



**MAESTRÍA INTERDISCIPLINARIA EN ENERGÍA  
UNIVERSIDAD DE BUENOS AIRES**

---

**EL ROL DE VACA MUERTA EN EL ACTUAL CONTEXTO DE  
TRANSICIÓN ENERGÉTICA**

---

**Tesista: Lic. ANA LAURA TOROK**

**Director de Tesis: Mag. JUAN JOSÉ CARBAJALES**

**Buenos Aires, 2023**

## Agradecimientos

Quiero agradecer a todas las personas que directa o indirectamente colaboraron para poder realizar este trabajo.

En primer lugar, agradezco a mis referentes técnicos. Tengo la suerte de trabajar y aprender de verdaderos líderes, que participaron en el desarrollo de Vaca Muerta desde que era una ilusión. Ojalá sean conscientes de la magnitud y el impacto de su trabajo para con el desarrollo del país.

En segundo lugar, agradezco a mi Director de tesis. Hay personas que nacen con una vocación para enseñar y te invitan constantemente a replantearse la realidad para aprender de ella. Este trabajo es solo una muestra más de todo ello.

Y por último gracias a mi familia, quienes entendieron mis ausencias cuando estaba realizando esta tesina y me alentaron constantemente a finalizarla. Gracias por ser el soporte, la contención y la motivación diaria para superarme.

## Tabla de contenido

<b>1. INTRODUCCION.....</b>	<b>5</b>	<b>Eliminó: 4</b>
1.1 TEMA DE INVESTIGACION.....	5	Eliminó: 4
1.2 RELEVANCIA DEL TEMA Y APORTE PROYECTADO.....	5	Eliminó: 4
1.3 CONTEXTUALIZACIÓN DEL TEMA DE INVESTIGACIÓN.....	6	Eliminó: 5
<b>2. OBJETIVOS Y METODOLOGIA.....</b>	<b>8</b>	<b>Eliminó: 7</b>
2.1 OBJETIVOS.....	8	Eliminó: 7
2.2 METODOLOGIA.....	9	Eliminó: 8
<b>3. DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN.....</b>	<b>12</b>	<b>Eliminó: 11</b>
A) CAMBIO CLIMÁTICO: COMPROMISOS INTERNACIONALES Y EL IMPACTO DEL SECTOR ENERGÉTICO.....	12	Eliminó: 11
A.1) DEFINICIÓN DEL MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL.....	12	Eliminó: 11
A.1.1) DEFINICIONES CONCEPTUALES.....	12	Eliminó: 11
A.2) ANTECEDENTES DEL TEMA ELEGIDO.....	17	Eliminó: 16
A.3) ESCENARIOS IEA.....	23	Eliminó: 22
B) EMPRESAS INTERNACIONALES. PROYECTOS, COMPROMISOS Y PLANES DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA.....	43	
B.1) BP.....	51	Eliminó: 50
B.2) SHELL.....	60	Eliminó: 59
B.3) EQUINOR.....	71	Eliminó: 70
B.4) TOTAL ENERGIES.....	77	Eliminó: 76
B.5) CHEVRON.....	90	Eliminó: 89
B.6) EXXON.....	95	Eliminó: 94
B.7) RECAPITULACIÓN: LA INDUSTRIA DEL PETROLEO Y EL GAS EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA.....	100	Eliminó: 99
C) PLANES DE CAMBIO CLIMÁTICO Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN ARGENTINA.....	110	Eliminó: 109
C.1) EMISIONES GEI EN ARGENTINA.....	110	Eliminó: 109
C.2) COMPROMISOS Y PLANES GUBERNAMENTALES.....	118	Eliminó: 116
C.2.1) MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE.....	119	Eliminó: 118
C.2.2) SECRETARIA DE ENERGÍA.....	125	Eliminó: 124
D) ANÁLISIS DEL PROYECTO VACA MUERTA.....	139	Eliminó: 138
D.1) MAPA ACTUAL DEL DESARROLLO Y PROYECCIONES.....	142	Eliminó: 140
D.2) EMISIONES GEI DE VACA MUERTA.....	145	Eliminó: 144
E) PLANES DE LAS PRINCIPALES EMPRESAS PRODUCTORAS DE SHALE OIL EN ARGENTINA.....	147	Eliminó: 146
E.1) YPF.....	147	Eliminó: 146
E.2) VISTA.....	162	Eliminó: 161
E.3) IMPACTO DE LAS EMPRESAS A LA CONTRIBUCIÓN DETERMINADA A NIVEL NACIONAL.....	168	Eliminó: 167
<b>4) CONCLUSIONES.....</b>	<b>170</b>	<b>Eliminó: 169</b>
<b>5) BIBLIOGRAFIA.....</b>	<b>175</b>	<b>Eliminó: 173</b>

5.1) FUENTES INFORMATIVAS .....175

5.2) ARTICULOS PERIODISTICOS/COMUNICADOS .....180

Eliminó: 173

Eliminó: 177

## 1. INTRODUCCION

### 1.1 TEMA DE INVESTIGACION

Se propone investigar los planes de adaptación por parte seis de las principales operadoras internacionales de petróleo y gas, y de las dos principales operadoras de *shale oil* de Argentina, a los desafíos que plantea la transición energética ante la necesidad de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Asimismo, se intentará avizorar el modo en que tales planes pueden influir en el desarrollo masivo de Vaca Muerta.

### 1.2 RELEVANCIA DEL TEMA Y APOORTE PROYECTADO

Argentina ha adherido al Acuerdo de Paris y se ha comprometido con la reducción de emisiones de GEI. En octubre 2021, a través del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible de la Nación, se publicó una actualización de la meta de emisiones al 2030 y desde la Secretaría de Energía de Nación, dependiente del Ministerio de Economía de la Nación, se presentaron los lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030 (resolución 1036/21). Este último documento plantea que la matriz energética en Argentina es un vector central del desarrollo económico nacional, por lo tanto, la política económica y la política energética deben tener un enfoque conjunto y articulado. La transición energética no puede pensarse aislada de la realidad social y financiera del país, sino que debe armonizarse con la estabilización macroeconómica necesaria para el desarrollo, buscando fortalecer las capacidades en un sendero compatible con la inclusión social y la disponibilidad de divisas.

Vaca Muerta es un activo que podría contribuir a revertir el déficit de la cuenta externa del país a partir de la generación de divisas por exportación de excedentes si logra alcanzar todo su potencial productivo.

El aporte esperado de este trabajo consiste en analizar cómo podría verse influenciado ese desarrollo masivo de la formación Vaca Muerta acorde a cómo se están adaptando los principales productores de petróleo y gas que operan en la Cuenca Neuquina.

El tema de investigación se inscribe en el contexto más amplio de la transición energética a nivel nacional/local. Las propuestas que pudieren resultar de este trabajo serían aplicables a los planes de desarrollo de Vaca Muerta de las Operadoras y al diseño y ejecución de políticas públicas en materia energética, productiva y ambiental.

### **1.3 CONTEXTUALIZACIÓN DEL TEMA DE INVESTIGACIÓN**

El Acuerdo de París COP21, firmado en diciembre de 2015 por las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, puede ser considerado uno de los principales ejes de trabajo de las naciones para intentar revertir el aumento de la temperatura global provocada, principalmente, por las emisiones de gases de efecto invernadero. En el marco de este acuerdo, los países participantes se propusieron como objetivo de largo plazo mantener el aumento de la temperatura media mundial por debajo de los 2° C, con el fin de reducir considerablemente los riesgos y el impacto del cambio climático. Además, se comprometieron a que las emisiones globales alcancen su máximo nivel cuanto antes –un objetivo que implica un desafío complejo para los países en desarrollo– y aplicar en consecuencia rápidas reducciones. Esto requiere nada menos que de una transformación completa de cómo producimos, transportamos y consumimos energía.

El 80% de la energía mundial que se genera es partir de una fuente fósil (carbón, petróleo y gas), que a la vez representa un 40% de las emisiones de CO<sub>2</sub> globales. Es el sector con mayor emisión de dióxido de carbono y por detrás se ubican los sectores de Industria y Transporte respectivamente, representando un 23% de las emisiones de CO<sub>2</sub> cada uno. (IEA, marzo 2021). Por eso, desde el sector público y la industria energética es indispensable desarrollar sinergias que permitan la planificación, el análisis y la formulación de políticas energéticas y de regulación, mitigación y adaptación, a efectos de alcanzar cualquier objetivo relacionado con la reducción de la temperatura del planeta.

Hoy día, el avance de las energías renovables es notable. El desarrollo tecnológico y la baja de costos está produciendo que este tipo de proyectos sean cada vez más competitivos y por lo tanto realizables a gran escala. Esto está siendo acompañado de una mayor electrificación de la infraestructura de las ciudades y de los medios de transporte públicos y particulares. Como complemento, se está trabajando desde diversos sectores en planes de eficiencia energética que aseguren una disminución de la energía demandada.

Las grandes petroleras del mundo han tomado nota del fenómeno y muchas de ellas ya han modificado su estrategia de negocio y están apostando a soluciones vinculadas con la generación de energía a partir, por ejemplo, del hidrógeno “verde”, de fuentes renovables y de las denominadas *nature based solutions*. Otras compañías hidrocarburíferas, a su vez, buscan maneras de descarbonizar sus operaciones y capturar y almacenar CO<sub>2</sub>.

En este contexto, uno de los desafíos derivados lo tienen los países que no han avanzado tanto en este sentido y aún dependen en mayor medida de la producción del carbón, del petróleo y del gas natural. Además, se supone que las naciones consideradas emergentes o de ingresos medios aún deben emprender una expansión industrial que seguramente aumentará el nivel de emisiones de carbono al ambiente.

En este grupo se encuentra, precisamente, la República Argentina, quien cuenta con uno de los mayores reservorios de gas y petróleo no convencional del mundo, concentrado en la formación de Vaca Muerta, situada mayormente en la provincia de Neuquén, cuya actividad se ha desarrollado en los últimos 10 años. De todas maneras, el país, como parte firmante del Acuerdo de París, está alcanzado por el compromiso de elaborar y presentar un plan de reducción de emisiones en el marco de un programa de transición energética.

El presente trabajo busca investigar los planes de transición energética de seis operadoras internacionales, cinco de ellas con inversiones en Vaca Muerta, así como los programas de las dos principales productoras de *shale oil* de Argentina. Este análisis se enmarcará en un contexto local dominado por el Plan Nacional de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático y por los lineamientos para el Plan de Transición Energética al 2030 presentados por el Gobierno Nacional / Poder Ejecutivo Nacional/ SEN, y tendrá como objetivo principal determinar el impacto real que este panorama podría tener sobre el desarrollo masivo de Vaca Muerta.

## 2. OBJETIVOS Y METODOLOGIA

### 2.1 OBJETIVOS

El **objetivo general** de la presente investigación es analizar cómo los compromisos internacionales de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y, por consiguiente, la transición energética que está afrontando el mundo, influye sobre los planes de desarrollo de Vaca Muerta desde el punto de vista de las operadoras.

Los **objetivos específicos** que se plantean para el desarrollo del tema de investigación son los siguientes:

**A – Relevamiento de los compromisos internacionales de cambio climático y la influencia sobre el sector energético.** Relevar los compromisos internacionales de cambio climático relacionados con las emisiones de gases de efecto invernadero. Analizar la injerencia del sector energético sobre las emisiones y relevar cuales son los escenarios internacionales que se proyectan en orden de poder cumplir esos compromisos.

**B - Relevamiento de los compromisos y planes de transición energética de seis empresas internacionales productoras de O&G.** Relevar la estrategia, compromisos, planes y desafíos de la transición energética de cada una de estas empresas, haciendo foco en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

**C – Análisis de los planes gubernamentales de cambio climático en Argentina.** Análisis de los planes de mitigación de las emisiones de GEIs asumidas por el país y la incidencia del sector energético en particular. Investigación sobre los compromisos vigentes y las líneas de acción planteadas sobre esta temática.

**D – Análisis productivo de Vaca Muerta.** Estado de situación actual y proyecciones para su desarrollo masivo en un contexto de transición energética. El foco del análisis versará sobre las variables económico-financieras y ambientales.



**E – Relevamiento de la estrategia y plan de adaptación a la transición energética de las dos principales productoras de shale oil de Argentina.**

Relevar su estrategia frente a la transición energética y sus planes de acción. Analizar el modo en que tales estrategias están siendo integradas a sus planes de negocio y de sustentabilidad.

**2.2 METODOLOGIA**

Para alcanzar los objetivos específicos identificados en el punto precedente se desarrollarán las siguientes tareas:

- Para alcanzar el objetivo **A – Relevamiento de los compromisos internacional de cambio climático y la influencia sobre los mismos del sector energético** se realizarán las siguientes tareas:

**A.1 – Marco teórico conceptual.** Establecer el marco teórico y conceptual del tema de investigación.

**A.2 – Antecedentes.** Desarrollar los compromisos internacionales de cambio climático orientados a emisiones de gases de efecto invernadero comprometidos por los Estados. Análisis de la injerencia del sector energético sobre aquellos. Estudio de la evolución del sector energético y análisis de los escenarios proyectados por la Agencia Internacional de Energía para poder cumplir con los compromisos asumidos.

- Para alcanzar el objetivo **B Relevamiento de los compromisos y planes de transición energética de seis empresas internacionales productoras de O&G** se realizarán las siguientes tareas:

**B.1-6 – Presentación de cada empresa elegida.** Se expondrá la situación actual de cada empresa seleccionada. Se explicará su actual portafolio de proyectos, su política de sustentabilidad y su visión y estrategia frente a la transición energética y el cambio climático a nivel internacional. Relevar y analizar los compromisos y planes haciendo foco sobre las métricas asumidas y herramientas a utilizar para lograrlo.

**B.2 – Análisis de la Industria en el contexto de cambio climático.** Relevar y analizar el rol que debería asumir la industria del petróleo y el gas ante este escenario.

Para alcanzar el objetivo **C – Análisis de los planes de cambio climático en Argentina**, se realizarán las siguientes tareas:

**C.1 – Emisiones GEI en Argentina.** Se estudiará el inventario de emisiones de gases de efecto invernadero del país y la incidencia de la producción y el consumo de energía sobre el total de las emisiones. Se compararán las emisiones de Argentina frente a la de los principales países emisores de GEI y a los países regionales.

**C.2 – Investigación de los compromisos y planes de Argentina.** Se relevarán los compromisos, metas y planes específicos para abordar el cambio climático en el país. Se hará foco en averiguar si existen políticas o planes concretos sobre el sector energético.

- Para alcanzar el objetivo **D – Análisis de la formación Vaca Muerta**, se realizarán las siguientes tareas:

**D.1 – Elaboración del mapa actual de Vaca Muerta.** A partir de información recabada, se buscará detallar la situación actual de la producción de petróleo y gas no convencional de la formación Vaca Muerta. Se buscará precisar en qué instancia del desarrollo masivo se encuentra hoy en día este activo y el potencial que podría alcanzar.

- **D.2 – Emisiones de Vaca Muerta.** Se analizará el impacto del desarrollo de Vaca Muerta sobre las emisiones GEI de Argentina y se estudiará si es posible generar energía con baja huella de carbono. Se comparará con los principales desarrollos shale del mundo.

- Para alcanzar el objetivo **E - Relevamiento de la estrategia y plan de adaptación a la transición energética de las dos principales productoras de shale oil de Argentina**, se realizarán las siguientes tareas:

**E.1-2 – Presentación de las dos empresas seleccionadas.** Se expondrá la situación actual de cada compañía elegida y se explicará su actual portafolio de

proyectos, su política de sustentabilidad y su visión frente a la transición energética.

### 3. DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

#### A) CAMBIO CLIMÁTICO: COMPROMISOS INTERNACIONALES Y EL IMPACTO DEL SECTOR ENERGÉTICO.

##### A.1) DEFINICIÓN DEL MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL

El objetivo de la presente sección es establecer el marco teórico y conceptual del tema de investigación. En primer lugar, se incluirán algunos conceptos básicos para poder tener un mejor conocimiento del tema a desarrollar y que será clave tener presente a lo largo de todo el trabajo para una mayor comprensión del tema propuesto (ver A.1.1). Luego, se profundizará en los escenarios desarrollados por la Agencia Internacional de Energía (IEA) y sus principales supuestos. (ver A.1.2) Estos últimos, son utilizados en todos los informes de los principales organismo y consultoras que investigan y trabajan la temática de “transición energética”.

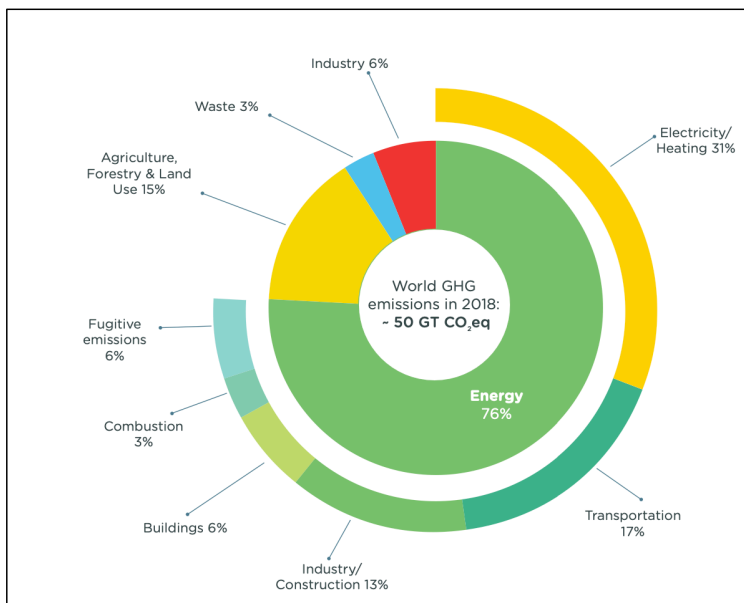
##### A.1.1) DEFINICIONES CONCEPTUALES

Como punta de partida de esta investigación resulta necesario desarrollar los siguientes conceptos:

- **Transición energética:** La transición energética es un camino hacia la transformación del sector energético global de combustibles fósiles a *cero carbono* para la segunda mitad de este siglo. En el centro está la necesidad de reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> relacionadas con la energía para limitar el cambio climático. La descarbonización del sector energético requiere una acción urgente a escala mundial y, si bien está en marcha una transición energética mundial, se necesitan más acciones para reducir las emisiones de carbono y mitigar los efectos del cambio climático. Las medidas de energía renovable y eficiencia energética pueden alcanzar potencialmente el 90% de las reducciones de carbono requeridas. (Sitio web IRENA)
- **Gases de efecto invernadero:** Un gas de efecto invernadero (GEI) es un gas atmosférico que absorbe y emite radiación dentro del rango infrarrojo. Este proceso es la fundamental causa del efecto invernadero. Los GEIs ocupan menos del 0,1% del volumen atmosférico. El vapor de agua, que fluctúa entre el 0,4 y el 4%, es el

principal gas de efecto invernadero. Absorbe la energía térmica del aire de forma muy eficiente pero no se acumula en la atmósfera como otros GEI. Su vida útil es muy corta porque precipita rápidamente en forma de agua o nieve. El efecto invernadero "antropogénico" se debe al aumento de la concentración de GEIs en la atmósfera debido a las emisiones generadas por las actividades humanas. (Energy Landscape, TotalEnergies). Los principales GEIs son:

- Dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) de origen humano, producido en su mayor parte por la combustión de combustibles fósiles (carbón, petróleo, gas), pero también por determinados procesos industriales como la fabricación de cemento o acero.
- Metano de origen humano (CH<sub>4</sub>) producido por la combustión de materia orgánica como la madera, la cría de animales rumiantes, el cultivo de arroz, la fermentación de residuos domésticos y por la extracción de petróleo, gas y carbón. También vale la pena señalar que el cambio climático podría causar la desintegración de los hidratos de metano (atrapados en forma sólida como hielo) al calentar el lecho oceánico y liberar su metano a la atmósfera. También podrían liberarse cantidades significativas de metano de los suelos, que hasta ahora han estado permanentemente congelados, por el derretimiento del *permafrost*.
- Halocarbonos de gases refrigerantes (aire acondicionado, cadenas de frío), propelentes en latas de aerosol y en ciertos procesos industriales (componentes de computadoras, teléfonos, espuma plástica).
- Óxido nitroso (N<sub>2</sub>O) que proviene del uso de fertilizantes y ciertos procesos químicos. Su potencia de calentamiento es 310 veces más que la potencia del CO<sub>2</sub>, por ese motivo suele integrar junto al CO<sub>2</sub> y al CH<sub>4</sub> los inventarios de emisiones de las empresas.
- El ozono troposférico (O<sub>3</sub>) es un contaminante secundario, es decir, proviene de la formación de contaminantes generados por las actividades humanas, como los automóviles.
- Gases fluorados (CFC, HCFC, PFC, HFC, SF<sub>6</sub>, NF<sub>3</sub>). El SF<sub>6</sub> se utiliza, por ejemplo, como gas aislante en subestaciones de transformación eléctrica.



Emisiones mundiales de GHGs en 2018. TotalEnergies Energy Landscape

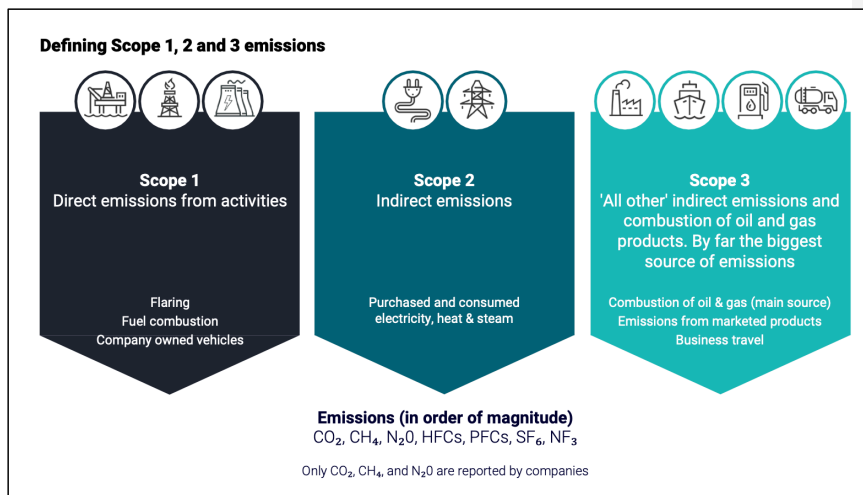
- **“CO2 equivalente” (CO2e):** es una unidad creada por el IPCC<sup>1</sup> para comparar los impactos de estos diferentes GEI sobre el calentamiento global y poder sumar sus emisiones. En términos concretos, el equivalente de CO2 consiste en asignar un “Potencial de Calentamiento Global” (PCG) a un GEI para un período determinado

<sup>1</sup> IPCC: El Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) es el principal órgano internacional para la evaluación del cambio climático. Fue creado por el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) y la Organización Meteorológica Mundial (OMM) en 1988 para ofrecer al mundo una visión científica clara del estado actual de los conocimientos sobre el cambio climático y sus posibles repercusiones medioambientales y socioeconómicas. El IPCC es un órgano científico que se encarga de examinar y evaluar la más reciente bibliografía científica, técnica y socioeconómica relacionada con la comprensión del cambio climático y producida en todo el mundo. Pueden formar parte de él todos los países miembros de las Naciones Unidas y de la OMM. Actualmente, 195 países son miembros del IPCC. El Grupo de Expertos se reúne por lo menos una vez al año en sesión plenaria al nivel de representantes de los gobiernos en que se toman las principales decisiones sobre el programa de trabajo del IPCC y se elige a los miembros de la Mesa, entre ellos el Presidente. Los gobiernos participan también en la exploración del alcance de los informes, la designación de los autores, el proceso de revisión y aceptan, adoptan y aprueban los informes en las sesiones plenarias.

en relación con el CO<sub>2</sub> que le sirve de patrón (y cuyo PCG se fija por tanto en 1). Mide el efecto invernadero estimado de un GEI. (Energy Landscape, TotalEnergies).

En general los inventarios de las empresas consideran el CO<sub>2</sub> emitido, el CH<sub>4</sub> (metano) y el Nox (Óxido nitroso). Tanto el metano como el óxido nitroso se convierte en CO<sub>2</sub> y se adicionan al CO<sub>2</sub> emitido, generando así el número total de CO<sub>2</sub>e.

- **Scopes o alcances:** es una clasificación desarrollada por el "Greenhouse Gas Protocol"<sup>2</sup> Es una manera de agrupar los diferentes tipos de emisiones que pueden producirse y se dividen en 3 tipos de alcance. Las de alcance o scope 1 son las emisiones directas de las actividades, las de alcance 2 son las emisiones indirectas y agrupan principalmente las emisiones por electricidad, gas o vapor comprados a un tercero, y las de alcance 3 son las emisiones que se generan cuando un consumidor utiliza un producto nuestro.



<sup>2</sup> GHG Protocol establece marcos estandarizados globales integrales para medir y gestionar las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) de las operaciones del sector público y privado, las cadenas de valor y las acciones de mitigación. (<https://ghgprotocol.org/about-us>)

- **Net zero:** el "cero neto" indica recortar las emisiones de gases de efecto invernadero hasta dejarlas lo más cerca posible de emisiones nulas, con algunas emisiones residuales que sean reabsorbidas desde la atmósfera mediante, por ejemplo, el océano y los bosques. Para mantener el calentamiento global por debajo de 1,5 °C, tal como se exigió en el Acuerdo de París, es necesario que las emisiones se reduzcan alrededor del 45 % para 2030 y que se alcance el cero neto hacia 2050. (<https://www.un.org/es/climatechange/net-zero-coalition>)
- **Zero routine flaring (ZRF):** Lanzada en 2015, la Iniciativa ZRF compromete a los gobiernos y las compañías petroleras a poner fin a la quema de rutina a más tardar en 2030. La quema de gas es una práctica industrial de 160 años de antigüedad que consiste en quemar de manera derrochadora, en lugar de usar o conservar, el gas asociado, un subproducto de la producción de petróleo. La quema de gas contribuye al cambio climático e impacta el medio ambiente a través de la emisión de CO<sub>2</sub>, carbono negro y otros contaminantes. También desperdicia un valioso recurso energético que podría utilizarse para promover el desarrollo sostenible de los países productores. (<https://www.worldbank.org/en/programs/zero-routine-flaring-by-2030/about>). La quema rutinaria de gas en las instalaciones de producción de petróleo es la quema durante las operaciones normales de producción en ausencia de suficiente instalaciones o geología adecuada para reinyectar el gas producido, utilizarlo en el sitio o enviarlo a un mercado. La quema de rutina no incluye la quema de seguridad, incluso cuando es continua.
- **Nature based solutions (NBS):** La Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza (UICN) define las soluciones basadas en la naturaleza como acciones para proteger, gestionar de manera sostenible y restaurar ecosistemas naturales o modificados que aborden los desafíos sociales de manera efectiva y adaptable, proporcionando simultáneamente beneficios para el bienestar humano y la biodiversidad. La UICN ha reconocido las soluciones basadas en la naturaleza (NBS) como una herramienta importante para abordar los desafíos sociales, como el cambio climático, la pérdida de biodiversidad y la seguridad alimentaria, y organizaciones como el Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático han destacado el papel que las NBS pueden desempeñar para limitar el calentamiento global a 1,5°C. Los proyectos de NBS absorben más CO<sub>2</sub> o evitan la liberación de gases de efecto invernadero, al mismo tiempo que brindan beneficios a las



comunidades locales y la biodiversidad del área.  
(<https://www.iucn.org/theme/nature-based-solutions>)

- **Carbon capture, use and storage (CCUS):** consiste en la captura de emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) de procesos industriales, como la producción de acero y cemento, o de la quema de combustibles fósiles en la generación de energía. Este carbono luego se transporta desde donde se produjo, a través de un barco o una tubería, y se almacena bajo tierra en formaciones geológicas. También puede ser capturado y reutilizado en otro proceso industrial intermedio, antes de avanzar con el almacenamiento.
- **Compensación emisiones (créditos):** Los créditos de carbono son uno de los mecanismos para invertir en estos proyectos de NBS; cada tonelada de CO<sub>2</sub> almacenada o evitada por un proyecto genera un crédito, que se puede vender para ayudar a financiar el proyecto a medida que continúa protegiendo, gestionando de manera sostenible o restaurando la naturaleza.

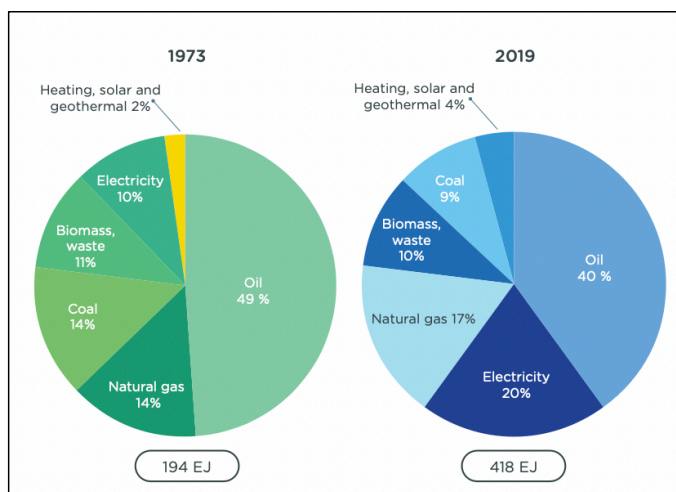
## A.2) ANTECEDENTES DEL TEMA ELEGIDO

En la Cumbre de la Tierra organizada por las Naciones Unidas en Río de Janeiro en 1992, los 179 países presentes adoptaron un texto fundacional de 27 principios, titulado "Declaración de Río sobre Medio Ambiente y Desarrollo", que define el concepto de desarrollo sostenible y establece que, para lograrlo, "la protección del medio ambiente debe ser parte integral del proceso de desarrollo y no puede ser considerada en aislamiento" (Principio 4). También cabe señalar que entre los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible de Naciones Unidas se encuentran la energía limpia y asequible (Objetivo 7) y la lucha contra el cambio climático (Objetivo 13).

En 2015, la Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP 21), celebrada en París, adoptó el Acuerdo de París, en virtud del cual los Estados Parte se fijaron como objetivo limitar el aumento de la temperatura de los nuestro planeta a menos de 2 °C en comparación con los niveles preindustriales, con la ambición adicional de limitar el calentamiento a 1,5 °C y de lograr la neutralidad de carbono durante la

segunda mitad del siglo XXI. Esto implica una limitación de las emisiones de GEI y su compensación a escala global.

Desafortunadamente, desde 2015 (excepto 2020), el consumo global de energía y las emisiones de GEI han seguido aumentando, particularmente impulsado por los países en desarrollo.



Según el informe del IPCC<sup>3</sup> (Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático) publicado en 2019 relacionado con el escenario de 1,5°, el nivel de ambición internacional (resultante en ese momento de las Contribuciones determinadas a nivel nacional) es insuficiente para limitar el calentamiento a 1,5°C.

<sup>3</sup> El IPCC fue creado en 1988 por la Organización Meteorológica Mundial (OMM) y el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA), el objetivo del IPCC es proporcionar a los gobiernos de todos los niveles información científica que puedan utilizar para desarrollar políticas climáticas. Los informes del IPCC también son un aporte clave para las negociaciones internacionales sobre el cambio climático. El IPCC es una organización de gobiernos que son miembros de las Naciones Unidas o la OMM. El IPCC tiene actualmente 195 miembros. Miles de personas de todo el mundo contribuyen al trabajo del IPCC. Para los informes de evaluación, los expertos ofrecen su tiempo como autores del IPCC para evaluar los miles de artículos científicos publicados cada año para proporcionar un resumen completo de lo que se sabe sobre los impulsores del cambio climático, sus impactos y riesgos futuros, y cómo la adaptación y la mitigación pueden reducir esos riesgos.

Según el IPCC, sin una ambición más drástica y urgente de limitación de la temperatura en los próximos años, que suponga una disminución importante de las emisiones de GEI para 2030, el calentamiento global superará los 1,5 °C en las próximas décadas, lo que provocará una pérdida irreversible de la ecosistemas más frágiles, y a repetidos eventos climáticos que serán muy perjudiciales para las personas y sociedades más vulnerables.

La energía y el clima están vinculados, al igual que la energía y el desarrollo. Entre los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible de Naciones Unidas se encuentran la energía limpia y asequible y la lucha contra el cambio climático.

**La pregunta que surge es: ¿cómo aseguramos el suministro energético del planeta sin aumentar su temperatura y, además, sin agotar sus recursos?**

Para hacer frente a este doble desafío, se prevén muchos medios y vías.

Consisten en:

- Evitar usos innecesarios y utilizar tecnologías que no emitan GEI.
- Reducir las emisiones y pérdidas de energía mediante el aumento de la eficiencia de las técnicas y procesos.
- Compensar facilitando la eliminación de carbono de la atmósfera. Esta palanca consistente en secuestrarlo en sumideros de carbono por medios naturales o técnicos debe activarse sobre la parte restante de las emisiones una vez que se hayan realizado los máximos esfuerzos para evitar y reducir las emisiones de GEI.

Desde la revolución industrial la demanda de energía global ha crecido aceleradamente. **Esto, ligado al crecimiento de la población y al PBI per cápita, aumentó las emisiones de gases de efecto invernadero.** Para ejemplificar este fenómeno, se puede utilizar la ecuación de Kaya<sup>4</sup>, que indica que la evolución de las emisiones de carbono es el producto de cuatro factores:

---

<sup>4</sup> Yoichi Kaya, fue un economista japonés, que en 1990 desarrolló una expresión matemática denominada "identidad de Kaya" que se utiliza para describir la relación entre los factores que influyen en las tendencias relacionadas con la energía y las emisiones de dióxido de carbono que se emiten a la atmósfera. Este modelo fue desarrollado en su libro Medio Ambiente, Energía y Economía: estrategias para la sostenibilidad.

1. La evolución del contenido de carbono en la energía que consumimos. Intensidad de emisiones de la energía. (CO2/energía).
2. La intensidad energética de nuestra actividad económica (medida generalmente por la cantidad de energía consumida por unidad de PBI)
3. La riqueza por habitante (PBI per cápita)
4. El aumento de población

$$(2) \text{ Emisiones de GEI} = \text{Población} \times \frac{\text{PBI}}{\text{Población}} \times \frac{\text{Energía}}{\text{PBI}} \times \frac{\text{Emisiones}}{\text{Energía}}$$

*PBI per cápita*
*Intensidad energética del PBI*
*Intensidad de emisiones de la energía*

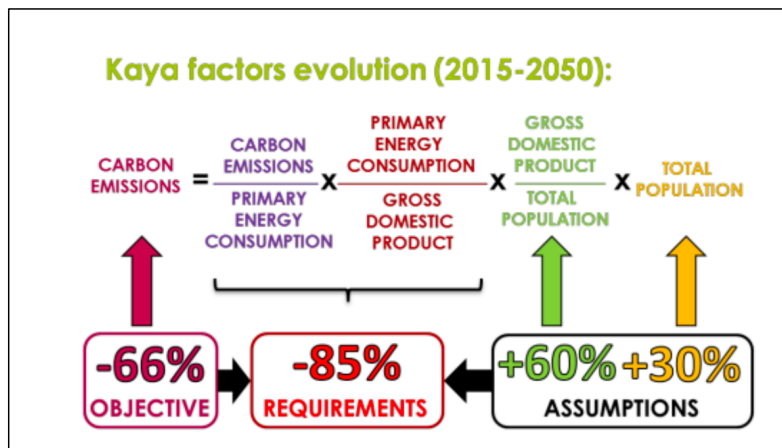
*Ecuación de Kaya (Paper Verónica y Angel Gutman; mayo 2017 Di Tella)*

La Identidad de Kaya es, pues, una expresión matemática que permite desagregar las tendencias observadas en las emisiones de GEI en los principales factores que las componen y explican.

En París, los países miembros de la ONU acordaron alcanzar un nivel de cero emisiones netas lo antes posible en la segunda mitad del siglo XXI, para ajustarse al objetivo de limitar el aumento de las temperaturas a +2 °C. Diversos escenarios permiten explorar las tendencias futuras compatibles con este objetivo. Una forma simplificada de limitar el aumento de las temperaturas a 2 °C es dividir por 3 las emisiones, de forma conjunta, de aquí al 2050.

De acuerdo con las estimaciones más recientes de la ONU, la población mundial aumentará en un 30 % para el 2050. Al mismo tiempo, si el PIB mundial per cápita aumenta durante los próximos 35 años tan rápido como lo hizo en los últimos 35, su crecimiento para el 2050 será, aproximadamente, de un 60 %.

En resumen, para dividir las emisiones mundiales por tres en 2050, con una población adicional del 30 % y un PIB per cápita 60 % más alto, hay que dividir los otros dos términos de la ecuación, CO2/energía o energía/PIB, por más de 6.



Ecuación de Kaya aplicada a estimaciones futuras (MOOC – IFP 2022)

En otras palabras, cada año se debe reducir en más de 5 % el contenido de CO<sub>2</sub> en la energía que se consume o reducir la cantidad de energía requerida para producir una unidad de PIB.

Teniendo en cuenta cómo va a evolucionar el consumo energético y cómo se deben minimizar la emisión de gases de efecto invernadero, es que varios países y empresas están planteando sus transiciones energéticas. A pesar de ser un concepto que tomó relevancia pública en los últimos años, no es la primera vez que el mundo va a “transicionar energéticamente”.

Rob West, CEO de la consultora “Thunder said energy” analiza estos procesos.

“Podríamos enumerar dos transiciones previas. La primera fue con el carbón. Pasamos de quemar madera y utilizar animales para transportarnos, a utilizar carbón. De 1830 a 1950 el mundo tuvo un aumento considerable de consumo. Tardó 80 años en llevarse esta transición a cabo, que a la vez generó nuevas demandas. A partir de este desarrollo se crearon barcos y trenes a vapor, que a la vez generaron mayor consumo de carbón.

La segunda transición fue con el petróleo. Desde 1910 en adelante formó parte de la matriz energética. Se tardó 60 años en transicionar y al igual que el carbón, el petróleo generó también nuevas demandas, como los autos, los aviones o el plástico.”

Ahora estamos frente a una nueva transición pero que, para algunos expertos como Rob West, esta transición está compuesta por 5 transiciones en paralelo.

1. Renovables: el precio de la energía eólica y solar bajó un 90% desde 1980s. Esto está generando que sea económicamente posible su generación y que sea competitivo frente a otras energías.
2. Shale: se pasó de producir petróleo y gas desde el reservorio, a producir directo desde la roca madre. Esto aumentó considerablemente la producción y fue posible por las mejoras tecnologías que todavía hoy se producen. La tecnología fue el *game changer*.
3. Electrificación: si manejas un ICE (auto a combustión interna) tenes un 18% de eficiencia en la conversión del combustible. Si lo convertís a eléctrico ese índice se incrementa al 70%. Esto va a aplicar también a maquinarias. Las majors están tratando de participar en el mercado eléctrico, porque saben que será el futuro.
4. Digital: los avances en la digitalización de las instalaciones por ejemplo generan que puedas operar de forma remota un yacimiento o inclusive una plataforma offshore. Puedo inclusive detectar cuando algo está a punto de romperse, antes de que verdaderamente suceda. Machine Learning y data science, están transformando la industria.
5. Ambiental: 35 billones de toneladas de carbono se liberan a la atmosfera por año. Las empresas petroleras van a cambiar esto. No hay nadie más interesado en hacerlo porque saben que si no, no tendrán licencia para operar.

Estas cinco transiciones también crearán nuevas demandas y oportunidades.

Esta transición tiene que ser planeada y ejecutada cuidadosamente. Acorde a Rob West, si se entiende mal la transición y se presiona mucho sin invertir lo suficiente, inclusive en petróleo y gas, se va a producir un aumento de precios y se podría perder la voluntad política para llevarla a cabo.

Se debe encontrar el equilibrio que permita transformar el sistema energético en uno más limpio y eficiente, pero que también permita desarrollar las mejoras tecnológicas energéticas para satisfacer la demanda de la población.

### **A.3) ESCENARIOS IEA**

Desde 1993, la Agencia Internacional de Energía (IEA) ha proporcionado proyecciones energéticas a medio y largo plazo utilizando el *World Energy Model* (WEM - Modelo Energético Mundial), un modelo de simulación a gran escala diseñado para reproducir el funcionamiento de los mercados energéticos. El WEM es la principal herramienta utilizada para generar proyecciones detalladas sector por sector y región por región para los escenarios del *World Energy Outlook* (WEO - Perspectivas Energéticas Mundiales, IEA).

Actualizado cada año y desarrollado a lo largo de muchos años, el modelo consta de tres módulos principales: consumo de energía final (que cubre uso residencial, servicios, agricultura, industria, transporte y uso no energético); transformación de energía, incluida la generación de energía y calor, refinería y otras transformaciones de energía, como la conversión de carbón en líquido o la producción de hidrógeno; y suministro de energía. Los resultados del modelo incluyen los flujos de energía por combustible, las necesidades y costos de inversión, las emisiones de gases de efecto invernadero y los precios de la energía para el usuario final e internacional.

El *World Energy Outlook* (WEO) utiliza un enfoque de escenarios para examinar las tendencias energéticas futuras basándose en el WEM. Explora varios escenarios, cada uno de los cuales se basa en un conjunto diferente de suposiciones subyacentes sobre cómo podría evolucionar el sistema energético. Estos escenarios no son predicciones: la AIE no tiene, y nunca ha tenido, una visión única sobre lo que podría deparar el futuro a largo plazo. En cambio, lo que buscan hacer los escenarios es permitir a los lectores comparar diferentes versiones posibles del futuro y las palancas y acciones que las producen, con el objetivo de estimular el conocimiento sobre el futuro de la energía global.

Para el *World Energy Outlook 2021* (WEO-2021), se modelaron cuatro escenarios: el Escenario de emisiones netas cero para 2050 (NZE), el Escenario de promesas anunciadas (APS), el Escenario de políticas establecidas (STEPS) y el Escenario de desarrollo sostenible (SDS). El NZE es normativa, en el sentido

de que está diseñado para lograr resultados específicos: una trayectoria de emisiones consistente con limitar el aumento de la temperatura global a 1,5 °C sin que se sobrepase la temperatura (con un 50 % de probabilidad), acceso universal a servicios energéticos modernos y mejoras importantes en la calidad del aire y muestra un camino para alcanzarlo. APS y STEPS son exploratorios, en el sentido de que definen un conjunto de condiciones iniciales, como políticas y objetivos, y luego ven hacia dónde conducen en función de representaciones modelo de sistemas energéticos, incluida la dinámica del mercado y el progreso tecnológico. El SDS también es normativo, trazando un camino consistente con el objetivo "muy por debajo de 2 °C" del Acuerdo de París, al tiempo que logra el acceso universal y mejora la calidad del aire.

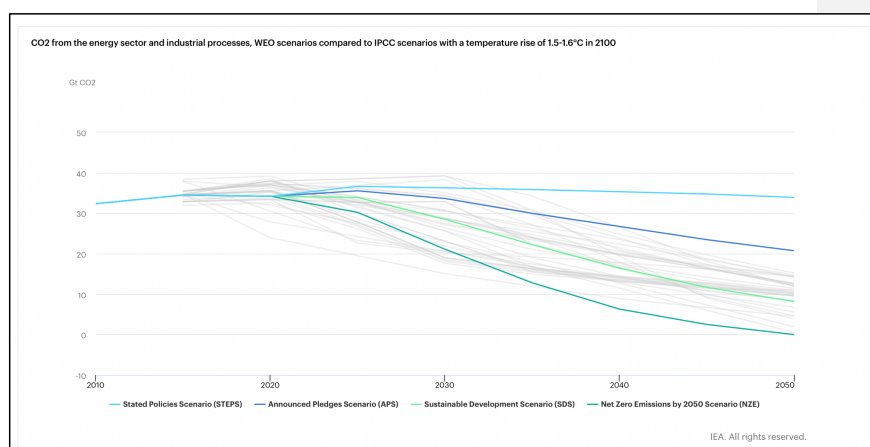
**Los escenarios resaltan la importancia de las políticas gubernamentales para determinar el futuro del sistema energético global:** las decisiones tomadas por los gobiernos son el principal factor diferenciador que explica las variaciones en los resultados entre los distintos escenarios. Sin embargo, también se tiene en cuenta otros elementos e influencias, en particular el contexto económico y demográfico, los costos de la tecnología y el aprendizaje, los precios y la asequibilidad de la energía, los compromisos de sustentabilidad corporativa y los factores sociales y de comportamiento. Sin embargo, aunque los costos en evolución de las tecnologías conocidas se modelan en detalle, no tratan de anticipar los avances tecnológicos (por ejemplo, la fusión nuclear).

En la NZE y la SDS; no hay compensación entre el logro de los objetivos climáticos y el cumplimiento de los objetivos de acceso a la energía y contaminación del aire. Un buen diseño de políticas puede aprovechar las sinergias entre los tres objetivos paralelos de la NZE y SDS. Alcanzar el acceso universal a la energía moderna solo conduce a un pequeño aumento en las emisiones de CO<sub>2</sub> (0,2%), cuyo efecto climático es más que compensado por menores emisiones de metano debido a una reducción en el uso de cocinas tradicionales de biomasa (por ejemplo, a leña). La incorporación de elementos adicionales de la agenda de desarrollo sostenible, como energía y agua, o energía y género, resaltan más sinergias.

La transición a una economía baja en carbono conduce a un sistema energético más eficiente que depende menos de la quema de combustible; esto juega un papel importante en la mejora de la calidad del aire, reduciendo la contaminación del aire tanto en el exterior como en el hogar. En los países donde la reducción



de los impactos de la contaminación del aire en la salud es un problema urgente, las medidas bajas en carbono que reducen la cantidad total de combustibles fósiles que se utilizan, incluidas las medidas de eficiencia energética en el lado de la demanda y un cambio a las energías renovables en el lado de la oferta, son un parte importante de un plan de acción para abordar esos impactos relacionados con la salud.



CO2 proveniente del sector energético y los procesos industriales, WEO escenarios comparados con los escenarios del IPCC con un aumento de temperatura de 1-5-1-6 °C in 2100. (Fuente: IEA)

**El acceso universal a la energía moderna se logra para 2030 en la SDS y en la NZE en línea con el ODS 7.**

Para lograr el objetivo de temperatura, el Acuerdo de París exige que las emisiones alcancen su punto máximo lo antes posible y se reduzcan rápidamente a partir de entonces, lo que lleva a un equilibrio entre las emisiones antropogénicas por las fuentes y las absorciones por los sumideros (es decir, cero emisiones netas) para el año 2050. Estas condiciones todos se encuentran en el NZE.

El Acuerdo de París también deja claro que los objetivos de mitigación del cambio climático deben cumplirse en el contexto del desarrollo sostenible y los esfuerzos para erradicar la pobreza. El NZE y SDS apoyan explícitamente estos esfuerzos de desarrollo más amplios (en contraste con la mayoría de los otros escenarios de descarbonización), en particular a través de sus dimensiones de acceso a la energía y aire más limpio.

En NZE y SDS, un fuerte apoyo político y la cooperación internacional son una parte integral de los planes de recuperación nacionales e internacionales, y esto permite acelerar el progreso en la expansión de los programas de acceso para lograr el acceso universal a la electricidad y la cocina limpia para 2030, a pesar de la desaceleración a corto plazo causada por la crisis de salud y la recesión económica. Lograr el acceso universal para 2030 requiere una inversión anual de \$ 43 mil millones, haciendo un uso completo de las soluciones descentralizadas. Lograr el acceso universal transformará las vidas de cientos de millones y reducirá los graves impactos en la salud de la contaminación del aire interior, causada en su mayoría por el humo de la cocina.

**Los impactos en la salud debido a la contaminación del aire relacionada con la energía pueden reducirse drásticamente.**

Más del 90 % de la población mundial respira aire contaminado a diario, lo que provoca más de 5 millones de muertes prematuras al año. La contaminación del aire también provoca múltiples enfermedades graves, lo que supone una carga adicional para los sistemas de salud que actualmente luchan por hacer frente a la pandemia de Covid-19. Casi 3 millones de muertes prematuras al año son causadas por respirar aire contaminado de fuentes exteriores (contaminación del aire ambiental), y alrededor de 2,5 millones son el resultado de respirar aire contaminado de fuentes domésticas (contaminación del aire doméstico), debido principalmente al uso tradicional de biomasa para calentar y cocinar.

Mientras que STEPS y APS ven un número creciente de muertes prematuras durante la próxima década, NZE conduce a reducciones dramáticas.

**Una década de escenarios de transición energética WEO.**

El World Energy Outlook introdujo un escenario detallado de transición energética en 2009, entonces llamado Escenario 450. El escenario obtuvo su nombre de 450 partes por millón (ppm), la concentración de CO<sub>2</sub> que se consideró en ese momento consistente con un 50% de probabilidad de mantener el aumento de la temperatura global promedio por debajo de 2 °C (suponiendo que las emisiones netas cero se alcanzaron en 2100).

