

REFINACIÓN

Ramiro Flores, PhD

CAPITULO 1	1.1
1. ESCENARIO ENERGÉTICO	1.1
1.1. LA DEMANDA ENERGETICA	1.2
1.1.1. Características clave	1.6
1.1.2. ¿Qué impulsó estos aumentos en 2018?.....	1.7
1.1.3. ¿Qué pasó el 2019?	1.8
1.1.4. ¿2020 y el COVID?	1.8
1.2. RESERVAS, PRODUCCION Y CONSUMO	1.10
1.2.1. Reservas de petróleo & gas natural.....	1.10
1.2.2. Producción y consumo de petróleo & gas natural.....	1.13
1.2.3. Flujos comerciales de energía.....	1.16
1.3. MERCADOS DE PRODUCTOS ENERGÉTICOS	1.17
1.3.1. Historia de la formación del precio del petróleo.....	1.18
1.3.2. Fundamentos y marcadores de precios del petróleo	1.19
1.3.3. Precios de gas natural.....	1.20
1.3.4. Mercados físicos y financieros.....	1.20
1.4. ACTORES Y DESAFÍOS	1.22
1.4.1. La cadena de petróleo y gas natural.....	1.22
1.4.2. Desafíos en el upstream	1.23
1.4.3. Características económicas de la refinación.....	1.24
1.4.4. Distribución.....	1.26
1.5. CAMBIADORES DE JUEGO	1.27
1.5.1. Demanda	1.28
1.5.2. Precios	1.29
1.5.3. Multinacionalismo	1.30
1.6. CONSUMO ENERGÉTICO EN BOLIVIA	1.30
1.7. ESCENARIO ENERGÉTICO AL 2050: ANÁLISIS Y PERSPECTIVAS	1.32
1.7.1. Tendencias Recientes y Perspectiva Global.....	1.33
1.7.2. Escenarios Principales: Current Trajectory y Net Zero	1.34
1.7.3. Implicaciones para la Transición Energética	1.35
1.7.4. Construyendo Futuros Energéticos Sostenibles	1.37
1.8. RESUMEN	1.38
1.9. PREGUNTAS CLAVE.....	1.39
1.10. REFERENCIAS	1.40

CAPÍTULO 1

1. ESCENARIO ENERGÉTICO

Uno de los fenómenos que con mayor intensidad ha incidido en la configuración geopolítica contemporánea de América Latina es la creciente percepción, casi generalizada en el debate público y en los círculos de decisión, de la energía como un componente estratégico de primer orden en la geopolítica regional y global. Lejos de constituir únicamente un insumo económico, la energía se ha convertido en un referente organizador de agendas estatales, marcos regulatorios y posicionamientos internacionales, en un escenario donde varios países de la región han buscado ampliar márgenes de independencia política y profundizar formas de autonomía económica. La expresión más visible de esta inflexión ha sido la emergencia de una nueva modalidad de nacionalismo energético entre los principales exportadores de hidrocarburos, orientada a reconfigurar los términos de la apropiación de renta, el control de activos y la definición de prioridades nacionales vinculadas al sector.

Este nacionalismo energético renovado ha modificado, entre otros aspectos, el equilibrio de poder en el sistema energético mundial al redefinir la relación entre el Estado, sus empresas nacionales y sus capacidades regulatorias, por una parte, y las corporaciones privadas internacionales, por otra. En términos prácticos, ello se traduce en renegociaciones contractuales, mayor escrutinio sobre los regímenes fiscales, cambios en el diseño institucional y una retórica de soberanía que busca dotar de legitimidad a intervenciones estatales más activas. Al mismo tiempo, la consolidación de la energía como variable geopolítica central ha impulsado respuestas convergentes entre grandes consumidores, como Estados Unidos, y entre economías emergentes, como China e India, cuyos dispositivos de política exterior incorporan de manera cada vez más explícita la identificación de regiones exportadoras netas, como América Latina, dentro de sus estrategias de aseguramiento del suministro, diversificación de fuentes y reducción de vulnerabilidades asociadas a interrupciones o volatilidad.

En el pasado, las principales potencias económicas, y de forma particularmente marcada Estados Unidos, tendieron a orientar su vinculación con América Latina hacia el abastecimiento de materias primas agrícolas y recursos minerales, bajo patrones de inserción internacional relativamente estables. En la coyuntura actual, en cambio, el aprovisionamiento de hidrocarburos, sobre todo petróleo y también gas natural, se ha consolidado como una variable decisiva dentro del tablero geopolítico mundial, no sólo por su valor económico, sino por su capacidad de estructurar dependencias, alianzas y disputas. Si bien América Latina concentra, en términos relativos, menos recursos energéticos que Oriente Medio, el Norte de África, Asia Central o Rusia, su potencial para proyectarse como una región políticamente estable y con capacidad exportadora significativa puede conferirle una gravitación mayor en las relaciones internacionales, en la medida en que esa estabilidad y esa capacidad se traduzcan en previsibilidad institucional y continuidad de oferta (Isbell & Steinberg, 2008, p. 112).

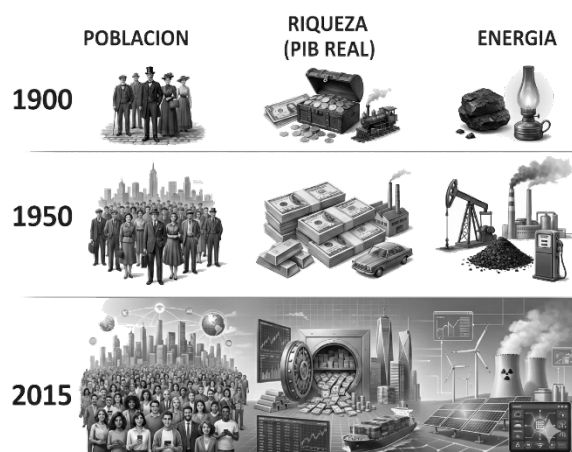
1.1. LA DEMANDA ENERGETICA

Si se examina la trayectoria del último siglo, resulta evidente que la población, la riqueza económica y el consumo de energía han crecido de manera casi continua, configurando un patrón histórico de expansión material difícil de disociar. La población mundial pasó de aproximadamente 1.600 millones de personas en 1900 a 2.500 millones hacia mediados del siglo XX, y en la actualidad supera los 7.000 millones. En paralelo, la riqueza global, aproximada mediante el producto interno bruto real, se multiplicó en torno a cuarenta veces durante el mismo periodo, lo que sugiere no sólo un aumento cuantitativo de la producción, sino también una intensificación sostenida de las capacidades técnicas, infraestructurales y logísticas que hacen posible esa producción.

En ese marco, el consumo energético ha operado simultáneamente como soporte y como resultado de dicho crecimiento, al expandirse desde menos de 1.000 millones de toneladas equivalentes de petróleo a comienzos del siglo XX hasta superar los 13.000 millones en la actualidad (Farnoosh, 2020). Véase FIGURA 1. 1. Este dato, más que describir una simple magnitud, remite a la forma en que los sistemas económicos contemporáneos han dependido estructuralmente de flujos energéticos cada vez más densos para sostener la urbanización, la industrialización y la ampliación del consumo. Con todo, conviene subrayar que no existe una energía única, sino un conjunto heterogéneo de fuentes y tecnologías. Por ello, aunque el debate actual suele concentrarse en la transición energética, es crucial recordar que la matriz energética mundial ha estado en permanente transformación desde los inicios de la Revolución Industrial: se pasó de un régimen predominantemente sustentado en la madera a comienzos del siglo XIX a un suministro progresivamente diversificado, cuyo perfil actual expresa acumulaciones históricas, sustituciones parciales y reconfiguraciones tecnológicas antes que rupturas lineales.

FIGURA 1. 1

Riqueza, Población y Energía en el siglo XX.



Fuente. Elaboración propia con base a Farnoosh (2020)

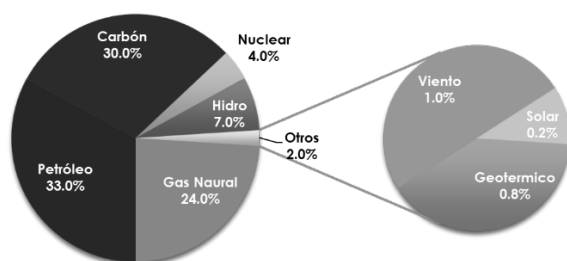
En la configuración actual de la matriz energética mundial, los combustibles fósiles continúan ocupando una posición claramente dominante. El petróleo concentra aproximadamente un tercio del consumo de energía primaria, mientras que el carbón aporta cerca del 30% y el gas natural alrededor del 24%. A cierta distancia se ubican las fuentes no fósiles, con la hidroelectricidad en torno al 7% y la energía nuclear cerca del 4%, en tanto que las renovables modernas, como la eólica, la geotérmica y la solar, representan aproximadamente el 2%. Este reparto no sólo describe una composición cuantitativa, sino que evidencia

una dependencia estructural de fuentes carbonizadas que condiciona los ritmos, los costos y los conflictos de cualquier proceso de transición.

Conviene añadir que, en términos funcionales, las energías renovables se encuentran hoy concentradas principalmente en la generación eléctrica, lo que introduce un matiz relevante: su expansión no equivale automáticamente a una sustitución plena en todos los usos finales de energía, especialmente en aquellos sectores donde la electrificación enfrenta restricciones tecnológicas, infraestructurales o de costo. En este sentido, la lectura de la matriz por participación porcentual debe complementarse con una mirada sobre los vectores de consumo y las formas concretas de conversión energética que sostienen la economía. Véase FIGURA 1. 2.

FIGURA 1. 2

Consumo de Energía Primaria

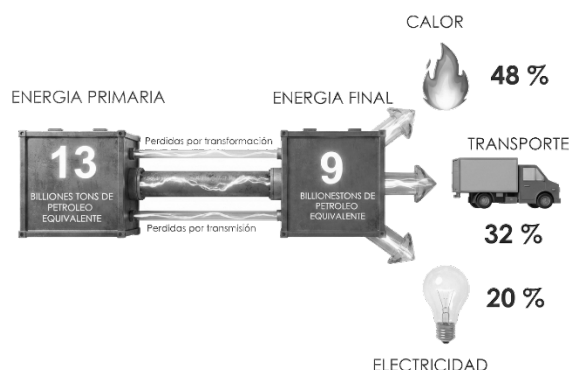


Fuente. Elaboración propia.

La energía primaria requiere procesos de conversión, acondicionamiento y transporte para volverse utilizable por los usuarios finales, lo que implica inevitablemente pérdidas a lo largo de la cadena energética. En términos agregados, del equivalente a 13.000 millones de toneladas de petróleo de energía primaria sólo se obtienen aproximadamente 9.000 millones de toneladas en energía final, una vez descontadas las mermas asociadas a la transformación, la transmisión y la distribución. Esta diferencia no constituye un detalle técnico menor, sino un rasgo estructural del sistema energético contemporáneo, pues revela que una proporción significativa de los recursos extraídos se disipa en forma de calor residual, fricciones e ineficiencias inherentes a las tecnologías dominantes y a la arquitectura de redes que las soporta.

FIGURA 1. 3

Energía Primaria procesada y transportada



Fuente. Elaboración propia.

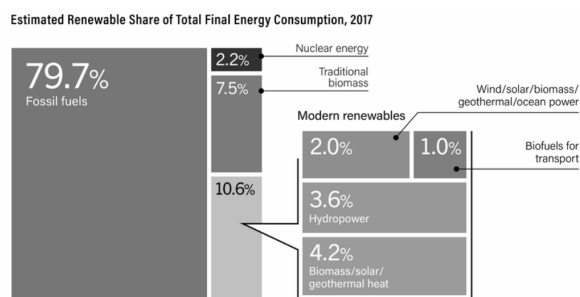
En el presente, los combustibles fósiles siguen predominando en la matriz energética, en parte porque han sido interpretados como las opciones más económicas y operativamente eficaces para satisfacer demandas masivas y relativamente rígidas. La calefacción, que representa cerca de la mitad del consumo, continúa respaldándose mayoritariamente en recursos fósiles, lo que dificulta sustituciones rápidas en hogares, industria y servicios sin reconfiguraciones profundas de infraestructura y equipamiento. El transporte, que concentra casi un tercio de la demanda mundial de energía, depende todavía de forma casi total del petróleo, mientras la electricidad aporta apenas alrededor del 1%, evidenciando las limitaciones actuales de la electrificación en movilidad a gran escala. A ello se suma que el carbón y el gas natural aún explican más de dos tercios de la producción eléctrica mundial, lo que muestra que la expansión de nuevas fuentes no fósiles, aunque relevante, sigue ocurriendo dentro de un sistema donde la base térmica fósil mantiene un peso decisivo. Véase FIGURA 1. 3.

En la coyuntura reciente, las fuentes de energía renovable han adquirido una visibilidad mediática notable, en parte porque su despliegue se expresa con mayor claridad en el sector eléctrico. Allí, el 68% de las adiciones netas de capacidad corresponde a tecnologías renovables y, de forma concomitante, se han observado reducciones en los precios de la electricidad asociadas al desarrollo de instalaciones solares y eólicas de muy bajo costo. No obstante, este dinamismo no se traduce todavía en una transformación proporcional de la matriz energética mundial en su conjunto, debido a que la electricidad constituye sólo una fracción del consumo energético total y a que múltiples usos finales continúan anclados en vectores fósiles. En consecuencia, pese al avance tecnológico y a la expansión de capacidad, la energía solar, eólica, de biomasa y la geotérmica representan hoy menos del 4% del consumo global de energía primaria.

Aunque durante la última década se registran progresos relevantes en energías renovables, eficiencia energética, acceso a la electricidad y expansión de instalaciones de *cocina limpia*, la trayectoria agregada sigue siendo insuficiente para cumplir los objetivos internacionales vigentes. En particular, el mundo no se encuentra en una senda compatible con la meta de limitar el aumento de la temperatura media global a 1,5 °C establecida en el Acuerdo de París (OCDE, 2021). Superar ese umbral incrementaría de manera significativa el riesgo de intensificación de eventos climáticos extremos, entre ellos sequías, inundaciones y olas de calor, con impactos diferenciados y potencialmente desproporcionados sobre amplios segmentos de la población mundial.

FIGURA 1. 4

Consumo de Energía Renovable 2017.



Fuente. Cortesía: REN21. Renewables Now (2020).

A partir del 2017, las energías renovables representaron aproximadamente el 18.1% del consumo total de energía final (TFEC) (IEA, 2025). Dentro de ese porcentaje, las energías renovables modernas aportaron el 10,6% y registraron un crecimiento estimado de la demanda del 4,4% en comparación con 2016, mientras que la fracción restante correspondió al uso tradicional de biomasa para cocinar y calefaccionar

en países en desarrollo. Esta distinción no es meramente clasificatoria, debido a que separa tecnologías contemporáneas integradas a redes e infraestructuras modernas de prácticas de consumo energético asociadas a condiciones de pobreza energética, con implicaciones directas para la salud, el bienestar y la justicia socioambiental.

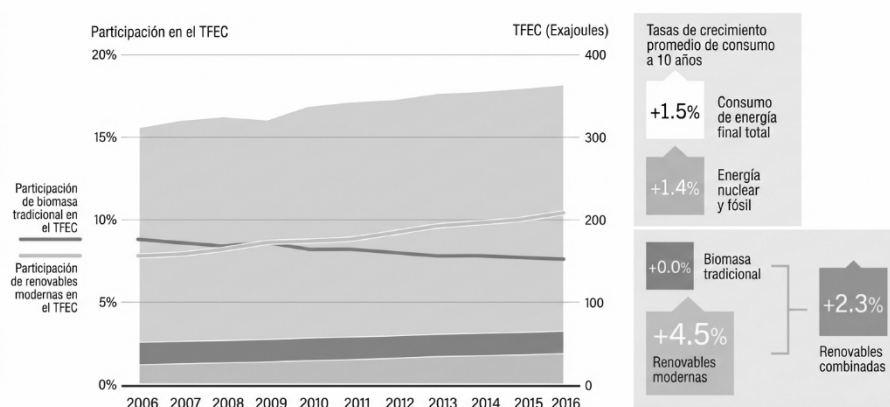
En cuanto a la composición interna de las renovables modernas, predominó la energía térmica renovable, con alrededor del 4,2% del consumo total de energía final, seguida por la energía hidroeléctrica, con un 3,6%. En niveles inferiores se ubicaron otras fuentes renovables, incluidas la eólica y la solar fotovoltaica, con cerca del 2,0%, y los biocombustibles destinados al transporte, con aproximadamente el 1,0% (IEA, 2025). Este reparto evidencia que, aun cuando la conversación pública suele concentrarse en la electricidad eólica y solar, una parte significativa de la contribución renovable moderna se expresa en usos térmicos, menos visibles mediáticamente pero determinantes para comprender la inercia tecnológica y la dificultad de sustituir combustibles fósiles en consumos finales no electrificados. Véase la FIGURA 1. 4.

Pese a estos avances, la proporción general de energía renovable, considerando tanto renovables modernas como biomasa tradicional, se incrementó sólo de manera gradual, con un promedio anual cercano al 0,8% entre 2006 y 2016 (IEA, 2025). Este aumento modesto se explica por una combinación de factores estructurales: por un lado, la persistencia de un cambio mínimo en el uso tradicional de biomasa y, por otro, el crecimiento sostenido de la demanda energética mundial desde 2006, con un aumento promedio anual del 1,5%. En términos agregados, incluso un crecimiento vigoroso de las renovables modernas, particularmente en electricidad, puede traducirse en ganancias relativas limitadas cuando el denominador, esto es, la demanda total, se expande con rapidez y cuando una parte relevante de la “participación renovable” permanece anclada en consumos tradicionales que no necesariamente representan una transición deseable. Véase la FIGURA 1. 5.

