,3	6,4	-17,4
-29	-4	Ecuador	-9,0	-6,3	-29,3
-26	-2	Argentina	-6,0	-4,6	-22,0
-18	2	Guatemala	-1,4	9,8	-30,2
16	5	Venezuela	23,0	22,9	-8,5
-18	2	Rep.Dominicana	-4,5	-3,7	-12,6
-22	0	Trinidad & Tobago	-2,4	-1,4	-12,3
-21	0	Honduras	-1,3	16,3	-32,1
-35	-4	Jamaica	-9,5	-6,9	-16,1
-19	-1	Nicaragua	0,1	15,4	-31,9
Indice Regional (2020-24)			1,3	5,0	-14,1
Total Países			4,3		

Fuente: WEF (2024)

Entre los países de ALC que han mejorado su posicionamiento en el ranking mundial del ÍTEG de 120 países, entre 2020-2024, destacan los casos de: Brasil, quien se desplazó del puesto 47 al 12 mejorando en 35 posiciones; Venezuela, quien se desplazó del puesto 111 al 95 mejorando en 16 posiciones; El Salvador, quien se desplazó del puesto 58 al 46 mejorando en 12 posiciones; Chile, quien se desplazó del puesto 29 al 20 mejorando en 9 posiciones; Bolivia, quien se desplazó del puesto 68 al 66 mejorando en 2 posiciones; Paraguay, quien se desplazó del puesto 43 al 42 mejorando en 1 posición. Mientras que en el resto de los 14 países de la región se identifican deterioros de posiciones de dos dígitos en un 79% de dicho universo.

El Gas Natural en la Transición Energética

El gas natural es un componente crucial en la transición energética de ALC debido a su menor impacto ambiental comparado con otros combustibles fósiles y su abundancia en la región. Actúa como un combustible puente hacia una matriz energética más limpia, facilitando la reducción de emisiones a corto y mediano plazo.

El gas natural tiene un rol estratégico en la generación de electricidad en la región, ya que permitiría: mitigar los riesgos asociados con la volatilidad de los precios del petróleo; proporcionar capacidades de respuesta rápida y mantener la estabilidad de los sistemas; y, servir de capacidad instalada de respaldo para las hidroeléctricas que puedan enfrentar riesgos al cambio climático.

El cambio climático es uno de los desafíos que definen el desarrollo de nuestro tiempo. Poner fin a la práctica contaminante y derrochadora de la *quema de gas natural y la descarbonización de la producción de petróleo y gas*, al mismo tiempo que se acelera la transición hacia una energía más limpia, es fundamental para mitigar el cambio climático. Especialmente al considerar el caso de la IPYQ donde estos productos constituyen sus insumos básicos como materia prima y suministro de energía.

Muchos países productores de petróleo ya cuentan con políticas para reducir la quema y ventilación de gas, pero no todos los enfoques han demostrado ser igualmente efectivos. A pesar del fuerte progreso inicial desde que comenzaron las observaciones satelitales en 1996, con la creación de la Asociación Mundial para la Reducción de la Quema de Gas (GGFR)¹⁸, las reducciones en la quema de gas natural a la atmósfera se han estabilizado durante la última década (World Bank, 2022a).

En 2023, la quema mundial de gas en instalaciones *aguas arriba* de petróleo y gas aumentó en 9 mil millones de metros cúbicos (bcm), de 139 bcm en 2022 a 148 bcm en 2023, un aumento del 7%. Al mismo tiempo, la producción de petróleo aumentó sólo un 1 por ciento, lo que provocó un aumento del 5 por ciento en la intensidad media de la quema a nivel mundial, es decir, la cantidad de gas quemado por barril de petróleo producido. Eliminar la quema de gas mencionada evitaría la liberación a la atmósfera de al menos 381 millones de tCO₂eq cada año.

¹⁸ <https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction>

Durante más de una década, la quema de gas en todo el mundo ha estado dominada por nueve países: Rusia, la República Islámica de Irán, Irak, Estados Unidos, Venezuela, Argelia, Libia, Nigeria y México. En 2023, estos nueve países fueron responsables del 75% de los volúmenes mundiales de quema de gas, mientras que representaron solo el 46% de la producción de petróleo. Más de 60 países comprenden el 25% restante de los volúmenes mundiales de quema de gas.

Una historia similar surge cuando consideramos la *intensidad de la quema, es decir, el volumen de gas quemado por barril de petróleo producido*; las mejoras iniciales son evidentes, solo para estabilizarse nuevamente durante la última década. Si bien la tecnología y la innovación tienen un papel importante que desempeñar, es importante señalar que la *mayoría de las quemas, y venteo de gas natural, no se deben a la falta de tecnología disponible; se debe a la falta de voluntad política y liderazgo en el desarrollo de mercados e infraestructura apropiados para recuperar y utilizar el gas* (World Bank, 2022b). La práctica da como resultado una variedad de contaminantes liberados a la atmósfera, incluidos el dióxido de carbono, el metano y el carbono negro (hollín).

La *intensidad de la quema sigue siendo mayor en países afectados por la fragilidad institucional, el conflicto y la violencia*, como Siria y Venezuela, aunque ambos han mostrado una mejora constante en la intensidad de la quema en los últimos años. La intensidad de la quema también es alta y creciente en algunos otros países productores de petróleo, como Brasil, Ecuador, Gabón, Turkmenistán, la República del Congo entre otros, lo que sugiere que puede haber oportunidades para implementar medidas para recuperar y utilizar el gas asociado en estos países. (GFMR, 2024).

Entre los nueve países que más queman, la *intensidad de la quema ha aumentado* en Rusia, la República Islámica de Irán, el Iraq, los Estados Unidos y Libia; *se ha mantenido prácticamente igual* en Nigeria; y *ha disminuido* en Argelia, México y Venezuela.

En Argelia y Venezuela se lograron reducciones en la quema de gas en el periodo 2021-2023. Estas reducciones reflejan los esfuerzos de las compañías petroleras nacionales para implementar proyectos de recuperación de gas asociado, aunque Venezuela sigue estando en el cuarto puesto entre los 9 países de más quema de gas y el segundo país con mayor intensidad de quema a nivel mundial a pesar de un nivel de producción de crudo menor a 1 MM barriles día.¹⁹

La utilización de gas quemado presenta una oportunidad para dar un uso beneficioso a una fuente de energía valiosa y desperdiciada, particularmente en la IPYQ. El gas natural puede ayudar a reducir la intensidad de carbono de la combinación energética global, con la capacidad de reemplazar el carbón y los combustibles líquidos rápidamente, dando tiempo para el desarrollo y la implementación de fuentes bajas en carbono o sin carbono, como las energías renovables y el hidrógeno verde.

¹⁹ <https://thedocs.worldbank.org/en/doc/d01b4aebd8a10513c0e341de5e1f652e-0400072024/original/Global-Gas-Flaring-Tracker-Report-June-20-2024.pdf>

Abordar la quema de gas también es fundamental, dado su papel en las emisiones globales de metano. El gas metano además de ser un insumo clave en la industria petroquímica es un gas de efecto invernadero más potente que el CO₂ pero tiene una vida atmosférica más corta. Por lo tanto, reducir las emisiones de metano es una de las formas más rápidas y efectivas de fortalecer el proceso de descarbonización y reducir las emisiones de GEI en las industrias del petróleo, gas y petroquímica, así como reducir la velocidad del cambio climático.

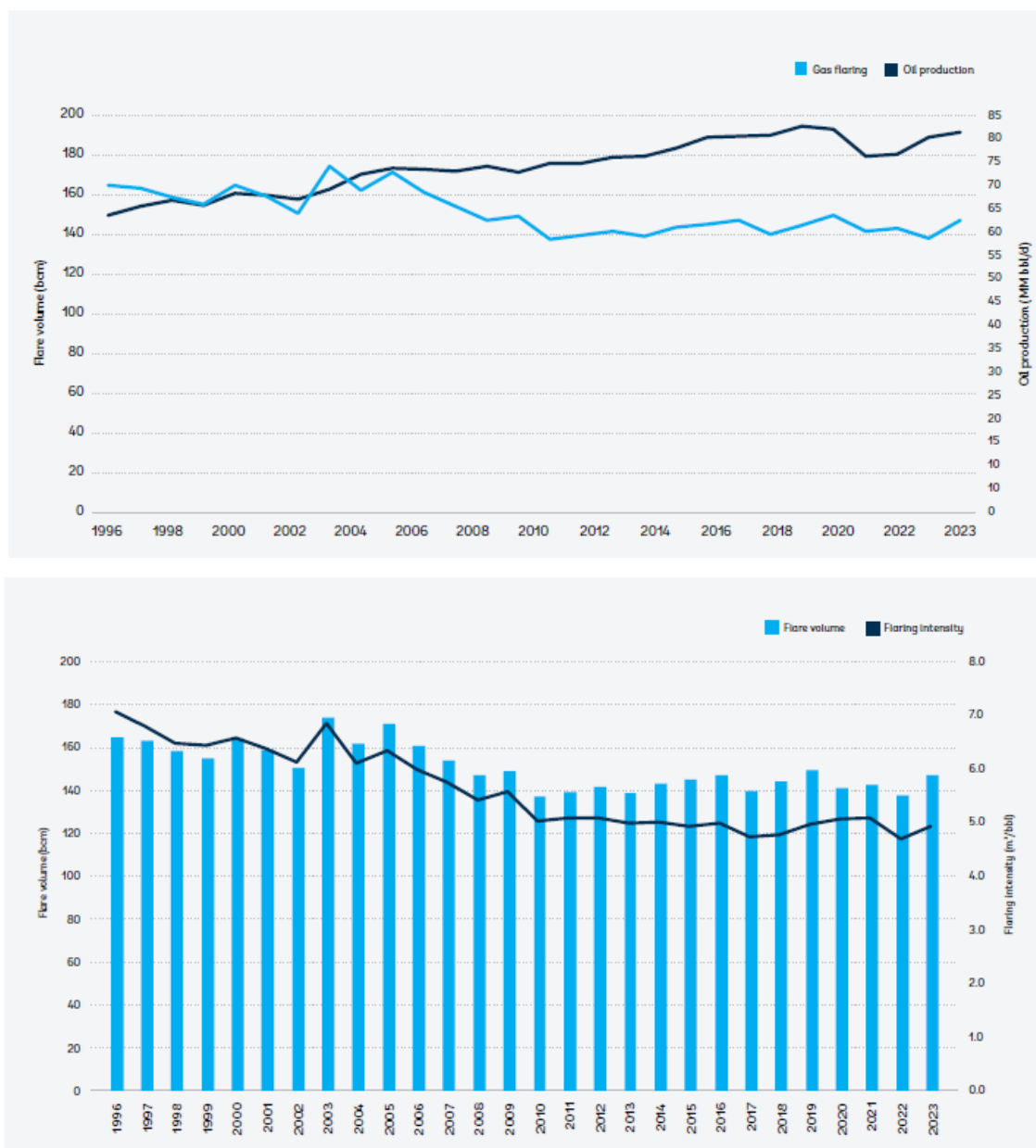
En la COP26, en 2021, los Estados Unidos y la Unión Europea, junto con socios de la iniciativa, anunciaron el *Compromiso Global de Metano*. Esta acción es un gran esfuerzo para frenar las emisiones globales de metano en un intento por mantener el calentamiento global en 1,5 grados centígrados. Más de 100 países han firmado el Compromiso para reducir las emisiones de metano a nivel mundial en un 30 por ciento para 2030 (desde los niveles de 2020). Además, una gran cantidad de organizaciones filantrópicas han comprometido \$ 328 millones para apoyar las estrategias de mitigación de metano como parte de *Global Methane Pledge*²⁰.

Posteriormente, en la COP 28, en 2023, el Banco Mundial lanzó la *Asociación Global de Quema y Reducción de Metano (GFMR)*, un nuevo fondo fiduciario de múltiples donantes centrado en ayudar a los países en desarrollo a reducir las emisiones de dióxido de carbono y metano generadas por la industria del petróleo y el gas²¹. Durante las últimas dos décadas, GGFR brindó asesoramiento técnico y apoyo para ayudar a los países en desarrollo a poner fin a la quema rutinaria de gas, que es una fuente importante de emisiones de dióxido de carbono. La nueva Asociación GFMR aprovechará este legado y ampliará los esfuerzos del Banco Mundial para descarbonizar el sistema energético mundial.

²⁰ <https://www.globalmethanepledge.org/>

²¹ <https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction>

Figura 2: Evolución de Volúmenes de Producción de Crudo, Quema de Gas e Intensidad de la Quema de Gas, 1996 – 2023



Fuente: World Bank (2024)

Teniendo presente que se prevé que la proporción de energía producida por el petróleo y el gas aumente hasta 2040, se deben tomar medidas urgentes para acelerar la transición a la neutralidad climática o de carbono a través de poner fin a la quema de gas rutinaria y reducir las emisiones de metano. Estas acciones reducirán las emisiones de manera significativa, al tiempo que proporciona una fuente de energía a millones de personas.

Con razón, se ha centrado mucha atención en los proyectos de captura de gas a gran escala que abordan las llamaradas más grandes en las últimas dos décadas. Al mismo tiempo, la rápida innovación tecnológica ha hecho que los proyectos de reducción de la quema en antorcha a pequeña escala sean cada vez más factibles. En consecuencia, los volúmenes totales de quema han disminuido un 19 por ciento desde 2003.

Sin embargo, estos desarrollos no logran abordar el *punto medio faltante*, es decir, bengalas que requieren una gran inversión financiera, pero para las cuales los enfoques y soluciones de financiamiento tradicionales no son adecuados. Las estimaciones basadas en satélites proporcionadas por *Global Gas Flaring Reduction Partnership* (GGFR)²² muestran que estos *sitios intermedios faltantes* representan casi el 60 por ciento de los 142.000 millones de metros cúbicos de gas asociado que se quema de forma derrochadora cada año. Estos sitios ahora deben ser priorizados. (World Bank, 2022c).

Conclusiones

La transición energética y la descarbonización en ALC presentan un conjunto complejo de desafíos, pero también abren oportunidades significativas para transformar los sectores económicos clave de la región. La adopción de políticas públicas que apoyen la innovación, la inversión en tecnologías limpias, y la cooperación regional serán fundamentales para aprovechar estas oportunidades y reducir la huella de carbono de los sectores económicos clave de la región, que incluyen ASOUT, Industria, Suministro de Energía entre otros. Al hacerlo, ALC no solo contribuirá a los esfuerzos globales contra el cambio climático, sino que también puede apalancar el desarrollo sostenible e inclusivo, mejorar la competitividad económica y la calidad de vida de sus ciudadanos.

ALC se ha comprometido a reducir sus emisiones en un 11% para 2030, a través de sus NDC. Sin embargo, las proyecciones indican que se necesita una reducción anual del 5.5% en la intensidad de emisiones por unidad de PIB para alcanzar este objetivo, lo que implica un esfuerzo considerable. La región necesita crecer económicamente para mejorar las condiciones de vida de su población y superar la pobreza. Desacoplar este crecimiento de las emisiones de GEI es un desafío complejo, que requiere transformar los sectores productivos y adoptar tecnologías más limpias. Asimismo, será indispensable aprovechar las oportunidades que ofrece el “powershoring” para lo cual se requiere disponer de un entorno favorable a las inversiones extranjeras directas (IED).

A pesar de los avances en energías renovables, ALC aún depende en gran medida de los combustibles fósiles para satisfacer su demanda energética. La energía hidroeléctrica representa una parte importante de la matriz eléctrica de ALC. Sin embargo, el cambio climático está afectando la disponibilidad de agua y aumentando la frecuencia de eventos climáticos extremos, lo que pone en riesgo la generación hidroeléctrica.

²² <https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction>

ALC posee importantes reservas de gas natural, que puede jugar un rol importante en la transición energética como un combustible menos contaminante que el carbón y el petróleo. Sin embargo, es crucial evitar el “lock-in” o la dependencia a largo plazo del gas natural y asegurar que su explotación se realice de forma responsable, es decir, implementando tecnologías y prácticas operativas para detectar y reparar rápidamente las fugas de metano en la cadena de valor del gas natural.

La transición hacia una economía baja en carbono implica que las reservas de combustibles fósiles podrían perder su valor económico, convirtiéndose en activos varados. ALC debe prepararse para esta transición, gestionando los riesgos económicos y sociales asociados a la desinversión en combustibles fósiles.

Si bien ALC ha avanzado en la dimensión de sostenibilidad ambiental del ITEG, gracias a la participación de las energías renovables en la matriz energética, el *progreso en las dimensiones de desempeño del sistema y preparación para la transición ha sido lento*. Hay barreras que superar, tales como: baja inversión en energías renovables; marcos regulatorios débiles; subsidios a los combustibles fósiles; y, la falta de seguridad jurídica para la inversión es un freno para el desarrollo de proyectos de energía renovable. Y, se requiere de un conjunto de acciones para mejorar el desempeño en el ITEG, tales como: atraer a las IED; redirigir los subsidios a los combustibles fósiles hacia programas de eficiencia energética y energías renovables; y, fortalecer a las instituciones energéticas (y encargadas de gestionar el financiamiento climático) en materia de los recursos humanos y financieros necesarios para diseñar e implementar políticas ambientales y energéticas eficientes, sostenibles y verdes.

En este contexto, la IPYQ enfrenta un desafío mayúsculo para descarbonizar sus operaciones, debido a la alta intensidad energética de sus procesos y su dependencia de los combustibles fósiles como materia prima. Para ello se requiere diseñar una estrategia multidimensional que incluya los temas siguientes: eficiencia energética; electrificación; bioeconomía; captura, utilización y almacenamiento de Carbono (CCUS); y, economía circular.

La transición energética y la descarbonización en ALC requieren un enfoque integral que involucre a todos los actores sociales: gobiernos, empresas, academia y sociedad civil. De allí la importancia de promover las alianzas (público – privadas y privadas-privadas) y alinear en hojas de rutas las acciones requeridas entre las cuales se identifican los bloques siguientes:

Marco de Políticas y Regulaciones

1. Metas Claras de Reducción de Emisiones, Adaptación y Biodiversidad

- Establecer objetivos ambiciosos y alcanzables de reducción de emisiones de GEI a nivel nacional y regional. Los gobiernos deben definir metas específicas y plazos claros para orientar las acciones de mitigación, adaptación, biodiversidad, financiamiento.

- Desarrollar políticas integrales que aborden las emisiones en todos los sectores económicos, con un enfoque particular en aquellos con mayores emisiones.
- 2. Regulaciones y Normativas Estrictas**
 - Implementar regulaciones que promuevan la eficiencia energética y la adopción de tecnologías limpias. Establecer estándares estrictos para las emisiones ASOUT, industriales, suministro de energía, transporte y edificaciones.
 - Promover la adopción de prácticas sostenibles en la agricultura y el uso del suelo a través de normativas que incentiven la conservación de ecosistemas y la reducción de emisiones.

Innovación y Tecnología

- 1. Fomento a la Investigación y Desarrollo (I+D)**
 - Invertir en I+D para desarrollar nuevas tecnologías de energía limpia y métodos de producción sostenibles. Los gobiernos deben apoyar la investigación en tecnologías avanzadas como la captura y almacenamiento de carbono (CCS) y la captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS).
 - Colaborar con instituciones académicas y el sector privado para acelerar la innovación y la implementación de tecnologías limpias.
- 2. Despliegue de Tecnologías de Eficiencia Energética**
 - Promover la adopción de tecnologías de eficiencia energética en todos los sectores económicos. Los programas de incentivos y subsidios pueden facilitar la implementación de medidas de eficiencia.
 - Implementar programas de capacitación y sensibilización para fomentar la adopción de prácticas energéticamente eficientes en la industria y el sector residencial.

Inversión y Financiamiento

- 1. Movilización de Recursos Financieros**
 - Establecer mecanismos de financiamiento que atraigan inversiones en proyectos de energía limpia y descarbonización. Los fondos de inversión verdes y los bonos temáticos pueden movilizar recursos significativos.
 - Colaborar con instituciones financieras internacionales y el sector privado para aumentar la disponibilidad de financiamiento para proyectos sostenibles.
- 2. Incentivos Económicos**
 - Ofrecer incentivos fiscales y subsidios para fomentar la inversión en energías renovables y tecnologías limpias. Las exenciones de impuestos y los créditos fiscales pueden hacer más atractivas las inversiones en sostenibilidad.
 - Promover el desarrollo de mercados de carbono y sistemas de comercio de emisiones para incentivar la reducción de GEI.

Colaboración y Alianzas

1. Alianzas Público-Privadas

- Fomentar la colaboración entre gobiernos, sector privado y organizaciones no gubernamentales para desarrollar proyectos de descarbonización. Las alianzas estratégicas pueden facilitar la implementación de iniciativas de gran escala.
- Crear plataformas de cooperación regionales y nacionales para compartir conocimientos y experiencias en la transición energética.

2. Participación de la Sociedad Civil

- Involucrar a la sociedad civil en el diseño e implementación de políticas de descarbonización. Las campañas de sensibilización y educación pueden aumentar el apoyo público y fomentar cambios de comportamiento.
- Promover la participación activa de las comunidades locales en proyectos de energía sostenible, asegurando que los beneficios de la transición energética sean equitativamente distribuidos.

Educación, Capacitación y Sensibilización

1. Programas de Capacitación Técnica

- Desarrollar programas de capacitación para formar a la fuerza laboral en tecnologías limpias y gestión ambiental. La colaboración con instituciones educativas y el sector privado es esencial para crear una fuerza laboral capacitada.
- Ofrecer formación continua y programas de reciclaje profesional para actualizar las habilidades de los trabajadores en sectores afectados por la transición energética.

2. Sensibilización y Educación Pública

- Implementar campañas de sensibilización sobre la importancia de la sostenibilidad y la eficiencia energética. La educación pública puede fomentar cambios en el comportamiento que contribuyan a la reducción de emisiones.
- Integrar la sostenibilidad en los currículos educativos a todos los niveles para formar una nueva generación consciente de los desafíos ambientales y comprometida con la acción climática.

En resumen, la transición energética y la descarbonización en ALC representan un reto enorme, pero también una oportunidad histórica para construir un futuro más próspero, justo y sostenible para todos. La región, con su enorme potencial en energías renovables y su rica biodiversidad, puede convertirse en un referente mundial en la lucha contra el cambio climático. El éxito de esta transición dependerá del compromiso político, la inversión en innovación, la cooperación nacional e internacional y la participación activa de todos los actores sociales.