Desde entonces, los objetivos globales han cambiado, el progreso tecnológico ha sido desigual y las emisiones han seguido creciendo. Los NZE se ven muy

diferentes del Escenario 450 propuesto en el WEO-2009, por tres razones principales:

- **Un punto de partida más difícil.** Las emisiones de CO<sub>2</sub> relacionadas con la energía en 2020 alcanzaron las 34 gigatoneladas (Gt), unas 3,4 Gt por encima del nivel establecido en el Escenario 450 para 2020. Esto no solo significa que las emisiones en el NZE deben caer en mayor medida que en el Escenario 450, pero también hay un stock de capital intensivo en carbono más grande que debe administrarse.
- **Mayor ambición.** El Escenario 450 era compatible con alcanzar cero emisiones netas de CO<sub>2</sub> hacia fines de siglo, mientras que NZE tiene como objetivo lograr cero emisiones netas de CO<sub>2</sub> relacionadas con la energía y los procesos industriales para 2050. La trayectoria de emisiones de NZE, combinada con el punto de partida más alto, significa que las emisiones disminuyen en 1 140 millones de toneladas (Mt) anualmente en promedio durante 30 años en comparación con una disminución anual promedio de 400 Mt en el Escenario 450. Además, el NZE también tiene como objetivo minimizar las emisiones de metano del sector energético.
- **Progreso tecnológico desigual.** El NZE depende mucho más de la energía solar y eólica en el sector energético, y menos de la captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS) y nuclear que el Escenario 450. Por ejemplo, en 2030 en el Escenario 450 del informe WEO-2009, la energía nuclear y CCUS generaron alrededor de 7 100 TWh de electricidad, mientras que la energía eólica y solar fotovoltaica generaron 3 600 TWh. En el NZE, estas cifras se invierten con la energía nuclear y CCUS generando 4 200 TWh en 2030, y la energía eólica y solar fotovoltaica generando 15 000 TWh.

#### **ESCENARIO DE EMISIONES NETAS CEROS PARA 2050 (NZE)**

Escenario de cero emisiones netas para 2050 (NZE). Este es un escenario normativo de la AIE que muestra un camino estrecho pero factible para que el sector energético global logre cero emisiones netas de CO<sub>2</sub> para 2050, con economías avanzadas alcanzando cero emisiones netas antes que otros. Este escenario también cumple con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de las Naciones Unidas relacionados con la energía, en particular al lograr el acceso universal a la energía para 2030 y mejoras importantes en la calidad del

aire. Ello es consistente con limitar el aumento de la temperatura global a 1,5 °C sin sobrepaso de temperatura (con un 50% de probabilidad), en línea con las reducciones evaluadas en el IPCC en su Informe Especial sobre el Calentamiento Global de 1,5 °C.

**Hay muchos caminos posibles para lograr cero emisiones netas de CO2 a nivel mundial para 2050 y muchas incertidumbres que podrían afectar cualquiera de ellos; la NZE es, por lo tanto, un camino, no “el camino” hacia las emisiones netas cero.** Mucho depende, por ejemplo, del ritmo de la innovación en tecnologías nuevas y emergentes, la medida en que los ciudadanos puedan o deseen cambiar el comportamiento, la disponibilidad de bioenergía sostenible y el alcance y la eficacia de la colaboración internacional.

**El escenario de cero emisiones netas para 2050 se basa en los siguientes principios:**

- **La adopción de todas las tecnologías disponibles** y las opciones de reducción de emisiones está dictada por los costos, la madurez de la tecnología, las preferencias políticas y las condiciones del mercado y del país.
- **Todos los países cooperan para lograr cero emisiones netas en todo el mundo.** Esto implica que todos los países participen en los esfuerzos para alcanzar el objetivo de cero emisiones netas, trabajando juntos de manera efectiva y mutuamente beneficiosa, y reconociendo las diferentes etapas de desarrollo económico de los países y regiones, y la importancia de garantizar una transición justa.
- **Una transición ordenada en todo el sector energético.** Esto incluye garantizar la **seguridad de los suministros de combustible y electricidad en todo momento**, minimizando los activos bloqueados cuando sea posible y con el objetivo de evitar la volatilidad en los mercados energéticos.

En los últimos años, el sector energético fue responsable de alrededor de las tres cuartas partes de las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero (GEI). Lograr cero emisiones netas de CO2 relacionadas con la energía y los procesos industriales para 2050 en el NZE no depende de la acción en áreas distintas del sector energético, pero limitar el cambio climático sí requiere tal acción. Por lo tanto, también se examinan las reducciones en las emisiones de

CO2 del uso de la tierra, que serían proporcionales a la transformación del sector energético en el NZE.

**La Agencia Internacional de Energía, generó un reporte específico llamado “Net Zero 2050 – A roadmap for the global energy sector” en el mismo se hace un análisis en profundidad de cómo podría evolucionar el sector energético teniendo en cuenta los compromisos relacionados con el cambio climático. A continuación, analizaremos algunos de los principales puntos de ese reporte, ya que este modelado puede explicar los cambios en las estrategias de las Compañías Internacionales de petróleo y gas que analizaremos en el próximo capítulo.**

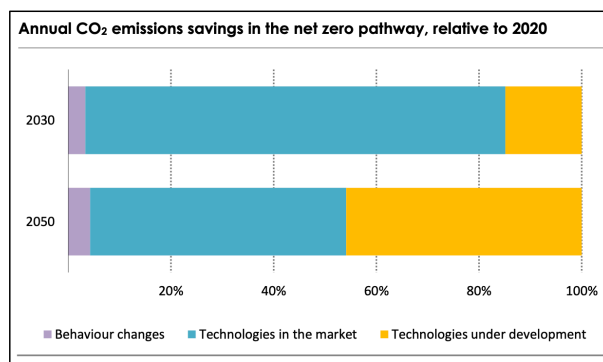
En el camino de emisiones netas cero presentado en este informe, la economía mundial en 2030 es un 40 % más grande que la actual, pero utiliza un 7 % menos de energía. Un gran impulso mundial para aumentar la eficiencia energética es una parte esencial de estos esfuerzos, lo que resulta en una tasa anual de mejoras en la intensidad energética de un promedio del 4 % para 2030, aproximadamente tres veces la tasa promedio alcanzada en las últimas dos décadas. Las reducciones de emisiones del sector energético no se limitan al CO2: en nuestro camino, las emisiones de metano del suministro de combustibles fósiles se reducen en un 75 % durante los próximos diez años como resultado de un esfuerzo global y concertado para implementar todas las medidas y tecnologías de reducción disponibles.

Las tecnologías de energía renovable cada vez más baratas le dan a la electricidad una ventaja en la carrera hacia la carbono neutralidad. Se necesita rápidamente aumentar la producción de energía solar y eólica esta década, alcanzando adiciones anuales de 630 gigavatios (GW) de energía solar fotovoltaica (PV) y 390 GW de energía eólica para 2030, cuatro veces los niveles récord establecidos en 2020. La energía hidroeléctrica y la nuclear, las dos mayores fuentes de electricidad baja en carbono en la actualidad brindan una base esencial para las transiciones. A medida que el sector de la electricidad se vuelve más limpio, la electrificación emerge como una herramienta crucial en toda la economía para reducir las emisiones. Los vehículos eléctricos (EV) pasan de alrededor del 5% de las ventas mundiales de automóviles a más del 60% para 2030.

Las mayores oportunidades de innovación se refieren a baterías avanzadas, electrolizadores de hidrógeno y captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>. Juntas, estas tres áreas tecnológicas hacen contribuciones vitales a la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> entre 2030 y 2050. La innovación durante los próximos diez años, no solo a través de la investigación y el desarrollo (I+D) y la demostración, sino también a través del despliegue, debe ir acompañada de la construcción a gran escala de la infraestructura que necesitarán las tecnologías. Esto incluye nuevas tuberías para transportar las emisiones de CO<sub>2</sub> capturadas y sistemas para mover el hidrógeno alrededor y entre puertos y zonas industriales.

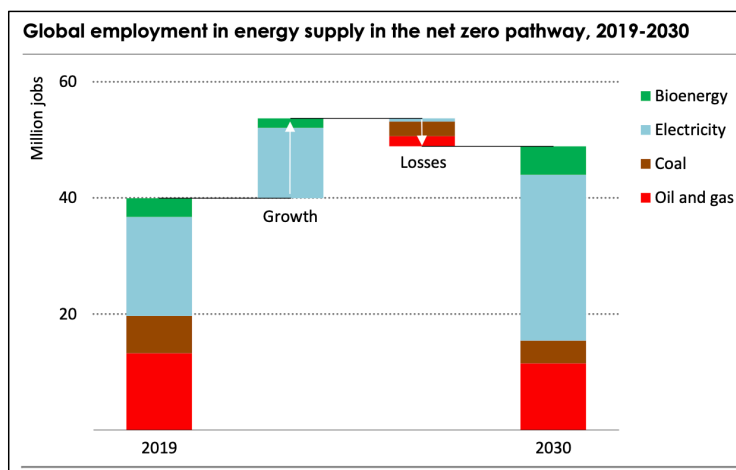
No se puede lograr una transición de la escala y la velocidad descrita en el *roadmap* sin el apoyo sostenido y la participación de los ciudadanos.

Los cambios afectarán múltiples aspectos de la vida de las personas, desde el transporte, la calefacción y la cocina hasta la planificación urbana y el empleo. El reporte estima que alrededor del 55% de las reducciones de emisiones acumuladas están vinculadas a las elecciones de los consumidores, como comprar un vehículo eléctrico, modernizar una casa con tecnologías de eficiencia energética o instalar una bomba de calor. Los cambios de comportamiento, particularmente en las economías avanzadas, como reemplazar los viajes en automóvil por caminar, andar en bicicleta o en transporte público, o renunciar a un vuelo de larga distancia, también **proporcionan alrededor del 4%** de las reducciones acumuladas de emisiones.



**Los empleos de energía limpia crecerán con fuerza, pero deben distribuirse ampliamente.** Las transiciones energéticas deben tener en cuenta los impactos sociales y económicos en las personas y las comunidades, y tratar a las personas como participantes activos.

La transición a cero neto trae nuevas oportunidades sustanciales de empleo, con 14 millones de empleos creados para 2030 en el *roadmap* gracias a nuevas actividades e inversiones en energía limpia. El gasto en electrodomésticos más eficientes, vehículos eléctricos y de celdas de combustible, y modernización de edificios y construcción energéticamente eficiente requeriría, acorde al reporte, de otros 16 millones de trabajadores. Pero estas oportunidades a menudo se encuentran en diferentes lugares o requerirán de un conjunto de habilidades que ya no serán necesarias a medida que disminuyan los combustibles fósiles. En el escenario NZE, se pierden alrededor de 5 millones de puestos de trabajo. La mayoría de esos trabajos están ubicados cerca de los recursos de combustibles fósiles y muchos están bien pagados, lo que significa que los cambios estructurales pueden causar impactos en las comunidades que persisten en el tiempo. Esto requiere una cuidadosa atención política para abordar el problema del empleo. Será vital minimizar las dificultades asociadas con estas interrupciones, como volver a capacitar a los trabajadores, ubicar nuevas instalaciones de energía limpia en áreas muy afectadas siempre que sea posible y brindar ayuda regional.



*Evolución del empleo global en el sector energético en el NZE*

**El punto más importante del reporte tiene que ver con la evolución de la industria hidrocarburífera. Acorde al roadmap planteado, no hay necesidad de invertir en nuevos proyectos de petróleo y gas y tampoco mineros, a partir de 2021.** El enfoque inquebrantable de la política sobre el cambio climático en el camino de cero neto da como resultado una fuerte disminución en la demanda de combustibles fósiles, lo que significa que el enfoque para los productores de petróleo y gas cambia por completo a la producción, y la reducción de emisiones, a partir de la operación de los activos existentes. La demanda constante de carbón se reduce en un 98 % a poco menos del 1 % del uso total de energía en 2050. **La demanda de gas se reduce en un 55 % a 1.750.000 millones de m3 y la de petróleo se reduce en un 75 % a 24 millones de barriles por día, de alrededor de 90 mb/d en 2020.**

En promedio, **la demanda de petróleo en NZE cae más del 4 % por año entre 2020 y 2050.** Si todas las inversiones de capital en los campos de producción de petróleo cesaran de inmediato, esto conduciría a una pérdida de más del 8 % del suministro cada año. Si la inversión continuara en los campos de producción, pero no se desarrollarán nuevos campos, entonces la pérdida anual promedio de suministro sería de alrededor del 4,5%. La diferencia la compensan los campos que ya están aprobados para su desarrollo.

**Entre 2020 y 2050, el gas natural como el GNL cae un 60% y el comercio por gasoducto cae un 65%.** Durante la década de 2030, la demanda mundial de gas natural disminuirá en más de un 5 % por año en promedio, lo que significa que algunos campos pueden cerrarse prematura o temporalmente. La disminución de la demanda de gas natural se ralentiza después de 2040, y más de la mitad del uso de gas natural a nivel mundial en 2050 es para producir hidrógeno en instalaciones con CCUS. El gran nivel de hidrógeno, también producido mediante electrólisis, y biometano en el NZE, significa que la disminución del total de combustibles gaseosos es más moderada que la disminución del gas natural. Esto tiene implicaciones importantes para el futuro de la industria del gas.

La contracción de la producción de petróleo y gas natural tendrá implicaciones de gran alcance para todos los países y empresas que producen estos combustibles. No se necesitan nuevos yacimientos de petróleo y gas natural en el escenario, y los suministros de petróleo y gas natural se concentran cada vez más en un pequeño número de productores de bajo costo. En el caso del



petróleo, la participación de la OPEP en una oferta mundial de petróleo muy reducida aumenta de alrededor del 37 % en los últimos años al 52 % en 2050, un nivel más alto que en cualquier otro momento de la historia de los mercados petroleros. Sin embargo, el ingreso anual per cápita del petróleo y el gas natural en las economías productoras cae alrededor de un 75 %, de USD 1.800 en los últimos años a USD 450 en la década de 2030, lo que podría tener repercusiones sociales.

La generación de electricidad limpia, la infraestructura de red y los sectores de uso final son áreas clave para una mayor inversión. La infraestructura y las tecnologías habilitadoras son vitales para transformar el sistema energético. La inversión anual en redes de transmisión y distribución se expande de USD 260.000 millones en la actualidad a USD 820.000 millones en 2030. El número de puntos de carga públicos para vehículos eléctricos aumenta de alrededor de 1 millón en la actualidad a 40 millones en 2030, lo que requiere una inversión anual de casi USD 90 000 millones en 2030. La producción anual de baterías para vehículos eléctricos crece de 160 gigavatios hora (GWh) hoy, a 6 600 GWh en 2030. El despliegue requerido de hidrógeno y CCUS después de 2030 significa sentar las bases ahora: la inversión anual en tuberías de CO<sub>2</sub> e infraestructura que permite el hidrógeno aumenta de USD 1 mil millones en la actualidad a alrededor de USD 40 mil millones en 2030.

En cuanto a los precios de la energía, las proyecciones de los precios futuros están inevitablemente sujetos a un alto grado de incertidumbre. En los escenarios de la IEA, están diseñados para mantener un equilibrio entre la oferta y la demanda. La rápida caída en la demanda de petróleo y gas natural en la NZE significa que no se requiere exploración de combustibles fósiles y no se requieren nuevos campos de petróleo y gas natural más allá de los que ya han sido aprobados para su desarrollo. Tampoco se requieren nuevas minas de carbón ni ampliaciones de minas. Los precios se fijan cada vez más por los costos operativos del proyecto marginal requerido para satisfacer la demanda, y esto da como resultado precios de combustibles fósiles significativamente más bajos que en los últimos años. El precio del petróleo cae a alrededor de USD 35/barril para 2030 y luego desciende lentamente hacia USD 25/barril en 2050.

**Table 2.1 ▶ Fossil fuel prices in the NZE**

Real terms (USD 2019)	2010	2020	2030	2040	2050
<b>IEA crude oil (USD/barrel)</b>	91	37	35	28	24
<b>Natural gas (USD/MBtu)</b>					
United States	5.1	2.1	1.9	2.0	2.0
European Union	8.7	2.0	3.8	3.8	3.5
China	7.8	5.7	5.2	4.8	4.6
Japan	12.9	5.7	4.4	4.2	4.1
<b>Steam coal (USD/tonne)</b>					
United States	60	45	24	24	22
European Union	108	56	51	48	43
Japan	125	75	57	53	49
Coastal China	135	81	60	54	50

Notes: MBtu = million British thermal units. The IEA crude oil prices are a weighted average import price among IEA member countries. Natural gas prices are weighted averages expressed on a gross calorific-value basis. US natural gas prices reflect the wholesale price prevailing on the domestic market. The European Union and China gas prices reflect a balance of pipeline and liquefied natural gas (LNG) imports, while Japan gas prices solely reflect LNG imports. LNG prices used are those at the customs border, prior to regasification. Steam coal prices are weighted averages adjusted to 6 000 kilocalories per kilogramme. US steam coal prices reflect mine-mouth price plus transport and handling cost. Coastal China steam coal price reflects a balance of imports and domestic sales, while the European Union and Japanese steam coal prices are solely for imports.

*Precio de los combustibles fósiles en el NZE*

**Las economías productoras podrían buscar enfoques alternativos. Frente a la rápida caída de la demanda de petróleo y gas, podrían, por ejemplo, optar por aumentar la producción para captar una parte aún mayor del mercado.** En este caso, la combinación de una caída de la demanda y una mayor disponibilidad de petróleo de bajo costo indudablemente conduciría a precios aún más bajos, y probablemente mucho más volátiles. En la práctica, las opciones abiertas a determinados países productores dependerían de su resiliencia a los precios más bajos del petróleo y de la medida en que se hayan desarrollado los mercados de exportación para los combustibles de bajas emisiones que podrían producirse a partir de sus recursos naturales.

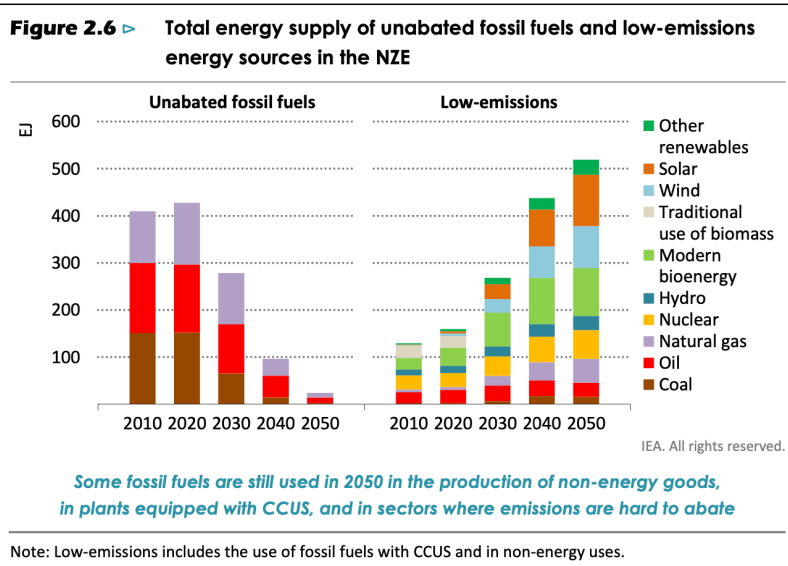
**A pesar de la baja en el consumo de combustibles fósiles, todavía forman parte de la matriz para 2050.** Esto se produce por tres razones:

**-Uso con fines no energéticos:** más del 30 % del uso total de combustibles fósiles en 2050 en el NZE, incluido el 70 % del uso de petróleo, corresponde a aplicaciones en las que los combustibles no se queman y, por lo tanto, no generan emisiones directas de CO<sub>2</sub>. Los ejemplos incluyen el uso como materias primas químicas y en lubricantes, ceras de parafina y asfalto. Hay grandes esfuerzos para limitar el uso de combustibles fósiles en estas aplicaciones en NZE, por ejemplo, las tasas globales de recolección de plástico para reciclaje aumentan del 15 % en 2020 al 55 % en 2050, pero el uso de

combustibles fósiles en aplicaciones no energéticas sigue aumentando ligeramente hasta 2050.

**-Uso con CCUS:** alrededor de la mitad del uso de combustibles fósiles en 2050 es en plantas equipadas con CCUS (alrededor de 3,5 Gt de emisiones de CO<sub>2</sub> se capturan de combustibles fósiles en 2050). Alrededor de 925 bcm de gas natural se convierten en hidrógeno con CCUS. Además, alrededor de 470 Mtce de carbón y 225 bcm de gas natural se utilizan con CCUS en los sectores eléctrico e industrial, principalmente para extender la operación de instalaciones jóvenes y reducir los activos bloqueados.

**-Uso en sectores donde las opciones tecnológicas son escasas:** el 20% restante del uso de combustibles fósiles en 2050 en el NZE se encuentra en sectores donde la eliminación completa de las emisiones es particularmente desafiante. En su mayoría, esto es petróleo, ya que continúa alimentando la aviación en particular. Una pequeña cantidad de carbón y gas natural sin disminuir se utiliza en la industria y en la producción de energía. El uso incesante de combustibles fósiles genera alrededor de 1,7 Gt de emisiones de CO<sub>2</sub> en 2050, que se compensan por completo con BECCS y DACCS.



En cuanto a las emisiones de las cadenas de suministro de carbón, petróleo y gas natural, caen drásticamente en el NZE. La intensidad media global de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) de la producción de petróleo en la actualidad es de poco menos de 100 kilogramos de dióxido de carbono equivalente (kg CO<sub>2</sub>-eq) por barril. Sin cambios, una gran proporción de la producción mundial se volvería antieconómica, ya que los precios del CO<sub>2</sub> se aplican a las cadenas de valor completas de los combustibles fósiles. Por ejemplo, para 2030, el precio del CO<sub>2</sub> en las economías avanzadas de NZE es de USD 100 por tonelada de CO<sub>2</sub> (tCO<sub>2</sub>), lo que agregaría USD 10 al costo de producción de cada barril al nivel promedio actual de intensidad de emisiones.

El metano constituye alrededor del 60% de las emisiones de las cadenas de suministro de carbón y gas natural y alrededor del 35% de las emisiones de la cadena de suministro de petróleo. En el NZE, las emisiones totales de metano de los combustibles fósiles se reducen en alrededor de un 75 % entre 2020 y 2030, lo que equivale a una reducción de 2,5 gigatoneladas de dióxido de carbono equivalente (Gt CO<sub>2</sub>-eq) en las emisiones de GEI. Alrededor de un tercio de esta disminución es el resultado de una reducción general en el consumo de combustibles fósiles, pero la mayor parte proviene de un gran aumento en el despliegue de medidas y tecnologías de reducción de emisiones, lo que conduce a la eliminación de todas las emisiones de metano técnicamente evitables por 2030.

**Las acciones para reducir la intensidad de las emisiones de las operaciones de petróleo y gas existentes en el NZE conducen a:** el fin de todas las quemas; el uso de CCUS con fuentes centralizadas de emisiones (incluso para capturar fuentes naturales de CO<sub>2</sub> que a menudo se extraen con gas natural); y electrificación significativa de las operaciones upstream (a menudo haciendo uso de fuentes de energía renovable fuera de la red).

**La industria del petróleo y el gas es muy diversa, y varias empresas podrían seguir estrategias muy diferentes en la transición a emisiones netas cero.**

Sin embargo, minimizar las emisiones de las operaciones centrales de petróleo y gas debería ser una prioridad de primer orden para todas las compañías de petróleo y gas, acorde al reporte. Los productores que pueden demostrar una acción fuerte y efectiva para reducir las emisiones pueden argumentar de manera creíble que sus recursos de petróleo y gas deben preferirse a las opciones de emisiones más altas.

Algunas empresas de petróleo y gas pueden optar por convertirse en "empresas de energía" centradas en tecnologías y combustibles de bajas emisiones, incluida la electricidad renovable, la distribución de electricidad, la carga de vehículos eléctricos y las baterías. Varias tecnologías que son fundamentales para lograr emisiones netas cero, como CCUS, hidrógeno, bioenergía y energía eólica marina, parecen especialmente adecuadas para algunas de las habilidades, competencias y recursos existentes de las empresas de petróleo y gas.

- **Captura, utilización y almacenamiento de carbono:** La industria del petróleo y el gas ya es líder mundial en el desarrollo y despliegue de CCUS. De los 40 millones de toneladas (Mt) de CO<sub>2</sub> capturados hoy en instalaciones a gran escala, alrededor de las tres cuartas partes provienen de operaciones de petróleo y gas, que a menudo producen flujos concentrados de CO<sub>2</sub> que son relativamente fáciles y rentables de capturar. La industria del petróleo y el gas también tiene las habilidades y capacidades de ingeniería, oleoductos, subsuelo y gestión de proyectos a gran escala para manejar grandes volúmenes de CO<sub>2</sub> y ayudar a ampliar el despliegue de CCUS.
- **Hidrógeno de bajas emisiones y combustibles a base de hidrógeno:** las empresas de petróleo y gas podrían contribuir al desarrollo y despliegue de hidrógeno de bajas emisiones de varias maneras. Casi el 40 % de la producción de hidrógeno en 2050 en el NZE proviene del gas natural en instalaciones equipadas con CCUS, lo que brinda una oportunidad importante para que las empresas y los países utilicen sus recursos de gas natural de manera coherente con las emisiones netas cero. De la producción total de 530 Mt de hidrógeno en 2050, alrededor del 30 % se procesa en amoníaco y combustibles sintéticos (equivalente a alrededor de 7,5 mboe/d). Los procesos de transformación involucrados tienen muchas sinergias potenciales con las habilidades y equipos utilizados en el procesamiento y refinación de petróleo y gas. Las empresas de petróleo y gas también tienen una larga experiencia en el transporte de líquidos y gases por oleoductos y barcos.

- **Biocombustibles avanzados y biometano:** La producción de biocombustibles avanzados crece sustancialmente en el NZE, pero esto depende de manera crítica de la innovación tecnológica continua. Muchas empresas de petróleo y gas tienen programas activos de I+D en estas áreas y podrían convertirse en productores líderes. El biometano, una alternativa de bajas emisiones al gas natural, se puede producir en grandes instalaciones centralizadas, lo que podría encajar bien con el conocimiento y la experiencia técnica de los productores de gas existentes.
- **Eólica marina:** alrededor del 40 % de los costos de por vida de un proyecto eólico marino estándar involucran sinergias significativas con el sector de petróleo y gas en alta mar. La industria del petróleo y el gas tiene una experiencia considerable de trabajo en ubicaciones en alta mar, lo que podría ser valioso en la construcción de cimientos y estructuras submarinas para parques eólicos en alta mar, especialmente cuando se utilizan embarcaciones durante la instalación y operación. La experiencia de mantener los estándares de seguridad en las empresas de petróleo y gas también podría ser útil durante el mantenimiento y la inspección de los parques eólicos marinos una vez que estén en funcionamiento.

Las empresas de petróleo y gas están bien situadas para acelerar el ritmo de desarrollo y despliegue de estas tecnologías y obtener una ventaja comercial sobre otras empresas. En el NZE, la inversión en tecnologías de bajas emisiones adaptadas a las habilidades y la experiencia de las empresas de petróleo y gas supera la de las operaciones tradicionales de petróleo y gas para 2030. El gasto de capital total en estas tecnologías y en las operaciones tradicionales de petróleo y gas tiene un promedio de USD 650.000 millones por año.

No todas las empresas de petróleo y gas optarán por seguir una estrategia de diversificación hacia otros tipos de energía. Por ejemplo, está lejos de ser seguro que los propietarios estatales les cobren a las compañías petroleras nacionales (NOCs) que diversifiquen y desarrollen fuentes de energía de bajas emisiones fuera de su área principal de actividad; otras empresas pueden decidir simplemente concentrarse en el suministro de petróleo y gas natural de la manera más limpia y eficiente posible, y devolver los ingresos a los accionistas. Sin embargo, lo que está claro es que ninguna compañía de petróleo y gas no

se vería afectada por la NZE y que todas las partes de la industria deben decidir cómo responder.

**El último punto analizado del reporte tiene que ver con los ingresos fiscales provenientes de la industria del petróleo y el gas.** La caída en el consumo de combustibles fósiles requerido para llegar a emisiones netas cero resultaría en la pérdida de una gran cantidad de ingresos fiscales en muchos países, dado que los combustibles, como los combustibles para transporte a base de petróleo y el gas natural, a menudo están sujetos a altos impuestos. En los últimos años, los impuestos relacionados con la energía representaron alrededor del 4 % de los ingresos fiscales totales del gobierno en las economías avanzadas en promedio y el 3,5 % en las economías de mercados emergentes y en desarrollo, pero representaron hasta el 10 % en algunos países (OCDE, 2020).

**Los ingresos fiscales por las ventas minoristas de petróleo y gas natural caen cerca de un 90 % entre 2020 y 2050 en NZE.** Es probable que los gobiernos necesiten depender de alguna combinación de otros ingresos fiscales y reformas del gasto público para compensar. Algunas medidas fiscales centradas en el sector energético podrían ser útiles. Sin embargo, tales impuestos deberían diseñarse cuidadosamente para minimizar su impacto en los hogares de bajos ingresos, ya que los hogares más pobres gastan un mayor porcentaje de sus ingresos disponibles en electricidad y calefacción. Las opciones para los impuestos relacionados con la energía incluyen:

- **Precios del CO<sub>2</sub>:** estos se introducen en todas las regiones del NZE, aunque a diferentes niveles para los países y sectores, lo que proporciona fuentes de ingresos adicionales. La reducción de los impuestos especiales sobre el petróleo y el gas natural se ve más que compensada en los próximos 15 años por los mayores ingresos de los precios del CO<sub>2</sub> relacionados con estos combustibles pagados por los usuarios finales y otros sectores, pero estos también caen a medida que el sistema energético global avanza hacia el cero neto.
- **Tarifas viales y cargos por congestión:** estos tendrían el beneficio adicional de desalentar la conducción y alentar el cambio a otros modos de transporte menos intensivos en carbono.

- **Aumento de la fiscalidad de la electricidad:** impuestos más altos sobre todas las ventas de electricidad podrían generar ingresos sustanciales, especialmente porque los grandes aumentos en el precio a menudo tienen poco efecto sobre el consumo. Sin embargo, esto podría ser contraproducente, ya que reduciría la rentabilidad tanto de los vehículos eléctricos como de las bombas de calor, lo que podría retrasar su adopción, aunque este riesgo podría mitigarse con la introducción de precios de CO<sub>2</sub>.

Actualmente, el gas natural está menos gravado que los combustibles de transporte en la mayoría de los países. Introducir y aumentar los precios del CO<sub>2</sub> para el gas natural utilizado en los edificios, principalmente para calefacción, aceleraría las mejoras de eficiencia energética y aumentaría los ingresos del gobierno, aunque se necesitaría cuidado para evitar un impacto desproporcionado en los hogares de bajos ingresos. Gravar el gas natural utilizado en la industria mejoraría la competitividad de los combustibles y tecnologías menos intensivos en carbono como el hidrógeno, pero correría el riesgo de socavar la competitividad internacional de los sectores intensivos en energía y la fuga de carbono en ausencia de una acción global coordinada o ajustes fronterizos del impuesto al carbono. (Net Zero 2050, A roadmap for the global energy sector – IEA)

#### **ESCENARIO DE PROMESAS ANUNCIADAS (APS)**

El escenario de promesas anunciadas presentado en 2021 tiene como objetivo mostrar en qué medida las ambiciones y los objetivos anunciados, incluidos los más recientes, están en el camino para lograr las reducciones de emisiones necesarias para lograr cero emisiones netas para 2050. Incluye todos los anuncios nacionales importantes recientes de Objetivos para 2030 y cero neto a más largo plazo y otros compromisos, independientemente de si estos se han anclado en la legislación de implementación o en las NDC (*Nationally Determined Contribution for Paris Agreement*) actualizadas. En el APS, los países implementan completamente sus objetivos nacionales para 2030 y 2050, y la perspectiva para los exportadores de combustibles fósiles y combustibles de bajas emisiones como el hidrógeno está determinada por lo que significa la implementación total para la demanda global.



La forma en que se supone que se implementarán estos compromisos en el APS tiene implicaciones importantes para el sistema energético. Un compromiso de cero neto para todas las emisiones de GEI no significa necesariamente que las emisiones de CO<sub>2</sub> del sector energético deban alcanzar el cero neto. Por ejemplo, los planes de cero emisiones netas de un país pueden prever que algunas emisiones restantes relacionadas con la energía se compensen mediante la absorción de emisiones de la agricultura o el uso de la tierra. No es posible saber exactamente cómo se implementarán los compromisos de cero emisiones netas, pero el diseño del APS, en particular con respecto a los detalles de la ruta del sistema energético, ha sido informado por las rutas que varios organismos nacionales han desarrollado para apoyar compromisos netos cero. Se supone que las políticas en los países que aún no han hecho un compromiso de cero neto son las mismas que en STEPS. Los supuestos no normativos, incluidos el crecimiento demográfico y económico, son los mismos que en STEPS. (Announced Pledges Scenario – IEA)

#### **ESCENARIO DE POLÍTICAS ESTABLECIDAS (STEPS)**

STEPS proporciona un punto de referencia más conservador para el futuro, porque no da por sentado que los gobiernos alcanzarán todos los objetivos anunciados. En cambio, requiere una mirada más granular, sector por sector, de lo que realmente se ha implementado para alcanzar estos y otros objetivos relacionados con la energía, teniendo en cuenta no solo las políticas y medidas existentes, sino también las que están en desarrollo. Por ejemplo, el nuevo paquete de medidas "Fit for 55" anunciado por la Comisión Europea en julio de 2021 proporciona las bases detalladas para que la Unión Europea alcance su nuevo objetivo de reducción de emisiones para 2030 (una reducción del 55 % en las emisiones para 2030 en comparación con los niveles de 1990), y esto es suficiente para acercar la trayectoria de la UE a corto plazo en STEPS a la de APS. STEPS explora hacia dónde podría ir el sistema energético sin una dirección adicional importante de los responsables políticos. Al igual que con el APS, no está diseñado para lograr un resultado en particular.

Las políticas evaluadas en el Escenario de Políticas Declaradas cubren un amplio espectro. Estos incluyen contribuciones determinadas a nivel nacional en virtud del Acuerdo de París, pero mucho más. En la práctica, el esfuerzo de modelado de abajo hacia arriba en este escenario requiere muchos detalles a nivel sectorial, incluidas las políticas de precios, los estándares y esquemas de

eficiencia, los programas de electrificación y los proyectos de infraestructura específicos. Para *World Energy Outlook 2021*, el escenario tiene en cuenta las políticas y las medidas de implementación que afectan a los mercados energéticos que se habían adoptado a mediados de 2021, junto con las propuestas de políticas relevantes, aunque aún no se han tomado las medidas específicas necesarias para ponerlas en práctica. completamente desarrollado.

Los tipos de anuncios realizados por los gobiernos incluyen algunos objetivos de gran alcance, incluidas las aspiraciones de lograr el acceso total a la energía en unos pocos años, reformar los regímenes de precios y, más recientemente, alcanzar cero emisiones netas en algunos países y sectores. Al igual que con todas las políticas consideradas en el Escenario de Políticas Declaradas, estas ambiciones no se incorporan automáticamente en el escenario: no se puede dar por sentada la implementación total, por lo que las perspectivas y el momento para su realización se basan en nuestra evaluación de las políticas de mercado, regulatorias relevantes de los países, infraestructura y circunstancias financieras.

Cuando las políticas tienen un límite de tiempo, generalmente se supone que serán reemplazadas por medidas de intensidad similar, pero no asumimos un fortalecimiento o debilitamiento futuro de la acción política futura, excepto cuando ya existe evidencia específica de lo contrario.

STEPS muestra que, en conjunto, los compromisos actuales de los países son suficientes para marcar una diferencia significativa. Sin embargo, aún existe una gran brecha entre las proyecciones del Escenario de Políticas Declaradas y la trayectoria de los otros tres escenarios. (Stated Policies Scenario – IEA)

### **ESCENARIO DE DESARROLLO SOSTENIBLE (SDS)**

Un escenario adicional al que se hace referencia en WEO-2021 es el Escenario de Desarrollo Sostenible (SDS). Como vía “muy por debajo de los 2 °C”, la SDS representa una puerta de entrada a los resultados previstos en el Acuerdo de París. Al igual que la NZE, la SDS se basa en un aumento de las políticas de energía limpia y la inversión que encamina al sistema energético hacia los ODS clave. En este escenario, todas las promesas actuales de cero emisiones netas se logran en su totalidad y hay grandes esfuerzos para lograr reducciones de emisiones a corto plazo; las economías avanzadas alcanzan cero emisiones

netas para 2050, China alrededor de 2060 y todos los demás países para 2070 a más tardar. Sin asumir emisiones negativas netas, este escenario es consistente con limitar el aumento de la temperatura global a 1,65 °C (con una probabilidad del 50 %). Con cierto nivel de emisiones negativas netas después de 2070, el aumento de temperatura podría reducirse a 1,5 °C en 2100.

Desde WEO-2020, el SDS también integra los paquetes de estímulo necesarios para una recuperación global sostenible de Covid-19. Por lo tanto, las inversiones en el período 2021-2023 están alineadas con la recuperación sostenible que se describe en el informe especial *World Energy Outlook*. Para permitir una comparación significativa de los impulsores energéticos y los resultados entre los escenarios, los supuestos subyacentes sobre la salud pública y el crecimiento económico en la SDS son los mismos que en STEPS. (Sustainable Development Scenario – IEA)

## **B) EMPRESAS INTERNACIONALES. PROYECTOS, COMPROMISOS Y PLANES DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA**

**La industria del petróleo y el gas enfrenta demandas cada vez mayores de diferentes grupos de interés que les exigen explicar cómo van a contribuir para reducir las emisiones GEI y alcanzar los objetivos del Acuerdo de París.** Las crecientes presiones sociales y ambientales sobre muchas empresas de petróleo y gas plantean preguntas complejas sobre el papel de estos combustibles en una economía energética cambiante y la posición de estas empresas en las sociedades en las que operan. No hace más de una década atrás, el mundo estaba preocupado por el “pico de petróleo”, es decir porque se agote toda la disponibilidad de este recurso. El foco cambió a “pico de demanda”: por cuánto tiempo seguirá creciendo la demanda de petróleo y cuándo empezará a caer (Yergin, 2021)

Los principales inversores y accionistas de las empresas de petróleo y gas también buscan cambios en las carteras de inversión de las empresas, lo que refleja el creciente interés, la presión social, el entorno de políticas públicas y la creciente competitividad de las tecnologías renovables. Para muchas empresas (como Shell y BP), los objetivos para reducir las emisiones de carbono han sido en parte el resultado de la presión de los administradores de activos que exigen a las empresas que reconozcan los impactos financieros del cambio climático en sus operaciones, y como un medio para estimar con precisión el largo plazo de una empresa. -valor a término (Mooney, 2020). Las expectativas de los accionistas e inversores han cambiado en el

debate sobre el cambio climático, con crecientes llamados a la reducción de las emisiones de carbono, así como compromisos de inversión en energías renovables.

Las compañías petroleras deberían permitirse esta presión de los accionistas e inversores por actividades comerciales más ecológicas y demostrar que estas actividades se están volviendo más sostenibles en la transición energética que se avecina. Las empresas tienen una cartera de opciones para elegir, lo que les permitiría reinventarse fundamentalmente fortaleciendo aún más sus compromisos y creando una visión a largo plazo más convincente para inversiones en tecnologías limpias y energías renovables. Esto crearía fuertes múltiplos de precio-beneficio, y atraería a los inversores y complacería a los accionistas, todos elementos importantes para una diferenciación competitiva y exitosa. (Thomson y Fitz, 2020).

En general, la confianza de los accionistas es esencial para que la industria siga siendo una inversión atractiva y confiable a largo plazo, y estos cambios decisivos hacia la energía baja en carbono son vitales para ayudar a las compañías petroleras a encontrar su lugar como las compañías energéticas del futuro.

La pregunta central, en un contexto de aumento de las emisiones de GEI, es relativamente simple: ¿las actuales empresas de petróleo y gas deben verse solo como parte del problema, o también podrían ser cruciales para resolverlo?

La respuesta a esta pregunta fue analizada por la Agencia Internacional de Energía en su reporte "*The Oil and Gas Industry in Energy Transition*". En el mismo aclara que cada Compañía puede adoptar diferentes estrategias y que no hay un solo camino concreto para cumplirlas, pero sí analiza los diferentes riesgos que existen y la amplitud de opciones y respuestas que hay para afrontarlos. El análisis en este reporte se basó en las tres premisas que abordamos anteriormente:

1. Creciente demanda de servicios energéticos por un incremento de la población demográfica.
2. El petróleo y el gas juegan un rol crítico en la matriz energética y en la economía.
3. El imperativo de que es necesario reducir las emisiones provenientes del sector energético en línea con las metas ambientales internacionales.

Sobre la base de estas tres premisas, que a primera vista parecen contradictorias entre sí, las Compañías tienen que adaptar y desarrollar nuevas

estrategias para afrontarlo. Deben balancear el retorno a corto plazo con la licencia social que necesitan para operar a largo plazo.

Existen diversas opiniones sobre el rol que deben cumplir las empresas de petróleo y gas para poder hacer frente a estas nuevas demandas. Algunas posiciones ambientalmente más extremas sostienen que las empresas de petróleo y gas directamente deberían dejar de operar y los países deberían prohibir sus operaciones. Otros consideran que deberían migrar rápidamente el negocio del petróleo y el gas a energías renovables y transformarse en empresas de energía. Hay un tercer grupo que cree que las empresas de petróleo y gas son las únicas que tienen la posibilidad de generar y financiar un cambio y proveer las soluciones ambientales y climáticas necesarias. Consideran que por muchos años el petróleo y el gas van a ser una parte esencial de la matriz energética del mundo y que por lo tanto tienen que seguir produciendo petróleo y gas, pero transformar ambientalmente la manera en que lo hicieron hasta ahora.

En el documento de IRENA (Agencia Internacional de Energía Renovable) titulado "*Empresas Internacionales de Energía y la Transición Energética*", sintetizan diferentes líneas de acción que actualmente adoptan las compañías petroleras.

Algunas empresas de Oil & Gas han continuado con sus negocios habituales y están fortaleciendo sus estrategias actuales de extracción de petróleo para maximizar las ganancias. En segundo lugar, otras compañías petroleras se han pasado a fuentes bajas en carbono, como el gas natural, el hidrógeno azul y los biocombustibles. Cambiar de petróleo a gas daría como resultado menos emisiones de gases de efecto invernadero y una mayor eficiencia, mientras que los biocombustibles ya se están utilizando en gran medida (mezclados con gasolina y diésel), pero plantean preocupaciones sobre los efectos en la biodiversidad y el uso competitivo de la tierra.

Algunas compañías petroleras ya están utilizando la captura y el almacenamiento de carbono (CCS) para mejorar la recuperación de petróleo, y están convirtiendo el gas natural en hidrógeno y capturando el CO<sub>2</sub> liberado para producir un combustible valioso que podría usarse en calefacción doméstica, industria y, finalmente, barcos y aviones (Molinos, 2019). Finalmente, otras compañías petroleras están, con diferentes grados de intensidad y compromiso, haciendo la transición a las energías renovables y tecnologías relacionadas, como la solar, la eólica, los vehículos eléctricos y el hidrógeno verde.

También es interesante analizar el enfoque hacia la transición que adoptaron las empresas NOCs<sup>5</sup>. Las compañías petroleras nacionales son los principales productores de petróleo de propiedad estatal que son administrados directamente por los gobiernos; representan más del 85% de la producción mundial de petróleo e incluyen empresas como Saudi Aramco, Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC), Petrobras de Brasil, Sinopec de China, Petronas de Malasia y el caso de YPF en Argentina.

La actitud de las empresas petroleras nacionales hacia la transición energética depende y está sujeta a diversos factores, como el tamaño de sus mercados (es decir, en gran parte nacionales o principalmente exportadores), las estructuras de gobernanza, el financiamiento de los subsidios a los combustibles, así como las características institucionales de sus países de origen (estabilidad política, calidad regulatoria, etc.). Sin embargo, al igual que las compañías petroleras internacionales, las compañías petroleras nacionales también están trabajando la transición energética mediante la adopción de estrategias como la reducción del consumo de energía y/o las emisiones en los procesos e instalaciones de producción de petróleo, la inversión en vehículos de combustibles alternativos y la inversión en nuevas tecnologías, como CCS e hidrógeno.

Algunas empresas petroleras nacionales han comenzado a utilizar energías renovables en sus instalaciones o a suministrarlas a otros sectores. Esta última, sin embargo, no es su actividad clave y, en algunos casos, están dejando la producción y propiedad de energías renovables a sus homólogos del sector eléctrico en sus países de origen. Por ejemplo, ADNOC no ha establecido activos de energía renovable por sí solo, sino que coopera con Abu Dhabi Future Energy Company (Masdar), que lidera el

---

<sup>5</sup> NOCs: Una compañía petrolera nacional (NOC) es una compañía de petróleo y gas de propiedad total o mayoritaria de un gobierno nacional. Los NOCs incluyen a las empresas más grandes tanto en términos de producción como en términos de tamaño de reserva. Tienen un mandato de su gobierno de origen para desarrollar los recursos nacionales con un papel legalmente definido en el desarrollo aguas arriba. Algunas NOC están activas en el downstream e incluso pueden operar fuera de su país de origen, pero el upstream del país de origen representa la gran mayoría de su base de activos.

Los INOC son similares a los NOC en términos de gobernanza y propiedad, pero tienen grandes inversiones upstream fuera del país de origen, generalmente en asociación con los NOC anfitriones o empresas privadas. Los INOC incluyen grandes actores en los mercados mundiales de gas. En el caso del petróleo, en la mayoría de los casos la producción de INOC se vende en el mercado internacional ya sea por las propias ramas de comercialización de las empresas o por la NOC asociada. En raras ocasiones, puede ser transportado de regreso al país de origen si esto tiene sentido económicamente. Los INOC suelen ser dominantes en el sector de la refinación de su país de origen. (Pág 16 – *The Oil and Gas Industry in Energy Transitions* – IEA)

desarrollo de energías renovables en los Emiratos Árabes Unidos (EAU) y a través de inversiones en el extranjero.

En sus estrategias para reducir las emisiones, casi todas las empresas petroleras nacionales persiguen mejoras en la eficiencia energética y estrategias de reducción de emisiones, incluidas las reducciones de la quema de gas (Shojaeddini, 2019). Saudi Aramco se destaca como pionera en la quema como resultado del Master Gas System de Arabia Saudita en la década de 1970, implementando una hoja de ruta de minimización de la quema en toda la empresa y mediante la búsqueda de tecnologías de economía de carbono circular en la actualidad.

Algunas compañías petroleras nacionales también se dedican a actividades de energía renovable. China National Offshore Oil Corporation (CNOOC) reactivó sus actividades en energía eólica marina en 2019, después de cerrar su unidad renovable en 2014 (que operaba proyectos eólicos, solares y de biomasa). El sector eólico marino se alinea con el negocio general de la compañía, que puede aplicar sus recursos en ingeniería marina y su experiencia en operaciones marinas en el sector (Xin, 2020).

De manera similar, Saudi Aramco se ha interesado durante mucho tiempo en las energías renovables y recientemente reveló planes para lanzar un nuevo fondo de USD 500 millones para promover la eficiencia energética y las tecnologías renovables (Murray, 2020).

Petrobras participa activamente en la generación de energía con biocombustibles con varias plantas de biodiesel. Sin embargo, con respecto a las energías renovables en general, Petrobras anunció su intención de centrarse solo en investigación y dejar de invertir en activos operativos, ya que esto "requiere competencias diferentes al negocio de petróleo y gas" (Spatuzza, 2019).

Además, las compañías petroleras nacionales están explorando activamente el uso de CCS, así como la captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS), lo que representa un cambio de juego que les permitiría seguir produciendo petróleo, pero con menos emisiones. La primera instalación CCUS en Medio Oriente, Reyadhah, fue desarrollada por ADNOC junto con Masdar y tiene la capacidad de capturar 800 000 toneladas de CO<sub>2</sub> al año, con planes de expandir esto a 5 millones de toneladas para 2030 (Hydrocarbon processing, 2020). Petronas también anunció a fines de 2020 su estrategia para lograr emisiones netas de carbono cero para 2050.

Gracias a su mejor acceso al capital, la experiencia en la gestión de grandes proyectos y el fácil acceso a profesionales calificados, las compañías petroleras nacionales podrían desempeñar un papel clave para impulsar la transición energética e impulsar la expansión de las energías renovables. Sin embargo, las compañías petroleras nacionales pueden ser reacias a abandonar el negocio de los combustibles fósiles de miles de millones de dólares por las ganancias menos atractivas y los márgenes más ajustados de los proyectos de energía renovable (Heller, 2019). Además, las empresas petroleras nacionales son administradas principalmente directamente por los gobiernos, en contextos donde las sociedades dependen en gran medida de los ingresos del petróleo. Como tales, enfrentan desafíos específicos relacionados con su mandato de administración de los recursos nacionales de hidrocarburos y, por lo tanto, su proceso de toma de decisiones está fuertemente impulsado por políticas.