FIGURA 1. 5

Crecimiento en Energía Renovable vs. Consumo de Energía.

Crecimiento de la Energía Renovable Global Comparado con el Consumo de Energía Final Total, 2006-2016



Fuente. Cortesía:REN21. Renewables Now (2020).

Ello obedece, en buena medida, a que los sistemas energéticos descansan sobre infraestructuras pesadas y altamente capitalizadas, lo que introduce temporalidades largas para su expansión, reconversión o reemplazo. Esta condición material produce una inercia estructural que limita la velocidad de cambio de la matriz: aun cuando se acelere la incorporación de nuevas tecnologías, los activos existentes, las redes de transporte, los patrones de consumo y los marcos regulatorios tienden a prolongar la primacía de los combustibles fósiles. Por esta razón, resulta razonable anticipar que, en los próximos años, los recursos

fósiles continuarán ocupando un lugar dominante dentro del suministro energético global, no necesariamente por superioridad intrínseca, sino por la persistencia de trayectorias tecnológicas e institucionales acumuladas.

De hecho, cuando se observa la evolución de la demanda mundial de energía, se advierte que el crecimiento del consumo de fuentes renovables no implica, de manera automática, una contracción equivalente de la demanda de energías fósiles. En la práctica, el sistema energético contemporáneo tiende a operar bajo una lógica de adición más que de sustitución: se incorporan nuevas fuentes para atender incrementos de demanda, sin desplazar proporcionalmente a las anteriores. Esta dinámica sugiere que la transición energética, entendida como reemplazo efectivo de combustibles fósiles, no se reduce a aumentar capacidad renovable, sino que requiere transformaciones profundas en eficiencia, electrificación, diseño de mercados, regulación y, de forma crucial, en los patrones de consumo que sostienen el crecimiento sostenido de la demanda.

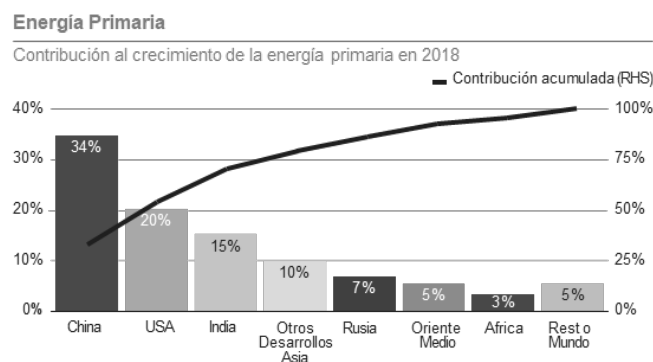
Finalmente, este escenario se complejiza porque la población mundial continúa aumentando y porque un conjunto amplio de países se encuentra todavía en procesos de industrialización, urbanización y expansión del bienestar material. En consecuencia, el sistema energético enfrentará retos múltiples durante las próximas décadas, vinculados no sólo a la suficiencia del suministro, sino también a la asequibilidad, la seguridad, la resiliencia de infraestructuras y la reducción de impactos climáticos y socioambientales. En este marco, la cuestión decisiva no es únicamente qué fuentes se incorporan, sino bajo qué condiciones políticas, tecnológicas y distributivas se reorienta el metabolismo energético que sostiene la economía global.

1.1.1. Características clave

Los indicadores más elocuentes del periodo reciente remiten al crecimiento acelerado de la demanda energética y a su correlato directo en las emisiones de carbono. En 2018, la energía primaria global aumentó un 2,9%, el ritmo de expansión más elevado registrado desde 2010, aun cuando el contexto macroeconómico estuvo marcado por un crecimiento del PIB relativamente modesto y por un fortalecimiento de los precios de la energía. Este desacoplamiento parcial entre señales de precio y dinámica de consumo sugiere que, más allá de fluctuaciones coyunturales, persisten determinantes estructurales que sostienen la intensificación del metabolismo energético global.

FIGURA 1. 6

Contribución al crecimiento de la energía primaria en 2018.



Fuente. Cortesía: British Petroleum Report (2018).

De manera simultánea, las emisiones de carbono asociadas al uso de energía crecieron un 2%, constituyendo nuevamente la expansión más rápida en varios años, con un incremento aproximado de 0,6 gigatoneladas. Esta magnitud, por su escala, resulta comparable a un aumento sustantivo del parque mundial de automóviles de pasajeros, en términos de la carga adicional de carbono que implica, lo cual permite dimensionar la intensidad del repunte y su relevancia climática. Véase la FIGURA 1. 6.

1.1.2. ¿Qué impulsó estos aumentos en 2018?

En primer término, el repunte de la demanda de energía respondió a una combinación de dinámicas concentradas geográficamente y de expansión generalizada por tipo de combustible. En 2018, el consumo energético global creció 2,9% y este incremento fue explicado, en gran medida, por China, Estados Unidos e India, que en conjunto aportaron aproximadamente dos tercios del aumento total. Dentro de ese trío, el comportamiento más disruptivo respecto de los promedios recientes se observó en Estados Unidos, donde el consumo se expandió 3,5%, la tasa más elevada en tres décadas, y en el marcado contraste con la tendencia de contracción o estancamiento registrada durante los diez años previos. Esta inflexión no puede leerse como un episodio aislado, sino como una señal de la sensibilidad del sistema a *shocks* coyunturales que, al operar sobre una base de demanda estructuralmente alta, amplifican variaciones relativamente breves.

La fortaleza del consumo se expresó, además, de manera transversal en prácticamente todos los combustibles, muchos de los cuales crecieron por encima de sus registros históricos. La aceleración fue particularmente visible en el gas natural, cuya demanda aumentó 5,3%, una de las expansiones más intensas en más de treinta años, y que por sí solo explicó cerca del 45% del crecimiento mundial del consumo energético. El carbón también registró un incremento de 1,4% por segundo año consecutivo, revirtiendo una secuencia previa de caídas, mientras que las energías renovables mantuvieron su condición de fuente de más rápido crecimiento, con 14,5%, aunque con una leve desaceleración respecto de su tendencia precedente. Leído en conjunto, este patrón sugiere que la expansión de renovables coexistió con una reactivación fósil, lo que refuerza la idea de un sistema que tiende a sumar oferta para atender aumentos de demanda, más que a sustituir de manera inmediata y proporcional unas fuentes por otras.

Para explicar por qué el crecimiento de la demanda fue tan pronunciado, resulta útil contrastar el comportamiento observado con predicciones derivadas de modelos macro energéticos sencillos. Un enfoque parsimonioso consiste en emplear el crecimiento del PIB y los precios del petróleo como indicador proxy de los precios energéticos, con el fin de estimar la evolución de la energía primaria por país y luego agregarla a escala global. Aun con su simplicidad, este tipo de marco logra capturar buena parte de los contornos de la demanda en las últimas dos décadas. Bajo esas premisas, cabía esperar una desaceleración moderada de la demanda, dado un contexto económico algo menos dinámico y un fortalecimiento de los precios de la energía; sin embargo, lo que se observó fue un repunte significativo, lo cual sugiere la intervención de factores adicionales que alteraron temporalmente la elasticidad de la demanda frente a dichas variables.

Al desagregar con mayor detalle, una hipótesis consistente atribuye una porción relevante de esa “*sorpres*a” a efectos climáticos. En particular, se registró un número inusualmente alto de días extremadamente fríos y extremadamente cálidos en varios de los principales centros de demanda, con especial incidencia en Estados Unidos, China y Rusia. La mayor necesidad de servicios de calefacción y refrigeración habría elevado el consumo energético de manera considerable en esos países, contribuyendo a explicar la intensidad del crecimiento agregado, tal como se sugiere en el análisis corporativo atribuido a Bob Dudley (*Group Chief Executive BP*) en el reporte de British Petroleum

correspondiente al periodo (British Petroleum Report, 2018).

1.1.3. ¿Qué pasó el 2019?

En 2019, el dinamismo de los mercados energéticos se moderó de forma apreciable, en consonancia con un crecimiento económico más débil y con la atenuación parcial de algunos factores coyunturales que habían elevado la demanda en 2018. Esta desaceleración se hizo particularmente visible en Estados Unidos, Rusia e India, economías que el año anterior habían mostrado expansiones inusualmente elevadas del consumo energético y que, por lo mismo, tendieron a normalizar su trayectoria cuando dichas condiciones excepcionales perdieron intensidad.

China constituyó la principal excepción a ese patrón, debido a que su consumo energético se aceleró durante 2019. Como consecuencia, su contribución pasó a dominar la expansión de los mercados energéticos globales, aportando el mayor incremento a la demanda de prácticamente todas las fuentes individuales de energía, con la salvedad del gas natural, donde su aumento fue apenas superado por el registrado en Estados Unidos. Esta centralidad china no sólo expresa un efecto de escala, sino también la persistencia de dinámicas estructurales de crecimiento y de industrialización que continúan presionando la demanda agregada.

Aun con el impulso proveniente de China, todos los combustibles, con excepción de la energía nuclear, crecieron a un ritmo inferior a sus promedios de la última década, y el consumo de carbón disminuyó por cuarta vez en seis años. En contraste, las energías renovables mantuvieron un desempeño extraordinario, crecieron a una tasa récord y aportaron la mayor contribución al aumento de la energía primaria, con un 41% del crecimiento total. En este mismo movimiento, la generación renovable superó por primera vez a la energía nuclear, hecho que funciona como un indicador simbólico y material de cambio, aunque no necesariamente como evidencia de sustitución plena en el conjunto del sistema energético.

La desaceleración de la demanda, combinada con un desplazamiento en la mezcla de combustibles desde el carbón hacia el gas natural y las energías renovables, se tradujo en una moderación significativa del crecimiento de las emisiones de carbono. Sin embargo, esta inflexión sólo compensó parcialmente el aumento excepcionalmente fuerte observado en 2018, lo que sugiere que la reducción del ritmo de crecimiento de las emisiones no equivale todavía a una reversión sostenida de la tendencia, sino a una corrección relativa condicionada por el desempeño macroeconómico y por cambios incrementales en la canasta energética.

En paralelo, los precios de la energía tendieron a disminuir en términos generales, con caídas especialmente notorias en el carbón y el gas natural. En ambos casos, el crecimiento de la producción superó al consumo, lo que favoreció la acumulación de inventarios y presionó los precios a la baja. En ese contexto, los precios del petróleo también se ubicaron en niveles ligeramente inferiores, reflejando un mercado holgado y una demanda menos expansiva que en el año precedente.

1.1.4. ¿2020 y el COVID?

La irrupción de la pandemia de COVID-19 se constituyó en un *shock* sanitario y económico de alcance sistémico, con capacidad de alterar de manera profunda los marcos de referencia desde los cuales se organizan la producción, la movilidad y el consumo. Hacia mediados de junio de 2020, más de 400.000 personas habían fallecido a nivel mundial como consecuencia de la infección, en un contexto en el que los confinamientos generalizados buscaron contener la propagación del virus, aunque a costa de impactos sociales y económicos de gran magnitud. La particularidad de este episodio no radica únicamente en su escala, sino en la simultaneidad de la disrupción: se comprimieron, en un mismo ciclo temporal, presiones

sobre los sistemas de salud, contracciones de actividad y reconfiguraciones de prácticas cotidianas que sostienen la demanda energética.

Este escenario abrió una tensión estratégica que atravesó tanto la gobernanza pública como la planificación corporativa. Por una parte, la crisis podía acelerar tendencias emergentes y habilitar oportunidades para reorientar el desarrollo hacia trayectorias sostenibles; por otra, existía el riesgo de que la urgencia de resolver problemas internos de corto plazo desplazara prioridades globales de largo aliento, particularmente las asociadas al cambio climático (British Petroleum Report, 2020). En ese sentido, el periodo puede leerse como un punto de inflexión: la necesidad de atender la contingencia inmediata se volvió inseparable de la pregunta por los criterios de reconstrucción, es decir, por si la recuperación consolidaría dependencias previas o si, por el contrario, permitiría reconfigurar los fundamentos materiales del sistema energético.

Para comprender la magnitud del desafío, resulta pertinente situar las tendencias energéticas inmediatamente anteriores a la crisis. Algunos indicadores eran relativamente alentadores, en especial el crecimiento sostenido de las energías renovables, impulsado por la expansión eólica y solar. En 2019, las renovables aumentaron en magnitudes récord y aportaron más del 40% del crecimiento de la energía primaria, al tiempo que el consumo de carbón descendió por cuarta vez en seis años y su participación en la mezcla energética global cayó a su nivel más bajo en dieciséis años. Sin embargo, esa lectura optimista debía matizarse: pese a su retroceso relativo, el carbón seguía siendo la principal fuente de generación eléctrica, con más del 36% de la electricidad mundial, frente a una contribución cercana al 10% por parte de las energías renovables. Esta brecha expresa la persistencia de inercias tecnológicas e infraestructurales que obligan a pensar la descarbonización no como una simple expansión de capacidad renovable, sino como una transformación acelerada de sistemas, redes y usos finales.

Más inquietante aún era la trayectoria de las emisiones. La desaceleración del crecimiento de las emisiones de carbono al 0,5% en 2019 podía interpretarse como una señal de mejora, pero sólo adquiere sentido si se contextualiza con el incremento excepcional de 2018, del 2,1%. La expectativa de una corrección más pronunciada, una vez disipados los factores atípicos que impulsaron el salto de 2018, no se materializó. En términos agregados, el promedio anual de crecimiento de las emisiones en 2018 y 2019 superó el promedio de la década, lo cual sugiere que el sistema seguía lejos de una senda consistente con reducciones sostenidas. Desde esta perspectiva, la salida de la crisis sanitaria no eliminaba el problema climático; más bien intensificaba la necesidad de decisiones estructurales capaces de evitar un retorno automático a patrones de alta intensidad fósil.

La propia interrupción de la vida cotidiana durante los confinamientos permitió observar, de forma transitoria, efectos ambientales que funcionaron como indicio de posibilidad y, simultáneamente, como advertencia. En numerosas ciudades se registraron mejoras en la calidad del aire y una disminución temporal de contaminantes asociada a la reducción del tráfico y de ciertas actividades industriales. En ese marco, la Agencia Internacional de la Energía estimó que las emisiones globales de CO₂ podrían caer hasta 2,6 gigatoneladas, aunque a un costo social y económico considerable. La cuestión decisiva, por tanto, no residía en la caída coyuntural, sino en el riesgo de que esos beneficios se disiparan rápidamente a medida que las economías se reactivaran y las prácticas previas se restablecieran. En ausencia de cambios deliberados en infraestructura, regulación e incentivos, la reducción de emisiones tendería a ser episódica, confirmando que la descarbonización no puede depender de la contracción forzada, sino de transformaciones planificadas que reorganicen de manera duradera la demanda y la oferta energéticas.

1.2. RESERVAS, PRODUCCION Y CONSUMO

Ante la idea, frecuentemente reiterada, de que los combustibles fósiles *“están aquí para quedarse”*, suele recurrirse a la relación reservas producción como argumento de suficiencia: bajo los niveles de consumo actuales, las reservas probadas de petróleo permitirían cubrir la demanda durante aproximadamente 53 años y las de gas natural durante cerca de 55 años. Este tipo de estimación, sin embargo, debe leerse con cautela porque las *“reservas probadas”* no constituyen un dato fijo de la naturaleza, sino una categoría económico-técnica que depende de condiciones de mercado, capacidades tecnológicas y marcos regulatorios. En términos estrictos, a medida que aumentan los precios del petróleo o se abaratan y perfeccionan las técnicas de extracción y procesamiento, recursos previamente considerados marginales pueden volverse comercialmente explotables y, por tanto, incorporarse a las reservas probadas. De este modo, el *“fin”* de los combustibles fósiles se desplaza en el tiempo, aunque lo que sí tiende a agotarse, con mayor probabilidad, es el llamado petróleo fácil, entendido como yacimientos relativamente accesibles, de extracción menos compleja y con menores exigencias de transformación para su uso final.

Desde mediados del siglo XX, las mayores acumulaciones de reservas de petróleo y gas se han concentrado en Oriente Medio, donde países como Arabia Saudita, Irán, Iraq, Kuwait y los Emiratos Árabes Unidos reúnen cerca de la mitad de las reservas probadas mundiales de petróleo. En el caso del gas natural, la gravitación regional también es elevada y se asocia de manera notable a la presencia de grandes volúmenes en Irán y Qatar, lo que sitúa a Oriente Medio en torno al 43% de las reservas globales. No obstante, la geografía de las reservas no ha permanecido estática: reevaluaciones recientes han incrementado de forma significativa el peso relativo de países como Venezuela y Canadá, que han ascendido a posiciones de liderazgo en reservas probadas de petróleo. En paralelo, los descubrimientos y desarrollos más recientes han tendido a localizarse en entornos geológicos y operativos más exigentes, como los depósitos presalinos marinos en aguas ultra profundas en Brasil o las formaciones de petróleo de baja permeabilidad en América del Norte, cuya viabilidad depende estrechamente de precios, tecnología y economías de escala.