2. La Industria Petroquímica y Química (IPYQ)

Antecedentes

La IPYQ ha demostrado ser un factor fundamental en el desarrollo sostenible y económico en los países que la han desarrollado. Esta industria es hoy en día uno de los segmentos más importantes y diversos de la industria manufacturera a nivel mundial.

Se ha determinado que los productos petroquímicos intermedios pueden agregar por lo menos de 10 a 15 veces más valor que el valor generado por una industria petrolera extractiva^{23, 24}. Específicamente se ha demostrado que la conversión de gas natural en petroquímicos sucesivos para llegar a fabricar productos plásticos, aumenta el valor del gas en unas 15 veces²⁵. En cuanto a la contribución de la Industria Petroquímica a la creación de puestos de trabajo en la cadena de industrias aguas abajo, las estadísticas mundiales indican que por cada puesto de trabajo creado en esta industria, se pueden llegar a crear de cinco (5) a siete (7) puestos de trabajo directos e indirectos en las industrias que se suplen de los productos petroquímicos aguas abajo²⁶.

La *Industria Petroquímica* se caracteriza por ser una industria *intensiva en capital*; a diferencia del negocio petrolero, el cual es un negocio extractivo, el negocio petroquímico es uno de *márgenes moderados*; y *cíclico*; en el cual los precios de las materias primas y de sus productos petroquímicos básicos y/o derivados, normalmente oscilan en el tiempo, pero en la mayoría de las veces no lo hacen en forma paralela, sino en forma independiente y a veces asincrónicamente, al punto tal que la magnitud de esos ciclos puede llegar a niveles que los precios no generan una utilidad neta positiva durante algunos de los años del *ciclo*.

Estas tres características: (i) grandes inversiones, (ii) márgenes moderados y (iii) ciclos de rentabilidad económica, se traducen en niveles de riesgo e incertidumbre que los inversionistas tratan de evitar y poder recuperar su inversión en un tiempo prudencial.

En los últimos años se han producido ciertos cambios fundamentales en los elementos de competitividad de la industria petroquímica a nivel mundial más allá de las exigencias de los acuerdos mundiales voluntarios (Agenda 2030 y Acuerdo de París); los cuales alteran los factores tradicionales de competencia del negocio. Por una parte, los países petroleros del medio oriente han utilizado la ventaja comparativa proporcionada por un suministro de gas natural a bajo costo, para construir una industria petroquímica competitiva y de gran escala a nivel mundial a través de la *integración de las refinerías al negocio petroquímico* ("COTC") a donde se han venido incorporando adicionalmente los países desarrollados y del Este Asiático, especialmente China, Singapur entre otros.

23 Hernández (2018), IEA (2018); Bauer et al.(2022b)

24 IEA (2018). ICCA (2019), Bauer et al.(2022b)

25 "Adding Value to Natural Gas"; The Chemistry Industry Association of Canada; October 2015.

http://canadianchemistry.ca/wp-content/uploads/2018/05/CIAC_Submission_-_Royalty_Review_2015.pdf, IICA (2019).

26 ICCA (2019), "2020 Guide to the Business of Chemistry"; The American Chemistry Council; <https://www.americanchemistry.com/2020-Guide-to-the-Business-of-Chemistry.pdf>.

Esta integración permite un manejo integrado de los márgenes de ambos negocios (refinación y petroquímico) en momentos que los márgenes del negocio de la refinación se han visto muy mermados.

Los *Complejos Integrados de Refinación-Petroquímica (Complejos COTC)* se pueden clasificar de acuerdo con el nivel de integración de los procesos de refinación (configuración existente), con los procesos petroquímicos y al rango de rendimiento de productos petroquímicos que se dese alcanzar (patrón de rendimiento petroquímico objetivo), ellos son: refinerías no integradas con cero nivel de integración; primera generación de integración, bajo nivel de integración (5%); segunda generación, bajo nivel de integración (5-10%); tercera generación, moderado nivel de integración (25%); cuarta generación, alto nivel de integración (40%); quinta integración, conversión total a petroquímicos (100%).

Los Complejos COTC permiten alcanzar unos rendimientos de productos petroquímicos que oscilan entre el 60 a un 80% en peso, de cada barril de petróleo crudo procesado, en comparación con menos del 10% en una refinería convencional no integrada (Primera Generación). (Gabaldon,2023; McKinsey, 2022; Wood Mackenzie, 2022, 2023).

Adicionalmente, el *desarrollo del petróleo y gas de esquistos (o lutitas) en Norteamérica (2006-2007), conocido como el “shale gas revolution”,* ha estimulado la desvinculación del precio del gas natural con relación al precio del petróleo, convirtiéndose así en una materia prima mucha más competitiva y estable frente a fluctuaciones en el precio del crudo²⁷. Esta amplia disponibilidad de gas a un bajo costo, ha disparado una ola de inversiones en instalaciones petroquímicas en Norteamérica (nuevas plantas de olefinas) que se traducirán en volúmenes adicionales de los petroquímicos emblemáticos: etileno, propileno y sus derivados, que exceden las necesidades del mercado interno de los países de América del Norte. Estos excedentes tendrán que ser exportados a mercados cercanos como América Latina, lo que ocasionará una fuerte presión sobre los productores regionales en Centro y Suramérica. (Clemente, 2022; Gabaldon, 2023).

Contribución al PIB, el empleo, productos, procesos y estructura

La IPYQ se encuentra entre las industrias más grandes del mundo. En 2017, la industria aportó 5,7 billones de USD al PIB mundial a través de impactos indirectos, directos e inducidos los cuales representaron aproximadamente el 7% del PIB mundial en el mismo año mientras que emplea directamente a 15 millones de personas en todo el mundo e indirectamente respalda 60 millones de puestos de trabajo en la amplia cadena de suministro de la industria (ICCA,2019).

Los *productos fabricados por la IPYQ* se pueden dividir en términos generales en las siguientes cuatro categorías, ellas son:

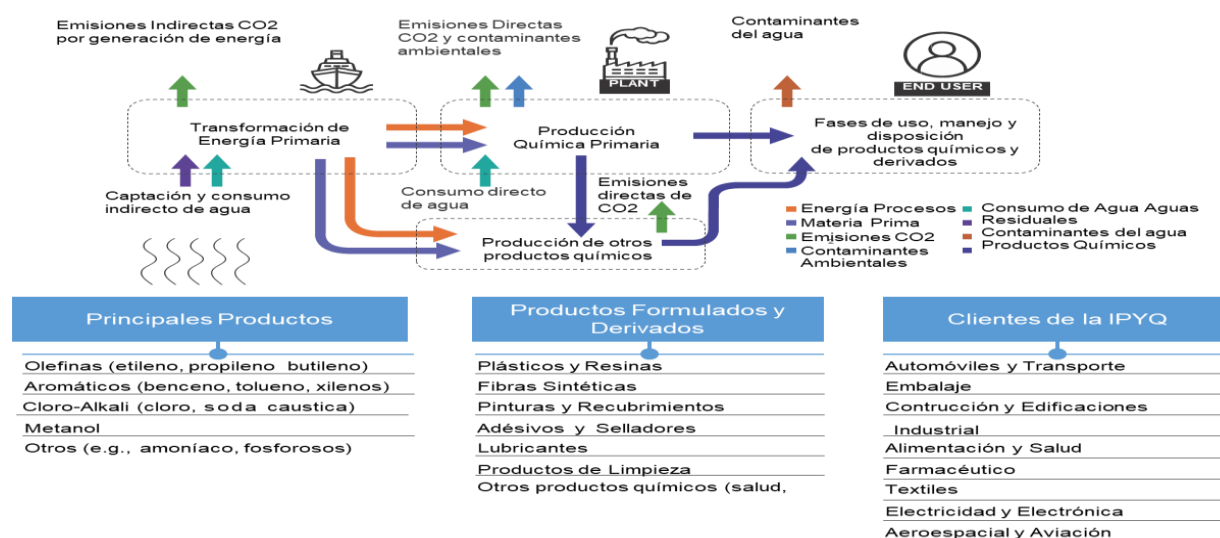
²⁷ <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0140988319300799>; <https://www.mdpi.com/2071-1050/10/3/697>;

- *Productos químicos básicos:* productos petroquímicos, productos químicos inorgánicos (p. ej., amoníaco, utilizado para producir fertilizantes), polímeros, etileno y propileno, etc. Estos productos químicos se utilizan además en las industrias de la construcción, los plásticos y el transporte.
- *Productos químicos especiales* Gases industriales, revestimientos, adhesivos, catalizadores y aditivos, etc. Estos productos químicos se desarrollan para su función específica y están hechos a medida para determinados procesos y clientes.
- *Químicos de consumo* Químicos crudos contenidos en productos tales como: jabones, perfumes, alimentos, productos de limpieza y cosméticos. El consumidor general no suele entrar en contacto directo con las materias primas químicas utilizadas en estos productos.
- *Ciencias de la vida* Farmacéuticos, pesticidas, vitaminas, etc. Este tipo de productos químicos se producen en cantidades mucho más pequeñas, pero son mucho más caros y requieren grandes inversiones en I+D.

Análisis recientes sugieren que las emisiones de la IPYQ han aumentado rápidamente en los últimos 25 años y es probable que continúen aumentando si se materializa el crecimiento previsto por muchos actores. En general, existe una comprensión limitada de las implicaciones del cambio geográfico hacia Asia-Pacífico visto en las últimas dos décadas, ya que los estudios y conjuntos de datos disponibles reflejan principalmente procesos y patrones de producción utilizados en Europa y América del Norte. (Bauer et al., 2022, IEA, 2018).

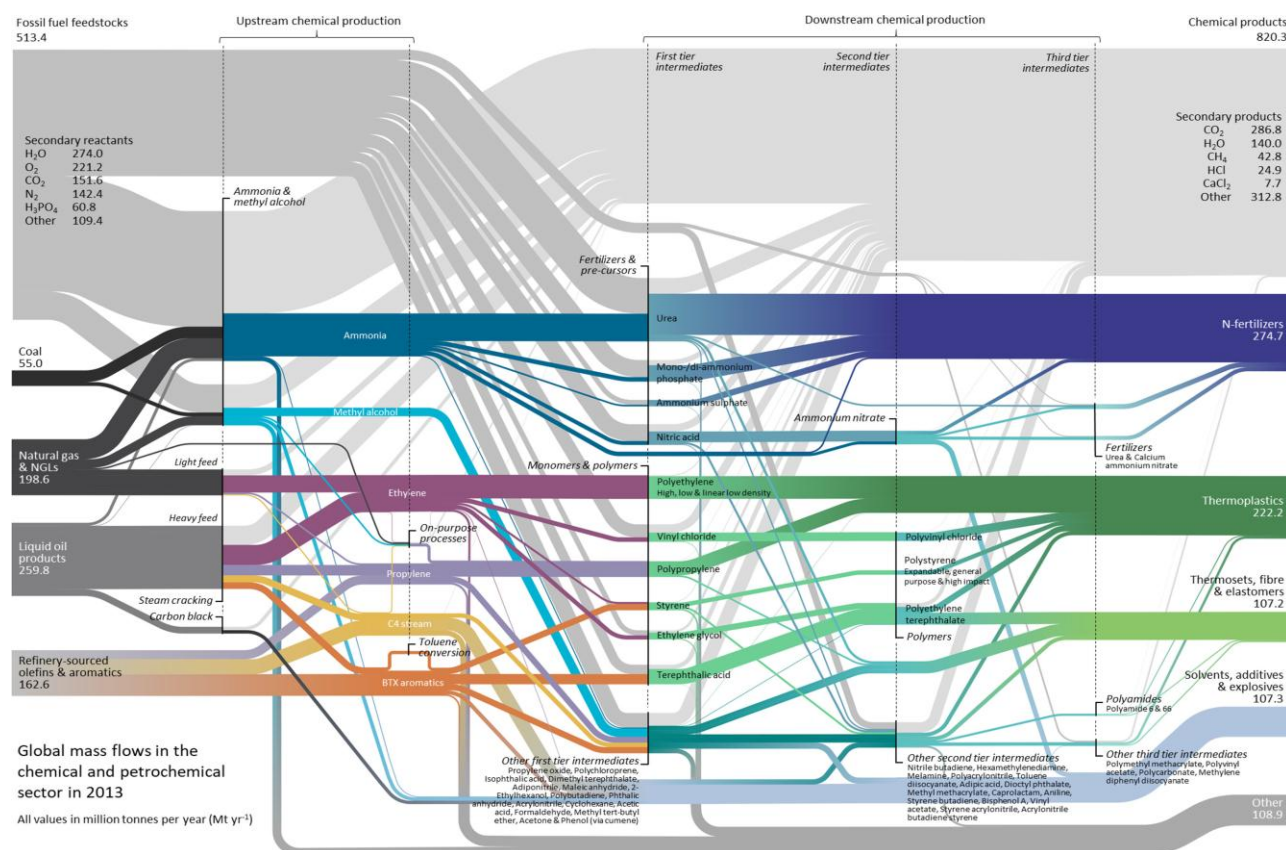
El impacto climático de los productos petroquímicos y químicos es difícil de mapear, ya que se producen en enormes grupos de procesos integrados y se utilizan en una multitud de cadenas de valor complejas e interconectadas.

Figura 3: La Cadena de Valor de la Industria Petroquímica y Química (IPYQ)



Fuente: Bain (2022), Bauer et al. (2022), Deloitte (2022), E&Y (2021), IEA (2018)

Figura 4: Mapa del Flujo de Materiales de la IPYQ, 2013.



Fuente: Levi & Cullen 2018

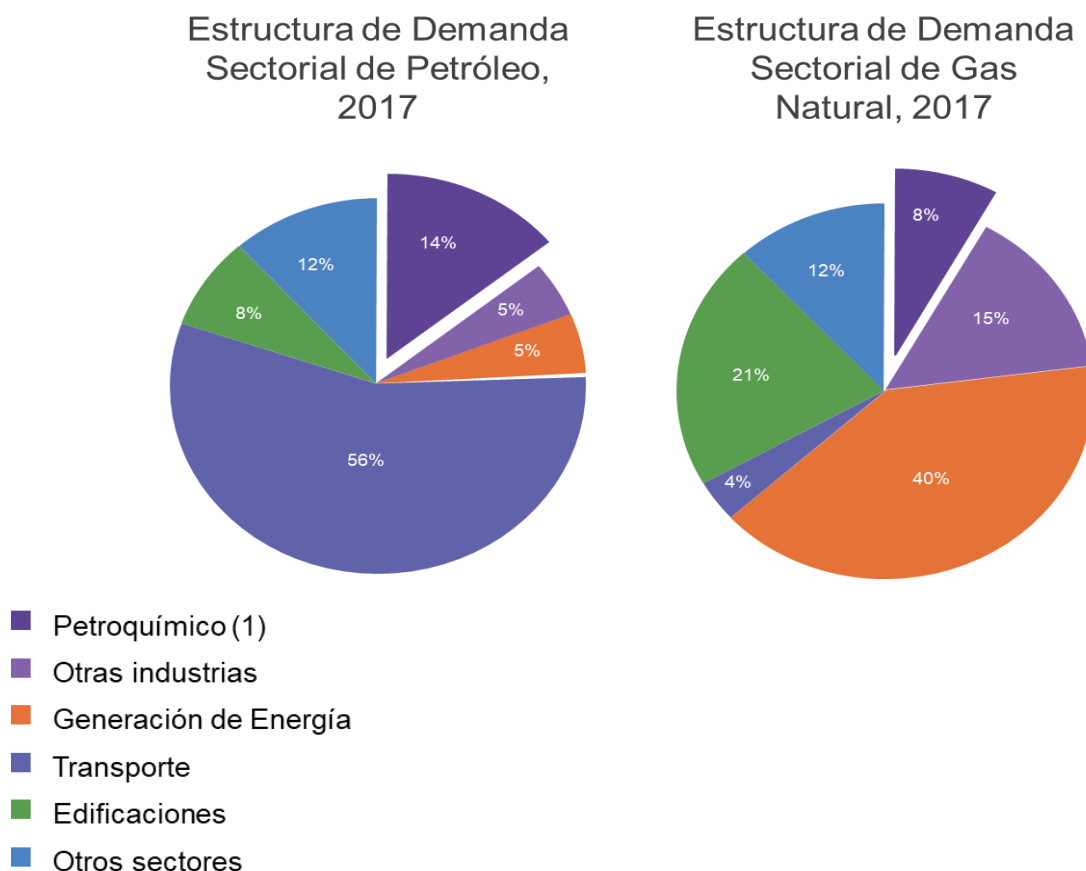
La ilustración de la estructura de la industria presentada permite identificar sus importantes flujos de masas, sus orígenes y destinos. De los 513,4 MTM en el año 2013 de entrada de *materias primas de combustibles fósiles*, el 24 % se consume en la producción de amoníaco, el 9 % en alcohol metílico, el 5 % en negro de carbón y el 62 % alimenta a los crackers a vapor, la última porción se divide aproximadamente en 1: 2 relación entre unidades de alimentación ligeras y pesadas. Los *fertilizantes nitrogenados* (N) y los *termoplásticos* en conjunto representan algo más del 60% de los productos químicos totales (820,3 MTM). Luego, las fibras termoestables y elastómeros pesan un 13%, así como los aditivos, solventes y explosivos; y, el complemento son otros productos (Cullen et al.,2018).

El tamaño del mercado mundial de productos petroquímicos se valoró en USD 539.000 millones en 2018 y se espera que registre una tasa de crecimiento anual compuesto (CAGR) del 8,5 % durante el período de pronóstico de 2019-2025. Se prevé que el tamaño del mercado petroquímico mundial alcance los 959 billones de USD para 2025 (ICCA, 2019; IEA, 2018)

La IPYQ es el segundo sector más grande en demanda de petróleo primario después del transporte, representando el 14% de la demanda total (IEA,2018). La producción petroquímica también depende en gran medida del gas natural, alcanzando el doble de

todo el sector del transporte en 2017. Los expertos perciben que el sector petroquímico es el motor de crecimiento más importante para la demanda mundial de petróleo, contribuyendo con 4 millones de los 7 millones de barriles por día (MMb/d) estimados de crecimiento de la demanda de petróleo entre 2020 y 2030 (Cetinkaya et al., 2018)²⁸

Figura 5: La Demanda de Petróleo y Gas Natural por Sectores Económicos



(1) Sector Petroquímico: incluye procesos químicos, energía y materias primas

Fuente: Bauer et al. (2022), EY (2021), IEA (2019)

Residuos plásticos, economía circular, sostenibilidad y digitalización

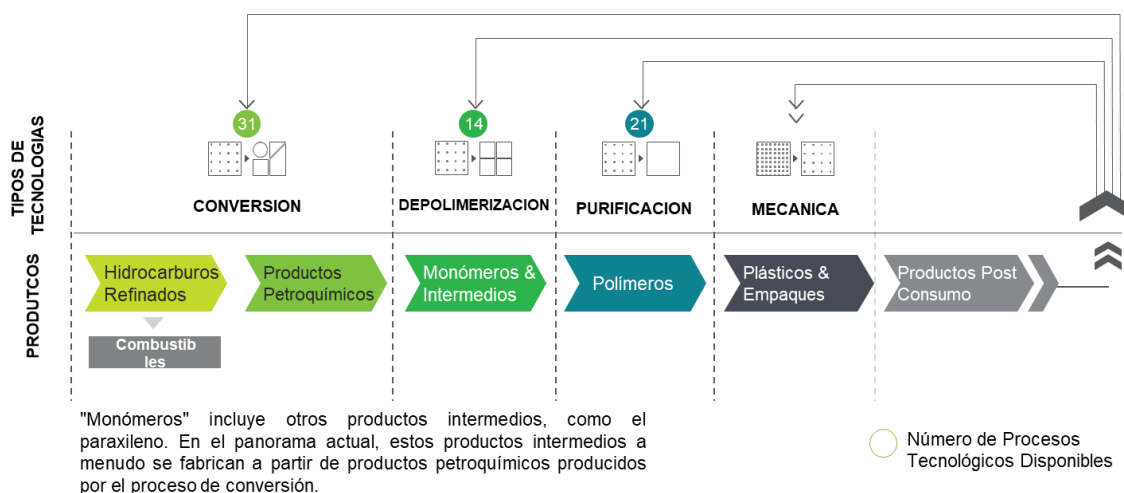
La industria química lleva mucho tiempo comprometida con el reciclaje, y el uso de sub-productos, desechos y material usado por décadas demostrando ser económicamente exitosa, pero a una escala baja. Sin embargo, el creciente enfoque de los acuerdos mundiales voluntarios ha colocado a la economía circular al frente y al centro de las discusiones con tareas pendientes lo cual se ha traducido en una serie de iniciativas gubernamentales, como la prohibición del plástico de un solo uso en la UE19 en julio de 2021 y la "Alianza para acabar con los residuos plásticos", impulsada por la industria,

²⁸ <https://www.petrochemistry.eu/mediaroom/petrochemicals-production-to-be-most-important-growth-driver-for-global-oil-demand-up-to-2030-says-mckinsey-expert/>

una asociación fundada por aproximadamente 30 importantes productores de plásticos y empresas de bienes de consumo²⁹ con realidades que deben ser abordadas³⁰.

La materia prima para los productores de plásticos está cambiando. La materia prima reciclada mecánicamente, por ejemplo, varía en términos de composición y las tecnologías de conversión química tienen que hacer frente al material de entrada que potencialmente comprende una amplia gama no solo de plásticos, sino también de aditivos y pigmentos. Tomando en cuenta el reciclaje mecánico, según un estudio realizado por la firma de inversión y el centro de innovación con sede en Nueva York, Closed Loop Partners³¹, los proveedores de tecnología de reciclaje más avanzados del mercado utilizan tecnología de conversión, un remanente del auge y la caída de la industria de los biocombustibles. de la década de 1980.

Figura 6: Panorama de las Tecnologías de Reciclaje Avanzadas y sus Resultados



Fuente: Bauer et al. (2022), Deloitte (2021, 2022), IEA (2018, 2021)

Para operar con éxito en una economía circular, los productores deberán repensar sus modelos comerciales y su posición en la cadena de valor. Más allá de seleccionar las tecnologías de reciclaje adecuadas, se requerirán muchas otras decisiones comerciales para aprovechar esta oportunidad.

Un *modelo de negocio circular* abarca una variedad de actividades, desde la producción de plásticos, la recolección, la clasificación y la valoración de materias primas de desecho, la preparación de esos materiales para el reciclaje, el reciclaje del material y la reutilización de las materias primas recicladas, y esta es solo la cadena de valor central³².