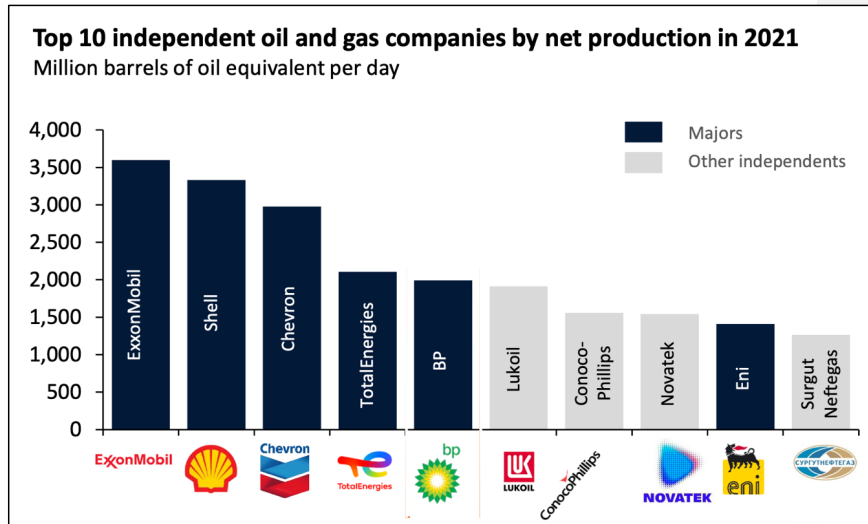
**Independientemente del rol que adopte cada Compañía, ninguna se encuentra exenta de tener que adaptarse a este nuevo contexto. El panorama es diverso y no hay una sola estrategia que sirva y haga sentido a todas las empresas por igual.**

Para poder entender el impacto de estas estrategias en el desarrollo de una formación como Vaca Muerta, es necesario analizar los caminos que está eligiendo cada Major<sup>6</sup> y las metas que se ha fijado para poder disminuir sus emisiones. Acorde al análisis de la consultora Rystad en el reporte “*Supermajor Transformation Report*”, estas empresas tienen el potencial de liderar al resto de la industria a lo largo de los diversos caminos que se abren a través de la transformación energética.

---

<sup>6</sup> Major: son empresas integradas que cotizan en los mercados bursátiles de Estados Unidos y Europa. Su división upstream representa la mayor parte del valor financiero, pero en términos físicos, la mayoría de estas empresas son compradores netos de petróleo para sus operaciones de refinación, donde los rendimientos generalmente superan la producción de crudo de la empresa. La desvinculación de la comercialización de su producción upstream y el suministro a sus refinerías las convierte en actores activos del mercado petrolero internacional. (Pág 17 – The Oil and Gas Industry in Energy Transitions – IEA)

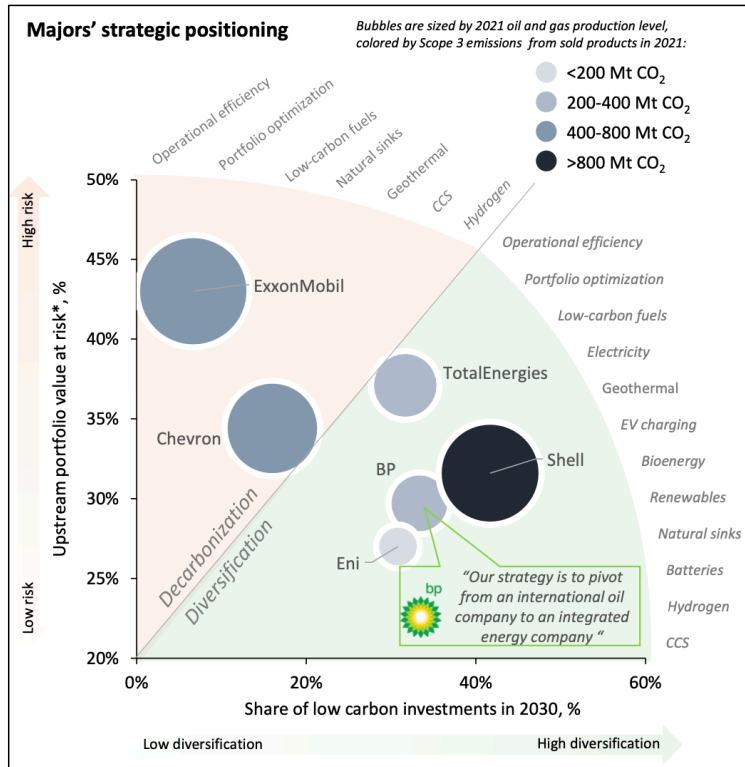




Supermajor Transformation Report – Rystad (Sep 22)

Acorde al reporte de Rystad, la estrategia de transición energética de las empresas podría clasificarse en dos categorías:

- **Diversificación:** estrategia principalmente elegida por las empresas europeas donde buscan diversificar su portfolio de proyectos para convertirse en empresas de energía.
- **Descarbonización:** estrategia elegida principalmente por las empresas norteamericanas donde el *core business* sigue siendo el petróleo y el gas y buscan descarbonizarlo para reducir sus emisiones.



Posicionamiento estratégico de las majors – elaborado por Rystad Energy

Cada empresa selecciona su estrategia de transición energética y establece metas específicas que son en definitiva el grado de compromiso público que asumen con la causa.

Las metas suelen estar establecidas como un porcentaje de reducción sobre toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente o directamente con el indicador de intensidad de emisión. Además, fijan metas específicas sobre cuándo alcanzarán la cero quema de rutina y la carbono neutralidad. En general, el ZRF está fijando para 2030 y el NZ para 2050. Otro compromiso generalmente asumido por todas las compañías que se fijaron metas o aspiraciones tiene que ver con la reducción del metano.<sup>7</sup>

<sup>7</sup> Los conceptos de CO<sub>2</sub> equivalente, intensidad de emisión, zero routine flaring y net zero se encuentran explicados en el apartado A.1.1 del presente trabajo.

A continuación, se resumen los principales compromisos asumidos por las empresas internacionales que se seleccionaron para este trabajo. Está armado en base a los reportes de sustentabilidad y/o transición energética de cada empresa.

Empresa	Net Zero	Upstream target	Zero routine flaring	Target metano
Chevron	2050 (Sc 1 y 2) Analizando como incorporar sc. 3	2028 - 24kg CO2 eq/boe	2030 - 3kg CO2eq/boe para el resto del flaring	2028 - 2kg CO2eq/boe
Equinor	2050 (Sc 1, 2 y 3)	2025 - 8kg CO2 eq/boe (sc 1) 2030 - 6kg CO2 eq/boe (sc 1) 2030 (sc 1 y 2) - Carbono neutralidad con offsets	2030	2030 - mantener cerca de cero
Exxon	2030 (sc. 1 y 2) Permian Operation* 2050 (Sc 1 y 2) All Operation	Reducción de 40%-50% de la intensidad de emisión del Up.	2030 60%-70% intensidad de emisión de flaring	Reducción del 70-80 % en la intensidad de metano en toda la empresa
Total	2050 (sc. 1, 2 y 3)	2025 - < 40 Mt CO2e (sc. 1 y 2)	2025 - 0.1 Mm3 per day 2030 - ZRF	2025 - reducción 50% 2030 - reducción 80%
BP	2050 or sooner	2025 - 20% reducción 2030 - 35 - 40% reducción 2050 - net zero production	2025 or sooner	2023 - Instalar medición de metano en todas las instalaciones de procesamiento
Shell	2050	2030 - 20% CI 2035 - 45% CI	2030	2025 - debajo de 0,2%

### B.1) BP

Acorde al reporte de IRENA titulado “*International Oil Companies and the Energy Transition*”, BP fue la primera gran empresa petrolera en diversificarse hacia las energías renovables, mostrando interés en las energías renovables desde 1980 hasta 2010 con inversiones en energía solar y eólica (tanto en la fabricación como en el desarrollo de proyectos). A principios de la década de 2000, la empresa se renombró a sí misma como “Beyond Petroleum”, invirtió USD 200 millones en esta nueva estrategia y estableció BP Alternative Energy para resaltar su nuevo compromiso con la transición energética. Sin embargo, debido a las dificultades para pasar de una línea de negocio a otra, BP tuvo que cancelar más de la mitad de sus inversiones originales en energías renovables.

A principios de 2018, el director ejecutivo de BP, Bob Dudley, declaró que la empresa estaba analizando oportunidades para diseñar estrategias para una vida más allá del petróleo (Gilblom y Schatzker, 2018). La empresa volvió a un sector del que se había retirado hacía más de cinco años al invertir USD 200 millones en Lightsource, el mayor desarrollador de energía solar de Europa. Este regreso fue seguido por tres pasos adicionales en 2018 hacia un futuro bajo en carbono. Primero, la empresa adquirió una participación en FreeWire, una empresa estadounidense que desarrolla una infraestructura de carga rápida para vehículos eléctricos. Siguió otros acuerdos,

incluida una inversión de USD 20 millones en StoreDot, un desarrollador israelí de baterías de carga ultrarrápida, y una asociación firmada con el grupo chino de capital privado NIO Capital para invertir en tecnología de “movilidad avanzada” en China.

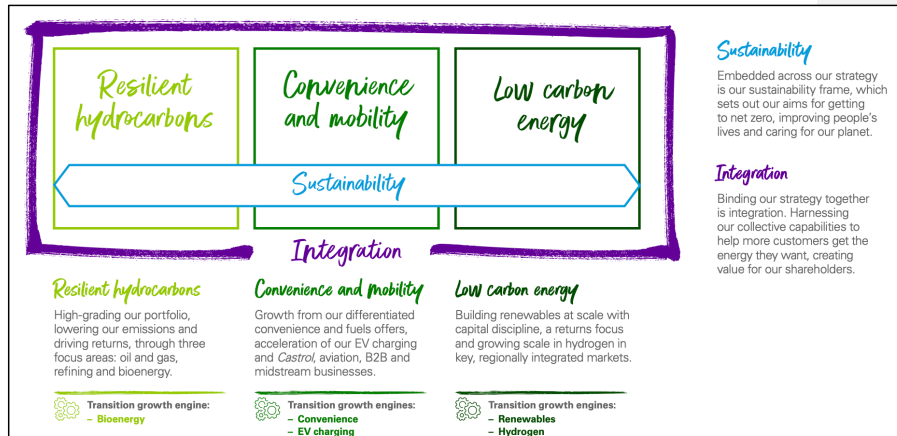
En 2019, todavía con Bob Dudley como CEO, BP se comprometió a convertirse en una empresa con neutralidad de carbono para el 2050. En febrero 2020 Bob Dudley se retira y asume como CEO Bernard Looney con el principal objetivo de lograr transformar la Compañía. En este momento declaró que iba a convertir a BP en un tipo de empresa de energía muy diferente, una que sea valorada por los accionistas como una fuerza para el bien, así como un proveedor de rendimientos competitivos. La escala del desafío era clara: ejecutar la mayor transformación en la historia corporativa de BP y convencer a los inversores de que, al hacerlo, BP podría generar un valor sostenible a largo plazo. (BP’s New Purpose, FCLT Global)

En la primera fase de su transformación, estableció una nueva dirección para la empresa:

- Adoptaron un nuevo propósito: reinventar la energía para las personas y el planeta.
- Una nueva ambición: ser una empresa neta cero para 2050 o antes, y ayudar al mundo a llegar allí.
- Diez objetivos para poder cumplir con esa ambición.

Si bien muchos inversionistas y partes interesadas recibieron positivamente y celebraron este cambio en la estrategia de BP, tenían muchas dudas sobre cómo iban a poder cumplirlo. Por ese motivo, meses después, BP presentó un plan integrado que le iba a permitir transformarse de una Compañía Petrolera Internacional a una Compañía Energética Integrada.

Delinearon una nueva estrategia basada en tres pilares: hidrocarburos resilientes, conveniencia y movilidad y energía baja en carbono. El objetivo es entregar energía limpia, confiable y asequible a los clientes que lo necesiten.



La estrategia fue posible gracias a un nuevo marco financiero, con un conjunto claro de prioridades para los usos del capital. Esto se basó en algunas decisiones difíciles y un enfoque en la resiliencia y la disciplina. Restablecieron su política de distribución para permitirse: pagar un dividendo resistente; fortalecer su balance; e invertir en la transición energética. Y esbozaron un marco claro para la inversión de capital para impulsar el crecimiento del valor.

En el sitio web de la Compañía, se puede observar que sus aspiraciones para lograr transformarse son:

- Reducir nuestra producción de petróleo y gas y reducir las emisiones, al mismo tiempo que mantenemos el flujo de efectivo al mejorar nuestra cartera y hacer crecer la bioenergía.
- Invertir en energía baja en carbono para escalar rápidamente en energía solar y eólica marina, y desarrollar nuevas oportunidades en captura de carbono e hidrógeno.
- Activación de 100.000 puntos de recarga de vehículos eléctricos y apertura de más de 1.000 nuevos sitios estratégicos de conveniencia.
- Duplicar cinco negocios de crecimiento en transición, planeando que más del 40 % del capital que invertimos esté en bioenergía, conveniencia, carga de vehículos eléctricos, energías renovables e hidrógeno para 2025.

- Acelerar nuestra ambición de cero neto: nuestro objetivo es ser cero neto para 2050 o antes en todas las operaciones, producción y ventas.

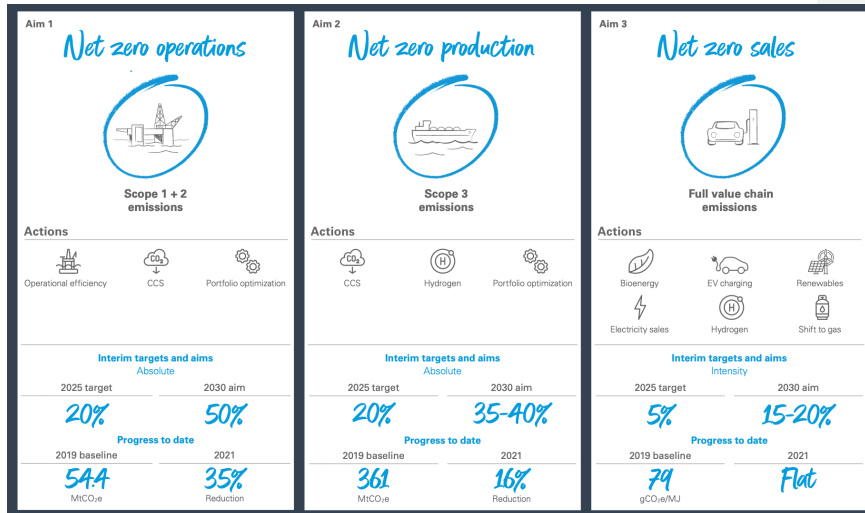
En el caso en concreto de su objetivo de “Net Zero” para 2050, BP es una de las compañías que tiene el target más completo y ambicioso, ya que incluye toda la cadena de valor de sus productos. (Net Zero Report, BP)

“Nuestro objetivo, para 2050 o antes, es llegar a cero neto:

- En todas nuestras operaciones (Alcance 1 y 2).
- Por el carbono en nuestra producción upstream de petróleo y gas. (Alcance 3)
- Para los productos energéticos que vendemos (cadena de valor completa).

Creemos que somos únicos entre nuestros pares en nuestro objetivo de ser cero neto en todas las operaciones, producción y ventas.

Para cada uno de estos, también hemos establecido objetivos y metas de reducción de emisiones que cubren el corto plazo (hasta 2025) y el mediano plazo (hasta 2030). Los hemos establecido sobre una base absoluta para nuestras operaciones y producción. Y utilizamos una base de intensidad de carbono del ciclo de vida (cadena de valor completa) para los productos energéticos que vendemos.” (Net Zero Report, BP)



Objetivos de BP centrados en neutralidad de carbono en operaciones, producción y ventas

Además, como parte de lo que delinearon como su plan de transformación establecieron diez objetivos. Cinco de ellos relacionados con cómo va a llegar BP a la carbono neutralidad y cinco que ayudan al mundo a llegar a la carbono neutralidad.

Cinco objetivos para lograr la carbono neutralidad de BP

Operaciones Net Zero	Producción Net Zero	Ventas Net Zero	Reducción de metano	Más \$ para más energía
----------------------	---------------------	-----------------	---------------------	-------------------------

Cinco objetivos para ayudar al mundo a alcanzar la carbono neutralidad

Defensa de políticas	Incentivar a nuestros empleados	Asociaciones Alineadas	Transparencia en el reporte	Energía limpia y soluciones móviles
----------------------	---------------------------------	------------------------	-----------------------------	-------------------------------------

Es importante analizar cómo está estrategia se aplicó al negocio de BP en el 2022 y cuáles fueron sus resultados, como así también la influencia del contexto internacional, especialmente por la guerra de Rusia y Ucrania.

Acorde al reporte de performance 2022 publicado en marzo 2023, BP aumentó su gasto de capital sobre lo que denomina “ sus motores de crecimiento de transición” (bioenergía, tiendas de conveniencia, cargadores EV, hidrógeno y renovables) a un 30% en 2022 sobre el 3% que solo le destinó en 2019. Esto incluyó:

- La adquisición de Archaea Energy, un productor líder de EEUU en gas natural renovable (biogas), acelerando el crecimiento de su unidad de negocio de bioenergía. (<https://www.archaeaenergy.com/production>)
- Nuevos proyectos de energía eólica offshore e hidrógeno.
- Triplicaron los puntos de carga de vehículos eléctricos de 7.500 en 2019 a 22.000.
- El desarrollo de más de 750 tiendas de conveniencia que se sumaron a su cadena de retail desde el 2019.
- Desde 2019, BP redujo sus emisiones de las operaciones de petróleo y gas y comenzó con más de 13 grandes proyectos.

Un punto importante del reporte, es que modificaron su meta de reducción de producción de petróleo y gas dado el contexto actual de la guerra de Rusia y Ucrania. Menciona que los recientes eventos internacionales ponen en riesgo el trilema energético (energía segura, asequible y sustentable). Consideran que hay que acelerar el proceso de transición energética pero que no puede ponerse en riesgo el abastecimiento o por oferta disponible y/o por un aumento del costo. Por este motivo, modificaron su meta de reducir al 2030 un 40% de la producción de petróleo y gas a solo un 25%. Esto significa invertir más de 8 billones extra en oil & gas. Aclara que lo harán priorizando los proyectos que sean de petróleo y gas de alta calidad, minimizando sus emisiones y maximizando la contribución de los mismo a la seguridad energética. Un aspecto que destacan también es que lograron disminuir su costo de producción a US\$6,07 por BOE. Es un punto importante que otorga seguridad a su porfolio, ya que en este contexto de transición se buscarán barriles de petróleo equivalentes bajos en costo y bajos en emisiones.

Esta modificación en su meta de hidrocarburos produjo también una modificación sobre su meta de reducir emisiones provenientes de la utilización de sus productos. La meta era reducir esas emisiones entre un 35%-40% a 2030 y ahora es de 20%-30%.



**Progress against our strategy**

We have set targets and aims against our strategic focus areas out to 2025 and 2030. Examples of our progress in 2022 are detailed on pages 14-19.

Metrics	2022	2025 target	2030 aim
<b>Resilient hydrocarbons</b>	Upstream* unit production costs* 2021 \$6.82/boe	~\$6/boe	–
	Upstream production <sup>a</sup> 2021 2.2mmboe/d	~2.3mmboe/d	~2mmboe/d
	bp-operated upstream plant reliability* 2021 94%	96%	> 96%
	bp-operated refining availability* 2021 94.8%	~96%	>96%
	Biofuels production 2021 26kb/d	~50kb/d	~100kb/d
	Biogas supply volumes 2021 9mboe/d	~40mboe/d <sup>c</sup>	~70mboe/d <sup>c</sup>
	LNG portfolio* 2021 18Mtpa	25Mtpa	30Mtpa
<b>Convenience and mobility</b>	Customer touchpoints* per day 2021 >12 million	>15 million	>20 million
	Strategic convenience sites* 2021 2,150	~3,000	~3,500
	Electric vehicle charge points* 2021 13,100	>40,000	>100,000
<b>Low carbon energy</b>	Hydrogen production (net)	–	0.5-0.7Mtpa
	Developed renewables to final investment decision* 2021 4.4GW	20GW	50GW
	Installed renewables capacity* (net) 2021 1.9GW	–	~10GW

Acorde al reporte de Rystad “*Supermajor Transformation Report BP*”, la pandemia de Covid-19 y un mayor enfoque en la transición energética han provocado que las grandes empresas cambien su estrategia de fusiones y adquisiciones. En el caso de BP, de ser adquirentes netos durante 2015-2018, pasaron a ser los mayores vendedores netos desde 2019.

BP ha vendido casi \$ 20 mil millones en activos upstream desde 2019, más que cualquier otro importante.

BP se ha centrado principalmente en la descarga de activos maduros, donde la intensidad de las emisiones ha aumentado a medida que cae la producción. Esta estrategia a ayudado a la empresa a reducir la intensidad de sus emisiones de acciones a 14,5 kg CO<sub>2</sub> por boe en 2022 desde 16,3 kg CO<sub>2</sub>/boe en 2019. Las emisiones de acciones absolutas de BP se redujeron en más del 22 % durante el mismo período.

En cuatro años, la participación de los activos de producción tardía en la cartera de BP se ha reducido del 24% al 12%. Los primeros activos de producción ahora representan el 44% de la producción de BP, frente al 30% en 2019.

En 2022, BP vendió uno de sus proyectos más intensivos en emisiones, el proyecto de arenas bituminosas Sunrise en Canadá, a Cenovus en un intercambio de activos. A cambio, BP adquirió la participación del 35% de Cenovus en el proyecto no desarrollado de mil millones de barriles Bay du Nord frente a la costa este de Canadá, operado por Equinor.

Se puede analizar el impacto de esta estrategia de venta de activos en la evolución de reservas de la Compañía y la evolución de la producción:

<b>Estimated net proved reserves and production<sup>a</sup> (net of royalties)</b>			
	<b>2022</b>	2021	2020
<b>Estimated net proved reserves (net of royalties)</b>			
Crude oil <sup>b</sup> (mmb)	<b>3,380</b>	3,872	4,287
Natural gas liquids (mmb)	<b>457</b>	361	361
Total liquids	<b>3,836</b>	4,234	4,648
Natural gas (bcf)	<b>8,774</b>	11,499	10,776
Total hydrocarbons <sup>★</sup> (mmboe)	<b>5,349</b>	6,216	6,506
<i>Of which equity-accounted entities<sup>c</sup>:</i>			
Liquids (mmb)	<b>968</b>	795	782
Natural gas (bcf)	<b>2,394</b>	4,880	4,758
Total hydrocarbons (mmboe)	<b>1,381</b>	1,637	1,602
<b>Production (net of royalties)</b>			
Crude oil <sup>b</sup> (mb/d)	<b>866</b>	898	1,041
Natural gas liquids (mb/d)	<b>86</b>	81	93
Total liquids (mb/d)	<b>952</b>	978	1,133
Natural gas (mmcf/d)	<b>1,998</b>	1,903	2,264
Total hydrocarbons (mboe/d)	<b>1,297</b>	1,307	1,524
<i>Of which equity-accounted entities<sup>d</sup>:</i>			
Liquids (mb/d)	<b>176</b>	140	143
Natural gas (mmcf/d)	<b>436</b>	468	480
Total hydrocarbons (mboe/d)	<b>251</b>	221	226
<b>Average realizations<sup>★ e</sup></b>			
Liquids (\$/bbl)	<b>89.62</b>	62.57	36.21
Natural gas <sup>f</sup> (\$/mcf)	<b>10.46</b>	5.49	1.53
Total hydrocarbons <sup>f</sup> (\$/boe)	<b>82.23</b>	55.65	29.88

a Because of rounding, some totals may not agree exactly with the sum of their component parts.  
b Includes condensate and bitumen.  
c bp's share of reserves of equity-accounted entities in the oil production & operations segment, which includes bp's share of reserves of Russia joint ventures in 2020 and 2021. During 2022 gas operations in Angola, Argentina, Bolivia, Mexico and Norway were conducted through equity-accounted entities.  
d bp's share of production of equity-accounted entities in the oil production & operations segment. Includes bp's share of production of Russia joint ventures.  
e Realizations are based on sales by consolidated subsidiaries only – this excludes equity-accounted entities.  
f Realizations calculation methodology has been changed to reflect gas price fluctuations within the North Sea region. 2021 was restated. There is no impact on financial results.

En términos de cumplimiento de sus cinco objetivos para lograr la neutralidad de carbono en 2050 esta fue su performance 2022:

Net zero performance					
Progress against our five aims to help bp get to net zero in 2022.					
Aim	Measure / coverage	2022 performance	2025 target	2030 aim	2050, or sooner, aim
1 Net zero operations*	Scope 1 and 2	41% <sup>a</sup>	20% <sup>a</sup>	50% <sup>a</sup>	Net zero*
2 Net zero production*	Scope 3*	15% <sup>a</sup>	10-15% <sup>ab</sup>	20-30% <sup>ab</sup>	Net zero*
3 Net zero sales*	Average lifecycle carbon intensity	2% <sup>ch</sup>	5% <sup>c</sup>	15-20% <sup>c</sup>	Net zero*
4 Reducing methane	Methane intensity*	0.05% <sup>d</sup>	0.20% <sup>e</sup>	50% reduction <sup>e</sup>	
5 More \$ into transition	Transition growth investment*	\$4.9bn <sup>f</sup>	\$6-8bn <sup>g</sup>	\$7-9bn <sup>g</sup>	

- 1) **Neutralidad de carbono en sus operaciones:** sus emisiones de alcance 1 y 2 fueron 31.9 MtCO<sub>2</sub>e en 2022. Esto implica una reducción del 41% desde el 2019 (año de línea base de 54.5 MtCO<sub>2</sub>e). Del total de 22.5MtCO<sub>2</sub>e reducidas, 16MtCO<sub>2</sub>e se redujeron por la venta de activos y un 4.1MtCO<sub>2</sub>e se redujeron por reducción real de emisiones. Si se comparan las emisiones del 2021 con las del 2022, las mismas se redujeron un 10% de año a año.
- 2) **Neutralidad de carbono en producción:** a diferencia de la meta anterior esta implica una reducción en las emisiones de alcance 3 de su producción de petróleo y gas. En este caso las emisiones del 2022 tuvieron un leve incremento en comparación las emisiones del 2021 por el "ramp-up" de producción de grandes proyectos. Si se comparan estas emisiones desde el 2019, se puede observar una reducción del 15%.
- 3) **Neutralidad de carbono de productos vendidos:** es la primera vez que reportan estas emisiones, luego de hacer un recalcu de las mismas del periodo 2019-2021. En 2022 el promedio de la intensidad de carbono de productos vendidos fue de 77gCO<sub>2</sub>e/MJ. Esto representa un 2% de reducción en comparación con la línea base de 2019.
- 4) **Reducción de metano:** continua la tendencia de reducción de estas emisiones. En 2022 la intensidad de carbono fue de 0,05% contra el 0,07% de 2021. Mantiene la acción de colocar medidores de metano en todas sus

operaciones para fines de 2023 y cumplir con la iniciativa del Banco Mundial de la cero quema de rutina.

- 5) **Incrementar inversiones fuera del core business:** en 2022 la inversión fue de U\$S4.9 billones en comparación con los U\$S2.4 billones de 2021. Esto representó aproximadamente un 30% del capex total. La meta es crecer entre U\$S6-8 billones en 2025 y entre U\$S7-9 billones en 2030.

El caso de BP en particular es uno de los más interesantes de analizar en este trabajo, ya que fue la primera *major* en establecer metas y un plan tan ambicioso y completo para abordar el cambio climático. Tiene ya algunos años en marcha, lo que genera que se pueda analizar qué tan cumplibles son las metas fijadas y también es interesante entender como el contexto internacional hizo que se replanteen esos objetivos y el impacto sobre el negocio.

## B.2) SHELL

Durante la última década, Shell ha cambiado el énfasis de su actividad al evolucionar de una mera compañía petrolera a una compañía dominada por el gas natural. Shell también tiene un importante unidad de negocios de downstream con productos petroquímicos, así como un amplio sistema de distribución de productos derivados del petróleo. Sin embargo, solo en los últimos años Shell ha fortalecido su división de energía alternativa y ha creado un marco estratégico para la resiliencia al invertir en energía verde, como una forma de desempeñar un papel relevante en la transición energética. **Shell no planea dejar de vender petróleo en el corto plazo, pero está explorando formas de ofrecer productos de energía limpia para alinearse con las metas y preocupaciones ambientales globales actuales.** (International Oil Companies and the energy Transition, IRENA)

El ex CEO de Shell, Ben van Beurden, reconoció que el cambio climático será "el desafío decisivo" que enfrentará la industria petrolera en los próximos años y les dijo a los inversionistas que la compañía ya no será simplemente una compañía de petróleo y gas, sino una compañía de "transición energética" (Sheppard y Raval, 2018). En 2016, Shell estableció su división New Energies, aprovechando su experiencia en tecnologías bajas en carbono (es decir, carga de vehículos eléctricos, hidrógeno, biocombustibles y energía renovable) y explorando nuevos modelos comerciales y de negocios

relacionados con la transición energética, como la energía integrada. (es decir, eólica y solar combinadas, conectando a los consumidores con nuevos modelos de energía a través de la descentralización y la digitalización).

Shell ha estado invirtiendo en biocombustibles durante mucho tiempo. Los ejemplos clave incluyen la empresa conjunta Raizen en Brasil, donde Shell tiene una instalación que convierte los desechos de caña de azúcar en combustible, así como una planta en Bangalore (India) que muestra un proceso avanzado de biocombustibles que convierte la biomasa y los desechos en combustible que se puede poner directamente en un coche, furgoneta o camión. El hidrógeno también ha estado en el radar de Shell durante los últimos años, con varias inversiones clave. En Alemania, Shell es parte de una empresa conjunta con los fabricantes de gas industrial Air Liquide y Linde, el fabricante de automóviles Daimler y las empresas de energía Total y OMV para desarrollar una red nacional de 400 estaciones de servicio de hidrógeno para nuevos modelos de automóviles de hidrógeno para 2023. En 2017, Shell se convirtió en el primer minorista de combustible de marca en vender hidrógeno en uno de sus sitios minoristas en el Reino Unido; La nueva estación de servicio de hidrógeno en Cobham (en las afueras de Londres) es la primera de las tres estaciones de hidrógeno que Shell planea abrir en el sureste de Inglaterra. Shell también tiene dos estaciones de servicio de hidrógeno en Los Ángeles y se está asociando con Toyota, con el apoyo del Estado de California, para seguir desarrollando su red de servicio de hidrógeno.

Al igual que Equinor, Shell está ingresando al sector eléctrico. En 2019, el director general de Shell anunció que la empresa aspira a convertirse en la mayor empresa eléctrica para 2035, con la intención de desempeñar un papel internacional significativo en la producción y suministro de energía eléctrica. (Crooks y Raval, 2020).

En los últimos años, Shell ha estado invirtiendo fuertemente a lo largo de la cadena de suministro de electricidad, desde la generación hasta los puntos de carga de vehículos eléctricos. En 2017, la compañía realizó dos acuerdos importantes. Primero, firmó un acuerdo para comprar NewMotion, uno de los mayores proveedores de carga de vehículos eléctricos de Europa; la compañía, que se convirtió en una subsidiaria de propiedad total de Shell, cubre más de 30.000 puntos de recarga de vehículos eléctricos privados para hogares en Francia, Alemania, los Países Bajos y el Reino Unido. En segundo lugar, Shell adquirió First Utility, un proveedor de gas y electricidad con sede en el Reino Unido, convirtiéndose en un proveedor de electricidad para los hogares del Reino Unido.

En enero de 2019, Shell adquirió Greenlots, la empresa emergente de carga de vehículos eléctricos con sede en EE. UU., que proporciona gestión de software para operadores de activos de carga de vehículos eléctricos. Esto complementa la adquisición de NewMotion por parte de Shell en 2017, ya que combina los negocios de carga de hardware y software bajo un mismo paraguas, y es probable que Shell combine la plataforma Greenlots con la de NewMotion. Este es un movimiento estratégico y una fuente potencial de crecimiento de los ingresos, que complementa el impulso más amplio de Shell en el suministro eléctrico y proporciona una forma de protegerse contra el impacto a largo plazo que tendrán los vehículos eléctricos en la reducción de la demanda de combustibles fósiles.

Desde 2018, Shell ha estado activa en el sector eólico. Como parte de su estrategia para expandir sus tecnologías eólicas, se unió ese año al Consejo Mundial de Energía Eólica como miembro de la Junta. La medida se produjo cuando Shell amplió su negocio eólico como parte de sus Nuevas Estrategias Energéticas. También en 2018, Shell se convirtió en socio del proyecto eólico marino holandés Borssele 3&4 de 680 MW e ingresó al mercado eólico marino de EE. UU. al ganar dos subastas de arrendamiento de desarrollo en la costa este (Shell, 2019).

Al igual que otras grandes compañías petroleras, Shell está invirtiendo en nuevas empresas e innovaciones de energía renovable. A través de su brazo de capital de riesgo, tiene como objetivo mantenerse al tanto de las tecnologías con potencial para romper los modelos tradicionales y así poder probar nuevos modelos de negocio para adaptarse y sobrevivir a lo largo de la transición energética. Las inversiones están dirigidas a una amplia gama de empresas emergentes dedicadas al desarrollo tecnológico, incluidas empresas del sector de la movilidad y baterías para el hogar. Las inversiones clave incluyen la adquisición de Sonnen, una empresa alemana que desarrolla baterías para el hogar, y de Sense, una empresa de tecnología que diseña, desarrolla y fabrica productos que permiten a los usuarios realizar un seguimiento del uso de energía en su hogar y ver qué electrodomésticos consumen más electricidad. Ambas inversiones están destinadas a acercar a Shell a sus consumidores (Shell, 2019d). Además, en 2018, la empresa lideró una inversión de capital de USD 20 millones en Husk Power Systems, una empresa con sede en India que proporciona energía renovable a comunidades y empresas rurales a través de instalaciones distribuidas fuera de la red. La inversión tuvo como objetivo la expansión de Husk en los mercados de África y Asia con mini redes. (Deign, 2018).

Además de invertir en nuevas empresas, Shell está promoviendo laboratorios de innovación energética. Por ejemplo, Shell Idea Refinery es un programa clave en Singapur, que actúa como un laboratorio vivo para la innovación energética de la nación. El programa tiene como objetivo aumentar la combinación de nuevas empresas de energía en Singapur, desarrollando empresas que tengan un impacto energético positivo en la sociedad y permitiendo que las nuevas empresas existentes exploren oportunidades en el sector energético a través de pruebas y comercialización potencial de soluciones de energía limpia. El gobierno, académicos y especialistas de la industria también están involucrados y se asocian con innovadores nuevas empresas de energía para compartir experiencia; aprender sobre tendencias, brechas y oportunidades en el sector energético; y, en última instancia, crear nuevos modelos comerciales que puedan ayudar a hacer frente a los desafíos de la transición energética.

Como parte de su estrategia climática, Shell tiene como objetivo reducir la intensidad de carbono de sus productos en un 30 % para 2035 y en un 65 % para 2050. En abril de 2020, Shell anunció el compromiso de introducir un objetivo de emisiones netas cero su producción de gas y petróleo y para la energía que utiliza para 2050. El nuevo objetivo se fijó a pesar de los desafíos que ha enfrentado la compañía debido a los bajos precios del petróleo y los recortes de demanda derivados de la crisis del COVID-19 (Hook, 2020). Sin embargo, en ese momento el objetivo de cero neto no incluía la categoría mucho mayor de emisiones de los combustibles y productos que Shell vende a los consumidores (alcance 3)

En el 2021, amplió estos compromisos y los hizo extensivos para los tres *scopes*.

A continuación, se muestra un resumen de los compromisos asumidos y sus principales estrategias:



Se puede observar que principalmente están centrando sus acciones en evitar, reducir y mitigar y que fijaron metas a 2030 que los ayudarían a conseguir la carbono neutralidad para 2050.

- Eficiencia Operacional: eliminando quema de rutina y manteniendo muy bajas emisiones de metano.
- Energía baja en carbono: aumentando el porcentaje de energía generada por fuentes renovables y aumentando la cantidad de cargadores de vehículos eléctricos.
- Captura y almacenamiento de carbono: lograr 25mtpa para 2035.



- Aumentar la producción de gas y disminuir la producción de petróleo. No incluir nuevas exploraciones.
- Combustibles bajos en carbono: aumentar ventas de biocombustibles e hidrogeno.
- Sumideros naturales y proyectos de compensación de alta calidad.

**Shell basa su estrategia de transición sobre tres pilares sobre los que estructura luego su plan de acción. Los pilares son:**

- 1) Crecimiento: con foco en el mercado futuro de energía.
- 2) Transición: habilitando su estrategia de activos.
- 3) Upstream: para fondear su estrategia de recursos.

En el caso de Shell es interesante analizar su estrategia de soluciones basadas en la naturaleza.

Acorde a su reporte de estrategia de Transición Energética (Shell, 2021), la protección y restauración de los ecosistemas naturales podría desempeñar un papel importante en la limitación del calentamiento global por debajo de 1,5 °C, al tiempo que genera beneficios ambientales y sociales adicionales, según el IPCC.

Las soluciones basadas en la naturaleza, o soluciones climáticas naturales, son proyectos que protegen, transforman o restauran la tierra. De esta forma, se reducen las emisiones de CO<sub>2</sub> del medio natural y se absorben más emisiones de CO<sub>2</sub> de la atmósfera. Estos proyectos pueden conducir a la comercialización y venta de créditos de carbono. Cada crédito de carbono representa la evitación o eliminación de 1 tonelada de CO<sub>2</sub>.

El mercado de soluciones basadas en la naturaleza y el número y tipo de proyectos que se están desarrollando para satisfacer esta demanda del mercado está creciendo rápidamente. *McKinsey Nature Analytics* estima que existe la posibilidad de que los proyectos basados en la naturaleza almacenen 6,7 gigatoneladas de CO<sub>2</sub> adicionales cada año para 2030. Según los compromisos actuales de cero emisiones netas de más de 700 de las empresas más grandes del mundo, ya ha habido compromisos de créditos de carbono de alrededor de 0,2 gigatoneladas de CO<sub>2</sub> para 2030.

El grupo de trabajo sobre escalamiento de mercados voluntarios de carbono (TSVCM), patrocinado por el Instituto de Finanzas Internacionales (IIF), estima que el mercado de créditos de carbono podría tener un valor de más de \$ 50 mil millones en 2030.

Las soluciones basadas en la naturaleza tienen un papel que desempeñar en la reducción del impacto de las emisiones de CO<sub>2</sub> de los productos energéticos que comercializan.

Shell utilizará soluciones basadas en la naturaleza de alta calidad, verificadas de forma independiente para determinar su impacto de carbono y sus beneficios sociales y de biodiversidad. De acuerdo con su enfoque de evitar, reducir y solo luego mitigar, esperan ofrecer a sus clientes soluciones basadas en la naturaleza para compensar alrededor de 120 millones de toneladas por año de sus emisiones de Alcance 3 para 2030.

**Hoy, por ejemplo, ofrecen a los clientes conducción neutral de carbono utilizando compensaciones de carbono basadas en la naturaleza en siete países. También ofrecen cargamentos de gas natural licuado sin emisiones de carbono, que utilizan créditos de carbono basados en la naturaleza para compensar las emisiones del ciclo de vida completo, incluido el metano.**

En 2020, Shell invirtió alrededor de \$90 millones en el futuro desarrollo y compra de compensaciones basadas en la naturaleza, y espera invertir alrededor de \$100 millones al año. Este mismo año además compró más de 4 millones de toneladas de créditos en nombre de sus clientes provenientes de diferentes partes del mundo. Para 2030, Shell espera que su propio portfolio de proyectos basados en la naturaleza suministre la mayor parte de los créditos para sus clientes.

Además de las soluciones basadas en la naturaleza, Shell avanzó concretamente en inversiones para la captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>. Almacenar carbono juega un papel importante en la transición del sistema energético. Los escenarios de 1,5°C del IPCC muestran que incluso cuando el sistema energético alcance cero emisiones netas, habrá emisiones residuales porque algunos sectores y usuarios finales no podrán eliminar el uso de hidrocarburos. Algunas de estas emisiones residuales deberán almacenarse.

Hoy en día, las instalaciones de captura y almacenamiento de carbono (CCS) en todo el mundo pueden capturar y almacenar alrededor de 40 millones de toneladas

por año (mtpa) de CO<sub>2</sub>. Acelerar el ritmo de la implementación de CCS requiere una colaboración continua entre los gobiernos, la industria y los inversores, entre otros, para ayudar a desbloquear la capacidad de financiación, acelerar el desarrollo tecnológico y fomentar el apoyo público.

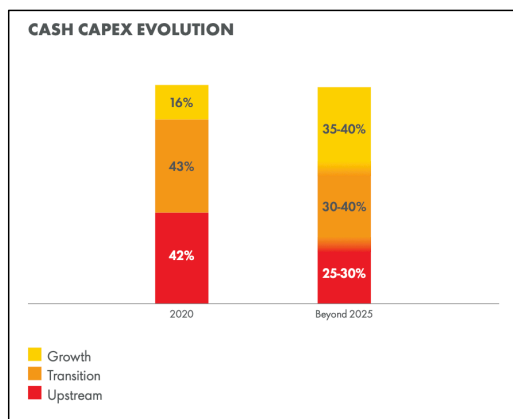
En la actualidad, Shell participa en siete de los 51 proyectos CCS a gran escala a nivel mundial, enumerados en 2019 por el Global CCS Institute. Estos siete proyectos almacenan alrededor de 5 mtpa de CO<sub>2</sub>, o alrededor del 12,5% de la capacidad global de CCS. A fines de 2020, por ejemplo, el proyecto Quest CCS en Canadá (participación de Shell del 10 %) había capturado y almacenado de manera segura más de 5,5 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> desde que comenzó a operar en 2015.

En Noruega, Shell, sus socios del proyecto y el Gobierno noruego han tomado la decisión final de inversión en el proyecto Northern Lights CCS. Este proyecto transformador tiene como objetivo convertirse en la primera instalación de almacenamiento de carbono con capacidad para transportar y almacenar CO<sub>2</sub> desde instalaciones industriales en Noruega y potencialmente en toda Europa.

En 2020, Shell invirtió alrededor de \$70 millones en CCS. Esto incluyó oportunidades progresivas y costos operativos para los activos de CCS en los que Shell tiene una participación. Aspiran a tener acceso a 25 mtpa de capacidad de CCS para 2035, lo que equivale a 25 instalaciones de CCS del tamaño del proyecto Quest, o alrededor del 20 % de la capacidad de todos los proyectos de CCS que se están estudiando actualmente en todo el mundo.

En cuanto al marco financiero que sustenta su estrategia, Shell busca lograr el equilibrio adecuado entre las distribuciones de los accionistas y la inversión para el futuro, sentando las bases tanto para el aumento de las distribuciones como para la apreciación del precio de las acciones.

Si bien su deuda neta está por encima del nivel de \$ 65 mil millones, planea invertir \$ 19-22 mil millones al año en toda su cartera. Esto sostendrá sus negocios principales mientras financia un crecimiento moderado.



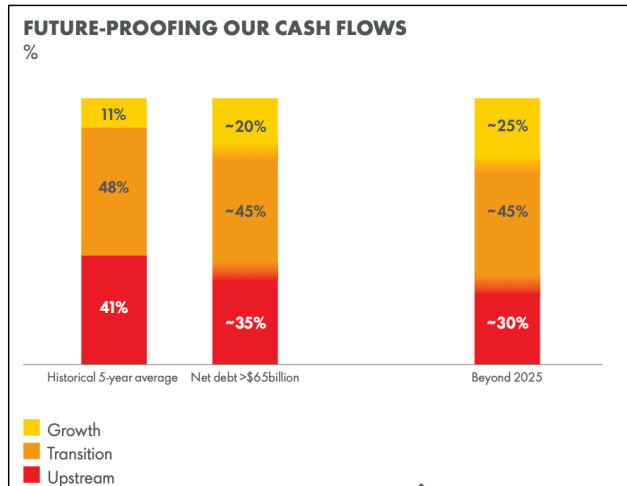
Evolución del CAPEX

Una vez que haya reducido la deuda neta a \$ 65 mil millones, buscará aumentar aún más las distribuciones totales de los accionistas. A través de dividendos progresivos y recompras de acciones, están apuntando a distribuciones totales a los accionistas del 20-30% de su flujo de efectivo de las operaciones. También buscarán aumentar el gasto de capital de manera disciplinada.

Con este enfoque, esperan que:

- 1) Limitar inversiones en Upstream: la producción de petróleo alcanzó su punto máximo en 2019 y esperan que disminuya gradualmente en un 1-2% anual hasta 2030.
- 2) Mantener inversiones en los negocios de transición. Esperan que la participación del gas aumente al 55% del total de su producción de hidrocarburos al 2030.
- 3) Aumentar las inversiones en los negocios bajos en carbono de escala significativa para principios de la década de 2030.

A medida que Shell avanza hacia ser un negocio de energía con cero emisiones netas, sus flujos de efectivo provendrán cada vez más de su pilar de Crecimiento, quedando menos expuestos a los precios del petróleo y el gas con un vínculo más fuerte con un crecimiento económico más amplio.



Evolución de los flujos de caja por negocio

Las características de su pilar de Crecimiento significan que es probable que los niveles de inversión de capital sean un pobre indicador de la escala de la transformación de su negocio. En cambio, creen que la mejor manera de medir su progreso hacia sus objetivos es a través de la intensidad de carbono de los productos energéticos que venden y los flujos de efectivo generados por nuestros pilares comerciales.

Shell publicó en marzo de 2023, su progreso 2022 para alcanzar la neutralidad de carbono. En el siguiente cuadro se puede ver un resumen de su performance. Como puntos a destacar, redujeron un 30% sus emisiones de alcance 1 y 2 desde el 2016 (año de línea base). Esto implicó reducir las emisiones de 83MtCO<sub>2e</sub> en 2016 a 41MtCO<sub>2e</sub> en 2022. Inviertieron U\$S4.3 billones en soluciones bajas en carbono y U\$S3.9 billones en productos no energéticos. Continuaron aumentando su porfolio de proyectos de electrificación, energía renovable, biocombustibles e hidrógeno como así también su porfolio de LNG.



Al igual que BP, Shell es una compañía que adoptó la estrategia de transición de diversificación de su porfolio de proyectos más que la descarbonización. El foco lo puso directamente en el consumidor, donde consideran que pueden hacer la mayor diferencia. Si bien el conflicto bélico entre Rusia y Ucrania está mencionado en su

reporte de progreso, no los habría hecho replantearse sus metas. Sí mencionan que aumentaron por ese motivo sus cargamentos de LNG a Europa.

Por último, es interesante destacar de Shell que su estrategia de transición energética se vota con sus accionistas. La primera votación la hicieron en 2021 donde más del 89% de los votos aprobó la estrategia de transición elegida por la Compañía.

### **B.3) EQUINOR**

En 2018, la gran petrolera noruega Statoil cambió su nombre a Equinor, para respaldar la estrategia y el desarrollo de la empresa como una empresa energética amplia. La principal actividad de energía renovable de la compañía se centró originalmente en la energía eólica marina, y Equinor ahora está aprovechando su experiencia en la operación de plataformas marinas en el Mar del Norte y su capacidad para convertir proyectos pequeños en proyectos grandes. Además de ser un importante vendedor de petróleo crudo y el segundo mayor proveedor de gas natural en el mercado europeo, Equinor participa activamente en la producción de electricidad. Participa en varios proyectos importantes de energía eólica en todo el mundo, incluidos tres parques eólicos marinos que suministran electricidad en el Reino Unido: Dudgeon Sheringham Shoal, Dogger Bank y Hywind Scotland Pilot Park. Otros proyectos incluyen Arkona en Alemania y Empire Wind en los Estados Unidos. En 2018, Equinor decidió reforzar su posición en el sector de la electricidad renovable mediante la adquisición de la comercializadora danesa de energía y gas Danske Commodities por 400 millones de euros (Raval, 2019). Además, en 2019, Equinor recibió un subsidio de USD 260 millones del gobierno noruego para construir un parque eólico flotante para alimentar plataformas petroleras en alta mar, lo que acercó la realización del primer proyecto de este tipo (International Oil Companies and the Energy Transition, IRENA)).