En los últimos cinco años, una proporción relevante de los descubrimientos mundiales de petróleo y gas, cercana al 30%, se ha registrado en África subsahariana, lo que refuerza la idea de que la frontera extractiva continúa expandiéndose hacia territorios antes secundarios en el mapa energético. Este desplazamiento no sólo responde a hallazgos geológicos, sino también a la combinación de precios internacionales, innovación técnica y estrategias corporativas y estatales de exploración, que reconfiguran de manera dinámica qué volúmenes son *“reservas”* y cuáles permanecen como recursos potenciales. En consecuencia, el debate sobre reservas, producción y consumo exige distinguir entre disponibilidad física, factibilidad económica y costos socioambientales, ya que la pregunta decisiva no es únicamente cuánto queda, sino bajo qué condiciones resulta posible, rentable y socialmente aceptable extraerlo.

1.2.1. Reservas de petróleo & gas natural

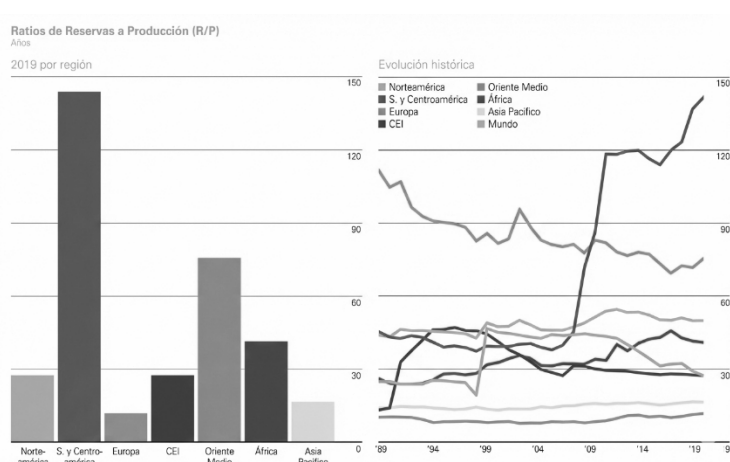
Al cierre de 2019, las reservas probadas de petróleo se estimaron en 1.734 mil millones de barriles, lo que implicó una reducción marginal de 2 millones de barriles respecto de 2018. En términos de suficiencia aparente, la relación reservas sobre producción a escala global sugiere un horizonte cercano a cinco décadas de extracción al ritmo vigente, un indicador que suele emplearse para representar la *“duración”* del recurso, aunque conviene recordar que se trata de una métrica sensible a variaciones en precios, tecnología y decisiones regulatorias, además de cambios en los propios niveles de producción. Leída regionalmente, la misma relación evidencia asimetrías marcadas: América del Sur y Central presenta el valor más alto, con un estimado de 144 años, mientras que Europa registra el más bajo, con alrededor de

12 años, lo que refleja no sólo diferencias geológicas, sino también trayectorias históricas de explotación, madurez de cuencas y capacidades de reposición de reservas.

En este panorama, la concentración de reservas continúa siendo significativa. La OPEP reúne el 70,1% de las reservas mundiales, confirmando su peso estructural en la economía política del petróleo y en la formación de expectativas sobre el mercado. A nivel de países, Venezuela concentra el 17,5% de las reservas globales, seguida muy de cerca por Arabia Saudita con 17,2%, y luego por Canadá con 9,7%, Irán con 9,0% e Irak con 8,5%. Esta distribución sugiere que la geografía del petróleo permanece altamente concentrada y, a la vez, atravesada por heterogeneidades en la calidad del crudo, los costos de extracción y las condiciones socio institucionales que median la conversión de reservas en producción efectiva. Véanse FIGURA 1. 7 y FIGURA 1. 8.

FIGURA 1. 7

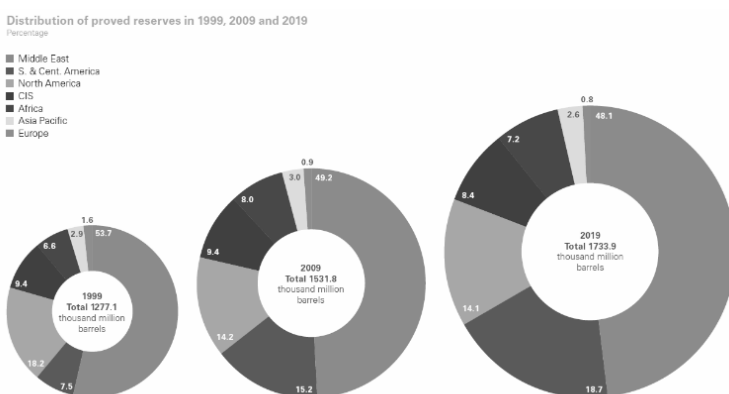
Relación de Reservas y Producción de Petróleo R/P.



Fuente. Cortesía: British Petroleum Report (2018)

FIGURA 1. 8

Distribución de Reservas Probadas de Petróleo.



Fuente. Cortesía: British Petroleum Report (2020).

Al cierre de 2019, las reservas mundiales probadas de gas natural se incrementaron en 1,7 trillones de metros cúbicos (TCM), hasta alcanzar 198,8 TCM. Este aumento se explicó principalmente por revisiones

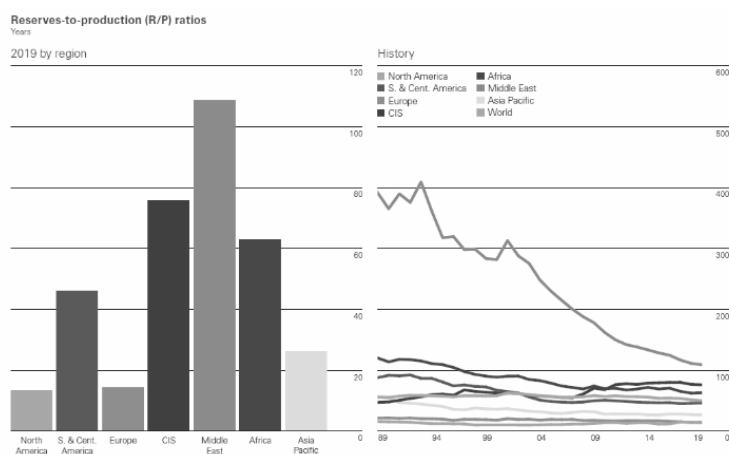
ESCENARIO ENERGÉTICO

al alza en China, con 2 TCM, y en Azerbaiyán, con 0,7 TCM, aunque dicho avance fue compensado parcialmente por una reducción de 1,3 TCM en Indonesia. En términos de concentración, el mapa global de reservas continúa dominado por un conjunto reducido de países, entre los cuales destacan Rusia, con 38 TCM, Irán, con 32 TCM, y Qatar, con 24,7 TCM, lo que confirma la persistencia de una geografía energética altamente asimétrica, con efectos directos sobre la seguridad de suministro, la formación de precios y la arquitectura de interdependencias internacionales.

La relación reservas sobre producción a escala global indica que, a fines de 2019, las reservas probadas equivalían a aproximadamente 49,8 años de producción al ritmo vigente. Sin embargo, al desagregar por regiones emergen contrastes significativos: Oriente Medio exhibe el mayor horizonte relativo, con cerca de 108,7 años, mientras que la Comunidad de Estados Independientes (CIS) registra también un valor elevado, cercano a 75,8 años. Estas diferencias no sólo remiten a dotaciones geológicas, sino también a trayectorias de extracción, niveles de demanda interna, capacidades de exportación y marcos institucionales que condicionan la conversión efectiva de reservas en producción disponible para los mercados. Véase FIGURA 1. 9 y FIGURA 1. 10.

FIGURA 1. 9

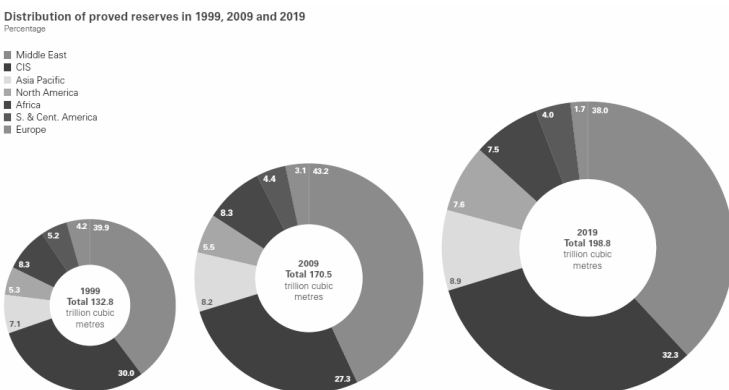
Relación de Reservas y Producción de Gas Natural R/P.



Fuente. Cortesía: British Petroleum Report (2020).

FIGURA 1. 10:

Distribución de Reservas Probadas de Gas Natural.



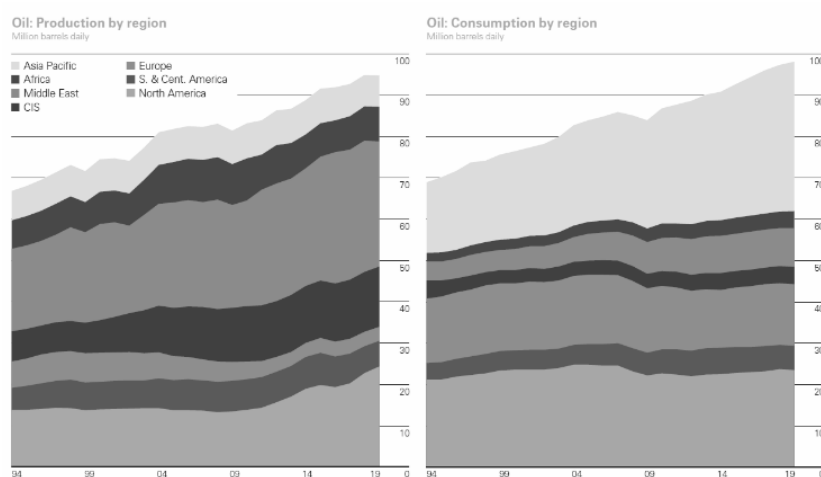
Fuente. Cortesía: British Petroleum Report (2020).

1.2.2. Producción y consumo de petróleo & gas natural

En 2019, la producción mundial de petróleo registró una contracción marginal de 60.000 BPD, resultado de una dinámica de compensaciones entre incrementos significativos y caídas pronunciadas. En particular, el fuerte aumento de la producción en Estados Unidos, estimado en 1,7 millones de BPD, fue neutralizado por la reducción agregada de la OPEP, cercana a 2 millones de BPD, explicada en gran medida por descensos sustantivos en Irán, con 1,3 millones de BPD, Venezuela, con 560.000 BPD, y Arabia Saudita, con 430.000 BPD. Este comportamiento sugiere que la oferta global no respondió de manera uniforme, sino que estuvo atravesada por ajustes asimétricos asociados tanto a condiciones internas de producción como a decisiones de coordinación y a restricciones específicas en países clave. Véase FIGURA 1. 11 y FIGURA 1. 12.

FIGURA 1. 11

Producción y Consumo de Petróleo por región.



Fuente. Cortesía: British Petroleum Report (2020).

FIGURA 1. 12

Consumo per cápita de petróleo 2019.



Fuente. Cortesía: British Petroleum Report (2020).

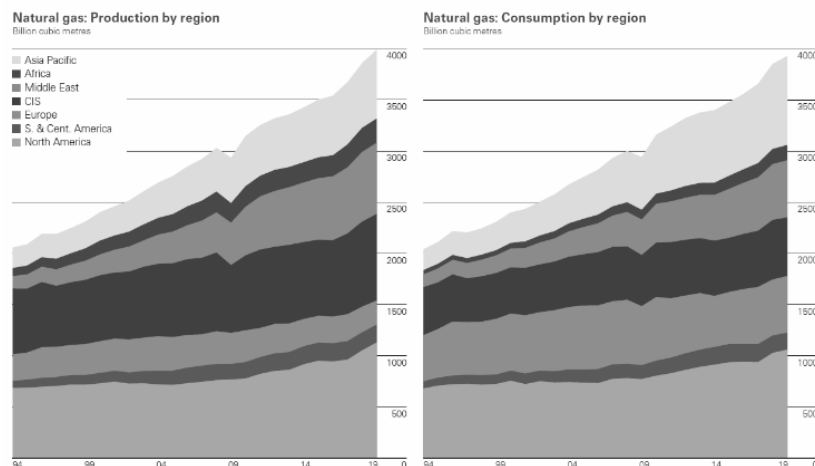
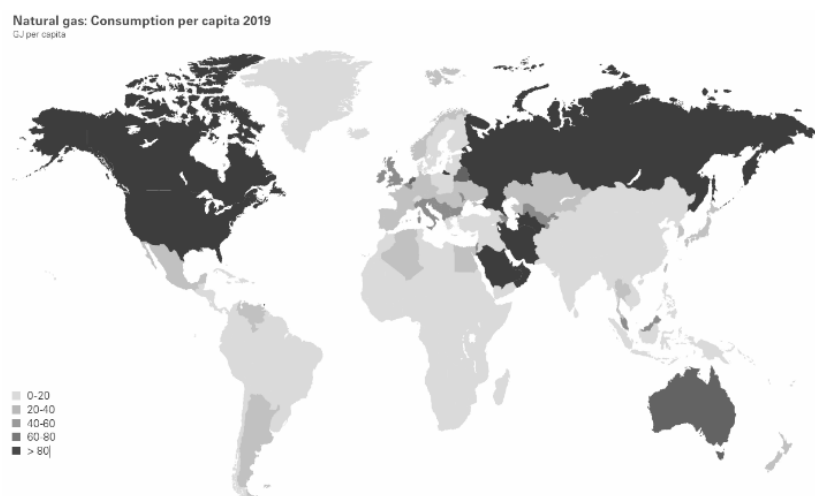
Desde la perspectiva de la demanda, el consumo de petróleo en 2019 creció por debajo del promedio reciente, con un incremento de 0,9 millones de BPD, equivalente a 0,9%. El crecimiento fue liderado por China, con 680.000 BPD adicionales, y por otras economías emergentes, mientras que en los países de la OCDE se observó una contracción de 290.000 BPD. Esta divergencia refuerza la lectura de un mercado donde la expansión del consumo se desplaza progresivamente hacia economías no pertenecientes a la OCDE, al tiempo que en los países industrializados se profundizan tendencias de estancamiento o reducción, con implicaciones directas para la geografía futura de la demanda y para la manera en que se redistribuyen los riesgos y las dependencias energéticas a escala global.

En lo que concierne al gas natural, tanto la producción como el consumo registraron en 2018 incrementos volumétricos de carácter excepcional. La producción se expandió 5,2%, la tasa más elevada desde 2010 y más del doble del promedio de crecimiento de la última década, situado en 2,3%. Este salto se explicó de manera notable por la contribución de Estados Unidos, con un aumento de 86 BCM, y de Rusia, con 34 BCM, que en conjunto representaron cerca de dos tercios del crecimiento mundial, confirmando el papel estructurante de estos productores en la dinámica reciente del mercado.

En la misma línea, el consumo global de gas natural aumentó 5,3%. Estados Unidos volvió a destacar como principal impulsor de la demanda, con un incremento de 78 BCM, mientras que China registró un crecimiento particularmente intenso, superior al promedio, de 17,7%, equivalente a 43 BCM. Este patrón sugiere que la expansión del gas en el periodo no respondió a un único motor, sino a la convergencia de aumentos significativos en economías con perfiles energéticos distintos, lo que refuerza la lectura de un combustible que, aunque frecuentemente presentado como *“puente”* en la transición, continúa ampliando su presencia por la vía de la adición de demanda más que por un desplazamiento automático y proporcional de otros energéticos.

En 2019, el consumo de gas natural se moderó de manera apreciable y aumentó en 78 BCM, equivalente a cerca de 2%, un registro claramente inferior al crecimiento excepcional observado en 2018. La expansión de la demanda estuvo impulsada principalmente por Estados Unidos, con 27 BCM adicionales, y por China, con 24 BCM, mientras que Rusia y Japón concentraron las contracciones más significativas, con descensos de 10 BCM y 8 BCM, respectivamente. Este patrón sugiere una recomposición de la demanda global en la que algunas economías mantuvieron el dinamismo asociado a la sustitución parcial de carbón y a la ampliación de la demanda industrial y eléctrica, al tiempo que otras reflejaron ajustes internos y condiciones de mercado menos expansivas.

En paralelo, la producción mundial de gas natural creció 132 BCM, alrededor de 3,4%, reafirmando la capacidad de respuesta de la oferta incluso en un contexto de desaceleración relativa del consumo. Estados Unidos explicó casi dos tercios de ese incremento, con 85 BCM, consolidando su papel como principal motor del aumento de la producción global, mientras que Australia aportó 23 BCM y China 16 BCM, contribuciones que evidencian la importancia de la expansión de proyectos de oferta y de infraestructura asociada en la dinámica del mercado. En conjunto, estas variaciones refuerzan la idea de un sistema gasífero en el que la geografía de la producción se concentra crecientemente en pocos polos de expansión, con implicaciones directas para los flujos comerciales, la competencia por mercados y la sensibilidad a *shocks* de demanda. Véase FIGURA 1. 13 y FIGURA 1. 14.

FIGURA 1. 13*Producción y consumo de Gas Natural por región.**Fuente.* Cortesía: British Petroleum Report (2020).**FIGURA 1. 14***Consumo per cápita de Gas Natural 2019.**Fuente.* Cortesía: British Petroleum Report (2020).