²⁹ <https://endplasticwaste.org/>

³⁰ <https://www.weforum.org/agenda/2023/06/reduce-plastic-pollution-unep/>,
<https://www.europarl.europa.eu/topics/en/article/20181212STO21610/plastic-waste-and-recycling-in-the-eu-facts-and-figures>,
<https://www.eea.europa.eu/en/topics/in-depth/waste-and-recycling>,
<https://aiche.onlinelibrary.wiley.com/doi/epdf/10.1002/ep.14333>

³¹ <https://www.closedlooppartners.com/>

³² <https://buildingcircularity.org/>, <https://www.oneplanetnetwork.org/>

Al mismo tiempo, estos negocios se encuentran rodeados y respaldados por numerosos socios tecnológicos, incluidos productores de hardware para clasificar plásticos, empresas de software que proporcionan sistemas de seguimiento y rastreo, así como software de equilibrio de masa, y similares. No todas estas actividades se encuentran dentro de las competencias básicas de una empresa química, por lo que se deben tomar decisiones sobre qué capacidades construir, adquirir u obtener. De cualquier manera, numerosas empresas deberán trabajar juntas en una economía circular, por lo que es imperativo formar, orquestar y posicionar redes económicas circulares³³.

Las NDC actuales están situando al mundo en una trayectoria de entre 2,1 y 2,9 °C para finales de siglo. La demanda de materiales está impulsando el uso de energía, las emisiones de GEI y la producción de residuos en todo el mundo. Si bien los materiales son necesarios para las necesidades sociales, la cantidad de materiales vírgenes extraídos cada año está aumentando, lo que aumenta las emisiones de GEI, los desechos y la contaminación en todas las etapas del ciclo de vida de los productos³⁴.

En 2023, solo el 27% de las NDC mencionan explícitamente la economía circular como parte de sus medidas de mitigación. De este 27%, las referencias tienden a centrarse en la gestión de residuos, mientras que hay claros beneficios de integrar intervenciones de economía circular en otras áreas de la NDC como la agricultura, la industria y el transporte. Además, *las referencias a la economía circular en las NDC son a menudo marcos o principios amplios sin intervenciones o instrumentos de política específicos que especifiquen cómo se implementarán, medirán o informarán.* Por lo tanto, existen amplias oportunidades para abordar estas brechas³⁵.

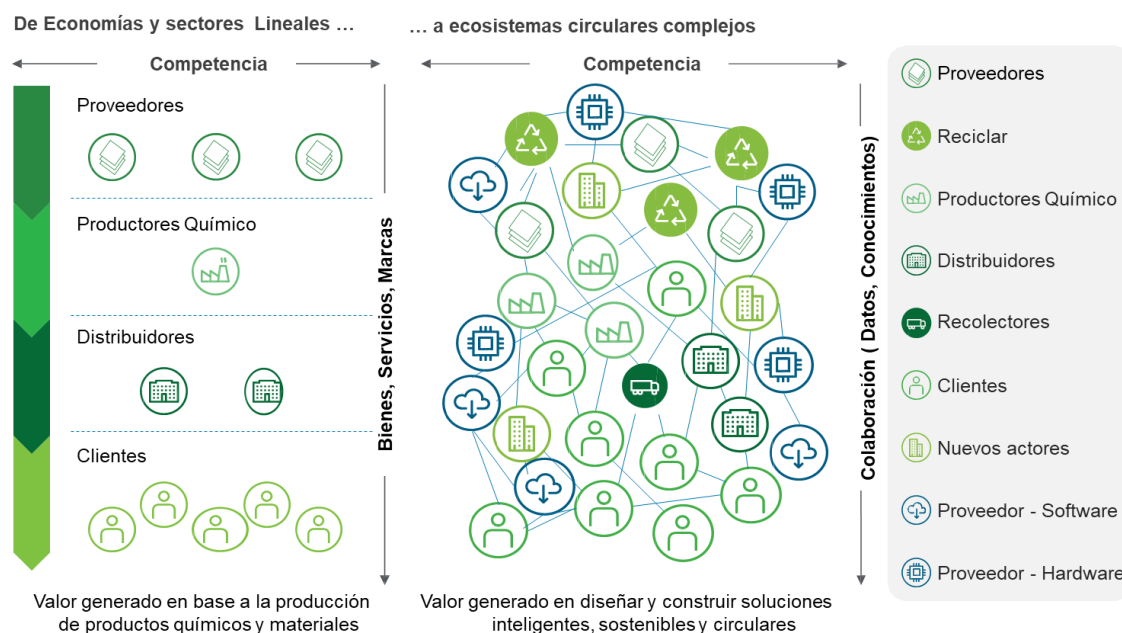
La economía circular es un motor potencial para el crecimiento económico, la creación de empleos verdes, la innovación y la agregación de valor. Sin embargo, para una transición justa y equitativa, las políticas deben garantizar una mejora inclusiva de las habilidades de la fuerza laboral nacional, incluidos los trabajadores informales, manteniendo y creando empleos y medios de vida dignos y verdes. (Fasekas et al., 2024).

33 <https://www.ellenmacarthurfoundation.org/>,

34 <https://unfccc.int/NDCREG>

35 <https://www.unep.org/resources/toolkits-manuals-and-guides/building-circularity-nationally-determined-contributions-ndcs>,

Figura 7: Transformación de Cadenas de Valor Lineales a Ecosistemas Circulares



Fuente: Bauer et al. (2022), Deloitte (2021, 2022), IEA (2018, 2021)

El cambio climático no es el único desafío al que contribuye la industria química. Estudios recientes estiman que la cantidad acumulada de *residuos plásticos*, en vertederos o en el medio natural, desde 1950 hasta 2016 ronda los 6.000 millones de toneladas; que pasaría de 260 millones de toneladas anuales en 2016 a 460 millones de toneladas anuales en 2030. Y para 2050 habrá alrededor de 12.000 millones de toneladas de residuos plásticos, casi el doble del monto existente en 2016 (Geyer et al. 2017).

Dada la creciente preocupación por los impactos adversos de varios sectores industriales, la IPYQ ha comenzado a movilizarse sobre este tema y ha comenzado a adoptar el concepto de *química sostenible*³⁶. En línea con el Acuerdo de París, los cuerpos legislativos nacionales e internacionales también han comenzado a introducir nuevas regulaciones para que la IPYQ contribuya a las *tres dimensiones del desarrollo sostenible: ambiental, social y económica*.

Ajustar las visiones para adoptar el desarrollo sostenible no se ha limitado a los gobiernos. El Consejo Internacional de Asociaciones Químicas (ICCA) es una asociación mundial formada por federaciones, empresas y otras asociaciones más pequeñas. Una de las iniciativas ICCA más populares es *Responsible Care®*, un compromiso voluntario lanzado en 1995 con la visión de que “Todos los productos químicos se producirán y utilizarán de manera que se minimicen los riesgos para la salud humana y el medio ambiente”³⁷. Además de las asociaciones mundiales, Se han fundado organizaciones sin fines de lucro como Alliance to End Plastic Waste (AEPW) para ayudar a resolver el

36 <https://www.oecd.org/chemicalsafety/risk-management/sustainablechemistry.htm>

37 <https://icca-chem.org/focus/responsible-care/>

problema de los desechos plásticos que ingresan al océano cada año. AEPW tiene casi 50 empresas miembros que se han comprometido a invertir 1.500 millones de USD en soluciones que evitarán las fugas y recuperarán y crearán valor a partir de los desechos plásticos³⁸.

Las mejores prácticas actuales en la industria química giran en torno a establecer plataformas para los socios de la cadena de valor y relacionarse con ellos de manera amplia e integral. Estas prácticas se pueden clasificar en tres dimensiones: inspirar, conectar y colaborar.

- *Inspirar* a los clientes proporcionando contenido relevante aprovechando la inteligencia artificial. La combinación de contenido digital (datos y hechos) y fuera de línea (eventos y aprendizajes) puede ayudar a crear una experiencia de cliente personalizada.
- *Conectarse* aprovechando una variedad de recursos digitales y remitiendo las preguntas o problemas de los clientes a expertos. Más allá de generar confianza, esto puede ayudar a mejorar la eficiencia de las interacciones con los clientes.
- *Colaborar* a lo largo del viaje del cliente a través de plataformas virtuales, así como iniciativas de innovación abierta con socios y clientes estratégicos, universidades y empresas emergentes.

Si bien las empresas químicas persiguen e impulsan activamente estas actividades digitales para apoyar a sus clientes, las iniciativas digitales también están vinculadas al papel cada vez mayor de la sostenibilidad. Las empresas multinacionales están evaluando a los proveedores mediante el uso de criterios de sostenibilidad para crear transparencia en su desempeño general de sostenibilidad en toda la cadena de valor. Además, las empresas químicas están ofreciendo sus productos con características no tradicionales relacionadas con la sostenibilidad, como huellas de carbono individualizadas por producto.

Descarbonización, Opciones e Impactos

La IPYQ no ha sido la pieza central de muchos escenarios basados en la investigación para la descarbonización a pesar de su contribución a la generación de emisiones. Sin embargo, el reciente y creciente interés en el desafío de descarbonizar industrias identificadas como *difíciles de abatir* ha llevado a más trabajo sobre el tema y, por lo tanto, en los últimos años se han producido varias publicaciones centradas en el modelado cuantitativo de escenarios de descarbonización en la industria. Entre las cuales se encuentran: CAF, 2023; Broeren et al. (2014); Bazzanella, et al. (2017); Kätelhön et al., 2019; Galán-Martín et al., (2021), DOE (2023,2022) entre otras.

La IEA ha creado varias versiones de sus escenarios para la reducción de emisiones de GEI en la IPYQ, tanto en su informe sectorial dedicado sobre el futuro de los productos petroquímicos (IEA, 2018) como en el análisis global más reciente *Perspectivas de*

³⁸ <https://endplasticwaste.org/es>

tecnología energética 2020 (IEA, 2020). Los escenarios de referencia, denominados Escenario de Tecnología de Referencia (IEA, 2018) o Escenario de Políticas Declaradas (IEA, 2020), asumen un desarrollo en línea con las trayectorias actuales de tecnologías y políticas, mientras que los escenarios de mitigación más ambiciosos, denominados Escenario de Tecnología Limpia (IEA, 2018) o Escenario de Desarrollo Sostenible (IEA, 2020), tienen como objetivo alcanzar reducciones significativas de emisiones. Ninguno de los escenarios muestra un uso discontinuo de materias primas fósiles, sino que se basa en otras medidas para alcanzar los objetivos de reducción de emisiones.

Un análisis reciente realizado la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA por sus siglas en ingles), presenta *un escenario de cero emisiones netas de la industria, alineado con el objetivo de 1,5 grados del Acuerdo de París*. Se identifica que el potencial de mitigación más grande (26%) está en CCS tanto para la combustión como para los procesos, pero el análisis encuentra un potencial aproximadamente igual (15%) en hidrógeno electrolítico, energía renovable, mejoras en la eficiencia energética y reducción de la demanda (Saygin y Gielen, 2021).

La energía renovable es una piedra angular absoluta para la descarbonización de la IPYQ. Todos los escenarios muestran un gran potencial para reducir el impacto climático al cambiar a energías renovables, principalmente energía eléctrica procedente de fuentes renovables como la hidráulica, la eólica y la solar fotovoltaica.

Las *medidas de eficiencia energética* siguen siendo importantes para reducir las emisiones de la industria, ya que son principalmente los procesos que consumen más energía los que están asociados con grandes emisiones de GEI. La *eficiencia energética* ha mejorado constantemente, pero a nivel macro parece haberse estabilizado según el análisis de la IEA (2018), que muestra que la proporción de materias primas fósiles que se utilizan para la energía se ha mantenido estable durante las últimas décadas. (DOE,2023,2022).

Las medidas importantes de eficiencia energética incluyen la integración y optimización del uso del calor dentro y entre los procesos químicos, el despliegue de procesos catalíticos y el cambio a fuentes y portadores de energía más eficientes.

La *reducción de la demanda* es una medida clave que necesita más análisis y atención; no se considera explícitamente en todos los análisis de escenarios revisados anteriormente. (Allwood et al., 2010; CAF,2024; DOE, 2023; Hernández et al. 2018; Skelton y Allwood, 2017).

El sector petroquímico y químico a menudo permanece agrupado en subsectores bastante agregados con una heterogeneidad interna considerable (Bauer et al., 2022). La cobertura de productos químicos y petroquímicos en las bases de datos de evaluación del ciclo de vida (LCA) está aumentando considerablemente, impulsada por iniciativas de recopilación de datos de inventarios del ciclo de vida (Life Cycle Inventory, LCI) más grandes, como los esfuerzos de recopilación de datos de la Unión Europea para la huella

ambiental o por compañías de datos de LCI más especializadas como Carbon Minds³⁹, que, ya era la base de datos de evaluación del ciclo de vida de productos químicos y plásticos más grande del mundo. Y, en 2023, agrego 8.000 conjuntos de datos para elevar la muestra disponible a más de 100.000 sustancias químicas, cubriendo ahora más de 1.300 productos químicos y plásticos con múltiples tecnologías de producción en más de 200 regiones del mundo.

Los principales productores mundiales de la IPYQ iniciaron la divulgación de sus emisiones a través del *Proyecto de Divulgación de Carbono* (Carbon Disclosure Project, CDP) en el año 2000⁴⁰. En 2023, 23.293 empresas, que representan una capitalización de mercado de 67 billones de dólares, divulgaron sus datos de desempeño ambiental. Las cifras de divulgación aumentaron un 24 % respecto de las 18.760 empresas registradas el año anterior, y marcaron un aumento de 142 % respecto de las 9.617 empresas registradas en el 2020.

Al mismo tiempo, *un número creciente de empresas están proporcionando información relacionada con la naturaleza más allá del clima*, lo que indica una mayor conciencia de que las empresas tienen impactos y dependencias de la naturaleza, con los consiguientes riesgos y oportunidades. Si bien se trata de un progreso positivo, debe ir acompañado de medidas firmes para gestionar los impactos, los riesgos y las oportunidades relacionados con la naturaleza en todas las cadenas de valor.

En el caso de la biodiversidad, más de 10.600 empresas (82 % de las que recibieron las preguntas sobre biodiversidad) proporcionaron información sobre al menos una pregunta y el 22 % (2.800 empresas) informaron sobre todas las preguntas planteadas sobre biodiversidad.

En el caso de los plásticos, 3.162 empresas divulgaron datos relacionados con el plástico en 2023 (66 % de las que recibieron preguntas sobre plásticos), 2.920 empresas (61 %) respondieron al menos a dos tercios de las preguntas y el 50 % respondió a todas las preguntas.

Las empresas divulgadoras están claramente dominadas por empresas con sede en países miembros de la OCDE, siendo Japón y Estados Unidos los países con la mayor concentración de divulgación, cerca del 50% del universo de empresas que reportaron en 2022. Este ha sido el caso durante la totalidad del período considerado proporción sin excepciones notables que ilustran un sesgo hacia los países con sede en el hemisferio norte. Como tal, los resultados podrían no ser necesariamente indicativos de la industria en su conjunto (Bauer et al., 2022).

La iniciativa Science Based Targets (SBTi) ha abordado recientemente los desafíos y las barreras para establecer SBT en el sector químico (SBTi, 2020b)⁴¹. Se identifican tres elementos como particularmente relevantes a ser considerados, ellos son: 1) *Desarrollar*

³⁹ <https://www.carbon-minds.com/>

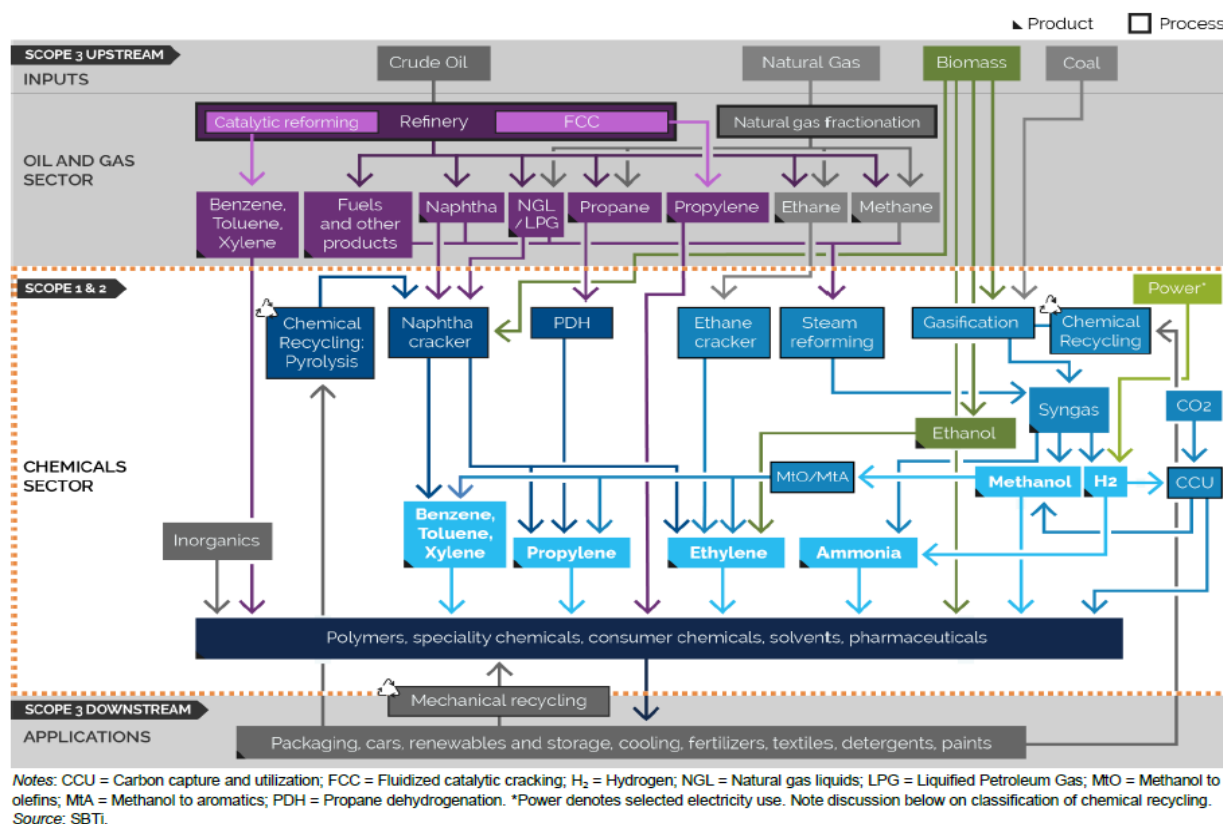
⁴⁰ <https://www.cdp.net/>

⁴¹ <https://sciencebasedtargets.org/sectors/chemicals>

vías de descarbonización específicas del sector, que el SBTi sugiere que incluyan vías de intensidad de emisión específicas para las categorías de productos más importantes; 2) *Producir recursos de contabilidad y establecimiento de objetivos para actividades clave* aguas arriba (“upstream”) y aguas abajo “downstream”, incluidos factores de emisión para bienes y servicios comprados, procesamiento de productos vendidos, uso de productos vendidos y tratamiento al final de la vida útil de los productos vendidos. 3) *Crear consistencia en los enfoques contables y el trazado de límites* en las categorías del alcance 3 de bienes y servicios comprados y el tratamiento al final de la vida útil de los productos vendidos⁴².

En la Figura 8 se identifica la definición del sector químico, y la IPYQ, en el marco de la identificación y análisis de emisiones que propone la SBTi a través de los tres tipos de alcance (scope, por sus siglas en inglés) que propone la metodología propuesta.

Figura 8: Componentes, Límites y Alcances de Emisiones en el Sector Químico



Fuente: SBTi (2020)

El nivel de ambición de los objetivos ha aumentado en promedio en los últimos años. Aun así, a lo largo del período considerado, solo uno de los principales productores petroquímicos (DuPont) informó un objetivo de reducción de emisiones del 100 % en los alcances 1 y 2 (incluyendo las emisiones de alcance 3 aguas arriba). Ningún productor

42 <https://sciencebasedtargets.org/resources/files/SBTi-Chemical-Sector-Status-Report.pdf>

petroquímico importante informó un objetivo de descarbonización total de alcance 1-3 en toda la cadena de valor.

Para las divulgaciones de 2020, 132 de las 145 empresas químicas que informaron al CDP en 2020 han establecido objetivos de emisión. Para 19 de estas empresas, los objetivos adoptados se informaron como certificados a través de SBTi y otras 25 empresas informaron objetivos que no están aprobados oficialmente por SBTi pero que se consideran "internos" con base científica. Sin embargo, el hecho de que las empresas informen que han establecido SBT a través de SBTi no garantiza que este sea realmente el caso debido a la falta de verificación de terceros (Bjørn et al., 2022).

Si bien la mayoría de las empresas parecen tener objetivos para el alcance 1 y 2, hasta 61 empresas o casi la mitad de las empresas que informan objetivos (61) no especifican el alcance de sus objetivos divulgados. Al descuidar el alcance 3, las empresas pueden subcontratar el uso intensivo de procesos generadores de carbono y de esa manera aparecen como si estuvieran cumpliendo sus promesas, a pesar de no haber una reducción general de las emisiones. De hecho, dicha subcontratación puede conducir a aumentos en las emisiones totales.

Al observar la ambición de los objetivos agrupados según el año de finalización, no muchas empresas parecen haber establecido objetivos más allá de 2030. Y para aquellos que tienen hay gran variedad con *objetivos de crecimiento neutral en carbono* hasta 2050 (LG Chem) así como 100 % de reducción para alcance 1 y 2 (DuPont). Tal variación en los objetivos informados también es evidente para metas de corto y mediano plazo donde algunas empresas (la mayoría de las cuales clasifican su actividad principal como 'productos para el cuidado personal y el hogar') informan objetivos de reducción absoluta de emisiones del 100 %.

En conjunto, las divulgaciones de emisiones corporativas no parecen ser adecuadas para comparaciones entre regiones o para comprender las tendencias a lo largo del tiempo. Esto se debe a un fuerte sesgo regional, falta de estandarización en los datos y grandes discrepancias en el alcance de la divulgación, así como lagunas e incoherencias en la presentación de informes. Estas críticas se relacionan con la naturaleza del formato de reporte, la acción voluntaria e ilustran la necesidad de trabajar hacia estándares más rigurosos, universales y transparentes en materia de divulgaciones corporativas para la IPYQ.