**Uno de los pilares de la nueva estrategia de Equinor es diversificar su cartera de inversiones en tecnologías de energía renovable para consolidarse como proveedor de energía en un sentido más amplio.** En 2017, Equinor compró una participación del 9,7 % en el productor de energía renovable Scatec Solar, elevando su propiedad al 10 %. Con esta asociación, Equinor ingresó a su primer proyecto de desarrollo solar en 2017 a través del activo Apodi en Brasil y en 2018 con Guanizul 2A en Argentina (Equinor, 2018).

Equinor también está invirtiendo en el negocio del hidrógeno: el hidrógeno azul producido a partir de combustibles fósiles con CCS ofrece a la empresa una perspectiva

de uso continuo de las reservas de gas natural, y parece una opción viable para mantener el valor del gas en un futuro bajo en carbono. Las compañías de gas tienen una gran ventaja en esta área debido a su conocimiento en este sector, así como a su acceso a los gasoductos. En línea con esto, Equinor está desarrollando una planta de energía de hidrógeno en los Países Bajos en cooperación con socios nacionales. También forma parte de un consorcio que planea desarrollar una red de hidrógeno en el norte de Inglaterra.

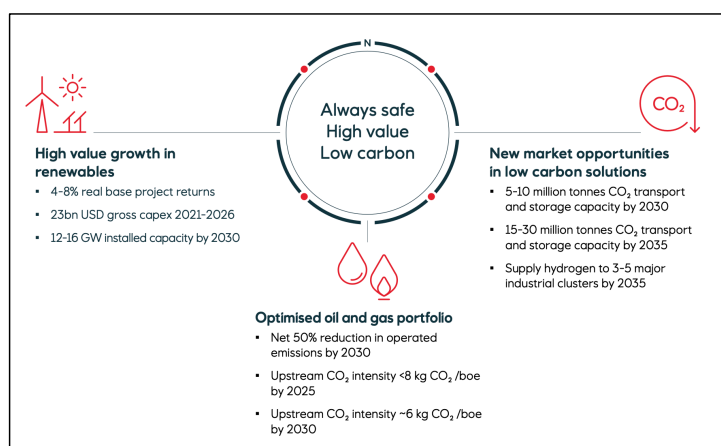
En 2016, Equinor estableció un fondo de capital de riesgo, Equinor Energy Ventures, como parte de su negocio dentro de New Energy Solutions y reflejando sus aspiraciones de complementar gradualmente su cartera de petróleo y gas con energías renovables rentables y soluciones bajas en carbono. El fondo está dedicado a invertir en empresas de crecimiento atractivas y ambiciosas en tecnologías renovables, como energía eólica terrestre y marina, energía solar, almacenamiento, transporte, eficiencia energética y redes inteligentes. El capital de inversión total es de USD 200 millones, con un presupuesto máximo de USD 1 millón a USD 20 millones por empresa durante un período de 4 a 7 años. Ejemplos de la cartera actual incluyen: ChargePoint, un operador de redes de carga EV; empresa de tecnología solar fotovoltaica de Oxford; y fos4X, desarrollador de plataformas de sensores y software para la optimización de aerogeneradores. Equinor también desarrolló el parque eólico marino flotante más grande del mundo, el proyecto Hywind Tampen, que tiene una capacidad de 88 megavatios (MW) y tiene como objetivo proporcionar electricidad para dos operaciones de campo marino en el Mar del Norte de Noruega.

Tras el lanzamiento de una nueva hoja de ruta climática a principios de 2020 basada en la reducción de la intensidad de carbono y el aumento de las energías renovables, en noviembre de 2020 Equinor anunció su ambición de convertirse en una empresa de energía neta cero para 2050 (incluida la reducción de las emisiones de la producción y consumo final de energía). Sobre la base de sus ambiciones anteriores de aumentar su capacidad de producción de energías renovables GW para 2026 y 12-16 GW para 2035, Equinor planea expandir su adquisición de acres eólicos mientras continúa aprovechando su posición en energía eólica marina y desarrollando CCS.

En 2021 Equinor publicó su estrategia de transición energética. En la misma menciona que Equinor está comprometido con la creación de valor a largo plazo en apoyo de los objetivos del Acuerdo de París. Su estrategia consta de tres pilares y combina una producción de petróleo y gas enfocada y eficiente en carbono con una expansión acelerada e impulsada por el valor en energías renovables y liderazgo en la



construcción de nuevas tecnologías y cadenas de valor bajas en carbono. Cada uno de estos tres pilares esperan que contribuya individual y colectivamente a medida que Equinor haga la transición a una compañía de energía amplia y hacia su ambición de cero emisiones netas en 2050, incluidas las emisiones del uso de productos vendidos.

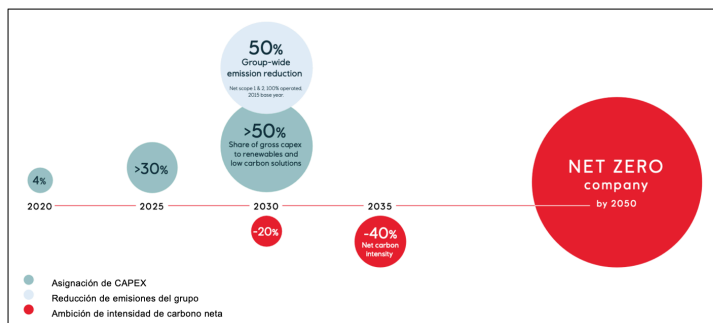


*Pilares que conformar la estrategia de T.E. de Equinor*

Para poder cumplir con su estrategia de transición, desarrollaron un conjunto detallado de ambiciones a mediano plazo que incluyen:

- 1) Reducir a la mitad sus emisiones de gases de efecto invernadero operadas para 2030 en relación con los niveles de 2015 con el 90 % de los recortes provenientes de reducciones absolutas.
- 2) Mejorar aún más el liderazgo de bajo carbono en la industria y la eficiencia del metano de su rentable cartera upstream, lo que les permite ser el productor resistente y responsable del petróleo y el gas que el mundo sigue demandando.
- 3) Asignar más de la mitad del gasto de capital bruto anual a energías renovables y soluciones bajas en carbono para 2030.
- 4) Desplegar capacidad rentable de energías renovables y CCS y soluciones de hidrógeno de acuerdo con hitos específicos, brindando una guía clara sobre cómo planean continuar creando valor a largo plazo mediante el suministro de energía con emisiones progresivamente más bajas.

- 5) Reducir la intensidad de carbono neta, incluidas las emisiones del uso de productos vendidos, en un 20 % para 2030 y un 40 % para 2035, abordando el desafío sistémico de entregar energía que tenga menos emisiones, y eventualmente cero emisiones netas, a los usuarios finales.

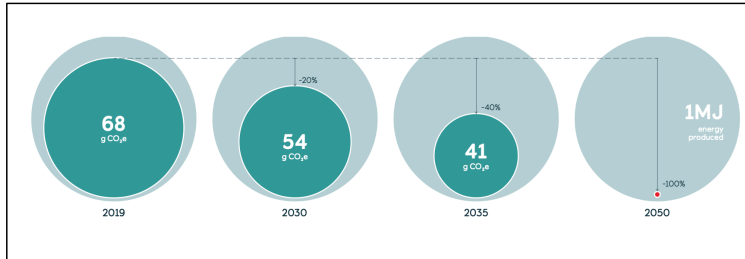


Línea de tiempo de objetivos para llegar a la carbono neutralidad en 2050

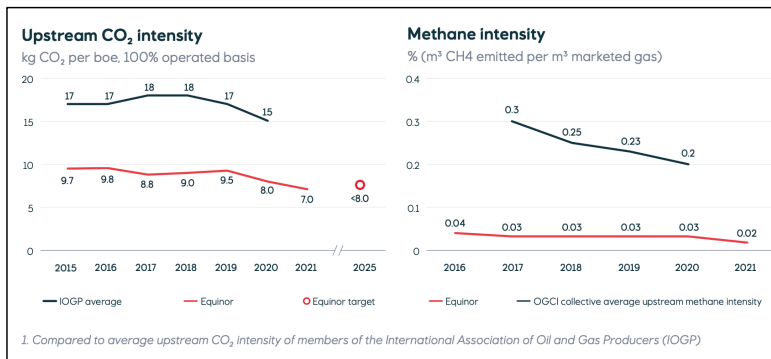
Para enfrentar el desafío climático y al mismo tiempo abordar la necesidad de energía, Equinor ha desarrollado una metodología que muestra cómo está progresando hacia la ambición de cero emisiones netas mientras invierte simultáneamente en la transformación del sistema energético que será necesario para alcanzar los objetivos del Acuerdo de París.

La métrica Net Carbon Intensity (NCI) rastrea sus emisiones netas, incluidas las emisiones de alcance 3 del uso de sus productos, en relación con su producción total de energía a partir de petróleo, gas, electricidad e hidrógeno. Usando una combinación de todas las opciones disponibles para Equinor, la métrica NCI muestra cómo entregarán energía con menor emisiones a lo largo del tiempo, ayudando a los clientes en sus esfuerzos por reducir las emisiones.

La ambición de Equinor es reducir el NCI de 68 g CO<sub>2</sub>e/MJ en 2019 en un 20 % para 2030 y en un 40 % para 2035. Para 2050, el objetivo es reducir el NCI en un 100 %, a cero neto. (2022 Energy Transition Plan, Equinor)



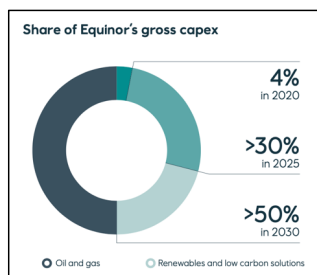
Ambiciones de intensidad neta de carbono de Equinor



Intensidad de emisiones del Upstream y de metano. Comparación con miembros de IOGP

Equinor tiene un plan de inversión claro para generar valor a través de la transición energética y la asignación de capital para concretar su estrategia. Los gastos de capital estimados para 2022-23 son de USD 10 000 millones y de USD 12 000 millones para 2023-24. Esto dará como resultado una proporción cada vez mayor de inversiones renovables, que se espera que sumen un total de USD 23 000 millones en el período 2021-2026.

Su asignación de capital a energías renovables y soluciones bajas en carbono se acelerará hacia 2030. De una participación del 4 % del gasto de capital bruto anual en 2020, se espera que las inversiones en energías renovables y bajas emisiones de carbono crezcan por encima del 30 % del gasto de capital bruto anual para 2025 y a más del 50 % del gasto de capital bruto anual para 2030.



Participación en el gasto de capital bruto de Equinor

En 2021, Equinor comenzó a reportar por separado los resultados de su unidad de energías renovables para reconocer su importancia estratégica y materialidad. En 2021, las ganancias de capital de las energías renovables fueron de 1.400 millones de dólares, un aumento de más de siete veces desde 2020, como resultado principalmente de la venta de activos rentables. A medida que aumentan sus inversiones en energías renovables y soluciones bajas en carbono, estos negocios proporcionarán una parte cada vez mayor de los ingresos.

El gasto de capital orgánico en petróleo y gas en 2022-2023 totalizará alrededor de 8 mil millones de dólares y se espera que se mantenga en el mismo nivel hacia mediados de la década. Esta inversión dará como resultado la producción de petróleo y gas para aplicaciones de uso final tradicionales y como insumos en fuentes de energía descarbonizadas a través de hidrógeno y amoníaco y generación de energía y procesos industriales con CCS.

Para garantizar que continúen conservando una ventaja competitiva en tecnologías y modelos comerciales bajos en carbono, el 40 % de su presupuesto de I+D se asignará a estas áreas para 2025.

Para financiar la transición de la compañía hacia el cero neto y garantizar una sólida distribución de capital a lo largo del viaje, se seguirá invirtiendo en la cartera optimizada de petróleo y gas para generar flujo de efectivo y valor. Los proyectos de petróleo y gas que entren en funcionamiento para 2030 tendrán un punto de equilibrio promedio ponderado por volumen inferior a 35 USD por barril.

*Al momento de finalizar este trabajo en marzo 2023, Equinor no había publicado todavía su performance 2022.*

#### **B.4) TOTAL ENERGIES**

TotalEnergies es uno de los principales actores y pioneros entre las compañías petroleras en ajustar su negocio principal de una mera compañía de petróleo y gas a una compañía de energía. La principal estrategia de la compañía es diversificar su cartera de inversiones en toda la cadena de valor de la energía, así como en diferentes tecnologías renovables.

Esto ayuda a la empresa a diversificar los ingresos derivados de la volatilidad de los precios del petróleo y a orientarse hacia el desarrollo de una posición y un lugar sólidos en los mercados energéticos generales.

Históricamente, las inversiones en energía renovable de TotalEnergies se centraron en la energía solar fotovoltaica y los biocombustibles. La energía solar fotovoltaica está en el centro de la ambición energética de la empresa, y Total ha desarrollado una sólida experiencia a lo largo de toda la cadena de valor, desde la fabricación de paneles hasta la operación de granjas solares y la instalación de soluciones de energía descentralizadas. En el área de biocombustibles, en 2016 TotalEnergies invirtió USD 14 millones en una nueva tecnología de conversión de biomasa de la empresa emergente de tecnología limpia Renmatix. La empresa emergente está produciendo una tecnología que utiliza agua supercrítica para reducir los costes asociados a la conversión de biomasa (madera o residuos agrícolas) en azúcares celulósicos para biocombustibles (Kite-Powell, J., 2016). En 2017, Total también transformó su refinería La Mède en la primera biorrefinería de Francia, con una capacidad de 500 000 toneladas de varios tipos de aceites, incluidos los aceites vegetales (International Oil Companies and the energy Transition, IRENA).

Al igual que Equinor y Shell, Total está sentando las bases para una mayor expansión en la cadena de suministro de electricidad y ha estado adquiriendo empresas a lo largo de esta cadena de suministro, desde generación renovable hasta almacenamiento de baterías, carga de vehículos eléctricos y energía doméstica (Crooks y Raval, 2019). En 2016, la empresa compró Saft, una empresa francesa de fabricación de baterías, así como Lampiris, una empresa belga de energía verde (Ward, 2018). En 2019, siguió otra importante inversión cuando Total fusionó sus filiales minoristas Direct Energie y Total Spring para convertirse en el mayor proveedor alternativo de electricidad de Francia, asumiendo los antiguos monopolios de EDF y Engie. TotalEnergies tiene como objetivo aumentar su capacidad de producción de electricidad

renovable a 5-10 GW dentro de cinco años, aprovechando la experiencia de sus afiliados Total Solar, SunPower, Total Eren y Quadran (Total, 2019).

TotalEnergies también ha estado activo en la inversión en empresas de energía. En 2007, la empresa fundó Total Energy Ventures International, que opera como brazo inversor de Total SA. La estrategia principal es invertir en una amplia variedad de tecnologías energéticas y preferir mantener una participación minoritaria; la cartera incluye energía solar, eólica, oceánica, almacenamiento de energía, tecnología de energía distribuida, hidrógeno, biocombustibles y productos químicos. Ejemplos de inversiones incluyen AutoGrid, una empresa con sede en California que ha desarrollado un conjunto de aplicaciones de Internet de energía para empresas de servicios públicos, minoristas de electricidad, desarrolladores de proyectos de energía renovable y proveedores de servicios de energía; y United Wind, una empresa de turbinas eólicas a pequeña escala con sede en Nueva York formada en 2013 como una combinación de activos y talento de las dos empresas eólicas pequeñas líderes en la industria, Talco Electronics y Wind Analytics (International Oil Companies and the energy Transition, IRENA).

Desde 2016, Total ha preparado informes sobre lo que la empresa está haciendo para enfrentar los desafíos climáticos como parte integral de su estrategia corporativa. En su estrategia de 2019, TotalEnergies estableció el objetivo de lograr una intensidad de emisiones netas cero en su propia producción, así como en los productos energéticos utilizados por los clientes europeos, para 2050. Para la producción global, la empresa tiene como objetivo reducir la intensidad de carbono de sus productos vendidos a consumidores en todo el mundo en un 60 % de aquí a 2050 y aumentar la generación de energía renovable (eólica, solar e hidráulica) a 35 GW para 2025 (Total, 2019).

Acorde a su “*Reporte de Progreso del Clima 2022*”, TotalEnergies se ha comprometido a transformar profundamente su producción y ventas mientras continúa satisfaciendo las necesidades energéticas de una población en crecimiento. A continuación, se resaltan los principales puntos del reporte:

La Compañía está desarrollando una amplia gama de energías con un enfoque integrado (desde la producción hasta la distribución hasta el usuario final) con el fin de descarbonizar su oferta energética y generar una ventaja competitiva que creará valor a largo plazo para sus accionistas y partes interesadas y asegurar su futuro.

Por un lado, la transición energética depende del desarrollo de nuevas moléculas (biocombustibles y biogás, hidrógeno limpio y combustibles sintéticos que combinan hidrógeno y carbono) que TotalEnergies tiene las habilidades básicas para producir. Se está expandiendo en estos mercados con un enfoque en la gestión circular de recursos.

Por otro lado, la transición energética implica usos energéticos electrizantes, lo que requiere un aumento masivo en el suministro de electrones verdes. TotalEnergies se está implementando en toda la cadena de valor de la electricidad renovable, desde la producción y el almacenamiento hasta el comercio y las ventas, de acuerdo con un enfoque selectivo y rentable. Su objetivo es figurar entre los cinco principales productores mundiales de electricidad generada por energía solar y eólica para 2030.

En cuanto al gas, que es un combustible de transición, TotalEnergies continúa su desarrollo en toda la cadena de valor del gas natural licuado (GNL) para fortalecer su posición como la tercera empresa de GNL más grande del mundo. El GNL juega un papel clave en las hojas de ruta netas cero de numerosos países consumidores de carbón y es el socio ideal para las energías renovables intermitentes.

En cuanto al petróleo, la Compañía es muy selectiva y enfoca sus inversiones en proyectos de bajo break-even y bajas emisiones.

A medida que evolucionan, los mercados energéticos se vuelven cada vez más interconectados e interdependientes, particularmente porque la electricidad, la energía en el centro de la transición, es una energía secundaria, lo que significa que depende de otras energías y mercados. Además, la electricidad se producirá cada vez más a partir de fuentes intermitentes que dependen de factores climáticos que no se pueden controlar.

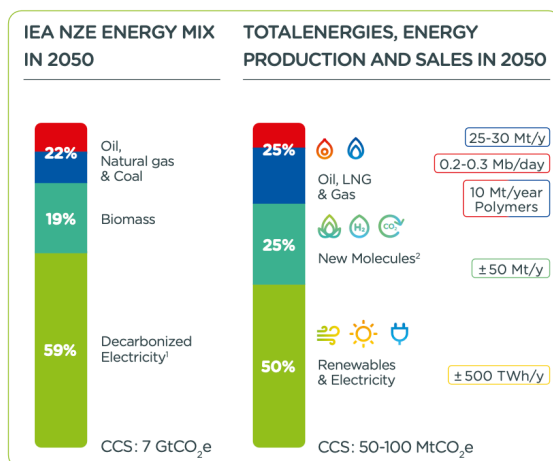
Acorde a su reporte, la estrategia multi-energética integrada de Total, combinada con su sólida base financiera, son fortalezas y fuentes de resiliencia son lo que les permitirán ser un proveedor importante de la energía sostenible que el mundo necesita y aprovechar al máximo estos cambios, incluido el precio potencial.

Reinventar un sistema de energía neta cero significa producir electrones y moléculas descarbonizados y desarrollar sumideros de carbono para absorber el CO<sub>2</sub> de los hidrocarburos residuales (para producir productos químicos, por ejemplo). Esta introducción completa la ambición presentada por la Empresa a sus accionistas en mayo de 2021.

Para 2050, alrededor del 50% de la energía producida por TotalEnergies corresponderá a energía eléctrica renovable con su correspondiente capacidad de almacenamiento. Esto requerirá de desarrollar 400GW de capacidad renovable (2030 target: 100GW en 10 años y 120Twh/año).

Otro 25% de la energía generada corresponderá a 50Mt/año en la forma de biogas, hidrogeno o combustible sintético (e-fuels<sup>8</sup>).

En cuanto a los hidrocarburos TotalEnergies producirá alrededor de 1Mb/día (4 veces menos que en 2030), compuesto principalmente por gas natural licuado (alrededor de 0.7 Mboe/d). El resto será petróleo de muy bajo costo. El mismo será utilizado principalmente en la petroquímica para producir aproximadamente 10 Mt/año de polímeros.



Proyección a 2050 del portafolio de soluciones energéticas de TotalEnergies

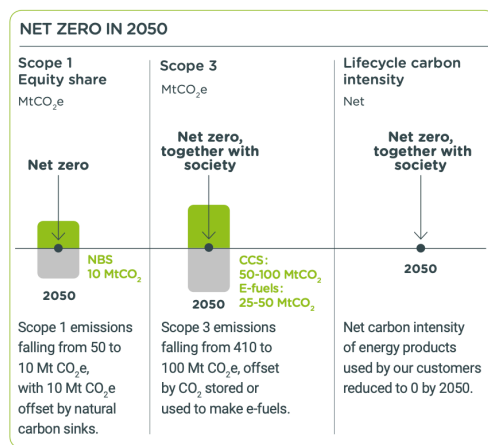
Los hidrocarburos representarán aproximadamente 10 Mt/año de emisiones de alcance 1, incluidas emisiones de metano cercana a cero (por debajo de 0.1

<sup>8</sup> La producción de e-fuels a partir de hidrógeno renovable y CO2 capturado es una vía prometedora para descarbonizar el transporte. El ritmo al que crezcan estos e-fuels dependerá del desarrollo del hidrógeno verde. Además de ser bajas en carbono, ofrecen la ventaja considerable de reciclar CO2. Los e-fuels son una de las soluciones para llegar a cero neto a través de tecnologías de captura y utilización de carbono. TotalEnergies se está posicionando en este mercado, en particular para ayudar a descarbonizar la industria de la aviación con combustibles líquidos sustentables.



MtCO<sub>2</sub>e/año) que será compensadas con soluciones basadas en la naturaleza. Además, representarán 100Mt/año de emisiones de alcance 3. Para alcanzar el cero neto con la sociedad, TotalEnergies ayudará a eliminar esas emisiones a través de un proyecto de almacenamiento para clientes y con e-fuels que evitarán entre 25 a 50 Mt/año de CO<sub>2</sub> producidos con hidrógeno verde y compensando la intermitencia de las energías renovables en sustitución de los combustibles fósiles.

En los próximos 10 años TotalEnergies desarrollará los proyectos que le permitirán alcanzar la neutralidad de carbono para 2050.

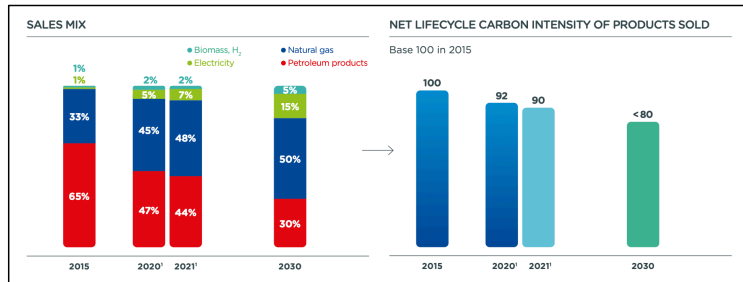


Alcance de la carbono neutralidad en 2050

Los mercados de electricidad y gas con bajas emisiones de carbono (gas natural, biogás e hidrógeno) deberán expandirse, mientras que el carbón deberá eliminarse y la demanda de petróleo deberá estabilizarse y luego disminuir. TotalEnergies ya se está posicionando en esta oferta energética del futuro y diversificando su matriz energética al reducir la participación de los productos derivados del petróleo y aumentar el gas natural, como combustible de transición, y la electricidad renovable.

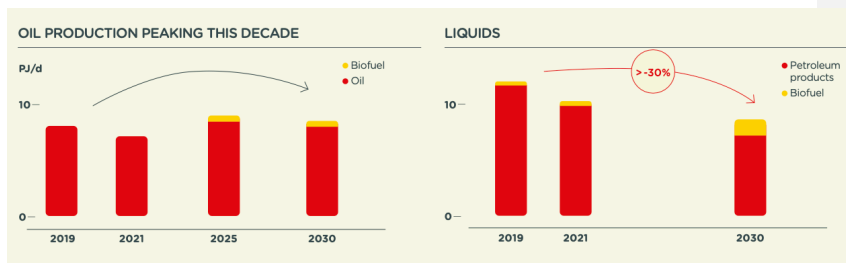
La combinación energética de las ventas de la Compañía también cambiará significativamente y podría ubicarse en 50% gas, 30% productos derivados del petróleo, 15% electricidad mayoritariamente renovable y 5% biomasa e hidrógeno para 2030.

El cambio hacia productos con menos carbono le permitirá reducir la intensidad de carbono del ciclo de vida de los productos energéticos vendidos en al menos un 20 % para 2030.

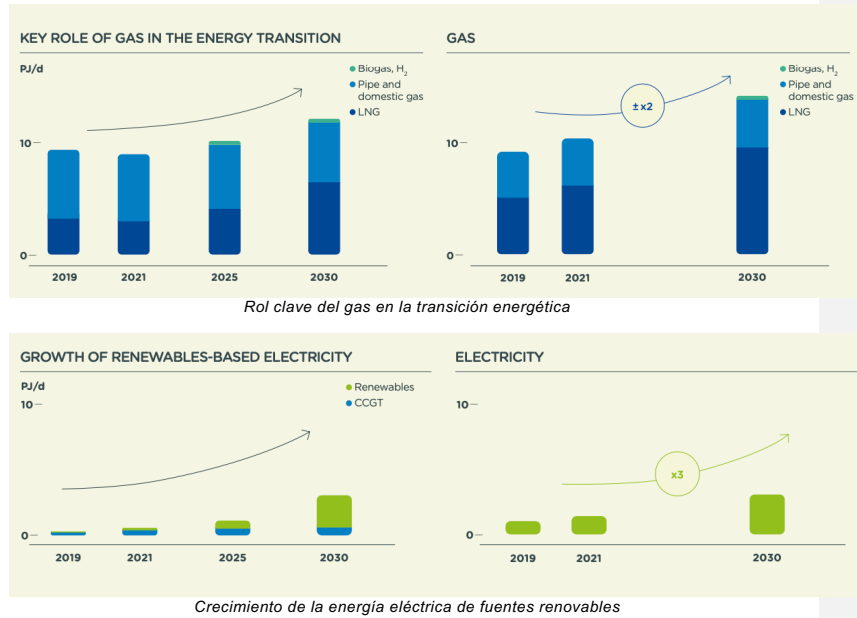


En cuanto a su producción de hidrocarburos TotalEnergies proyecta llegar a su pico de petróleo esta década y empezar a decaer en 1.4 Mb/d en 2030. El objetivo es incrementar la producción de gas en un 50% entre 2015 y 2030 (de 1.3 Mboe/d a 2 Mboe/d) y aumentar la generación eléctrica a 120 Twh en 2030 de 1.7 Twh. en 2015.

La Compañía está reduciendo las ventas de productos derivados del petróleo para alinearse con su producción a 2030. Las ventas de gas y electricidad crecerán intensamente, incrementando las ventas de gas x 2 y las de la electricidad x 20 en el período 2015-2030.



*Pico producción de petróleo se alcanzará en esta década*



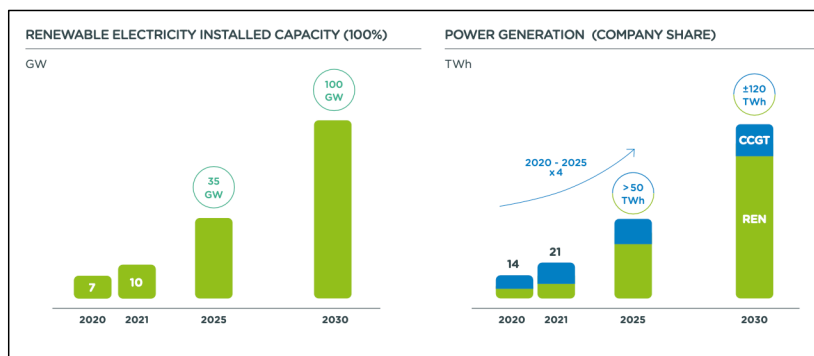
**TotalEnergies quiere convertirse en uno de los cinco principales productores mundiales de electricidad renovable.** En cinco años, la Compañía ha invertido más de \$10 mil millones, principalmente en electricidad fotovoltaica y eólica marina (un promedio de \$2 mil millones por año). En 2021, TotalEnergies aumentó sus inversiones en electricidad y energías renovables a más de \$3 mil millones, o el 25 % de sus inversiones netas. Tiene la intención de financiar inversiones de más de \$ 60 mil millones en capacidad de generación de energía renovable para 2030. La Compañía realiza inversiones rentables, es decir, proyectos con un retorno de más del 10%. La combinación combina mercados regulados con mercados desregulados integrados en toda la cadena de valor de la electricidad.

Como resultado, el EBITDA del negocio de Energía y Renovables superó los mil millones de dólares en 2021.

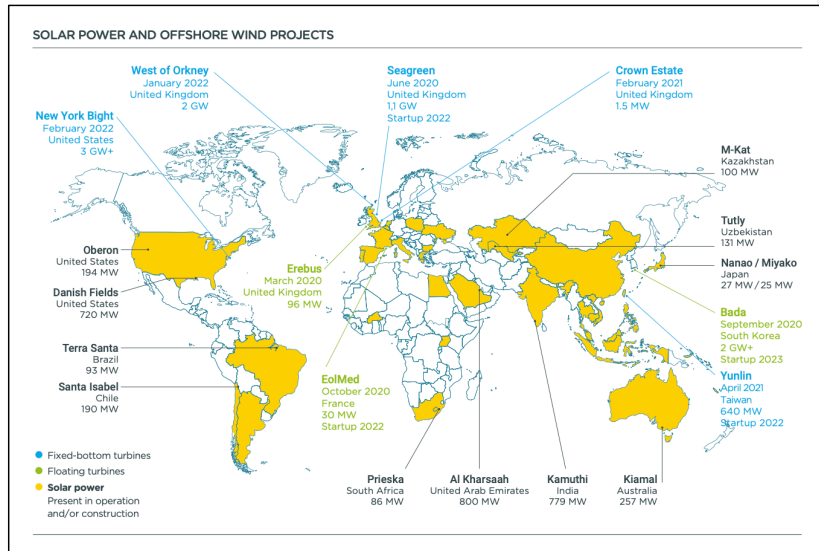
En los últimos cuatro años, la capacidad instalada bruta de energía renovable de la Compañía creció de 0,7 GW en 2017 a más de 10 GW en 2021. El objetivo es tener 35 GW de capacidad bruta en 2025 y 100 GW en 2030. El 2025 la cifra se basa en proyectos identificados en desarrollo. El objetivo de la Compañía es aumentar la producción de electricidad de 21 TWh en 2021 a 120 TWh en 2030.

La amplia presencia internacional de TotalEnergies le da una ventaja competitiva para identificar y desarrollar proyectos rentables de energías renovables. Por eso, creó una red de Exploradores de Renovables en 2021 en unos 60 países anfitriones.

Desde 2015, TotalEnergies ha estado construyendo una cartera de generación de energía flexible utilizando plantas de turbinas de gas de ciclo combinado (CCGT), con una capacidad de 4 GW a fines de 2021. Estas plantas complementan el desarrollo de las energías renovables apoyando a la red durante los períodos de máxima demanda o cuando no hay suficiente sol o viento. En última instancia, las unidades CCGT están destinadas a la descarbonización, ya sea cambiando de gas a biometano o hidrógeno o secuestrando sus emisiones a través de la captura y almacenamiento de carbono (CCS).



Capacidad instalada y proyectada de electricidad renovable



Proyectos de energía solar y eólicos offshore

La empresa continuó aumentando sus proyectos eólicos offshore. La energía eólica marina ofrece altas tasas de utilización con un potencial de desarrollo significativo y una mejor aceptabilidad que la energía eólica terrestre, particularmente en Europa.

TotalEnergies ve un fuerte potencial de crecimiento en la energía eólica marina, especialmente porque puede aprovechar la experiencia de sus equipos en la gestión y operación de megaproyectos marinos.

La capacidad total de la cartera eólica marina supera los 10 GW, de los cuales dos tercios son de fondo fijo y un tercio flotante.

Además, durante el 2021 realizó el lanzamiento de varios proyectos de almacenamiento eléctrico estacionario para apoyar las renovables. Las soluciones de almacenamiento de electricidad son necesarias para compensar la intermitencia de los proyectos solares y eólicos, aprovechar al máximo la volatilidad diaria en los mercados eléctricos y garantizar la estabilidad de la red.

En este segmento, TotalEnergies se beneficia de la experiencia tecnológica de Saft, que también tiene como objetivo aprovechar al máximo este mercado de rápido crecimiento.

El otro combustible clave de transición para TotalEnergies es el gas natural. Juega un papel muy importante en la generación eléctrica. El gas natural emite la mitad de las emisiones de gases de efecto invernadero que el carbón en la generación de energía y, cuando se usa como sustituto, permite lograr reducciones sustanciales, como ya ocurre en el Reino Unido y en Estados Unidos.

Obviamente, para que el gas desempeñe este papel, todos los participantes en la cadena de valor, empresas y Estados, deben unirse para luchar contra las emisiones de metano, como se subrayó en la reunión COP26 en Glasgow con el compromiso de 105 Estados para reducir las emisiones de metano en un 30% para 2030. El nuevo objetivo de TotalEnergies es reducir las emisiones de metano en un 80% para 2030.

Las principales ventajas del gas para Total son:

- Recursos ampliamente disponibles, bien redistribuidos en todo el mundo gracias al GNL.
- Una solución simple e inmediata para la descarbonización de la electricidad y la industria, especialmente en sectores de alto consumo de energía como la fabricación de acero y cemento.
- Un socio ideal para las energías renovables, que son intermitentes y estacionales por naturaleza.
- Un componente central de las hojas de ruta de numerosos países consumidores de carbón para llegar al cero neto.
- Una fuente para el desarrollo masivo de hidrógeno azul con tecnologías de captura y almacenamiento de carbono (CCS).

Por este motivo la estrategia de TotalEnergies con respecto al gas es:

- Incrementar la participación del gas natural en la mezcla de ventas al 50% para 2030;
- Fortalecer la posición de la Compañía entre las 3 primeras en GNL. • Cubrir toda la cadena de valor del gas, desde la producción y comercialización hasta las centrales eléctricas de gas y la comercialización;
- Reducir las emisiones de la cadena de valor del gas y eliminar las emisiones de metano;

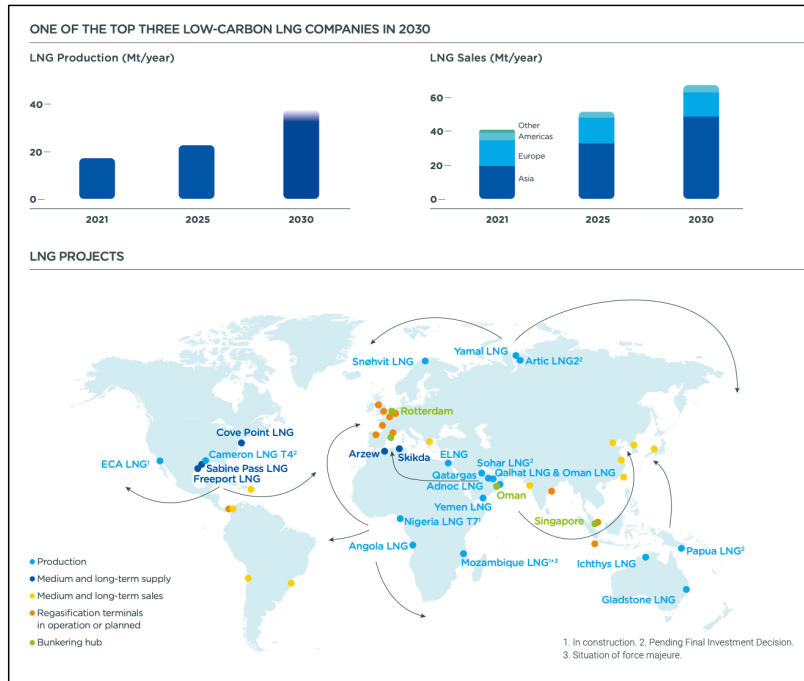
- Trabajar con socios locales para promover el cambio al gas natural.

TotalEnergies está rankeada entre los tres primeras empresas a nivel mundial de GNL bajo en carbono para 2030.

Una vez licuado, el gas natural puede transportarse y entregarse a los lugares de uso. La demanda mundial de gas natural licuado (GNL) ha experimentado un fuerte crecimiento, aumentando un 9 % anual entre 2015 y 2021. Con 42 Mt vendidas en 2021, TotalEnergies es la tercera empresa de GNL más grande del mundo. Su objetivo es vender 50 Mt por año para 2025, lo que corresponde a una participación de mercado global estable del 10%. En 2021, el 99% de las ventas de GNL de la Compañía se dirigieron a países que se han comprometido con la neutralidad de carbono. TotalEnergies está desarrollando varios proyectos a gran escala para respaldar este crecimiento: Energía Costa Azul (ECA) en México, un séptimo tren de GNL en Nigeria, un cuarto tren en Cameron LNG en los Estados Unidos, Mozambique LNG, Papua LNG y Artic LNG 2 en Rusia.

Este crecimiento requiere una estrategia ejemplar para las emisiones de gases de efecto invernadero. En la reducción de emisiones a lo largo de la cadena de GNL, la prioridad es el metano

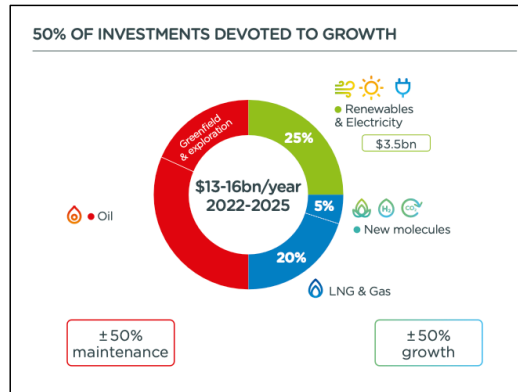
La Compañía también está trabajando en la mejora del rendimiento de las plantas de licuefacción, en particular en Qatar, Rusia y Estados Unidos, con proyectos de eficiencia energética, electrificación con energía renovable solar y eólica, y captura de carbono nativo y almacenamiento. Por último, TotalEnergies está renovando su flota de buques metaneros con nuevos buques que emiten de media un 40 % menos de CO<sub>2</sub> que los buques más antiguos.



TotalEnergies tiene uno de los tres proyectos de LNG bajo en carbono

La estrategia de asignación de capital se encuentra alineada con la estrategia de transformación. En 2021, TotalEnergies delineó su estrategia de asignación de capital para 2022-2025, un período durante el cual planea realizar inversiones netas de \$13 a \$16 mil millones al año. La Compañía dedicará la mitad de sus inversiones al mantenimiento y adecuación de sus operaciones de upstream y downstream petrolero y la otra mitad al crecimiento de la producción y venta de energía: un 20% a GNL, un 25% a renovables y electricidad y un 5% a nuevas moléculas (bio- combustibles, biogás, hidrógeno y e-combustibles). En 2021, las inversiones en energías renovables y electricidad representaron el 25% de las inversiones totales, o más de \$3 mil millones, frente a menos del 5% en 2015. En 2022, aumentarán a \$3.5 mil millones. Este monto es superior a la inversión en nuevos proyectos de petróleo y gas, que representan menos del 20% del total (incluyendo \$500 millones invertidos en exploración).





Estrategia de asignación de capital 2022-2025

TotalEnergies cuenta con un portafolio resiliente. La cartera se beneficia de un punto de equilibrio bajo en línea con el objetivo estratégico de menos de \$ 30/b (punto de equilibrio orgánico de la compañía antes del dividendo por debajo de \$ 25/b en 2021), lo que garantiza recursos competitivos.

En particular, en el segmento upstream, TotalEnergies tiene el costo de producción por barril más bajo y la intensidad de carbono más baja por barril de petróleo equivalente (Alcance 1+2 operado) entre sus pares, alrededor de \$5/bpe y 17 kg CO<sub>2</sub>/bpe., respectivamente. Además, la vida media de las reservas probadas y probables de petróleo y gas de la Compañía es de 18 años y el valor descontado de sus activos upstream más allá de 2040 representa menos del 15% de su valor total. En junio de 2020, TotalEnergies también revisó sus activos upstream que pueden calificarse como "varados", es decir, con reservas de más de 20 años y altos costos de producción, cuyas reservas totales, por lo tanto, pueden no producirse para 2050. Los únicos proyectos afectados son Fort Hills y Surmont en Canadá. TotalEnergies ha decidido tomar en cuenta solo las reservas probadas para las pruebas de deterioro de estos dos activos, contrariamente a la práctica general que considera reservas probadas y probables, y no aprobar nuevos proyectos para aumentar la capacidad de estos activos de arenas bituminosas canadienses.

La estrategia de la Compañía de enfocar nuevas inversiones petroleras en proyectos de baja intensidad de carbono también la llevó a salir de los activos de petróleo crudo extrapesado en la Faja del Orinoco de Venezuela en 2021. Las características de la cartera de TotalEnergies amortiguan el riesgo de tener activos

varados en el futuro si hay un declino de la demanda estructural de hidrocarburos por regulación ambiental más estricta y un cambio en las preferencias de los consumidores.

Además, TotalEnergies evalúa la resiliencia de su cartera, incluso para nuevas inversiones materiales, sobre la base de escenarios relevantes y pruebas de sensibilidad. Cada inversión material, incluso en la exploración, adquisición y desarrollo de recursos de petróleo y gas, así como en otras energías y tecnologías, se revisa en relación con los objetivos del Acuerdo de París, como se describe anteriormente. De esta manera, cada nueva inversión fortalece la resiliencia de la cartera de la Compañía. Incluso si el precio del carbono no se aplica actualmente en todos los países anfitriones de la Compañía, TotalEnergies incluye, como caso base, un precio mínimo del carbono de \$40/tonelada en sus criterios de inversión (o el precio actual en un país dado, si este es mayor), con el supuesto de un incremento lineal a \$100 por tonelada a partir de 2030. Más allá de 2030 se aplica un incremento anual del 2%. Suponiendo un precio del carbono de \$200/tonelada a partir de 2030 y un aumento anual del 2% a partir de entonces (es decir, un aumento de \$100/tonelada con respecto al escenario base), TotalEnergies estima un impacto negativo de alrededor del 9% en el valor actual descontado de sus activos (upstream y downstream).

#### **B.5) CHEVRON**

Chevron, como otras empresas norteamericanas, iniciaron su proceso de transición energética con un fuerte foco en la energía renovable. Probablemente, emulando la estrategia y el enfoque europeo. Tuvo tres intentos iniciales para establecer su presencia en las energías renovables en los años 2000, 2014 y 2016. Concretamente se focalizaron en la energía solar, la eólica y la geotérmica. Sin embargo, los menores retornos del negocio renovable en comparación con el petróleo y el gas hicieron que la compañía revisara su estrategia y continuara enfocándose en sus actividades principales originales, mientras aún poseía una pequeña cartera de energías renovables (principalmente proyectos eólicos y solares en los EE. UU.) (International Oil Companies and the energy Transition, IRENA).

En 2021 la Compañía consolidó y comunicó públicamente una estrategia concisa de cambio climático. El 14 de septiembre de 2021 realizó una presentación pública con inversores donde comunicó el camino trazado para abordar esta temática. El Chairman y CEO de Chevron, Michael Wirth, declaró en esa presentación: *“Creemos que el cambio climático es real y que la actividad humana, incluido el uso de combustibles*

fósiles, contribuye a ello. Creemos que el futuro de la energía será bajo en carbono y tenemos la intención de ser un líder hoy y en ese futuro.

Creemos que la energía permite la vida moderna. La energía confiable y asequible seguirá siendo esencial para impulsar una economía en crecimiento y sacar a miles de millones de personas de la pobreza. Esto incluirá la reducción de la intensidad de carbono de las operaciones de petróleo y gas y nuevas soluciones energéticas con menos carbono.

La acción del gobierno es fundamental para permitir la evolución del sistema energético. Apoyamos políticas climáticas bien diseñadas y creemos que poner precio al carbono es el mecanismo más eficiente para aprovechar las fuerzas del mercado para reducir las emisiones.

Creemos que la innovación, la tecnología y la política serán los impulsores clave del cambio. Cada uno continuará evolucionando, y los desarrollos pueden sorprendernos. Sabremos más dentro de un año de lo que sabemos hoy e incluso más dentro de un año. Continuaremos informándole sobre cómo los desarrollos afectan nuestros planes y progreso.

Finalmente, tenemos la intención de ser administradores responsables del capital de nuestros accionistas. Eso significa centrarse en invertir con disciplina para generar mayores rendimientos y menos emisiones de carbono. Planeamos establecer objetivos y ambiciones para hacer ambas cosas, y lo actualizamos regularmente sobre nuestro progreso." (Chevron's Energy Transition Spotlight, 2021)

**El principal pilar de la estrategia de transición energética es la descarbonización de sus operaciones de petróleo y gas.** A diferencia de otras Compañías, Chevron considera dentro de su inventario global de emisiones, aquellas que proviene de áreas donde es socio y no opera, en forma proporcional.

Como su principal pilar es la descarbonización de sus operaciones, las metas que se plantea son en base a reducción de la intensidad de emisiones de los barriles que produce y por consiguiente a la eliminación de la quema de rutina, la eficiencia energética y la reducción de emisiones de metano. Para 2028, estableció una intensidad de emisiones de 24kgCO<sub>2</sub>e/boe para el petróleo y la misma meta para su producción de gas (esto es sobre su producción total global). Además, planteó alcanzar la cero quema de rutina para el 2030 y la carbono neutralidad para 2050.

**our approach is designed to facilitate carbon accounting that reduces our own emissions and also sets a framework that facilitates achieving global reductions as efficiently and cost-effectively as possible**

**chevron UCI (scope 1 and 2) reduction targets for 2028:**

<b>24</b> kg CO <sub>2</sub> e/boe for oil (global industry averages 46)	<b>40%</b> reduction from 2016
<b>24</b> kg CO <sub>2</sub> e/boe for gas (global industry averages 71)	<b>26%</b> reduction from 2016
<b>2</b> kg CO <sub>2</sub> e/boe for methane and a global methane-detection campaign	<b>53%</b> reduction from 2016
<b>0</b> routine flaring by 2030 and 3 kg CO <sub>2</sub> e/boe for overall flaring	<b>66%</b> reduction from 2016

*Metas establecidas a 2028*

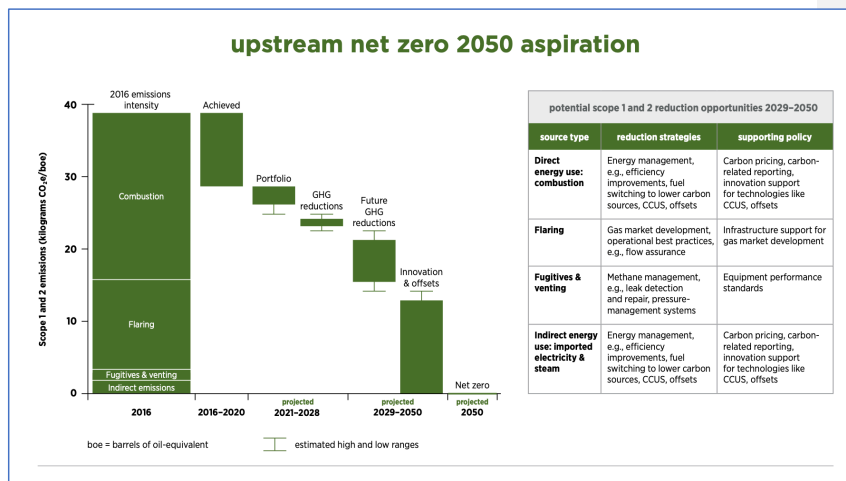
Para poder realizar esta disminución del 40% de las emisiones para 2028 y la carbono neutralidad para el 2050, trazó un camino de reducción que incluye:

- Identificar oportunidades de eficiencia energética.
- Utilizar combustibles con menor contenido de carbono en sus operaciones.
- Trabajar sobre las mejoras prácticas en el diseño de sus instalaciones y sobre el manejo del gas asociado a la producción de petróleo (es en definitiva el principal motivo por el que se incrementa la quema en las operaciones de una empresa).
- Implementar campañas LDAR (Leak detection and repair), que consisten en identificar emisiones fugitivas en las instalaciones que contienen alto contenido de metano.
- Trabajar sobre el desarrollo tecnológico que permita disminuir las emisiones de los proyectos como el CCUS.

Para poder llevar todas estas acciones a cabo Chevron conformó un grupo interdisciplinario de trabajo que le permita mejorar su capacidad organizativa.