Desde 2020, la trayectoria del gas natural ha estado marcada por una volatilidad y una politización sin precedentes en décadas recientes: tras el colapso coyuntural de la demanda energética durante la fase aguda de los confinamientos, el consumo se recuperó con fuerza en 2021 y reingresó en una dinámica de tensiones de oferta y precios; posteriormente, la invasión rusa a Ucrania en 2022 reconfiguró de manera abrupta los flujos globales de gas, aceleró el giro europeo hacia el GNL, tensionó los mercados *spot* y consolidó una agenda de seguridad energética que, en la práctica, combinó sustitución geopolítica de proveedores con esfuerzos de reducción de demanda y despliegue acelerado de renovables. En los años siguientes, el sistema mostró un doble movimiento que complejiza cualquier lectura lineal de “transición”: por un lado, la expansión récord de capacidad renovable y de electrificación en varias economías comenzó a presionar a la baja la intensidad fósil de ciertos segmentos eléctricos; por otro, el gas mantuvo un rol central como combustible de flexibilidad y como ancla de seguridad de suministro, apoyado en nueva

infraestructura de licuefacción y regasificación y en contratos de largo plazo, con el riesgo concomitante de bloqueo tecnológico e institucional si estas inversiones se convierten en dependencias duraderas. En términos climáticos, la persistencia de emisiones globales elevadas y la relevancia de las fugas de metano en la cadena del gas refuerzan que el debate ya no puede reducirse a volúmenes consumidos, sino a la compatibilidad entre seguridad energética y presupuestos de carbono, tal como advierten tanto los balances de energía global como los inventarios científicos de emisiones

1.2.3. Flujos comerciales de energía

La simple acumulación de reservas no es lo que dinamiza las economías, sino la extracción efectiva y sostenida de petróleo y gas natural, esto es, su conversión en producción disponible. Una vez identificado un yacimiento, la decisión de invertir no se apoya en la existencia geológica del recurso, sino en la viabilidad económico-financiera del proyecto a lo largo de su vida útil. En esa evaluación convergen estimaciones técnicas sobre costos de desarrollo, operación y declinación, con supuestos de precio del crudo y del gas, riesgos regulatorios y disponibilidad de infraestructura, de modo que el paso de recurso a reserva y de reserva a producción se encuentra mediado por condiciones de mercado y por capacidades industriales antes que por una lógica puramente natural.

Por ello, los países con mayores reservas no coinciden necesariamente con quienes lideran la producción. Venezuela, pese a concentrar la mayor dotación de reservas, se ubica lejos de los primeros lugares en términos de extracción, mientras que Estados Unidos, con una fracción relativamente reducida de las reservas globales, ha sostenido un liderazgo productivo en los últimos años. A esta disociación se suma otra igualmente decisiva: el petróleo y el gas no se producen, por regla general, allí donde se consumen. Arabia Saudita, Rusia y Estados Unidos figuran entre los principales productores, pero el consumo se concentra de manera destacada en grandes economías industriales y asiáticas, con Estados Unidos, China y Japón entre los polos de mayor demanda. El resultado es una arquitectura estructural de interdependencias, en la que una porción sustantiva de la producción se orienta a mercados externos, haciendo de los flujos comerciales un componente constitutivo del orden energético contemporáneo.

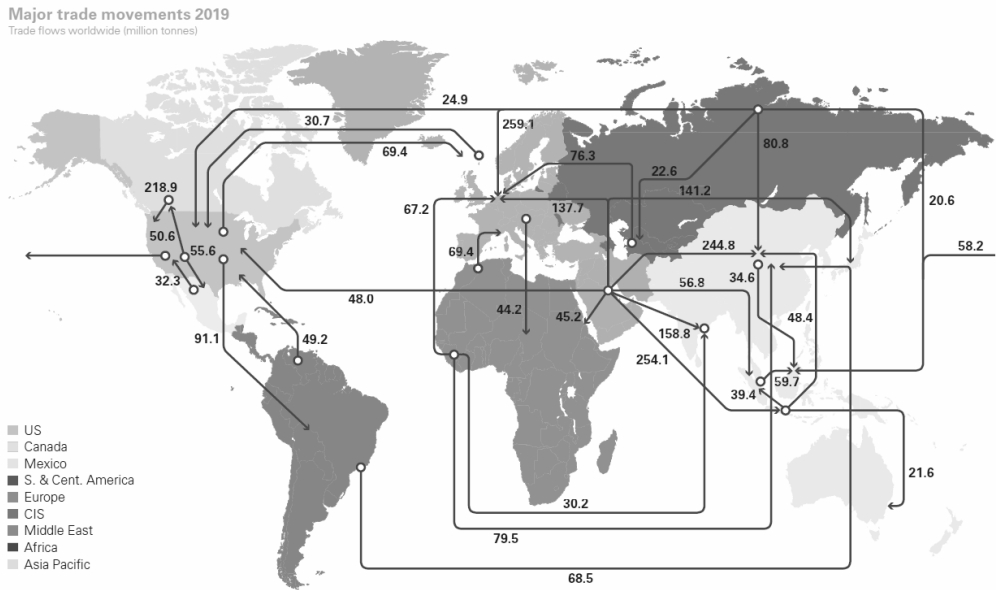
En ese marco, aproximadamente dos tercios del petróleo producido se destina a la exportación, con Oriente Medio, el espacio postsoviético y África occidental como regiones exportadoras de referencia. A su vez, Europa y China se mantienen como grandes importadoras, mientras que Estados Unidos, pese a ubicarse entre los mayores consumidores, ha reducido su dependencia de importaciones a partir de la expansión de la producción doméstica no convencional. La FIGURA 1. 15 Y FIGURA 1. 16, nos permiten visualizar, en consecuencia, que tanto el petróleo como el gas natural operan como mercancías genuinamente globales, integradas en circuitos comerciales donde pocas regiones quedan al margen. Sin embargo, esa globalidad no elimina nodos críticos: Oriente Medio conserva una centralidad singular en las estrategias de abastecimiento, especialmente para Asia, no sólo por volumen exportable, sino por su capacidad de influir en expectativas, precios y percepciones de seguridad energética.

En consecuencia, la extracción de petróleo crudo y gas natural y su posterior conversión en derivados energéticos aptos para el uso final no constituye un tránsito espontáneo entre yacimiento y consumidor, sino una secuencia compleja de operaciones técnicas, logísticas y financieras que exige, para funcionar de manera estable, un entramado de mercados capaces de articular oferta y demanda a escala global. La industria del petróleo y el gas depende de mecanismos de coordinación que permitan asignar volúmenes, calidades y tiempos de entrega entre múltiples jurisdicciones y actores, gestionando simultáneamente incertidumbres de precio, riesgos geopolíticos, restricciones de infraestructura y necesidades de almacenamiento. En ese sentido, la eficiencia de los mercados no se limita a la formación de precios, sino que se expresa en su capacidad de reducir fricciones de intercambio, sostener inversiones de largo plazo

y garantizar continuidad de suministro, convirtiéndose en un eslabón decisivo de la cadena de valor, allí donde se materializa la posibilidad de que un recurso extraído se transforme efectivamente en energía disponible para la ciudadanía y los sistemas productivos.

FIGURA 1. 15

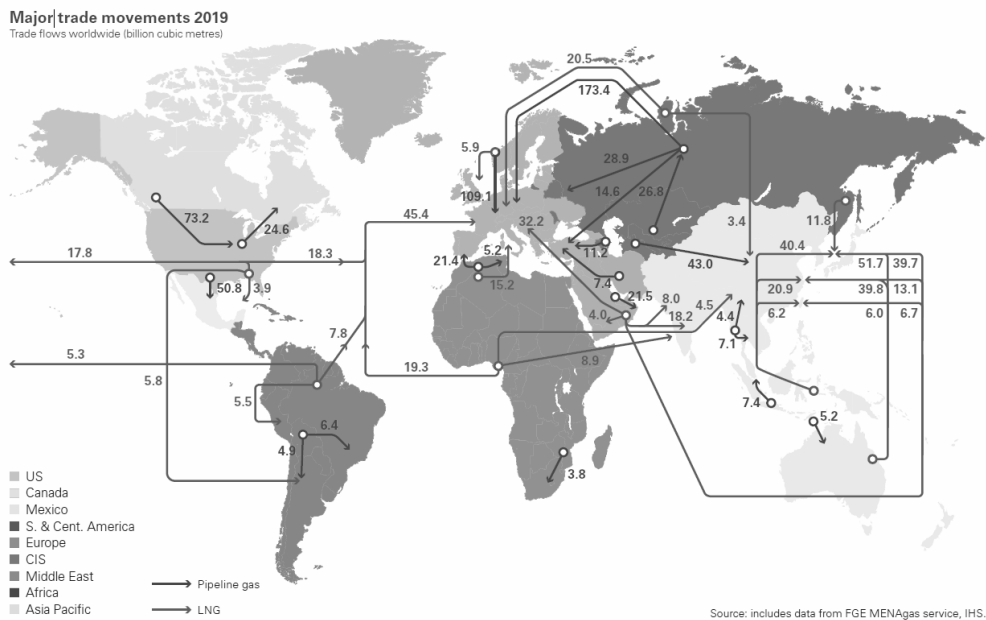
Movimientos comerciales de petróleo 2019.



Fuente. Cortesía: British Petroleum Report (2020).

FIGURA 1. 16

Movimientos comerciales de Gas Natural 2019.



Fuente. Cortesía: British Petroleum Report (2020).

1.3. MERCADOS DE PRODUCTOS ENERGÉTICOS

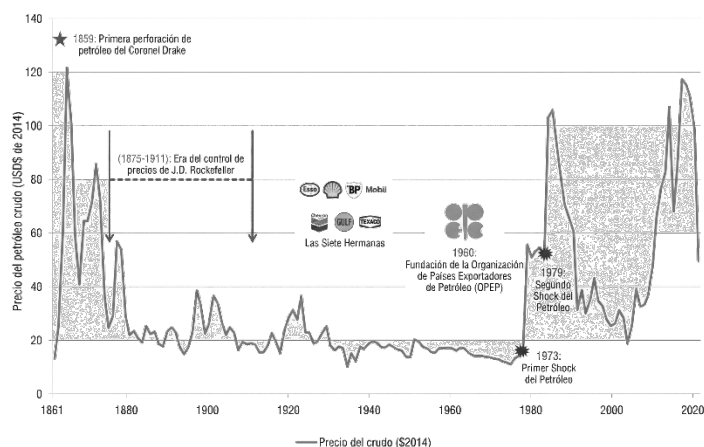
1.3.1. Historia de la formación del precio del petróleo

Para reconstruir la historia de la formación del precio del petróleo conviene leerla como una sucesión de regímenes de coordinación, en los que varían los actores dominantes, los dispositivos de referencia y el tipo de racionalidad que estabiliza, o desestabiliza, el mercado. Tras el primer gran ciclo de descubrimiento y especulación asociado a Edwin L. Drake y a la llamada fiebre petrolera en América del Norte, la industria quedó rápidamente atravesada por dinámicas de concentración que habilitaron formas tempranas de control privado sobre la fijación de precios. En ese contexto, el conglomerado de John D. Rockefeller operó como una arquitectura monopolística que no sólo integraba transporte, refinación y distribución, sino que también moldeaba el mecanismo de referencia mediante el precio publicado del crudo, fijado cada mañana a la entrada de sus refinerías. Este esquema funcionó como un régimen de precio administrado hasta 1911, cuando la disolución de la Standard Oil Company reconfiguró el campo de poder y obligó a un reordenamiento institucional del sector.

Posteriormente, la relativa estabilidad del precio del crudo respondió menos a una competencia abierta y más a la capacidad de coordinación de grandes corporaciones internacionales, conocidas como las **Siete Hermanas**, que articularon la oferta, las concesiones y los flujos comerciales bajo un patrón de gobernanza corporativa de alcance transnacional. Esta estabilidad no se interrumpió de forma inmediata con la creación de la **Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP)** en 1960, pero sí quedó progresivamente sometida a una disputa creciente por soberanía sobre recursos, apropiación de renta y control efectivo de la producción. En términos históricos, la OPEP no puede entenderse únicamente como un actor cuantitativo por cuota de oferta, sino como un dispositivo político que tensionó las reglas de fijación de precios heredadas y desplazó parte del poder de coordinación desde el núcleo corporativo hacia los Estados exportadores.

FIGURA 1. 17

Historia del precio del petróleo.



Fuente. Cortesía: Lambert-Lalitte (2016).

La ruptura del régimen previo se volvió evidente cuando acontecimientos geopolíticos de alta intensidad, entre ellos guerras, revoluciones y conflictos regionales, introdujeron discontinuidades abruptas en la oferta y en las expectativas, erosionando los supuestos de previsibilidad. Los *shocks* de 1973 y 1979 condensaron ese quiebre: el precio dejó de operar como un parámetro relativamente administrado y se

convirtió en un objeto volátil, sensible a la incertidumbre política, a los riesgos de interrupción y a la reconfiguración estratégica de inventarios. Desde entonces, el análisis especializado ha tendido a converger en la idea de que la formación del precio responde, de manera cada vez más marcada, a la interacción entre fuerzas físicas del mercado, vinculadas a oferta, demanda, capacidad excedentaria y logística, y fuerzas financieras, asociadas a la expansión de mercados de futuros, coberturas, arbitrajes y expectativas que amplifican o amortiguan señales coyunturales (Lambert-Lalitte, 2016). En esta perspectiva, el precio del petróleo se entiende menos como un reflejo directo de escasez geológica y más como un resultado socialmente producido por instituciones, estrategias y dispositivos de mercado que operan a escala global. Véase FIGURA 1.17

1.3.2. Fundamentos y marcadores de precios del petróleo

En los mercados petroleros no existe un precio único del crudo, porque el petróleo es una familia de calidades heterogéneas y no un bien homogéneo. Las diferencias en densidad, usualmente expresada en grados API, en contenido de azufre y en otras propiedades fisicoquímicas determinan rendimientos distintos en refinación, costos de procesamiento y compatibilidades tecnológicas con configuraciones específicas de refinería. En términos generales, los crudos más ligeros y dulces tienden a transarse con una prima frente a crudos más pesados y agrios, debido a que requieren menos tratamiento para obtener productos de alto valor y generan menores restricciones ambientales y operativas, aunque dichas primas se ajustan según coyunturas de oferta, capacidad de refinación disponible y regulaciones.

Para gestionar esa diversidad, el sector opera mediante un sistema de evaluación comparativa que articula calidad y localización. En la práctica, el precio de un crudo específico se establece como una relación con un referente, al que se le aplican diferenciales que capturan, simultáneamente, atributos técnicos y condiciones logísticas. Estos diferenciales incorporan el arbitraje del transporte y, por ende, la geografía: no es lo mismo un barril situado cerca de un gran nodo de refinación y exportación que uno cuya salida depende de infraestructura limitada, rutas más costosas o cuellos de botella. De esta manera, el precio no sólo refleja características intrínsecas del recurso, sino también fricciones materiales asociadas a oleoductos, terminales, almacenamiento, fletes marítimos y riesgos de interrupción en la cadena de suministro.

Los marcadores o *benchmarks* cumplen precisamente la función de estabilizar esa comparación, al constituirse como puntos de referencia ampliamente aceptados para fijar precios de crudos regionales. WTI, Oman Dubai y Brent son los ejemplos paradigmáticos, utilizados de forma dominante como referencias en América del Norte, Asia y Europa, respectivamente. Su relevancia no radica en representar “el” petróleo, sino en proporcionar una señal de precio suficientemente transparente y líquida como para permitir la valoración de múltiples calidades mediante diferenciales consistentes, reduciendo costos de transacción y facilitando coberturas y planificación comercial en mercados altamente interdependientes.

Para que un marcador sea confiable no basta con su reconocimiento histórico; requiere condiciones materiales e institucionales que sostengan su credibilidad. Entre ellas se encuentran infraestructuras físicas robustas, disponibilidad y continuidad de volúmenes comerciables, una ubicación que conecte de manera eficiente con rutas y centros de demanda, y una arquitectura financiera capaz de asegurar liquidez, profundidad de mercado y mecanismos de gestión de riesgo. A ello se añade un requisito que suele subestimarse: la estabilidad geopolítica relativa y la previsibilidad regulatoria, sin las cuales la señal de precio pierde capacidad de coordinar expectativas, contratos e inversiones. En suma, los marcadores son tanto artefactos de mercado como dispositivos de gobernanza, porque condensan en una cifra la interacción entre cualidades del crudo, logística global y confianza institucional.

1.3.3. Precios de gas natural

La formación eficiente del precio del gas natural presenta complejidades mayores que la del petróleo, fundamentalmente por sus restricciones físicas de transporte. Tradicionalmente, el gas sólo podía desplazarse de manera competitiva hasta las personas usuarias finales mediante redes de gasoductos, lo que fragmentaba los mercados en ámbitos regionales relativamente rígidos y otorgaba a la infraestructura un papel determinante en la estructura de precios. No obstante, en la última década, el desarrollo y la maduración de la cadena del gas natural licuado (LNG) han ampliado de manera sustantiva el alcance espacial del comercio gasífero, al habilitar rutas marítimas que conectan cuencas productoras con centros de demanda antes desconectados o poco integrados.

En este escenario coexisten dos regímenes principales de fijación de precios. El primero es la indexación al petróleo, en el cual el precio del gas se vincula contractual o fórmicamente a la cotización del crudo en el mercado de destino. Este esquema ha sido particularmente relevante en Asia, donde la estructura histórica de contratos y la lógica de seguridad de suministro consolidaron mecanismos de referencia asociados al petróleo, con ajustes que buscan reflejar condiciones locales de demanda, estacionalidad y riesgo. El segundo régimen es el de competencia gas a gas, que se basa en señales de precio generadas dentro de **hubs** o centros de intercambio, análogos, en su función referencial, a los marcadores del petróleo. En este marco, el Henry Hub en Estados Unidos y el National Balancing Point (NBP) en el Reino Unido destacan por su actividad y por su capacidad para sintetizar expectativas de oferta y demanda en precios transparentes y replicables.