3. La Industria Petroquímica y Química (IYPQ) en Venezuela

Antecedentes

La industria petroquímica en Venezuela comenzó a desarrollarse significativamente después de la Segunda Guerra Mundial. Estimuladas por la Ley de Hidrocarburos de 1943⁴³, las compañías petroleras instalaron grandes refinerías exportadoras en las

⁴³https://www.researchgate.net/publication/280310908_La_ley_de_hidrocarburos_de_Venezuela_de_1943_Un_cambio_radical_en_el_concepto_de_concesion/link/55b1654f08aed621ddfd53f2/download

costas venezolanas, especialmente las de *Amuay*⁴⁴ y de *Punta Cardón*⁴⁵ en el estado Falcón. Con ello se inician los primeros intentos de integración vertical y encadenamiento productivo, basados en la utilización del gas natural los cuales fueron encabezados por el Instituto Venezolano de Petroquímica con la creación de los *Complejos Petroquímicos de Morón* (hoy *Complejo Hugo Chávez Fría*) y más tarde *El Tablazo* (hoy *Complejo Ana María Campos*).

En virtud del Decreto Presidencial N°3 del 29 de Junio de 1956 se transformó la Petroquímica Nacional en el *Instituto Venezolano de Petroquímica* (IVP) bajo la persona jurídica de instituto autónomo adscrito al MEMH⁴⁶. En esa oportunidad se presentó el proyecto de desarrollo del Complejo Petroquímico de Morón⁴⁷, en el estado Carabobo, incluyendo las plantas de Cloro-Soda, Refinería Experimental y Mezcladora de Fertilizantes. Entre 1957 – 1968 se fueron creando y poniendo en marcha otras plantas en dicho complejo⁴⁸.

Posteriormente, se constituyen las primeras *empresas mixtas* denominadas Química Venoco⁴⁹ (1966), Nitroven (1967) y Monómeros Colombo – Venezolanos⁵⁰ (1967). Entre 1968 – 1973 se inicia la construcción y entra en funcionamiento el *Complejo Petroquímico El Tablazo*⁵¹, en el estado Zulia, incluyendo plantas de olefinas, resinas plásticas, vinilos y fertilizantes nitrogenados.

En Enero de 1975, el Ejecutivo Nacional emitió el Decreto N.º 707 mediante el cual se creó el *Consejo Nacional de la Industria Petroquímica* (CONIP) con el objeto de impulsar el desarrollo de la industria petroquímica en el país⁵². Para ello, en 1976, se presentó el *Plan de Desarrollo de la Industria Petroquímica* para el período 1976-1981⁵³. De acuerdo al Decreto Presidencial N.º 1.389, de ese año, se asignó a Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) la instrumentación de los *Complejos Petroquímicos de Paraguaná y Oriente*.

En 1977, en virtud del Decreto Presidencial N.º 2.454 se transformó el IVP en la empresa *Petroquímica de Venezuela*, S.A. (PEQUIVEN) adscrita al Ministerio de Energía y Minas (MEM). En Marzo, de 1978 PEQUIVEN pasó a ser una filial de PDVSA.

Después de la nacionalización petrolera de 1975⁵⁴, y tras el traspaso de las grandes refinerías existentes en el país a las operadoras de Petróleos de Venezuela (PDVSA) y la creación de Pequiven en 1977 (subsidiaria de PDVSA), la industria petroquímica se enfrentó al reto de poner en marcha todas sus plantas: unas seis empresas mixtas y la

44 https://es.wikipedia.org/wiki/Refiner%C3%ADa_de_Amuay

45 http://www.pdvsa.com/index.php?option=com_content&view=article&id=7061&Itemid=577&lang=es

46 https://es.wikipedia.org/wiki/Petroqu%C3%ADmica_de_Venezuela

47 <https://usmpetrolero.wordpress.com/2012/07/13/pequiven-complejo-petroquimico-moron/>

48 <http://mineraypetrolera.blogspot.com/2013/02/moron.html>

49 <https://www.americaeconomia.com/negocios-industrias/chavez-anuncia-expropiacion-de-industrias-venoco>

50 http://www.monmeros.com/index.php?option=com_content&view=article&id=2&Itemid=2

51 <https://usmpetrolero.wordpress.com/2012/07/13/complejo-petroquimico-el-tablazo/>

52 <http://www.pequiven.com/index.php/about/history/39-2011>

53 https://www.petroleosdeamerica.com/POZO_ILUSTRADO_PDF/Cap07_Petroquimica.pdf

54 http://ve.scielo.org/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1315-64112006000100008

planta de olefinas iniciaron sus operaciones en los complejos de Morón y El Tablazo, que por fin empezaron a *generar beneficios en 1983*. Simultáneamente la industria manufacturera química privada seguía su expansión en las Regiones Central y Capital del país.

En 1983, comenzó a funcionar en el *Complejo Petroquímico de El Tablazo* la planta de Polietileno de Alta Densidad (PEAD) de la empresa mixta Plastilago. Y, al mismo tiempo, se crea la empresa mixta Investigación y Desarrollo, C.A. (INDESCA), ubicada en dicho complejo, con el objetivo de contribuir con el crecimiento de la industria nacional del plástico, a través del desarrollo tecnológico de las empresas productoras y transformadoras de las resinas plásticas.

En Noviembre de 1988 se amplió la planta de PEAD de Plastilago y, al mismo tiempo, comienza a producir la planta de Poliestireno de la empresa mixta Estirenos del Zulia (Estizulia) en El Tablazo. Al año siguiente se constituyó la empresa mixta Resilin para producir Polietileno Lineal de Alta (PELAD) y Baja Densidad (PELBD). Y comienzan a funcionar los laboratorios para resinas termoplásticas de INDESCA.

Mientras crecía el interés del Estado por la Faja Petrolífera del Orinoco, el descubrimiento de grandes yacimientos de gas natural en los estados Anzoátegui y Monagas confirmó la nueva importancia estratégica del Oriente del país y anunció modificaciones importantes en la geografía (espacial) venezolana de los hidrocarburos.

Estos hallazgos motivaron: la *construcción de un gasoducto adicional entre los estados Anzoátegui y Falcón*, con el propósito de cubrir a largo plazo las demandas de las regiones central y occidental gracias a la interconexión del sistema de distribución (proyecto Nurgas)⁵⁵; la creación, cerca del complejo criogénico de José (Edo. Anzoátegui), de un tercer polo petroquímico dedicado casi exclusivamente a la exportación.

En 1990, comenzó a producir Metil-Terbutil—Eter (MTBE) la empresa mixta Super Octanos en el Complejo Petroquímico de Jose⁵⁶. Asimismo, la empresa mixta Propilven comenzó la producción de Polipropileno (PP) grados homo polímeros, copolímeros random y copolímeros de impacto en el Complejo Petroquímico de El Tablazo. Este mismo año se crea Olefinas del Zulia como empresa mixta para operar las plantas Olefinas I y II (con capacidad de diseño de 250 MTMA de Etileno y 130 MTMA de Propileno) en El Tablazo. El Etileno es la materia prima básica para las empresas mixtas procesadoras de resinas. Mientras que el Propileno se utiliza como materia prima para las plantas de Plastilago, Polilago y Resilin.

Adicionalmente, a los tres complejos petroquímicos mencionados donde han venido operando tradicionalmente PEQUIVEN y sus empresas (filiales y mixtas) existen otros dos complejos orientados más a aprovechar las corrientes intermedias de las refinerías de petróleo que suministran insumos a las actividades de la industria petroquímica y

⁵⁵ <https://es.wikipedia.org/wiki/Corpoven>

⁵⁶ https://es.wikipedia.org/wiki/Complejo_Petroqu%C3%ADmico_Jos%C3%A9_Antonio_Anzo%C3%A1tegui

elaboración de resinas, ellos son: el *Complejo de Aromáticos Benceno-Tolueno-Xileno (BTX)*⁵⁷ ubicado en la refinería de El Palito, en el estado Carabobo; y, el *Centro de Refinación Paraguana* (CRP)⁵⁸ adyacente a la Refinería de Cardón, en el estado Falcón. En el primero esta una planta que ha sido operada por PEQUIVEN y, posteriormente, por PDVSA. Mientras que en el segundo se encuentran la empresa del estado Aceite y Solventes Venezolanos, S.A. (VASSA)⁵⁹ y la empresa mixta Propileno de Falcón, C.A. (PROFALCA).

En 2006, se aprobó el “Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación” para el periodo 2007-2013, allí se planteó la posibilidad de nacionalizar todos aquellos sectores de la economía que pudieran ser considerados estratégicos para la economía nacional con lo cual la volatilidad regulatoria del periodo se consolida.

Entre 2005 – 2006, se decreta la separación de PEQUIVEN de PDVSA para convertirla en una corporación independiente adscrita al Ministerio de Energía y Petróleo, al mismo tiempo se crea el viceministerio de Petroquímica y Refinación y se anuncian los planes de desarrollo de PEQUIVEN para el período 2006 – 2012.

La industria petroquímica nacional se enfrenta a serias amenazas si no se logra su reactivación y más aún si no logra prepararse para afrontar las presiones que hoy día ya están comenzando a afectar el negocio petroquímico a nivel mundial. La transición energética es una prioridad inminente para todos los sectores, y la IPYQ no es la excepción. La descarbonización de la economía y la IPYQ lucen irreversibles, y por ello en Venezuela debe comenzarse a diseñar políticas públicas y acciones empresariales que estén orientadas en este sentido (Asoquim, 2023; Gabaldon, 2023; Plan de la Patria 2019-2025).

La Dimensión Espacial

Con los avances de la política de industrialización de los hidrocarburos, el desarrollo y consolidación de la cadena petroquímica y química desde sus orígenes aparece muy vinculado al aprovechamiento del gas natural y, secundariamente, de las corrientes de refinería (de la Planta de El Palito).

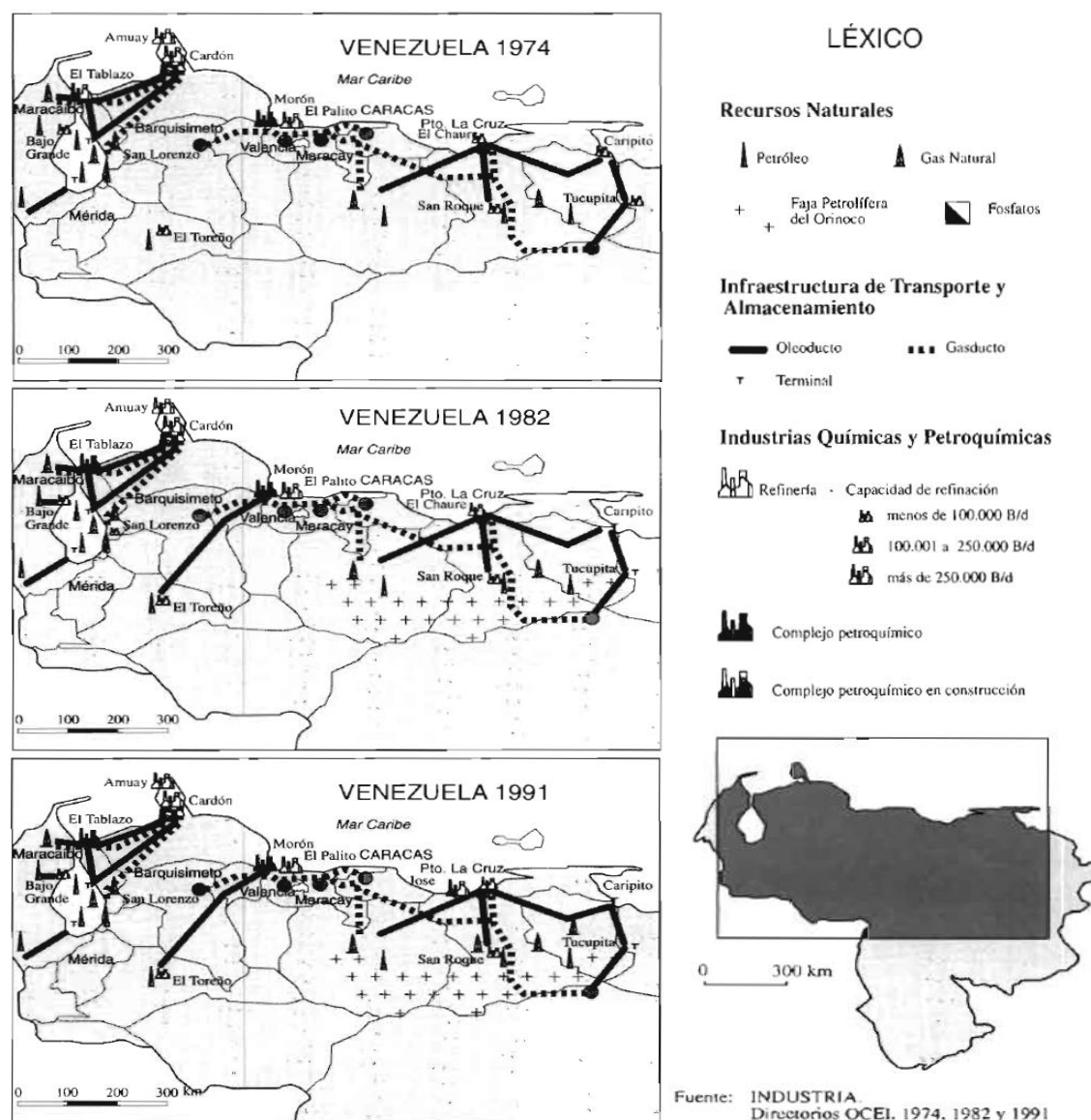
En este sentido, la localización de la industria petroquímica en el estado Zulia y, en el Oriente del país, queda básicamente determinada por la presencia de grandes yacimientos de gas natural, y por unos sitios portuarios que ofrecen facilidades de transporte con miras a la exportación. Mientras que los eslabones de la cadena vinculados a la transformación de los productos petroquímicos básicos privilegian la proximidad de sus principales mercados, juntamente con economías de aglomeración alrededor de la capital (Dtto. Capital) y en la Región Central (Aragua, Carabobo, Miranda). Hay otras opciones lejanas abiertas por la posible transformación de los fosfatos del Táchira y gracias a su cercanía con Colombia.

57 https://es.wikipedia.org/wiki/Refiner%C3%ADa_El_Palito

58 https://es.wikipedia.org/wiki/Centro_de_refinaci%C3%B3n_Paraguan%C3%A1

59 <https://vendata.org/site/empresas/empresa.php?id=1>

Figura 9: Dinámica espacial de la industria química en Venezuela de 1974 a 1991



Fuente: Pirela (1996).

Economía Circular en la IPYQ

Las políticas más importantes para avanzar en la transición de la economía circular en los países de ALC son la introducción de políticas mejoradas de gestión y prevención de desechos, políticas fiscales y esquemas de REP. (Clemente, 2022).

De acuerdo con las estadísticas que maneja Vitalis60, en Venezuela se recicla alrededor del 95% del aluminio, 90% de hierro, 25% de vidrio, 1% de materia orgánica, 20% de papel y cartón, y alrededor del 2% en plásticos. Sin embargo, en función del volumen

60 <http://vitalis.net/actualidad-ambiental/venezuela-no-cuenta-con-politicas-ni-metas-para-incentivar-el-reciclaje/>

total de residuos, menos de la quinta parte pudieran estar recibiendo un tratamiento final apropiado.

Algunas de las empresas más importantes de reciclaje en diferentes tipos de productos que operan actualmente en Venezuela son: Al Cicla de Venezuela⁶¹; Ecoreciclaje⁶²; Grupo Mistral⁶³; Plásticos Ecoplast⁶⁴; Multirecicla, C.A.⁶⁵; Proyectos PET⁶⁶; Repaveca⁶⁷, Plastitec Group⁶⁸ Venezolana de Reciclaje C.A.⁶⁹, Venefoil, C.A., Venegreen⁷⁰ y otras⁷¹.

En este grupo destacan Plásticos Ecoplast y Plastitec Group como empresas procesadoras de la resina PET y su capacidad para elaborar resinas recicladas de PET grado alimenticio. Así como la empresa Multirecicla la cual participo en el desafío “Rethinking Plastic”⁷² organizado por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) en conjunto y la iniciativa Solve del Instituto Tecnológico de Massachusetts (MIT Solve)⁷³.

Evolución y Perspectivas del Entorno Legal vinculado a la IPYQ

La IPYQ en Venezuela ha estado sujeta a un entorno legal dinámico y complejo, con múltiples leyes que han tenido profundos impactos en su desarrollo y operación.

Con la llegada del régimen del presidente Hugo Chávez, en 1999, la visión del desarrollo de la industria petroquímica que tenía el Estado, comienza a cambiar. En el año 2005, se decreta la transformación de PEQUIVEN como Petroquímica de Venezuela, independiente de PDVSA, por lo cual se transfirieron todas las acciones a la República y se adscribió al Ministerio de Energía y Petróleo. En el 2009 se promulga la *Ley Orgánica de Desarrollo de las Actividades Petroquímicas* (LODAP), que posteriormente es reformada ligeramente por decreto presidencial en el 2015 (Decreto No. 2.171)⁷⁴.

Al considerar el campo de los *hidrocarburos líquidos y gaseosos*, también se sentaron las bases legales para impulsar el desarrollo industrial aguas abajo, por parte del sector privado, abriéndose sectores de la industria de los hidrocarburos que habían estado previamente restringidos para el sector privado.

61 <https://www.bnamericas.com/es/noticias/al Cicla-inaugura-planta-de-reciclaje-de-aluminio-en-carabobo>

62 <https://ecoreciclaje.com.ve/>

63 <http://www.grupomistral.com/>

64 <http://www.plasticosecoplast.com/>

65 <http://www.multirecicla.com.ve/>

66 <https://www.proyectospet.com/>

67 <https://infoguia.com/is.asp?emp=repaveca-caracas&clte=22104868&ciud=41>

68 <https://www.plastitecgroup.com/>

69 <https://www.venrecicla.com/>

70 <https://venegreen.com/>, se especializa en reciclados de polietileno y polipropileno.

71 <https://vitalis.net/actualidad-ambiental/vitalis-y-natick-presentan-nuevo-directorio-de-reciclaje-en-venezuela/>

72 <https://www.iadb.org/es/noticias/grupo-bid-lanza-desafio-de-innovacion-abierta-para-reducir-el-uso-de-plastico>

73 <https://solve.mit.edu/challenges/RethinkPlastics-es>

74 http://www.minpet.gob.ve/images/biblioteca/leyes/Ley_Organica_para_el_Desarrollo_de_las_Actividades_Petroquimicas_2009.pdf, <http://extwprlegs1.fao.org/docs/pdf/ven89933.pdf>

Primero, con la *Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos* (“LOHG”) que se promulgó en 1999 (GO No. 36.793 del 23/09/1999), la cual establecía en su artículo 22 la participación privada privadas nacionales o extranjeras, con o sin la participación del Estado

Y segundo, con la *Ley Orgánica de Hidrocarburos* (“LOH”) del 2001 (G.O. 37.323 del 03/11/2001), luego modificada por el Decreto N° 1.510 cinco años más tarde (G.O. del 24/05/2006). En el artículo 10 y 50 de esta ley se expresa que podrán ser realizadas directamente por el Estado, por empresas de su exclusiva propiedad, por empresas mixtas con participación de capital estatal y privado, en cualquier proporción y por empresas privadas actividades de procesamiento de insumos.

Estas tres leyes establecían una base legal sólida y coherente, para un interesante desarrollo tanto de la industria petroquímica nacional a partir del gas natural, como de la de derivados de hidrocarburos procedentes de corrientes de refinerías; pues ampliaban los sectores industriales en los cuales el sector privado nacional e internacional, podía participar sin limitaciones o restricciones de participación accionaria. Este marco legal y jurídico ha venido siendo limitado sistemáticamente desde 2005 a la presente fecha y, al mismo tiempo, se ha visto condicionado por la aplicación de las sanciones de los Estados Unidos a personas e instituciones vinculadas al actual gobierno de Venezuela⁷⁵.

En materia de gestión de residuos en el país, existen dos leyes, ellas son: la *Ley de Residuos y Desechos Sólidos* (2004) y la *Ley de Gestión Integral de la Basura* (LGIB) de 2010. La segunda fomenta de forma importante el reciclaje, y aunque no comprende una política propiamente de economía circular, reciclaje integral e inclusivo, establece ciertas normas que fomentan la inclusión de recicladores en el manejo de los residuos sólidos.

En Octubre 2020, se estableció la Resolución N.º 0191 mediante la cual se dictan, por primera vez en el país, las normas sobre la *Responsabilidad Extendida del Productor de envases, empaques y envoltorios de papel, cartón, plástico y vidrio de un solo uso y neumáticos*. Asimismo, se crea el Registro de Productores (RePROD) del Productor de envases y empaques de un solo uso y neumáticos, bajo la responsabilidad del Ministerio del Poder Popular para el Ecosocialismo.

En este lapso, la *Ley Antibloqueo* fue publicada, por la Asamblea Nacional Constituyente, en la Gaceta Oficial Extraordinaria N° 6.583, fechada el 12 de octubre de 2020, junto con el Decreto Constituyente que creo el *Centro Internacional de Inversión Productiva (CIIP)*⁷⁶, como organismo supervisor de los acuerdos y otras medidas en el marco de la norma que busca eludir las sanciones estadounidenses.

En Febrero 2021, el CIIP comenzó a circular entre inversionistas (nacionales e internacionales) interesados oportunidades de inversión de capital en PDVSA susceptibles a financiamiento nacional, internacional o mixto asociado a proyectos

75 <https://fas.org/sqp/crs/row/IF10715.pdf>

76 <https://www.ciip.com.ve/>

integrados en toda la cadena de valor, bajo nuevos esquemas de negocios, ajustados a la normativa legal vigente.

La *Ley Orgánica de las Zonas Económicas Especiales* (LOZEE), fue promulgada a fines de junio y publicada el 20 de julio de 2022 en la Gaceta Oficial N° 6.710. El marco aprobado contempla la creación de *cinco zonas económicas especiales* que impulsen la inversión local y extranjera para consolidar el desarrollo de los sectores agricultura, energía (petróleo y gas natural), forestal, minería, industrial (incluye aluminio, acero, plásticos), pesca y turismo.