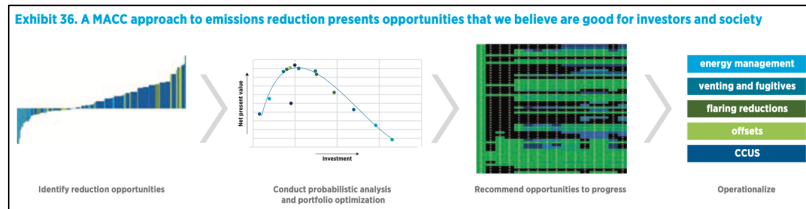
- Chevron Technology Ventures (CTV) apunta a la innovación externa y la tecnología de transformación en áreas como la captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS), hidrógeno y tecnologías de energía emergentes.
- El Centro Técnico de Chevron (CTC) desarrolla e implementa tecnología en todo el negocio, incluida la integración de tecnología de bajo carbono en nuestras operaciones.

- En 2021 formó el Chevron New Energies, un negocio enfocado en el escalamiento de hidrógeno, CCUS y compensaciones.
- Chevron Strategy & Sustainability continúa administrando la estrategia a largo plazo de la compañía al integrar el cambio climático, la transición energética y otros temas de sustentabilidad en el pronóstico macroeconómico, pronóstico de oferta y demanda, pronóstico de precios, modelado de cartera, e inteligencia de la competencia.



Proyección de la carbono neutralidad del Upstream para 2050

En su reporte “Climate Change Resilience 2021”, detallan como evalúan y seleccionan los proyectos de descarbonización. El proceso que utilizan es el de la curva de costo marginal de reducción (MACC). Los MACC pueden permitir una visualización de las oportunidades de reducción, mostrando su costo relativo y potencial de reducción sobre una base similar. De esta forma obtienen oportunidades de reducción tanto de sus activos operados como no operados. Una vez seleccionados agrupan las oportunidades de reducción en las áreas clave de la gestión energética; gestión del metano, consistente en venteos, fugitivos y reducciones en antorcha; CCUS; y compensaciones.



En el reporte detallan además que, cualquier fuente de emisiones puede compensarse con remociones naturales o tecnológicas, como soluciones basadas en la naturaleza y CCUS. Estos enfoques de reducción de GEI pueden ser respaldados por políticas sobre precios del carbono, informes relacionados con el carbono, soporte para tecnologías como CCUS y compensaciones.

La mayoría de sus emisiones de Alcance 1 y 2 están relacionadas con el uso de energía, que aclaran que pueden reducirse mediante la gestión de la energía, por ejemplo, mejoras en la eficiencia o cambio de combustible a fuentes con menos carbono (por ejemplo, de diésel a gas).

La siguiente categoría de fuente más grande de sus emisiones de Alcance 1 proviene de actividades relacionadas con el metano, incluidas la quema, las emisiones fugitivas y la ventilación. La quema se puede reducir mediante el desarrollo de mercados de gas para habilitar la capacidad de extracción de gas. Las emisiones fugitivas pueden abordarse con estrategias de reducción, como programas de detección y reparación de fugas, y pueden estar respaldado por políticas para los estándares de desempeño del equipo. El venteo se puede reducir mediante sistemas de gestión de la presión.

En el reporte que publicaron en septiembre del 2021, reportaron que habían identificado casi 100 proyectos de reducción de GEI para avanzar a la ejecución y planeaban gastar más de \$300 millones en 2022. Además, proyectaban gastar aproximadamente \$2 mil millones en proyectos similares hasta 2028. Esperan que las oportunidades generen aproximadamente 4 millones de toneladas de reducción de emisiones por año.

En el reporte destaca en particular los cambios que están haciendo en su operación de *Permian*. Vale la pena destacarlo en este trabajo ya que *Permian* es una formación comparable con Vaca Muerta.

“En Permian, también estamos cambiando la forma en que consumimos energía y detectamos las emisiones de metano. Todas nuestras plataformas de perforación operadas y los márgenes de terminación se han convertido a electricidad directa, gas natural o energía de combustible dual, desplazando el uso de diésel y reduciendo aún más las emisiones esperadas. También comenzamos a adquirir energía renovable para nuestras operaciones. Inicialmente, comenzamos comprando 65 megavatios de energía eólica. Más recientemente, nos hemos asociado con Algonquin para construir 120 megavatios adicionales de energía solar. A medida que continúa este esfuerzo, creemos que el 70 por ciento de nuestra demanda de energía de Permian Basin se puede satisfacer con energía renovable. Como parte de nuestro plan global de detección de metano, estamos colaborando en sobrevuelos aéreos que cubren miles de sitios. Los aprendizajes de estas actividades se están implementando en toda la cartera de Upstream para reducir la intensidad de carbono.” (Climate Change Resilience, Chevron).

Otro eje de acción destacado por la Compañía es la compensación, especialmente en sectores donde no tienen oportunidades de reducción por tecnología o costos.

Acorde a lo reportado, la experiencia de Chevron en el desarrollo y uso de compensaciones se remonta a casi dos décadas y es una parte importante de sus operaciones en áreas como Australia, Canadá, Colombia y California. Tienen una organización global de comercio de carbono y participa activamente en múltiples registros e intercambios. También planean invertir directamente en soluciones escalables basadas en la naturaleza, como el almacenamiento de carbono en el suelo, la reforestación y la restauración de manglares, generando créditos de alta calidad.

Esperan ser un proveedor de cartera de compensaciones al proporcionar a más clientes productos emparejados con compensaciones.

## **B.6) EXXON**

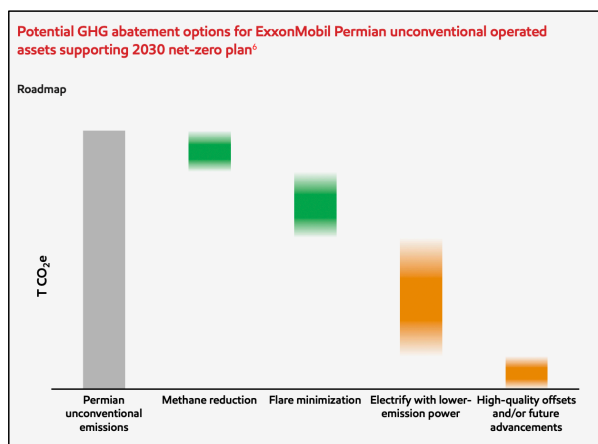
Al igual que Chevron y a diferencia de sus pares petroleros europeos, **ExxonMobil ha optado por una estrategia de descarbonización y no tanto de diversificación.** Su principal objetivo está enfocado es disminuir las emisiones de sus operaciones de petróleo y gas.

En enero de 2022, ExxonMobil estableció un objetivo de neutralidad de carbono para sus emisiones de Alcance 1 y 2 para 2050. Se alinea un objetivo intermedio para

reducir la intensidad de sus emisiones de gases de efecto invernadero operadas upstream en un 15-20% para 2025 en comparación con los niveles de 2016. El objetivo se fijó después de que algunos de sus inversionistas aumentaran la presión para que la Compañía redujera su huella de carbono. La compañía ha anunciado planes para invertir \$ 15 mil millones para apoyar la descarbonización de su negocio a través de CCUS, hidrógeno, biocombustibles, lo que debería hacer que el operador inyecte efectivo en tecnologías más nuevas para reducir las emisiones. Ese anuncio de inversión se incrementó a \$17 billones en su último Reporte de Progreso 2023.

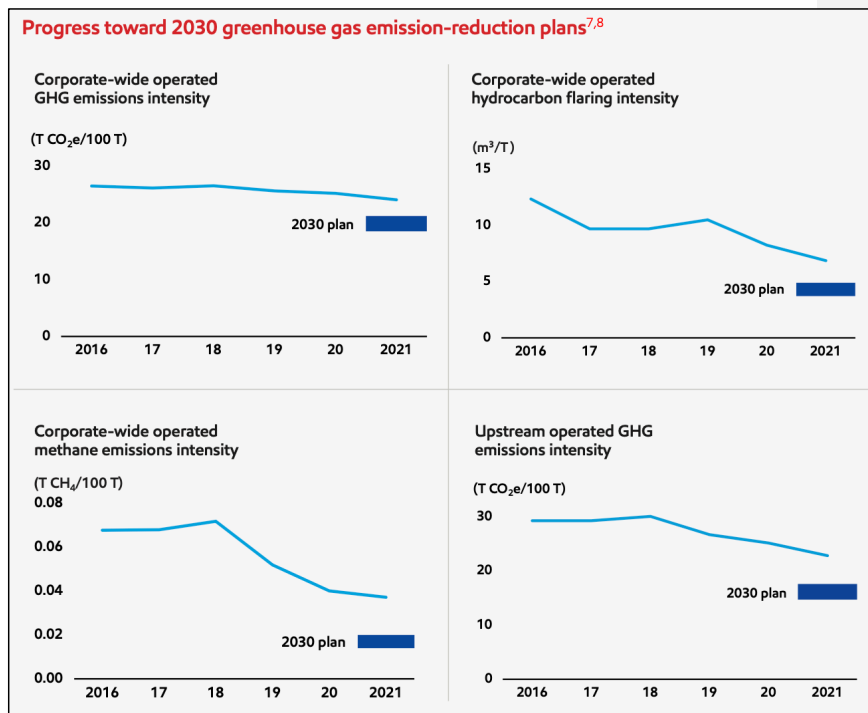
En el mismo reporte también anuncia su expansión en la capacidad de refinación para el primer semestre de 2023 en 250.000 barriles día. En cuanto al metano, fija una meta para aumentar sus herramientas de medición de este GEI, como así también fija un objetivo de reducción del metano de sus activos operados del 40% desde 2016 (año de línea base).

Un punto importante para analizar de Exxon es que es la única mayor que fijó un objetivo distinto de reducción de emisión para sus activos de Permian. Dado que la actividad no convencional tiene menores emisiones, fijaron metas más ambiciosas para estos activos. La Compañía espera alcanzar la neutralidad de carbono en Permian para 2030 y la cero quema de rutina estaba fijada para fines de 2022. (al momento de realizar este trabajo, todavía no estaba publicado la performance 2022 de la Compañía para comprobar si se alcanzó este objetivo o se replanteó). Para el resto de la Compañía, la neutralidad de carbono está fijada para 2050.





Sus planes 2030 esperan alcanzar un 20-30% de reducción en la intensidad de emisión corporativa, esto incluye una reducción de entre 40-50% de reducción en la intensidad de emisión del upstream, 70-80% de reducción en la intensidad de emisión de metano corporativa y 60-70% de reducción de intensidad de emisión del flaring.



En cuanto a su portafolio de soluciones bajas en carbono, Exxon apuesta fuerte a la captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>, el hidrógeno y los biocombustibles.

Acorde al informe de la consultora Rystad "Supermajor transformation Report" en el mercado de CCUS, ExxonMobil se está posicionando como uno de los principales actores y ya posee una quinta parte de la capacidad operativa mundial de CCUS. La ambición es proporcionar CCUS como un servicio comercial para otros actores industriales para ayudarlos a descarbonizar sus emisiones difíciles de reducir de manera rápida y más eficiente financieramente. La estrategia de ExxonMobil es establecer centros industriales donde la infraestructura de almacenamiento y transporte compartido pueda ser utilizada por varios activos de captura para hacer que el manejo de CO<sub>2</sub> sea una opción más rentable que la emisión de CO<sub>2</sub>.

El hidrógeno azul será otro factor importante para las reducciones de emisiones de ExxonMobil. La empresa es un importante productor y usuario de hidrógeno en refinerías y plantas químicas. La compañía está planeando una planta de hidrógeno azul a escala global en su complejo petroquímico y de refinación integrado en Baytown, Texas.

El tercer bloque de construcción de ExxonMobil es hacer crecer su negocio en biocombustibles, que proporcionan una alta densidad de energía para satisfacer las necesidades de transporte comercial con una intensidad de emisiones significativamente menor que los combustibles convencionales. La compañía espera fuertes retornos con proyectos que estén en línea con los estándares actuales de combustible bajo en carbono. Su producción de biocombustibles ya está lista para expandirse significativamente a través de un proyecto de diésel renovable propuesto en las instalaciones de Strathcona de su subsidiaria canadiense Imperial Oil, que producirá 20,000 barriles por día de diésel renovable utilizando materia prima de origen vegetal cultivada localmente e hidrógeno con captura de carbono y almacenamiento.

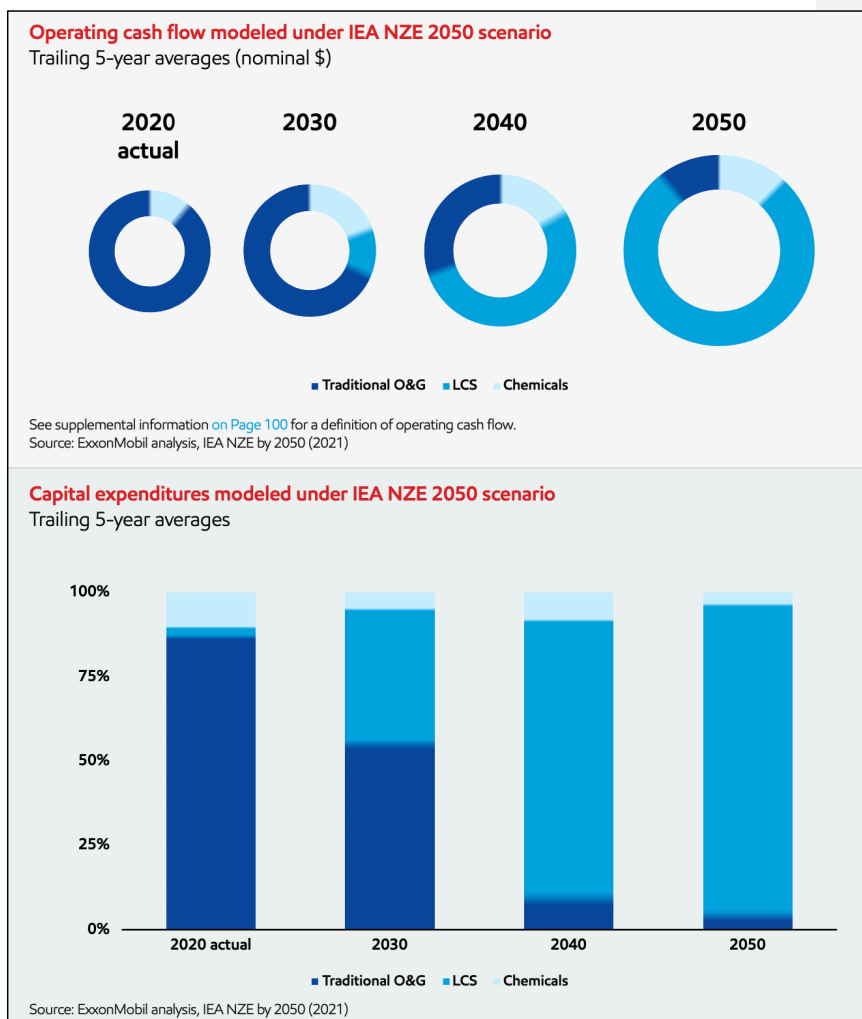
ExxonMobil continuará buscando oportunidades en áreas donde sus habilidades puedan encajar, como energía eólica marina, biomasa y geotérmica, para decidir si un compromiso beneficiase a los accionistas. Hasta el momento, estas áreas no han sido priorizadas en la estrategia de transición energética de la compañía. La empresa tampoco se ha ramificado en industrias como la eólica terrestre y la solar, donde carece de experiencia o capacidades diferenciadoras y, por lo tanto, tiene una capacidad limitada para ofrecer rendimientos distintos. Aun así, estas tecnologías seguirán respaldando los objetivos de cero emisiones netas de ExxonMobil para sus operaciones, ya que la empresa utilizará acuerdos de compra de energía renovable para reducir las emisiones de la generación de energía. (*Supermajor Transformation Report Exxon, Rystad Energy*)

Exxon replanteó su core business aclarando que lo conforma:

- **Upstream:** continuará siendo su negocio crítico por eso apuesta a los bajos costos de desarrollo y lo centra como la unidad clave para asegurar la seguridad energética del mundo.
- **Soluciones de productos:** consolidar el negocio del downstream y la petroquímica a través de la innovación tecnológica.

- **Soluciones bajas en carbono:** ayudar a disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero de la población, brindando soluciones de captura de carbono, hidrogeno y biocombustibles, como así también la descarbonización de sus operaciones y productos.

En base a este cambio de estrategia corporativa, la Compañía modeló su cash flow a 2050 considerando el escenario de NZE de la Agencia Internacional de Energía:



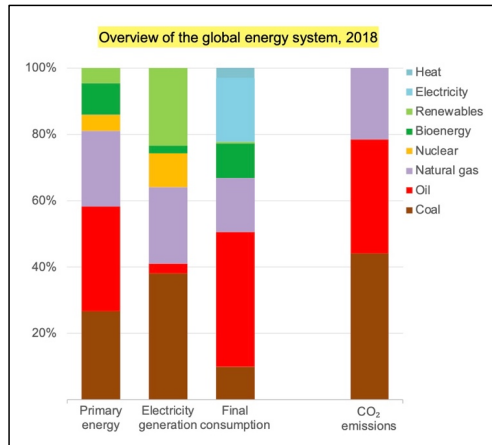
### **B.7) RECAPITULACIÓN: LA INDUSTRIA DEL PETROLEO Y EL GAS EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA**

El análisis realizado de cada Compañía en el capítulo anterior busca plantear que no hay una sola estrategia y un solo camino posible para trazar la transición energética de una empresa de petróleo y gas. Se puede optar por diversificar el porfolio de proyectos y disminuir cada vez más la injerencia del petróleo y el gas sobre esa cartera u optar por seguir manteniendo el *core business* sobre el *oil and gas*, pero descarbonizando y compensando las emisiones de esas operaciones.

Como cierre es interesante analizar los 10 hallazgos clave a los que arribó la Agencia Internacional de Energía en el reporte de *"The Oil and Gas Industry in Energy Transition"*.

- 1) *La industria del petróleo y el gas enfrenta un reto estratégico de balancear el retorno a corto plazo con la licencia social que necesita para operar a largo plazo.*

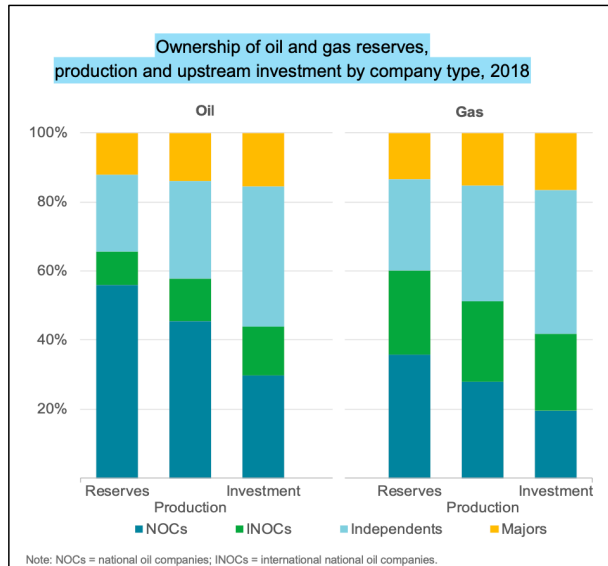
Las empresas lograron producir el combustible y la energía necesaria para satisfacer la demanda global de energía; la pregunta que ahora enfrentan es si también podrán ayudar a proveer las soluciones ambientales y climáticas necesarias. El reporte dice que es posible. El costo de desarrollar tecnologías bajas en carbono representa una inversión en la capacidad de las empresas para prosperar a largo plazo.



Visión general del sistema global de energía

- 2) Todas las compañías de petróleo y gas se van a ver afectadas por la transición energética, así que todas necesitan considerar cómo van a responder.

El panorama es diverso y, cómo analizamos anteriormente, no hay una sola estrategia que sirva y haga sentido a todas. La atención generalmente se centra en averiguar qué están haciendo las *majors*, pero también hay que tener en cuenta que la Industria es mucho más amplia. Los *Majors* representan el 12% del petróleo y reservas de gas, el 15% de la producción y el 10% de emisiones estimadas de las operaciones de la industria. Las empresas petroleras nacionales (NOC) -total o mayoritariamente- propiedad de los gobiernos nacionales – representan más de la mitad de la producción mundial e incluso mayor parte de las reservas. Hay algunos NOC de alto desempeño, pero muchos están mal posicionados para adaptarse a los cambios en la energía global dinámica.

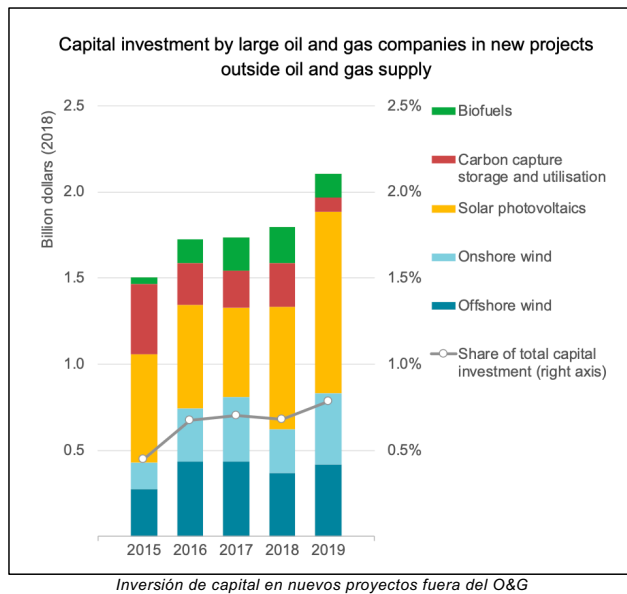


Propiedad de las reservas de petróleo y gas, producción e inversiones del upstream por tipo de Compañía

- 3) *Hasta ahora la inversión de las empresas de petróleo y gas fuera de su core business fue menos de un 1% de su gasto de capital.*

Hay pocas señales de un cambio importante en el CAPEX invertido por las empresas. Para aquellas compañías que buscan diversificar sus operaciones energéticas redistribuyendo capital hacia negocios bajos en carbono, requiere atractivas oportunidades de inversión en el nuevo mercados energéticos, así como nuevas capacidades dentro las compañías. Actualmente, las empresas invierten alrededor del 5% en promedio en proyectos fuera del núcleo de petróleo y gas, siendo los mayores desembolsos en energía solar fotovoltaica y eólica. Algunas compañías de petróleo y gas también han se trasladó a nuevas áreas mediante la adquisición de negocios secundarios, por ejemplo, en distribución de electricidad, carga de vehículos eléctricos y baterías, al tiempo que intensifican la actividad de investigación y desarrollo. Un cambio mucho más

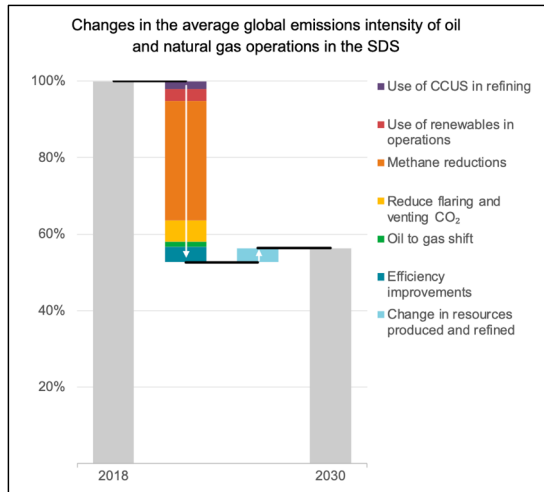
significativo de 0,5 en la asignación general de capital sería necesario para acelerar las transiciones energéticas<sup>9</sup>.



4) Actualmente la Industria puede llevar a cabo muchas acciones que le permitan reducir la huella de carbono en sus propias operaciones.

Minimizar las emisiones de las operaciones centrales de petróleo y gas debe ser una prioridad de primer orden para todos, sea cual sea el camino de transición. Existen amplias oportunidades rentables para reducir la intensidad de las emisiones del petróleo y el gas entregados al minimizar la quema de gas asociado y el venteo de CO<sub>2</sub>, abordar las emisiones de metano e integrar las energías renovables y la electricidad baja en carbono. Hoy en día, el 15 % de las emisiones globales de GEI relacionadas con la energía provienen del proceso de extraer petróleo y gas y llevarlos a los consumidores. Reducir las fugas de metano a la atmósfera es la forma más importante y rentable para que la industria reduzca estas emisiones.

<sup>9</sup> En las proyecciones de las Majors pudimos analizar que está tendiendo a crecer el gasto de capital asignado a proyectos de descarbonización o diversificación.

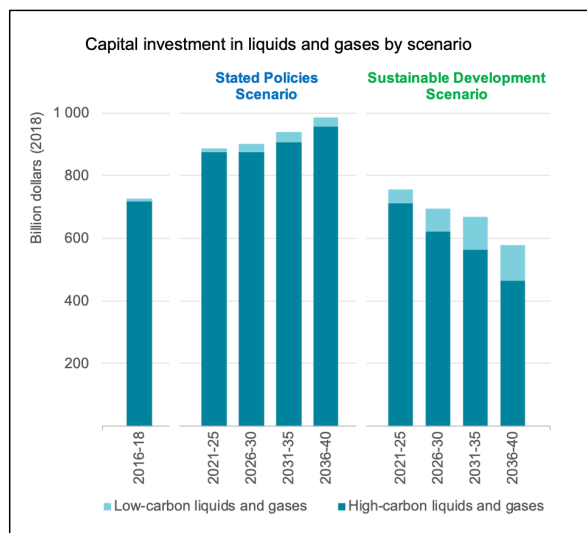


Cambios en el promedio global de intensidad de emisiones de las operaciones de O&G en el escenario SDS.

5) *La electrificación no puede ser el único vector para la transformación del sector energético.*

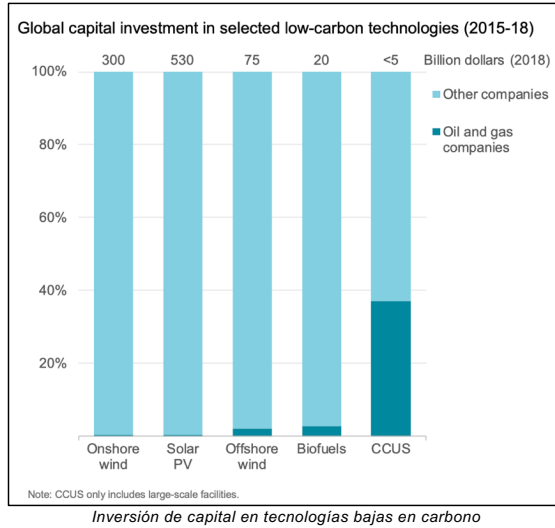
El compromiso de las empresas de petróleo y gas de proporcionar combustibles limpios a los consumidores del mundo es fundamental para las perspectivas de reducción de emisiones. La participación del 20 % de la electricidad en el consumo final mundial está creciendo, pero la electricidad no puede llevar a cabo las transiciones energéticas por sí sola en un contexto de creciente demanda de servicios energéticos. Reducir las emisiones de las operaciones centrales de petróleo y gas es un paso clave para ayudar a los países a obtener beneficios ambientales mediante el uso de combustibles menos intensivos en emisiones. Sin embargo, también es vital que las empresas aumenten la inversión en hidrógeno, biometano y biocombustibles avanzados con bajas emisiones de carbono, ya que pueden proporcionar los beneficios del sistema energético de los hidrocarburos sin emisiones netas de carbono. Dentro de diez años, estos combustibles bajos en carbono deberán representar alrededor del 15% de la inversión total en el suministro de combustible.





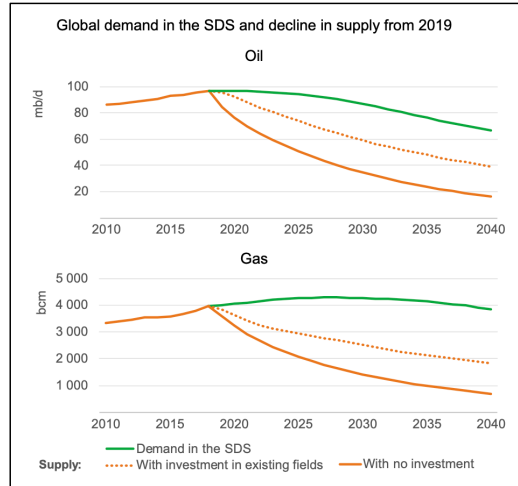
6) *La industria del petróleo y el gas va a ser crítica para que las tecnologías de energías limpias de capital intensivo alcance la madurez.*

Los recursos y las habilidades de la industria pueden desempeñar un papel central para ayudar a abordar las emisiones de algunos de los sectores más difíciles de reducir. Esto incluye el desarrollo de almacenamiento y utilización de captura de carbono (CCUS), hidrógeno bajo en carbono, biocombustibles y energía eólica marina. La ampliación de estas tecnologías y la reducción de sus costos dependerán de las capacidades de gestión de proyectos e ingeniería a gran escala, cualidades que combinan bien con las de las grandes compañías de petróleo y gas. Para CCUS, las tres cuartas partes del CO<sub>2</sub> capturado hoy en instalaciones a gran escala provienen de operaciones de petróleo y gas, y la industria representa más de un tercio del gasto total en proyectos de CCUS. Si la industria puede asociarse con los gobiernos y otras partes interesadas para crear modelos comerciales viables para inversiones a gran escala, esto podría proporcionar un gran impulso para la implementación.



7) *Un sector energético dinámico puede cambiar el juego para las inversiones en upstream.*

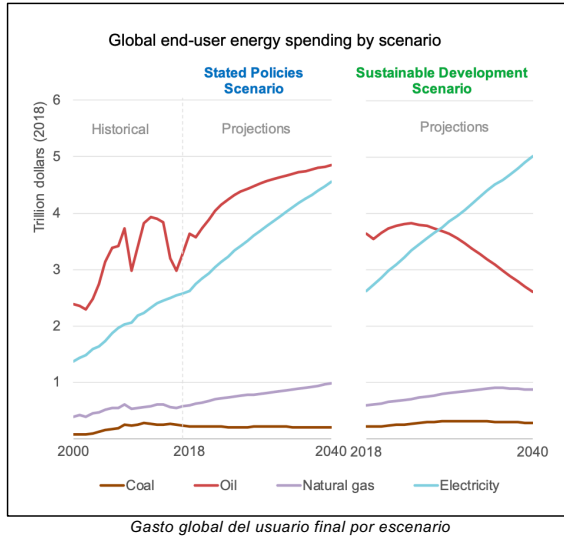
La inversión en proyectos upstream sigue siendo necesaria incluso en transiciones rápidas, pero el tipo de recursos que se desarrollan y cómo se producen cambia sustancialmente. La producción de los campos existentes disminuye a una tasa de aproximadamente el 8% por año en ausencia de cualquier inversión, más que cualquier caída plausible en la demanda global. En consecuencia, la inversión en campos existentes y algunos nuevos sigue siendo parte del panorama. Pero a medida que la inversión general retrocede y los mercados se vuelven cada vez más competitivos, solo aquellos con recursos de bajo costo y alto desempeño ambiental estarían en condiciones de beneficiarse.



Demanda global en el escenario SDS y el declino en la oferta

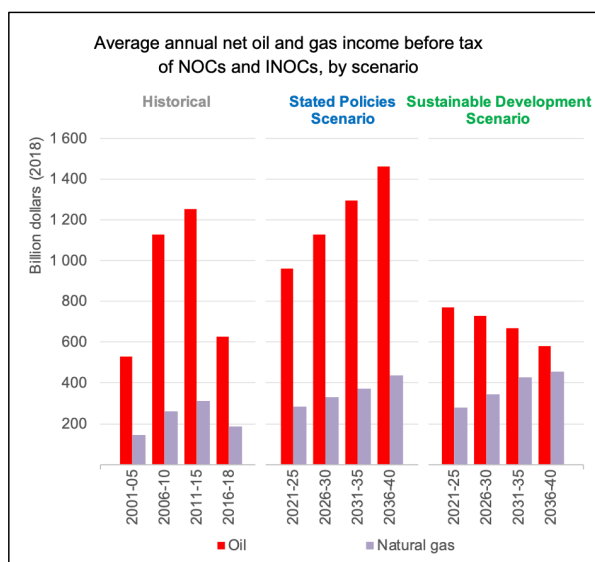
- 8) *Cambiar de empresa de petróleo y de gas a empresas de energía saca a las compañías de su zona de confort, pero provee un camino para gestionar el riesgo de transicionar.*

Algunas grandes empresas de petróleo y gas están dispuestas a cambiar a empresas de "energía" que suministren una amplia gama de combustibles, electricidad y otros servicios energéticos a los consumidores. Esto significa moverse hacia sectores, en particular el de la electricidad, donde ya existe una amplia gama de actores especializados y donde las características financieras y la escala de la mayoría de las oportunidades de inversión bajas en carbono están (con la excepción parcial de la energía eólica marina) muy lejos de los tradicionales proyectos de petróleo y gas. La electricidad brinda oportunidades de crecimiento a largo plazo, dado que supera al petróleo en transiciones energéticas aceleradas como elemento principal en el gasto de los consumidores en energía. También abre la puerta a mayores y más amplias reducciones en las emisiones de la empresa, aliviando las presiones sociales en el camino, aunque los inversionistas observarán cuidadosamente la capacidad de la industria para equilibrar la diversificación con los rendimientos y dividendos esperados.



9) Las NOCs enfrentan retos particulares, así como sus gobiernos.

Hay mucho en juego para las NOC que están a cargo de la administración de los recursos nacionales de hidrocarburos, y para sus gobiernos anfitriones y sociedades que a menudo dependen en gran medida de los ingresos petroleros asociados. La dinámica energética cambiante ha llevado a varios países a renovar su compromiso de reformar y diversificar sus economías; los cambios fundamentales en el modelo de desarrollo de muchos de los principales poseedores de recursos parecen inevitables. Los NOC pueden proporcionar elementos importantes de estabilidad para las economías durante este proceso, si están operando de manera efectiva y alertas a los riesgos y oportunidades. Algunos NOC líderes están intensificando los esfuerzos de investigación dirigidos a modelos de desarrollo de recursos que sean compatibles con la descarbonización profunda, como por ejemplo a través de CCUS, comercio de hidrógeno o un enfoque en usos de hidrocarburos que no sean de combustión.



Promedio de ingresos anuales antes de impuestos de las NOCs e INOCs por escenario

10) La transformación del sector energético puede ocurrir aún sin las compañías de petróleo y gas, pero va a ser más difícil y caro.

Las empresas de petróleo y gas deben aclarar las implicaciones de las transiciones energéticas para sus operaciones y modelos comerciales, y explicar las contribuciones que pueden hacer para acelerar el ritmo del cambio. Este proceso ha comenzado y los compromisos de las empresas para reducir las emisiones o la intensidad de las emisiones son cada vez más comunes. Sin embargo, la industria puede hacer mucho más para responder a la amenaza del cambio climático. Independientemente del camino que siga el mundo, los impactos climáticos serán más visibles y severos en los próximos años, aumentando la presión sobre todos los elementos de la sociedad para encontrar soluciones. Estas soluciones no se pueden encontrar dentro del paradigma actual del petróleo y el gas.

En conclusión, **en estas diez afirmaciones se resumen los principales desafíos y oportunidades para las empresas de petróleo y gas.** Son una parte esencial en el camino de la transición energética ya que, no solo cuentan con el capital para desarrollar los proyectos y hacer competitivos nuevos desarrollos, sino que también tienen que seguir generando la energía que

necesita el mundo. Esto deberán hacerlo brindando nuevas soluciones como las energías renovables, el hidrógeno o los biocombustibles, o descarbonización sus operaciones de petróleo y gas. Como ya se mencionó anteriormente no hay un solo camino posible para “transicionar” pero está claro que todas deben hacerlo.

### **C) PLANES DE CAMBIO CLIMÁTICO Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN ARGENTINA**

Una vez analizados los compromisos internacionales en materia de cambio climático, los escenarios que prevén cómo debería evolucionar la industria de la energía para poder cumplir esos compromisos y los planes de transición energética de las principales operadoras de petróleo y gas a nivel internacional, es necesario entender cuál es la situación de Argentina en particular.

Para ello, se debe conocer los compromisos internacionales asumidos como país para limitar y reducir sus emisiones, como así también saber si ya hay lineamientos y/o regulaciones que influyan sobre el sector energético. Esto nos permitirá entender mejor el contexto en el cual se desarrolla y se desarrollará Vaca Muerta y ver cuál puede ser la limitante, en caso de que exista, de ese desarrollo.

#### **C.1) EMISIONES GEI EN ARGENTINA**

El Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible de la Nación desarrolla un Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero y Monitoreo de Medidas de Mitigación, al que puede accederse de forma online<sup>10</sup>. En aquel encontramos que los últimos datos procesados son del 2018. En paralelo, publicó un informe con el inventario nacional de gases de efecto invernadero con información actualizada a 2021 pero los datos de emisiones de GEI siguen siendo a 2018.

**En el 2018 la Argentina emitió 365,89 MtCO<sub>2</sub>e, de las cuales 185,49 MtCO<sub>2</sub>e corresponden al sector de la energía, es decir un 50,7%.** El sector de la energía incluye todas las emisiones GEI que emanan de la combustión y las fugas de combustibles. Las emisiones de usos no energéticos de combustibles no suelen

---

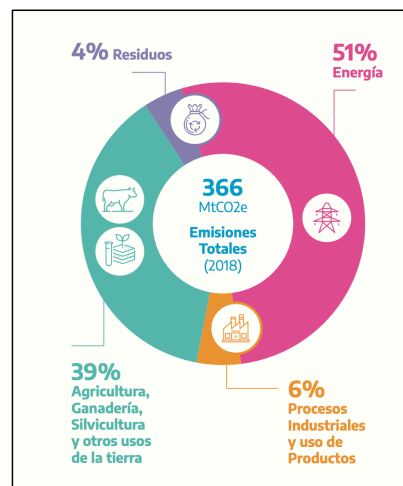
<sup>10</sup> <https://inventariogei.ambiente.gob.ar/resultados>

incluirse en este sector, sino que se declaran dentro de Procesos Industriales y uso de Productos.

El 39,1% provino del sector Agricultura, ganadería, silvicultura y otros usos de la tierra. En este sector se incluyen las emisiones y absorciones de tierras forestales, tierras de cultivos, pastizales, y otros tipos de uso de la tierra. También incluye las emisiones por la gestión de ganado vivo y de estiércol, las emisiones de los suelos gestionados y las emisiones de las aplicaciones de fertilizantes. En total fueron 143,20 MtCO<sub>2</sub>e.

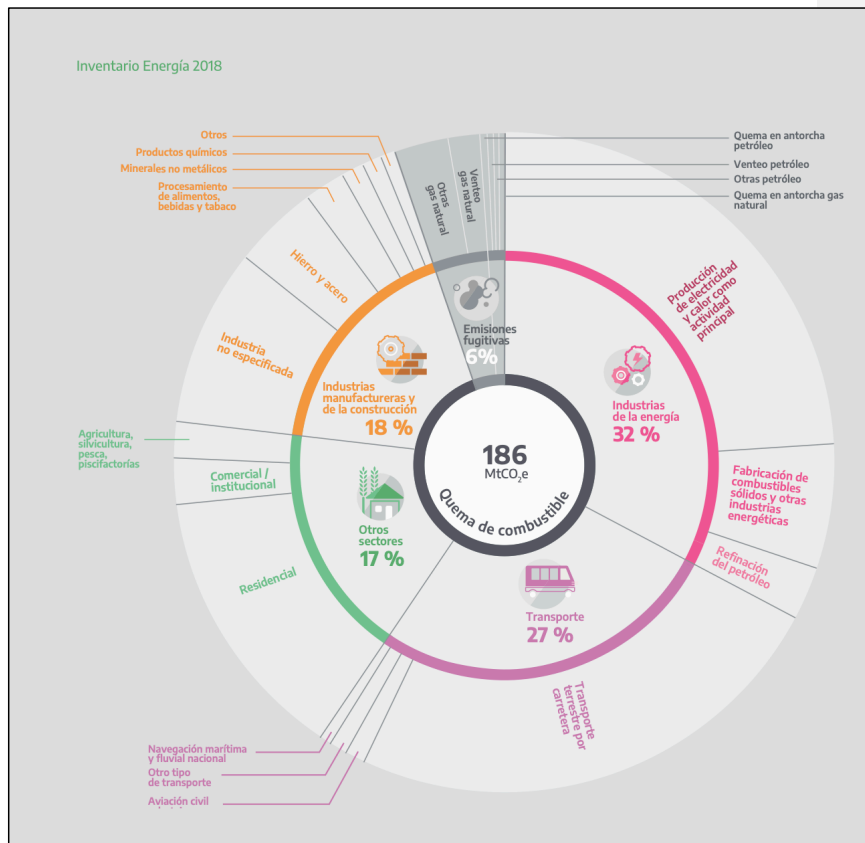
El otro 5,7% que representan 20,77 MtCO<sub>2</sub>e provinieron del sector de Procesos Industriales y uso de productos. Este sector incluye todas las emisiones GEI generadas como resultados de la reacción entre materias primas empleadas en diferentes procesos químicos.

Por último, el 4,5% restante provino del sector de Residuos y fueron en total 16,43 MtCO<sub>2</sub>e. Este sector incluye las emisiones GEI que se genera debido a la disposición, tratamiento y gestión de residuos sólidos y aguas residuales.



En el caso del sector energético de las 186 MtCO<sub>2</sub>e, el 95,5% correspondió a emisiones de CO<sub>2</sub>, el 3,7% a emisiones de CH<sub>4</sub> y el 0,75% a N<sub>2</sub>O. A continuación se

puede observar el detalle de las emisiones contempladas en el sector y su porcentaje de incidencia:



En los “Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030” desarrollado por la Secretaría de Energía de Nación junto al Ministerio de Economía (del cual desarrollaremos un análisis específico) hay un apartado de contexto global donde se analiza el inventario de GEI con los inventarios globales y, en particular, con los inventarios de América Latina y el Caribe.

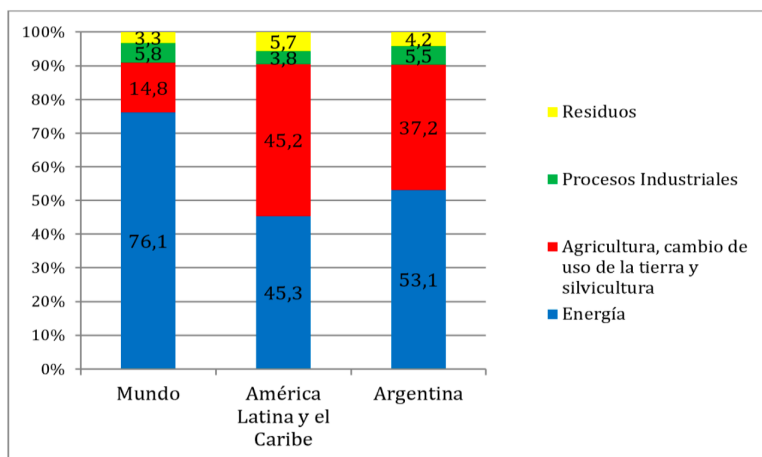
Analizando en particular el sector energético, podemos ver que a nivel global el principal peso de las emisiones también recae sobre este sector, con el 76% del total acorde a la categorización de Climate Watch. El segundo lugar lo ocupa la agricultura, con el cambio de uso de tierra y silvicultura y el 14,8% restante se divide entre los



sectores de procesos industriales y residuos. Vemos que el inventario de Argentina tiene concordancia con el inventario a nivel global.

Esto es distinto cuando observamos la estructura de emisiones de América Latina y el Caribe, donde el peso del sector energético es prácticamente el mismo que la sumatoria del de agricultura, cambio de uso de tierra y silvicultura. A su vez, el hecho de que el 19% de las emisiones regionales se origine en el cambio de uso del suelo indica que en ella existe un importante espacio para mitigar en materia de deforestación respecto a otros sectores.

**El caso argentino se asemeja más a la particularidad regional que al promedio mundial ya que el sector energético representa el 53% del total de las emisiones.** En tanto, el sector agricultura, ganadería, silvicultura y otros usos de la tierra genera el 37,2% de las emisiones de GEI.



*Emisiones por sector en el 2016*

En el reporte se analizan luego los países con mayores emisiones del sector energéticos. La lista de los primeros diez países, ordenados por las emisiones sectoriales del año 2018, incluye a China, Estados Unidos, India, Rusia, Japón, Irán, Alemania, Canadá, Corea del Sur e Indonesia. En conjunto, representan el 66,2% de las emisiones sectoriales y casi el 64% de las emisiones sectoriales acumuladas en el periodo 1990-2018. Fundamentalmente, el peso recae en los cinco primeros países, cuyas emisiones suman el 57,4% de 2018 y el 54,7% del acumulado.

En el caso de Argentina se ubica en el puesto número 31 con una participación del 0,5% del total del sector, tanto en 2018 como en el acumulado del período.

Si bien la lista incluye a algunos de los países más poblados del mundo, en conjunto representan el 51% de la población mundial, mientras que su consumo primario de energía alcanza casi el 65% del total. Respecto a la intensidad de emisiones del sector, el conjunto se mantiene en el promedio mundial pero individualmente son notorios los casos que superan el promedio como China, Rusia, Indonesia e India. **En el caso de la Argentina, no solo tiene un consumo de energía poco representativo y ajustado al tamaño de su población (0,6%), sino que se debe destacar que la intensidad de sus emisiones se encuentra por debajo del promedio mundial.**

#	País	Emisiones energía 2018 (MtCO <sub>2</sub> eq)	%	Emisiones energía 1990-2018 (MtCO <sub>2</sub> eq)	%	Consumo primario de energía (Mteq)	%	Intensidad de CO <sub>2</sub> por unidad de energía consumida	Consumo primario de energía per cápita (gigajoules)
	<b>Mundo</b>	<b>37.225,0</b>		<b>858.087,6</b>		<b>13.864,9</b>		<b>2,7</b>	<b>76</b>
1	China	10.318,5	27,7	171.168,9	19,9	3.273,5	23,6	3,2	96,9
2	Estados Unidos	5.271,2	14,2	163.212,2	19,0	2.300,6	16,6	2,3	294,8
3	India	2.424,6	6,5	38.348,1	4,5	809,2	5,8	3,0	25,0
4	Rusia	2.275,6	6,1	63.480,6	7,4	720,7	5,2	3,2	209,6
5	Japón	1.090,4	2,9	33.416,3	3,9	454,1	3,3	2,4	149,5
6	Irán	716,8	1,9	14.028,4	1,6	285,7	2,1	2,5	145,9
7	Alemania	713,8	1,9	24.100,3	2,8	323,9	2,3	2,2	164,8
8	Canadá	626,1	1,7	16.446,2	1,9	344,4	2,5	1,8	390,2
9	Corea del Sur	617,2	1,7	13.312,1	1,6	301,0	2,2	2,1	246,3
10	Indonesia	598,2	1,6	10.927,7	1,3	185,5	1,3	3,2	29,1
	<b>Subtotal</b>	<b>24.652,4</b>	<b>66,2</b>	<b>548.440,8</b>	<b>63,9</b>	<b>8.998,7</b>	<b>64,9</b>	<b>2,6</b>	<b>175,2</b>
<b>31</b>	<b>Argentina</b>	<b>186,8</b>	<b>0,5</b>	<b>4.554,5</b>	<b>0,5</b>	<b>85,1</b>	<b>0,6</b>	<b>2,2</b>	<b>79,7</b>

*Primeros diez emisores del sector energético y Argentina, año 2018*

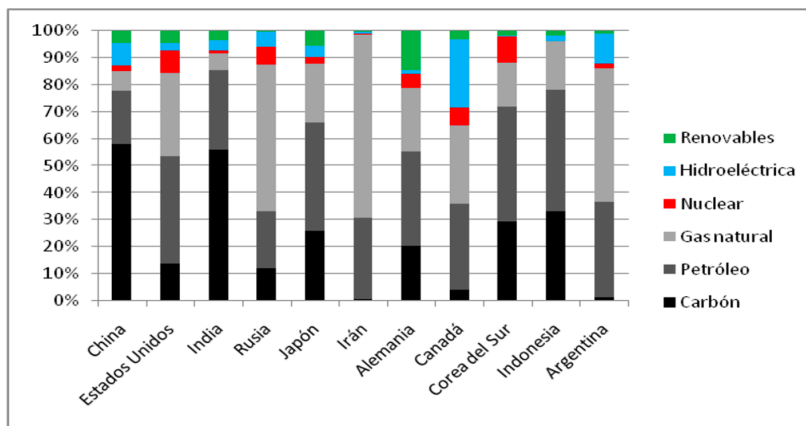
En cuanto al **consumo primario de energía per cápita**, todos los países, excepto India e Indonesia, superan holgadamente el promedio mundial. Cabe resaltar los casos de Canadá y de Estados Unidos que quintuplican y cuadruplican, respectivamente, el promedio mundial.