Al igual que ocurre con los marcadores petroleros, la credibilidad de estos referentes gasíferos no depende sólo de su denominación, sino de condiciones materiales e institucionales que sostengan la formación de precios. Se requiere infraestructura física suficiente, incluyendo capacidad de transporte, almacenamiento y flexibilidad operativa, así como una arquitectura financiera con profundidad y liquidez que permita transacciones frecuentes, coberturas y gestión de riesgo. En última instancia, un **hub** se convierte en referencia cuando logra articular, de manera estable, la materialidad de la molécula con la densidad de los instrumentos de mercado, ofreciendo una señal de precio robusta tanto para productores como para consumidores.

1.3.4. Mercados físicos y financieros

Desde la década de 1980 se ha intensificado la demanda de estabilidad, previsibilidad y visibilidad en los precios energéticos, en un contexto marcado por la liberalización gradual de sectores antes fuertemente administrados y por la creciente exposición de productores, comercializadoras y personas consumidoras a episodios de volatilidad. En este marco, los mercados se consolidaron como el dispositivo de coordinación predominante para organizar señales de escasez relativa, asignar riesgos y facilitar la toma de decisiones de inversión y abastecimiento. Esta centralidad del mercado no debe entenderse únicamente como un mecanismo “neutral” de intercambio, sino como una arquitectura institucional que produce referencias, disciplina comportamientos y, a la vez, redefine quién absorbe los costos de la incertidumbre.

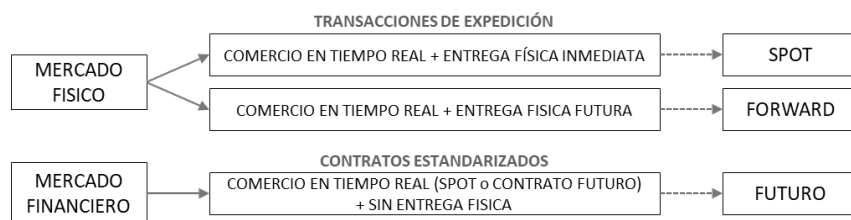
Bajo esa lógica emergen, en primer lugar, los mercados físicos, donde los actores intercambian commodities energéticos con entrega material. Cuando la operación se ejecuta con liquidación inmediata y entrega cercana en el tiempo, se habla de transacciones **spot**, típicas de contextos donde la flexibilidad operativa y la disponibilidad logística permiten ajustar volúmenes frente a cambios súbitos de demanda o interrupciones de oferta. En contraste, las transacciones **forward** permiten pactar hoy el suministro futuro a un precio acordado, lo que habilita a proveedores y personas usuarias industriales a estabilizar

costos, planificar producción y reducir la exposición a *shocks* de corto plazo. En ambos casos, la temporalidad del contrato funciona como un mecanismo de gestión de incertidumbre: cuanto mayor es el horizonte, mayor suele ser la relevancia de expectativas, primas de riesgo y condiciones de almacenamiento y transporte.

De forma paralela, se desarrollaron mercados financieros en los cuales se negocian contratos vinculados al precio de la energía sin que necesariamente exista entrega física al vencimiento. Entre los instrumentos más difundidos se encuentran los **futuros**, que ofrecen formatos estandarizados y alta liquidez, facilitando la cobertura frente a la volatilidad y la transferencia de riesgo hacia agentes dispuestos a asumirlo. Además de su función de cobertura, estos mercados participan en la formación de precios al condensar expectativas agregadas y estrategias de arbitraje entre plazos y entre plazas, lo que puede amplificar o suavizar movimientos según el estado de inventarios, la información disponible y el posicionamiento de mercado. En suma, la interacción entre mercados físicos y financieros constituye un eslabón crucial de la cadena energética contemporánea, porque allí se articulan la materialidad del suministro con la gestión contractual del riesgo. Véase FIGURA 1. 18.

FIGURA 1. 18

Mercados físicos y financieros



Fuente. Elaboración propia

Para clarificar estos conceptos, puede considerarse el caso de una aerolínea que necesita asegurar el suministro de combustible de aviación para operar su flota. Dado que su estructura de costos es altamente sensible al precio del combustible, la empresa buscará reducir la incertidumbre asociada a un eventual encarecimiento futuro. Una vía para hacerlo consiste en celebrar contratos **forward** en el mercado físico, pactando hoy volúmenes y un precio de entrega para los próximos meses. Sin embargo, si al llegar la fecha acordada el precio **spot** del combustible se ubica por debajo del precio fijado en el contrato, la aerolínea queda expuesta a una pérdida de oportunidad: termina comprando a un valor superior al vigente en el mercado al contado, lo que, contablemente, se traduce en un costo relativo más alto del que podría haber obtenido sin cobertura física.

Para neutralizar ese riesgo de precio, la empresa puede complementar su estrategia mediante una cobertura financiera que adopte una posición de signo contrario a la asumida en el contrato físico. En términos operativos, ello supone acordar con una contraparte un instrumento cuyo resultado económico sea favorable cuando el precio del combustible cae, de modo que la ganancia financiera compense el mayor costo pagado en el contrato de suministro. En esta lógica, la cobertura no persigue “ganar” por anticipar el mercado, sino estabilizar el precio efectivo que enfrenta la empresa al combinar ambos resultados. En el ejemplo, se ha aludido a contratos de **futuros** como figura emblemática por su estandarización y liquidez, pero el repertorio de instrumentos disponibles incluye también **swaps**, **opciones** y otros derivados, que permiten diseñar perfiles de riesgo más ajustados según necesidades de volumen, horizonte temporal y tolerancia a la volatilidad. En términos generales, una estrategia de cobertura bien calibrada no elimina la incertidumbre del mercado, pero la transforma en un rango

gestionable, incrementando la previsibilidad del costo de insumo y, por extensión, la estabilidad esperada de márgenes e ingresos.

A partir del desarrollo de los mercados financieros de energía, se ha incrementado la liquidez y se han ampliado los mecanismos de transferencia de riesgo, lo que ha fortalecido la capacidad de planificación de múltiples actores a lo largo de la cadena. Este proceso, sin embargo, es ambivalente. Por un lado, provee instrumentos que facilitan la gestión de volatilidad y sostienen decisiones de inversión y abastecimiento en entornos inciertos; por otro, incentiva la participación de agentes sin exposición física al commodity, cuya motivación principal es la obtención de retornos financieros. Aunque el volumen transado en mercados financieros puede superar ampliamente el intercambio con entrega física, ello no implica que los precios se emancipen por completo de la materialidad energética. En última instancia, la trayectoria de precios sigue anclada en fundamentos físicos como la relación entre oferta y demanda, los niveles de inventarios, la capacidad de transporte y las interrupciones logísticas o geopolíticas, de modo que los instrumentos financieros operan, sobre todo, como tecnologías de coordinación y redistribución del riesgo dentro de límites impuestos por la economía real del suministro.

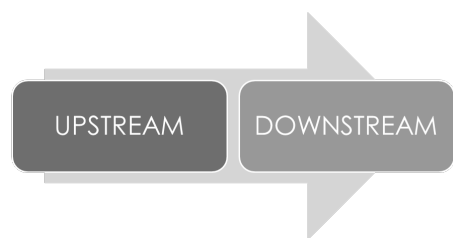
1.4. ACTORES Y DESAFÍOS

1.4.1. La cadena de petróleo y gas natural

Para comprender el funcionamiento de la industria de petróleo y gas natural conviene comenzar por su arquitectura productiva, comúnmente organizada en dos grandes segmentos articulados pero analíticamente distinguibles: el **upstream** y el **downstream**. El primero comprende las actividades de exploración y producción, es decir, el conjunto de operaciones orientadas a identificar, evaluar y extraer recursos del subsuelo; el segundo reúne procedimientos de “transformación”, acondicionamiento y distribución mediante los cuales esos recursos se convierten en productos comercializables y, finalmente, llegan a quienes los consumen. Esta separación, aunque útil como esquema básico, no debe interpretarse como una frontera rígida, debido a que los flujos de información, capital e infraestructura tienden a entrelazar ambos tramos en una cadena de valor cuyo desempeño depende de coordinaciones técnicas y logísticas de alta complejidad. Véase FIGURA 1.19.

FIGURA 1. 19

Cadena energética



Fuente. Elaboración propia

Debido a la intensidad de capital, a las economías de escala y a los costos hundidos que caracterizan tanto la extracción como el refinado y la logística, esta industria tiende a favorecer procesos de concentración y estrategias de integración vertical. En términos generales, ello ha impulsado la consolidación de empresas integradas que participan en múltiples eslabones de la cadena energética, desde la exploración hasta la comercialización de derivados, con el objetivo de capturar sinergias operativas, reducir riesgos de suministro y amortiguar la volatilidad de precios mediante diversificación interna. Dentro de este universo

se ubican algunas de las corporaciones privadas más grandes del mundo, entre las que suelen mencionarse ExxonMobil, BP, Total y Shell, aunque la estructura del sector no se agota en estas firmas ni se reduce a un único modelo organizativo.

En efecto, coexisten compañías que se especializan en un solo tramo del negocio, ya sea en el segmento ascendente o en el descendente, y que suelen denominarse compañías independientes. En la fase inicial de la cadena, algunas firmas concentran sus actividades en exploración y producción, como Apache o Tullow, mientras que en el extremo downstream otras orientan la mayor parte de sus operaciones hacia refinación, logística y distribución, como Valero, Reliance o Sunoco. A este ecosistema se suman las compañías de servicios, cuya relevancia es estructural aunque con frecuencia permanezca menos visible en las narrativas públicas del sector: brindan soporte técnico, ingeniería, perforación, completación y soluciones especializadas que permiten a operadores y operadoras sostener productividad, gestionar riesgos y adaptar tecnologías a entornos geológicos cada vez más exigentes. Véase FIGURA 1.20.

FIGURA 1. 20

Upstream vs. downstream



Fuente. Elaboración propia

Finalmente, resulta igualmente pertinente distinguir entre compañías internacionales y compañías nacionales, conocidas como **IOCs** (International Oil Companies) y **NOCs** (National Oil Companies). Las IOCs corresponden, de manera general, a empresas privadas con proyección transnacional, mientras que las NOCs operan en nombre del Estado y articulan objetivos comerciales con mandatos de política pública vinculados a renta, seguridad energética y desarrollo nacional. Sin embargo, esta distinción no implica confinamiento territorial: muchas NOCs participan activamente en operaciones fuera de sus fronteras, ya sea mediante alianzas, adquisiciones o proyectos de inversión, lo que evidencia que la “nacionalidad” de la empresa no determina por sí sola su alcance geográfico, sino el tipo de gobernanza, los mecanismos de control y la forma específica en que se negocia la relación entre estrategia corporativa y racionalidad estatal.

1.4.2. Desafíos en el upstream

Al focalizar la mirada en el upstream, se observa un incremento significativo de la inversión destinada a exploración y producción, fenómeno que responde, ante todo, a la necesidad estructural de sostener niveles de extracción en un entorno caracterizado por declinaciones naturales de yacimientos maduros y por una creciente complejidad geológica de los recursos incorporados al portafolio global. Tanto las compañías nacionales como las internacionales enfrentan, por ello, una presión permanente por reponer reservas y estabilizar su perfil productivo, lo que se traduce en mayores requerimientos de capital. En un lapso de cinco años, los costos de inversión en E&P se habrían incrementado en torno al 60%, y para 2020

se proyectaba un nuevo aumento de aproximadamente 5% en la inversión orientada a exploración y producción (Farnoosh, 2020). Más que un simple ciclo de gasto, este movimiento expresa la tensión entre la continuidad del suministro y la expansión hacia fronteras extractivas donde la incertidumbre técnica y financiera tiende a intensificarse.

El núcleo económico del upstream suele formularse en términos de maximización de la renta petrolera, entendida como la diferencia entre el precio del crudo y el costo técnico de obtención. Este costo técnico integra, de manera acumulativa, los gastos de exploración, desarrollo y producción, y su magnitud varía ampliamente según la naturaleza del reservorio, situándose aproximadamente entre 20 y 80 dólares por barril. En consecuencia, la rentabilidad del negocio no depende únicamente de la evolución del precio internacional, sino de la capacidad de controlar y reducir costos a lo largo del ciclo del proyecto. En ese horizonte, la incorporación de nuevas tecnologías, la optimización de la gestión de costos y la estandarización de equipos y procesos se convierten en estrategias críticas para contener la erosión de márgenes, especialmente cuando el crecimiento de la inversión no se traduce automáticamente en incrementos proporcionales de producción.

Una vez culminadas las fases de exploración y producción, el crudo y el gas quedan disponibles en su forma primaria, pero su inserción en el sistema energético exige un tránsito posterior por infraestructuras de acondicionamiento y procesamiento. El petróleo debe ser transportado hacia refinerías, donde se convierte en productos ajustados a especificaciones y patrones de demanda de las personas consumidoras finales. El gas natural, por su parte, puede requerir plantas de tratamiento y, en ciertos casos, instalaciones de extracción de licuables, antes de ser inyectado a redes de transporte o reconducido a otras cadenas de valor. Así, el upstream no concluye en la extracción, sino que se articula con decisiones logísticas e industriales que condicionan la monetización efectiva del recurso.

Desde el punto de vista del transporte, la condición líquida del petróleo facilita su movilización mediante barcas, oleoductos, trenes o camiones, según distancias, volúmenes y disponibilidad de infraestructura. El gas natural, en cambio, demanda soluciones más exigentes, dado que su desplazamiento por ductos requiere compresión para mantener la presión y garantizar el flujo hasta los centros de consumo. En este contexto, el desarrollo del gas natural licuado, LNG, ha incrementado la flexibilidad del comercio al habilitar rutas marítimas y conectar mercados antes fragmentados. No obstante, esa mayor flexibilidad no implica una reducción automática de costos, debido a que la licuefacción, el transporte criogénico y la regasificación añaden capas de inversión y operación que sólo tienden a justificarse económicamente, de forma más clara, en distancias largas y bajo determinadas condiciones de escala y contractualización.

1.4.3. Características económicas de la refinación

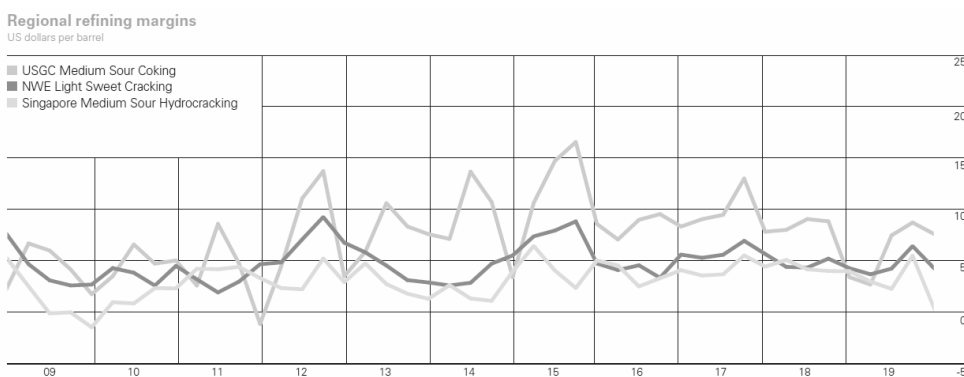
En la economía de la refinación, la variable organizadora por excelencia es el margen de refinación, habitualmente abreviado como MR, en tanto sintetiza la capacidad de una refinería para transformar un insumo homogéneo en apariencia, el crudo, en una canasta de productos con precios, especificaciones y mercados diferenciados. Para precisar su significado conviene distinguir entre margen bruto y margen neto. El margen bruto se obtiene al comparar el valor total de los productos que salen de la refinería con el costo del crudo que ingresa; por su parte, el margen neto resulta de descontar además los costos variables de operación, de modo que captura con mayor fidelidad la rentabilidad operativa de la actividad, al reflejar la cobertura real de los costos que se mueven con el volumen producido. En consecuencia, la competitividad de una refinería depende menos de un único factor y más de su capacidad para sostener márgenes netos positivos en escenarios de precios cambiantes, exigencias ambientales crecientes y variaciones en la demanda por tipo de derivado.

Dado que la refinación es intensiva en capital y energía, los márgenes varían de manera significativa entre regiones, no sólo por diferencias de costos laborales u operativos, sino por condiciones estructurales como el acceso a crudos más baratos, la proximidad a grandes centros de consumo, la disponibilidad de infraestructura logística, la complejidad tecnológica de las plantas y el marco regulatorio. Allí donde una refinería puede asegurar alimentación a menor costo o sostener gastos operativos relativamente inferiores, los márgenes tienden a ser favorables, particularmente si además dispone de configuraciones complejas capaces de procesar crudos pesados y convertir fracciones de menor valor en productos de alta demanda. Esta heterogeneidad se vuelve visible al observar la relocalización gradual de capacidades de refinación en las últimas décadas: desde 1980, la capacidad se ha expandido con fuerza en Asia y Oriente Medio, con China multiplicando por siete su capacidad, India por ocho y Oriente Medio más que duplicándola, mientras que la Unión Europea y Japón registraron contracciones cercanas al 30% y 27%, respectivamente. Aunque estos cambios se explican en parte por ventajas de costo y por estrategias industriales, no pueden separarse del crecimiento sostenido de la demanda en economías emergentes, que volvió racional, desde un punto de vista logístico y económico, ubicar nuevas capacidades más cerca de los mercados en expansión.