En principio, la creación de las ZEE ofrece a la IPYQ un entorno más favorable para atraer inversiones y desarrollar proyectos innovadores. Las zonas específicas, como la Península de Paraguaná y el corredor Puerto Cabello-Morón, pueden beneficiarse de inversiones en complejos de refinación y petroquímicos, respectivamente. No obstante, el éxito de estas ZEE depende de la implementación efectiva de políticas que aseguren la transparencia y la colaboración entre el sector público y privado. Aunque Venezuela inició las ZEE en los años sesenta no se conocen datos de resultados, en la mayoría de estas zonas⁷⁷, que den cuenta del cumplimiento o no de los objetivos que se propusieron en cada caso (Guerrero, 2021).

La Cadena de la IPYQ

La cadena de producción de la industria petroquímica está conformada por el conjunto de industrias manufactureras que abarca desde los eslabones primarios, producción de las materias primas, hasta los eslabones de manufactura denominados “aguas abajo”.

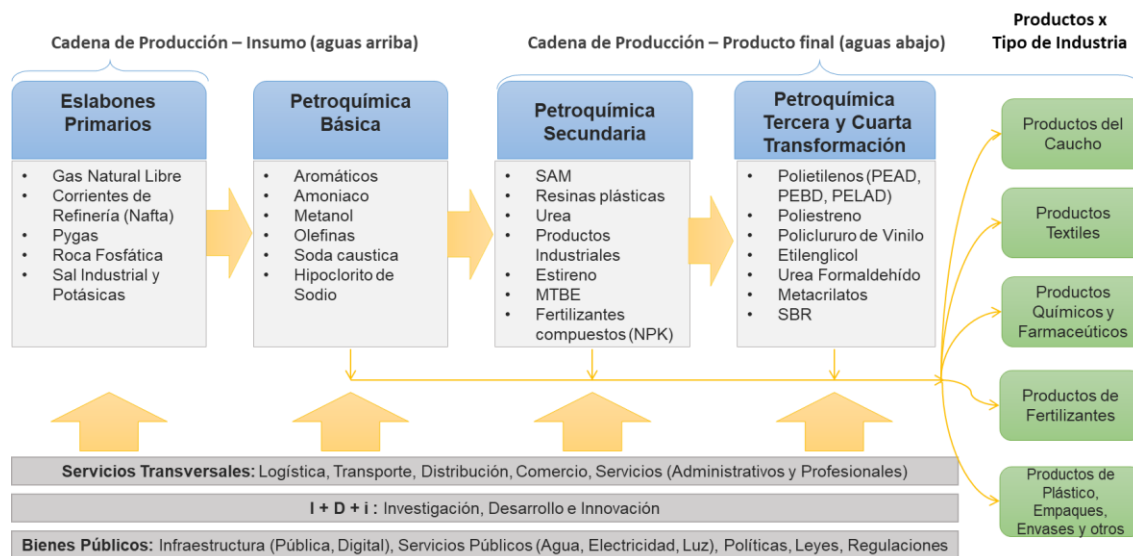
El funcionamiento de la cadena ha dependido, desde prácticamente su nacimiento, de los insumos que suministra Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA)⁷⁸ a Pequiven y sus empresas (filiales y mixtas), como proveedora fundamentalmente de los insumos que se requieren para los procesos de producción y transformación asociados a la industria petroquímica. Con el deterioro de la gerencia empresarial⁷⁹ y los niveles de producción de PDVSA, Pequiven y sus empresas (filiales y mixtas) han venido limitando la oferta nacional de insumos (incluyendo las resinas plásticas) lo cual ha paralizado el funcionamiento de los eslabones de la cadena, a esto hay que agregar que desde sus inicios varios eslabones funcionaban gracias a la posibilidad de importar las materias primas que se requerían, ya que no existía producción nacional.

⁷⁷ Una excepción es la Zona de Desarrollo Estratégico Nacional Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez, de la cual se conocen algunos datos a través de los informes de gestión tanto de Pdvsa, como de las empresas que operan en esta zona, dadas las características de cumplimiento de normas y procedimientos basados en auditorías (Guerrero, 2021).

⁷⁸ Productos de las Corrientes de Refinerías, Nafta, Gas Natural (Metano) y Líquidos del Gas Natural (Etano y Propano) asociado a la extracción de Petróleo.

⁷⁹ La capacidad financiera, comercial y de gestión de PDVSA, Pequiven y sus empresas (filiales y mixtas) desde 1999 al presente.

Figura 10: La Cadena de la IPYQ en Venezuela



Fuente: Clemente (2021)

La principal razón de la no producción nacional de los complejos petroquímicos y de refinación existente en el país y sus empresas asociadas, a la fecha, es la falta de materias primas (por el limitado funcionamiento de las actividades de extracción de crudo y refinación del petróleo y sus derivados), las limitaciones (comerciales y financieras) para importar insumos, repuestos, otros servicios, la caída de la demanda interna, los efectos de las sanciones sobre las empresas donde participan Pequiven, PDVSA entre otras organizaciones sancionadas⁸⁰ y la imposibilidad de exportar.

La industria de manufacturas plásticas está conformada por el conjunto de establecimientos que utilizan resinas plásticas como materia prima principal. Entre las principales resinas que se utilizan en el país, están: polietilenos de alta y baja densidad (PEAD, PEBD, PELBD), polipropileno (PP), PVC, poliestireno (PS), ABS, Nylon y PET⁸¹.

En la actualidad Pequiven y sus empresas asociadas (mixtas y filiales) no se encuentran en capacidad de suministrar dichos insumos críticos para la producción de los envases plásticos. En una primera etapa (hasta 2017) Pequiven (y sus empresas mixtas) producían y/o importaban las resinas y se las vendía a los productores nacionales (a precios menores a los internacionales); para este fin, se creó la empresa Corporación Americana de Resinas de Venezuela, C.A. (CORAMER) la cual en sus inicios comercializaba resinas nacionales e importadas⁸². Desde 2017 al presente CORAMER estuvo importando resinas hasta que su situación financiera se lo permitió. En la

⁸⁰ <https://fas.org/sqp/crs/row/IF10715.pdf>

⁸¹ Millan (2003)

⁸² Esta empresa proporciona asistencia técnica para el uso y desarrollo de resinas plásticas. Coramer es propiedad de las empresas venezolanas de producción de resina Petroquímica de Venezuela, S.A. (Pequiven), Poliolefinas Internacionales, S.A. (Polinter) y Polipropileno de Venezuela Propilven, S.A. (Propilven). La empresa comercializa sus productos, entre ellos policloruro de vinilo, polietileno y polipropileno.

actualidad las empresas productoras de plástico han venido importando de manera directa las resinas y otros insumos requeridos.

Además de las resinas, la industria del plástico consume una cantidad importante de materiales procedentes de la industria química, tales como productos orgánicos e inorgánicos, materias primas auxiliares, utilizados para dar a los plásticos las propiedades requeridas. Estas sustancias pueden agruparse en: aditivos, barnices, cargas, colorantes, estabilizantes, ingredientes fluidos, lubricantes, pegamentos, pigmentos, plastificantes, solventes, tintas y otros insumos, de los cuales también una alta proporción son importados.

En el caso de las tintas existen cuatro empresas asociadas a Asoquim que se encuentran involucradas a los eslabones que conforman esta sub-sección de la cadena, ellas son: Color Químicas, S.A.⁸³ – COLQUIM; Fábrica de Tintas Olín, C.A.⁸⁴; QUIMITEC, C.A.⁸⁵ y Tintas Venezolanas, C.A.⁸⁶.

Entre los principales proveedores de insumos para la producción de tintas se encuentran CAVIM⁸⁷, C.A. Venezolana de Pigmentos⁸⁸, Negroven⁸⁹, PEQUIVEN (BTX)⁹⁰, PDVSA⁹¹, PRALCA⁹², PetroSima⁹³, Oxiteno⁹⁴ y otros.

A la fecha los niveles de producción son mínimos e inexistentes en muchas de las plantas siendo la principal razón la falta de insumos provenientes de las empresas vinculadas al estado, tales como Cavim, PEQUIVEN y PDVSA respectivamente. Así como también debido a los bajos niveles de demanda interna y a la falta de recursos humanos. Si bien hay un número importante de insumos importados requeridos para el funcionamiento de la cadena en los actuales momentos las barreras a las importaciones no constituyen un cuello de botella para estar operativo.

Las perspectivas de funcionamiento de los eslabones (y empresas) asociados (as) a estos productos dependerán en gran medida de la reactivación de la demanda interna, los mercados de exportación y la disponibilidad de insumos nacionales algunos de los cuales deben ser suministrados por empresas privadas y empresas del estado (PDVSA y PEQUIVEN), pero en el caso de las privadas requieren de insumos básicos suministrados por las empresas del estado; por lo tanto, si determinadas plantas de

83 <http://asoquim.com/business-directory/color-quimicas-s-a-colquim/>

84 <https://asoquim.com/business-directory/fabrica-de-tinta-olin-c-a/>

85 <http://asoquim.com/business-directory/quimitec-c-a/>

86 <http://www.directoriografico.com/site/tintas-venezolanas-c-a-tivenca/>

87 <http://www.cavim.com.ve/>

88 <https://asoquim.com/business-directory/cavenpi-c-a-venezolana-de-pigmentos/>

89 <https://negroven.co.ve/>

90 <http://www.pequiven.com/index.php/blog/218-pequiven-y-pdvsa-articulan-esfuerzos-para-asegurar-produccion-de-materia-prima.html>

91 http://www.pdvsa.com/index.php?option=com_content&view=article&id=7998:refineria-san-roque-funciona-a-toda-maquina&catid=10&Itemid=589&lang=es

92 <https://asoquim.com/business-directory/productora-de-alcoholes-hidratados-c-a-pralca/>

93 <https://petroquimicasima.com.ve/>

94 http://www.oxiteno.com/webcenter/portal/Oxiteno/es/inicio?_adf.ctrlstate=12fm6axwm1_81&_afLoop=99242496151573436

PDVSA y PEQUIVEN no se encuentran operativas la sub-sección de la cadena no puede funcionar. Y, al mismo tiempo, las condiciones financieras de algunas empresas privadas limitan su capacidad de importaciones.

En el caso de los pegamentos (o cementos de contacto) existen ocho empresas asociadas a Asoquim que se encuentran involucradas a los eslabones que conforman esta sub-sección de la cadena, ellas son: Couttenye & Co.⁹⁵, S.A.; Even Esponja Venezolanas, S.A.⁹⁶; Industrias Bell Power, C.A.⁹⁷; Industrias Menequim, C.A.⁹⁸; Industrias MP, C.A.⁹⁹; Inversiones Simbi, C.A.¹⁰⁰; Químicas Victoria, C.A.¹⁰¹.

En el caso de los cementos de contacto se identifican cuatro cadenas productivas de interés, ellas son: caucho natural; caucho sintético, cementos de contacto a base de poliuretano y resinas termoestables (fenólicas).

Entre los principales proveedores de insumos para las cuatro cadenas productivas identificadas se encuentran: Gases Unidos¹⁰², Industria Venezolana del Gas¹⁰³, Linde¹⁰⁴, Oxicar¹⁰⁵, PDVSA¹⁰⁶, PEQUIVEN¹⁰⁷, METOR¹⁰⁸, Resimon¹⁰⁹ y Resinas Múltiples¹¹⁰

Las perspectivas de funcionamiento de los eslabones (y empresas) asociados (as) a estos productos dependerán en gran medida de la reactivación de la demanda interna, los mercados de exportación y la disponibilidad de insumos nacionales algunos de los cuales deben ser suministrados por empresas privadas y empresas del estado (PDVSA y PEQUIVEN), pero en el caso de las privadas requieren de insumos básicos suministrados por las empresas del estado; por lo tanto, si determinadas plantas de PDVSA y PEQUIVEN no se encuentran operativas la sub-sección de la cadena no puede funcionar. Y, al mismo tiempo, las condiciones financieras de algunas empresas privadas limitan su capacidad de importaciones.

Es importante tener presente que las resinas plásticas constituyen el insumo básico de los diversos eslabones de la cadena de la etapa de transformación del plástico. En la Figura 21 se describe de una manera esquemática e ilustrativa la relación existente entre

95 <http://www.couttenye.com.ve/index.html>

96 <https://www.cylex.com.ve/caracas/even+esponjas+venezolanas%2C+c.a.-11158784.html>

97 <http://www.bellpower.com.ve/bienvenidabel.html>

98 <https://www.menequim.com/>

99 <http://www.directoriografico.com/site/industrias-mp-c-a/>

100 <https://asoquim.com/business-directory/inversiones-simbi-c-a/>

101 <http://www.pegasold.com/>

102 <http://www.gasesunidos.net/index.html>

103 <https://asoquim.com/business-directory/industria-venezolana-de-gas-invegas-s-c-a/>

104 <https://www.lindeus.com/>

105 <https://www.oxicar.net/>

106 Los principales insumos suministrados a estos eslabones es Gas Natural, Metano, Solin y Tolueno.

107 El principal insumo suministrado es amoniaco.

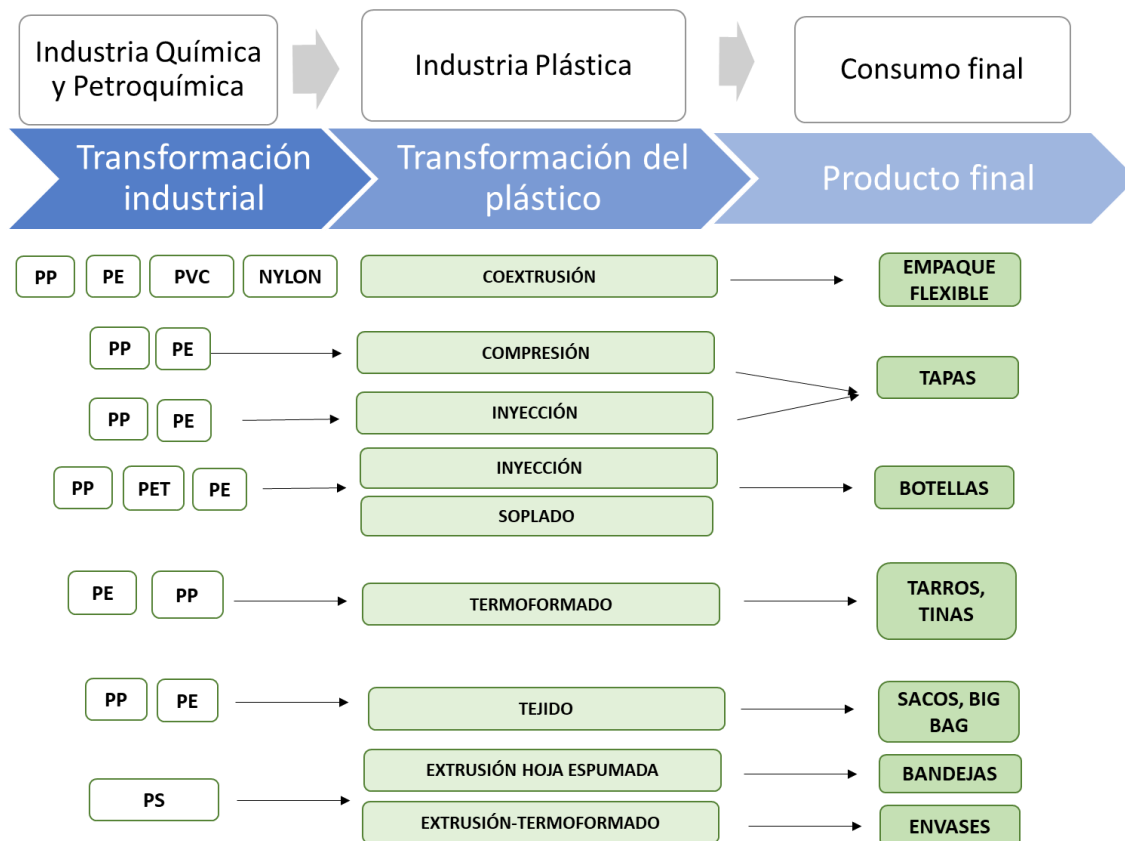
108 <https://www.meteoronline.com/>

109 <http://www.resimon.com/>

110 <https://asoquim.com/business-directory/resinas-multiples-s-a/>

los tipos de resinas usados, los procesos de transformación del plástico existentes y los productos finales que de ellos se obtienen.

Figura 11: Resinas Procesos de Transformación del Plástico y Productos Finales

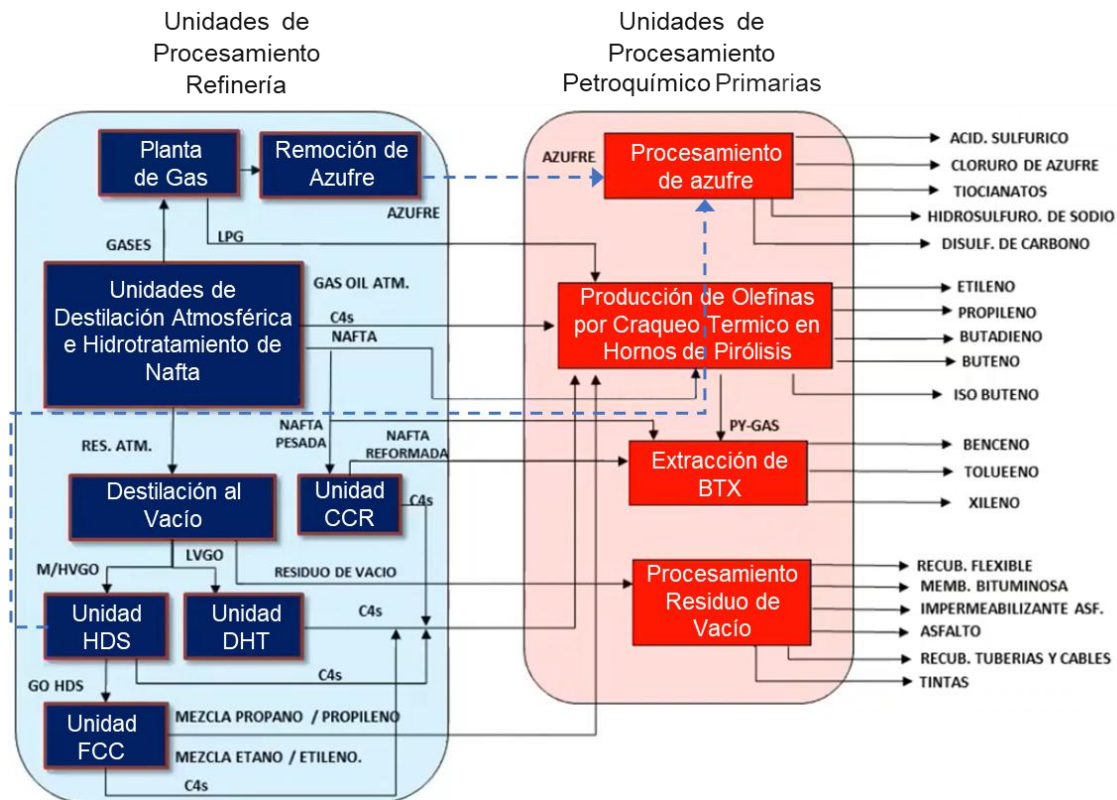


PP = Polipropileno, PE = Polietileno, PVC= Cloruro de Polivinilo, PS = Poliestireno, PET = Teraftalato de Polietileno

Fuente: Cavenvase (2020), Clemente (2021)

En el Complejo de Refinación Paraguaná (CRP en el estado Falcón) y en los complejos petroquímicos Ana María Campos (en el estado Zulia), Hugo Chávez (en el estado Carabobo) y José Antonio Anzoátegui (en el estado Anzoátegui) ha existido un proceso de integración limitado entre las refinerías cercanas a cada complejo y el procesamiento petroquímico respectivo debido a las limitaciones en el suministro de corrientes de refinación y gas natural. En la actualidad existe una integración mínima de las refinerías hacia los complejos petroquímicos a través del suministro de azufre, C4 (ver líneas punteadas en la Figura 12) y en una menor medida de nafta y mezcla de propano / propileno. Sin embargo, de acuerdo a informes de expertos nacionales en ambas industrias, hay un alto potencial en ambas direcciones, es decir, entre las refinerías y los complejos petroquímicos existentes (Castor, 2021; Gabaldon, 2023; Mata, 2021; Pérez, 2021).

Figura 12: Integración Refinería – Petroquímica



Fuente: Pérez (2021)

Emisiones de GEI en Venezuela, Quema de Gas y Descarbonización

En Venezuela, el *total de las emisiones de GEI* en el año 1990 fue de 0,207 GtCO₂eq. Este nivel se incrementó a una tasa interanual de 2,92% y 1,41% para ubicarse en 0,277 GtCO₂eq. en el año 2000 y en 0,318 GtCO₂eq. en el año 2010 respectivamente. Posteriormente, el nivel de emisiones descendió a una tasa interanual de -4,01% para ubicarse en 0,220 GtCO₂eq. en el año 2019.

Durante el periodo indicado (1990-2019) la estructura sectorial promedio de las emisiones de GEI por sectores fue la siguiente: Suministro de Energía (33%); ASOUT (31%); Industria (21%); Transporte (13%); y, Edificaciones (2%). En circunstancias que la distribución por tipo de gases fue: Dióxido de Carbono (CO₂) 68%; Metano (CH₄) 26%; Oxido Nitroso (N₂O) 4%; y, Gases Fluorados (Fgas) 2% respectivamente.

Cuadro 2: Nivel de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI)

Estructura (%) del Nivel de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI)

Titulo del sector	1990	2000	2010	2019	1990-2019
ASOUT	34,73	33,17	24,26	31,40	30,89
Edificaciones	2,47	2,02	2,14	1,75	2,10
Suministro de Energia	29,09	34,24	31,65	37,16	33,03
Industria	19,74	18,00	26,58	19,49	20,95
Transporte	13,97	12,58	15,37	10,21	13,03
Total	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Total de Emisiones tCO2eq.	207.519.789	276.736.092	318.231.064	220.201.177	

Tasa de Crecimiento Interanual (%)

Titulo del sector	1990-2000	2010-2000	2020-2010
ASOUT	2,45	-1,71	-1,22
Edificaciones	0,90	1,98	-6,16
Suministro de Energia	4,61	0,61	-2,28
Industria	1,97	5,44	-7,26
Transporte	1,85	3,46	-8,27
Total	2,92	1,41	-4,01
Total de Emisiones tCO2eq.			