En un tercer escalón se ubica Corea del Sur, cuyo consumo per cápita triplica el promedio. **En este aspecto, la Argentina apenas supera el promedio.**

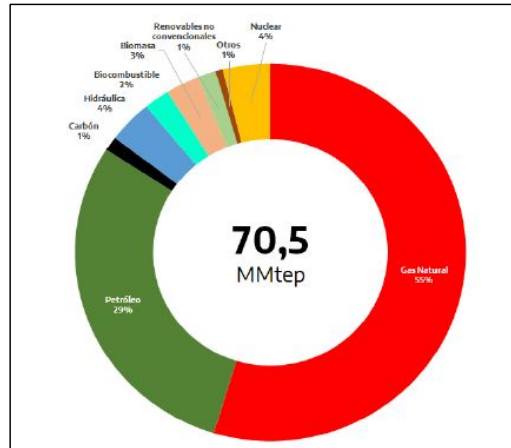
El análisis de la matriz primaria de cada uno de estos países, que expresa una representación cuantitativa del total de las fuentes de energía utilizadas, permite un mejor entendimiento de su peso en las emisiones sectoriales. Invariablemente, en todos los casos existe un claro predominio de los hidrocarburos, aunque la particularidad pasa por la participación del carbón. Este mineral ocupa el primer lugar en China (58,2%) e India (55,9%) y es la segunda fuente energética en Indonesia (33,2%), Corea del Sur (29,3%) y Japón (25,9%).

Por su parte, Alemania cuenta al carbón como tercera fuente (20,5%), por encima de las fuentes renovables (14,6%). Estados Unidos y Rusia tienen una menor participación del carbón, aunque todavía lo utilizan en niveles considerables (13,8% y 12,2%, respectivamente), mientras que en Canadá es una de las fuentes menos utilizadas (4,2%) y en Irán su consumo es poco significativo (0,5%).

**En Argentina el carbón ocupa un lugar marginal (1,4%), en una matriz con predominio casi absoluto del gas natural,** solamente comparable a los casos de Rusia e Irán, y en la cual las fuentes hidroeléctrica y nuclear son más importantes inclusive.



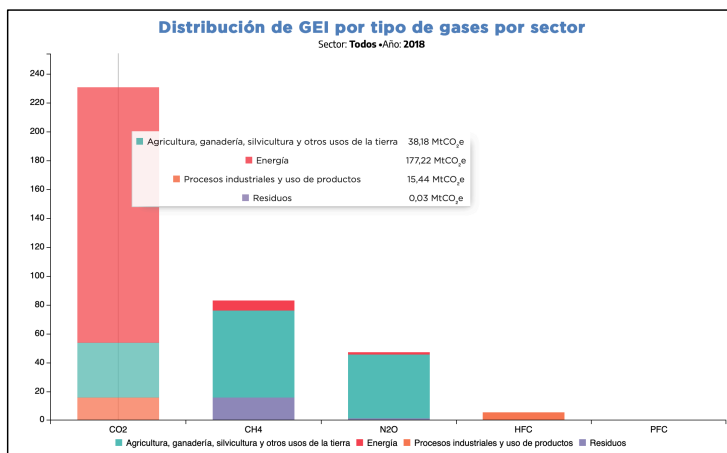
Matriz energética primaria, primeros diez emisores del sector energético más Argentina, año 2018.



Matriz energética primaria de Argentina (año 2020 – Sec de Energía Nac)

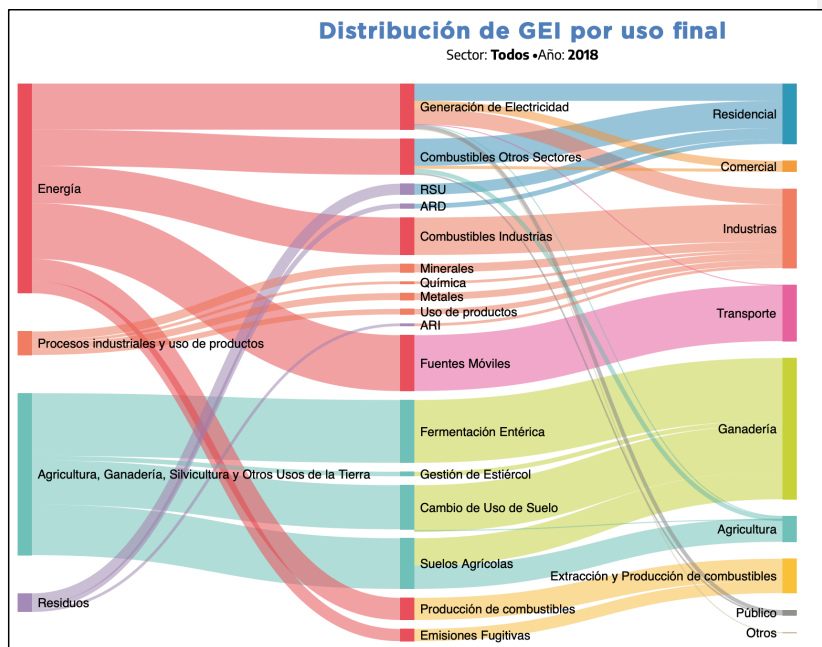
Para terminar de analizar el inventario de gases de efecto invernadero de Argentina, queda por analizar cuáles son los gases que lo integran y en qué proporción.

Como podemos observar en el siguiente gráfico, 230,97 MtCO<sub>2</sub>e corresponde a dióxido de carbono, de los cuales el sector de la energía es responsable de 177,22 MtCO<sub>2</sub>e. En el caso del metano las emisiones de este gas son de 82,89 MtCO<sub>2</sub>e, donde 60,45 MtCO<sub>2</sub>e provienen del sector de la agricultura. En el caso del óxido nitroso, las emisiones totales de este gas en 2018 fueron de 47 MtCO<sub>2</sub>e y 44,58 MtCO<sub>2</sub>e provinieron también del sector de la agricultura.



Si analizamos la distribución de GEI por uso final en el sector energético:

- La generación de electricidad es responsable del 11,14% de las emisiones.
- Los combustibles de otros sectores son responsables del 8,72%.
- Los combustibles de industrias representan el 9,05%
- Las fuentes móviles son responsables del 13,49%
- La producción de combustibles representa el 5,34%
- Las emisiones fugitivas representan el 2,95%



## C.2) COMPROMISOS Y PLANES GUBERNAMENTALES

La República Argentina ratificó la CMNUCC (Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático)<sup>11</sup> a través de la Ley 24.295 sancionada el 7 de diciembre de 1993, el Protocolo de Kioto mediante la Ley 25.438 sancionada el 20 de junio de 2001, y el Acuerdo de París por medio de la Ley 27.270 del 1° de septiembre de 2016, cuyo instrumento de ratificación fue depositado el día 21 de septiembre de 2016.

El conjunto de normas mencionadas, que ratifican los tratados internacionales sobre el cambio climático, genera responsabilidades de reporte de información ante la CMNUCC. Entre ellas se encuentran: informar sus inventarios nacionales de gases de efecto invernadero y programas nacionales que contengan medidas para mitigar y facilitar la adecuada adaptación al cambio climático, como así también cualquier otra información relevante para el logro del objetivo de la Convención. El reporte de toda esa información se resume en la elaboración y presentación de las llamadas Comunicaciones Nacionales sobre Cambio Climático.

**La Argentina ha presentado tres Comunicaciones Nacionales sobre Cambio Climático.** La Primera Comunicación Nacional se presentó el 25 de julio de 1997 y su revisión fue presentada en octubre de 1999. La Segunda Comunicación Nacional se presentó el 7 de marzo de 2008 y la Tercera Comunicación Nacional el 9 de diciembre de 2015. Además, junto con la Tercera, la Argentina presentó su primer IBA (Informe Bial de Actualización) ante la CMNUCC. Los IBA contienen información actualizada sobre las circunstancias nacionales del país y arreglos institucionales para la preparación de los inventarios nacionales de GEI, las necesidades y el apoyo recibido en materia de financiación, tecnología y fomento de la capacidad, e información sobre las medidas de mitigación y su respectiva metodología de monitoreo, reporte y

---

<sup>11</sup> La Convención establece un marco general para los esfuerzos intergubernamentales con miras a abordar el desafío que plantea el cambio climático. Sus objetivos consisten en estabilizar las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera en un nivel que impida la interferencia antropógena con el sistema climático, con plazos suficientes para permitir la adaptación de los ecosistemas, asegurar que no existan amenazas para la producción de alimentos y permitir que el desarrollo económico se realice de manera sostenible.

El órgano supremo de toma de decisiones de la CMNUCC es la Conferencia de las Partes (COP, por sus siglas en inglés), en la cual se encuentran representados todos los Estados que son Partes en la Convención, que se reúne anualmente.

verificación. El segundo IBA fue presentado el 22 de agosto de 2017 y el tercer IBA el 26 de noviembre de 2019.

Asimismo, en enero de 2019, la Argentina publicó de manera voluntaria ante la CMNUCC el Nivel de Referencia de Emisiones Forestales (NREF). Este documento forma parte de los esfuerzos que el país realiza para evaluar la reducción de GEI provenientes de la deforestación y la degradación forestal con el objetivo de mitigar el cambio climático en el marco del mecanismo REDD+ (Reducing emissions from deforestation and forest degradation in developing countries) de la CMNUCC. El cuarto IBA fue presentado en diciembre de 2021. En él se comunican los resultados del Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (INGEI) con información correspondiente al año 2018.

Otra de las responsabilidades generadas, en este caso por la ratificación del Acuerdo de París, es la presentación y actualización periódica de las NDC. En octubre de 2015, previo a la COP 21 de París, la Argentina presentó su Contribución Prevista y Determinada a Nivel Nacional (iNDC), la cual luego se convirtió en la primera NDC cuando el país ratificó el Acuerdo en septiembre de 2016. Ese mismo año, durante la COP 22, el país presentó una actualización de su NDC, lo cual lo vuelve uno de los primeros países en presentar una revisión, con el objetivo de hacerla más ambiciosa, clara y transparente. La meta absoluta establecida en la primera NDC revisada compromete al país a no exceder la emisión neta de 483 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente (MtCO<sub>2</sub>e) en el año 2030.

El 29 de diciembre de 2020, la Argentina presentó la Segunda NDC ante la Convención. En ella, el país se compromete a una meta absoluta e incondicional, aplicable a todos los sectores de la economía, de no exceder la emisión neta de 359 MtCO<sub>2</sub>e en el año 2030. Además, incorpora la Segunda Comunicación de Adaptación y un objetivo de adaptación para el mismo año. Su actualización en el año 2021, más ambiciosa, **limita las emisiones a 349 MtCO<sub>2</sub>e a 2030**. (Plan Nacional de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático)

#### **C.2.1) MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE**

**En noviembre de 2022 el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible de la Nación, en el marco de la COP 27, presentó el Plan Nacional de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático al 2030.** En el mismo, sintetiza las políticas del país para limitar las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y generar respuestas

coordinadas que adapten a los territorios, ecosistemas, sectores y comunidades vulnerables frente a los impactos del cambio climático. Su contenido va en línea con los compromisos climáticos asumidos por la Argentina en el plano nacional e internacional, y resulta del trabajo conjunto desde el Gabinete Nacional de Cambio Climático<sup>12</sup>.

En esta misma instancia presentó además la Estrategia de Desarrollo Resiliente con bajas emisiones a 2050 donde se proporciona una orientación para la acción y planificación a corto, mediano y largo plazo, guiando la implementación y actualización de las futuras Contribuciones Nacionales.

En el caso del *Plan Nacional de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático al 2030*, se presentaron 6 líneas estratégicas de trabajo dentro de las cuales se clasificaron las acciones identificadas y 4 enfoques transversales (género y diversidad, gestión integral del riesgo, salud y transición laboral justa).

A continuación, se detallan las líneas estratégicas con su correspondiente definición:

LINEA ESTRATÉGICA	DESCRIPCIÓN
<p><b>Conservación de la biodiversidad y bienes comunes</b></p> <p><i>Costo: USD26.097,93M</i></p>	<p>La biodiversidad del territorio nacional constituye el sustento de la mayoría de las actividades humanas. Además, es la base de una extensa variedad de bienes y servicios ecosistémicos (regulación del clima, fijación de CO<sub>2</sub>, recuperación de la fertilidad del suelo, amortiguación de las inundaciones y otros efectos adversos del cambio climático, e incluso la descomposición de residuos).</p> <p>Esta línea busca promover la conservación de la biodiversidad y otros bienes comunes en todos sus niveles ante los impactos del cambio climático y la acción humana. Asimismo, tiene como objetivo impulsar y fortalecer el rol de los ecosistemas en la mitigación y secuestro de GEI, conjuntamente con los servicios brindados en pos de la adaptación al cambio climático, sobre la base de enfoques basados en ecosistemas.</p>

<sup>12</sup> El GNCC es un órgano colegiado presidido por el Jefe de Gabinete de Ministros que tiene como fin articular entre las distintas áreas de gobierno de la APN e Interjurisdiccional, el Consejo Federal de Medio Ambiente (COFEMA) y distintos actores de la sociedad civil. El objetivo del GNCC es diseñar políticas públicas consensuadas, con una mirada estratégica para reducir las emisiones de GEI, generar respuestas coordinadas para la adaptación de sectores y actores en situación de vulnerabilidad ante los impactos del cambio climático y en especial, desarrollar e implementar el PNAyMCC. En específico, a través del GNCC, se busca diseñar la política climática nacional con solvencia técnica y mediante acuerdos institucionales e interactorales.



<p><b>Gestión sostenible de sistemas alimentarios y bosques</b></p> <p>Costo: USD6.991,09M</p>	<p>Es prioridad fundamental salvaguardar la soberanía y seguridad alimentaria y reducir la vulnerabilidad de los sistemas de producción agropecuaria, pesquera, forestal y agroindustrial ante los impactos del cambio climático. Las acciones climáticas relacionadas con estos sectores productivos son diseñadas e implementadas considerando los aportes significativos que estos realizan al PIB nacional. Complementariamente, el país adopta políticas de conservación, restauración, recuperación y manejo sostenible de los bosques nativos, de modo de promover un desarrollo inclusivo de las comunidades locales en armonía con los recursos naturales y garantizar la preservación de los bienes y servicios ecosistémicos de los bosques.</p>
<p><b>Movilidad sostenible</b></p> <p>Costo: USD43.703M</p>	<p>El sector de transporte es un pilar fundamental de la política climática, cuyos actores están comprometidos con la implementación de medidas para reducir las emisiones de GEI que genera la actividad y adaptar su infraestructura y operación.</p> <p>Promover la movilidad sostenible requiere un análisis sistémico y circunstanciado, que contemple las particularidades de la gestión y planificación de los subsistemas de la movilidad y el transporte (distinguiendo tipos de demanda y escala de flujos) y promueva una revisión introspectiva de cada uno, así como el diálogo entre ellos. Estos criterios se basan en el enfoque evitar – cambiar – mejorar – adaptar.</p> <p>Las implicaciones de este abordaje trascienden al sector y buscan maximizar el impacto positivo sobre el desarrollo industrial nacional y regional, reduciendo diferencias socioeconómicas estructurales y mejorando la calidad de vida.</p>
<p><b>Territorios sostenibles y resilientes</b></p> <p>Costo: USD9.786,84M</p>	<p>Se busca el fortalecimiento de la infraestructura y el desarrollo de los territorios para favorecer la adaptación y minimizar la exposición a riesgos climáticos actuales y futuros. Para ello se requieren políticas que incorporen criterios de cambio climático en la planificación y ejecución de las obras públicas; contribuyan a la consolidación de ciudades inclusivas, compactas, resilientes y biodiversas; promuevan el acceso al agua y a servicios de saneamiento, tanto para las poblaciones como para los sistemas productivos, y promuevan acciones e instrumentos de ordenamiento territorial y ambiental, contemplando la mejora de la habitabilidad, la eficiencia energética y los posibles impactos vinculados al cambio climático en el desarrollo de las ciudades.</p>
<p><b>Transición energética</b></p> <p>Costo: USD25.788,04M</p>	<p>Trascender el paradigma fósil implica un cambio estructural en los sistemas de abastecimiento y utilización de la energía. <u>Esta transición debe ser justa, asequible y sostenible</u> y tener simultáneamente consistencia social, económica, fiscal, financiera y en materia de endeudamiento</p>

	La sostenibilidad del proceso de transición energética puede ser analizada sobre la base de la interacción de tres dimensiones: <u>seguridad energética, equidad social y mitigación</u> del cambio climático. Por tener que darse de modo equilibrado, constituyen un trilema energético, en el que los objetivos pueden encontrar tensiones entre sí. Mediante una hoja de ruta clara, se busca favorecer la inversión y el desarrollo de encadenamientos productivos nacionales para alcanzar una matriz energética <u>inclusiva, estable, soberana, dinámica, federal y sostenible</u> a 2030.
<p><b>Transición productiva</b></p> <p><i>Costo: USD280M</i></p>	Esta línea estratégica supone cambios estructurales en los modos de consumo y producción en un contexto de recuperación económica nacional y global. En este sentido, apunta a integrar los componentes macroeconómicos, sociales y ambientales, implementando políticas y mejoras en la competitividad del desarrollo productivo nacional que estén enfocadas en la producción sostenible, acompañadas de políticas activas de financiamiento y orientadas a la industria 4.0 (interconectividad, automatización y disponibilidad de datos en tiempo real). Todo ello se orienta a promover cadenas productivas resilientes a las variaciones climáticas y a los cambios en las condiciones de mercado.

Cada línea estratégica tiene líneas de acción y una cantidad de medidas preestablecidas. A continuación, se detallan las líneas de acción de movilidad sostenible y de transición energética y dentro de ellas, las medidas con impacto directo en la industria hidrocarburífera.

En el caso de la **movilidad sostenible** son 7 líneas de acción con 21 medidas identificadas:

- Adaptación de la infraestructura y la operación del transporte al cambio climático.
- Desarrollo de la movilidad sostenible a nivel urbano.
- Fortalecimiento del sistema ferroviario.
- Jerarquización de las vías navegables.
- Reducción de emisiones de la aviación argentina.
- Reemplazo progresivo de los combustibles fósiles.
  - M13: promover la renovación de la flota vehicular pública. Reemplazo de vehículos nafteros y diésel por vehículos híbridos y eléctricos.

- M14: promover renovación de los vehículos particulares livianos por vehículos eléctricos, híbridos o GNC.
- M15: promover renovación de flota de camiones utilizados en el transporte de cargas de larga distancia. Reemplazo por unidades más nuevas con sistemas de control de emisiones. Promover las unidades con mayor capacidad de portante como bitrenes.
- M16: promover la renovación de la flota de vehículos utilizados en la distribución de mercaderías y paquetes de última milla.
- M17: promover renovación de flota de buses de transporte urbano de pasajeros.
- M18: promover la renovación de flota de buses de transporte de pasajeros de larga distancia.
- M19: promover la renovación de la flota de buques de cabotaje.
- M20: promover la renovación de la flota de buques remolcadores.
- Uso eficiente de la energía del sector de transporte.
  - M21: promover medidas de eficiencia en el sector del transporte.

En el caso de la **transición energética** son 7 líneas de acción con 34 medidas identificadas clasificadas:

- Desarrollo de las capacidades tecnológicas nacionales.
  - M1: Desarrollar la cadena de valor de las energías renovables. Incluye la promoción del acceso a financiamiento a industrias con fabricación nacional, así también como el fomento de la demanda interna.
- Eficiencia energética.
  - M2: promover mejora en el acondicionamiento térmico de ambiente en el sector residencial.
  - M3: sustituir equipos de conservación de alimentos por otros de mayor eficiencia energética en viviendas, comercios y entidades con fines socio-comunitarios.
  - M4: promover eficiencia energética en la producción de agua caliente sanitaria.
  - M5: incrementar la participación de luminaria LED en inmuebles.
  - M6: promover la incorporación de economizadores de agua en inmuebles.

- M7: mejorar la eficiencia energética en establecimientos industriales y comerciales.
- M8: sensibilizar y concientizar a la población sobre el uso racional de la energía.
- M9: aumentar la eficiencia en la generación de electricidad en centrales termoeléctricas mediante cogeneración.
- M10: implementar proyectos de reconversión LED en alumbrado público.
- M11: incorporar bombas de calor para calefacción de inmuebles. (equinos inverter).
- M12: diseño e implementación de instrumentos tendientes a la promoción y adopción de tecnologías para mejorar la eficiencia y reducir las emisiones de metano en operaciones de exploración, producción y/o procesamiento de hidrocarburos. (228)
- Energía limpia en emisiones de GEI.
  - M13: incorporar fuentes de energía renovable en Industrias y comercios.
  - M14: promover la instalación de colectores solares en viviendas.
  - M15: implementar proyectos de generación eléctrica a partir de fuentes renovables no convencionales conectadas a la red.
  - M16: potenciar la generación nuclear.
  - M17: potenciar la generación hidroeléctrica considerando escenarios futuros de cambio climático en las variables de diseño.
  - M18: promover la generación eléctrica distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública.
  - M19: promover la adopción de biocombustibles.
  - M20: brindar acceso a energía a comunidades rurales aisladas a partir de fuentes renovables.
  - M21: aprovechar de manera sostenible la biomasa residual del sector agropecuario y agroindustrial.
  - M22: promover la adopción de biogas para el uso final en el sector de transporte.
  - M23: reducir la contaminación de los combustibles líquidos utilizados en el territorio nacional (estableciendo especificaciones técnicas)

- M24: desarrollar mercados eléctricos regionales de energía renovable a baja escala.
- Estrategia Nacional para el desarrollo del hidrógeno.
  - M25: promover la adopción del hidrógeno con nulas o bajas emisiones de GEI y el desarrollo de la cadena de valor.
  - M26: identificar redes de investigación e institutos como aporte para una estrategia nacional de H2.
  - M27: fortalecer la investigación y el desarrollo de la producción de hidrogeno bajo en carbono en el país.
- Gasificación.
  - M28: promover el uso de combustibles gaseosos en reemplazo de combustibles fósiles con mayor factor de emisión de GEI (en el sector eléctrico, transporte y en industrias).
- Resiliencia del sistema energético.
  - M29: ampliar y mejorar el sistema de transmisión eléctrica considerando los escenarios futuros de cambio climático.
  - M30: fortalecer las redes de distribución de energía eléctrica existentes para aumentar su resiliencia frente al cambio climático.
  - M31: aumentar el acceso seguro a energía a poblaciones rurales y urbanas, con foco en barrios populares.
- Planificación y monitoreo del desarrollo energético.
  - M32: fortalecer la planificación energética limpia, justa y sostenible.
  - M33: Fortalecer las capacidades de las autoridades de aplicación provincial en materia de identificación, monitoreo y control de emisiones operativas y fugitivas de gases de efecto invernadero y metano en el upstream.
  - M34: desarrollar planes de monitoreo, reporte, verificación y mitigación de emisiones de GEIs con objetivos de cumplimiento obligatorio por parte de las empresas.

#### **C.2.2) SECRETARÍA DE ENERGÍA**

**El 1° de noviembre de 2021 la Secretaría de Energía de Nación publicó la resolución 1036/21 a través de la cual se presentaron los Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030.** Estos lineamientos abarcan desde los antecedentes vinculados a las cumbres internacionales y los compromisos climáticos

asumidos por el país, pasando por una revisión bibliográfica y estadística de la agenda climática y energética a nivel global, la situación energética, socioeconómica e institucional del país, la visión, los objetivos y los lineamientos de la transición energética nacional, los escenarios energéticos al 2030, los resultados esperados y finalmente las conclusiones a las que se ha arribado. El documento establece conceptos fundamentales que deberán ser utilizados, para que, dentro del ámbito de la Secretaría, se logre definir el contenido de futuras resoluciones técnicas, resolver situaciones no contempladas por las normas vigentes y abrir posibilidad a futuros debates que enriquezcan el contenido de los Lineamientos establecidos.

Desde el Ministerio de Economía de la Nación, organismo bajo cuya órbita se encuentra la Secretaría de Energía de la Nación, se ha venido trabajando en la formulación e implementación de 6 objetivos de política económica para caracterizar una estructura productiva que sea (i) inclusiva, (ii) dinámica, (iii) estable, (iv) federal, (v) soberana y (vi) sostenible. Dado que la matriz energética en Argentina es un vector central del desarrollo económico argentino, la política económica y la política energética deben tener un enfoque conjunto y articulado. Es por eso que la Secretaría asumió el desafío de integrar estos seis objetivos en un programa de transición energética que parta de las restricciones macroeconómicas que tiene nuestro país y logre convertirse en una hoja de ruta frente a los problemas sociales, productivos y energéticos que estructuralmente condicionan la calidad de vida de nuestro pueblo.

**El documento considera que la transición energética no puede pensarse aislada de esta realidad, sino que debe armonizarse con la estabilización macroeconómica necesaria para el desarrollo, buscando fortalecer nuestras capacidades en un sendero compatible con la inclusión social y disponibilidad de divisas. Por lo tanto, el rumbo hacia una estructura productiva que sea inclusiva, estable, dinámica, federal, soberana y sostenible debe contemplar escenarios energéticos que sean compatibles con estos principios.**

Aclara también que, a diferencia de otras transiciones energéticas que surgieron como consecuencia de la aparición de nuevas tecnologías y/o descubrimientos de recursos, la actual es una **transición intencionada** (*purposive transition*) fundada en la necesidad de disminuir las emisiones de GEI.

En Argentina la apuesta por el sector de energías limpias es relevante, ya que permitiría avanzar positivamente en una serie de elementos críticos de la economía nacional. Además de los compromisos asumidos en materia de mitigación del cambio

climático, la ampliación de la potencia instalada a través de fuentes no emisoras de gases de efecto invernadero aportaría a la diversificación de la matriz energética nacional primaria, dependiente del gas natural y el petróleo. **Asimismo, con el objeto de asegurar la asequibilidad y seguridad energética, se presenta un nuevo marco normativo de inversiones en el sector hidrocarburífero que permita amortiguar las posibles fluctuaciones en nuestro país y permita ayudar a las transiciones de otros países a través de la exportación.**

Asimismo, en línea con lo señalado, remarca que uno de los principales beneficios de aumentar la capacidad instalada de fuentes de energías renovables radica en que, si su fomento se realiza a través de un plan integral, se podría apuntalar el sector de bienes de capital a través del fortalecimiento de proveedores locales (este punto también es resaltado en el Plan Nacional de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático analizado en el punto anterior). Esta estrategia que contribuiría a afianzar el proceso de reindustrialización de una rama con elevada agregación de valor no sólo ayudaría a sustituir importaciones, sino que, aprovechando la escala nacional, potencialmente se podría proveer tecnología a países de la región. Se trata, en suma, de una actividad que, de ser incentivada con políticas correctas permitiría ahorrar divisas a partir de las menores importaciones de bienes y aportaría divisas por la potencial venta de maquinaria y equipo con alto contenido tecnológico. De lograrse este objetivo, permitiría modificar paulatinamente el perfil de inserción regional e internacional, reduciendo el sesgo tradicional de productor de materias primas o manufacturas de origen agropecuario. Dado que la cadena de bienes de capital permitiría expandir la capacidad de producción a partir de desarrollos tecnológicos endógenos, se podrían trasladar al conjunto de la sociedad estos avances técnicos y en las mejoras de productividad.

Al tratarse de una industria con un número de tecnólogos que son provistos por pequeñas y medianas empresas (pymes) con un origen nacional del capital, las mejoras en las capacidades productivas potencian encadenamientos intra e interindustriales con bienes que contienen mayor valor agregado, crean puestos de trabajo con mejores calificaciones, con mayor productividad y nivel salarial más alto del promedio.

El Consejo Mundial de Energía (WEC, por sus siglas en inglés) define la sostenibilidad energética en base a tres dimensiones, que juntas **constituyen un “trilema”**: **seguridad energética, equidad energética y sostenibilidad medioambiental**. La seguridad energética es la gestión eficaz del suministro de energía primaria de fuentes nacionales y externas, fiabilidad de la infraestructura energética y

capacidad de los proveedores de energía para satisfacer la demanda actual y futura. La equidad energética es la accesibilidad y asequibilidad del suministro de energía para toda la población. Y, por último, la sostenibilidad ambiental abarca el logro de eficiencias energéticas del lado de la oferta y la demanda y el desarrollo del suministro de energía a partir de fuentes renovables y otras fuentes bajas en carbono (WEC, 2017). **Cuando se piensa en los desafíos de la transición en Argentina, el reporte de la Secretaría de Energía sostiene que el trilema se debería convertir en un cuatrilema**, en el cual intervienen cuatro dimensiones que pueden reportar objetivos contradictorios o tensiones entre sí. **En el contexto nacional, la seguridad energética se traduce en el histórico anhelo del logro del autoabastecimiento y también en la inversión en infraestructura para el despliegue del potencial renovable.** En un país que se ha caracterizado por recurrentes crisis originadas en el sector externo, debería entenderse asociada al desarrollo de capacidades industriales y tecnológicas que alivie estas restricciones. La segunda dimensión, el costo energético, es más amplia que la equidad energética, ya que incluye no sólo el acceso y la asequibilidad, sino también la competitividad de la economía y la inclusión social. La tercera dimensión, la descarbonización, como meta específica dentro de la sostenibilidad ambiental, en el marco de la mitigación del cambio climático abre un período de transición hacia un nuevo paradigma tecnológico y nuestra estrategia es usar el desafío de la transición para impulsar el desarrollo local mediante nuevas industrias y sus cadenas de suministro tecno-productivos. Finalmente, la cuarta dimensión está directamente ligada con la problemática descrita en el punto anterior y que está ausente en los análisis de los organismos internacionales como el WEC: el desarrollo tecno-industrial, entendido como la consolidación, ampliación y/o creación de capacidades tecnológicas e industriales vinculadas a las energías renovables.

**El éxito parcial o total de la transición energética en Argentina depende de la resolución conjunta de las cuatro dimensiones que necesariamente requiere una política de planificación de largo plazo para superar las tensiones o dilemas entre cada una de ellas.**

Acorde al reporte de la SEN, actualmente, el **sector hidrocarburífero se encuentra en pleno proceso de desarrollo**, tanto de sus cuencas onshore como offshore, para aportar las divisas necesarias que requiere el proceso de transición hacia una matriz más limpia. Bajo el objetivo de lograr el autoabastecimiento energético argentino, el desarrollo gasífero se da de forma complementaria a las necesidades energéticas nacionales e internacionales. Así, el sector se constituye como fuente de



energía primaria estratégica, como complemento para la expansión de las energías renovables y como un posible impulsor para el desarrollo del hidrógeno azul. **Se espera, entonces, que el escenario global de transición brinde nuevas oportunidades para el sector, colaborando con la descarbonización en países de la región y el mundo.**

**Por otra parte, Argentina ocupa el segundo lugar mundial en recursos técnicamente recuperables de shale gas y el cuarto en shale oil, alojados principalmente en la formación Vaca Muerta.** La explotación de estos hidrocarburos no convencionales ha permitido suplir parte del declino natural de los reservorios convencionales y, de ese modo, sustituir costosas importaciones de gas natural licuado (GNL) y combustibles líquidos. Por último, el parque de refinación local concentra prácticamente toda su capacidad en ocho refinerías: La Plata, Luján de Cuyo, Campana, Dock Sud, San Lorenzo, Campo Durán y Plaza Huinul.

**El complejo hidroeléctrico argentino fue pionero en la región,** consolidando un sistema de generación de electricidad a partir de represas, con fuerte participación estatal y nacional no sólo en el diseño y la planificación sino también en la construcción, el desarrollo, la puesta en marcha y la gestión de proyectos de gran escala. Históricamente, la generación hidroeléctrica se posicionó como un factor de relevancia en la matriz energética. Con la concreción de grandes desarrollos, llegó a ser la principal fuente de generación total de energía eléctrica, con un máximo histórico de participación del 50% en el año 1985. Algunas de las represas más importantes son: El Chocón (1973-1977), Cerros Colorados (1978), Futaleufú (1978), Alicurá (1985), Piedra del Águila (1993), y las binacionales Salto Grande (1979) y Yacretá (1994-2011).

Actualmente están en marcha tres nuevas centrales hidroeléctricas que incrementarán en 1586 MW la potencia instalada en energía baja en emisiones. En particular, se consideran las represas Néstor Kirchner y Gobernador Cepernic, en la provincia de Santa Cruz, y Aña Cuá en el complejo binacional de Yacretá. Recientemente, se está trabajando desde la Secretaría de Energía en conjunto con la Secretaría de Infraestructura y Políticas Hídricas del Ministerio de Obras Públicas, para continuar la planificación y gestión de grandes proyectos hidroeléctricos. Entre ellos se destaca el complejo multipropósito Chihuído I, en la provincia de Neuquén, que se proyecta con 640 MW de potencia. Estas obras incluyen además una Línea de Extra Alta Tensión de 500 kilovoltios (kV), una Estación Transformadora de 500 a 132 kV en conjunto con obras y acciones para mitigar y compensar el impacto ambiental, como la relocalización de poblaciones y áreas productivas. A su vez, permitirá administrar el recurso hídrico que se ha convertido en algo cada vez más escaso y de difícil acceso

para emprendimientos agropecuarios regionales. A partir de este y otros proyectos, Argentina podría recuperar su fuerte tradición en materia de obras hídricas y de generación hidroeléctrica de manera tal que se generen capacidades locales, se sustituyan proveedores internacionales, al tiempo que se mejora la gestión de los 30 niveles de los ríos en cuestión, mejorando la calidad de vida y la sustentabilidad de las comunidades.

**Argentina también fue pionera regional en materia nuclear.** En 1950 fue creada la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA) con el objetivo de desarrollar, recibir y ejercer la función de controlar y transferir tecnología nuclear para diversos fines. La generación eléctrica fue el motivo principal, aunque también se llevaron a cabo otras aplicaciones, como la producción de radioisótopos para uso médico, agropecuario e industrial. De esta manera, nuestro país está dentro de un exclusivo club de países que dominan esta tecnología con fines pacíficos. Esto se complementa con el diseño y construcción de centrales nucleares de potencia desde la etapa de planificación y diseño, al posterior desarrollo y operación de los mismos. Este proceso incluye la presencia de proveedores locales ya desarrollados, con los máximos estándares de seguridad y calidad. En 1974 se puso en marcha Atucha I, que fue la primera central nuclear de toda Latinoamérica y, en el año 1984, se inauguró la segunda central, ubicada en Embalse Río Tercero. A fines de esa década la generación nuclear alcanzó un máximo histórico de un 15% de la generación eléctrica total. Finalmente, en el año 2014 entró en operación Atucha II, luego de que se viera postergada su construcción durante dos décadas.

A los efectos de potenciar estas capacidades de generación de energía baja en emisiones GEI, el plan de nuclear argentino prevé la evaluación, diseño, y estudios de factibilidad necesarios para la futura puesta en marcha de dos nuevas centrales, CANDU y HUALONG, que podrían agregar hasta 1400 MW de potencia. Estos dos proyectos se encuentran en estructuración y forman parte del plan de acción de Nucleoeléctrica Argentina S.A. Asimismo, se encuentra en construcción el primer prototipo de la Central Argentina de Elementos Modulares (CAREM). El CAREM es el primer reactor nuclear de potencia íntegramente diseñado y construido en la Argentina, perfilándose a su vez como uno de los líderes mundiales en el segmento de reactores modulares de baja y media potencia (SMR, por sus siglas en inglés). Esta clase de reactores tienen una gran proyección para el abastecimiento eléctrico de zonas alejadas de los grandes centros urbanos o de polos fabriles e industriales con alto

consumo de energía (incluyendo la capacidad de alimentar plantas de desalinización de agua de mar).

Dentro del período considerado en estudio, si bien la adición de potencia nuclear queda restringida al prototipo del reactor CAREM, se realizará el proyecto de extensión de vida (PEV) de la central nuclear Atucha I. En Atucha II, se trabajará en el cambio de combustibles para que pasen a quemar uranio levemente enriquecido (ULE), se ampliará la capacidad de almacenamiento de elementos combustibles gastados con el proyecto de Almacenamiento en Seco en el sitio de Atucha, entre los proyectos más relevantes.

En el año 2006 se sancionó la Ley 26.093 que creó el **Régimen de Regulación y Promoción para la Producción y Uso Sustentables de Biocombustibles**. Dicho régimen estableció los criterios para regular la producción de biodiesel y bioetanol en el país y dispuso la implementación de niveles de corte obligatorio de los combustibles fósiles con biocombustibles. Inicialmente este corte se realizó con el 5% de etanol en cada litro de nafta (E5) y 5% de biodiesel por litro de gasoil (B5) comercializado en el territorio nacional. Adicionalmente, atribuyó a la autoridad de aplicación la potestad para modificar el porcentaje de corte obligatorio cuando lo considere conveniente, permitiendo que el uso de biocombustible se fuera incrementando progresivamente hasta alcanzar el 10% en el caso del biodiesel (B10) y 12% en el etanol (E12).

El complejo productor de biodiesel se compone de grandes empresas integradas, productoras de aceite de soja y exportadoras de buena parte de su producción y productores de menor escala direccionados al mercado interno. Por su parte, las empresas productoras bioetanol son 18, de las cuales 13 producen en base a caña de azúcar y las 5 restantes lo hacen en base a maíz.

Recientemente, se sancionó un nuevo marco regulatorio a través de la Ley N° 27.640, con vigencia hasta el año 2030 y con la posibilidad de extenderse 5 años más. Establece nuevos porcentajes de cortes para nafta y gasoil en relación con los distintos componentes que participen de su elaboración. En el caso de la nafta, pauta un mínimo obligatorio de 12% de bioetanol y una eventual reducción al 9% mientras que, para el caso de la caña de azúcar, deberá contemplar un mínimo de 6% de mezcla obligatoria. Para el gasoil, el corte mínimo del biodiésel será de un 5% con una eventual reducción al 3%.

**Argentina cuenta con recursos eólicos significativos**, fundamentalmente en la Patagonia y en gran parte de la provincia de Buenos Aires, buenas condiciones de radiación solar en las regiones del Noroeste y Cuyana, numerosos cursos de ríos para la construcción de pequeños aprovechamientos hidráulicos, y recursos biomásicos producto de la actividad agroganadera y forestal.

Mediante la Ley N° 27.191 de 2015, se establecieron metas para la incorporación de fuentes de energía renovables. En una primera etapa, se propuso alcanzar el 8% del consumo de energía eléctrica nacional al 31 de diciembre de 2017 y, en una segunda etapa, el 20% hacia el 31 de diciembre de 2025, con escalonamientos progresivos cada dos años. **También se estableció para los grandes usuarios la obligatoriedad de incorporar un consumo mínimo de energía eléctrica de fuentes renovables en el mismo porcentaje y en el mismo plazo que los fijados como objetivo nacional.** Cabe destacar que, para las energías renovables, se estableció la misma prioridad de despacho que prevista para las centrales hidroeléctricas de pasada y que no se exigió el respaldo físico de potencia. En ese sentido, la autoridad de aplicación disponía de los mecanismos para asegurar la reserva de potencia asociada a la generación renovable, cuyo costo sería absorbido por todo el sistema.

Recientemente, fueron implementados tres instrumentos para incorporar fuentes renovables: el Programa RenovAr, la Resolución N° 202/2016 y el MATER. El Programa RenovAr consiste en un mecanismo de licitación pública con el fin de evaluar proyectos presentados por personas jurídicas nacionales o extranjeras y, eventualmente, adjudicar contratos de abastecimiento de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables con CAMMESA, la firma que administra el despacho nacional de electricidad. Entre 2016 y 2018 se realizaron cuatro rondas de subasta de potencia de energía. Entre 2016 y 2019 se realizaron cuatro rondas de subasta de potencia de energía: la Ronda 1 (convocada por las Resoluciones Nros. 71 y 136 de 2016), la Ronda 1.5 (Resolución N° 252/2016), la Ronda 2 (Resolución N° 275/2017) y la Ronda 3 (Resolución N° 100/2018). La última ronda se denominó MiniRen ya que apuntó a proyectos de menor escala, dadas las restricciones de capacidad y transporte existentes en las líneas de alta y extra alta tensión.

Mediante la Resolución N° 202/2016 se readecuaron diez contratos celebrados en licitaciones anteriores que por distintos motivos no habían logrado la habilitación comercial. Las condiciones contractuales son similares al Programa RenovAr, pero con precios considerablemente menores a los suscritos originalmente. El Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuentes Renovables (MATER) fue creado por la

Resolución 281-E/2017 y habilita a los grandes usuarios que posean una demanda anual mayor a 300 kW a comprar energía a través de la libre negociación con empresas generadoras de energía eléctrica. La compleja situación macroeconómica del país impidió la concreción de muchos de los proyectos de las sucesivas rondas RenovAr, por este motivo, están en proceso de elaboración y evaluación diferentes herramientas normativas que permitan destrabar, reiniciar, motorizar y potenciar los proyectos paralizados o con problemas de financiación. Esto permitirá dar fluidez al desarrollo del sector de generación renovable al mismo tiempo que plantear las condiciones de desarrollo sostenido del sector.

**Finalmente, debe sumarse un cuarto instrumento de política pública: la sanción de la Ley N° 27.424 de Generación Distribuida en 2017.** Se trata de energía eléctrica generada en el punto de consumo, mediante fuentes de energía renovable, y por los mismos usuarios que se encuentran conectados a la red eléctrica de distribución. En otras palabras, se otorga el derecho a los usuarios a generar su propia energía a través de fuentes renovables con destino al autoconsumo y, de existir excedentes, inyectarlos en la red eléctrica y recibir una remuneración por dicha inyección. Los equipos de generación distribuida, como paneles solares, pequeños aerogeneradores u otras tecnologías, pueden instalarse en industrias, PyMEs y hogares.

La abundancia de fuentes energéticas renovables abre la posibilidad de potenciar tanto la trayectoria de tecnólogos nacionales en la generación de energía como la del complejo metalmeccánico en toda la cadena de valor. Actualmente hay cerca de 300 empresas proveedoras de bienes inscriptas en el Registro de Proveedores de Energías Renovables (REPROER) que están insertas en distintos eslabones de las cadenas de valor. En cuanto a su tamaño y contenido tecnológico, el 70% de ellas son PYMES y cerca de la mitad proveen manufacturas de medio y alto contenido tecnológico (21% y 26%, respectivamente). Los proveedores locales de bienes están en condiciones para abastecer los principales componentes de la obra electromecánica de los futuros parques de energía (transformadores, tableros eléctricos, interruptores, conductores, aisladores, entre otros). Por lo tanto, es factible el diseño de una estrategia específica para este sector de proveedores. **Por todo esto, la transición energética puede ser un vector de desarrollo social y económico, en tanto esté sustentada en alinear las capacidades tecnológicas, industriales y científicas nacionales con las abundantes fuentes energéticas naturales.**

Asimismo, la Argentina cuenta con importantes oportunidades en relación con los sistemas de almacenamiento, fundamentalmente vinculados a las baterías de ion-litio, y al hidrógeno como vector energético. A partir de la existencia de cuantiosas reservas localizadas en el noroeste del país, la industria del litio presenta una gran oportunidad para el desarrollo de energías renovables y la movilidad sustentable. Recientemente, el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación de la Nación, el de Defensa, el CONICET, la Universidad de la Plata (UNLP), el Instituto de Investigaciones Científicas y Técnicas para la Defensa (CITEDEF), el Ministerio de Producción, Ciencia e Innovación Tecnológica de la Provincia de Buenos Aires, la Comisión de Investigaciones Científicas de dicha provincia (CIC) e Y-TEC, firmaron un Memorando de Entendimiento para la ejecución del proyecto de diseño, instalación, configuración y puesta en funcionamiento de una planta de fabricación de celdas y baterías de litio. El objetivo del proyecto será el de atender las demandas estratégicas del Estado y del sector productivo. En esta línea, a través de la mencionada planta se procura desagregar el paquete tecnológico respecto del diseño y la fabricación de las celdas y baterías, con miras a la definitiva incorporación de la tecnología y generando, de este modo, las condiciones propicias para el desarrollo de futuras plantas similares o de mayor porte (Y-TEC, 2021).

La transición energética no puede pensarse aislada tampoco de la realidad macroeconómica, condicionada por un complejo escenario externo y compromisos de deuda en moneda extranjera. El rumbo hacia 2030 requiere planificar con cautela y con inteligencia los requerimientos de divisas, de manera tal que los usos de estas sean compatibles con la estabilización macroeconómica necesaria para el desarrollo. **Se debe armonizar un sendero de transición energética compatible con la inclusión social, el crecimiento económico y la disponibilidad de divisas.** En este sentido, se espera que el desarrollo del complejo hidrocarburífero, con grandes potencialidades de gas no convencional, pueda contribuir no sólo a la transición energética global sino también a aumentar los niveles de exportación a la región, contribuyendo a mejorar la performance de la economía argentina en lo que a generación de divisas y reduciendo la vulnerabilidad externa.

Para cumplir con los objetivos propuestos y contribuir de forma significativa a la reducción de las emisiones GEI, se proponen las siguientes líneas de acción:

- A. **Eficiencia energética:** bajo esta línea de acción se desarrollarán medidas con el objetivo de reducir en hasta 8,5% el consumo de electricidad y de gas en todos los sectores de la economía al año 2030, en relación con el escenario de

demanda energética tendencial, por medio de usos más eficientes del consumo energético. También se incluyen medidas asociadas a la mayor eficiencia en la generación de electricidad y la adopción de tecnologías para la reducción de emisiones fugitivas de metano.

- B. Energía limpia en emisiones de gases efecto invernadero (GEI):** La generación de electricidad contribuirá de manera significativa a trabajar por los objetivos generales globales para el 2030, reduciendo sus emisiones de GEI. Para lograrlo, de concluirse los proyectos ya mencionados, más del 90% del incremento de la potencia instalada entre 2022 y 2030 provendrá de fuentes energéticas bajas en emisiones, aumentando significativamente su generación con respecto al promedio de los últimos años, superando el 55% de participación en la generación eléctrica y desplazando las centrales térmicas menos eficientes y más contaminantes. Este sendero de descarbonización se manifestaría en una reducción cercana al 50% de la intensidad de carbono de la matriz eléctrica respecto a la actualidad, reduciendo cerca de la mitad las emisiones del subsector. También se alcanzará 1 GW de potencia renovable distribuida en distintos puntos de consumo residenciales, comerciales e industriales. La diversificación de la matriz energética y la promoción de la generación autónoma permitirán aumentar la redundancia del sistema energético, contribuyendo a su resiliencia.
- C. Gasificación:** Se implementarán medidas tendientes a gasificar consumos energéticos hoy abastecidos por medio de combustibles líquidos derivados del petróleo. De esta forma, se reducirán las emisiones de GEI por medio de un suministro confiable, asequible, continuo y menos contaminante a la vez que se aprovechan los recursos del país. A través del desarrollo de sus cuencas hidrocarburíferas, costa adentro y costa afuera, Argentina buscará transformarse en un proveedor de gas natural a escala regional y global, colaborando con la viabilidad de las transiciones energéticas de otros países.
- D. Desarrollo de capacidades tecnológicas nacionales:** Se buscará aprovechar los recursos que tiene nuestro país en materia energética para potenciar desarrollos científicos, tecnológicos y productivos. Se intentará generar no sólo valor agregado sectorial por medio del desarrollo de proveedores locales que creen empleo de calidad, sino también, procesos de aprendizaje continuo y

acumulación de capacidades de cara a nuestras metas y objetivos ambientales y de transición energética de cara al 2050. Mediante este camino se prevé la reducción en la vulnerabilidad externa del proceso de transición, generando condiciones de mayor estabilidad sobre las cuales se pueda escalar en el largo plazo de forma sostenible.

**E. Resiliencia del sistema energético:** La posibilidad de eventos climáticos extremos para las distintas regiones de Argentina demandan esfuerzos adicionales para garantizar el abastecimiento de energía eléctrica de manera estable y confiable, tanto en la generación como en el transporte y la distribución. Se emprenderán adecuaciones no sólo en la matriz de generación, sino también en el transporte de alta y media tensión y en las redes de distribución, para asegurar las condiciones óptimas de funcionamiento incluso durante períodos extraordinarios. Se garantizará el acceso a la energía asequible, a través de la ampliación de la red eléctrica y la promoción de la generación distribuida, tanto en entornos rurales como urbanos, para reducir la vulnerabilidad de la población ante eventos extremos.

**F. Federalización del Desarrollo Energético:** La transición energética se emprenderá de manera federal, con la participación de las provincias en la planificación y desarrollo de conglomerados productivos de generación energética a partir de energías renovables y limpias en emisiones de GEI. Se buscará también la inclusión de actores locales en proyectos esenciales para la transición energética, generando equidad territorial y de género en el desarrollo de las capacidades tecnológicas nacionales.