A su vez, no todo el flujo de hidrocarburos extraídos se dirige necesariamente a refinerías o a plantas de extracción de licuables. Una porción creciente del petróleo, del gas natural y de ciertos subproductos de refinación se integra a cadenas petroquímicas que transforman esas corrientes en materiales y bienes de uso cotidiano, desde envases y textiles hasta insumos para embalaje y manufactura. En este sentido, los petroquímicos ocupan una posición cada vez más estratégica dentro del complejo de los hidrocarburos, tanto por su peso económico como por su centralidad en los patrones de consumo material del último siglo. Desde una perspectiva estrictamente microeconómica, su lógica de rentabilidad guarda una analogía clara con la refinación: el desempeño se organiza alrededor del margen, entendido como la diferencia entre el valor del producto saliente y el costo de la materia prima entrante, de modo que márgenes más altos se traducen en mayor capacidad de cubrir costos fijos y, por ende, en mayor rentabilidad esperada.

FIGURA 1. 21

Márgenes regionales de refinación.



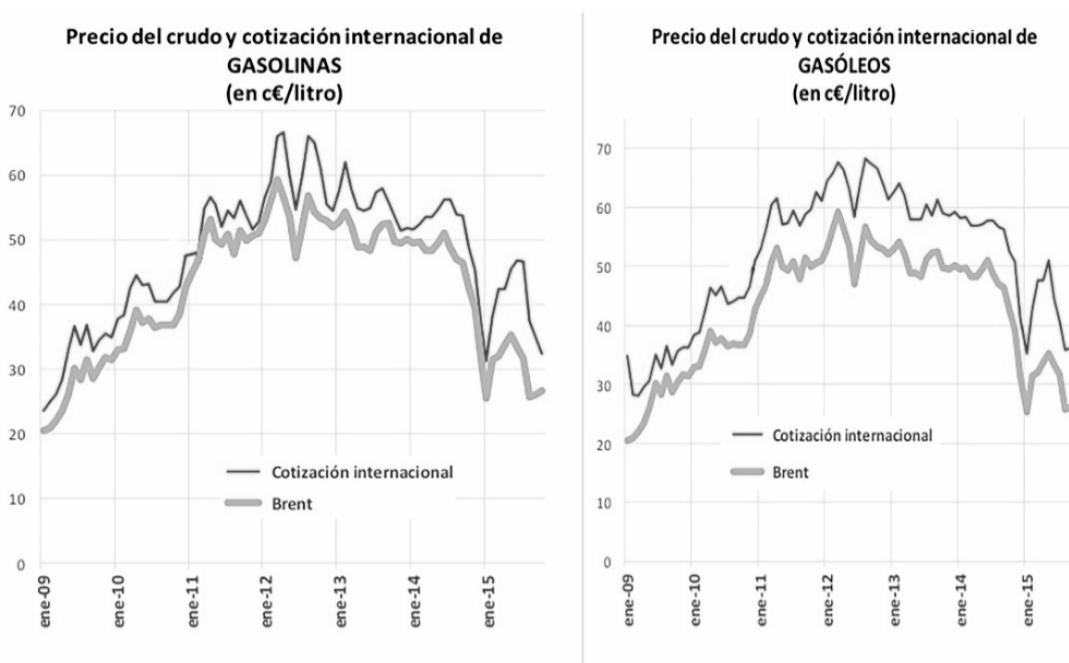
Fuente. Cortesía: British Petroleum Report (2020).

Los márgenes regionales presentados en la FIGURA 1. 21, corresponden a márgenes de referencia en tres de los principales polos mundiales de refinación, la Costa del Golfo de Estados Unidos (USGC), el Noroeste de Europa (NWE, con Rotterdam como referencia) y Singapur. En cada caso, el cálculo se construye sobre un crudo representativo para la región y sobre rendimientos optimizados de producto, derivados de una configuración genérica de refinería también representativa, como unidades de craqueo, hidro craqueo o

coquización, que determinan la capacidad de conversión y, por tanto, la estructura de ingresos. Se trata de márgenes semivariantes en el sentido de que expresan el margen luego de considerar costos variables y costos fijos de energía, lo que los vuelve comparables para análisis regional, sin dejar de ser sensibles a la relación entre el precio del crudo y el precio de los derivados, vínculo que suele sintetizarse mediante *spreads* o diferenciales de productos frente al crudo. En esa misma línea, la FIGURA 1.22 permite visualizar cómo los precios de los derivados se acoplan, con rezagos y amplitudes distintas, a la evolución del crudo, recordando que la rentabilidad del downstream no depende sólo del nivel del precio del petróleo, sino de la estructura completa de precios relativos entre insumo y canasta de productos

FIGURA 1. 22

Relación precio del petróleo y derivados.



Fuente. Elaboración propia

1.4.4. Distribución

La distinción entre *upstream* y *downstream* resulta analíticamente útil, pero en la práctica ambos segmentos se encuentran estrechamente acoplados y se condicionan de manera recíproca. Una forma clara de observar esta interdependencia consiste en comparar la evolución histórica del precio del petróleo crudo y de la gasolina en el mercado estadounidense entre 2000 y 2014. A lo largo de ese periodo, ambos precios tienden a moverse en la misma dirección y exhiben una correlación elevada, lo que refleja la transmisión de señales de costo desde el insumo primario hacia el producto final. No obstante, la equivalencia entre ambas trayectorias no es perfecta, ya que la diferencia entre el precio del crudo y el precio minorista de la gasolina incorpora la captura de valor en etapas intermedias, particularmente a través del margen bruto de refinación, así como de los costos de comercialización y distribución y de la estructura impositiva definida por la autoridad regulatoria del lugar donde se vende el producto final. Véase FIGURA 1. 22.

De forma complementaria, la FIGURA 1. 23, permite dimensionar con mayor nitidez cómo la composición del precio minorista varía entre países por la combinación de costos industriales, logísticos y fiscales. En

general, los países productores suelen registrar precios al consumidor final relativamente más bajos, en parte por menores costos de abastecimiento y, en ciertos casos, por arreglos internos que amortiguan el traslado pleno de precios internacionales. Sin embargo, esta regularidad admite excepciones relevantes: en países productores con esquemas tributarios elevados, como Noruega, los impuestos pueden convertirse en el componente decisivo del precio pagado por las personas consumidoras, situando los valores minoristas de gasolina y diésel entre los más altos a escala global. En este sentido, la distribución no debe entenderse como una etapa meramente operativa, sino como un espacio donde se materializa la traducción de costos, márgenes y decisiones fiscales en precios finales, con efectos directos sobre patrones de consumo y sobre la percepción social del sistema energético.

FIGURA 1. 23

Precio de la gasolina



Fuente. Elaboración propia

1.5. CAMBIADORES DE JUEGO

La industria contemporánea del petróleo y el gas natural se encuentra en un punto de inflexión configurado por la convergencia de presiones estructurales que desestabilizan supuestos operativos y narrativas de continuidad. Por el lado de la oferta, la progresiva escasez relativa del petróleo y el gas “fáciles y baratos” ha acelerado el desplazamiento hacia recursos no convencionales, como las arenas bituminosas y el gas de esquisto, cuya explotación exige mayores umbrales tecnológicos, financieros y logísticos. Por el lado de la demanda, el dinamismo energético de economías en desarrollo introduce una expansión sostenida de requerimientos materiales que convive con señales de precios crecientemente volátiles, reordenando incentivos de inversión y tensando estrategias de planificación. A ello se suma un proceso de transnacionalización de compañías nacionales, cuya expansión más allá de sus fronteras reconfigura la geografía corporativa del sector y altera equilibrios previos entre actores estatales y privados. En conjunto, estos vectores componen un entorno donde la competencia ya no se define únicamente por acceso a reservas, sino por capacidades de adaptación organizacional y por la aptitud para operar en cadenas de valor más complejas e inciertas.

En este escenario, se vuelve inevitable interrogar la sostenibilidad del modelo integrado tradicional que históricamente caracterizó a una parte relevante de la industria. La cuestión no es simplemente descriptiva, sino estratégica: en qué medida las arquitecturas verticalmente integradas conservarán su ventaja relativa frente a formas emergentes de especialización, alianzas flexibles y modelos híbridos que combinan control de activos con externalización selectiva de capacidades. La experiencia acumulada en

los últimos años sugiere que los actores del sector deben revisar críticamente los supuestos con los que han operado, evaluar si sus modelos de negocio siguen siendo coherentes con las nuevas condiciones de oferta y demanda, y determinar si disponen de competencias organizacionales suficientes para responder a transformaciones potencialmente rápidas. En un panorama donde podrían emerger múltiples “cambiadores de juego” a lo largo de la cadena de valor con ritmos inéditos, la adaptación deja de ser una consigna genérica y se convierte en un problema de capacidades profundas y especializadas, cuya construcción exige decisiones oportunas y, en ciertos casos, reorientaciones audaces (Forrest et al., 2011). Véase FIGURA 1. 24.

FIGURA 1. 24

Cambiadores de juego en la cadena de valor del petróleo y el gas.



Fuente. Cortesía y adaptación de Forrest et al. (2011).

La dinámica que alimenta este punto de inflexión puede ilustrarse con la reconfiguración del suministro en Estados Unidos asociada al gas de esquisto, cuya participación en el abastecimiento energético pasó, según estimaciones citadas con frecuencia, de alrededor del 1% en 2000 a cerca del 20% en 2010, con proyecciones que lo sitúan en niveles aún mayores hacia 2035. De forma paralela, se ha sostenido que los recursos no convencionales de petróleo, incluyendo crudos extra pesados, arenas petrolíferas y esquistos bituminosos, podrían añadir volúmenes considerables a los recursos mundiales, reordenando percepciones de abundancia y horizontes de suministro. En el caso canadiense, las arenas petrolíferas han sido presentadas como un componente de peso dentro del total global, contribuyendo a reposicionar la relevancia de ciertos territorios y tecnologías en el mapa energético. En términos analíticos, estas tendencias no niegan la finitud del recurso, pero sí desplazan el centro de gravedad del debate hacia la calidad del crudo, los costos técnicos y las condiciones de monetización, reforzando la idea de que el “fin” que se aproxima con mayor claridad no es el del petróleo en abstracto, sino el de las formas más accesibles y baratas de extracción.

1.5.1. Demanda

En el plano de la demanda, China se ha consolidado como un actor estructurante del mercado petrolero global, con un consumo que supera el 10% del total mundial y con proyecciones que le atribuyen una fracción creciente del incremento neto de la demanda en las próximas décadas. Esta gravitación no es sólo cuantitativa, sino también sistémica, porque reorienta flujos comerciales, decisiones de inversión en capacidad productiva y estrategias de seguridad energética de exportadores e importadores. Al mismo tiempo, la intensificación de políticas públicas y preferencias de mercado orientadas a matrices menos intensivas en carbono tiende a acelerar la expansión de tecnologías renovables en el sector eléctrico, que en distintos escenarios prospectivos se proyectan como la fuente de crecimiento más dinámica, con incrementos promedio anuales cercanos al 3%, y con una participación que podría pasar de aproximadamente 18% en 2007 a 23% hacia 2035.

De manera paralela, el consumo de biocombustibles muestra una trayectoria ascendente, impulsada por esquemas de incentivos, mandatos de mezcla y señales de precio asociadas al petróleo. En términos prospectivos, se ha estimado que hacia 2035 el consumo mundial de biocombustibles podría superar los 8 millones de BPD, multiplicando varias veces los niveles actuales. Con todo, estas tendencias no deben interpretarse como sustitución automática del petróleo, sino como parte de una reconfiguración gradual de la demanda energética donde coexisten expansión de alternativas, persistencia fósil y disputas por infraestructura, competitividad y criterios de sostenibilidad.

1.5.2. Precios

La volatilidad del precio del petróleo no es un “ruido” accidental del mercado, sino una propiedad estructural de un commodity cuya formación de precios condensa, simultáneamente, fundamentos físicos, arquitectura logística e interpretaciones financieras de riesgo. En el plano físico, la trayectoria de precios responde a la fricción persistente entre oferta, demanda, capacidad ociosa y niveles de inventarios; en el plano político, incorpora primas de riesgo asociadas a interrupciones reales o anticipadas, sanciones, conflictos y reconfiguraciones de rutas y nodos críticos de transporte. En el plano financiero, el precio integra expectativas y coberturas que amplifican o amortiguan señales, de modo que el petróleo se vuelve particularmente sensible a shocks macroeconómicos y a cambios abruptos en la percepción de escasez relativa. La literatura ha mostrado, además, que no todos los aumentos o caídas de precio obedecen al mismo tipo de shock: una interrupción de oferta, una expansión de demanda global o un cambio en expectativas sobre actividad económica producen perfiles distintos y, por tanto, lecturas analíticas no equivalentes.

La secuencia histórica de las últimas dos décadas ilustra bien esa condición. El Brent pasó de niveles bajos a comienzos de los años 2000 a un ascenso acelerado que culminó en un máximo histórico durante 2008, seguido por una caída abrupta cuando la crisis financiera global deterioró expectativas de demanda y contrajo la actividad industrial. En la década siguiente, el mercado transitó fases de relativa firmeza y nuevos colapsos: el descenso de 2014 a 2016 se asoció, de manera ampliamente reconocida, a un exceso de oferta en un contexto de expansión de producción no convencional en Norteamérica y a decisiones estratégicas de productores relevantes, lo que reordenó el poder de mercado y tensionó la rentabilidad de múltiples proyectos de upstream. Más adelante, el episodio más disruptivo en términos de señal de precios ocurrió durante la pandemia, cuando la contracción súbita de la movilidad y la saturación temporal de capacidad de almacenamiento empujaron a que el WTI, en un momento específico de abril de 2020, llegara incluso a cotizar en terreno negativo, fenómeno que evidenció que la materialidad logística puede imponerse sobre cualquier narrativa abstracta de “mercado” cuando el sistema pierde flexibilidad.

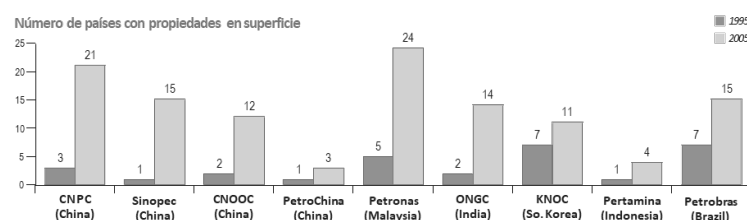
En los años posteriores, la recuperación de la demanda se combinó con nuevas fuentes de volatilidad asociadas a la guerra en Ucrania desde 2022, a la reorientación de flujos comerciales de crudo y productos, y a la centralidad creciente de decisiones de recorte y administración de oferta por parte de OPEP+. En ese entorno, la distinción entre Brent y WTI ha ganado relevancia analítica: aunque ambos se mueven de forma correlacionada, el diferencial entre marcadores puede ampliarse por cuellos de botella en infraestructura, cambios en la composición de calidades, limitaciones de evacuación y *shocks* regionales, recordando que la convergencia de precios no es automática cuando las restricciones físicas operan como barreras efectivas al arbitraje. Finalmente, el incremento de exigencias regulatorias y de estándares de seguridad tras accidentes de alto impacto, como el desastre de *Deepwater Horizon* en el Golfo de México en 2010, ha tendido a elevar costos esperados, primas de seguros y requisitos de cumplimiento, incorporando capas adicionales de riesgo económico y reputacional que, aunque no determinan por sí solas el nivel del precio, sí modifican la estructura de costos y la sensibilidad del sistema a disrupciones.

1.5.3. Multinacionalismo

En paralelo a la reconfiguración de los equilibrios entre Estados y corporaciones privadas internacionales, numerosas compañías petroleras nacionales han dejado de operar exclusivamente como administradoras de recursos domésticos para convertirse en actorías empresariales con proyección transnacional. En la última década y media, su internacionalización se ha expresado en una expansión sostenida de inversiones en exploración y producción fuera de sus jurisdicciones de origen, en la adquisición de activos estratégicos a lo largo de la cadena de valor y en la construcción de redes de alianzas y financiamiento que las posicionan como plataformas de diplomacia energética y de capitalismo de Estado. Este tránsito no sólo amplía su portafolio y diversifica riesgos, sino que también reordena relaciones de poder en el mercado global, porque desplaza capacidad de decisión hacia entidades que combinan racionalidades comerciales con mandatos de política pública, reconfigurando criterios de seguridad energética, captura de renta y acceso a tecnologías. Véase FIGURA 1. 25.

FIGURA 1. 25

Los NOCs, han incrementado su participación extranjera.