Fuente: Minx et al., 2021; Lamb et al., 2021 y Cálculos Propios

El total de emisiones del sector *Suministro de Energía* fue de 0,060 GtCO₂eq. en 1990. Luego presentó tasas de crecimiento interanual de 4,61% y 0,61% para ubicarse en 0,095 GtCO₂eq. en el año 2000 y en 0,100 GtCO₂eq. en el año 2010 respectivamente. Luego desciende a una tasa interanual de -2,06% para llegar a un nivel de emisiones de 0,081 GtCO₂eq. en el año 2019.

En este sector destacan a nivel de subsectores los siguientes: Emisiones Fugitivas de Petróleo y Gas (42%); Electricidad y Calefacción (25%); Otros Sistemas de Energía (21%); Refinación de Petróleo (10%) y Emisiones Fugitivas de la Minería de Carbón (2%). La distribución de los tipos de gases en el sector fue: Dióxido de Carbono (CO₂) 65%; Metano (CH₄) 33%; Óxido Nitroso (N₂O) 0,9%; y, Gases Fluorados (Fgas) 0,4% respectivamente.

En el caso del sector *Industria* el total de emisiones de GEI en el año 1990 fue de 0,041 GtCO₂eq. Este nivel se incrementó a una tasa interanual de 2,19% y 6,06% para ubicarse en 0,050 GtCO₂eq. en el año 2000 y en 0,085 GtCO₂eq. en el año 2010. Posteriormente, el nivel de emisiones descendió a una tasa interanual de -7,26% para colocarse en 0,043 GtCO₂eq. en el año 2020.

Al considerar el desempeño del sector industrial a nivel de los sub-sectores que lo conforman, en el lapso considerado, se observa la importancia relativa siguiente: Otras Industrias (30%); *Petroquímica y Química* (26%); Desechos (21%); Metales (18%); y, Cemento (5%). En circunstancias que la distribución de las emisiones por tipos de gases

en el sector fue: Dióxido de Carbono (CO₂) 71%; Metano (CH₄)21%; Óxido Nitroso (N₂O) 0,8%; y, Gases Fluorados (Fgas) 7,5% respectivamente.

En este contexto es importante destacar que la disminución de los niveles de emisiones globales y sectoriales, entre 2010-2019, se encuentra determinado por el desempeño del nivel de actividad económica a lo largo del período y no necesariamente por la existencia de programas, proyectos e iniciativas dirigidas a enfrentar el cambio climático, la gestión de las emisiones y el deterioro del medio ambiente.

La última actualización de la NDC para Venezuela se realizó, en noviembre 2021, partiendo de la revisión de las NDC anteriormente elaboradas y considerando los avances respectivos en los programas y acciones propuestas en materia de adaptación y mitigación (MPPEC 2015, 2017).

Con motivo de la actualización de las NDC, Venezuela adoptó arreglos institucionales para el acceso al financiamiento climático, mediante el nombramiento del “Ministerio del Poder Popular para el Eco-socialismo (MPPEC) como la Autoridad Nacional Determinada (NDA, según sus siglas en inglés) ante el Fondo Verde del Clima”, con las competencias inherentes al referido cargo de Ministro, según el Decreto N° 4.585 de fecha 21 de septiembre de 2021, publicado en la Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 42.217 de la misma fecha.

Al mismo tiempo y mediante Decreto Presidencial se creó la “Comisión Presidencial denominada Comité Nacional del Fondo Verde para el Clima”, según Decreto N° 4.586 de fecha 21 de septiembre de 2021, publicado en la Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 42.217 de la misma fecha, como órgano asesor del Presidente de la República Bolivariana de Venezuela.

En la mencionada actualización la República Bolivariana de Venezuela ratifica su compromiso en reducir sus emisiones de GEI en un 20% al año 2030 con relación al escenario inercial. Para ello, el país contempla actividades en diversos sectores entre las acciones de adaptación y mitigación, siendo la adaptación la prioridad nacional. Las emisiones de Venezuela sólo representan el 0,49% de las emisiones mundiales de GEI (MPPEC, 2021).

La NDC cita proyectos de la compañía petrolera nacional, Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA), para *reducir la quema y venteo mediante la implementación de proyectos de utilización de gas asociado*. Se informa de manera global el nivel de reducción de emisiones esperado de estos proyectos en más de 500.000 tCO₂eq, aunque no se establecen proyectos específicos y un cronograma de reducciones que sea público, monitoreable, verificable y sistemático. (Clemente, 2022).

Más del 90 por ciento del gas que se produce en la República Bolivariana de Venezuela está asociado a la producción de crudo. La mayor parte del gas quemado proviene de campos maduros en la parte oriental del país y la Faja del Orinoco gestionados por PDVSA, aunque existen algunos en manos de empresas multinacionales de categoría mundial. *La quema rutinaria de gas por parte de PDVSA en el norte de Monagas se ha*

convertido en una de las mayores fuentes de quema de gas natural por barril producido en el mundo con su consecuente impacto sobre las emisiones de CO2 a nivel nacional.

Entre 2012 y 2021, la intensidad de la quema de gas natural en la República Bolivariana de Venezuela aumentó por un factor de cuatro, por mucho el mayor aumento en los países considerados en la Asociación Mundial para la Reducción de la Quema de Gas (GGFR sus siglas en ingles)¹¹¹.

Figura 13: Campos de Quema de Gas: Volumen y Emisiones de CO2



Fuente: World Bank (2022)

En 2021, la intensidad de quema del gas en Venezuela fue de 38,1 m3 por barril de crudo producido, la más alta de todos los países estudiados. A pesar de una tendencia a la baja en la producción de petróleo a partir de 2013, que redujo la producción de 2021 a aproximadamente una quinta parte del nivel de 2012, el volumen de gas quemado se mantiene estable. El universo de campos analizados asciende a 179 en el último conteo realizado en 2021 en el marco del GGFR (World Bank, 2022b). De allí se desprende que el campo que más genera volumen de gas quemado a la atmósfera representa el 16 % del total del volumen del país (8.189 millones de M3 de gas) en el año, los cinco campos siguientes representan un 49% del gas quemado en 2021 y los primeros 36 campos consolidan el 90% del gas quemado a nivel nacional.

Durante 2023, los volúmenes de quema de gas en Venezuela disminuyeron en 0,3 bcm (4%), mientras que la producción de petróleo aumentó en un 7%, lo que llevó a una reducción del 10% en intensidad de la quema siendo el tercer año (2021-2023)

111 <https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction>

consecutivo de dicho desempeño. Normalmente, un aumento en la producción de petróleo resultaría en un aumento de la quema de gas si no se implementaran medidas para recuperar y utilizar el gas asociado. La continua caída en la intensidad de la quema reportada sugiere un esfuerzo continuo para gestionar el gas asociado. A pesar de estos acontecimientos positivos, Venezuela sigue siendo uno de los nueve países que más queman gas a la atmósfera y tiene una de las intensidades de quema (por barril producido) más altas del mundo. (GFMR, 2024).

Las reducciones en los volúmenes de gas de quema en 2023 se produjeron casi exclusivamente en campos petroleros del norte del estado Monagas lo cual ha hecho posible el inicio de un proceso de gestión de las emisiones de GEI a través de la implementación de proyectos para gestionar el gas asociado a la producción de crudo en la región oriental del país.

El futuro de la IPYQ Venezolana en un mundo de Transiciones

Venezuela es un país que dispone de una matriz energética relativamente estable estructurada en torno a los combustibles fósiles, el gas natural y la hidroelectricidad con el potencial de desarrollar acero, aluminio, energías verdes y consolidar una integración de sus negocios de refinación y petroquímicos en un entorno de sostenibilidad (Gabaldon, 2023; Mata, 2021; OLADE, 2023; Szabo, 2022; Vázquez, 2022).

En el marco de las obligaciones mundiales voluntarias donde la Agenda 2030, los 17 ODS, el Acuerdo de París y sus múltiples alianzas estratégicas derivadas conforman la base de un desarrollo sostenible e inclusivo a largo plazo, Venezuela presenta elementos que ofrecen el potencial para apalancar cuatro estrategias alineadas con estas obligaciones, ellas son:

- la capacidad de captura, secuestro y uso de CO₂;
- la reducción de quema y venteo de gas;
- la electricidad libre de CO₂ (hidráulica, eólica y solar); y,
- la reforestación

Sobre los cuatro pilares mencionados Venezuela puede construir una agenda de iniciativas que le permitan posicionarse favorablemente en las exigencias de esta nueva agenda que los acuerdos mundiales voluntarios han venido considerando mientras que los países y las industrias han venido plasmando en estrategias y hojas de ruta especificando planes, acciones, actividades y actuaciones.

Teniendo presente que el futuro de la IPYQ se sustenta en la consolidación e integración de las industrias de extracción de crudo, refinación de petróleo y sus derivados y la industria del gas natural; así como el estado de situación de la infraestructura del país en las mismas se han identificado las posibles acciones siguientes, ellas son:

- Recuperar la producción de crudo
- Recuperar y adaptar refinerías y mejoradores
- Desarrollo potencial del gas natural (asociado, no asociado y libre)

- Red de gasoductos nacional e internacional
- Eliminar la quema y venteo de gas natural
- Incrementar producción de gas natural licuado (LNG)
- Recuperar la producción de acero (verde) y aluminio (verde)
- Desarrollar la producción de bio-combustibles
- Producción de hidrógeno verde
- Economía Circular y Reciclaje de plásticos y otros productos químicos
- Producción de hidrógeno y amoníaco azul
- Gasificación del coque con CCS
- Petroquímica

La historia de la IPYQ en Venezuela nos demuestra que la disponibilidad de potencial es una condición necesaria más no suficiente para posicionarse en el mundo de hoy el cual está inmerso en una *transición energética irreversible con el objeto de descarbonizar el sistema global de energía* para afrontar con éxito el cambio climático y el cumplimiento de las metas establecidas en los acuerdos mundiales voluntarios.

El planteamiento de que Venezuela poseía un inmenso potencial petroquímico, apalancado en su industria petrolera y capacidad de refinación, argumento que se fue desarrollando desde 1956, ha venido ajustándose a una nueva realidad, por lo cual se hace necesario *redimensionar las oportunidades de crecimiento al potencial real, a las condiciones actuales del país y al mundo que transita hacia la descarbonización de su sistema global de energía*.

La situación actual es totalmente diferente a la existente en décadas atrás. El excedente de gas natural asociado que antes existía, hoy desapareció producto de la caída significativa de la producción petrolera del país y los niveles de quema por barril producido existentes. Hoy día, es necesario reinyectar volúmenes importantes de gas para mantener los niveles actuales de producción de crudo, por lo cual es indispensable complementar la oferta de gas natural asociado, con gas libre o gas no-asociado. En consecuencia, el excedente de gas natural asociado existente en el pasado, se transformó en déficit. En adición y desafortunadamente, no hubo el desarrollo que se esperaba de los recursos de gas natural libre en el país, a través de las licencias de gas contempladas en la legislación de hidrocarburos gaseosos. Debido a todo lo anterior, hoy día, no hay disponibilidad de gas natural para sustentar nuevas inversiones en proyectos petroquímicos, puesto que no se hicieron las inversiones necesarias para hacer disponibles los recursos existentes bajo tierra de gas libre no asociado.

A esta realidad se debe sumar que a pesar de existir una infraestructura de distribución de gas con cobertura a los principales complejos petroquímicos existe un volumen de quema y venteo de gas de grandes magnitudes por barril de petróleo producido que no solamente limita el desarrollo de la IPYQ, la disponibilidad de gas para otros usos

comerciales, sino que también contribuye de manera importante a la generación de emisiones de CO₂ y CH₄ a la atmósfera.

El parque industrial petroquímico tanto público, mixto y privado hoy día en Venezuela, está constituido por plantas con muchos años de operación, con orientación exclusiva al mercado interno (con la excepción de las empresas mixtas Metor y Super Metanol ubicadas en el Complejo Petroquímico JAA, en el estado Anzoátegui, que exportan ácidos acíclicos, metanol) muchas de ellas en etapa de obsolescencia tecnológica y algunas de ellas en estado de considerable deterioro por la falta de ejecución de los programas de mantenimiento rutinarios, o por la necesidad de realizar inversiones de actualización y/o modernización de su planta industrial. Muchas de ellas requieren ser reemplazadas por plantas nuevas de última tecnología para hacerlas competitivas y productivas de manera sostenible. (Gabaldon, 2023).

A pesar de existir desde hace varias décadas empresas mixtas con socios internacionales de categoría mundial en los negocios petroleros y petroquímicos *no ha sido posible llegar a acuerdos en materia de tecnología, inversiones y acceso a mercados (comerciales y financieros) que permitieran un posicionamiento estratégico ante el nuevo mundo que se abre a la transición energética y la descarbonización de ambas industrias.* Igualmente ha ocurrido con las industrias aguas abajo de la petroquímica, es decir, la *industria química y farmacéutica entre otras donde siempre ha existido presencia de empresas multinacionales en el mercado doméstico.* La caída de la demanda interna, así como el deterioro de los marcos jurídicos, legales y el tema de las sanciones impuestas al país han venido consolidando un aislamiento económico, financiero y empresarial que limita las perspectivas de la IPYQ con potencial existente en el país.

En adición a todos los elementos arriba descritos, se encuentra el disminuido rol del Estado venezolano como accionista de Petroquímica de Venezuela C.A. (PEQUIVEN) para aportar el capital necesario para las operaciones de esta empresa, ya que el gasto público y las necesidades de inversión para la recuperación del aparato productivo nacional en todas las demás áreas, sobre todo en lo que respecta a las necesidades de inversión para la recuperación de la industria petrolera, la transición económica entre otras urgencias hacen que la disponibilidad de los recursos públicos para la recuperación de PEQUIVEN y sus empresas filiales, sean extremadamente limitados y con baja prioridad para este sector.

Todas las consideraciones anteriores conducen inevitablemente a que si se establece como política de Estado el fomentar el *desarrollo petroquímico sostenible como uno de los esquemas de desarrollo económico alternativo a los que han existido en el pasado hasta el momento, es condición sine-qua-non, una reforma radical de la norma legal vigente que regula esta actividad industrial (aguas arriba y aguas abajo), así como el entorno empresarial que la hace posible.* Las experiencias exitosas de países productores de hidrocarburos o no que han logrado superar las exigencias asociadas a la transición energética, la integración refinación – petroquímica, la disminución de los GEI y desarrollar un sector industrial conexas productivo, demuestran que para alcanzar este

nivel es necesario disponer de socios de categoría mundial, condiciones de entorno empresarial apropiadas a las exigencias de los mercados, socios de categoría mundial e instrumentos legislativos flexibles que incentiven y fortalezcan a la IPYQ en los horizontes de tiempo que este tipo de negocios requieren para monetizar, rentabilizar y madurar los altos niveles de inversión que son requeridos.

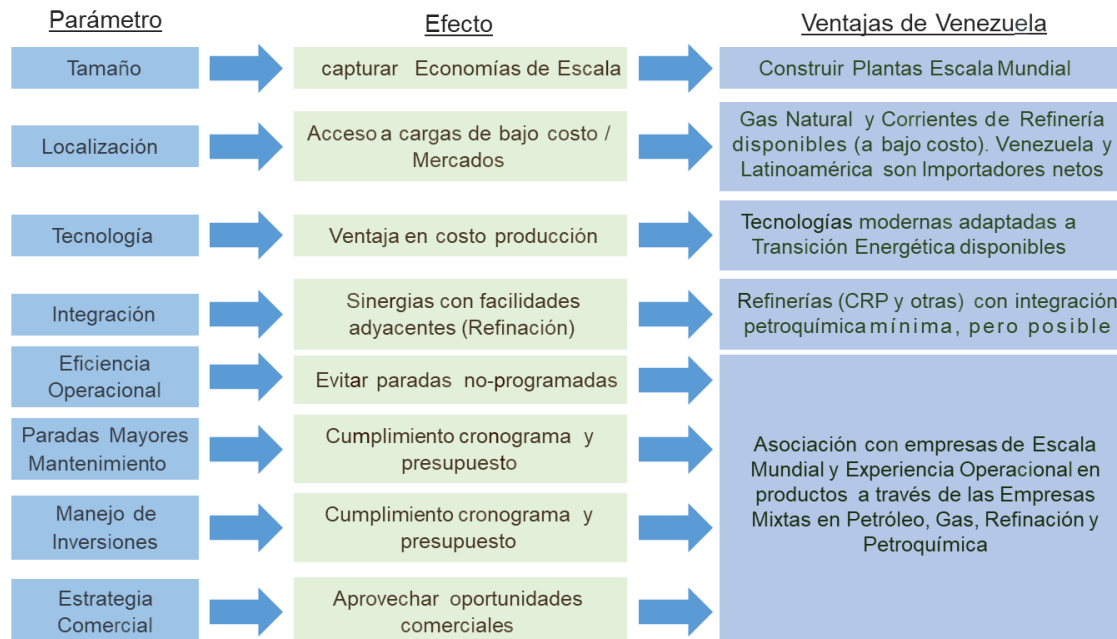
Teniendo presente que el mercado mundial de la IPYQ es muy competitivo y hay muchos países tratando de captar esos inversionistas, la única forma en que Venezuela tenga éxito y pueda lograr el desarrollo y transformación de sus recursos de hidrocarburos a través de la integración de los negocios petroleros, del gas y petroquímicos, es mediante la implementación de políticas de Estado coherentes, que permitan el establecimiento de condiciones competitivas, estables y duraderas en el tiempo, pero a la vez dinámicas, flexibles y adaptables a las circunstancias cambiantes del mercado mundial petroquímico, que conviertan a nuestro país, en un país más atractivo para invertir que otros.

La IPYQ será una oportunidad de desarrollo industrial que sólo podrá materializarse si los proyectos se basan en ventajas comparativas reales, que permitan generar ventajas competitivas, y se logra construir un consenso nacional sobre su importancia y beneficios para el país, que la dote de la legitimidad social necesaria para su crecimiento.

Para ello se requiere establecer reglas claras y básicas que proporcionen la necesaria estabilidad y seguridad jurídica, a fin de atraer inversiones tanto nacionales como extranjeras para el sector petroquímico, generando para el país un mayor valor agregado a partir del gas natural, líquidos del gas natural, demás hidrocarburos líquidos y condensados asociados al petróleo crudo, corrientes de refinería y sustancias minerales, propiciando así la creación de nuevos puestos de trabajo, bajo criterios de competitividad, rentabilidad, desarrollo sostenible y la protección del medio ambiente, asegurando así el desarrollo sustentable del país y su crecimiento económico-social para beneficio de todos los venezolanos.

Existen un *conjunto de factores que afectan la competitividad de la industria petroquímica como negocio de escala mundial* donde Venezuela presenta inicialmente un conjunto de ventajas potenciales que deben ser materializadas (monetizadas y rentabilizadas) a través de acciones, iniciativas, inversiones, capacidad de ejecución y marcos de gestión adecuados que hagan posible la incorporación de inversionistas de calidad mundial y posibilidades reales de inserción en los mercados nacionales e internacionales.

Figura 14: Factores que afectan la Competitividad en la Industria Petroquímica



Fuente: Castor (2021), Deloitte (2020), Gabaldon (2023), Praselj (2022), Pérez (2021)

En una *perspectiva de mediano y largo plazo (10 a 20 años)* el desarrollo petroquímico tendrá legitimidad económica y social en la medida en que logre agregar valor a los hidrocarburos más allá de su utilización como combustibles; manufacturar productos a precios competitivos que puedan ser exportados o transformados ulteriormente en el país; generar cadenas de valor en el país propiciando la instalación de industrias aguas abajo; generar empleos e ingresos en divisas que contribuyan a diversificar la economía del país; generar impactos positivos en las comunidades en las cuales realiza sus operaciones y garantizar operaciones seguras y sustentables desde el punto de vista ambiental.

Tomando como punto de partida no solamente las condiciones del mercado mundial de la IPYQ, sino el estado de situación de los tres complejos petroquímicos (y sus plantas) existentes en el país, así como el de la infraestructura de extracción de crudo, refinación de petróleo y sus derivados, la industria del gas y su sistema de distribución se han venido planteando posibles iniciativas a futuro.

La primera ciertamente es *incrementar los niveles de producción de crudo* que permitan disponer de mayores volúmenes de corrientes de refinación y gas asociado que hagan posible abastecer los requerimientos existentes en el mercado nacional, así como *incrementar los volúmenes de producción de gas* (no asociado y libre) y, al mismo tiempo, *reducir los volúmenes de quema y venteo de gas existentes*, así como las emisiones de CO₂ y CH₄ asociadas. Es decir, para estar en capacidad de reiniciar el desarrollo de la industria petroquímica de una manera sostenible es indispensable disponer de los insumos básicos (corrientes de refinación y gas natural) en cantidad, calidad,

disponibilidad y oportunidad requeridos para lo cual se requiere además del potencial existente en el país de socios, inversiones y flexibilización de las sanciones entre otras condiciones.

El desarrollo sostenible e inclusivo de la IPYQ en Venezuela debe ser el resultado de un conjunto de acciones focalizadas en las ventajas que ofrecen los distintos complejos refinadores y petroquímicos existentes y sus potenciales sinergias. La lógica detrás de este enfoque descansa en el hecho de que la industria petroquímica, en el mundo de hoy, mitiga los riesgos que se avecinan sobre el negocio de la refinación del petróleo y sus derivados como consecuencia de la reducción de mercados de combustibles fósiles con la entrada de las energías verdes; y, al mismo tiempo, la integración de ambos negocios permite una mejor gestión de sus márgenes de rentabilidad respectivos los cuales se encuentran determinados por variables no necesariamente coincidentes y múltiples combinaciones de socios.

En este sentido, diversos expertos nacionales visualizan *una petroquímica en el occidente del país* (estado Falcón y Zulia) fundamentada en el incremento de la producción de gas asociado en el Lago de Maracaibo para abastecer al Complejo “Ana María Campos, AMC” y en el fortalecimiento de la integración del Complejo Refinador Paraguaná (Amuay y Cardón) con el negocio petroquímico (Complejo CRP-PET) y la producción de gas costa afuera. Un planteamiento similar se plantea para el caso del *Complejo Petroquímico “Hugo Chávez, HCF” con la refinería de El Palito ambos ubicados en el estado Carabobo.* Por otra parte, se ha planteado una *estrategia para la petroquímica en el oriente del país (estado Anzoátegui) tomando como base al Complejo Petroquímico “José Antonio Anzoátegui, JAA”, la refinería de Puerto La Cruz, el gas natural (y sus líquidos) que se producen, queman y ventean en el estado Monagas y el coque que se deriva del procesamiento del crudo que se refina en el CRP y en el Complejo JAA.*

A continuación una breve exposición para cada una de las opciones que visualizan los expertos.