**G. Estrategia nacional para el desarrollo del hidrógeno:** esta línea de acción incorpora el desarrollo de una hoja de ruta para impulsar un complejo productor y exportador de Hidrógeno como nuevo vector energético, que utilice como materia prima básica al Gas Natural, y pondere otros recursos disponibles para su producción. Se considerará la necesidad de contar con nueva potencia renovable para la producción de hidrógeno Verde, así como infraestructura para el almacenamiento y transporte hacia los puntos de consumos finales.

A partir del análisis de toda la información anteriormente expuesta, se desarrollaron escenarios a 2030 en los Lineamientos. Los escenarios surgen de la combinación de políticas tanto de demanda como de oferta. Desde el punto de vista de



la demanda se plantean políticas en dos aspectos: por un lado, en el sector transporte, con una trayectoria tendencial en cuanto al incremento del parque y la motorización de estos, incluido una penetración de vehículos eléctricos y, por otra parte, un incremento en el parque que utiliza gas natural, como GNC y GNL, dependiendo del modo de transporte. Por el lado de la demanda de electricidad y gas natural, se presentan dos escenarios, uno tendencial donde se plantean las políticas de eficiencia existentes, y por el otro desde una mejora de eficiencia en el uso energético tanto en la demanda de gas como eléctrica.

En cuanto a la oferta, se plantean dos posibles escenarios. El primero implica mayores requerimientos de petróleo y gas natural con una participación en la generación de las energías renovables del 20% en la matriz eléctrica al 2030 (REN 20). En el segundo, se supone mayor requerimiento de gas natural y relativamente menores requerimientos de petróleo junto con una mayor participación de las energías renovables en la generación eléctrica alcanzando el 30% (REN 30). Ambos escenarios son analizados en función de la sostenibilidad del proceso.

Supuestos para los escenarios:

- Se considera un crecimiento del PBI del 2% de largo plazo.
- La demanda eléctrica crece entre 1,7 y 2,4%.
- La demanda de gas natural crece entre 1,7 y 3,5%.
- La demanda de combustibles crece 2,3%.
- La producción de gas natural para abastecimiento local crece entre 2,4 y 3% del 2019 al 2030.
- La producción de petróleo, para abastecimiento local, crece entre 3,4 y 6% para el mismo periodo.
- No se realizaron estimaciones de exportaciones de petróleo ni gas natural.
- El parque automotor crece en 5,2 MM de vehículos. La participación de autos y vehículos medianos a GNC se considera en un 27% del total, a esto se le adiciona la conversión a GNC de los buses de corta distancia. Los cortes con biocombustibles se mantienen en función de la normativa vigente.
- Se contabilizan para el 2030 unas 49,4 MM de personas (1% crecimiento).

- Los hogares ascienden a la suma de 17,3 MM. La cobertura de gas natural para los mismos es del 63%.
- La participación de la generación eléctrica de fuentes térmicas pasa del 61% en el 2019 al 40,3% en el escenario REN 20 y al 30,7% en el escenario REN 30.

En ese sentido los escenarios de políticas activas incluyen ciertas políticas específicas que llevan a las siguientes estimaciones para el 2030:

- El 20% de los vehículos nafteros contarán con tecnología flex.
- 8 mil buses de corta distancia serán B1008.
- 400 buses de corta distancia eléctricos.
- Corte efectivo de bioetanol: 14,8%<sup>9</sup> (12% obligatorio).
- Corte efectivo de biodiesel: 9,3%<sup>10</sup> (5% obligatorio).
- El 20% de las ventas de autos y livianos serán eléctricos.
- El 50% de las ventas de buses de corta distancia serán a GNC.
- El 45% de las ventas de vehículos pesados (excepto buses) sean propulsadas a GNL.
- La participación de los vehículos (autos y livianos) a GNC se elevará al 27% (partiendo de un 12% en 2019).

En el caso del modelo REN 20 se proyectaron los siguientes resultados:

1. Las emisiones del sector energético serían como máximo 201,4 MtCO<sub>2e</sub>. Este resultado en emisiones es un 9% inferior respecto a las proyecciones estimadas en 2019 (221 MtCO<sub>2e</sub>). Es notable destacar que el sector eléctrico disminuye un 52,7% las emisiones respecto a 2016, mejorando también la proyección realizada en 2019.

2. La reducción en la intensidad de carbono de la matriz eléctrica se encontraría cercana al 50% con respecto a la intensidad promedio de los últimos años.

3. Las energías bajas en emisiones superarían a los combustibles fósiles en la generación de energía eléctrica, logrando representar al menos el 55% del total. El porcentaje de participación de la generación renovable no convencional en la matriz de energía eléctrica alcanzaría el 20%.

En el caso del modelo REN 30 los resultados proyectados son:

1. Las emisiones de gases de efecto invernadero del total del sector energético disminuirían hasta alcanzar un total de 194,1 MtCO<sub>2e</sub>.

2. La intensidad de carbono de la matriz eléctrica disminuiría en más del 60% respecto a la intensidad promedio de los últimos años.

3. La participación de las energías bajas en emisiones sería superior al 65%, llegando al 30% de energía renovable no convencional.

**Para finalizar el documento se llega a la conclusión de que sobre la base de la abundancia de recursos energéticos renovables e hidrocarburíferos y las capacidades productivas de la economía argentina, los lineamientos planteados buscan describir el escenario y establecer la visión estratégica a partir de la cual afrontar el proceso de transición energética desde una perspectiva nacional.** Esta transición, motorizada por la demanda de acción climática, debe ser justa, asequible y sostenible. Es por esto que en las líneas de acción se evalúa la posibilidad de un desarrollo de las energías renovables no convencionales en base a las capacidades nacionales y el desarrollo de un sector hidrocarburífero más limpio y eficiente, como abastecedor de energía, vector de empleo y generador de divisas, que asimismo aporte a la transición energética regional y global por medio de la exportación de recursos menos intensivos en emisiones de GEI por unidad de energía. **Entender a estos sectores no como antagonistas, sino como complementos estratégicos debería constituir la base de una transición ordenada y sostenible, capaz de armonizar la mitigación del cambio climático con la seguridad energética, la justicia social y el desarrollo tecno industrial.**

#### **D) ANALÍISIS DEL PROYECTO VACA MUERTA**

Diez años después de la fase de de-riskeo<sup>13</sup>, Vaca Muerta se ha convertido en el *play* de exploración y producción más importante de Argentina y el mayor desarrollo de shale fuera de América del Norte.

La producción de hidrocarburos crece continuamente y ya representa más de un tercio de la producción total de petróleo y gas del país.

Acorde al reporte de la Agencia Internacional de Energía publicado en junio de 2013, Argentina tiene en Vaca Muerta la segunda reserva de shale gas (308 TCF) y la

---

<sup>13</sup> El de-riskeo de Vaca Muerta implicó la comprobación técnica y comercial de la formación, y fue un proceso que comenzó en 2012 por parte de YPF como pionero.

cuarta reserva de shale oil del mundo (16.200 MBBL). Estas reservas se encuentran ubicadas principalmente en la provincia de Neuquén.



Acorde al reporte de la consultora Mckinsey “*Vaca Muerta: una oportunidad para responder a la crisis mundial de energía*”, las características geológicas de la formación Vaca Muerta son comparables a las principales formaciones de shale de Estados Unidos.

Los pozos de shale típicamente alcanzan su máximo productividad al comienzo de su vida y luego declinan rápidamente. Las características geológicas de VM ofrecen comparativamente alta índices de productividad, que a menudo se asocian con mayor recuperación final esperada (EUR). En el reporte detallan que a partir de un análisis que realizaron en 2021, Vaca Muerta alcanzó una producción máxima de 82.000 barriles de petróleo durante los primeros 90 días de producción frente a 76.000 barriles de petróleo en Delaware. Además, los pozos de las últimas tres campañas anuales de Vaca Muerta han logrado consistentemente al menos un 23% de producción acumulada más alta que la de Delaware.

El espesor, la profundidad, la extensión del área, la madurez térmica, el contenido orgánico, la mineralogía y la presión son indicadores técnicos que respaldan la excelente calidad geológica del yacimiento.

**Vaca Muerta's geology is comparable to the main formations in the United States, particularly the Permian Basin.**

Comparison between Vaca Muerta and formations in the United States	Key geological data				
	Total organic content, %	Thickness, meters	Depth, meters	Area, km <sup>2</sup>	Reservoir pressure, PSI
Vaca Muerta	3.0–10.0	50–450	1,700–3,500	30,000	6,500–9,500
Delaware*	1.0–8.0	30–1,200	60–30,000	26,000	7,500–9,000
Midland*	1.0–9.0	45–450	700–2,300	36,300	2,000–5,500
Eagle Ford (oil window)	3.0–5.0	30–100	1,200–4,270	5,200	4,500–8,500
Bakken	4.0–20.0	30–40	1,300–3,000	51,800	2,200–4,600
Barnett	4.0–5.0	60–90	1,700–3,000	18,000	3,000–4,000
Haynesville	0.5–4.0	60–90	3,200–4,200	23,300	7,000–12,000

\*Components of the Permian Basin.

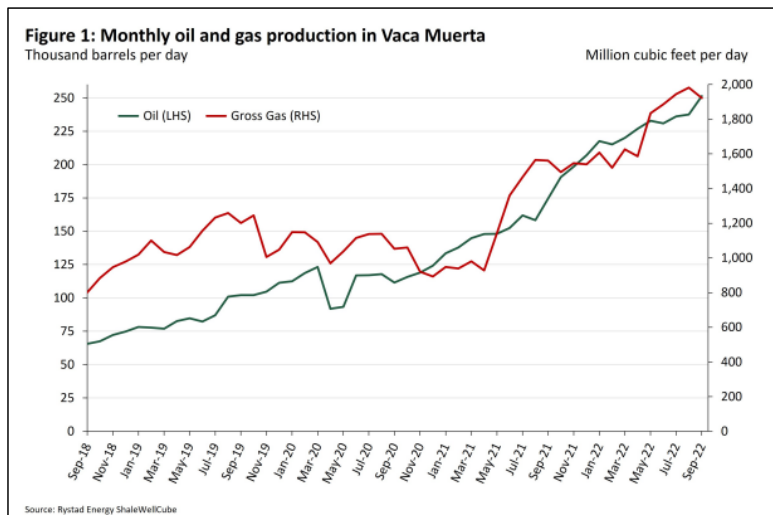
En términos económicos, el reporte muestra que Vaca Muerta tiene un break-even<sup>14</sup> de USD36 por barril en el caso del petróleo y de USD1,60 por MBtu en el caso de pozos de gas. Ambos están en línea con el break-even de los yacimientos no convencionales de EE. UU. que van entre USD34 y USD51 por barril en el caso del petróleo y entre USD1,30 y 1,80 por MBtu en el caso del gas. Los mayores costos de perforación y terminación de VM se compensan con una mayor productividad de sus pozos, que es el resultado de picos de producción iniciales más altos y niveles de producción más prolongados y sostenidos.

Además, el petróleo de Vaca Muerta es más liviano y tiene un contenido más bajo de azufre (menos del 0,5% comparado contra el 1,0 a 3,0%), lo que lo hace más fácil de refinar por lo tanto requiere de menos tecnología para procesarlo. Las exportaciones de crudo liviano de EE. UU. a Europa y Asia se incrementaron, por lo que el crudo de Vaca Muerta perfectamente puede competir en esos mercados.

<sup>14</sup> Break even: punto donde los costos y los ingresos se igualan por lo tanto no hay ni ganancias ni pérdidas.

### D.1) MAPA ACTUAL DEL DESARROLLO Y PROYECCIONES

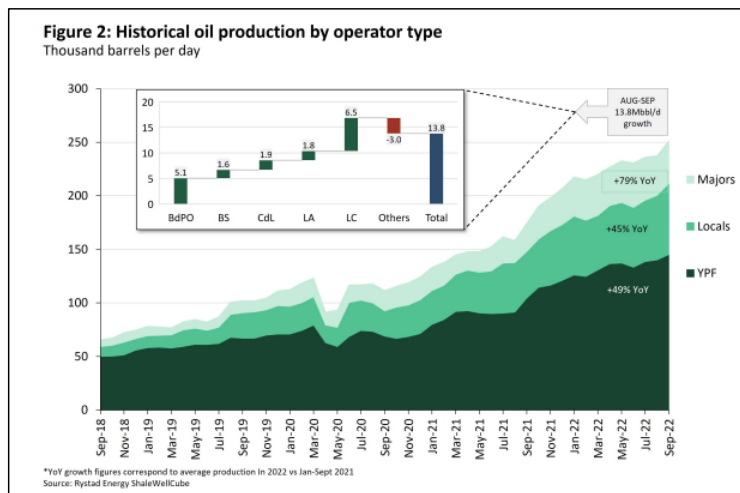
Acorde a la consultora Rystad en su informe “¿Están los jugadores argentinos en camino de liberar el potencial de Vaca Muerta?”, el crecimiento de la producción de petróleo de Vaca Muerta sigue incrementándose, alcanzando los 251.000 barriles día (valor en septiembre 2022). En el caso de la producción de gas en ese mes, se muestra una contracción debido a la caída de la demanda estacional que tiene. A medida que la actividad crece, los operadores de Vaca Muerta están logrando mitigar el impacto de la inflación sobre el costo pozo, mejorando continuamente la eficiencia en el diseño. Lo único que puede frenar el desarrollo de Vaca Muerta acorde al informe, es encontrarse con cuellos de botella en el sistema de evacuación.



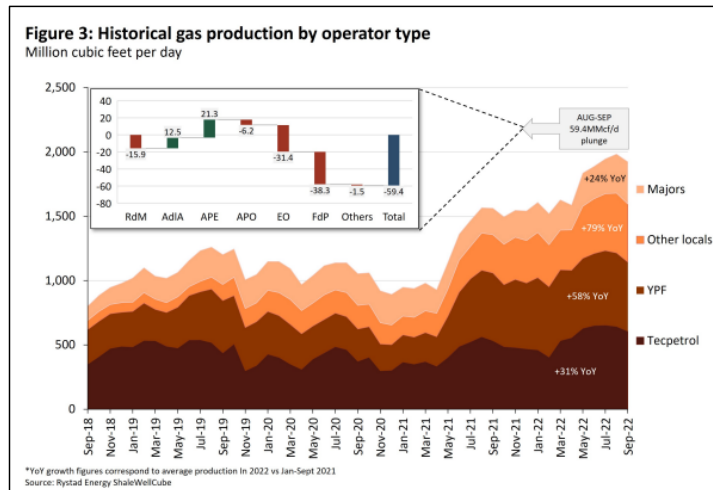
La producción de petróleo en septiembre 2022 aumentó un 5,5% respecto a agosto, alcanzando los 251.296 bpd, para representar el 42% de la producción de petróleo de Argentina. Aunque no es el más alto en términos de volumen absoluto, las grandes internacionales (Shell, Chevron, ExxonMobil y Total) registraron el mayor aumento porcentual en la producción en la primera mitad de 2022 en comparación con los mismos meses del año anterior. YPF y otros actores locales experimentaron un aumento mes a mes relativamente constante en la producción en comparación con 2021. En el caso del gas, se ha visto su primera contracción desde abril producto de la estacionalidad de la demanda. Los volúmenes de gas pasaron de 1,980 millones de pies cúbicos por día (Bcfd) en agosto 2022 a 1,92 Bcfd en septiembre 2022, representando una caída del 3,1%. Los actores locales, incluyendo a YPF, pero

excluyendo a Tecpetrol, tuvieron un aumento considerable en la producción de gas en comparación con 2021, mientras que las majors tuvieron un comportamiento más lineal de crecimiento.

En el caso de la producción de petróleo, el aumento de 5,5% en la producción entre septiembre y agosto representa 13.800 bpd que se atribuyen a una impulso de cinco áreas principales: Bajada del Palo Oeste (BdPO, Vista), Bandurria Sur (BS, YPF), Cruz de Lorena (CdL, Shell), Lindero Atravesado (LA, Panamerican), y Loma Campana (LC, YPF-Chevron). YPF ya está produciendo aproximadamente un 50 % más que en el mismo mes del año anterior, mientras que las *Majors* experimentaron sus mayores aumentos anuales a principios este año, con volúmenes operados creciendo más del 100% versus 12 meses antes. (Rystad Energy)



En el caso de la producción de gas las principales áreas que tuvieron incrementos de producción fueron Aguada de la Arena (YPF) y Aguada Pichana Este (Total). En contraste con Rincón del Mangrullo (YPF), Aguada Pichana Oeste (PAE), El Orejano (YPF) y Fortín de Piedra (Tecpetrol) que declinaron. Todos los Operadores produjeron volúmenes significativamente más altos que los últimos 12 meses.



En términos de proyecciones, el informe de Mckinsey recalca que la producción de Vaca Muerta podría duplicarse en los próximos cinco años (para 2027) y triplicarse en los próximos diez años (para 2032), lo que generaría que potencialmente la Argentina se ubique entre los 20 principales países exportadores de petróleo del mundo. Además, el análisis muestra que la producción de gas natural podría aumentar de aproximadamente 115.000 mm<sup>3</sup>/d a 150.000 mm<sup>3</sup>/d en los próximos cinco años y a más de 180.000 mm<sup>3</sup>/d en los próximos diez años, equilibrando la dependencia de Argentina de las importaciones.

Estas estimaciones se basan en el aumento gradual de la actividad de Vaca Muerta de alrededor de 30 equipos de perforación en 2022 a 70 equipos durante los próximos cuatro a cinco años. Hacerlo le daría a Vaca Muerta un conteo de equipos por acre similar al conteo de plataformas de Eagle Ford de Texas.

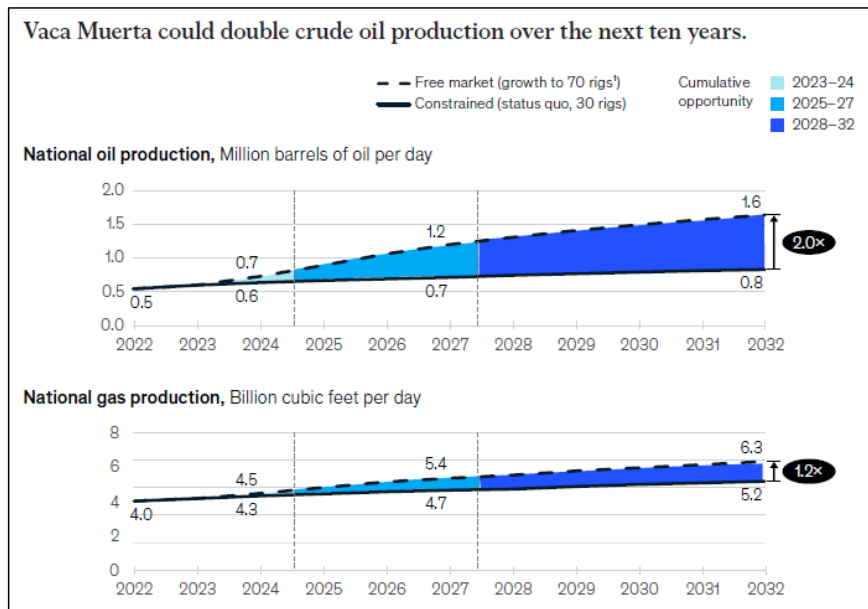
Desarrollar la actividad de Vaca Muerta probablemente requerirá al menos U\$S45 mil millones en inversiones durante los próximos diez años, lo que también podría ayudar a superar los cuellos de botella de la infraestructura.

A largo plazo, las importaciones de equipos y suministros necesarios para impulsar la actividad de petróleo y gas podrían financiarse completamente con los ingresos del aumento de las exportaciones de petróleo y los ahorros de la reducción de las importaciones de gas. Las estimaciones del informe muestran que dicha financiación



también podría generar entradas netas positivas de aproximadamente \$ 50 mil millones en los próximos diez años. Dentro del mismo marco de tiempo, el mayor desarrollo de Vaca Muerta podría ofrecer ingresos federales y provinciales de entre \$58 mil millones y \$70 mil millones.

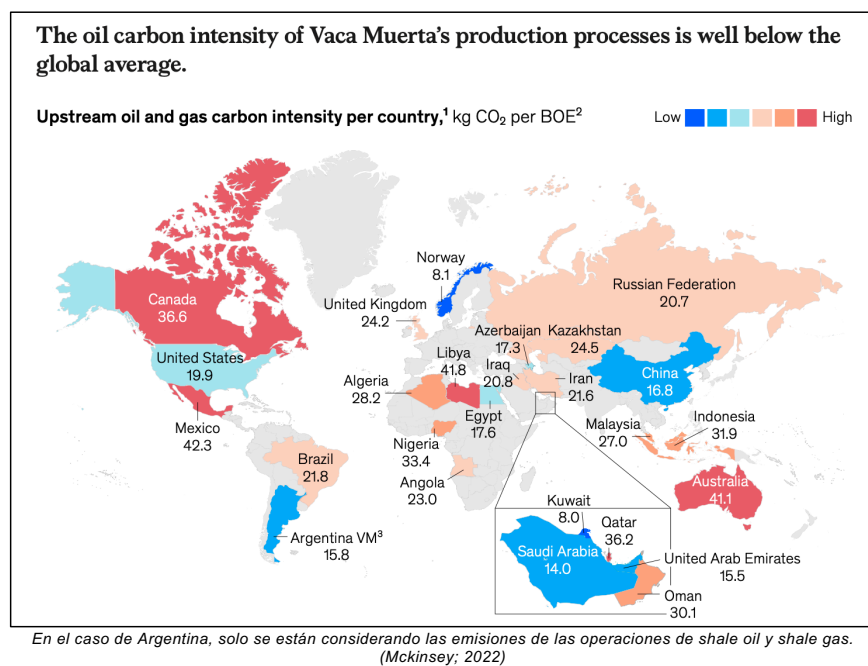
Además, este mayor nivel de actividad intensificaría la participación de la industria del petróleo y el gas en toda Argentina, aumentando la participación de la industria en el PIB del país de su nivel actual de 1,4 % a 8,4% para 2032 y generando potencialmente hasta 20.000 empleos directos y 260.000 empleos indirectos e inducidos.



**D.2) EMISIONES GEI DE VACA MUERTA**

El desarrollo de Vaca Muerta ya es una realidad desde el punto de vista técnico y económico y es comparable con el desarrollo de los principales *plays* de EE. UU. El último punto que queda entonces por analizar, y que en el contexto de la exportación juega un rol central, es el de la intensidad de emisiones por barril. Vaca Muerta necesita brindar los recursos necesarios, con costos competitivos, pero también con bajas emisiones por barril.

Acorde al informe de McKinsey, la producción de Vaca Muerta tiene una intensidad de emisión de petróleo de 15,8 kilogramos de CO<sub>2</sub> por barril equivalente de petróleo BOE, que se encuentra entre las intensidades de carbono más bajas para las operaciones de petróleo y gas en todo el mundo, y muy por debajo del promedio mundial de 23,0 kg CO<sub>2</sub> por BOE. Por debajo de la Argentina solo se ubica Noruega con una intensidad de 8,1 kg CO<sub>2</sub> por BOE y Kuwait con 8 kg CO<sub>2</sub> por BOE.



Es importante aclarar que las operaciones de shale de Argentina tienen bajas emisiones porque sus instalaciones asociadas son nuevas o con muy pocos años de antigüedad. Hay mayor tecnología en el desarrollo, lo que permite también tener datos precisos que no pueden conseguirse tan fácilmente en el convencional. Otra diferencia es que las operaciones convencionales en Argentina hoy necesitan de un gran consumo energético, principalmente por la recuperación secundaria y terciaria.

**El cambio en la proporción de la producción no convencional sobre la convencional generará que Argentina disminuya sus emisiones relacionadas con la producción de hidrocarburos. Esta situación se verá también apalancada con**

**los planes de descarbonización, eficiencia energética y compensación que cada Operadora ejecute podrá lograr que los barriles producidos de Vaca Muerta sean bajos en carbono y, por lo tanto, también mundialmente competitivos en este aspecto.**

### **E) PLANES DE LAS PRINCIPALES EMPRESAS PRODUCTORAS DE SHALE OIL EN ARGENTINA.**

Luego de haber analizado el rol que podrían asumir las empresas de petróleo y gas en el mundo para lograr la reducción de emisiones y estudiado en profundidad las estrategias de transición energética de las seis principales *majors*, se analizará qué están haciendo las empresas de petróleo y gas que operan en Argentina.

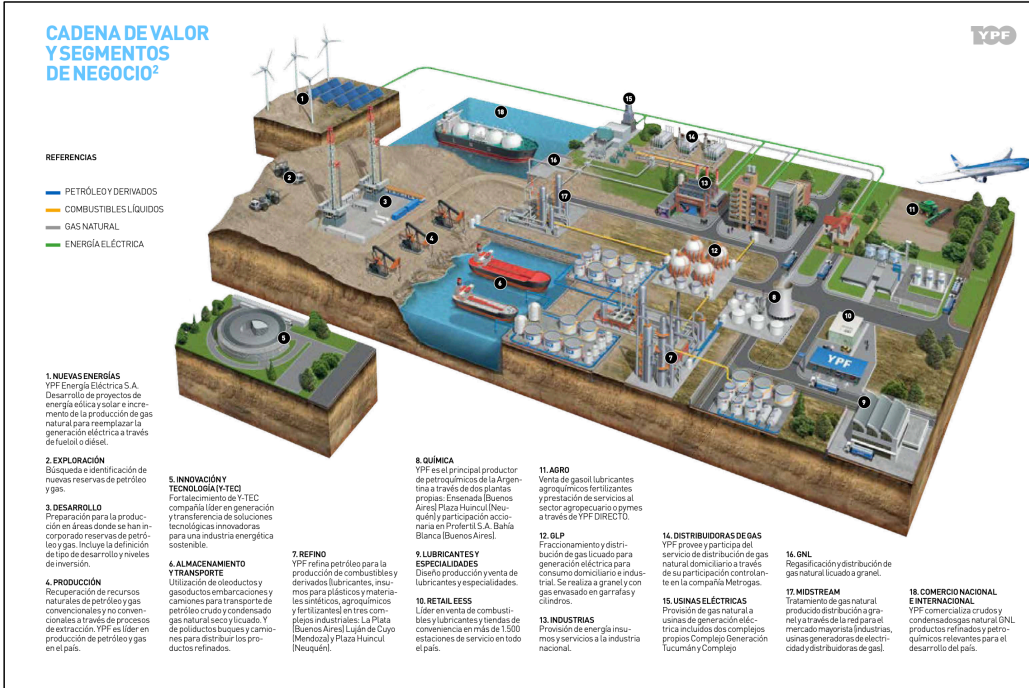
Para este trabajo se decidió seleccionar a las operadoras que producen shale oil. La producción de petróleo representa mayores emisiones que la producción de gas. Esto se produce principalmente porque el petróleo trae gas asociado que muchos veces es quemado por no poder comprimirse y evacuarse.

Dentro de las productoras de shale oil se decidió elegir a las dos principales. La primera en ese ranking es YPF SA que a, septiembre 2022, producía 147kbbbl/d de petróleo. Esto representa más del 50% de la producción total de shale oil de la Cuenca Neuquina. La segunda del ranking es Vista Energy, con una producción a septiembre del 2022 de 40kbbbl/d de petróleo. Continúa en ese ranking, Shell con 29kbbbl/d y PAE con 14kbbbl/d, entre otras. (Capítulo IV, SEN).

Elegir a estas dos compañías es representativo para el presente análisis, porque YPF representa más del 50% de la producción de Vaca Muerta y Vista que es la primera compañía independiente en operar en Vaca Muerta.

#### **E.1) YPF**

YPF es la principal compañía energética de la Argentina, con una trayectoria centenario en el sector hidrocarbúfero y con una posición de liderazgo en toda la cadena de valor de petróleo y gas en el país (producción, refinación y venta de combustibles). Cuenta, además, con un negocio creciente en generación de electricidad y renovables, así como una empresa enfocada en innovación y nuevas energías. A partir de la expropiación por ley de la Compañía en 2012, el Gobierno Argentino es propietario del 51% del paquete accionario de la empresa. (Sitio web YPF)

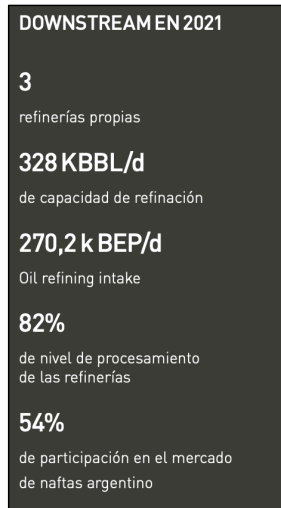


Los segmentos de negocio de YPF se dividen en:

- **Upstream:** esta unidad de negocio se dedica a todas las actividades relativas a la exploración, desarrollo y producción de petróleo y gas natural. Obtiene sus ingresos por la venta del petróleo producido al segmento de Downstream y, marginalmente, a terceros, y por la venta del gas producido al segmento de Gas y Energía. En la actualidad, el foco de Upstream está puesto en acelerar sus desarrollos de shale en Vaca Muerta, (los bloques Loma Campana, La Amarga Chica y Bandurria Sur).



- **Downstream:** YPF realiza actividades relativas a la producción y comercialización de productos refinados y petroquímicos. Estas últimas las desarrolla a través de los negocios de Retail, Industria, Aviación, Agro, GLP, Química y Lubricantes y Especialidades. También se encarga del transporte de petróleo y gas a las refinerías y de la distribución de los productos refinados y petroquímicos en los diferentes canales de venta.



- **Gas y Energía:** desarrolla actividades relacionadas con el transporte y la comercialización de gas natural y GNL a terceros y al segmento de Downstream. También obtiene ingresos de la operación de las terminales de regasificación de GNL Escobar a través de la contratación de buques regasificadores.
- **YPF LUZ:** YPF participa en la generación de electricidad a través de esta empresa controlada junto a GE EFS Power Investments B.V. Con ocho años de existencia, YPF Luz ya se ha posicionado como un actor relevante del mercado eléctrico argentino. La generación eléctrica de YPF LUZ se produce a través de gas natural y proyectos de energía eólica. Está incorporando a su cartera el primer proyecto de energía solar en San Juan.
- **YPF Gas:** empresa líder de fraccionamiento y distribución de GLP en la Argentina con una capacidad y cobertura de abastecimiento que le permite llegar a todo el país.



YPF posee además participación en otras compañías de la Industria:

- **Y-TEC:** una sociedad compuesta por el 51% de YPF y 49% de CONICET. Orientan su línea de investigación a problemáticas y oportunidades estratégicas de la industria y priorizan la ejecución de proyectos de alto impacto. Generan y aplican conocimiento, y llevan nuevas tecnologías al mercado. Enfocan su trabajo en la energía de hoy y las del futuro: los no convencionales (Vaca Muerta), los campos maduros, las energías renovables y la generación de soluciones que promuevan una operación sustentable en toda la industria. Divide su líneas de trabajo en misiones, que hoy se encuentran enfocadas en proyectos de: litio, hidrógeno, tecnologías para el upstream y el subsuelo, midstream, químicos innovadores, combustibles, ambiente y agro. (Sitio web Y-TEC). Es una compañía con alto impacto en el proceso de transición energética que está llevando adelante YPF.
- **Profertil:** es una compañía argentina que se dedica a la producción y comercialización de fertilizantes para los cultivos. Fue fundada en 1996, en partes iguales por YPF y la empresa de fertilizantes canadiense Nutrien.
- **MEGA:** empresa argentina líder en la industria del gas y la petroquímica. Desde 2001 es un actor clave en el procesamiento del gas natural de la Cuenca Neuquina. Agregan valor al gas natural a través de la separación y el fraccionamiento de sus componentes ricos. Recuperan etano, materia prima principal de la industria petroquímica, propano, butano y

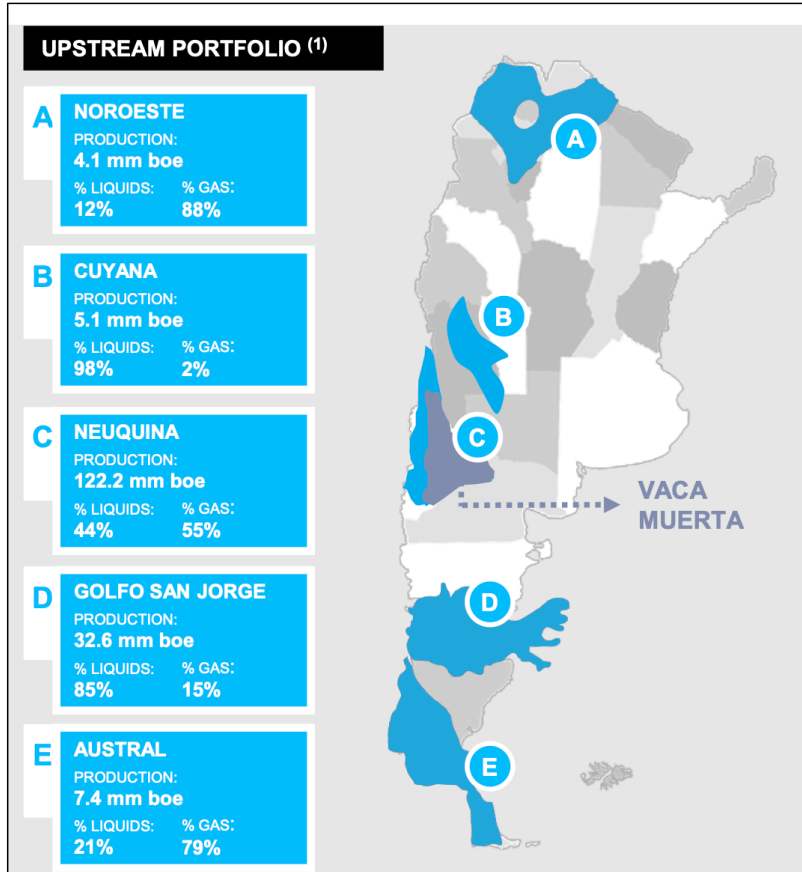
gasolina natural. Sus productos abastecen al mercado doméstico y a distintos mercados del mundo, cumpliendo con los estándares más exigentes de calidad internacional. Es una sociedad anónima cuyos accionistas son YPF (38%), Petrobras (34%) y Dow (28%).

- **Oldelval:** empresa de midstream que transporta el 45% de todo del petróleo del país y el 82% del petróleo de la Cuenca Neuquina. YPF posee el 37% del activo, ExxonMobil el 21%, Chevron el 14%, PAE y Pluspetrol el 11,9% cada una y Tecpetrol y Pampa Energía el 2,1% cada una.
- **Metrogas:** es la principal empresa de distribución de gas natural del país. Más de 2.400.000 clientes reciben a diario su servicio lo que los convierte en la distribuidora más grande del país. YPF posee el 70% de su capital accionario.
- **AESA:** empresa de industria nacional que brinda soluciones innovadoras a toda la cadena de valor de la industria energética. Trabajan sobre las necesidades del sector energético en dos unidades de negocio: Proyectos Industriales y Fabricación; y Servicios Petroleros. Es una empresa del grupo YPF.

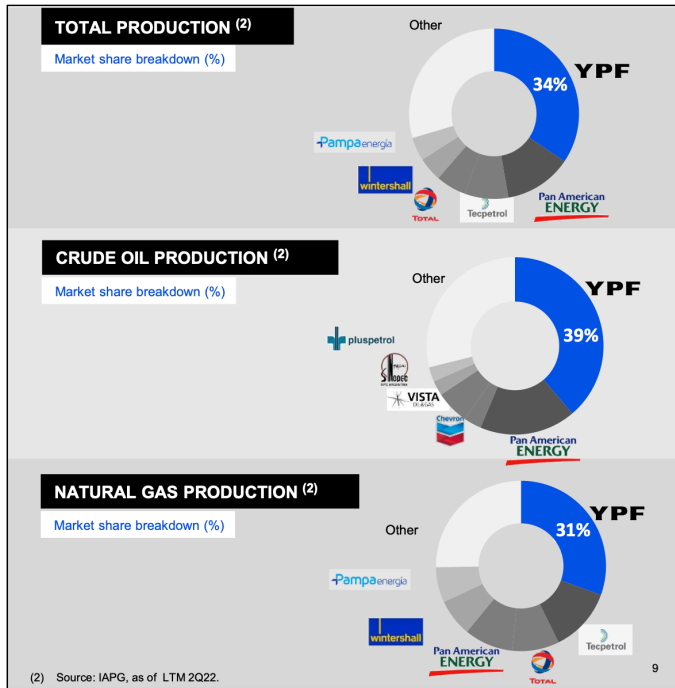
La actividad principal de YPF es la extracción de hidrocarburos. La Compañía cuenta con dos Vicepresidencias de Upstream, una a cargo de los proyectos Convencionales y otra a cargo de los proyectos No Convencionales.

**Hoy gran parte de la producción de YPF todavía proviene del Convencional, pero es una ecuación que se va a revertir en los próximos años,** en parte por el declino natural de los campos, ya que la mayor parte de la actividad convencional es madura, y en parte porque el foco de exploración y producción de YPF está puesto hoy en el desarrollo del No Convencional.

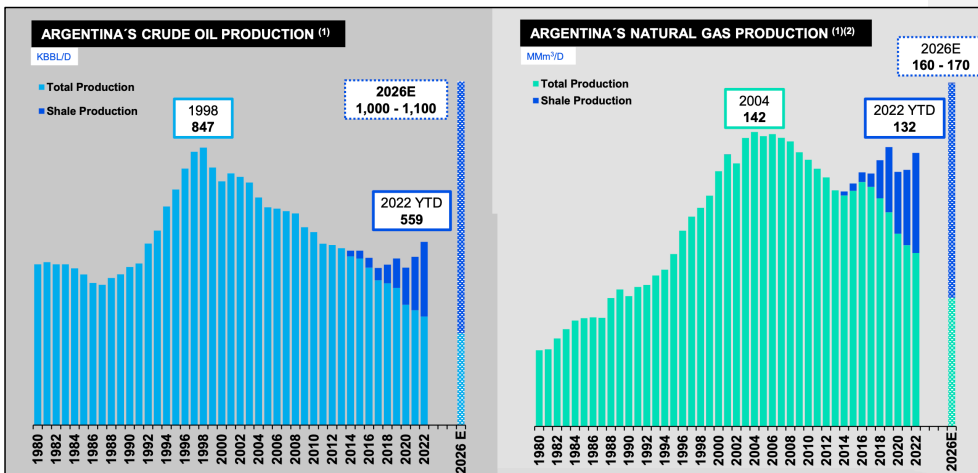




Se puede observar como la mayor producción de YPF se produce en la Cuenca Neuquina, especialmente apalancado por la producción de Vaca Muerta.



YPF es responsable del 34% de la producción de hidrocarburos del país.



En estos gráficos se puede observar cómo fue la evolución de la producción de petróleo y gas de Argentina y como los no convencionales, con el desarrollo de Vaca Muerta, generarán un récord histórico para el país en el 2026.

Hoy YPF destina casi toda su producción a sus propias refinerías, pero espera alcanzar el autoabastecimiento interno para comenzar a exportar saldos excedentes a fines de 2023.

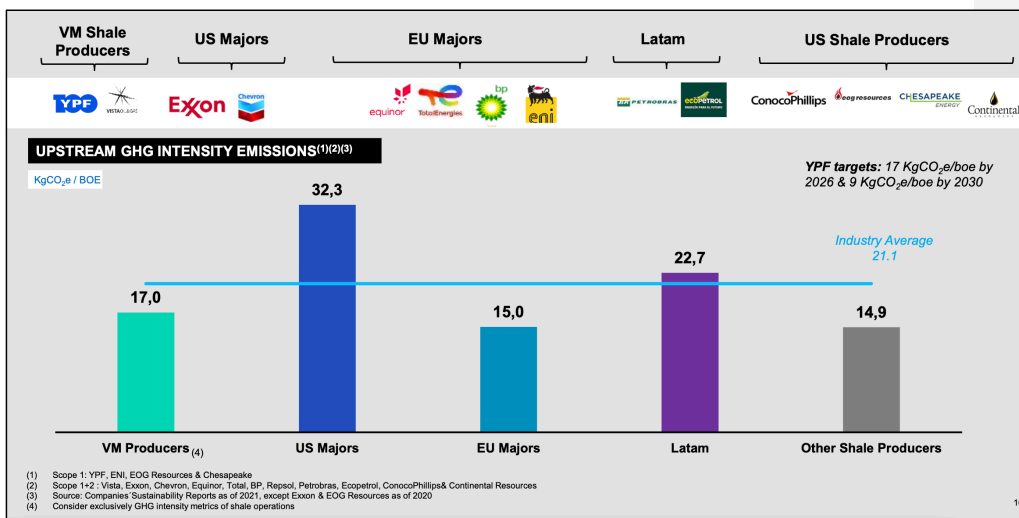
Este objetivo se logrará con mayores inversiones y producción de la formación Vaca Muerta. Sus recursos se sitúan como el segundo yacimiento más importante en gas no convencional a nivel mundial y el cuarto en petróleo. YPF posee el 42% del acreaje de Vaca Muerta y desde hace 10 años realiza desarrollos productivos junto a Chevron, Petronas, Equinor, Shell, entre otros. Para poder acompañar este aumento de producción también tiene previsto en el corto y mediano plazo obras de midstream que incluyen una nueva terminal exportadora sobre el Atlántico, la reactivación de OTASA para tener una conexión al Pacífico y se encuentra en estudio una terminal de LNG junto a la empresa Petronas. Sumada a esta actividad, se está iniciando la exploración *offshore* junto a Equinor y Shell. Si se obtienen buenos resultados, se estima que el proyecto podría generar casi la misma cantidad de barriles de petróleo que produce YPF en el presente. (Reporte de Sustentabilidad 2021, YPF)

En el segmento Downstream, YPF posee 3 refinerías que son responsables del 50% de la capacidad de refinación de Argentina (aproximadamente refinan 328 kbbl/d) Se encuentran ubicadas en las provincias de Buenos Aires, Mendoza y Neuquén. Además, YPF cuenta con 1600 estaciones de servicios a lo largo del país. (YPF – JPM conference)

En materia ambiental YPF, acorde a su reporte 2021, genera emisiones de alcance 1 y 2 de 15,6 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>e. El 50% de ese total proviene de su actividad el Upstream, mientras que el Downstream es responsable de un 25% y Gas & Energía del 25% restante. En 2021, la intensidad de emisión fue de 46kg CO<sub>2</sub>e/boe en el upstream total, mientras que en el NOC la intensidad de emisión fue de 21kg CO<sub>2</sub>e/boe. Las metas 2022 fueron 41kg CO<sub>2</sub>e/boe para el Upstream y 19kg Co<sub>2</sub>e/boe para NOC. (YPF – JPM Conference)

Acorde al Reporte de Sustentabilidad 2021, el petróleo no convencional producido en sus operaciones de Vaca Muerta ha demostrado ser muy competitivo en términos de toneladas de CO<sub>2</sub> emitidas por barril de crudo producido, y la Compañía tiene un plan para reducir aún más su huella de carbono, esfuerzo que se replica en el segmento convencional.

Vaca Muerta cuenta además con un enorme potencial en gas natural, energía de transición por excelencia, ya que produce un 50% menos de dióxido de carbono que el carbón durante la producción de energía y es un buen complemento para la intermitencia de las renovables. YPF considera que el pleno desarrollo de estos recursos permitirá no solo abastecer el mercado local —actualmente más del 50% de la matriz de Argentina proviene del gas—, sino contribuir a la descarbonización de otros países de la región que aún basan su generación eléctrica en carbón o petróleo y, exportar LNG al resto del mundo.



En una presentación de YPF con JPM se puede encontrar este benchmark que destaca lo competitivo en términos de emisiones que puede ser un barril producido en Vaca Muerta. Es importante aclarar que en el caso de las US Majors se está tomando la intensidad de emisión del upstream total y no separado solo en operación shale como es el caso de VM producers.

YPF contabiliza en su inventario las emisiones de dióxido de carbono, de metano y de óxido nítrico. En 2021 hubo un total de 15.603.375 ton CO<sub>2</sub>e, de las cuales 12.228.587 ton corresponden a emisiones de dióxido de carbono, 127.615 ton corresponden a emisiones de metano y 619 ton corresponden a emisiones de óxido nítrico. (Reporte de Sustentabilidad 2021, YPF)

Acorde a su Reporte de Sustentabilidad 2021, YPF renovó su hoja de ruta de transiciones energéticas que fija metas de corto y mediano plazo, concretas y mensurables más ambiciosas que las fijadas anteriormente. Estos objetivos están

relacionados tanto con la descarbonización del negocio de petróleo y gas como con la potenciación de energías renovables y otras nuevas soluciones energéticas.

YPF trazó una estrategia energética alineada tanto con el cumplimiento de las metas del Acuerdo de París y las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional para alcanzar la neutralidad en carbono en 2050, como con su rol de promotora de la economía argentina y regional.

Estas metas se desglosan en objetivos intermedios anuales que forman parte del plan de negocios 2022-2026, se monitorean de manera periódica y han sido incorporadas a las evaluaciones de desempeño de gran parte de la dotación de la compañía, incluida la plana ejecutiva, de modo que inciden en un porcentaje de las remuneraciones.

La estrategia de transición energética de YPF cuenta con tres pilares centrales que se combinan con distinta ponderación según los horizontes temporales proyectados y contribuyen de manera particular y conjunta a la transición de YPF en una empresa integral de energía, así como a la transición energética del país y de la región: operaciones de petróleo y gas de alto valor y bajos en carbono, crecimiento rentable de energía eléctrica y renovables, liderazgo país en I+D para nuevas soluciones energéticas e iniciativas de compensación.



*Pilares de la transición energética de YPF*

En la hoja de ruta para la transición energética que figura en el reporte se plantearon ambiciones a 2026, como así también metas a 2030 y a 2050. Como en los reportes de las empresas que analizamos anteriormente, hay una meta de cero quema de rutina para 2030 y de alcanzar la neutralidad de carbono para 2050 de alcance 1 y 2.

Para 2026 se planea reducir en un 30% la intensidad de emisiones sobre la línea base del 2017, aumentar a un 50% la energía eléctrica comprada de fuentes renovables, reducir la quema de rutina en un 50% y reducir un 10% las emisiones de metano. Además, para 2026 mencionan un aumento de la energía eléctrica generada y un aumento de la energía renovable generada, como así también participación en el mercado de hidrógeno, litio y CCUS. También se menciona que se están desarrollando proyectos de soluciones basadas en la naturaleza para compensar emisiones y que el precio de la tonelada de carbono interno para evaluar proyectos es de USD50. Este valor se utiliza para los proyectos que se aprueban en el Comité de Inversiones Críticas de la empresa, y si bien no se incluye dentro del VAN, se cuantifica el impacto del proyecto en términos de emisiones.

PILAR ESTRATÉGICO	LÍNEAS DE ACCIÓN	DESEMPEÑO 2021	AMBICIONES 2026	
1 Petróleo y gas bajos en carbono	Aumentar eficiencia energética para reducir emisiones directas	Intensidad de emisiones directas 2021: 0,325 tCO <sub>2</sub> e / Unid. prod. (-14,5% vs. 2017)	Reducción de 30% intensidad de emisiones s/2017	→
	Consumo de energías renovables	28% de EE comprada de fuentes renovables / EE comprada (37% en diciembre)	50% de energía eléctrica comprada de fuentes renovables	
	Reducción de flaring rutinario	Flaring total: 560.588 t	-50% flaring de rutina 2026 Cero flaring de rutina 2030	
	Reducción de emisiones de metano (fugas y venteos)	Emisiones de metano: 127.615 t (-16,53 vs. 2017)	Reducción emisiones de metano: 10% p/2026 y 30% p/2030 (respecto de 2021)	
2 EE y renovables	Crecimiento rentable de energía eléctrica y renovables - YPF Luz	Capacidad instalada de energía eléctrica: 2.483 MW Capacidad instalada de energías renovables: 397 MW	Capacidad instalada de energía eléctrica: 2.624 MW Capacidad instalada de energías renovables: 564 MW	→
3 Soluciones bajas en carbono y compensación	Desarrollar nuevas soluciones energéticas - Y-TEG/YPF Litio	Liderazgo en consorcio HZar/ Búsqueda de oportunidades de negocios de litio	Participación en el mercado del hidrógeno y del litio Pilotos CCUS	→
	Ofrecer productos más bajos en carbono	24,6% de combustibles ultra bajos en azufre, 3,5% de biocombustibles en diésel y 10,7 % en naftas	70% de combustibles + bajos en azufre en 2025 Porcentaje de biocombustibles en productos s/regulación	
	Desarrollo de Proyectos de compensación - NBS	7.000 ha forestadas en Neuquén	En elaboración. Evaluación de proyectos de abatimiento con precio del carbono de 50 USD/tCO <sub>2</sub> e, subiendo a 70 USD en 2026	
4 Adaptación y Gestión de Riesgos de Cambio Climático	Mapear, gestionar y mitigar riesgos de transición y físicos par instalaciones y operaciones ante eventos climáticos extremos	Mapa de riesgos físicos realizados para todas las zonas de operaciones Mapa de riesgos de transición	Instalaciones vulnerables con plan de adaptación en ejecución	→
	Precio del carbono para operaciones	Evaluación de sensibilidades de proyectos a 30 USD/tCO <sub>2</sub> e		

**Compromiso a mediano y largo plazo**  
30% de reducción de emisiones de metano a 2030 [línea de base 2021].  
Cero flaring rutinario a 2030.  
Cero emisiones netas (alcance 1 y 2) para 2050.