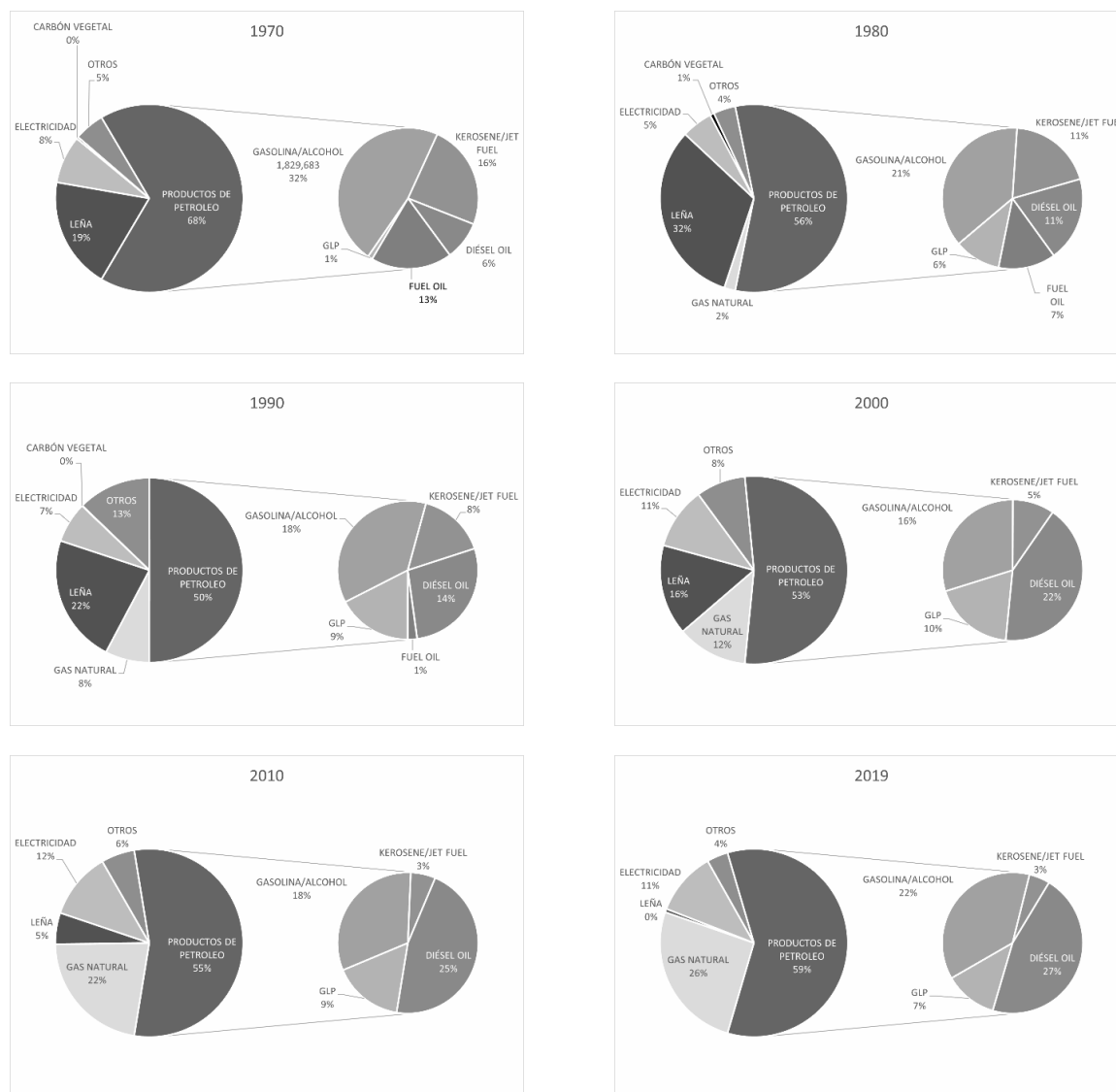


Fuente. Cortesía: Forrest et al. (2011).

En consecuencia, los intereses, la influencia y la exposición de las NOCs fuera de sus países han crecido de manera marcada, tanto por la magnitud de los capitales movilizados como por su inserción en geografías sensibles donde convergen riesgos regulatorios, conflictividad socioambiental y tensiones geopolíticas. Esta mayor presencia externa produce, a su vez, una transformación interna de sus modelos de gobernanza, pues las obliga a operar bajo marcos de cumplimiento, transparencia y competitividad que no siempre coinciden con las lógicas domésticas que las originaron, abriendo un campo de tensiones entre objetivos nacionales, desempeño corporativo y legitimidad social en múltiples auditorios simultáneos.

1.6. CONSUMO ENERGÉTICO EN BOLIVIA

En el caso boliviano, la estructura del consumo energético final se caracteriza por una fuerte concentración en dos fuentes que, aun siendo distintas en su materialidad y en sus implicaciones socioambientales, comparten una misma condición: su capacidad de sostener, con relativa inercia, patrones cotidianos de provisión energética. El consumo de madera y de productos derivados del petróleo concentra, en conjunto, más del 80% del consumo energético, lo que revela tanto la persistencia de usos tradicionales de biomasa como la dependencia de combustibles comercializados para satisfacer necesidades térmicas y de movilidad. Dentro del conjunto de derivados, el querosén ha ocupado históricamente un lugar relevante, particularmente en el ámbito doméstico, donde su utilización suele asociarse a condiciones de acceso desigual a energéticos modernos y a dinámicas de vulnerabilidad energética que no pueden comprenderse únicamente como “elecciones” del mercado, sino como resultados de infraestructura disponible, precios relativos y políticas de subsidio y distribución.

FIGURA 1. 26*Evolución del Consumo energético. Bolivia: 1970-2019.**Fuente:* OLADE (2021)

La

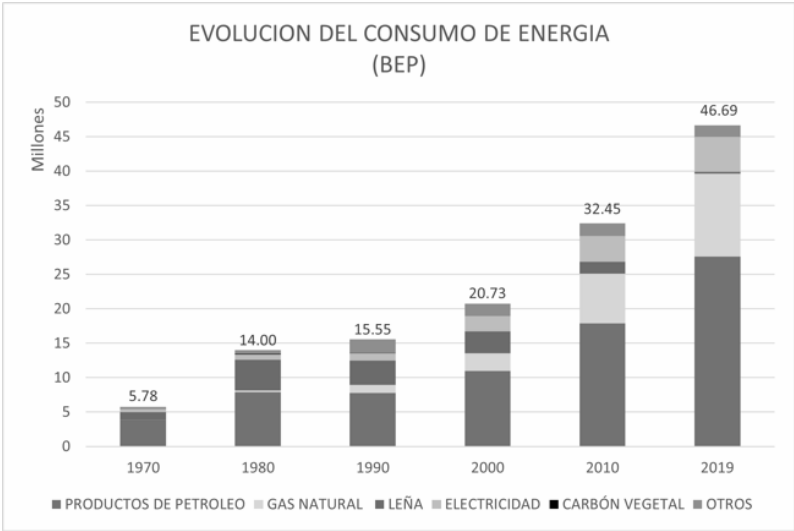
FIGURA 1. 26, FIGURA 1.27 y la TABLA 1.1, permiten observar, para el periodo 1970, 1980, 1990, 2000, 2010 y 2019, que la matriz de consumo final mantiene un predominio marcado de fuentes fósiles. En 2019, del total de energía final consumida, el 85,4% provino de combustibles fósiles, principalmente gas natural y derivados del petróleo, mientras que el 10,5% correspondió a electricidad, cuya propia generación depende de una combinación donde el gas natural conserva un rol decisivo junto con la hidroelectricidad. Esta composición sugiere que, aunque pueda registrarse una expansión del gas natural en sustitución parcial de otros combustibles, dicho desplazamiento no equivale a una desfosilización del sistema, sino más bien a una reconfiguración intrafósil que tiende a consolidar nuevas dependencias tecnológicas e institucionales. En consecuencia, el aparente “avance” asociado al gas debe interpretarse

ESCENARIO ENERGÉTICO

con prudencia: introduce mejoras relativas en eficiencia y, en ciertos contextos, en calidad de servicio, pero mantiene intacta la base carbonizada del metabolismo energético nacional.

FIGURA 1. 27

Evolución del Consumo de Energía-Bolivia [en BEP].



Fuente: OLADE (2021)

TABLA 1. 1

Evolución del Consumo de Energía - Bolivia [en BEP].

	1970	1980	1990	2000	2010	2019
GAS NATURAL		269,127	1,190,139	2,519,915	7,207,272	12,025,757
LEÑA	1,112,308	4,456,255	3,499,306	3,225,010	1,751,856	278,320
ELECTRICIDAD	475,233	749,716	1,102,268	2,207,263	3,728,280	5,091,208
GLP	42,886	842,986	1,352,932	2,050,423	2,886,764	3,351,461
GASOLINA/ALCOHOL	1,829,683	2,933,032	2,860,667	3,291,625	5,715,863	10,258,037
KEROSENE/JET FUEL	935,301	1,539,988	1,224,707	1,055,438	1,018,350	1,319,588
DIÉSEL OIL	345,518	1,535,300	2,171,252	4,614,330	8,268,617	12,660,266
FUEL OIL	721,280	1,038,643	167,955			
CARBÓN VEGETAL	20,896	99,256	9,944			
OTROS	299,896	533,256	1,969,944	1,767,690	1,869,655	1,700,801
TOTAL	5,783,001	13,997,559	15,549,114	20,731,693	32,446,656	46,685,438

Fuente: OLADE (2021)

1.7. ESCENARIO ENERGÉTICO AL 2050: ANÁLISIS Y PERSPECTIVAS

El panorama energético mundial atraviesa un periodo de transformaciones aceleradas en el que convergen, de forma no siempre armónica, la expansión de fuentes renovables, la electrificación de usos finales y la necesidad de sostener la seguridad del suministro en un entorno de crecientes presiones climáticas, tecnológicas y geoeconómicas. Esta coyuntura no se reduce a una sustitución lineal de fuentes, sino que implica reconfiguraciones profundas en infraestructura, cadenas de valor, marcos regulatorios y

patrones de consumo, con efectos diferenciados entre regiones y sectores. La transición, por tanto, debe entenderse como un proceso de reorganización sistémica en el que la velocidad del despliegue renovable convive con inercias materiales de activos existentes, dependencia de minerales críticos, cuellos de botella en redes eléctricas y tensiones distributivas asociadas al acceso, la asequibilidad y la legitimidad social de los cambios.

Con el fin de dimensionar la magnitud del desafío hacia 2050, resulta analíticamente útil trabajar con escenarios que exploran trayectorias divergentes más que con predicciones deterministas. En ese sentido, la comparación entre **“Current Trajectory”** y **“Net Zero”** permite contrastar dos lógicas de evolución del sistema energético global. El primer escenario suele representar la prolongación de tendencias y políticas actualmente observables, con avances graduales en eficiencia y renovables, pero con persistencias fósiles que tienden a reproducir brechas entre ambición climática y resultados agregados. El segundo, en cambio, se construye como una senda de transformación compatible con la neutralidad de emisiones netas, lo que presupone aceleraciones sustantivas en electrificación, despliegue de renovables, reducción de intensidad energética, modernización de redes, almacenamiento, cambios en movilidad e industria, y una gestión activa de la demanda, además de mecanismos para abatir emisiones residuales en sectores difíciles de descarbonizar. Leídos en conjunto, ambos escenarios no sólo describen rutas técnicas alternativas, sino también marcos de decisión distintos sobre inversión, riesgo, gobernanza y criterios de suficiencia, permitiendo evaluar, con mayor nitidez, qué supuestos deben cumplirse para que el sistema transite desde una continuidad reformista hacia una reconfiguración profunda.

1.7.1. Tendencias Recientes y Perspectiva Global

En los años recientes, la inversión global en tecnologías bajas en carbono se ha intensificado de manera visible, con un protagonismo sostenido de la eólica y, sobre todo, de la solar fotovoltaica, al tiempo que la electrificación ha dejado de ser una promesa programática para convertirse en un vector de reorganización sectorial en transporte y edificaciones. Esta aceleración no sólo responde a compromisos climáticos, sino también a una recomposición de ventajas tecno económicas que ha reducido costos relativos en múltiples jurisdicciones y ha ampliado la bancabilidad de proyectos renovables, particularmente cuando se articulan con marcos regulatorios de largo plazo, expansión de redes y soluciones de flexibilidad como almacenamiento y gestión de demanda.

Sin embargo, la expansión de capacidad renovable y el avance de la electrificación no se han traducido en una contracción proporcional del uso de combustibles fósiles, configurando un patrón que puede describirse, con mayor precisión analítica, como adición energética. En este régimen, las nuevas fuentes se agregan para atender incrementos de demanda o para diversificar el suministro, mientras que la base fósil se mantiene por inercias infraestructurales, rigideces tecnológicas y por el peso del consumo térmico e industrial difícil de electrificar en el corto plazo. Históricamente, las transiciones energéticas han operado de modo acumulativo y no sustitutivo, en la medida en que nuevas fuentes se incorporaron sin eliminar de inmediato las anteriores; la singularidad del presente radica en que, por primera vez, la sustitución neta de fuentes fósiles por alternativas bajas en carbono deja de ser una aspiración incremental y se convierte en condición de compatibilidad con objetivos climáticos explícitos, lo que tensiona tiempos de inversión, trayectorias de activos y legitimidades sociales de la reestructuración productiva.

Las razones de esta persistencia fósil, a pesar del progreso renovable, se encuentran en la interacción entre expansión de demanda en economías emergentes, asimetrías de acceso a tecnologías limpias, límites de infraestructura y una revalorización geopolítica de la seguridad energética tras disrupciones recientes en mercados internacionales. En varios casos, la respuesta a dichas tensiones ha operado en dos

direcciones simultáneas: por un lado, reforzó estrategias de abastecimiento fósil y de diversificación de proveedores para reducir vulnerabilidades inmediatas; por otro, aceleró políticas de eficiencia, electrificación y despliegue doméstico de renovables como herramientas de resiliencia, asequibilidad y autonomía relativa. En consecuencia, el desafío hacia 2050 no se reduce a “más renovables”, sino a la capacidad de convertir crecimiento tecnológico en desplazamiento efectivo de combustibles fósiles mediante expansión de redes, integración de flexibilidad, reconfiguración industrial y gobernanza distributiva de costos y beneficios de la transición.

1.7.2. Escenarios Principales: Current Trajectory y Net Zero

1.7.2.1. Current Trajectory (CT)

El escenario Current Trajectory supone un cumplimiento moderado de las políticas y compromisos estatales ya anunciados, sin que ello se traduzca en una aceleración sustantiva de las metas de descarbonización ni en transformaciones estructurales de gran velocidad. Bajo esta lógica, la demanda agregada de energía tiende a crecer de manera leve hasta mediados de la década de 2030, impulsada principalmente por la industrialización y la expansión de clases medias en economías emergentes, mientras que el consumo de combustibles fósiles se reduce de forma gradual, pero sin quiebres drásticos. En consecuencia, hacia 2050 se observa una ampliación relevante de la participación de renovables y otras fuentes bajas en carbono, aunque los hidrocarburos mantienen un peso dominante, del orden de una fracción mayoritaria del consumo primario, lo que indica una transición más incremental que disruptiva en términos de sustitución neta.

En este marco, la demanda de petróleo descende sobre todo por la electrificación progresiva del transporte terrestre y la mejora de estándares de eficiencia, pero dicha contracción se ve parcialmente compensada por la expansión de usos menos sustituibles en el corto plazo, como la petroquímica y la aviación, donde la densidad energética, las infraestructuras existentes y los costos de alternativas bajas en carbono tienden a ralentizar el reemplazo. La demanda de gas natural, por su parte, crece de manera más marcada en regiones emergentes, donde suele operar como combustible de respaldo para sistemas eléctricos en expansión y como insumo industrial, mientras que en economías desarrolladas tiende a estabilizarse o a disminuir conforme aumentan las renovables, se refuerzan políticas de eficiencia y se despliegan soluciones de flexibilidad. En cuanto al carbón, su participación se reduce de manera sostenida, principalmente por sustitución en la generación eléctrica, aunque su descenso no elimina por completo su presencia en determinados sistemas donde persisten activos amortizados, restricciones de red o dependencias industriales específicas.

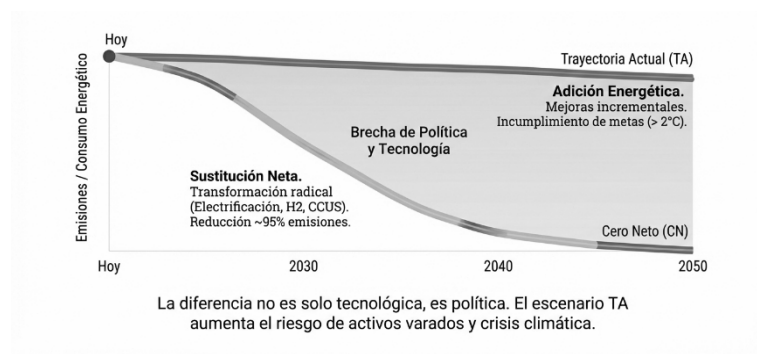
1.7.2.2. Net Zero (NZ)

El escenario Net Zero plantea una trayectoria de descarbonización sustantivamente más exigente, orientada a una reducción muy profunda de las emisiones de CO₂ hacia 2050, cercana al 95% en los supuestos más ambiciosos. Alcanzar esa magnitud de abatimiento no depende únicamente de la difusión tecnológica, sino de un paquete coherente de políticas climáticas, señales de precio, estándares regulatorios e inversiones de infraestructura que reduzcan de forma acelerada la intensidad de carbono del sistema energético, junto con cambios observables en prácticas sociales y patrones de consumo. En este marco, el despliegue de renovables, especialmente solar y eólica, se acelera de manera pronunciada y se combina con electrificación masiva de usos finales, destacando la expansión de vehículos eléctricos, la adopción de bombas de calor en edificios y la generalización de soluciones de eficiencia en industria y servicios, de modo que la reducción de emisiones se apoya tanto en sustitución de combustibles como en disminución de demanda energética por unidad de actividad.