Complejo Petroquímico “Ana María Campos, AMC”

Las perspectivas de solución definitiva de la problemática de suministro de gas al Complejo Petroquímico “Ana María Campos, AMC”, en el estado Zulia, tienen dos posibles visiones, una a corto y otra a mediano plazo¹¹². A corto plazo, no se vislumbra como posible una solución al déficit de suministro, bajo un esquema de suministro de insumo vía industria petrolera, ya que cualquier solución posible pasa por la recuperación de la producción de crudo y gas en el lago de Maracaibo, la cual en estos momentos se encuentra en el orden de apenas menos de 200 MBPD.

Para entregar gas al Complejo “Ana María Campos” desde el Lago de Maracaibo se requiere primero incrementar la producción de crudo a niveles por encima de los 800

¹¹² <https://www.camarapetrolera.org/propuestas-para-el-complejo-petroquimico-ana-maria-campos/>

MBPD y sustituir los sistemas de compresión y reparación/cambio del sistema de tuberías de gas sub-lacustre. Esta condición, si bien no es imposible, requiere un esfuerzo muy grande y de tiempo para su ejecución, por lo cual no constituye una solución a corto plazo¹¹³.

Otra solución a corto plazo, vía importaciones, se exploraron antes de que las sanciones impuestas a Venezuela lo hicieran imposible¹¹⁴, ellas fueron:

- Importación de propano: La importación de propano desde el golfo de los EE. UU. ha sido una práctica que se ha realizado desde hace uno años atrás (a partir del 2011).
- Importación de Etano: En los últimos años se ha desarrollado un mercado de exportación de etano refrigerado (una de las principales materias prima para la planta de Olefinas de El Tablazo), desde EE. UU. como resultado del desarrollo del gas a partir de esquisto o lutitas (*Shale Gas*)¹¹⁵.

En el mediano plazo se plantean diversos esquemas factibles, ellos son:

- Explotación de gas asociado en el Lago: Impulsar la producción de gas asociado a la producción de crudo en el Lago de Maracaibo,
- Conclusión del Proyecto Gas La Perla: Existen perspectivas positivas de incremento en el suministro de etano y propano para dicho complejo a medida que el Proyecto de Gas La Perla (Bloque Cardón IV), que desarrolla el Consorcio Repsol-ENI continúe su progreso del cual también se beneficiaría ampliamente la empresa mixta PROFALCA.

El incremento de la producción de las plantas asociadas a este complejo se orientaría en una primera fase específicamente al abastecimiento del mercado interno.

Complejo Petroquímico “Hugo Chávez” en Morón y Complejo de Aromáticos Benceno-Tolueno-Xileno (BTX)¹¹⁶ en El Palito

Hace unos años atrás, PEQUIVEN operaba las instalaciones, las cuales luego pasaron a ser operadas directamente por PDVSA Refinería El Palito. Debido a la deficiente operación de la unidad de Craqueo Catalítico Fluidizado (FCC) de El Palito, la refinería ha tenido que destinar todo el reformado que se produce en la Unidad de Reformación (PTR), para la formulación de gasolinas sin plomo. Con lo cual el Complejo de Aromáticos se ha visto sin materia prima para operar. Este complejo fue sometido a mantenimiento programado en el 2017. Las plantas del Complejo Petroquímico de Benceno-Tolueno-Xileno (BTX) integradas al esquema de producción de la Refinería El Palito deben

¹¹³ <https://www.camarapetrolera.org/propuestas-para-el-complejo-petroquimico-ana-maria-campos/>

¹¹⁴ <https://fas.org/sdp/crs/row/IF10715.pdf>

¹¹⁵ A finales del 2016 se adelantaron trabajos de modificación y actualización de instalaciones que permitirían recibir etano vía marítima en El Tablazo. Existen antecedentes de importación de etileno directamente a El Tablazo; por lo que la importación de etano utilizaría en gran parte la infraestructura usada para la importación de etileno. Adicionalmente, se adelantaron conversaciones con suplidores en EE. UU., asegurando el pago de las importaciones mediante la posterior exportación de polietileno a Colombia. Asoquim (2020).

¹¹⁶ https://es.wikipedia.org/wiki/Refiner%C3%ADa_El_Palito

evaluarse para reactivar y habilitar la manufactura de productos aromáticos y solventes claves en el desarrollo de industrias del sector químico nacional. Desde 2018 hasta el presente la planta no opera por falta de materia prima.(Gabaldon, 2023).

En este complejo se espera iniciar con una fase de recuperación de las plantas de fertilizantes y explorar posibilidades de una mayor integración con las refinerías del CRP principales proveedores de azufre y la refinería de El Palito. Los productos de este complejo se orientarían al mercado interno, particularmente los vinculados al área de fertilizantes los cuales deben estar alineados al desarrollo agrícola del país y las oportunidades de exportación a ALC.

Por otra parte, se requiere evaluar si en el estado actual de las instalaciones en el área de Morón es factible económicamente recuperarlas. En este sentido, se espera que las plantas de amoniaco y urea construidas hace unos diez años sean recuperables aunque se sospecha un fuerte deterioro de otras Instalaciones vinculadas al complejo petroquímico.

Centro de Refinación Paraguaná (CRP)¹¹⁷ y la Consolidación de un Complejo Petroquímico (Complejo CRP-PET)

PROFALCA, empresa mixta, ha padecido de problemas de suministro de materia prima (mezcla de propano / propileno) proveniente de la Refinería Cardón (unidades de craqueo catalítico -FCC- y coquificación retardada -DCU-), desde que el CRP acometió el Proyecto de Revamp o Mejoramiento de la unidad de FCC, en el 2008-2009. A partir de ese entonces, el suministro de materia prima se ha reducido gradualmente, hasta el punto de que la planta no opera por falta de materia prima desde 2019 al presente.

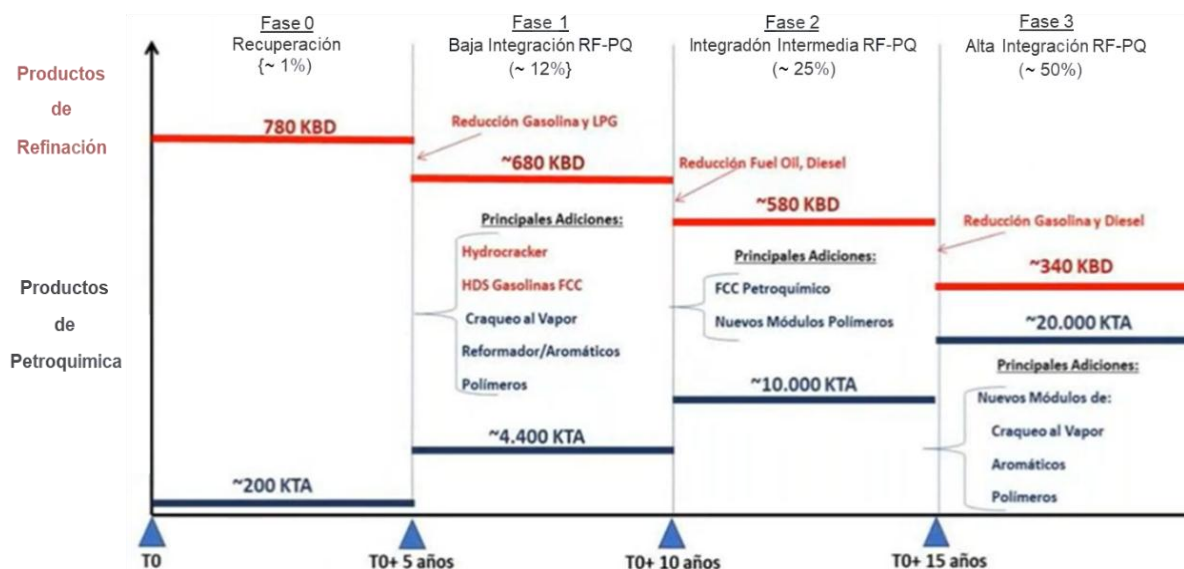
Una vez que se decida llevar adelante el desarrollo de una iniciativa de integración en lo que podría ser el Complejo CRP-PET se han venido diseñando un conjunto de acciones planificadas por fases de módulos de cinco años que tienen como estrategia ir incrementando progresivamente el crecimiento de productos petroquímicos elaborados en el complejo, comenzando con una fase cero de recuperación con el restablecimiento de las instalaciones actuales con mejoras que permitan la producción de los productos existentes que cumplan con los estándares internacionales con inversiones en Hydrocraker, HDS gasolina FCC, craqueo al vapor, reformadores de aromáticos y polímeros donde la importancia de los productos petroquímicos es mínima.

Posteriormente, una primera fase donde se espera lograr un nivel de integración petroquímica de un 12% a través de una integración clásica para producir unas 4.500 miles de TM año de derivados de olefinas y aromáticos que incluiría la construcción de un FCC petroquímico junto a nuevos módulos de polímeros. Luego, en una segunda fase, se espera incrementar el nivel de integración a un 25% incorporando un gasificador de coque que generaría unas 1.600 miles de TM año de amoníaco libre de CO₂ (azul) y se espera iniciar la ampliación de parque industrial generador de nuevas industrias de

¹¹⁷ https://es.wikipedia.org/wiki/Centro_de_refinaci%C3%B3n_Paraguan%C3%A1

transformación de los productos petroquímicos. Estas acciones estarían orientadas inicialmente hacia el abastecimiento del mercado interno. Finalmente, en una tercera fase se espera llevar el nivel de integración petroquímica a un 50%. (Castor, 2021; Gabaldon, 2023).

Figura 15: Integración Petroquímica al CRP por Fases



Fuente: Castor (2021), Gabaldon (2023), VE Energy Group

Complejo Petroquímico “José Antonio Anzoátegui, JAA”

Es importante tener presente que este complejo en la medida que ha tenido disponible materia prima ha venido operando a bajas capacidades hasta la presente fecha, asimismo destaca que las empresas Metor y Supermetanol han estado exportando (alcoholes acíclicos entre otros productos) a pesar de ser empresas mixtas supuestamente afectadas por las sanciones. Tratar de normalizar esta situación con el resto de las otras empresas mixtas vinculadas a Pequiven permitiría un incremento de los volúmenes de los productos actualmente exportados y la exportación de otros productos petroquímicos y químicos que actualmente no se exportan en estas empresas, por ejemplo, PROFALCA.

En este contexto la reducción de la quema y el venteo de gas en las zonas de Monagas y Anzoátegui son un elemento crítico para mejorar la disponibilidad de gas a las empresas que lo procesan en el complejo.

La reactivación de este complejo pasa por el mejoramiento e incremento en la red de suministro de gas natural rico en líquidos al mismo lo cual podría generar unos 5 millones de toneladas anuales de derivados de etileno, propileno y metanol. Teniendo presente la gran cantidad de coque disponible en las cercanías al complejo se considera la instalación de un gasificador de coque de los mejoradores para producir 5 millones de toneladas anuales de amoníaco azul. Así como el fortalecimiento y ampliación de un

parque industrial que permita el procesamiento de los productos generados en el complejo y un conjunto de servicios industriales. Por otra parte, se podría aprovechar la generación de CO₂ y la cercanía a las zonas productoras de gas de Monagas para crear iniciativas vinculadas a la captura y secuestro de CO₂ vía reinyección de gas en los yacimientos. (Castor, 2021; Gabaldon, 2023).

El coque de petróleo como un subproducto de la industria de refinación de petróleo, el cual tiene alto poder calorífico y bajo precio se ha venido acumulando en el CRP y en los mejoradores cercanos al Complejo JAA debido a las cantidades cada vez mayores de petróleos pesados procesados, la producción de coque ha ido en aumento.

Este subproducto es difícil de comercializar, genera problemas ambientales y presenta una alta huella de CO₂ de allí el interés en plantearse una iniciativa de gasificación de coque para generar hidrogeno (azul).

Se estima que la producción de coque se ubica en unos 22,5 millones de toneladas año volumen que permite según estimaciones preliminares generar un millón de toneladas año de H₂ libre de CO₂ (azul) así como generar cantidades importantes de N₂, vapor de agua y azufre. Este hecho habré la factibilidad de plantearse proyectos de gasificación de coque, empleando Oxígeno puro, lo cual permitiría capturar a bajo costo el CO₂ (Castor, 2021).

Este hidrógeno podría ser exportado como amoníaco (combustible libre de CO₂). Se podrían construir 3 plantas de amoníaco escala mundial de 1.7 Millones de Ton/año. Así como explorar la posibilidad del amoníaco como vector de transporte de H₂ azul (verde) o exportar H₂ como combustible directamente (libre CO₂).

Figura 16: Hacia una Petroquímica Sostenible en Venezuela



Fuente: World Bank (2022), Castor (2021), Pérez (2021) y Cálculos Propios

4. Hacia un Plan de Políticas Públicas para la Transición Energética y Descarbonización de la IPYQ en Venezuela

La IPYQ a nivel mundial se encuentra en un punto de inflexión. La necesidad urgente de descarbonizar la economía global, impulsada por la lucha contra el cambio climático y la transición hacia una matriz energética más limpia, está redefiniendo el panorama energético y plantea desafíos sin precedentes para la industria. Lejos de ser una amenaza, esta transformación representa una oportunidad única para que las empresas que conforman la industria se reinventen, lideren la transición energética y aseguren su sostenibilidad a largo plazo.

Las empresas que conforman la IPYQ reconocen su responsabilidad en la mitigación del cambio climático y han asumido el compromiso de reducir su huella de carbono según lo demuestra su activa participación en las diversas iniciativas mundiales voluntarias. La descarbonización se ha convertido en una prioridad estratégica para las empresas que conforman la industria, impulsando nuevos modelos de negocios, una gestión responsable con el ambiente, la búsqueda de soluciones innovadoras, la adopción de prácticas y procesos de transformación más sostenibles. Este compromiso se traduce en inversiones en tecnologías más limpias, la adopción de prácticas más sostenibles y la búsqueda de soluciones innovadoras para la descarbonización.

La IPYQ, a nivel mundial, está invirtiendo fuertemente en investigación y desarrollo de tecnologías para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en todos los eslabones de sus cadenas de valor asociadas, desde el procesamiento del gas natural y productos refinados, en la elaboración de productos petroquímicos, fertilizantes, productos plásticos hasta el consumo final. La captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS), el hidrógeno verde y azul, la bioenergía, la economía circular y la digitalización son ejemplos de las tecnologías que están transformando la industria, permitiendo producir y consumir energía de manera más limpia y eficiente.

La transición energética requiere un enfoque colaborativo. La IPYQ está estableciendo alianzas con gobiernos, instituciones de investigación, empresas tecnológicas, de refinación, de servicios públicos, competidores y otros actores clave para compartir conocimientos, impulsar la innovación a gran escala y acelerar la transición hacia una economía baja en carbono. La cooperación entre los países de ALC, compartiendo recursos, conocimientos, tecnologías y mejores prácticas, será crucial para acelerar la descarbonización, fortalecer la seguridad energética regional y construir un futuro más sostenible para todos.

Venezuela se encuentra en una posición privilegiada para liderar la transición energética en América Latina. Su vasto potencial en energía renovable, incluyendo fuentes hidroeléctricas, solares y eólicas, junto con su experiencia en la industria de hidrocarburos, la convierten en un actor estratégico para impulsar una matriz energética más limpia y sostenible. Además, su rica biodiversidad y la posibilidad de implementar soluciones climáticas basadas en la naturaleza, como la conservación y restauración de bosques, le otorgan una ventaja comparativa en los mercados de carbono.

La participación activa en mercados de carbono, como la Iniciativa Latinoamericana y del Caribe del Mercado de Carbono (ILACC) entre otras, abre una ventana de oportunidades para que Venezuela genere ingresos adicionales al mismo tiempo que impulsa la sostenibilidad ambiental. La conservación de sus bosques y la reducción de emisiones, especialmente en el sector IPYQ, se traducen en créditos de carbono que pueden comercializarse en estos mercados, generando un flujo de financiamiento para proyectos sostenibles.

A nivel mundial, el gas natural se reconoce como un combustible puente clave en la transición hacia una economía baja en carbono. Sus menores emisiones en comparación con el carbón, el petróleo y otros combustibles lo convierten en una alternativa más limpia para la generación de energía eléctrica, elaboración de procesos industriales y la producción de hidrógeno azul con bajas emisiones siempre que sea posible minimizar las importantes emisiones fugitivas asociadas a su producción.

En el caso de Venezuela, el gas natural juega un papel aún más estratégico. Sus abundantes reservas probadas de gas natural, que se ubican entre las más grandes del mundo, representan una ventaja competitiva para impulsar la descarbonización de la economía y el incremento de la producción de productos petroquímicos. Sin embargo, para realizar dicho potencial debe avanzar en mejorar la gestión de quema y venteo de gas a la atmósfera a corto plazo.

El hidrógeno se perfila como un vector energético crucial para la descarbonización a gran escala. Su capacidad para almacenar y transportar energía de forma limpia y eficiente lo convierte en una solución ideal para sectores difíciles de abatir, como la industria pesada (acero, aluminio, hierro, petroquímica, química), el transporte de carga y la generación eléctrica de respaldo.

Venezuela, con su potencial en gas natural y energías renovables, puede convertirse en un actor relevante en la economía del hidrógeno. Aprovechando sus reservas de gas natural, Venezuela puede producir hidrógeno azul a gran escala y a costos competitivos. La incorporación de tecnologías de captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS) permitirá mitigar las emisiones asociadas a este proceso, posicionando al país como un proveedor de hidrógeno bajo en carbono.

El potencial en energía renovable de Venezuela (hidroeléctrica, solar, eólica) ofrece una plataforma sólida para la producción de hidrógeno verde a través de electrólisis del agua. Esta vía de producción, totalmente libre de emisiones, puede convertir a Venezuela en un proveedor estratégico de hidrógeno verde para el mercado interno y para la exportación.

Las Alianzas (Público – Privadas y Privadas-Privadas) son un mecanismo fundamental para movilizar el capital, el conocimiento técnico, la experiencia y la escala necesarios para la transición energética y la descarbonización a través de: atraer las IED para desarrollar proyectos de gran envergadura en energías renovables, eficiencia energética, captura y almacenamiento de carbono (CCUS), y producción de hidrógeno; facilitar la

transferencia de tecnología y conocimiento desde empresas internacionales líderes en tecnologías limpias y descarbonización, impulsando la innovación y el desarrollo tecnológico en el sector energético venezolano; y, mejorar la gestión de proyectos al combinar las fortalezas del sector público y privado, pueden contribuir a una gestión más eficiente y transparente de los proyectos, optimizando el uso de los recursos y maximizando los beneficios para el país.

La transición energética requiere de inversiones significativas para transformar la matriz energética, modernizar infraestructuras y desarrollar nuevas tecnologías. Atraer IED verde será esencial para el éxito de esta transición; así como disponer de la institucionalidad pública y privada que facilite un acceso fluido a las fuentes de financiamiento climático, sostenible y verde. Esto implica mejorar la gobernanza, garantizar la estabilidad política y crear un marco regulatorio atractivo y transparente que brinde seguridad jurídica a los inversionistas.

Adoptar y aplicar los principios ambientales, sociales y de gobernanza (ESG) es fundamental para el desarrollo sostenible de Venezuela. Integrar los criterios ESG en las políticas públicas, las prácticas empresariales y los proyectos de inversión no solo facilita el acceso a financiamiento internacional (climático, sostenible entre otros) y a la promoción de bonos temáticos, sino que también mejora la competitividad del país. Los inversionistas y las instituciones financieras internacionales priorizan cada vez más los proyectos sostenibles y alineados con los criterios ESG, por lo que adoptar estos principios se traduce en una ventaja competitiva para atraer inversiones, socios internacionales e incorporar activamente a los mercados de capitales y de valores.

La transición energética no es una amenaza para la IPYQ venezolana, sino una oportunidad para reinventarse, generar nuevas oportunidades económicas y contribuir a un futuro energético más sostenible para Venezuela y la región. Para lograrlo, es fundamental que se implemente un marco regulatorio estable, transparente y atractivo para las inversiones, que brinde seguridad jurídica a los inversionistas y fomente la participación del sector privado en el desarrollo de este nuevo paradigma energético. La transición energética no solo representa un compromiso con la sostenibilidad ambiental, sino también una oportunidad para impulsar el desarrollo económico, social, medio ambiental y tecnológico del país.

En este sentido, se propone la implementación de un plan de políticas públicas ambicioso y realista, estructurado en bloques interconectados y alineado con una hoja de ruta definida en tres fases que permita mitigar los riesgos, crear un entorno de inversión atractivo, desbloquear el financiamiento climático y asegurar que Venezuela capitalice esta oportunidad histórica, convirtiéndose en un motor de desarrollo sostenible y referente energético en la región a través del desarrollo y consolidación de una IPYQ sostenible y verde. Para materializar esta visión, se propone el esquema siguiente:

Fase 1: Estabilización y Preparación para la Transición Energética (2024-2028)

Bloque 1: Recuperación de la Producción con Enfoque en la Sostenibilidad:

- **Objetivo:** Recuperar la producción de petróleo y gas, priorizando la eficiencia, la reducción del impacto ambiental y la incorporación de tecnologías limpias desde el inicio.
- **Políticas:**
 - **Programa de Inversión con Criterios ESG:** Diseñar e implementar un programa de inversión pública y privada para la recuperación de la producción de petróleo y gas, incorporando criterios ambientales, sociales y de gobernanza (ESG) en todas las etapas de los proyectos.
 - **Implementación de Mejores Prácticas Ambientales:** Adoptar y hacer cumplir las mejores prácticas ambientales internacionales en todas las operaciones de la industria de petróleo y gas, con especial atención a la reducción de emisiones de metano, la gestión del agua y la protección de la biodiversidad.
 - **Creación de un Observatorio de Mejores Prácticas en la IPYQ:** Establecer un observatorio que monitoree, analice y difunda las mejores prácticas ambientales y sociales en la industria IPYQ a nivel nacional, regional e internacional, facilitando la transferencia de conocimiento y la adopción de tecnologías limpias.