*Hoja de ruta de YPF para la transición energética (reporte de sustentabilidad 2021)*

Como parte de los **proyectos de descarbonización de las operaciones de petróleo y gas YPF** menciona:

- **Gas para la industria del Blockchain:** se trabajó en un piloto con YPF LUZ para aprovechar gas y capacidad instalada excedente de generación distribuida para abastecer de energía eléctrica instalaciones de minado de blockchain.
- **GNL en pozos remotos:** se realizan proyectos de conversión de gas natural a GNL. El objetivo es evitar el venteo o quema de gas natural en pozos remotos que no están conectados a instalaciones de compresión y transporte. Al cierre del reporte 2021 había instalados 7 dispositivos de licuefacción. La mayor parte del GNL fue utilizada para generar electricidad. En total se capturó 16 millones de m<sup>3</sup>.
- **Mecanismo de desarrollo limpio (MDL):** YPF posee dos proyectos para recuperar gas de las refinerías de La Plata y Luján de Cuyo. Los gases residuales se comprimen e inyectan en el sistema de combustibles para alimentar hornos y calderas, con lo que se evita utilizar gas natural y fuel oil para calefacción.
- **Reducción de emisiones de metano:** el 20% de las emisiones totales de YPF son emisiones de metano y el 98% de ellas se produce en el Upstream a través de venteos o fugas. Se están estudiando diversas tecnologías para identificación de fugas como imágenes satelitales y áreas. YPF fue parte de una campaña que se realizó entre varias Operadoras de un vuelo con cámaras que captan emisiones de metano.
- **Captura, almacenamiento y transformación de emisiones de GEI:** Y-TEC está trabajando en la búsqueda de nuevas soluciones para la gestión de emisiones de manera de colaborar al logro de las metas de YPF. Por un lado, se está buscando extraer el CO<sub>2</sub> del gas producido y almacenarlo en vez de emitirlo. A través de un proyecto interinstitucional en temas estratégicos del Ministerio de Ciencia, Y-TEC está elaborando un plan para conformar un atlas de los sitios disponibles en el país con capacidad de almacenamiento de CO<sub>2</sub> desde un punto de vista geológico. Por otro lado, se está estudiando transformar emisiones de las centrales térmicas de ciclo combinado en productos con mayor valor

económico, como carbonato de sodio, que requiere la industria del litio. En esta última línea se encuentra trabajando YPF LUZ con el Ministerio de Economía.

- **Eficiencia energética y fuentes renovables:** Con el fin de disminuir las emisiones vinculadas al consumo y compra de energía, la empresa se está enfocando en la búsqueda de mayores niveles de eficiencia energética en todos los negocios y en la utilización progresiva de energías con una menor huella de carbono, incluyendo fuentes renovables a través de YPF LUZ. Hoy en día, el 37% de la demanda eléctrica de YPF está cubierta por energías renovables.

En cuanto al pilar de **expansión del portafolio de energía eléctrica y renovables:**

- En 2021 YPF LUZ invirtió USD70,3M en generación renovable, lo que representa más del 50% del CAPEX total de la Compañía.
- Además, aumento su capacidad de energía renovable a 397MW.
- Obtuvo los permisos necesarios para comenzar con la obra del parque solar en la provincia de San Juan, quién generará 100MW en una primera etapa con el objetivo de aumentarlo a 300MW acorde haya transporte eléctrico en la zona.
- Aumentó su participación en la empresa Sustentator. Es una empresa argentina que brinda servicios de ingeniería y desarrollo de paquetes solares para que los clientes puedan generar y gestionar su propia energía. Entre las tecnologías que utiliza, destaca la fotovoltaica. Además, Sustentator comercializa termotanques solares, bombas solares y bombas de calor para climatización.

Para trabajar el pilar de **soluciones bajas en carbono y compensación** YPF se encuentra apostando con fuerza al desarrollo del hidrógeno y del litio:

- A través de Y-TEC se coordina el Consorcio H2ar que busca elaborar una estrategia para el despegue de la economía del hidrogeno en



Argentina. Colaboran 50 empresas que actúan en la cadena de valor de la energía. El hidrógeno verde podría ser una oportunidad de transformación producción excedente de energía renovable.

- Litio: es el metal de mayor capacidad de almacenamiento de energía por unidad de peso. La Argentina comparte con Bolivia y Chile uno de los mayores reservorios de litio del mundo y se estima que se puede elevar la producción actual de 37.000 toneladas por año a más de 370.000. Es necesario para fabricar baterías que servirán para almacenar energía, necesaria para complementar la intermitencia de las renovables. YPF Litio, que trabaja bajo la órbita de Y-TEC se encuentra trabajando en un proyecto para construir una fábrica de baja escala de celdas y baterías de litio en la Universidad Nacional de La Plata.

Además de los proyectos mencionados anteriormente, hay un apartado de productos en hidrocarburos más bajos en carbono. En este se mencionan las adaptaciones de las refinerías para poder cumplir con la resolución 558 de la SGE donde se establece el contenido de azufre en gasoil grado 2 y en naftas. Lo mismo sucede con los biocombustibles, pero de manera inversa, ya que la nueva regulación disminuyó el porcentaje de corte con etanol.

Se está trabajando además para ampliar de red de cargadores eléctricos de la Compañía. Hoy en día hay 6 cargadores rápidos instalados en las estaciones y se espera poder generar dos corredores nuevos: uno entre Buenos Aires y Córdoba y otro entre que propicie la conexión con la Costa Atlántica.

Hoy en día YPF no tiene metas definidas sobre las emisiones de alcance 3. Aclara que en el 2020 se iniciaron los cálculos de estas emisiones pero que hoy en día todavía se continúa trabajando.

Como se puede observar las emisiones de alcance 3 son sustancialmente mayores que las emisiones de alcance 1 y 2. Mientras que las emisiones totales de YPF son de 15,6M ton CO<sub>2</sub>e las de alcance 3 superan las 62,25 ton CO<sub>2</sub>e.

ALCANCE 3	2021		2020	
	tCO <sub>2</sub> e	%	tCO <sub>2</sub> e	%
Categoría 11 - Uso de los productos vendidos	59.216.913	95%	52.715.838*	96%
Categoría 1 - Compra de bienes y servicios	1.282.941	2%	825.361**	2%
Categoría 5 - Residuos generados en operaciones	1.066.559	2%	485.987	1%
Categoría 12 - Tratamiento de fin de vida de los productos vendidos	599.239	1%	512.178***	1%
Categoría 14 - Franquicias	194.080	0%	176.565****	0%
<b>Total de emisiones de GEI de alcance 3 (otras emisiones indirectas)</b>	<b>62.359.732</b>	<b>100%</b>	<b>54.715.930</b>	<b>100%</b>

Categorías definidas según el GHG Protocol.

\* En 2020 se reportaron 76.306.816 tCO<sub>2</sub>e asociadas a esta categoría. En 2021 se ajustó el cálculo, se analizaron e identificaron las fuentes de los datos y se descontaron valores duplicados, lo que explica la diferencia.

\*\* En 2020 se reportaron 866.474 tCO<sub>2</sub>e asociadas a esta categoría. Se ajustaron cantidades y factores de emisión de combustibles refinados comprados a terceros.

\*\*\* En 2020 se reportaron 1.112.856 tCO<sub>2</sub>e asociadas a esta categoría. Se ajustó considerando solamente aceites y bases lubricantes. No se considera actualmente en esta categoría carbón residual.

\*\*\*\* En 2020 se reportaron 276.022 tCO<sub>2</sub>e asociadas a esta categoría. Se ajustaron las EESS no contabilizadas en el Alcance 1.

## E.2) VISTA

Vista es un operador independiente, con sus principales activos en Vaca Muerta. La compañía fue listada como un SPAC<sup>15</sup> en México en 2017 y en NYSE en 2019, luego de haber adquirido dos compañías con una plataforma operativa en Argentina en 2018.

La tesis de inversión de Vista es desarrollar un inventario de hasta 900 pozos de sólidas rentabilidades cubriendo unos 183,100 acres de Vaca Muerta, apalancándose en el flujo de caja de sus activos convencionales, y aprovechando la capacidad de la infraestructura existente para tratar y evacuar la producción incremental. (Sitio web de la Compañía)

En 2018 Vista inició una fuerte trayectoria de crecimiento, demostrando sólidos resultados en cuanto a producción a la fecha. Para octubre de 2022 la compañía había conectado 65 pozos en Vaca Muerta, con una productividad entre las mejores de la cuenca.

En México, Vista adquirió el 100% de participación en el contrato para el bloque CS-01 en la cuenca Macuspana.

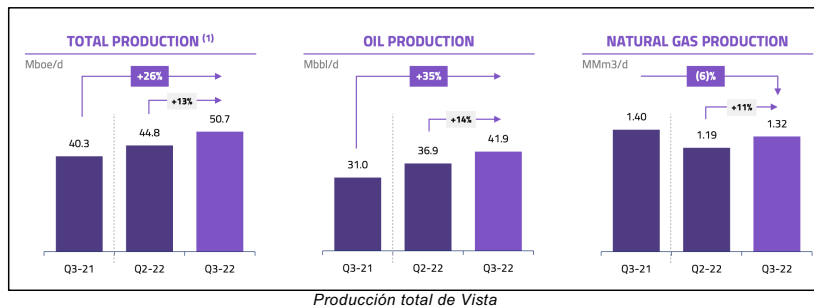
En la Cuenca Neuquina cuentan con cinco concesiones no convencionales:

\_\_\_\_\_

<sup>15</sup> SPAC (Special Purpose Acquisition Company) es una empresa sin actividad operativa cuyas acciones se emiten en un mercado de valores con el fin de realizar una futura adquisición o fusión en un sector concreto y antes de un vencimiento determinado.

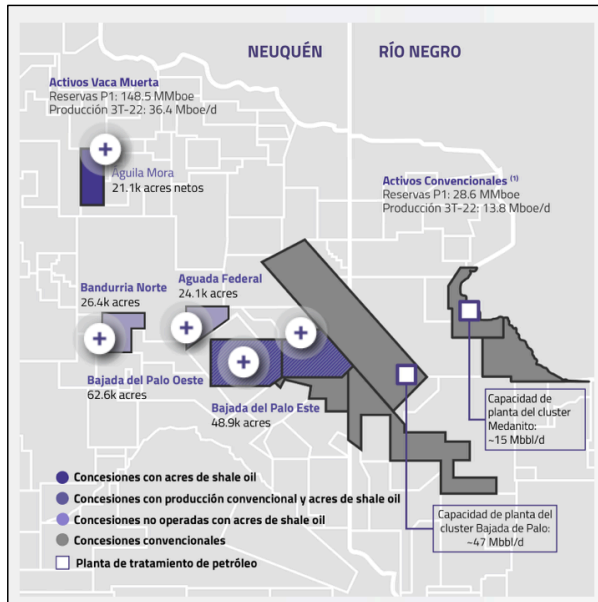
- Águila Mora
- Bandurria Norte
- Aguada Federal
- Bajada del Palo Este
- Bajada del Palo Oeste

La producción total de Vista al cierre del 3° trimestre de 2022 fue de 50.7 Mboe/d, de los cuales 41.9 Mboe/d corresponden a producción de petróleo. A la vez 32,1 Mbb/d corresponden a shale oil (representando el 77% de la producción total de petróleo)



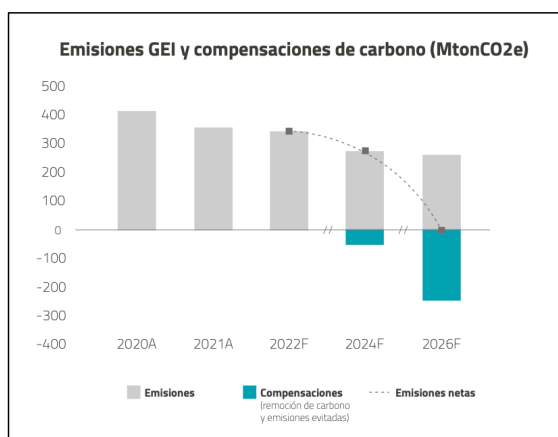
La empresa cuenta con:

- 183,100 acres netos en la formación Vaca Muerta.
- Hasta 900 locaciones de pozos nuevos identificadas, de las cuales 550 se encuentran en Bajada del Palo Oeste.
- Potencial adicional al de-riskear niveles de navegación adicionales, Bajada del Palo Este y Águila Mora.
- Infraestructura instalada para tratar ~62 Mbb/d de crudo.
- Concesiones no convencionales que vencen en 2050+.



En cuanto a la gestión ambiental, la Compañía logró 2021 un 39% de reducción interanual en la intensidad de emisiones de GEI, totalizando 24.1 kg CO<sub>2</sub>e/boe (alcance 1 y 2).

Para 2026 establecieron una meta de 9kg CO<sub>2</sub>e/boe, lo que va a representar una reducción aproximada del 75% comparado con 2020, y alcanzar la neutralidad de carbono. Se deduce que podrán llegar a 9kg CO<sub>2</sub>e/boe con mejoras y reducciones operativas y los 9kg de CO<sub>2</sub>e/boe serán compensados para alcanzar la neutralidad.



En 2022, Vista lanzó su propio porfolio de soluciones basadas en la naturaleza (NBS) para remover CO<sub>2</sub> de la atmósfera, neutralizando así su huella de carbono, mediante la implementación de proyectos de secuestro de carbono en bosques y suelos.

En el “Reporte de Sustentabilidad 2021” publicado en 2022 el fundador, presidente y CEO de Vista, Miguel Galuccio, declaró:

“Hemos construido una empresa que está preparada para prosperar en el nuevo contexto energético: nuestros logros operativos de los últimos 4 años, en combinación con nuestros activos de alta calidad y baja emisión de carbono en Vaca Muerta, me dan la confianza de que estamos preparados para el futuro.

El cambio climático se ha convertido en el tema ASG más destacado en todos los sectores de la economía. Estoy convencido de que las empresas energéticas deben adoptar un enfoque proactivo para limitar el calentamiento global por debajo de 1.5°C. En Vista hemos trazado un plan integral para llegar a cero emisiones netas de gases de efecto invernadero (GEI) de alcance 1 y 2 en 2026. Planeamos alcanzar este objetivo combinando la ejecución de proyectos orientados a reducir nuestra huella de carbono operativa, con la ejecución de una cartera de soluciones basadas en la naturaleza, destinadas a compensar las emisiones residuales.

Nuestras instalaciones existentes, los cuales condujeron a una reducción del 14% en las emisiones absolutas de GEI con respecto a 2020, en un año en que nuestra producción aumentó un 46%. Esto implica una intensidad de 24.1 kgCO<sub>2</sub>e/boe, un 39% inferior respecto del año anterior.” (Miguel Galuccio, Reporte de Sustentabilidad 2021)

Acorde a su Reporte, la empresa está comprometida a ser una proveedora de energía confiable, asequible y baja en carbono. Asimismo recalca que la transición energética pasó a ocupar el centro de la agenda de sustentabilidad y que las empresas que puedan producir energía asequible y de bajas emisiones de carbono van a desempeñar un rol fundamental en las próximas décadas.

El plan estratégico de VISTA proyecta duplicar su producción para 2026, lo cual implica una reducción del 35% en los niveles absolutos de GEI, desde 417,000 tnCO<sub>2</sub>e en 2020 a 265,000 tnCO<sub>2</sub>e en 2026.

Acorde al Reporte en 2021, generaron una curva de costos de abatimiento de carbono, que incluyó el análisis técnico del potencial de reducción del carbono y la

cuantificación de los costos. Según lo reportado, todos los proyectos de su cartera actual son económicamente viables con un precio interno del carbono de U\$S 50 por tonelada. A partir de esta curva, definieron un plan de reducción de emisiones de GEI a 5 años, basado en la priorización de los proyectos seleccionados en función dicha curva de abatimiento.

En 2021, ejecutaron proyectos relacionados con los equipos deshidratadores de glicol y la inertización de tanques de almacenamiento, entre otros. La ejecución de estos proyectos generó una reducción del 14% de las emisiones de GEI en términos absolutos con respecto a 2020.

En 2022 el plan es instalar unidades de recuperación de vapor en tres instalaciones clave, que permitirán recuperar el gas bruto para redirigirlo al proceso de compresión para su posterior venta. Esta característica de diseño se usará en todas las instalaciones nuevas para reducir las emisiones asociadas a la quema o al venteo.

Otros proyecto que han identificado para reducir las emisiones de sus operaciones es la incorporación de energías renovables y la electrificación de sus plantas de compresión.

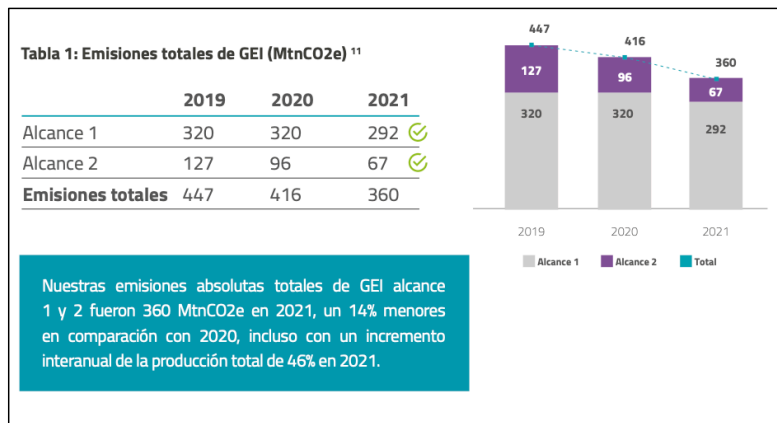
En cuanto al proyecto de soluciones basadas en la naturaleza, lo diseñaron con el objetivo de compensar las emisiones residuales, luego de la implementación del programa de reducción de emisiones de carbono.

NBS implica proteger y restaurar ecosistemas, y mejorar las prácticas de gestión forestal para expandir los sumideros naturales de carbono. De este modo, esperan aportar una solución que contribuya a la eliminación de carbono y al cumplimiento de las metas de mitigación del cambio climático. La cartera incluye proyectos de forestación, reforestación y revegetación (ARR por sus siglas en inglés), reducción de emisiones por deforestación y degradación (REDD+) y administración de tierras agrícolas (ALM).

Los proyectos NBS se ejecutarán principalmente en Argentina y abarcarán cerca de 30,000 hectáreas, compensando un total de 265.000 toneladas de CO2 para 2026.

En cuanto a su inventario de emisiones, en 2021, completaron su inventario anual de GEI, validado por Environmental Resources Managment, una consultora internacional especializada en sustentabilidad, que incluyó las emisiones de alcance 1 y 2 de sus operaciones en Argentina. En este inventario se han tenido en cuenta el

dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), el metano (CH<sub>4</sub>) y el óxido nitroso (N<sub>2</sub>O), los cuales son los gases más relevantes que se liberan en nuestras operaciones. El año de base del inventario es 2019 y la metodología de cálculo sigue las directrices de IPIECA para la industria del petróleo y el gas, en consonancia con el Protocolo de GEI y el Compendio API1010.



En la siguiente tabla del reporte se puede visualizar que la mayor fuente de emisiones de Vista corresponde al venteo:

Tabla 2. Intensidad de emisiones de alcance 1 por tipo de fuente (kgCO <sub>2</sub> e/boe)	2019	2020	2021
Venteo (proceso + otras emisiones)	15	16	7
Combustión estacionaria	9	8	7
Quema	2	4	4
Fugas	2	2	2
<b>Total</b>	<b>28</b>	<b>30</b>	<b>20</b>

Tabla 3. Intensidad de las emisiones de GEI alcance 1 y 2 (kgCO <sub>2</sub> e/boe)	2019	2020	2021
Convencional	42	47	36
Shale	24	23	13
<b>Total</b>	<b>39</b>	<b>39</b>	<b>24</b>

Note: Energy consumption data is audited through energy meter monitoring devices installed at plants and oil fields by the Argentine Wholesale Electricity Market Clearing Company (CAMMESA).

**Vista es la única compañía de Argentina que adhirió a la iniciativa del Banco Mundial de “zero routine flaring” para 2030.**

Entre los proyectos destacados del 2021, hicieron un vuelo de detección de emisiones de metano sobre su operación no convencional (acción realizada entre varias Operadoras de la zona) y realizaron además una campaña de control de aire. Para esto se seleccionaron 23 puntos de control en función de su proximidad a superficiarios, las bases de las operaciones, los equipos móviles y trailers. La calidad de aire se midió acorde a los parámetros establecidos por la Ley 24,051 - Decreto 831. Ninguna de las

pruebas en campo excedió los umbrales establecidos por las regulaciones mencionadas.

Todavía no tienen cuantificadas las emisiones de alcance 3.

En 2021 Vista, en colaboración con Trafigura, completó el primer cargamento de petróleo crudo neutro en carbono exportado desde Argentina. Se exportaron un total de 500,000 barriles de crudo ligero Medanita de Bajada del Palo Oeste. Ambas compañías colaboraron para medir y compensar las emisiones de carbono relacionadas con la producción, el procesamiento y el transporte de petróleo crudo a su punto de entrega en Hawái, Estados Unidos. Las emisiones de GEI desde boca de pozo hasta el punto de entrega se compensaron con créditos de carbono de alta calidad originados en proyectos basados en la naturaleza. Las emisiones de GEI vinculadas con la producción fueron verificadas externamente por SGS Group.

Para finalizar con el análisis de Vista es importante recalcar que, al cierre de este trabajo, en febrero de 2023, la Compañía anunciaba la cesión de sus áreas convencionales a la petrolera Aconcagua para concentrarse en el desarrollo de sus áreas en Vaca Muerta. Si bien no hay información pública todavía al respecto, es de esperar que las emisiones de la empresa disminuyan aún más si el componente del convencional. Esto, junto con sus planes de descarbonización y la creación de su empresa de nature based solutions, generan un roadmap mucho más certero y claro de cómo van a alcanzar la neutralidad de carbono en 2026.

### **E.3) IMPACTO DE LAS EMPRESAS A LA CONTRIBUCIÓN DETERMINADA A NIVEL NACIONAL**

Como se mencionó anteriormente, la República Argentina presentó su segunda NDC el 29 de diciembre de 2020, donde se compromete a no exceder las emisiones en más de 349 MtCO<sub>2e</sub>. Esto representa una disminución del 19% del pico de emisiones de 2007 (424,63 MtCO<sub>2e</sub>) y una diferencia del 5% respecto a las emisiones del país en 2018 (365,88 MtCO<sub>2e</sub>). Si consideramos que de ese total 2018, casi un 50% provino de emisiones del sector energético y este está en una clara expansión hacia 2030, se hacen extremadamente necesarias las metas y planes de reducción presentados por empresas como YPF o Vista para poder alcanzar el NDC.

La Secretaría de Energía en sus lineamientos realizó proyecciones de emisiones, donde consideró en sus dos escenarios propuestos que las emisiones provenientes del sector energético para el 2030 serían entre 194 a 201 MtCO<sub>2e</sub>. Si



consideramos la tendencia del 2018 que estas emisiones representan el 50% del total, proyectaría un total a 2030 de entre 388 a 402 MtCO<sub>2e</sub>, lo que representaría entre un 11% y un 14% más de los 349 MtCO<sub>2e</sub> presentados en el NDC. Sería importante poder analizar que consideraron ambos Organismos para proyectar ese número.

Tanto el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y la Secretaría de Energía de Nación recalcan la importancia del trilema energético (energía segura, asequible y sustentable) en esta transición. Es un concepto, que tomó especial relevancia internacional, en el actual contexto del conflicto bélico entre Rusia y Ucrania y se menciona directamente en reportes como el de BP y Shell. Al igual que en las estimaciones mundiales, Argentina tiene por delante un aumento de la demanda energética que debe abastecer. La oportunidad de Vaca Muerta, como así también, la disponibilidad de recursos renovables y naturales, pueden lograr no sólo que el país pueda abastecerse cumpliendo sus metas ambientales, sino que colabore activamente en el cumplimiento de estas metas para países de la región.

Los lineamientos propuestos en el "Plan Nacional de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático al 2030" y los "Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030" hacen foco en la importancia de trabajar sobre:

- El monitoreo y mitigación de los gases de efecto invernadero de las empresas, haciendo especial foco sobre el metano con 25 veces más de poder calorífico que el dióxido de carbono.
- La eficiencia energética.
- El reemplazo de fuentes energéticas por otras cada vez más limpias, por ejemplo, reemplazar gasoil por gas natural para la generación eléctrica.
- Nuevos desarrollos tecnológicos nacionales que otorguen la posibilidad al país de contar con nuevas energías como el hidrogeno o reconvertir el parque automotor público y privado para utilizar GNC o biocombustibles, entre otros.

Todos estos puntos son habilitadores clave en la transición y son abordados, en este caso, por YPF y Vista respectivamente. Si Argentina logra coordinar todos estos habilitadores y entender y comunicar la importancia que tiene al resto de la población, tiene por delante una oportunidad única que le permitirá un desarrollo económico extremadamente necesario con el respectivo cuidado del ambiente.

#### 4) CONCLUSIONES

El objetivo del trabajo es hacer un análisis integral que ayude a entender en qué contexto internacional y nacional de cambio climático y transición energética se está produciendo, y se va a seguir produciendo, el desarrollo de Vaca Muerta, cuál es el rol que ésta ocupa y analizar si este desarrollo podría verse afectado por la agenda de descarbonización.

La transición energética que atraviesa hoy el mundo no es la primera que se tiene que afrontar, puesto que ya se afrontaron dos procesos anteriores de transición energética, uno con el carbón y otro con el petróleo. No obstante, la transición actual es un proceso distinto, ya que se trata de varias transiciones en paralelo. Si se toma como referencia la clasificación de Rob West, donde se resumen varios de estos procesos transicionales, es posible hablar de al menos cinco de ellos: las energías renovables competitivas, el desarrollo del shale, la electrificación, la revolución digital y el vector ambiental.

Independientemente de estar o no de acuerdo en esta clasificación, es importante recalcar el concepto de **transición energética en plural**, ya que no hay un único camino hacia matrices energéticas más sustentables. El análisis de la adaptación de la industria del petróleo y el gas en este contexto y, en particular, los análisis de las estrategias de las *majors*, comprueban este punto.

Analizar los planes de acción de las grandes operadoras de petróleo y gas del mundo también colabora a poder entender que la producción de hidrocarburos seguirá siendo complementaria al resto de las energías, y por varios años. Aun así, hayan adoptado estrategias más intensas en diversificación que en descarbonización, el petróleo y el gas forman parte de sus portafolios, inclusive alcanzando la neutralidad de carbono. Este punto está alineado con los escenarios proyectados por la Agencia Internacional de Energía que son analizados al principio de este trabajo.

El conflicto bélico entre Rusia y Ucrania demuestra cómo la energía segura y asequible es clave para la población y, por ende, no debe ponerse en riesgo. De todas formas, la sustentabilidad de esa energía es igual de importante, y no por eso se debe ralentizar el proceso de transición energética que gran parte de los países se comprometió en llevar adelante. El caso analizado de BP, con la modificación de sus metas por este contexto, ilustra de qué manera es posible alcanzar ese equilibrio.

Es necesario entender el contexto de transición energética para plantear y desarrollar las estrategias de un país y/o una empresa. La realidad muestra que la población y el desarrollo industrial seguirán creciendo; por lo tanto, ambos factores traerán aparejado un mayor consumo energético. Esta situación demanda ser más eficiente en ese consumo, pero también entender cómo lograr abastecer esa demanda con energía segura, asequible y, principalmente, de manera ambientalmente sostenible. Así, **no hay lugar para pensar el desarrollo económico y, en particular, el energético, sin recurrir al concepto de sostenibilidad ambiental en el mismo orden de importancia y jerarquización.**

Vaca Muerta es un desarrollo hidrocarburífero que tiene la potencialidad de consolidar la realidad energética y revertir la situación económica de la República Argentina. En efecto, el país tiene la posibilidad de alcanzar en breve el autoabastecimiento energético (con excepciones lógicas para los picos estacionales) y continuar trabajando sobre la infraestructura para asegurarse que todas las personas puedan acceder a energía asequible, segura y sustentable.

Más allá de lograr abastecer su demanda y dejar de importar energía, Argentina tiene la posibilidad de exportar hidrocarburos y energía eléctrica a la región y al mundo. Esto va a generar un ingreso de divisas que, correctamente administradas, podrían cambiar la realidad que atraviesa el país y generar habilitadores para lograr su desarrollo industrial con todos los beneficios que esto trae aparejado.

**En materia ambiental, la producción de Vaca Muerta puede desarrollarse con un bajo nivel de intensidad de emisiones**, lo que colaboraría a reducir las emisiones totales del país, así como coadyuvar a la descarbonización de la región, principalmente con la exportación de gas natural. Asimismo, el *shale* de Vaca Muerta podría competir en el mercado internacional no solo por su alta calidad y su bajo costo, sino también por la baja intensidad de emisión por barril equivalente producido.

**Así, es extremadamente necesario entender lo que implican estas transiciones para cada país en particular, dado que el proceso debe ser, además, justo.** Argentina tiene por delante una oportunidad única, con un proyecto hidrocarburífero que necesita desarrollar y no puede frenar simplemente por no ser considerado un recurso renovable. Lo que sí es imperioso entender (y comprometerse) es en cómo desarrollar ese proyecto de forma sustentable, con bajas emisiones de gases de efecto invernadero y compensación de las emisiones que no puedan ser disminuidas con las mejores prácticas de operación, producción y posterior refinación.

El presente trabajo aporta elementos de juicio que ilustran un hecho evidente: que es posible planificar y ejecutar ese desarrollo.

**En este sentido, es imperioso armonizar un sendero de transición energética compatible con la inclusión social, el crecimiento económico y la disponibilidad de divisas**, como recalcan los Lineamientos de la Secretaría de Energía en la materia. En efecto, en tales lineamientos se evalúa la posibilidad de llevar adelante un desarrollo de las energías renovables no convencionales en base a las capacidades nacionales, así como el impulso y consolidación de un sector hidrocarburífero más limpio y eficiente, como abastecedor de energía, vector de empleo y generador de divisas, que asimismo aporte a la transición energética regional y global por medio de la exportación de recursos menos intensivos en emisiones de GEI por unidad de energía. **Entender a estos sectores no como antagonistas, sino como complementos estratégicos, debería constituir la base de una transición ordenada y sostenible, capaz de armonizar la mitigación del cambio climático con la seguridad energética, la justicia social y el desarrollo científico, técnico e industrial.**

Por otro lado, en lo que respecta a la compensación de emisiones que no puedan mitigarse, Argentina tiene también una oportunidad especial, habida cuenta que los recursos naturales del país permiten desarrollar soluciones basadas en la naturaleza como complemento de los proyectos hidrocarburíferos (tal como es analizado para el caso de la compañía Vista). Es simple: hoy por hoy no hay tecnología que supere al poder de la naturaleza para captar y almacenar el dióxido de carbono.

Por su parte, el análisis de las estrategias de las *majors* permite entender cómo es posible desarrollar hidrocarburos bajos en carbono y de qué manera podría reconfigurarse la realidad de la industria del petróleo y el gas en este contexto. Asimismo, es dable recalcar que dicho análisis tiene como propósito operar como un insumo clave para los planes de desarrollo de todas las empresas hidrocarburíferas de Argentina, las cuales operan en gran medida en Vaca Muerta. Resulta evidente, en consecuencia, que no hay un solo camino posible y que se puede optar por descarbonizar las operaciones de petróleo y gas (como es el caso de Chevron o Exxon), o bien adoptar estrategias mucho más agresivas a través de la diversificación de la producción de las empresas (como es el caso de BP, TotalEnergies, Shell o Equinor).

En este contexto, el análisis de las dos operadoras de *shale oil* de Argentina es más que alentador, puesto que ambas compañías tienen establecidas metas para

descarbonizar sus operaciones y, en mayor o menor detalle, han trazado un plan para alcanzar tales objetivos, lo que a su vez será clave para cumplir con las NDC propuestas por el país en el marco del Acuerdo de París. YPF en particular, al ser la compañía energética más grande de Argentina y actuar como empresa integrada (a diferencia de Vista), tiene por delante un desafío bien significativo, que consiste en reducir sus emisiones de alcance 3.

El proceso de transicionar debe ser entendido como un proceso de varios años y múltiples etapas, donde cada factor determinante ha de ser analizado de manera minuciosa. El mundo necesita energía y precisa poder seguir desarrollándose, pero el desafío es lograrlo de una forma sustentable.

**Un mal entendimiento de estos factores y, por consiguiente, decisiones erróneas o agresivas pueden generar que no se logre llevar a cabo esta transición, o que ésta se realice en detrimento de la economía y la calidad de vida de las personas.** El Estado nacional tiene por delante la responsabilidad de ese análisis para tomar las mejores decisiones, pero también la función, junto a las empresas, de saber comunicar a la población el porqué de esas decisiones.

Es que, luego de más de 10 años desde que YPF inició el camino del desarrollo de Vaca Muerta, es posible comprobar que había razones de peso para apostar a dicho proceso, hacer las cosas de forma diferente y estar dispuestos a asumir los riesgos y la curva de aprendizaje que conlleva un proyecto de esta naturaleza. De no haberse iniciado ese sendero, hoy la Argentina no contaría con la energía que necesita ni con los beneficios que ésta trae aparejados; carecería de la producción de petróleo y gas no convencionales y se encontraría en un sendero de declino natural, a lo que se sumaría el hecho de estar produciendo barriles equivalentes de petróleo con una intensidad de emisión mucho más alta.

Por el contrario, en la actualidad el país está en condiciones de alcanzar el autoabastecimiento energético, en proyectar la exportación de energía en volúmenes incrementales, y en revertir el déficit de su balanza comercial de una forma ambientalmente sustentable. Así, el desarrollo de los hidrocarburos en Argentina tiene la virtud de apalancar aún más el desarrollo de otro tipo de energías, como las renovables, así como el de las tecnologías que permitirán reducir o compensar las emisiones residuales. Y tales fuentes energéticas darán lugar, a su vez, a otros desarrollos como el litio, mineral imprescindible para producir baterías que nos permitan

almacenar la energía generada a partir de una fuente renovable, y utilizarla en momentos de intermitencia.

Es importante entender que, así como no hay un único camino posible para transicionar energéticamente, tampoco hay un único porfolio para cumplir con las necesidades energéticas. En efecto, para seguir pensando en el sendero del desarrollo productivo y sustentable de Argentina, habrá que entender que no hay una única fuente energética disponible, sino que el país necesita de todas ellas, y el desarrollo de Vaca Muerta en esta “segunda fase” es, precisamente, un habilitador clave para lograrlo.

Finalmente, es pertinente concluir que la presente contribución busca analizar y sistematizar mucha de la información hoy disponible a nivel global y local, con el objetivo de entender el rol que ocupa y que podría adoptar Vaca Muerta en el mundo y en particular en Argentina. Es de esperar, pues, que sea un aporte académico útil para continuar investigando cuál es el camino, o los posibles senderos, que Argentina debe perseguir para desarrollarse de una manera justa y sustentable desde el ámbito público y privado.

VM puede ayudar a descarbonizar el mundo exportando gas natural. Vender a China o India al Henry Hub y traer los dólares. Tiene que hacerlo con los cuidados ambientales, especialmente en el pozo (producción). El gran futuro del gas puede ser ese... Reemplazar 1 de carbón por 1 de gas y no 1 de gas por 2 de gas.

## 5) BIBLIOGRAFIA

### 5.1) FUENTES INFORMATIVAS Y LIBROS CONSULTADOS

- Announced Pledges Scenario – IEA: <https://www.iea.org/reports/world-energy-model/announced-pledges-scenario-aps#abstract>
- Are Argentinian players on track to unleashing Vaca Muerta's potential? Rystad Energy (2022).
- BP – “Net zero from ambition to action”  
<https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/investors/bp-net-zero-report-2022.pdf>
- BP – Annual report 2022 and 20F  
<https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/investors/bp-annual-report-and-form-20f-2022.pdf>
- Calentamiento Global de 1,5°C – Informe del IPCC (Resumen para responsables de políticas):  
[https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/09/IPCC-Special-Report-1.5-SPM\\_es.pdf](https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/09/IPCC-Special-Report-1.5-SPM_es.pdf)
- Case of Study: BP's New Purpose – FCLT Global,  
<https://www.fcltglobal.org/resource/case-study-bp-climate/>
- Chevron “2021 Corporate Sustainability Report” -  
<https://www.chevron.com/-/media/shared-media/documents/chevron-sustainability-report-2021.pdf>
- Chevron “Climate Change Resilience – Advancing a lower carbon future” (2021)  
<https://www.chevron.com/-/media/chevron/sustainability/documents/2021-climate-change-resilience-report.pdf>
- Chevron “Energy Transition Spotlight” – Investor Presentation (2021)  
<https://www.chevron.com/investors/events-presentations>

Código de campo cambiado

Código de campo cambiado

Código de campo cambiado

Código de campo cambiado

Código de campo cambiado

Código de campo cambiado

Código de campo cambiado

- Declaración de Río sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo – Naciones Unidas 1992:  
<https://www.un.org/spanish/esa/sustdev/documents/declaracionrio.htm>
- El camino hacia una energía sostenible para todos (semana 0; sesión 3). MOOC IFP edición 2021. Sidney Lambert-Lalitte
- Emisiones Energéticas e Identidad de Kaya – Nota metodológica. Angel y Verónica Gutman (mayo 2017 – Universidad Di Tella) <http://ftdt.cc/wp-content/uploads/2017/08/DT-05-Emisiones-energéticas-e-Identidad-de-KAYA-Nota-metodológica.pdf>
- Energy Landscape – TotalEnergies:  
[https://totalenergies.com/system/files/documents/2021-09/2021\\_Report\\_TotalEnergies\\_Energy\\_Landscape.pdf](https://totalenergies.com/system/files/documents/2021-09/2021_Report_TotalEnergies_Energy_Landscape.pdf)
- Energy Security. Sascha Muller-Kraenner. Ed Routledge.
- Energy Security. Carlos Pascual & Jonathan Elkind. Ed. Brookings.
- Energy Security Challenges of the 21<sup>st</sup> century. Anne Korin & Gal Luft. Ed. PSI.
- Energy Transition - IRENA: <https://www.irena.org/energytransition>
- Equinor – “2022 Energy Transition Plan”  
<https://cdn.sanity.io/files/h61q9gi9/global/6a64fb766c58f70ef37807deca2ee036a3f4096b.pdf?energy-transition-plan-2022-equinor.pdf>
- Estrategia de desarrollo resiliente con bajas emisiones a largo plazo a 2050 -  
[https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/estrategia\\_de\\_desarrollo\\_resiliente\\_con\\_bajas\\_emisiones\\_a\\_largo\\_plazo\\_2050.pdf](https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/estrategia_de_desarrollo_resiliente_con_bajas_emisiones_a_largo_plazo_2050.pdf)
- Exxon – “Advancing Climate Solutions – 2022 Progress Report”  
<https://corporate.exxonmobil.com/-/media/global/files/advancing-climate-solutions-progress-report/2022-july-update/exxonmobil-advancing-climate-solutions-2022-progress-report.pdf?la=en&hash=3A2B299463CE50DCDD6A9595E49AC3030CF4350>

Dio formato: Inglés (americano)

Código de campo cambiado



- Exxon – “Advancing Climate Solutions – 2023 Progress Report”  
<https://corporate.exxonmobil.com/-/media/global/files/advancing-climate-solutions-progress-report/2023/2023-ac-s-progress-report.pdf>
- Greenhouse gas protocol: <https://ghgprotocol.org/about-us>
- International Oil Companies and the energy transition – IRENA:  
<https://www.irena.org/Technical-Papers/Oil-companies-and-the-energy-transition>
- Inventario Nacional de GEI – Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible de Nación (actualizado a 2018) -  
<https://inventariogei.ambiente.gob.ar/resultados>
- Inventario Nacional de GEI – informe 2021- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible de Nación -  
[https://inventariogei.ambiente.gob.ar/files/Booklet\\_INGEI-2022\\_entero.pdf](https://inventariogei.ambiente.gob.ar/files/Booklet_INGEI-2022_entero.pdf)
- Klimat, Russia in the age of climate change. Thane Gustafson.
- Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030 – Secretaria de Energía de Nación (Oct 2021) Anexo I -  
<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/355000-359999/356100/res1036.pdf>
- Naciones Unidas – Acción por el clima:  
<https://www.un.org/es/climatechange/net-zero-coalition>
- Nature based solutions – Shell: <https://www.shell.com/energy-and-innovation/new-energies/nature-based-solutions.html#nature-based>
- Net Zero 2050 “A roadmap for the global energy sector” – IEA:  
[https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroby2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroby2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf)
- Net Zero 2050 Scenario – IEA: <https://www.iea.org/reports/world-energy-model/net-zero-emissions-by-2050-scenario-nze#abstract>

Código de campo cambiado

Código de campo cambiado

Código de campo cambiado

Código de campo cambiado

Código de campo cambiado

- Plan Nacional de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático – Resumen Ejecutivo - [https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/pnaymcc\\_-\\_3.11.2022.pdf](https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/pnaymcc_-_3.11.2022.pdf)
- Shell “Sustainability Report 2021” - <https://reports.shell.com/sustainability-report/2021/assets/downloads/shell-sustainability-report-2021.pdf>
- Shell Energy Transition Progress Report 2022 - <https://reports.shell.com/energy-transition-progress-report/2022/assets/downloads/shell-energy-transition-progress-report-2022.pdf>
- Shojaeddini, E., et al. (2019), “Oil and gas companies strategies regarding the energy transition,” Progress in Energy 1, Vol. 1/012001, <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/2516-1083/ab2503/pdf>
- Stated Policies Scenario – IEA: <https://www.iea.org/reports/world-energy-model/stated-policies-scenario-steps#abstract>
- Supermajor Transformation Report BP – Rystad (Septiembre 2022) - O&G Sustainability Analytics. <https://www.rystadenergy.com>
- Supermajor Transformation Report Exxon – Rystad (Octubre 2022) - O&G Sustainability Analytics. <https://www.rystadenergy.com>
- Sustainable Development Scenario – IEA: <https://www.iea.org/reports/world-energy-model/sustainable-development-scenario-sds#abstract>
- The Geopolitics of the Global Energy Transition - Lecture Notes in Energy 73 (2020) Manfred Hafner & Simone Tagliapietra. Springer Open.
- The New Map - Energy, Climate and the Clash of Nations (2021) Daniel Yergin. Penguin Books.
- The Oil and Gas Industry in Energy Transition – IEA: <https://www.iea.org/reports/the-oil-and-gas-industry-in-energy-transitions>

Código de campo cambiado

Código de campo cambiado

Código de campo cambiado

Código de campo cambiado

Código de campo cambiado

- The Quest, Energy, Security and the remaking of the modern world. Daniel Yergin. Ed. Penguin.
- The third major energy transformation – Rob West: <https://www.youtube.com/watch?v=Xg9UJeaoy0Kk&t=3s>
- TotalEnergies – “Sustainability and Climate 2022 Progress Report” [https://totalenergies.com/sites/g/files/nytnzq121/files/documents/2022-05/Sustainability\\_Climate\\_2022\\_Progress\\_Report\\_accessible\\_version\\_EN.pdf](https://totalenergies.com/sites/g/files/nytnzq121/files/documents/2022-05/Sustainability_Climate_2022_Progress_Report_accessible_version_EN.pdf)
- Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza: <https://www.iucn.org/theme/nature-based-solutions>
- Vaca Muerta: An opportunity to respond to the global energy crisis, Mckinsey & Company (2022), <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/vaca-muerta-an-opportunity-to-respond-to-the-global-energy-crisis>
- VISTA – “Presentación de resultados 3Q 2022” - <https://vistaenergy.com/contenidos/1666875312.pdf>
- VISTA – “Reporte de Sustentabilidad 2021” - <https://vistaenergy.com/contenidos/1654700945.pdf>
- VISTA: <https://vistaenergy.com/operaciones>
- World Energy Outlook 2021 – IEA: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/4ed140c1-c3f3-4fd9-acae-789a4e14a23c/WorldEnergyOutlook2021.pdf>
- World Energy Outlook Scenarios – IEA: <https://www.iea.org/reports/world-energy-model/understanding-weo-scenarios>
- YPF – JPM Conference Investor Presentation (Septiembre 22) - <https://www.ypf.com/inversoresaccionistas/Lists/Presentaciones/YPF%20-%20JPM%20%20Conference%20-%20Sep%202022.pdf>

Código de campo cambiado

Código de campo cambiado

Código de campo cambiado

Código de campo cambiado

Código de campo cambiado

- YPF Investor presentation (Agosto 22) - <https://www.ypf.com/inversoresaccionistas/Lists/Presentaciones/YPF%20Q22%20Investor%20Presentation.pdf>
- YPF: <https://www.ypf.com/Paginas/home.aspx>
- YTEC: <https://y-tec.com.ar>
- Zero routine flaring – World Bank: <https://www.worldbank.org/en/programs/zero-routine-flaring-by-2030/about>

Código de campo cambiado

Código de campo cambiado

Código de campo cambiado

## 5.2) ARTICULOS PERIODISTICOS/COMUNICADOS

- Crooks, E. and A. Raval (2019), "Oil majors and utilities begin battle for power," Financial Times, <https://www.ft.com/content/9cc1cb48-4b61-11e9-bbc9-6917dce3dc62>
- Equinor (2018), "Equinor acquires minority shareholding in Scatec Solar ASA," Equinor, <https://www.equinor.com/news/archive/2018-11-15-solar>
- Gilblom, K., E. Schatzker (2018), "BP Is 'Scanning' for Renewables Deals to Plan for a Life Beyond Oil," Bloomberg, <https://www.bloomberg.com/news/articles/2018-01-23/bp-scanning-for-renewables-deals-to-plan-for-a-life-beyond-oil?leadSource=uverify%20wall>
- Heller, P. (2019), "Fiscal Futures: Are National Oil Companies Champions or Obstacles for Energy Transition?" Open Budget Blog, <https://internationalbudget.org/2019/05/fiscal-futures-are-national-oil-companies-champions-or-obstacles-for-energy-transition/>
- Hydrocarbon processing (2020), "ADNOC announces expansion of carbon capture program," Hydrocarbon processing, <https://www.hydrocarbonprocessing.com/news/2020/02/adnoc-announces-expansion-of-carbon-capture-program>

Código de campo cambiado

Código de campo cambiado

Código de campo cambiado

Código de campo cambiado

Código de campo cambiado

- Kite-Powell, J. (2016), "Total And Bill Gates Invest \$14 Million In Biomass Conversion Technology For Biofuels," <https://www.forbes.com/sites/jenniferhicks/2016/10/24/total-and-bill-gates-invest-14-million-in-biomass-conversion-technology-for-biofuels/?sh=2de3705c6b15>
- Mooney, A. (2020), "How investor pressure prompted oil majors to wake up to climate change", Financial Times, <https://www.ft.com/content/83b4ba6b-bef9-45d3-a6fb-087ef3143a43>
- Murray, J. (2020), "How Saudi Aramco's new fund will back renewable energy projects," NS Energy, <https://www.nsenergybusiness.com/features/saudi-aramco-renewable-energy/>
- Raval, A. (2019), "Oil majors work to carve out a role for greener biofuels," Financial Times, <https://www.ft.com/content/22bd976c-248f-11e9-b20d-5376ca5216eb>
- Spatuzza, A. (2019), "Brazilian oil giant Petrobras exits renewables business," Recharge News, <https://www.rechargenews.com/transition/brazilian-oil-giant-petrobras-exits-renewables-business/2-1-649136>
- Thomson, A. and R. Fitz (2020), "Net zero company' emissions plans must appeal to shareholders", Financial Times, <https://www.ft.com/content/3810633e-4e77-11ea-95a0-43d18ec715f5>
- Total (2019), "Solar: the focus of our renewable energy ambition," Total, <https://totalenergies.com/energy-expertise/exploration-production/renewable-energies/solar-energy-and-wind-energy>
- Ward, A. (2018), "Oil majors see their chance in staid world of utilities," Financial Times, <https://www.ft.com/content/648a25ce-116d-11e8-940e-08320fc2a277>
- Xin, Z. (2020), "CNOOC looking to sharpen focus on offshore renewable energy ventures," China Daily,

Código de campo cambiado

Código de campo cambiado

Código de campo cambiado

Código de campo cambiado

Código de campo cambiado

Código de campo cambiado

Código de campo cambiado

Código de campo cambiado

<https://global.chinadaily.com.cn/a/202010/15/WS5f87a3e4a31024ad0ba7ec0c.html>

Código de campo cambiado