La arquitectura del escenario incorpora, además, un conjunto de tecnologías y vectores energéticos destinados a sectores de difícil electrificación, donde las restricciones de densidad energética, procesos térmicos de alta temperatura o requisitos operativos limitan el reemplazo directo por electricidad. En ese espacio, la captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS), la bioenergía avanzada y el hidrógeno bajo en carbono adquieren centralidad como mecanismos de mitigación, ya sea para reducir emisiones en origen o para proveer combustibles y materias primas con menor huella climática en aviación, siderurgia y navegación. Como consecuencia de esta reconfiguración, el consumo de petróleo se contrae de manera notable, impulsado por la electrificación del transporte y mejoras adicionales de eficiencia, aunque con persistencias residuales en segmentos donde el reemplazo es más lento. El gas natural tiende a estabilizarse en el corto plazo como soporte de flexibilidad en ciertos sistemas, pero posteriormente desciende con fuerza a medida que la electricidad renovable, el almacenamiento y los gaseosos de bajo carbono, como hidrógeno y biometano, desplazan su rol. El carbón, por su intensidad de emisiones, pierde relevancia de forma más acelerada aún, especialmente en generación eléctrica e industria, dado que su continuidad resulta difícil de compatibilizar con una senda de recortes profundos sin despliegues masivos de captura de carbono o cierres anticipados de activos. Ver FIGURA 1.28.

FIGURA 1. 28

Escenarios 2050: la bifurcación del futuro



Fuente. Elaboración propia

1.7.3. Implicaciones para la Transición Energética

La comparación entre una trayectoria de continuidad y una senda de descarbonización profunda permite observar que la transición energética no es un problema exclusivamente tecnológico, sino un dilema de coordinación temporal, distribución de costos y gobernanza del riesgo. En términos sistémicos, la diferencia decisiva entre escenarios no se juega únicamente en el volumen de capacidad renovable instalada, sino en la capacidad de convertir despliegue incremental en sustitución neta de combustibles fósiles, evitando que la expansión de la demanda anule los avances en intensidad de carbono. En ese marco, las implicaciones principales se expresan en la velocidad y el costo del cambio, en la tensión entre seguridad y asequibilidad, en la necesidad de rutas tecnológicas complementarias para sectores difíciles de abatir y en la heterogeneidad regional de capacidades, restricciones y oportunidades.

1.7.3.1. Costo y Velocidad de la Transición

Si el sistema global permanece en un ritmo de transformación similar al que sugiere el escenario Current Trajectory, la reducción de emisiones tenderá a ser insuficiente frente a los objetivos climáticos internacionalmente acordados, incrementando la probabilidad de exceder presupuestos de carbono compatibles con limitar el calentamiento a niveles inferiores a 2 °C. La implicación no es solamente

ambiental, sino temporal y económica: cuanto más se posterga la sustitución neta, mayor es la probabilidad de que los ajustes posteriores deban ser más abruptos, lo que eleva el riesgo de activos varados, correcciones desordenadas en precios relativos, y conflictos distributivos asociados a quién absorbe el costo de la reconversión. La evidencia sintética del IPCC en su Sexto Informe de Evaluación subraya precisamente que las trayectorias consistentes con estabilización climática requieren reducciones aceleradas y sostenidas, y que los retrasos suelen traducirse en mayores exigencias de mitigación futura y en una dependencia más alta de tecnologías de remoción o captura, con incertidumbres políticas, técnicas y sociales relevantes.

1.7.3.2. Seguridad y Asequibilidad

Las disrupciones geopolíticas y las crisis de precios de los últimos años han reintroducido con fuerza la seguridad energética como eje de política pública, recordando que la descarbonización no puede construirse sobre vulnerabilidades de suministro ni sobre aumentos persistentes de costos para hogares y sectores productivos. En la práctica, las estrategias de transición que ignoran la estabilidad del sistema tienden a enfrentar resistencias sociales y ciclos de reversión política, especialmente cuando se percibe que la transformación redistribuye costos de manera regresiva. Por ello, el diseño de la transición requiere capacidad de respaldo, diversificación de fuentes y fortalecimiento de redes, pero también políticas explícitas de protección para personas consumidoras vulnerables, incluyendo esquemas tarifarios y medidas de eficiencia que reduzcan exposición al precio final sin sacrificar bienestar. En este equilibrio, la seguridad no debe confundirse con continuidad fósil, sino con resiliencia del sistema energético frente a shocks, lo que incluye infraestructura eléctrica robusta, almacenamiento, gestión de demanda y cadenas de suministro menos frágiles.

1.7.3.3. Diferentes Rutas Tecnológicas

El desplazamiento de combustibles fósiles no puede recaer únicamente en la electrificación directa, por más central que ésta sea. Sectores como la aviación, la navegación, la siderurgia o ciertos procesos químicos demandan portadores energéticos y condiciones térmicas que, al menos en el corto y mediano plazo, hacen necesaria una cartera tecnológica más amplia. En este marco, el hidrógeno de bajas emisiones, los biocombustibles avanzados y la captura, utilización y almacenamiento de carbono adquieren relevancia no como soluciones universales, sino como tecnologías de aplicación selectiva, orientadas a reducir emisiones residuales donde la electrificación enfrenta límites. La implicación crítica es de gobernanza tecnológica: sin criterios estrictos de adicionalidad, trazabilidad y desempeño climático, estas opciones pueden convertirse en mecanismos de retraso o en nuevas fuentes de dependencia, más que en vectores de abatimiento real. Por ello, su integración debe evaluarse con métricas de ciclo de vida, integridad regulatoria y coherencia con objetivos de reducción absoluta, tal como sugiere la literatura de mitigación del IPCC.

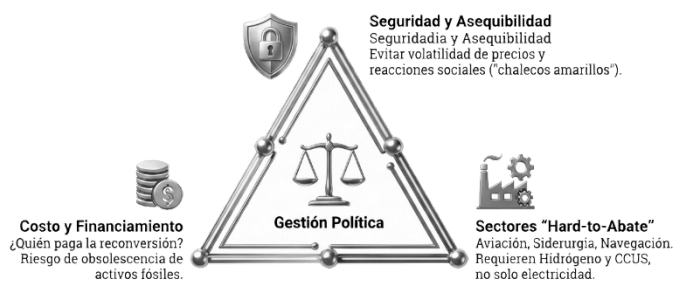
1.7.3.4. Perspectivas por Regiones

Las economías emergentes concentran una parte sustantiva del crecimiento futuro de la demanda y, simultáneamente, poseen ventajas comparativas para desplegar renovables competitivas, particularmente solar y eólica. Esta condición abre una ventana de oportunidad para evitar trayectorias de intensificación fósil, pero sólo si se resuelven restricciones estructurales, entre ellas el acceso al financiamiento, el costo del capital, la capacidad de redes y la disponibilidad de tecnología y habilidades. En ausencia de mecanismos internacionales de apoyo, la transición corre el riesgo de reproducir una geografía desigual: regiones con descarbonización acelerada y otras atrapadas en *lock-in fósil* por razones

de liquidez, riesgo país o dependencia fiscal de hidrocarburos. En consecuencia, la transición hacia 2050 no puede pensarse como una ruta única, sino como un proceso diferenciado que exige cooperación financiera y tecnológica, diseños regulatorios situados y arreglos distributivos capaces de sostener legitimidad social sin resignar ambición climática. Ver FIGURA 1.29.

FIGURA 1. 29

Los dolores de la Transición: Seguridad, Costo y Tecnología



Fuente. Elaboración propia

1.7.4. Construyendo Futuros Energéticos Sostenibles

Los hallazgos disponibles en la literatura científica y en los principales ejercicios de evaluación climática convergen en un diagnóstico inequívoco: la trayectoria agregada de emisiones observada a escala global continúa siendo inconsistente con los compromisos del Acuerdo de París y con una estabilización del calentamiento por debajo de 2 °C. En este escenario, la cuestión crítica no es sólo la brecha entre metas y resultados, sino la temporalidad del ajuste: cuanto más se difiere la sustitución neta de combustibles fósiles, mayor es la probabilidad de que la corrección futura se materialice de forma abrupta, con efectos de discontinuidad sobre precios relativos, activos intensivos en carbono y estabilidad macroeconómica. Por ello, evitar un tránsito tardío y desordenado exige intensificar políticas públicas con capacidad de orientar inversiones, acelerar innovación y consolidar marcos de mercado que reduzcan el costo de capital de tecnologías bajas en emisiones, al tiempo que incrementen la previsibilidad regulatoria necesaria para decisiones de infraestructura con horizontes de varias décadas.

Sin embargo, la viabilidad de un cambio estructural no depende únicamente de instrumentos nacionales aislados, ya que la transición se despliega en un sistema internacional profundamente interdependiente y atravesado por asimetrías de financiamiento, capacidades tecnológicas y vulnerabilidad social. De ahí que la coordinación internacional sea un requisito constitutivo, no un complemento, si se pretende que la transición resulte inclusiva y políticamente sostenible. En términos distributivos, el reto consiste en evitar que las restricciones de liquidez, el mayor costo del capital o la dependencia fiscal de hidrocarburos empujen a economías emergentes a reproducir trayectorias de intensificación fósil, incluso cuando disponen de condiciones competitivas para desplegar solar y eólica. La articulación entre mecanismos financieros, transferencia tecnológica, fortalecimiento de redes y políticas de protección social se vuelve, por tanto, un componente central de la gobernanza de la transición, porque de ella depende que la descarbonización no se traduzca en nuevas brechas de desarrollo, sino en una reorganización más equitativa del acceso a energía asequible y confiable.

En este marco, el rápido crecimiento de las energías renovables, la electrificación de la movilidad y de ciertos procesos industriales, así como la incorporación de estrategias de economía circular orientadas a reducir demanda de materiales, alargar la vida útil de bienes y disminuir intensidades energéticas, pueden

acercar las trayectorias a un horizonte compatible con Net Zero. No obstante, la magnitud del desafío y la dependencia persistente de los combustibles fósiles en transporte pesado, calor industrial y petroquímica muestran que el cambio a gran escala requiere algo más que expansión tecnológica: demanda planes de inversión de largo plazo, reformas institucionales para acelerar permisos y redes, y arreglos de legitimidad social que distribuyan costos y beneficios de manera transparente. En consecuencia, construir futuros energéticos sostenibles implica movilizar, de forma coherente, a gobiernos, sector privado y sociedad civil, no como un eslogan de concertación, sino como una arquitectura de coordinación capaz de sostener seguridad de suministro, asequibilidad y reducción efectiva de emisiones en un mismo movimiento.

1.8. RESUMEN

La evolución del sistema energético global durante el último siglo revela una expansión material sostenida: el consumo de energía primaria se ha multiplicado aproximadamente por trece desde inicios del siglo XX, en estrecha correspondencia con el crecimiento demográfico y con la intensificación de la actividad económica. Esta trayectoria no expresa únicamente un aumento cuantitativo del “consumo”, sino la consolidación de un metabolismo socioeconómico cada vez más dependiente de flujos energéticos densos para sostener urbanización, industrialización, movilidad y producción a gran escala.

En la estructura actual de ese metabolismo, los combustibles fósiles continúan ocupando una posición hegemónica, al aportar más del 80% del consumo mundial de energía primaria mediante petróleo, carbón y gas natural. Si bien el discurso sobre transición energética y el auge de las renovables ha ganado centralidad, ese auge aún no se refleja con la misma intensidad en las cifras agregadas de energía primaria, en parte porque el crecimiento de la demanda total tiende a absorber una proporción significativa de la nueva capacidad limpia. El resultado es un patrón persistente de adición energética, donde se incorporan fuentes renovables sin que ello implique, de manera inmediata y proporcional, una sustitución neta de los combustibles fósiles.

Desde la perspectiva industrial, se ha observado que la cadena de valor del petróleo y el gas enfrenta restricciones técnicas y económicas en cada una de sus etapas. En el upstream, la continuidad de la producción depende crecientemente de innovación tecnológica, gestión de costos y acceso a yacimientos más complejos, en un entorno donde el precio del crudo condiciona la viabilidad de proyectos y empuja la expansión hacia fronteras extractivas de mayor exigencia operativa. En el downstream, la refinación y la petroquímica quedan sujetas a márgenes volátiles y a curvas de aprendizaje orientadas a optimizar procesos, mejorar rendimientos y reducir costos, en un contexto de cambios en la demanda de productos y de crecientes presiones regulatorias sobre calidad de combustibles y emisiones.

A la vez, el sector se encuentra cada vez más interpelado por exigencias ambientales y por criterios de responsabilidad social corporativa que cuestionan no sólo la eficiencia técnica, sino la legitimidad del modelo energético vigente. El ambiente se ha convertido en un eje organizador del debate energético, obligando a la industria a replantear prácticas a lo largo de toda la cadena, desde la extracción hasta el uso final, con estándares más estrictos en control de emisiones, integridad operativa, gestión de impactos locales y transparencia. Esta presión no es externa al negocio, ya que reconfigura costos, licencias sociales y riesgos reputacionales, y redefine qué inversiones se consideran aceptables en el mediano plazo.

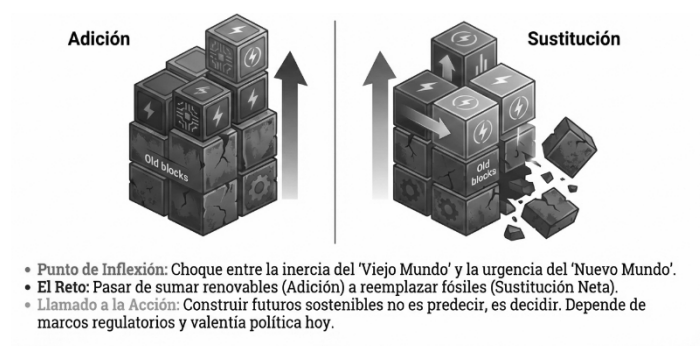
En este marco, la evidencia sintetizada por evaluaciones científicas recientes indica que la trayectoria global de emisiones no es consistente con los objetivos del Acuerdo de París ni con la estabilización del calentamiento por debajo de 2 °C, lo que refuerza la urgencia de una transición profunda hacia un modelo energético bajo en carbono. Ello exige políticas públicas claras, innovación tecnológica sostenida y movilización masiva de financiamiento hacia renovables, redes, almacenamiento y eficiencia, pero

también transformaciones en patrones de consumo y producción que permitan pasar de la adición a la sustitución efectiva de combustibles fósiles. De lo contrario, aumenta el riesgo de un ajuste tardío y desordenado, con costos económicos y sociales mayores asociados a disrupciones de precios, activos varados y conflictividad distributiva.

Finalmente, estas conclusiones se articulan de forma directa con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), en la medida en que subrayan la necesidad de garantizar energía asequible y limpia, como condición de bienestar y competitividad, al tiempo que se acelera la mitigación del cambio climático y se fortalece la innovación y la infraestructura para sostener la transformación sistémica. En particular, la agenda que se desprende de este análisis converge con el ODS 7 al enfatizar acceso, asequibilidad y modernización energética; con el ODS 13 al situar la descarbonización como imperativo de política pública; y con el ODS 9 al reconocer que la transición depende de inversión en infraestructura, capacidades tecnológicas y cooperación internacional que reduzca asimetrías de financiamiento y evite la reproducción de trayectorias fósiles en economías emergentes.

FIGURA 1. 30

De la Adición a la Sustitución



Fuente. Elaboración propia

1.9. PREGUNTAS CLAVE

- PC1.1. ¿Por qué se afirma que actualmente prevalece la fase de **adición energética** y no de sustitución?
- PC1.2. ¿Cuáles son los principales factores que impulsan la volatilidad de los precios del petróleo?
- PC1.3. ¿En qué se diferencian los escenarios Current Trajectory y Net Zero hacia 2050?
- PC1.4. ¿Qué papel desempeñan los mercados físicos y financieros en el sector del petróleo y el gas?
- PC1.5. ¿Por qué se considera que una transición más lenta incrementa el riesgo de un ajuste tardío y desordenado?
- PC1.6. ¿Cómo afecta el resurgimiento del nacionalismo energético, la seguridad y geopolítica en Latinoamérica?
- PC1.7. ¿Qué desafíos estructurales enfrenta la transición desde combustibles fósiles hacia energías más sostenibles?
- PC1.8. ¿De qué manera la volatilidad de precios y mercados financieros condiciona la inversión energética?

1.10. REFERENCIAS

British Petroleum Report. (2018). Statistical Review of World Energy 2018. 67th edition. En *Statistical Review of World Energy*.

British Petroleum Report. (2020). Statistical Review of World Energy 2020. 69th edition. En *Statistical Review of World Energy*.

Farnoosh, A. (2020). La demanda energética: enfoque desde el punto de vista de la sociedad. En IFP (Ed.), *CEMA Transición Energética* (pp. 1–4). IFP.

Forrest, R., Pearce, J., Lewe, T., Schroeter, I., Doerler, J., Walters, N., Kaushal, V., & Besland, L. (2011). Challenging the Integrated Oil & Gas Model. *AT Kearney*, 1(1), 1–8.

IEA. (2025). *Data and statistics*. Data and statistics. <https://www.iea.org/data-and-statistics>

Isbell, P., & Steinberg, F. (2008). El nuevo escenario energético en America Latina. *Economía de la Energía*, 842(3), 11–123.

Lambert-Lalitte, S. (2016). Energy commodity markets. En *Oil & Gas. From exploration to distribution* (pp. 1–8). IFP.

OCDE. (2021). *World Energy Outlook 2018 – Analysis - IEA*. IEA. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2018>

OLADE. (2021). *Estadística Energética e Información Legal*. OsieLAC. <http://sielac.olade.org/default.aspx>

REN21. Renewables Now. (2020). *Global Overview*. Global Overview. https://www.ren21.net/gsr-2019/chapters/chapter_01/chapter_01/