Bloque 2: Fortalecimiento del Marco Legal e Institucional para la Transición Energética:

- **Objetivo:** Crear un marco legal e institucional sólido, transparente y previsible que atraiga inversiones, impulse la innovación y garantice la sostenibilidad a largo plazo del sector energético.
- **Políticas:**
 - **Ley de Transición Energética:** Aprobar una ley integral que establezca metas ambiciosas pero realistas para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, promueva las energías renovables, incentive la eficiencia energética y regule la producción, almacenamiento, transporte y uso del hidrógeno.
 - **Ley de Cambio Climático:** Aprobar una ley que establezca un sistema robusto de monitoreo, reporte y verificación (MRV) de emisiones, implemente mecanismos de fijación de precios al carbono, como un impuesto al carbono o un sistema de comercio de emisiones (SCE), y establezca un marco para la gestión de riesgos climáticos.
 - **Revisión y Actualización del Régimen de Inversión Extranjera:** Realizar una revisión integral de la legislación en materia de inversión extranjera, con el objetivo de hacerla más atractiva para las inversiones en el sector energético, especialmente en proyectos de energías renovables, tecnologías limpias y descarbonización.

- Fortalecimiento Institucional para la Gestión del Cambio Climático: Fortalecer las capacidades técnicas, humanas y financieras de las instituciones encargadas de la gestión del cambio climático, como el Ministerio del Poder Popular para el Ecosocialismo (MINEC), otorgándoles mayor autonomía, recursos y capacitación.

Fase 2: Transición Energética y Diversificación (2029-2035)

Bloque 3: Impulso a la Producción de Gas Natural, Energías Renovables e Hidrógeno:

- Objetivo: Aumentar la producción de gas natural para satisfacer la demanda interna, posicionar a Venezuela como un exportador regional clave e impulsar la generación de energía a partir de fuentes renovables.
- Políticas:
 - Plan Nacional de Desarrollo del Gas Natural: Elaborar e implementar un plan integral para el desarrollo sostenible de la industria del gas natural, incluyendo la exploración, producción, transporte, distribución y comercialización, con un enfoque en la reducción de las emisiones de metano y la promoción de su uso como combustible de transición.
 - Subastas de Energía Renovable: Diseñar e implementar un sistema de subastas de energía renovable competitivo, transparente y a largo plazo, para incentivar la inversión privada en proyectos de gran escala de energía solar, eólica, geotérmica e hidroeléctrica.
 - Política Nacional de Hidrógeno: Formular una política nacional de hidrógeno ambiciosa que establezca metas claras para la producción, el consumo interno y la exportación de hidrógeno verde y azul, identificando las áreas geográficas con mayor potencial para su desarrollo.
 - Creación de un Centro Nacional del Hidrógeno: Establecer un centro de excelencia dedicado a la investigación, el desarrollo tecnológico, la formación de capital humano y la promoción del hidrógeno como vector energético clave para la descarbonización.

Bloque 4: Impulso a la Economía Circular y la Gestión de Residuos:

- Objetivo: Reducir el impacto ambiental de la IPYQ a través de la adopción de prácticas de economía circular y la gestión responsable de los residuos.
- Políticas:
 - Estrategia Nacional de Economía Circular: Desarrollar e implementar una estrategia nacional de economía circular que promueva la reducción, reutilización y reciclaje de materiales en todos los sectores de la economía, con especial atención a la industria IPYQ.
 - Regulaciones para la Gestión de Residuos: Fortalecer y actualizar las regulaciones ambientales para la gestión de residuos sólidos y líquidos generados por la industria IPYQ, promoviendo la minimización de residuos, el tratamiento adecuado y la disposición final responsable.

- Incentivos para la Economía Circular en la IPYQ: Ofrecer incentivos fiscales, financieros y técnicos a las empresas de la industria IPYQ que implementen prácticas de economía circular, como la reutilización del agua, el reciclaje de materiales y la valorización energética de residuos.

Fase 3: Consolidación como Referente Energético Regional (2036 en adelante)

Bloque 5: Consolidación de una IPYQ Descarbonizada, Competitiva e Innovadora:

- Objetivo: Transformar la industria IPYQ para que opere con bajas emisiones de carbono, sea competitiva en un mercado global descarbonizado y se convierta en un referente regional en innovación tecnológica.
- Políticas:
 - Implementación a Gran Escala de CCUS: Incentivar la implementación a gran escala de tecnologías de captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS) en la industria del petróleo y gas, estableciendo metas ambiciosas de reducción de emisiones y creando un marco regulatorio que fomente la inversión en estas tecnologías.
 - Impulso a la Petroquímica Verde: Fomentar la transformación de la industria petroquímica tradicional hacia la producción de productos petroquímicos verdes, utilizando materias primas renovables, como biomasa, CO2 capturado e hidrógeno verde.
 - Impulso a la Producción de Biocombustibles: Promover la producción sostenible de biocombustibles avanzados, como el biodiesel y el bioetanol, a partir de materias primas que no compitan con la producción de alimentos, como residuos agrícolas y forestales.

Bloque 6: Fortalecimiento de las Alianzas Público-Privadas (APP) y la Cooperación Internacional:

- Objetivo: Atraer inversión extranjera directa, acelerar la transferencia tecnológica y fortalecer las capacidades a través de APP sólidas, transparentes y mutuamente beneficiosas.
- Políticas:
 - Marco Legal e Institucional para las APP: Fortalecer y hacer más atractivo el marco legal e institucional para las APP en el sector energético, garantizando la seguridad jurídica, la transparencia, la consulta pública, la participación ciudadana y la distribución equitativa de riesgos y beneficios.
 - Promoción de APP en todas las Áreas de la Transición Energética: Incentivar la creación de APP en todas las etapas de la cadena de valor de la energía, desde la producción hasta la distribución y el consumo, con especial énfasis en proyectos de energías renovables, hidrógeno, CCUS y economía circular.
 - Cooperación Internacional para la Transición Energética: Profundizar la cooperación internacional con países desarrollados, organismos multilaterales y el sector privado para acceder a financiamiento climático,

transferencia de tecnología, formación de capital humano y mejores prácticas en materia de transición energética.

Venezuela tiene una oportunidad única para convertirse en un líder energético verde en América Latina. Aprovechar estratégicamente sus abundantes recursos de gas natural y su potencial en hidrógeno verde y azul, impulsando al mismo tiempo la transformación de la IPYQ hacia un modelo más limpio y circular, puede generar importantes beneficios económicos, atraer inversiones extranjeras directas (IED) y crear empleos verdes. La implementación de políticas públicas sólidas, como las sugeridas en la hoja de ruta de tres fases, es crucial para mitigar los riesgos, crear un entorno de inversión atractivo, desbloquear el financiamiento climático y asegurar que Venezuela capitalice esta oportunidad histórica, convirtiéndose en un motor de desarrollo sostenible y referente energético en la región.

Referencias Bibliográficas

- Allwood, J.M.et al. (2010). Options for Achieving a 50% Cut in Industrial Carbon Emissions by 2050. *Environmental Science & Technology* 44, 1888–1894. <https://doi.org/10.1021/es902909k>
- Althaus, H.-J. et al. (2007) Life Cycle Inventories of Chemicals. Data v2.0 (No. No 8), Ecoinvent report. Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf.
- Amghizar, I. et al. (2020) Sustainable innovations in steam cracking: CO2 neutral Olefin Production. *Reaction Chemistry & Engineering* 5, 239–257.
- Andrián, L.; Álvarez, C.M. (2023) “Desafíos globales, soluciones locales: modelando el proceso de descarbonización en la Región Andina”, Monografía Nuevos Horizontes de Transformación Productiva en la Región Andina, BID, Departamento de Países del Grupo Andino, Washington, D.C.
- Asoquim (2023) “Industria Química y Petroquímica: Invirtiendo en un Mejor Futuro, Hecho en Venezuela para el Mundo”, Noviembre, Caracas, Venezuela.
- Bain (2021) Global Energy and Natural Resources Report 2021: Navigating the Energy Transition, Bain & Company, November.
- Bain (2022) Global Energy and Natural Resources Report 2022, Bain & Company, July.
- Balza, H.; Heras-Recuero, L.; Matias, D.; Yépez-García, A. (2024) “Green or growth? understanding the relationship between economic growth and CO2 emissions”, IDB Technical Note N° 2930, IDB Energy Division, May, Washington, D.C.
- Barrowclough, D. and Deere Birkbeck, C. (2022) “Transforming the Global Plastics Economy: The Role of Economic Policies in the Global Governance of Plastic Pollution”. *Soc. Sci.* 2022, 11, 26.
- Bataille, C. (2020) Net-zero Deep Decarbonization Pathways in Latin America: Challenges and opportunities, *Energy Strategy Reviews* 30 (2020)

- Bataille, C. (2020). Policy lessons from the Deep Decarbonization Pathways in Latin America and the Caribbean Project (DDPLAC), IDDRI.
- Bauer, F. et al. (2022) Petrochemicals and Climate Change: Tracing Globally Growing Emissions and Key Blind Spots in a Fossil Based Industry. IMES-EESS Report Vol. 126, Lund University.
- Bauer, F. et al. (2022b) “Plastics and Climate Change—Breaking Carbon Lock-Ins through three Mitigation Pathways”. *One Earth* 5, April 15, 2022
- Bauer et al. (2022c) “Petrochemicals and Climate Change, Tracing Globally Growing Emissions and Key Blind Spots in a Fossil-Based Industry” https://lucris.lub.lu.se/ws/portalfiles/portal/117494791/Petrochemicals_climate_change_review_web.pdf
- Bazzanella, A.M. et al. (2017) Technology Study: Low Carbon Energy and Feedstock for the European Chemical Industry. DECHEMA - CEFIC, Frankfurt am Main.
- Bjørn, A. et al. (2017) Is Earth recognized as a finite system in corporate responsibility reporting? *Journal of Cleaner Production* 163, 106–117.
- Bjørn, A. (2021). From the Paris Agreement to corporate climate commitments: evaluation of seven methods for setting ‘science-based’ emission targets. *Environmental Research Letters* 16, 054019.
- Bjørn, A. et al. (2022) Can science-based targets make the private sector Paris-aligned? A review of the emerging evidence. *Current Climate Change Reports*
- Bonadonna, T. (2022) “Gas Natural para la Recuperación Económica e Industrial de Venezuela”, Visión Institucional de la Asociación Venezolana de Productores de Gas (AVPG), Conversatorio de Analítica, Junio 7.
- Broeren, M.L.M. et al. (2014) Forecasting global developments in the basic chemical industry for environmental policy analysis. *Energy Policy* 64, 273–287.
- CAF (2024) Energías Renovadas: una Transición Energética Justa para el Desarrollo Sostenible, *Reporte de Economía y Desarrollo (RED) 2024*, Banco de Desarrollo de América Latina,
- CAF (2023) Desafíos Globales, Soluciones Regionales: América Latina y el Caribe frente a la Crisis Climática y de Biodiversidad, *Reporte de Economía y Desarrollo (RED) 2023*, Banco de Desarrollo de América Latina,
- CAF (2022) *Diagnóstico del Mercado de Crédito de Carbono en América Latina y el Caribe*, Banco de Desarrollo de América Latina, Octubre.
- Carbon Disclosure Project (CDP), 2022. “CDP Technical Note: Relevance of Scope 3 Categories by Sector”, April 11th 2022, [CDP-technical-note-scope-3-relevance-by-sector.pdf](#).

- Carbon Minds, 2022. Chemicals Database Scope. Version January 2022. Carbon Minds, Cologne.
- Cárdenas, M.; Orozco, S. (2022) “Los desafíos de la mitigación del cambio climático en América Latina y el Caribe: Algunas propuestas de acción”, PNUD LAC PDS N°. 40, Serie de Documentos de Política Pública, PNUD América Latina y el Caribe.
- Castor, J. (2021) “La Petroquímica como un elemento para el Desarrollo Sustentable de Venezuela”, Webinar Venezuelan American Petroleum Association (VAPA) y VenAmérica, Abril 1º.
- Cetinkaya et al. (2018) Petrochemicals 2030: Reinventing the Way to Win in a Changing Industry. McKinsey & Co. February.
- Clemente, L. (2022) Informe Final de Consultoría "La Industria Petroquímica y Química (IPYQ) en Venezuela: Transición Energética y Descarbonización", IDB, No.3 PEC Contract 08-25-2022, IDB.
- Clemente, L. (2021) Informe Final de Consultoría "Apoyar en la Formulación de una Estrategia de Recuperación de Sectores Productivos en Venezuela: el Caso de la Cadena de Valor Petroquímica-Plásticos, IFD/CTI", IDB, No.1 PEC Contract 09-09-2020, IDB.
- Closed Loop Partners (2019) Accelerating Circular Supply Chains for Plastics: A Landscape of Transformational Technologies that Stop Plastic Waste, Keep Materials in Play and Grow Markets,
- Deloitte (2022) Chemical Industry Outlook, London, UK.
- Deloitte (2022) Low-Carbon Industrial Hubs: Driving Deep Decarbonization for Industry. June.
- Deloitte (2022) “White Paper on the Low-carbon Development of the Petrochemical Industry”, April.
- Department of Energy – DOE (2023) Pathways to Commercial Liftoff: Decarbonizing Chemicals & Refining, <https://liftoff.energy.gov/>, Washington, D.C.
- Department of Energy – DOE (2022) Industrial Decarbonization Roadmap, DOE/EE-2635, September, Washington, D.C.
- E&Y (2021) Sustainable Transition of the Chemicals Sector: Oman, Saudi Arabia and the UAE, HSBC Bank Middle East Limited.
- E&Y (2018) The Chemical Industry reimagined: Vision 2025
- Farnworth, E. (2019) “Which Businesses are Leading the Way on Climate Action,” Forbes, December 12, 2019.

- Fasekas, A.; Bataille, C.; Vogt-Schilb, A. (2022) “Prosperidad libre de carbono: cómo los gobiernos pueden habilitar 15 transformaciones esenciales”, Monografía del BID, Dirección de Cambio Climático – BID, Institute for Sustainable Development and International Relations (IDDRI), Washington, D.C.
- Fitzgibbon et al. (2022) From Crude Oil to Chemicals: How Refineries can Adapt to Shifting Demand, Chemical Practices, McKinsey & Co.
- Gabaldon, R. (2023) “Perspectivas de la Industria Petroquímica Mundial y de Venezuela”, Grupo Orinoco, Energía y Ambiente, Octubre.
- Galán-Martín, Á. et al. (2021) Sustainability Footprints of a Renewable Carbon Transition for the Petrochemical Sector within Planetary Boundaries. *One Earth* 4, 565–583.
- Geyer, R.; Jambeck, J., and Law, K. (2017) Production, Use, and Fate of all Plastics ever Made. *Sci. Adv.* 2017;3.
- Goerke, F. (2021) “Retos para Integrar el Petróleo a la Economía Circular de los Plásticos”, Webinar Venezuelan American Petroleum Association (VAPA) y VenAmerica, Sep. 10.
- Hausmann, R. (2023) “The Supply Side of Decarbonization”, Project Syndicate, May.
- Hausmann, R. (2022) “Green Growth Opportunities”, Finance & Development, IMF, December.
- Hernandez, A. et al. (2018) Leveraging Material Efficiency as an Energy and Climate Instrument for Heavy Industries in the EU. *Energy Policy* 120, 533–549.
- IEA (2023) Latin America Energy Outlook 2023, World Energy Outlook Special Report, <https://www.iea.org/reports/latin-america-energy-outlook-2023>.
- IEA (2021b) Ammonia Technology Roadmap: Towards more Sustainable Nitrogen Fertiliser Production. International Energy Agency, Paris.
- IEA (2020) Energy Technology Perspectives 2020, Energy Technology Perspectives. International Energy Agency, Paris.
- IEA (2019a) The Future of Hydrogen. International Energy Agency, Paris.
- IEA (2019b) Transforming Industry through CCUS. International Energy Agency, Paris.
- IEA (2018) The Future of Petrochemicals: Towards more Sustainable Plastics and Fertilisers. OECD, Paris.
- IEA (2013) Technology Roadmap: Energy and GHG Reductions in the Chemical Industry via Catalytic Processes. International Energy Agency, Paris.
- ICCA (2019) “The Global Chemical Industry: Catalyzing Growth and Addressing Our World’s Sustainability Challenges”, March, International Council of Chemical Associations (ICCA), and Oxford Economics. <https://icca-chem.org/wp->

[content/uploads/2020/10/Catalyzing-Growth-and-Addressing-Our-Worlds-Sustainability-Challenges-Report.pdf](#).

- IRENA (2024), Decarbonising hard-to-abate sectors with renewables: Perspectives for the G7, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- Kalra, N. et al. (2023) “Costos y beneficios de lograr la carbono-neutralidad en América Latina y el Caribe”, Monografía BID, BID, División de Cambio Climático, 2050 Pathways Platform, RAND Social and Economic Well-Being, Tecnológico de Monterrey, Washington, D.C.
- Kätelhön, A. et al. (2019) Climate change mitigation potential of carbon capture and utilization in the chemical industry. Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America 166, 11187–11194.
- Kiessling, C. (2021) “Principle of Common but Differentiated Responsibilities, an analysis of the internalization of the norm by the private sector in Brazil (2005-2015)”, Estudios Internacionales 198- 2021, Instituto de Estudios Internacionales, Universidad de Chile.
- Krishnan et. al, (2022) Sectors are Unevenly Exposed in the Net-Zero Transition, McKinsey Global Institute, The Net Zero Transition What it would Cost, What it Would Bring, May.
- Levi, P.G., Cullen, J. (2018) Mapping Global Flows of Chemicals: From Fossil Fuel Feedstocks to Chemical Products. Environmental Science and Technology 52, 1725–1734.
- Mata, T. (2021) “La Transición Energética Plataforma para la nueva Gran Expansión de Venezuela”, Webinar Venezuelan American Petroleum Association (VAPA) y VenAmérica, Diciembre 12.
- Material Economics (2019) Industrial Transformation 2050: Pathways to Net-Zero Emissions from EU Heavy Industry, University of Cambridge Institute for Sustainability Leadership (CISL), November.
- McKinsey (2022). “Climate impact of plastics” <https://www.mckinsey.com/~media/mckinsey/industries/chemicals/our%20insights/climate%20impact%20of%20plastics/climate-impact-of-plastics-v2.pdf>.
- McKinsey (2022) "The Clean Hydrogen Opportunity for Hydrocarbon-Rich Countries", Oil & Gas Practice, November.
- McKinsey (2022) "The Clean Hydrogen Opportunity for Hydrocarbon-Rich Countries", Oil & Gas Practice, November.
- Mission Possible Partnership -MPP (2022) "Making net-zero ammonia possible- an industry-backed, 1.5C-aligned transition strategy" (September) <https://missionpossiblepartnership.org/wp-content/uploads/2022/09/Making-1.5-Aligned-Ammonia-possible.pdf>.

- Murray, J. (2020) "How the Six Major Oil Companies have invested in Renewable Energy Projects," NS Energy, January 16, 2020.
- Palacios, L. (2024) "In Venezuela's Election, Energy and Climate Policies Are Also at Stake", <https://www.americasquarterly.org/article/in-venezuelas-election-energy-and-climate-policies-are-also-at-stake/>
- Palacios, L. (2021) "The Impact of ESG on National Oil Companies", Columbia University, SIPA, Center on Global Energy Policy, November.
- Perez, R. (2021) "El Gas Natural, Protagonista del Reimpulso de la Industria Petroquímica Venezolana", Foro de la Asociación Venezolana de Productores de Gas (AVPG), Junio 22.
- Pirela, A. (1996). *Cultura Empresarial en Venezuela: La Industria Química y Petroquímica*. Caracas, Venezuela: Fundación Polar - Cendes.
- Praselj, E. (2022) "El Gas Natural para la Recuperación Económica e Industrial de Venezuela: El Caso de la Industria Petroquímica", Conversatorio de Analítica, Junio 7.
- Saygin, D., Gielen, D. (2021) Zero-Emission Pathway for the Global Chemical and Petrochemical Sector. *Energies* 14, 3772. <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/13/3772/htm>.
- SBTi (2023) "Science Based Targets in the Chemical Sector: Status Report, January,
- SBTi (2020a) Science-Based Target Setting Manual Version 4.1. Science Based Targets initiative.
- SBTi (2020b) Barriers, Challenges, and Opportunities for Chemical Companies to Set Science-Based Targets. Science Based Targets initiative.
- Skelton, A.C.H., Allwood, J.M. (2017) The Carbon Price: a toothless tool for material efficiency? *Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences* 375.
- Szabo, J. (2022) "La Industria Petroquímica en Venezuela", en Conversatorio: El Gas y sus Usos Industriales, Factores Esenciales para la Reactivación de Venezuela. Mayo, 22. Analítica.
- Terzi, A. (2022) "Green Development is now the only Option", *Eco-Business, Policy and Finance*, September.
- Together for Sustainability (TfS), 2022. "The Product Carbon Footprint Guideline for the Chemical Industry" https://www.tfs-initiative.com/app/uploads/2022/09/TfS_PCF_Guideline_2022_pages.pdf.

- United Nations Framework Convention on Climate Change – UNFCCC (2023) Transformative industry: Mapping of initiatives that promote low and near zero emission production and products in hard, December, Berlin, Germany.
- UNEP (2024) In Emissions Gap Report 2024 Not More Hot Air .. Please, United Nations Environment Programme. Nairobi, Kenya.
- UNEP (2023) Emissions Gap Report 2023: Broken Record – Temperatures hit new highs, yet world fails to cut emissions*, United Nations Environment Programme. Nairobi, Kenya.
- Vázquez, V. (2022) “El Gas Natural y sus Usos Industriales: Factores Esenciales para la Recuperación de Venezuela”, Conversatorio de Analítica, Mayo 22.
- WEF (2024) “Fostering Effective Energy Transition, Insight Report”, in collabotaron with Accenture, June, Geneva, Switzerland.
- WEF (2022) Fostering Effective Energy Transition Insight Report, May.
- WEF (2021) How the Petrochemicals Industry can reduce its Carbon Footprint, October
- WEF (2018) Mission Possible: Reaching net-zero carbon emissions from Harder-to-Abate Sectors by mid-century
- WBCSD, WRI, (2004) The Greenhouse Gas Protocol - A Corporate Accounting and Reporting Standard. World Business Council for Sustainable Development and World Resources Institute, Geneva and Washington.
- World Bank (2022) Global Gas Flaring Tracker Report, Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR), Washington, D.C.
- World Bank (2022b) Global Flaring and Venting Regulations: A Comparative Review of Policies, May, Washington, D.C.